

**PENGARUH FASIES DAN PROPERTI RESEVOIR TERHADAP
KINERJA PRODUKSI MINYAK SUMUR HORIZONTAL
DILAPANGAN “X” DAERAH DURI , KECAMATAN MANDAU,
KABUPATEN BENGKALIS**

PROVINSI RIAU

TUGAS AKHIR

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Meraih Gelar
Sarjana Pada Jurusan Teknik Geologi Fakultas Teknik
Universitas Islam Riau
Pekanbaru



Oleh :

ROBY EBBESTA

143610822

**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOLOGI
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2021

HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN PENELITIAN

Dengan ini saya menyatakan :

1. Karya tulis ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapat gelar akademik (Strata Satu), baik di Universitas Islam Riau maupun diperguruan tinggi lainnya
2. Karya tulis ini adalah merupakan gagasan, rumusan penelitian saya sendiri, tanpa bantuan pihak lain kecuali arahan dari dosen pembimbing.
3. Dalam karya tulis ini tidak terdapat karya dan pendapat orang lain, kecuali secara tertulis dengan jelas dicantumkan sebagai acuan dalam naskah dengan disebutkan nama pengarang dan di cantumkan dalam daftar pustaka.
4. Penggunaan “*Software*” komputer bukan menjadi tanggung jawab Universitas Islam Riau.
5. Pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya dan apabila dikemudian hari terdapat penyimpanan dan tidak kebenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik dengan pencabutan gelar yang sudah diperoleh, serta sanksi lainnya sesuai dengan norma yang berlaku di perguruan tinggi.

Pekanbaru, 08 November 2021

Yang Bersangkutan Pernyataan

Roby Ebbesta

NPM : 143610822

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
PENELITIAN UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Islam Riau, saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : ROBY EBBESTA

NPM :143610822

Program Studi : S1 Teknik Geologi

Fakultas : Teknik

Jenis Karya : SKRIPSI

Menyetujui untuk memberikan Hak Bebas Royalti Non-eksklusif (*Non-Exclusive Royalty Free Right*) kepada Universitas Islam Riau demi kepentingan pengembangan ilmu pengetahuan atas karya ilmiah saya yang berjudul :

PENGARUH FASIES DAN PROPERTI RESEVOIR TERHADAP KINERJA PRODUKSI MINYAK SUMUR HORIZONTAL DILAPANGAN “X” DAERAH DURI , KECAMATAN MANDAU, KABUPATEN BENGKALIS PROVINSI RIAU

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak tersebut maka Universitas Islam Riau berhak menyimpan, mengalih mediakan/format, mengelola dalam bentuk nama saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Pekanbaru, 04 November 2021

Yang Menyatakan

ROBY EBBESTA

NPM: 143610822

**PENGARUH FASIES DAN PROPERTI RESEVOIR TERHADAP
KINERJA PRODUKSI MINYAK SUMUR HORIZONTAL
DILAPANGAN “X” DAERAH DURI , KECAMATAN MANDAU,
KABUPATEN BENGKALIS PROVINSI RIAU**

ROBY EBBESTA

Program Studi Teknik Geologi

SARI

Lapangan Mandau merupakan lapangan minyak terbesar kedua di Cekungan Sumatera Tengah. Lapangan ini terdiri dari 12 Area, dan terdapat lapisan reservoir yang produktif yakni lapisan Rindu dari Formasi Duri, dan lapisan Pertama dari Formasi Bekasap. Penelitian ini meliputi sebagian Blok A, Blok B, dan Blok C, pada Formasi Duri, interval Duri Bagian Atas, yang setara dengan Lapisan Rindu bagian atas. Formasi Duri terendapkan pada Miosen Awal, saat sesar utama dicekungan sudah tidak aktif (*post-rift*). Formasi ini terdiri dari lapisan-lapisan Rindu, Batupasir 240' dan Batupasir 140', dengan sistem pengendapan estuari. Data yang digunakan pada penelitian ini berupa batuan inti dan data log sinar gamma dari 322 sumur. Selain itu, digunakan data tambahan berupa laporan biostratigrafi untuk membantu menentukan umur dan lingkungan pengendapan pada lapisan yang dikaji. Reservoir interval Duri Bagian Atas terdiri dari tiga siklus pengendapan yang terendapkan secara transgresif, yang mengisi sebuah lembah torehan. Berdasarkan data sumur dan hasil korelasi sumur ke sumur, reservoir terbaik pengendapan pada formasi Duri, interval Lapisan Duri Bagian Atas berarah NE-SW.

Kata Kunci: Cekungan Sumatera Tengah, Formasi Duri, Studi Sedimentologi, Interval Duri Bagian Atas, Rekonstruksi Paleogeografi.

**THE EFFECT OF FACIES AND RESEVOIR PROPERTY ON OIL
PRODUCTION PERFORMANCE HORIZONTAL WELL IN “X”
FIELD, DURI REGION, MANDAU DISTRICT, BENGKALIS
REGENCY, RIAU PROVINCE**

ROBY EBBESTA

Department of Geological Engineering

ABSTRACT

Mandau field is the second largest oil field on Central Sumatra Basin. The Field is consisted of 12 areas. The productive reservoir is the Rindus from Duri Formation, and Pertama sand from Bekasap Formation. This study consisted of half of Block A, Block B, and Block C, on Duri Formation ,on Upper Duri Formation Interval, that have the maximum thickness only 8 metres. Duri Formation is deposited on Early Miocene, when the border fault is no longer active (Post-rift). This formation is consisted of Rindus, 240' sand, and 140' sand, and deposited on estuarine system. The data that is available is gammaray log and core, and also the biostratigraphic report, to determine the age and depositional environment of the UpperDuri Formation interval. Based on analysis, Upper Duri Formation interval consisted of three transgressive depositional cycles, that infill the incised valley that has been formed earlier. From well to well correlation and log data, the best reservoir of this system is deposited on the centre of the study area, trends NE to SW, and interpreted as the trends of sedimentation of Upper Duri Formation interval.

Keywords:*Central Sumatra Basin, Duri Formation, Sedimentology Study, Interval Upper Duri Formation, Paleogeographic Modeling.*

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa yang senantiasa melimpahkan rahmat dan hidayat-Nya. Penulis dapat mengerjakan Karya Tulis Ilmiah dengan judul "*Analisa Sikuen Stratigrafi Untuk Menentukan Lokasi Sumur Injeksi Berdasarkan Data Seismik , Data Sumur Dan Data Paleontologi Daerah “ X ” daerah Chevron*" dapat terselesaikan dengan lancar.

Semua berkat dukungan serta bimbingan dari berbagai pihak yang rela hati meluangkan waktu dan tenaganya untuk memberikan saran dan nasehat kepada penulis demi terlaksananya tugas akhir ini. Untuk itu penulis berterima kasih kepada Allah SWT, terima kasih kepada orang tua yang tersayang Papa dan Mama, terima kasih kepada Bapak/Ibu dosen pembimbing, dosen Penguji maupun seluruh dosen yang ada di jurusan Teknik Geologi, serta berterima kasih kepada semua yang terlibat membantu penulis untuk selalu bersemangat.

Untuk kesempurnaan penyusun laporan tugas akhir ini, kami mengharap kritik serta saran yang bersifat membangun. Mudah - mudahan bermanfaat khususnya bagi penulis sebagai penyusun dan bagi pembaca pada umumnya.

Pekanbaru, 04 November 2021

ROBY EBBESTA

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN PENELITIAN.....	ii
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	iii
SARI.....	iv
ABSTRACT.....	v
KATA PENGANTAR.....	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR GAMBAR.....	xi
BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan Penelitian	2
1.5 Manfaat Penelitian.....	3
1.6 Lokasi Peneliatan.....	3
1.7 Waktu Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Pengertian Analisa Inti Bor (<i>core</i>).....	5
2.2 Korelasi.....	5
2.3 Peta Geologi Bawah Permukaan.....	6
2.3.1 Definisi Peta Geologi Bawah Permukaan.....	6
2.3.2 Macam Geologi Peta Bawah Permukaan.....	6
2.4 Log Mekanik	8
2.4.1 Pengertian Log.....	8
2.4.2 Macam-Macam Log.....	8
2.5 Petroleum Sistem.....	12
2.5.1 Batuan Induk (<i>Source Rock</i>).....	13
2.5.2 Reservoir (<i>Reservoir</i>).....	13
2.5.3 Jebakan (<i>Trap</i>).....	14

2.5.4 Migrasi (<i>Migration</i>).....	14
2.6 Sekuen Stratigrafi	15
2.6.1 Pengertian.....	15
2.6.2 Sekuen.....	15
2.7 Seismik	16
2.7.1 Seismek Fasies.....	16
2.7.2 Stratigrafi Seismek.....	17

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Obejek Penelitian	21
3.2 Persiapan dan Alat Penelitian	21
3.3 Tahap Pengolahan Data	22

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Ketersediaan Data	27
4.2 Identifikasi Interval Formasi Duri Bagian Atas di Log Elektrik.....	28
4.3 Data Biostrattigrafi.....	29
4.4 Data BatuanInti.....	35
4.4.1.Pencocokan Kedalaman.....	37
4.4.2Identifikasi Fasies di Reservoar <i>Upper Duri Formation</i>	39
4.4.3Identifikasi Fosil Jejak dari Batuan Inti dan Analisis Lingkungan Pengendapan.....	57
4.5 Elektrofases.....	59
4.6 Korelasi.....	60
4.7 Analisis Model Pengendapan.....	69
4.8 Pemetaan Geometri Resevoir.....	70
4.9 Pemodelan Paleogeografi.....	77
4.10 Pemodelan Fasies.....	81

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan.....	88
5.2 Saran.....	89

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1.1 Jadwal Kegiatan Penelitian.....	4
4.1 Ikhtiar Hasil Analisis Data Biostragafi.....	35
4.2 Nilai Pergeseran Kedalaman Batuan Inti Sebagai Hasil Kalibrasi Dengan Data Log Sinar Gamma	38



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1.1 Lokasi Lapangan Mandau.....	3
2.1 Aspek-Aspek Petroleum System.....	13
2.2 Sequence Boundary Tipe 1	15
2.3 Sequence Boundary Tipe 2.....	16
3.1 Alur Penelitian.....	26
4.1 Lokasi Penelitian Bagian Tengah Lapangan.....	27
4.2 Konfigurasi Sumur dan Sebaran Data pada Daerah Penelitian.....	28
4.3 Contoh Tipe Karakter Pola Sinar Gamma pada Interval Duri Bagian Atas.....	29
4.4 Data Biostratigrafi pada Sumur D-218.....	30
4.5 Data Biostratigrafi pada Sumur D-199.....	31
4.6 Data Biostratigrafi pada Sumur D-167 B.....	32
4.7 Data Biostratigrafi pada Sumur D-138.....	33
4.8 Data Tipe Log Sumur D-167 yang disandingkan dengan data biostratigrafi pada Sumur D-167 B.....	34
4.9 Kurva Log Sinar Gamma.....	37
4.10 Posisi Batuan Inti Dengan Log Elektrik Sumur D-169.....	38
4.11 Model Suksesi Fasies.....	40
4.12 Model Suksesi Fasies.....	41
4.13 Model Suksesi Fasies.....	42
4.14 Model Suksesi Fasies.....	43
4.15 Model Suksesi Fasies.....	44
4.16 Batuan Inti Pada Sumur D-167.....	45
4.17 Batuan Inti Pada Sumur D-169.....	48

4.18	Batuan Inti Pada Sumur Bawah D-199.....	50
4.19	Batuan Inti Pada Sumur Tengah D-199.....	51
4.20	Batuan Inti Pada Sumur Tengah D-218.....	53
4.21	Batuan Inti Atas Pada Sumur D-218.....	54
4.22	Batuan Inti Pada Sumur D-307.....	55
4.23	Pengendapan Muddrapes Pada Siklus Pasang Surut.....	56
4.24	Ichnofasies Marin yang Mempresentasikan Gradient Lingkungan Pengendapan.....	58
4.25	Sumur yang Telah Dipresentasikan Fasies Berdasarkan Pola Gamma yang Dikontrol Oleh Fasies Berdasarkan Data Batuan Inti.....	60
4.26	Lintasan Korelasi Daerah Penelitian.....	61
4.27	Lintasan Korelasi NW-SE 5.....	63
4.28	Lintasan Korelasi NW-SE 10.....	64
4.29	Lintasan Korelasi NW-SE 14.....	65
4.30	Lintasan Korelasi NE-SW 6.....	66
4.31	Lintasan Korelasi NE-SW 14.....	67
4.32	Lintasan Korelasi NE-SW 10.....	68
4.33	Model Penampang Vertical dari Estruasi dengan Dominasi Pasang Surut.....	70
4.34	Peta Struktur Kedalaman T_DBA_DBA.....	71
4.35	Peta Struktur Kedalaman BC3_DBA.....	71
4.36	Peta Struktur Kedalaman BC2_DBA.....	72
4.37	Peta Struktur Kedalaman BC_DBA.....	72
4.38	Peta Struktur Kedalaman FS.....	73
4.39	Peta Isopach antara FS dengan B_DBA.....	74
4.40	Peta Isopach antara B_DBA dengan BC2_DBA.....	74

4.41 Peta Isopach antara BC2_DBA dengan BC3_DBA.....	75
4.42 Peta Isopach antara T_DBA dengan BC3_DBA.....	76
4.43 Analisis Arah Pengendapan.....	77
4.44 Rekontruksi Lembah Torehan yang Mengerosi Lapisan Batu Lempung Marin.....	78
4.45 Pengisian Lembah Torehan Fase Pertama yang Tidak Meluas.....	79
4.46 Pengisian Lembah Torehan Fase Kedua yang Meluas.....	80
4.47 Pengisian Lembah Torehan Fase Ketiga yang Sangat Meluas.....	81
4.48 Ilustrasi Skematik dari Variable Suksesi Fasies Sepanjang Estuary Dengan Ujung Terbuka.....	82
4.49 Ilustrasi Penafsiran Pola Sinar Gamma Terhadap Fasies Pengendapan	82
4.50 Metode Geostatistic.....	83
4.51 Hasil Pemodelan Fasies Interval T_DBA dengan BC3_DBA Zona 1.....	85
4.52 Hasil Pemodelan Fasies untuk Interval BC3_DBA dengan BC2_DBA Zona 2.....	86
4.53 Hasil Pemodelan Fasies untuk Interval BC2_DBA dengan B_DBA Zona 3.....	87



Dokumen ini adalah Arsip Miitik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB I

PENDAHULUAN

I.1 Latar Belakang

P.T Chevron Pacific Indonesia memiliki banyak sumur yang produktif baik yang model horizontal ataupun vertikal. Sumur - sumur tersebut memiliki kedalaman dan kandungan yang berbeda, sehingga reservoirnya memiliki peluang menjadi reservoir minyak yang persentase kandungannya besar.

Sumur horizontal dilapangan "X" menunjukkan kinerja produksi yang beragam, yang berbeda jauh dari perkiraan produksi sebelumnya. Fasies dan reservoir belum digunakan sebagai parameter untuk memperkirakan kinerja produksi minyak dilapangan ini, maka digunakan metode - metode yang terkait untuk menemukan keragaman produksi yang dapat menentukan fasies dan arah pengendapan resevoirnya.

Lapangan Mandau merupakan lapangan minyak terbesar kedua di Cekungan Sumatera Tengah. Lapangan ini terdiri dari 12 Area, dan terdapat lapisan reservoir yang produktif yakni Lapisan Rindu dari Formasi Duri, dan Lapisan Pertama dari Formasi Bekasap. Penelitian ini meliputi sebagian Area 5, 8, dan 10, dan terkonsentrasi di Lapisan Rindu-1. Area 5 dan 8 mulai dikembangkan sejak tahun 1989, sedangkan area 10 dikembangkan sejak tahun 2001. Ketiga area ini mempunyai karakteristik minyak yang sama, yakni minyak berat (*heavyoil*).

Minyak berat (*heavyoil*) mempunyai viskositas atau kekentalan yang tinggi, sehingga untuk mengeksploitasinya diperlukan teknologi injeksi uap (*steam injection*), yang sudah dipergunakan sejak awal pengembangan lapangan-lapangan ini. Selain menggunakan uap, juga dilakukan pemboran dengan arah tertentu (*directional drilling* maupun pemboran horizontal. Studi sedimentologi khusus terhadap Interval formasi Duri Bagian Atas ini diharapkan dapat memberikan informasi yang spesifik mengenai arah pengendapan, yang akan

berguna dalam penentuan arah pemboran horizontal, sebagai salah satu upaya untuk meningkatkan produksi Lapangan Mandau.

Berdasarkan uraian di atas peneliti tertarik untuk meneliti tentang "**Studi Sedimentologi Pengaruh Fasies Dan Properti Reservoir Terhadap Kinerja Produksi Minyak Sumur Horizontal Dilapangan "X"Daerah Duri , Kecamatan Mandau, Kabupaten Bengkalis Provinsi Riau**".

I.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan uraian diatas, rumusan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Apakah ada batas-batas kesamaan waktu pengendapan ?
2. Apakah ada pengaruh fasies terhadap kinerja sumur ?
3. Bagaimana lingkungan pengendapan ?
4. Studi Sedimentologi Pada daerah penelitian?
5. Berapa besar ketebalan interval data yang dihasilkan?
6. Bagaimana pemanfaatan Elektrofasies dalam penelitian?
7. Bagaimana pemodelan fasies yang dihasilkan?

I.3 Batasan Masalah

Agar penelitian ini memiliki arah yang cukup jelas, maka perlu adanya suatu batasan masalah. Adapun batasan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut :

1. Penelitian ini dibatasi pada formasi duri bagian atas, dilapangan mandau bagian tengah
2. pembahasan meliputi studi sekuen stratigrafi, analisa fasies pengendapan dan pemetaan ketebalan fasies
3. interpretasi fasies hanya dilakukan pada lapisan upper duri 8, 9. dan 10

I.4 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah, sebagai berikut :

1. Mengidentifikasi kedalaman serta kandungan dari suatu sumur bor yang dianalisa.
2. Menambah pengetahuan mengenai pengurutan *core box* sesuai kedalaman sumur analisa.

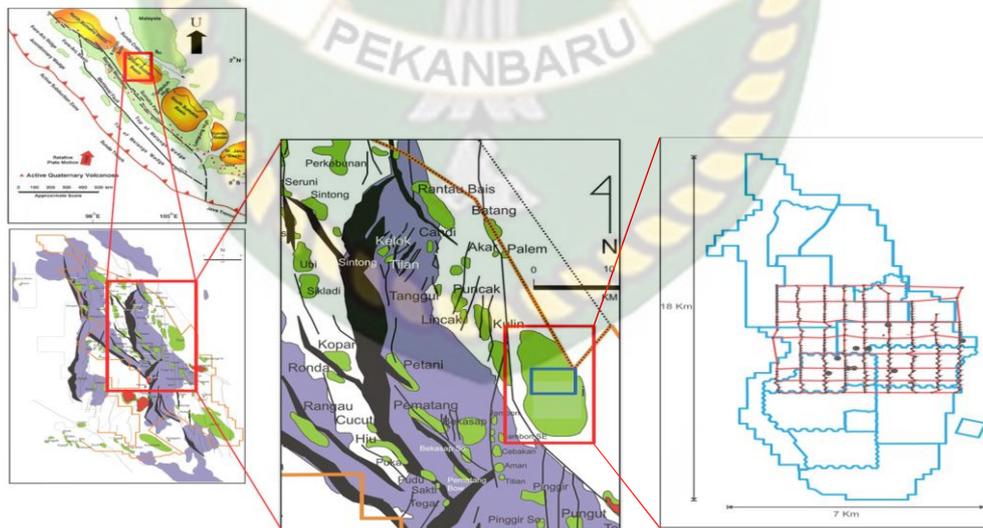
3. Mampu mengkorelasikan sumur-sumur yang di analisa
4. Menghasilkan data yang berupa Isopach yang membantu kita dalam mengetahui cadangan sumur yang dianalisa.

1.5 Manfaat Penelitian

1. Hasil penelitian ini diharapkan dapat menambah wawasan dan pengetahuan perkembangan keilmuan dalam bidang geologi khususnya di bidang industri minyak dan gas
2. Penelitian ini diharapkan dapat dijadikan sebagai masukan dan pengetahuan pada P.T Chevron Pacific Indonesia untuk pengembangan lapangan mandau agar dapat menoptimalkn hasil produksi lapangan mandau

1.6 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian terletak pada blok A, B, dan C, Lapangan Mandau, Cekungan Sumatera Tengah, yang dikelola oleh PT Chevron Pacific Indonesia (PT CPI , 2012). Luas daerah penelitian mencapai 25 km², yang dapat dilihat pada Gambar 1.1 dibawah ini.



Gambar1. 1 Lokasi Lapangan Mandau (Laporan Internal PT CPI, 2007)

1.7 Waktu Penelitian

Penelitian dilaksanakan pada bulan Oktober 2017 sampai dengan bulan Desember 2017. Lokasi pengambilan data di P.T Chevron Pacific Indonesia daerah Duri, Kecamatan Mandau, Kabupaten Bengkalis, Provinsi Riau.

Pengolahan dan menganalisa data dilakukan di Laboratorium geologi dasar dan sipil, dan pengolahan data sekunder berupa data *log sumur*. Penelitian akan dikerjakan dalam lima tahap:

1. Tahap studi literatur dan pengajuan izin Tugas Akhir di P.T Chevron Pacific Indonesia daerah Duri yang dilaksanakan selama kira-kira 1 bulan yaitu pada bulan September 2017.
2. Tahap pengumpulan data yang dilaksanakan di daerah penelitian selama 1 minggu dari tanggal 05 – 12 Oktober 2017 .
3. Tahap analisa dan pembahasan hasil selama 1 bulan dari tanggal 14 Oktober 2017 - 15 November 2017.
4. Interpretasi data dan Diskusi dilakukan selama 1 minggu dari tanggal 17- 24 November 2017.
5. Presentasi and Evaluasi hasil kerja Tugas Akhir di P.T Chevron Pacific Indonesia daerah Duri dilakukan 1 minggu dari tanggal 28 November 2017- 05 Desember 2017.

Jadwal kegiatan penelitian secara umum dan rincian jadwal kegiatan pengerjaan lapangan dapat ditunjukkan pada Tabel 1.1

Tabel.1.1 Jadwal Kegiatan Penelitian

Kegiatan	Bulan ke 1	Bulan ke 2
Studi Literatur	■	
Pengumpulan Data	■	
Analisa Data	■	■
Interpretasi data dan Diskusi		■
Presentasi and Evaluasi		■

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Analisa Inti Bor (*core*)

Pendeskripsian inti bor meliputi sifat-sifat fisik lapisan batuan (warna, struktur sedimen, tekstur, komposisi mineralogi, semen, matrik dan porositas), informasi struktur (sesar dan kekar), indikasi hidrokarbon (*oil show*) maupun perubahan dan hubungan vertikal antar lapisan (kandidat *sequence boundary* dan *maximum flooding surface*). Tahapan ini bertujuan untuk mengenali heterogenitas reservoir dan penentuan fasies lingkungan pengendapan dan asosiasinya dengan dikombinasikan dengan data log. Deskripsi *core* ini digunakan juga sebagai data penting dalam korelasi sikuen stratigrafi dalam penentuan fasies.

2.2. Korelasi

Korelasi dapat diartikan sebagai penentuan unit stratigrafi dan struktur yang mempunyai persamaan waktu, umur dan posisi stratigrafi. Korelasi ini digunakan untuk keperluan dalam pembuatan penampang dan peta bawah permukaan (*subsurface* dan *cross section*).

Tujuan korelasi :

1. Mengetahui dan merekonstruksi kondisi geologi bawah permukaan, baik kondisi struktur maupun stratigrafi serta mengetahui penyebaran lateral maupun vertical dari zona hidrokarbon (penentuan cadangan).
2. Merekonstruksi paleografi daerah telitian pada waktu geologi tertentu, yaitu dengan membuat penampang stratigrafi.
3. Menafsirkan kondisi geologi yang mempengaruhi pembentukan hidrokarbon, migrasi, dan akumulasinya di daerah telitian.

2.3. Peta Geologi Bawah Permukaan

2.3.1. Defenisi Peta Geologi Bawah Permukaan

Peta bawah permukaan adalah peta yang menggambarkan bentuk maupun kondisi geologi bawah permukaan dan menjadi dasar dalam suatu kegiatan eksplorasi hidrokarbon, mulai dari awal hingga pengembangan lapangannya.

Peta bawah permukaan memiliki sifat kualitatif dan dinamis. Kualitatif artinya peta menggambarkan suatu garis yang menghubungkan titik-titik yang nilainya sama, baik berupa ketebalan, kedalaman maupun prosentase ketebalan. Dinamis artinya kebenaran peta tidak dapat dinilai atas kebenaran metode, tetapi berdasarkan data yang ada dan sewaktu-waktu dapat berubah seiring dengan diperolehnya data-data baru.

Hal itu terjadi karena peta bawah permukaan merupakan hasil interpretasi geologi atau geofisika yang tergantung pada keterbatasan data, teknik pelaksanaan, imajinasi yang kreatif, kemampuan visual tiga dimensi dan pengalaman. Adapun data yang dipakai antara lain data *core*, *wireline log* dan data seismik dengan tujuan untuk mengetahui kondisi geologi bawah permukaan mendekati kondisi sebenarnya, termasuk juga lingkungan pengendapan, arah suplai sedimen, arah laut terbuka serta untuk mengetahui daerah prospek hidrokarbon dan cadangannya.

2.3.2. Macam Geologi Peta Bawah Permukaan

Dalam aplikasinya, peta bawah permukaan dibagi menjadi beberapa macam, yakni peta kontur dan peta stratigrafi.

2.3.2.1. Peta Kontur Struktur

Peta kontur struktur atau peta struktur berkontur merupakan peta yang menggambarkan posisi dan konfigurasi dari suatu lapisan terhadap datum tertentu. Datum yang dipakai dalam pembuatan peta kontur struktur adalah muka air laut, dimana tiap-tiap sumur digantung pada kedalaman yang sama. Dengan demikian, peta ini akan memperlihatkan penyebaran lapisan atau fasies batuan secara lateral ataupun secara vertikal yang dikontrol oleh struktur sesar atau lipatan.

2.3.2.2. Peta Stratigrafi

Peta stratigrafi adalah peta yang memperlihatkan perlapisan batuan beserta perubahannya secara lateral dan dinyatakan dalam nilai-nilai tertentu, misalnya ketebalan, kedalaman atau perbandingan / prosentase dari lapisan batuan. Peta stratigrafi dibagi menjadi 2 (dua) macam :

1. Peta *Isopach*, adalah peta yang memperlihatkan ketebalan suatu lapisan atau seri lapisan yang dinyatakan dengan garis-garis kontur yang menggambarkan ketebalan asli.
 - a. Peta *Isochore* : menggambarkan tebal lapisan batuan yang ditembus oleh lubang bor (ketebalan semu), dimana dip / kemiringan lapisan $> 10^\circ$ atau lubang bor tidak vertikal (*directional well*).
 - b. *Net Sand Isopach Map* : menggambarkan total ketebalan lapisan reservoir yang porous dan permeabel dalam ketebalan stratigrafi sebenarnya.
 - c. *Net Pay Isopach Map* : menggambarkan ketebalan lapisan reservoir yang mengandung fluida hidrokarbon (minyak dan gas).
2. Peta Fasies; yaitu yang menggambarkan perubahan secara lateral dari aspek-aspek kimia dan biologi dari sedimen-sedimen yang diendapkan pada waktu bersamaan.
 - a. Peta *Isofasies*; bersifat kuantitatif dan terutama diterapkan pada perubahan-perubahan fasies yang terjadi secara mendadak.
 - b. Peta Fasies Komponen Tunggal (*Single Componen Facies Map*); biasanya memperlihatkan litologi yang mempunyai nilai ekonomis, seperti batupasir atau batugamping.
 - c. Peta Fasies Komponen Ganda (*Double Componen Facies Map*); terdiri dari dua komponen, meliputi peta *sand-shale ratio* dan *peta clastic ratio*.
 - *Sand-shale ratio*, yaitu perbandingan antara ketebalan lapisan batupasir dengan ketebalan lapisan serpih yang menyisipinya.

Jumlah total sand

$$\text{Sand-shale ratio} = \frac{\text{Jumlah total sand}}{\text{Jumlah total shale}}$$

Jumlah total shale

- *Clastic ratio*, yaitu perbandingan antara sedimen klastik dan sedimen non klastik.

Jumlah total sedimen klastik

$$\text{Clastic ratio} = \frac{\text{Jumlah total sedimen klastik}}{\text{Jumlah total sedimen non klastik}}$$

Jumlah total sedimen non klastik

- Peta Fasies Komponen Banyak; terdiri dari minimal tiga komponen, misalnya peta *sand-shale ratio* dan peta *clastic ratio* yang mencerminkan komponen gamping, pasir dan sepih.

2.4. Log Mekanik

2.4.1. Pengertian Log

Log merupakan suatu metode penelitian dengan pekerjaan mencatat/merekam data-data di bawah permukaan dengan menggunakan peralatan elektronik secara berkesinambungan dan teratur, sehingga diagram yang dihasilkan merupakan gambaran hubungan antara kedalaman dengan karakter atau sifat-sifat formasi batuan (Harsono, 1997).

2.4.2. Macam-macam Log

2.4.2.1. Log Permeable

Langkah awal yang dilakukan dalam evaluasi formasi adalah mengidentifikasi reservoir atau lapisan permeabel. Log yang digunakan untuk mengidentifikasi lapisan permeabel adalah :

1. Log Spontaneous Potential (SP)

Log SP termasuk log elektrik yang mengukur beda potensial kelistrikan dalam mV antara elektroda tetap di permukaan dengan elektroda bergerak dalam lubang sumur. Tool SP beroperasi berdasarkan arus listrik, maka lubang sumur harus berisi lumpur asin/tawar konduktif agar arus listrik mengalir. Oleh karena itu tool SP tidak bisa dioperasikan pada lubang sumur berisi *oil base mud*, lubang kosong atau *cased hole* (lubang sumur bercasing).

Manfaat kurva SP adalah :

- mengidentifikasi zona permeabel
- untuk perhitungan Rw
- memperkirakan derajat kelepungan (*shalliness*) reservoir

2. Log Gamma Ray (GR)

Log gamma ray termasuk log nuklir yaitu yang mencatat radioaktifitas alamiah yang dipancarkan oleh peluruhan unsur uranium (U), thorium (Th) dan potasium (K) dalam suatu formasi batuan. Log GR diukur dalam API Unit (APIU) dan setiap APIU besarnya adalah 1/200 kali respon yang dihasilkan oleh standar kalibrasi API. Sinar gamma tersebut mampu menembus formasi sebagai fraksi teremisikan di sekitar lubang bor, menembus lumpur dan dapat dideteksi dengan suatu sensor sinar gamma.

Log GR dalam pekerjaan evaluasi formasi digunakan untuk :

- Menentukan volume lempung.

Log GR dapat digunakan untuk menentukan kandungan lempung dari suatu formasi. Hal ini didasarkan pada kenyataan bahwa uranium, thorium dan potassium sebagian besar terkonsentrasi dalam mineral lempung.

- Identifikasi litologi.

Formasi yang sarang mempunyai radioaktivitas kecil dan menunjukkan defleksi ke kiri. Formasi lempung yang kedap air mempunyai sifat radioaktivitas tinggi dan kurva lognya ke arah kanan.

- Korelasi antar sumur

Log GR mempunyai karakteristik respon tertentu terhadap batuan. Log GR sangat efektif untuk mengenali zona permeabel, berdasarkan fakta bahwa elemen-elemen radioaktif (U , Th , dan K) cenderung terkonsentrasi pada shale impermeabel, dan sedikit terkonsentrasi pada karbonat dan sandstone permeabel. Bacaan tertinggi kurva GR diperoleh pada shale, yaitu rata-rata 100 *APIU* tetapi dapat juga bervariasi dari 75-150 *APIU*, sedangkan sandstone bersih dan dolomite memiliki harga GR relatif rendah, yaitu 20-30 *APIU*. Bacaan paling rendah sekitar 15-20 *APIU* diperoleh pada *limestone* dan *anhydrite*.

2.4.2.2. Log Resistivitas

Log resistivitas merupakan log elektrik yang digunakan untuk mendeterminasi jenis fluida dalam reservoir dan dapat menentukan tahanan jenis batuan terhadap arus listrik yang melaluinya.

Berdasarkan radius investigasi, zona pengukuran resistivitas dapat dikelompokkan sebagai berikut :

- *Flushed zone* : 1 - 6 in, diukur dengan tool MLL, SFL, MSFL
- *Shallow zone* : 0,5 - 1,5 ft, diukur dengan tool LLS
- *Medium zone* : 1,5 - 3 ft, diukur dengan tool ILM dan LLM
- *Deep zone* : lebih dari 3 ft, diukur dengan tool ILD dan LLD

2.4.2.3. Log Porositas

Sampai saat ini ada tiga jenis log untuk pengukuran porositas yaitu log densitas, log neutron dan log sonik. Nama-nama ini berhubungan dengan besaran fisika yang dipakai, sehingga timbulah istilah-istilah porositas sonik, porositas densitas dan porositas neutron. Penting untuk disadari bahwa hasil pengukuran bisa tidak sama antara satu dengan yang lain, atau tidak bisa mewakili porositas sebenarnya. Hal ini disebabkan oleh karena alat-alat tersebut tidak bisa membaca

porositas secara langsung. Pengukuran porositas dilakukan dengan berbagai macam log, yaitu :

1. Log Densitas

Prinsip log densitas adalah menghitung penipisan jumlah sinar *gamma ray* antara *source* dengan *detektor*. Adapun log ini digunakan untuk:

- Menentukan porositas.

Yaitu mengukur porositas total suatu formasi, baik porositas primer maupun sekunder.

- Identifikasi litologi

Litologi dapat diidentifikasi dengan penggabungan log densitas, neutron, dan sonik.

- Identifikasi adanya kandungan gas

Adanya gas dapat dideteksi dengan gabungan log densitas dengan log neutron. Adanya separasi positif (porositas densitas > porositas netron) yang lebar antara log densitas dan neutron menunjukkan adanya kandungan gas.

- Mendeterminasi densitas hidrokarbon

3. Log Neutron

Merupakan tipe log porositas yang mengukur konsentrasi ion hidrogen dalam suatu formasi. Di dalam formasi bersih dimana porositas diisi air atau minyak, log netron mencatat porositas yang diisi cairan. Log ini digunakan untuk:

- Menentukan porositas

Yaitu mendeteksi porositas primer dan sekunder dalam formasi lempung. Dalam formasi lempungan log ini juga mendeteksi kandungan air dalam partikel-partikel lempung sebagai porositas.

- Identifikasi litologi
Dengan menggunakan gabungan log densitas, netron, dan sonic
- Identifikasi adanya gas
Dideteksi dengan gabungan log netron dan densitas.

Analisa log menjadi lebih akurat dan sederhana setelah interpretasi log neutron-densitas dikombinasikan, karena porositas biasa ditentukan tanpa harus mengetahui litologi. Hal tersebut dikarenakan ketidakpastian nilai porositas akan muncul jika log neutron atau densitas terletak pada *track* yang berbeda. Maka dengan kombinasi log neutron-densitas ketidakpastian litologi dapat diperkecil.

4. Log Sonik

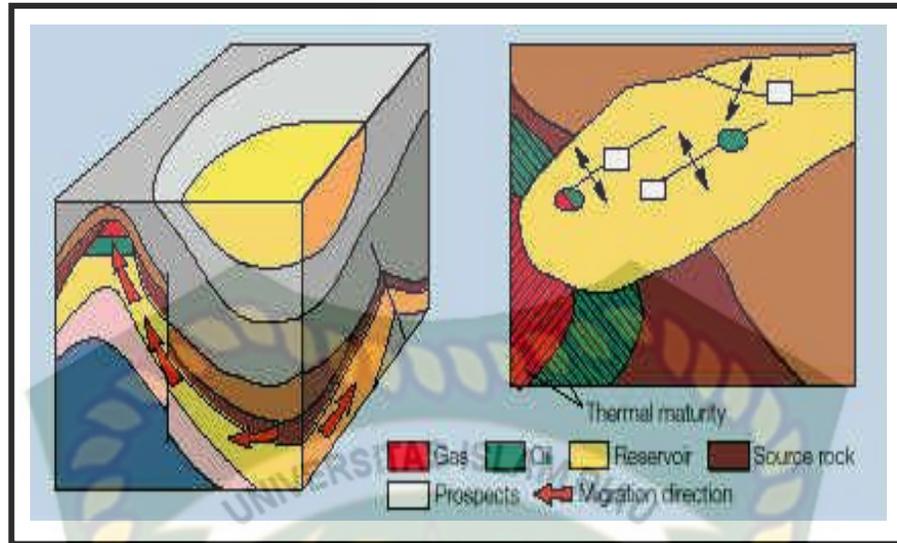
Log sonik mengukur beda waktu kedatangan (dalam $\mu\text{sec/ft}$) antara kecepatan gelombang suara pada *transmitter* dengan *receiver*. Log sonik digunakan untuk:

- Menentukan porositas
Yaitu mengukur harga kesarangan primer namun tidak dapat mengukur porositas sekunder.
- Identifikasi litologi.

Dengan menggabungkan log sonik, netron dan densitas.

2.5. **Petroleum Sistem**

Dalam kegiatan eksplorasi cadangan hidrokarbon dikenal istilah mengenai *petroleum system*. Ada 4 (empat) komponen utama yang penting diketahui dalam mempelajari *petroleum system* pada suatu cekungan sedimen, yaitu batuan induk (*Source rock*), reservoir (*reservoir*), pemerangkapan (*trap*), dan migrasi (*migration*).



Gambar 2.1 Diagram yang menunjukkan aspek-aspek *petroleum system* (Putrohari, 1999).

2.5.1 Batuan induk (*Source rock*)

Batuan induk (*source rock*) adalah batuan sumber dimana minyak dan gas bumi terbentuk. Pada umumnya batuan sumber ini berupa lapisan serpih atau shale yang tebal dan mengandung material organik.

2.5.2 Reservoir (*Reservoir*)

Batuan reservoir adalah wadah dibawah permukaan yang mengandung minyak dan gas. Ruang penyimpanan minyak dalam reservoir berupa rongga-rongga atau pori-pori yang terdapat diantara butiran mineral atau dapat pula di dalam rekahan batuan yang mempunyai porositas rendah. Pada hakekatnya setiap batuan dapat bertindak sebagai batuan reservoir asalkan mempunyai kemampuan untuk dapat menyimpan serta melepaskan minyak bumi. Dalam hal ini batuan reservoir harus mempunyai porositas yang memberikan kemampuan untuk menyimpan, juga kelulusan atau permeabilitas, yaitu kemampuan untuk melepaskan minyak bumi itu. Jadi secara singkat dapat disebutkan bahwa reservoir harus berongga-rongga yang satu sama lain saling berhubungan (Koesoemadinata, 1980). Reservoir umumnya berupa batupasir atau batuan karbonat, karena batupasir dan batuan karbonat mempunyai porositas dan permeabilitas yang baik.

2.5.3 Jebakan (*trap*)

Minyak dan gas bumi akan terus bergerak sampai jalannya tertahan oleh perangkap batuan yang mengalirkannya. Proses pemerangkapan ini terjadi pada batuan yang berpori yang disebut reservoir. Batuan tempat berkumpulnya minyak dan gas bumi ini harus mempunyai porositas serta permeabilitas (daya alir) yang cukup. Pori-pori ini bisa berupa pori antar butiran, pori di dalam butiran dan juga rekah-rekah yang terbentuk akibat gaya (tekan-tarik) dari luar batuan.

Pada lingkungan *marine-shelf*, pengendapan batulanau secara tidak menerus dan batupasir yang diselubungi oleh *mud* yang kaya akan material organik akan membentuk *in-situ generation* dan perangkap minyak dan gas. Mekanisme perangkap tersebut kemungkinan juga dapat terbentuk akibat pembentukan sedimen karbonat pada awal proses diagenesa sebagai lapisan atau konkresi yang tentunya merupakan jebakan yang efektif bagi akumulasi minyak dan gas. Mekanisme di atas menggambarkan jenis perangkap stratigrafi. Di samping perangkap stratigrafi, minyak dan gas juga dapat terperangkap secara kombinasi, yaitu stratigrafi dan struktural.

2.5.4 Migrasi (*Migration*)

Migrasi adalah perpindahan hidrokarbon dari batuan induk melewati rekahan dan pori-pori batuan reservoir menuju ke tempat yang lebih tinggi. Migrasi dibedakan menjadi 2, yaitu:

- Migrasi primer, adalah keluarnya minyak bumi atau *protopetroleum* (fluida) dari batuan induk dan masuk ke batuan reservoir lapisan penyalur (*carrier bed*). Dalam hal ini, kompaksi dan pengaliran (*dewatering*) memegang peranan penting.
- Migrasi sekunder, adalah pergerakan fluida dalam lapisan penyalur menuju ke tempat akumulasi. Migrasi ini disebut juga sebagai longitudinal migration yang pada umumnya terjadi sepanjang lapisan penyalur.

2.6. Sekuen Stratigrafi

2.6.1 Pengertian

Van Wagoner, *et. al.* (1990), menyatakan sekuen stratigrafi sebagai suatu studi yang mempelajari fasies-fasies yang berhubungan secara genetik dalam kerangka kronostratigrafi. Komponen dasar dalam sekuen stratigrafi adalah sekuen, yang didefinisikan sebagai suatu unit stratigrafi yang terisi oleh lapisan-lapisan yang berhubungan secara genetik, dibatasi pada bagian bawah dan atasnya oleh suatu ketidakselarasan atau keselarasan padanannya (Mitchum, *et. al.*, 1997 dalam Walker dan James, 1992).

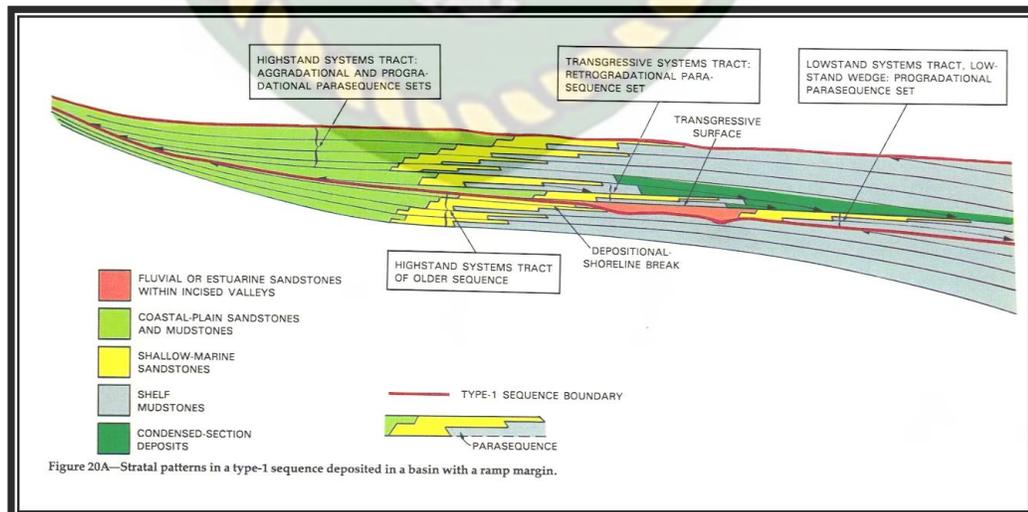
2.6.2 Sekuen

Sekuen merupakan rangkaian lapisan yang secara genetik berkerabat dan dibatasi oleh bidang ketidakselarasan atau keselarasan semu (Mitchum, 1977). Suatu sekuen diinterpretasikan diendapkan selama satu *sea level cycle* dari *sequence boundary* yang satu sampai *sequence boundary* berikutnya. Tipe-tipe SB yaitu:

- Tipe 1 *Sequence Boundary*

Suatu ketidakselarasan regional yang terbentuk ketika permukaan air laut turun dengan kecepatan yang lebih tinggi dibandingkan dengan penurunan cekungan, yang menyingkapkan *shelf* ke erosi *subaerial*. Biasanya permukaan air laut turun sampai disuatu titik didekat *shelfbreak* atau kearah laut dari *shelfbreak*.

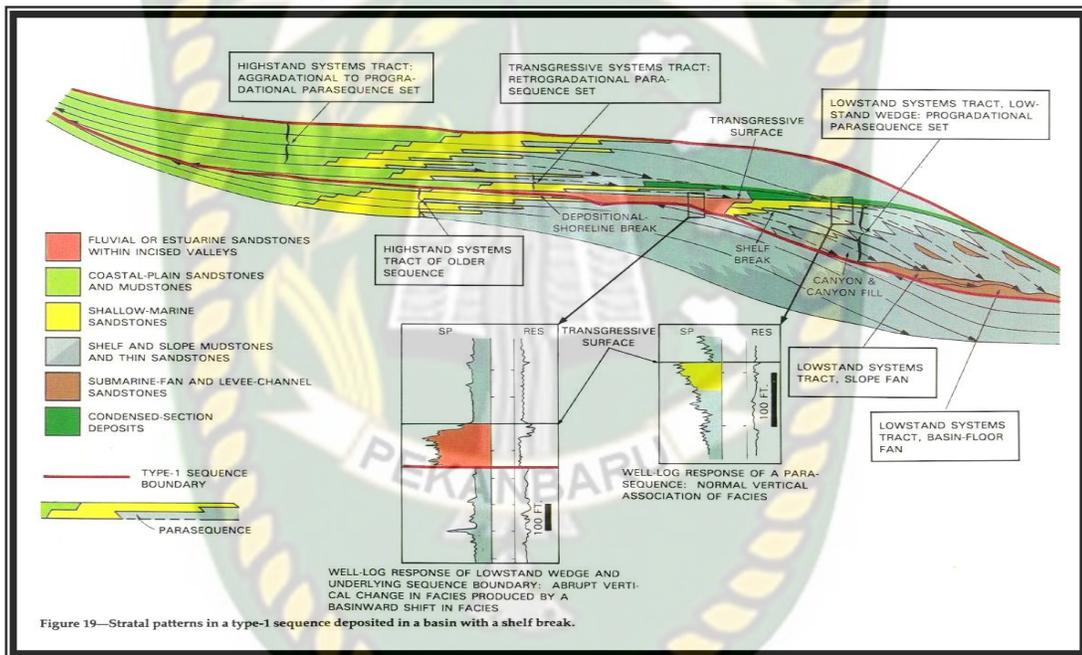
Gambar 2.2 Sequence boundary tipe 1 (Mitchum,1977)



Ketidakselarasan tipe ini ditandai oleh batas erosi karena peremajaan aliran dan perubahan fasies ke arah cekungan yang dicirikan oleh pendangkalan mendadak dan adanya butiran-butiran yang makin kasar memotong batas sekuen.

- Tipe 2 *Sequence Boundary*

Terbentuk ketika cekungan menurun dengan kecepatan yang lebih tinggi dibandingkan dengan kecepatan penurunan permukaan laut eustasi pada depositional *shoreline break*. Dalam kasus ini *shelf* biasanya tidak tersingkap. Tipe ini biasanya tidak mempunyai ciri-ciri pada tipe 1 yang menunjukkan hiatus yang kurang jelas dan ditutupi oleh sedimen-sedimen *shelf*.



Gambar 2.3 Sequence boundary tipe 2. kecepatan penurunan cekungan lebih cepat dari permukaan laut (Mitchum, 1977).

2.7. Seismik

2.7.1. Seismik Fasies

Seismik fasies adalah unit dimana seismik refleksi mempunyai ciri-ciri :

- Kontinuitas refleksi
- Geometri luar
- Amplitudo dalam bentuk gelombang

- Frekuensi
- Kecepatan interval.

Konfigurasi refleksi adalah bentuk permukaan yang memberikan refleksi.

Teknik intrepetasi mencakup :

- Korelasi dengan sumur pengikat
- Penentuan horizon yang dipetakan
- *Tracing* atau mengikuti lapisan yang dipetakan sepanjang data seismik yang diberi warna tertentu
- Seluruh garis seismik yang telah di-*trace*, harga *two way line* (TWT) yang didapatkan diplot pada peta dasar seismik dan titik yang sama akan dihubungkan untuk memberikan garis kontur.

2.7.2. *Stratigrafi Seismik*

Yaitu cabang dari stratigrafi yang mempelajari pola pengendapan berdasarkan data seismik. Kenampakan-kenampakan yang dipakai dalam seismik stratigrafi adalah:

- Terminasi reflektor seismik : *onlap, downlap, toplap, erosional truncation.*
- Karakter reflektor seismik seperti : kontinuitas , *flat, dipping, cliniform.*

Pembagian sikuen stratigrafi ialah penggolongan lapisan secara bersistem menjadi satuan bernama berdasarkan satuan genesa yang membatasinya, bagian atas dan bawahnya merupakan batas ketidakselarasan atau keselarasan padanannya. Pembagian ini merupakan kerangka untuk menyusun urutan peristiwa geologi. Satuan sikuen stratigrafi adalah suatu tubuh lapisan batuan yang terbentuk dalam satuan waktu pada daur perubahan muka laut relatif (Martodjojo dan Djuhaeni, 1996). Penerapan model-model sikuen stratigrafi suatu cekungan harus disesuaikan dengan kondisi geologi lokal seperti : variasi pasokan sedimen, tektonik lokal, dan iklim.

Interpretasinya dapat dilakukan berdasarkan data seismik, data log sumur, serbuk bor, *outcrop* dan data paleontologi (Van Wagoner, 1991).

Ada beberapa konfigurasi pantulan seismik, yaitu *pararel*, *sub pararel*, *divergen*, *prograding clinoform*, *chaotic*, *reflection free* dan *modifying terms* atau bentuk-bentuk modifikasi (Mitchum et al, 1977)

1. *Pola konfigurasi pararel dan sub pararel*

Pola konfigurasi *pararel* dan *sub-pararel* memperlihatkan pola yang relatif sejajar. Pola ini menunjukkan keseragaman kecepatan pengendapan dan keseragaman penurunan paparan atau menunjukkan cekungan sedimenasi yang stabil. Variasi kedua bentuk ini disebut *even* dan *wavy*.

2. *Pola Konfigurasi divergen*

Pola konfigurasi divergen dicirikan oleh unit membentuk membaji atau satuan bentuk pembajian secara lateral yang disebabkan oleh penebalan siklus pantulan dan variasi kecepatan pengendapan.

3. *Pola konfigurasi prograding*

Pola konfigurasi *prograding* merupakan konfigurasi yang kompleks dan diinterpretasikan sebagai perlapisan yang terjadi karena adanya perkembangan sedimentasi secara lateral. Atau dengan kata lain adalah pola pantulan yang disebabkan oleh lapisan-lapisan yang diendapkan secara *progradasi lateral* membentuk permukaan pengendapan yang lebih landai (*clinoform*). *Cli-noform* merupakan permukaan miring yang meluas dari dasar gelombang ke dasar laut yang lebih datar (*fondoform*). *Prograding clinoform* ini mempunyai bentuk-bentuk konfigurasi beberapa pola, yaitu *sigmoid*, *oblique*, *complex sigmoid-oblique*, *shingled*, dan *hummocky clinoform*. Perbedaan utama dalam pola konfigurasinya menggambarkan suatu variasi pertambahan pasokan sedimen, kecepatan penurunan dasar cekungan atau perubahan muka air.

Pola *sigmoid* menunjukkan bagian atas yang cenderung sejajar dengan batas unit sedangkan bagian bawah mendekati dasar dengan sudut yang

kecil. Pola ini merupakan pola pengendapan laut dalam dengan energi rendah yang mengakibatkan bagian atas dari unit / satuan tidak mengalami erosi selama pengendapan. Sedimen yang dihasilkan mempunyai ukuran yang halus dengan sortasi buruk dengan pasokan sedimen rendah, cekungan turun dengan cepat atau terjadi kenaikan muka air laut dengan cepat pula (Mitchum et al, 1977)

Pola *oblique* menunjukkan pengendapan yang terjadi didekat dasar gelombang dengan lingkungan yang mempunyai energi yang tinggi. Pada lingkungan ini pemilahan ukuran butir hanya terjadi di bagian atas saja dan banyak mengandung pasir dengan porositas yang tergantung pada besarnya energi pengendapan (Sherrif, 1980). Mitchum menyebutkan bahwa perbedaan kemiringan pengendapan dengan pola *sigmoid* adalah sekitar 10^0 .

Pola *sigmoid oblique* merupakan pola kombinasi antara pola *sigmoid* dan pola *oblique* dalam satu fasies seismik. Kombinasi kedua pola ini biasa disebut dengan pola *Complex*.

Pola *shingled* merupakan pola dalam seismik progradasi yang tipis dan umumnya sejajar dengan batas atas dan batas bawah serta miring landai atau sejajar yang terpenggal pada bagian *top lap* dan *down lap*. Pola ini diinterpretasikan sebagai pengendapan pada air dangkal

Pola *Hummocky* merupakan pola atau konfigurasi refleksi yang tidak menerus, tidak teratur dan sub paralel dengan bagian akhir yang tidak menerus.

4. Pola konfigurasi Chaotic

Pola konfigurasi *chaotic* adalah pola tak menerus, saling memotong dan menunjukkan susunan yang tidak teratur. Pola ini diinterpretasikan sebagai lapisan yang diendapkan pada kondisi yang kacau dengan energi pengendapan yang tinggi, atau mula-mula merupakan suatu lapisan yang menerus tetapi kemudian mengalami deformasi sehingga susunan perlapisan menjadi rusak.

5. *Pola konfigurasi reflection free*

Pola *reflection-free* menunjukkan tidak adanya pantulan pada rekaman. Pola ini diinterpretasi terjadi pada suatu batuan yang homogen tanpa perlapisan atau perlapisan yang hampir vertikal. Misalnya terjadi pada tubuh batuan beku, tubuh garam, batupasir atau serpih yang tebal.

6. *Konfigurasi modifikasi*

Pola konfigurasi ini mempunyai bentuk *wavy, even, lenticular, hummocky, disrupted* dan *contorted*.



BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Objek Penelitian

Dalam melakukan pemecahan terhadap suatu masalah perlu dilakukan perencanaan sebagai suatu persiapan sebelum memulai pekerjaan, agar masalah dapat diselesaikan secara efisien dan efektif serta menghasilkan solusi yang berkualitas. Sama prinsipnya dalam Penelitian ini, sebelum melakukan Penelitian dilakukan terlebih dahulu persiapan, agar Penelitian berjalan secara efisien dan efektif.

3.2 Persiapan dan Alat

Peralatan yang dipergunakan selama penelitian telah disediakan dari pihak P.T Chevron Pacific Indonesia yaitu berupa Data wireline log, Data seismik, Data core dan cutting, Data Paleontologi / Umur, Seperangkat komputer, Literatur yang berkait,Transportasi dan akomodasi, Peralatan yang menunjang selama penelitian.

Untuk mendukung kegiatan penelitian maka dibutuhkan beberapa alat pendukung yang diantaranya:

- Data wireline log
- Data seismik
- Data core dan cutting
- Data Paleontologi / Umur
- Seperangkat komputer
- Literatur yang berkait
- Transportasi dan akomodasi
- Peralatan yang menunjang selama penelitian.

Fasilitas:

- Akses ke perpustakaan
- Akses ke internet
- Akses untuk penggandaan data

3.3 Tahap Pengolahan Data

Pendekatan masalah dilakukan secara diskriptif analitis dan dalam pelaksanaannya dilakukan berdasarkan data seismik, data sumur dan data paleontologi.

Sistematika kerja dilakukan dengan tahapan sbb :

3.3.1. Studi pustaka :

Melaksanakan perbandingan studi pustaka dari penulis-penulis terdahulu. Baik itu mengenai Geologi daerah telitian, maupun mengenai metode penyelidikan geologi bawah permukaan dan karakterisasi reservoir itu sendiri. Hal ini dipandang perlu karena salah satu modal dasar yang harus dimiliki dalam suatu kegiatan penelitian adalah pemahaman yang baik mengenai daerah telitian dan topik yang dipilih sebagai bahan penelitian.

3.3.1.1. Pengumpulan Data

Tahap pengumpulan data dalam penelitian ini dilakukan di PT Chevron Pacific Indonesia, di Kota Duri, Provinsi Riau. Pengumpulan data ini meliputi data batuan inti, log sumur, dan data biostratigrafi. Data biostratigrafi yang diperoleh merupakan hasil laporan internal PT CPI. Hasil interpretasi lingkungan pengendapan juga merupakan hasil laporan internal dan tidak dilakukan interpretasi ulang oleh penulis. Data biostratigrafi ini terdapat diempat sumur: D-199, D-167 B, D-138, dan sumur D-218. Dari data biostratigrafi akan diperoleh perkiraan umur interval Formasi Duri Bagian Atas, lingkungan pengendapan, serta fase pengendapan.

Batuan inti (*core*) pada interval Formasi Duri Bagian Atas yang memungkinkan untuk dideskripsi yakni sebanyak 5 sumur, yang tersebar diketiga area tersebut. Sumur-sumur tersebut yakni: D-167, D-169, D-199, dan D-218, D-307. Batuan inti pada semua sumur tersebut tidak menerus dari bagian bawah hingga bagian atas interval. Batuan yang terdapat didalamnya terdiri dari batupasir, batulempung, dan batugamping. Dilakukan pencocokan kedalaman batuan inti

dengan log gamma-ray, karena adanya kemungkinan kesalahan kedalaman akibat proses pengambilan batuan inti.

Deskripsi kelima sumur tersebut meliputi jenis batuan, warna, ukuran butir, bentuk butir, pemilahan, semen, dan struktur sedimen. Tujuan dari pendeskripsian ini adalah untuk menentukan fasies dari batuan sedimen tersebut serta perkiraan lingkungan pengendapannya. Setelah penentuan fasies, dilakukan interpretasi fasies dengan menggunakan log elektrik, yakni dengan membandingkan deskripsi batuan inti dengan pola sinar gammanya. Perbandingan ini adalah untuk memvalidasi sukseksi vertikal fasies yang diinterpretasi dengan kenampakan pola log berdasarkan literatur.

Model sumur yang mempunyai data batuan inti dan log elektrik ini kemudian dijadikan acuan sumur-sumur yang hanya mempunyai data log elektrik, untuk mengidentifikasi fasies-fasies dari masing-masing sumur tersebut.

Korelasi kronostratigrafi dilakukan dengan cara penentuan marker *floodingsurface* (FS) disemua sumur. Penarikan FS ini adalah untuk dapat melakukan korelasi dalam kerangka kronostratigrafi.

3.3.2. Interpretasi data log sumur

- Analisa lingkungan pengendapan dan perubahannya secara vertikal masing-masing data log sumur.
- Analisa sikuen stratigrafi data log sumur untuk menentukan *maximum flooding surface* (MFS) dan *sequence boundary* (SB).
- Mengenali *system tracts* dengan batas-batasnya untuk masing-masing sumur.
- Rekontruksi penampang berdasarkan data sumur yang telah dianalisa tersebut diatas.

3.3.3. Pemakaian data paleontologi

- Membantu penentuan lingkungan pengendapan.
- Untuk menentukan umur batuan.

3.3.4. Analisa data inti bor

Analisa data inti bor dipakai untuk mendukung interpretasi lingkungan pengendapan data sumur.

3.3.5. Interpretasi Seismik

- a. Interpretasi data seismik, menentukan batas sikuen dan *system tract*.
- b. Mengenali fasies seismik diantara *sequence boundary* (SB).

3.3.6. Kompilasi data log sumur, paleontologi, inti bor dan seismik.

Data-data yang didapat di urutkan sesuai kedalamannya sehingga dapat mudah dilakukan pengecekan tetang urutan satatigrafinya, kandungannya, serta penentuan data-data geologi berikutnya. data-data tentunya didukung dengan gambaran log seismik yang telah diterima dan telah disesuaikan dengan data bor inti. tentu dilakukan analisa penentuan Facies pada kedalaman yang di analisa untuk membantu analisa paleontologinya. Data tersebut juga harus didukung dari data deskripsi batuan bor inti yang sesuai dengan kedalaman yang di analisa.

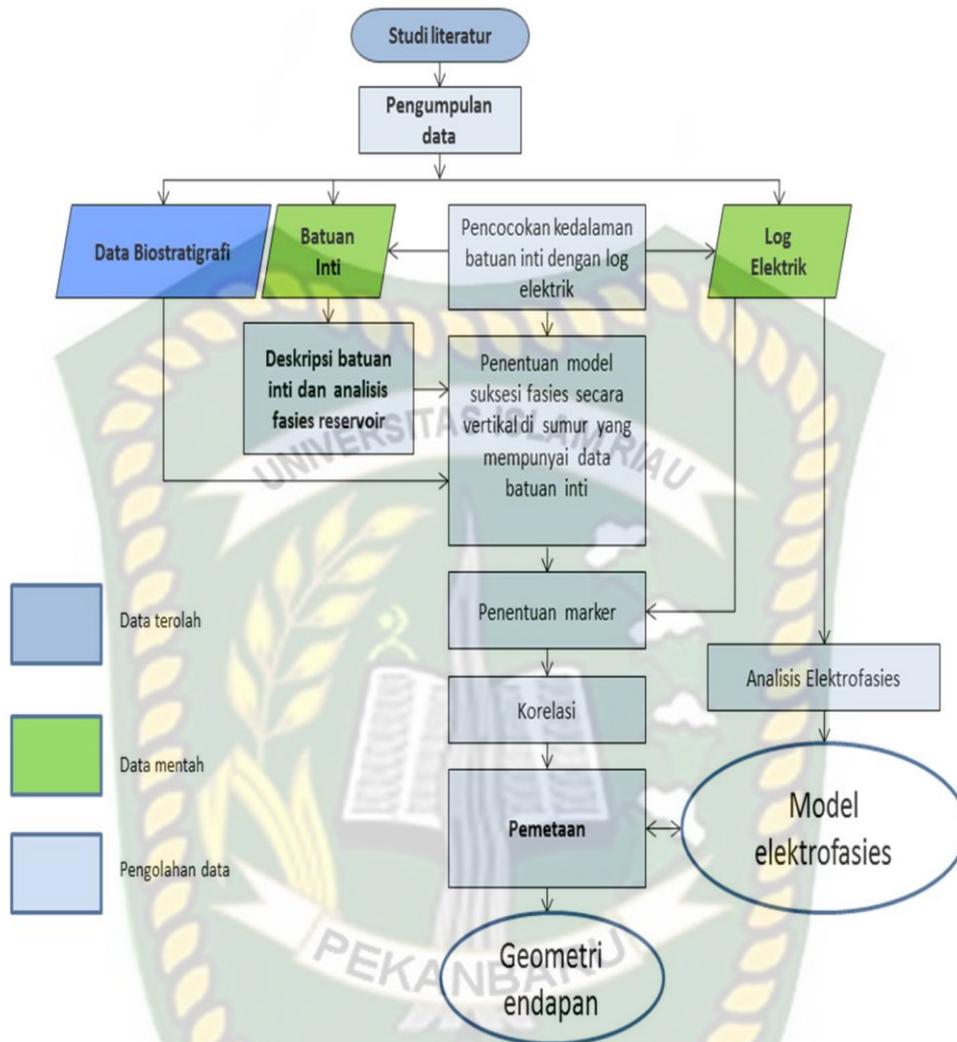
Setelah dilakukan dapat di rangkum lingkungan pengendapan pada kedalaman sumur yang di analisa. karena dalam penentuan lingkungan pengendapan tentu harus dibantu data analisa deskripsi batuan bor inti, dari kenampakan fosil dan fosil jejak, struktur yang ditemukan, pola gamma ray yang ditunjukkan data log seismik. Kemudian setelah mendapatkan informasi mengenai lingkungan pengendapan, lalu di gambarkan kandungan kedalaman yang dimana kaya akan sumber minyak bumi baik dari yang banyak hingga sedikit, tentunya di tunjukan dalam pola isopach.

3.3.7. Sintesa seluruh hasil analisa.

Data-data yang didapat setelah di susun dan dikumpulkan memiliki nilai dan tingkat informasi yang tinggi dan membutuhkan penyusunan yang teliti agar informasi yang disajikan mampu dimengerti serta dapat berguna. data ini mencakup data log sumur, data batuan bor inti, data sesismik, serta data paleontogi. Data tersebut harus diurutkan terlebih dahulu sesuai kedalaman dan urutan stratigrafi agar data dapat mudah dipahami.

Data yang diterima dapat berupa gambar, angka, serta penjelasan. Meskipun begitu data tersebut dapat kita buat jalan cerita, proses bagaimana terbentuknya area dimana data tersebut diambil serta dianalisa. Data tersebut dibuat rangkaian geologi yang terjadi, mengapa bisa hal tersebut, apa faktor yang mendukungnya, dan dijelaskan dengan bukti yang ada. Penjelasan tersebut disusun menjadi rangkuman yang lengkap sehingga mampu menerangkan daerah itu mengapa dapat terkandung Minyak bumi. Informasi tersebut juga harus disertakan dengan pendapat peneliti yang sebelumnya jika memang daerah tersebut pernah dilakukan penelitian, ini berguna dalam pelengkapan informasi yang disusun agar menjadi lebih lengkap dan informatif.

Data yang disusun sudah mendapat izin dari pihak penyedia data yaitu P.T Chevron Pacific Indonesia. Sehingga data-data yang digunakan merupakan data yang tidak menyangkut data internal utama perusahaan. Sehingga saat data disajikan dapat berguna informasi pembelajaran baik secara geologi maupun umum.



Gambar.3.1 Alur Penelitian

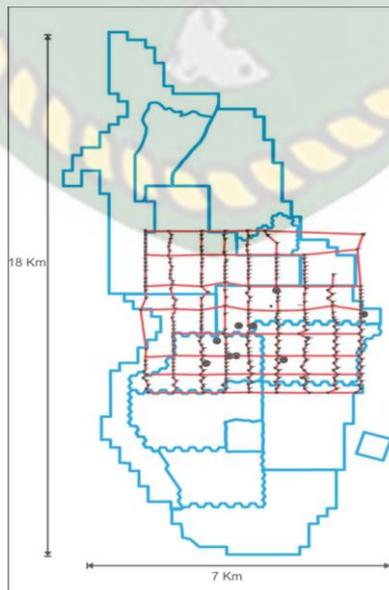
BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

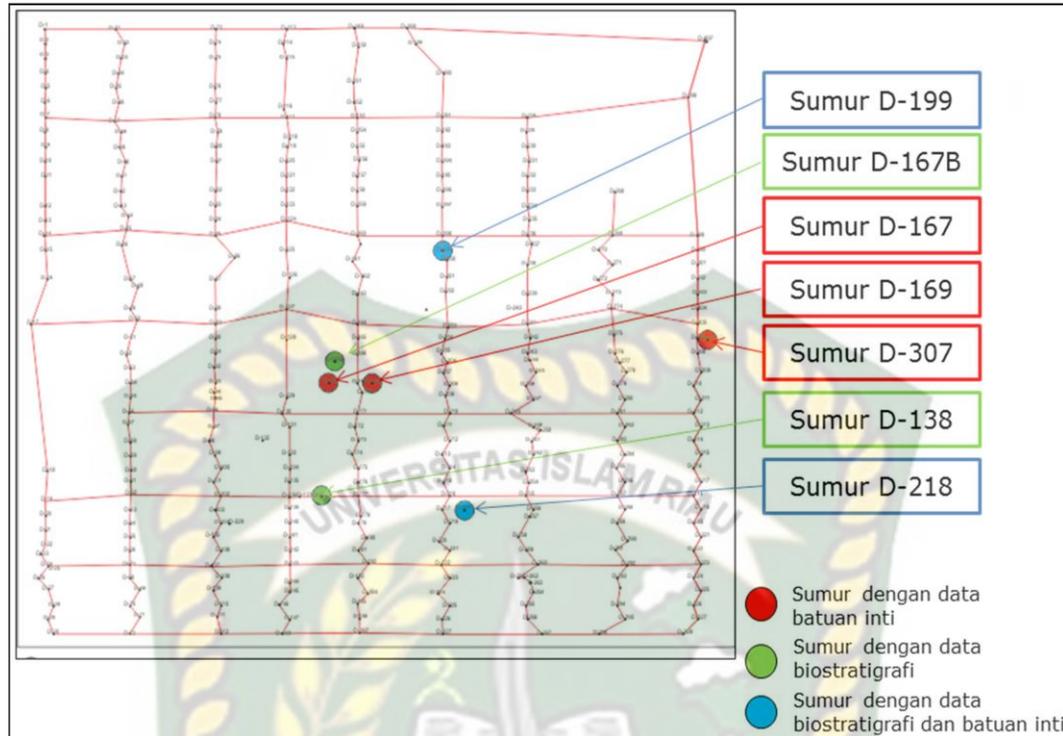
4.1. Ketersediaan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini berupa data primer dan data sekunder. Data primer berupa data batuan inti dan data log sumur, sedangkan data sekunder terdiri dari data biostratigrafi. Data log elektrik yang digunakan merupakan data yang telah terdapat dalam data base PT CPI dan penulis tidak melakukan koreksi ataupun perbaikan data log elektrik yang digunakan, dengan asumsi bahwa nilai log yang diperoleh merupakan nilai yang sudah terkoreksi.

Data Biostratigrafi yang diperoleh sebagai data sekunder memberikan informasi mengenai umur dan lingkungan pengendapan dari interval reservoir. Informasi tersebut digunakan sebagai data pendukung dalam melakukan interpretasi lingkungan pengendapan. Data yang digunakan merupakan data foraminifera yang telah dianalisis sebelumnya oleh Kadar (2000), dalam laporan internal PT CPI. Data Biotratigrafi yang diperoleh adalah sebanyak empat sumur, yang tersebar pada bagian tengah dari lokasi penelitian.



Gambar 4.1 Lokasi Penelitian yang terletak pada bagian tengah Lapangan Mandau

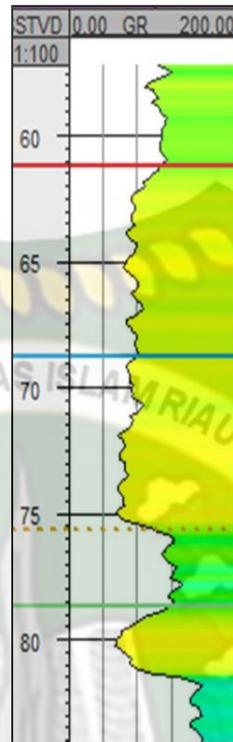


Gambar 4.2 Konfigurasi sumur dan sebaran data pada daerah penelitian.

Data log sumur yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebanyak 322 sumur, yang digambarkan sebagai titik-titik hitam di sepanjang garis merah pada Gambar 3.2. Data log sumur yang digunakan adalah log sinar gamma, dan hanya dilakukan interpretasi pada interval Formasi Duri Bagian Atas.

4.2. Identifikasi Interval Formasi Duri Bagian Atas di Log Elektrik

Interval Duri Bagian Atas dibatasi oleh marker T_DBA dibagian atasnya, dan dibatasi oleh B_DBA dibagian bawahnya. Pada lapangan Mandau, bagian atas dari interval ini berkisar pada kedalaman 0 kaki SSTV hingga 85 kaki SSTVD. Berikut ini adalah gambar yang menunjukkan kenampakan Log di reservoir ini, yakni berupa bentukan *blocky*, *funnel* atau corong, dan *bell* atau lonceng.



Gambar 4.3 Contoh tipe karakter pola sinar gamma pada interval Duri Bagian Atas

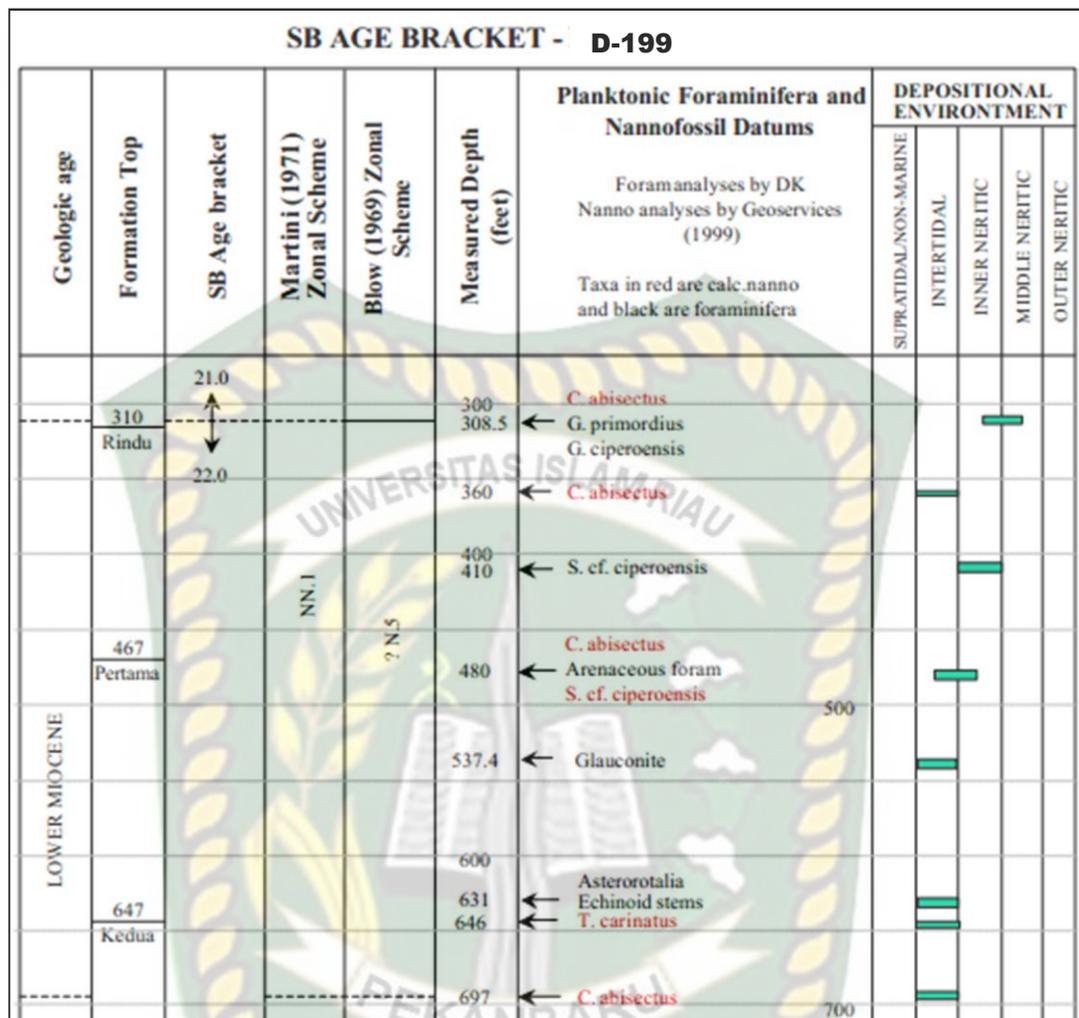
4.3. Data Biostratigrafi

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, data biostratigrafi merupakan data sekunder yang digunakan sebagai pendukung data primer. Data biostratigrafi ini telah dianalisis oleh Kadar, 2000 pada laporan internal PT CPI, dan akan digunakan sebagai petunjuk umur, lingkungan pengendapan, dan fase sedimentasi interval Formasi Duri Bagian atas. Data biostratigrafi yang diperoleh adalah sebanyak empat sumur.

SB AGE BRACKET D-218														
Geologic age	Formation Top	SB Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nanno Fossil Datums Foramanalysis by DK (1998) Nanno by Geoservices (1999) Taxa in red are calc.nanno and black are foraminifera	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT							
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC			
	292													
	Ist Rindu	↓ 21.0	NN.2		300	← Arenaceous foram T. carinatus D. druggii								
LOWER MIOCENE	444													
	Pertama	21.0			437	← D. druggii T. carinatus Arenaceous foram(F)								
		↕ 22.0	NN.1		537	← C. abisectus Arenaceous foram(F)								
	2640													
	Kedua				626	← T. carinatus C. abisectus								
	786													
	TD													

Gambar 4.4 Data Biostratigrafi pada sumur D-218 (Kadar,2000)

Interval Formasi Duri Bagian Atas setara dengan lapisan rindu bagian atas, dan Pada sumur D-218, interval tersebut mempunyai umur NN2, dengan lingkungan pengendapan *intertidal-innerneritic*. Terjadi pendalaman keatas pada interval ini, yang dapat dilihat dari lapisan Pertama dari Formasi Bekasap yang terendapkan pada lingkungan intertidal berubah menjadi lingkungan *intertidal-innerneritic* pada saat interval Duri Bagian Atas terendapkan.



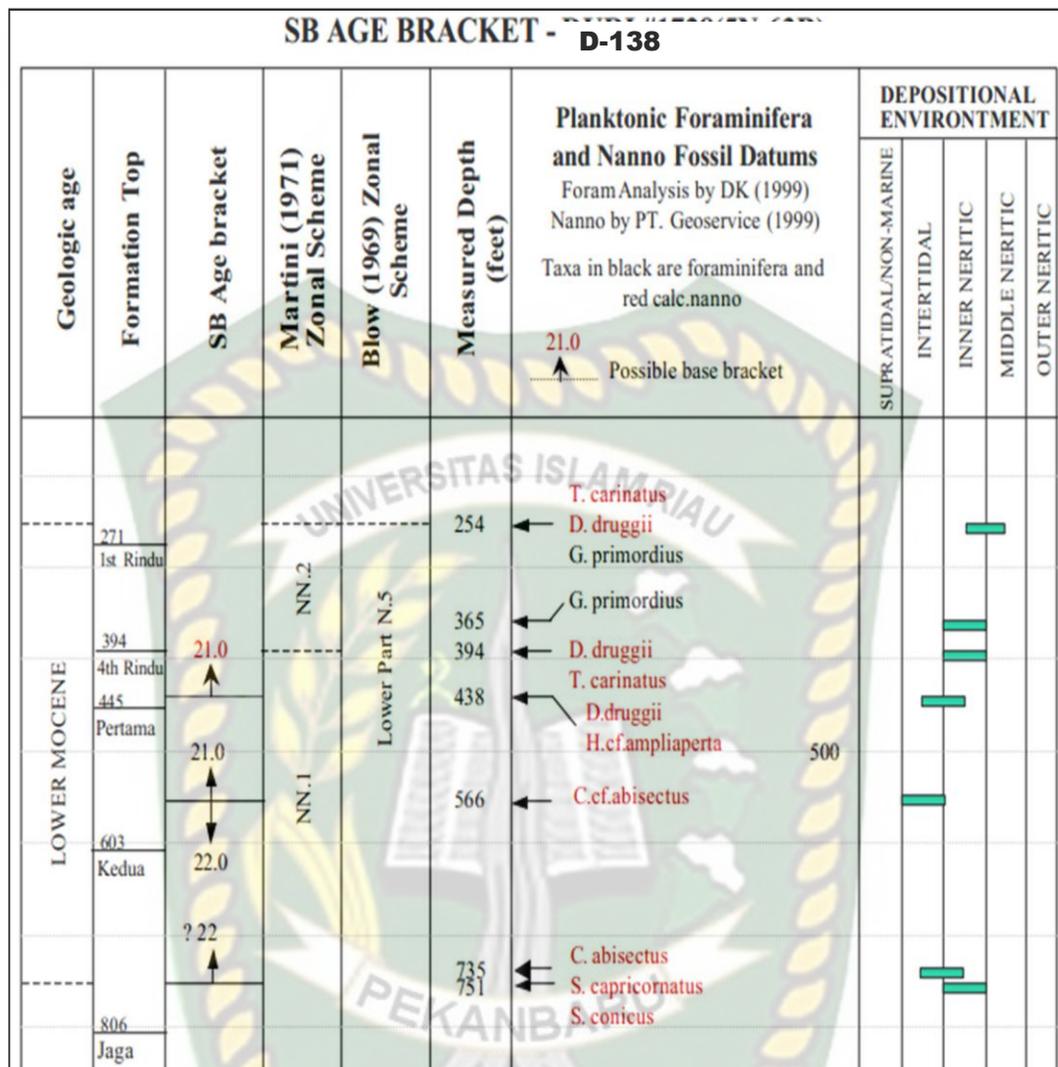
Gambar 4.5 Data Biostratigrafi pada Sumur D-199 (Kadar,2000)

Pada sumur D-199, interval Formasi Duri bagian atas memiliki umur NN1 dan terendapkan pada lingkungan *innerneritic-middleneritic*. Pada sumur ini juga terindikasi adanya pendalaman, dengan terendapkannya lapisan rindu bagian tengah yang terendapkan pada lingkungan *intertidal* kemudian berubah menjadi lingkungan *innerneritic-middleneritic* pada saat interval rindu bagian paling atas, yang setara dengan interval Formasi Duri Bagian Atas terendapkan.

SB AGE BRACKET - D-167B												
Geologic age	Formation Top	SB Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nanno Fossil Datums Foram Analysis by DK (1999) Nanno by PT. Geoservice (1999) Taxa in red are calc.nanno and black are foraminifera	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT					
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC	
LOWER MIOCENE	Rindu	21.0	UP. NN.1	INDETERMINATE	210	<i>D. druggii</i> Globigerina spp (A) small size						
		292			284	<i>T. carinatus</i> <i>H. kamptneri</i> , <i>G. subquadratus</i> (R)						
	Pertama	22.0			384	<i>C. abisectus</i>						
		444			420	<i>C. abisectus</i> , <i>Ammonia</i> sp (F)						
	Baji	450			517	<i>H. kamptneri</i>						
		756			581	<i>H. cf. recta</i> <i>? Z. bijugatus</i>						
	Kedua	640										

Gambar 4.6 Data Biostratigrafi pada sumur D-167B (Kadar,2000)

Pada sumur D-167 B, Lapisan Rindu bagian atas yang setara dengan interval penelitian terendapkan pada umur NN1, dan terendapkan pada lingkungan *intertidalhinggainneritic*. Pada sumur ini, interval penelitian juga mengalami pendalaman.

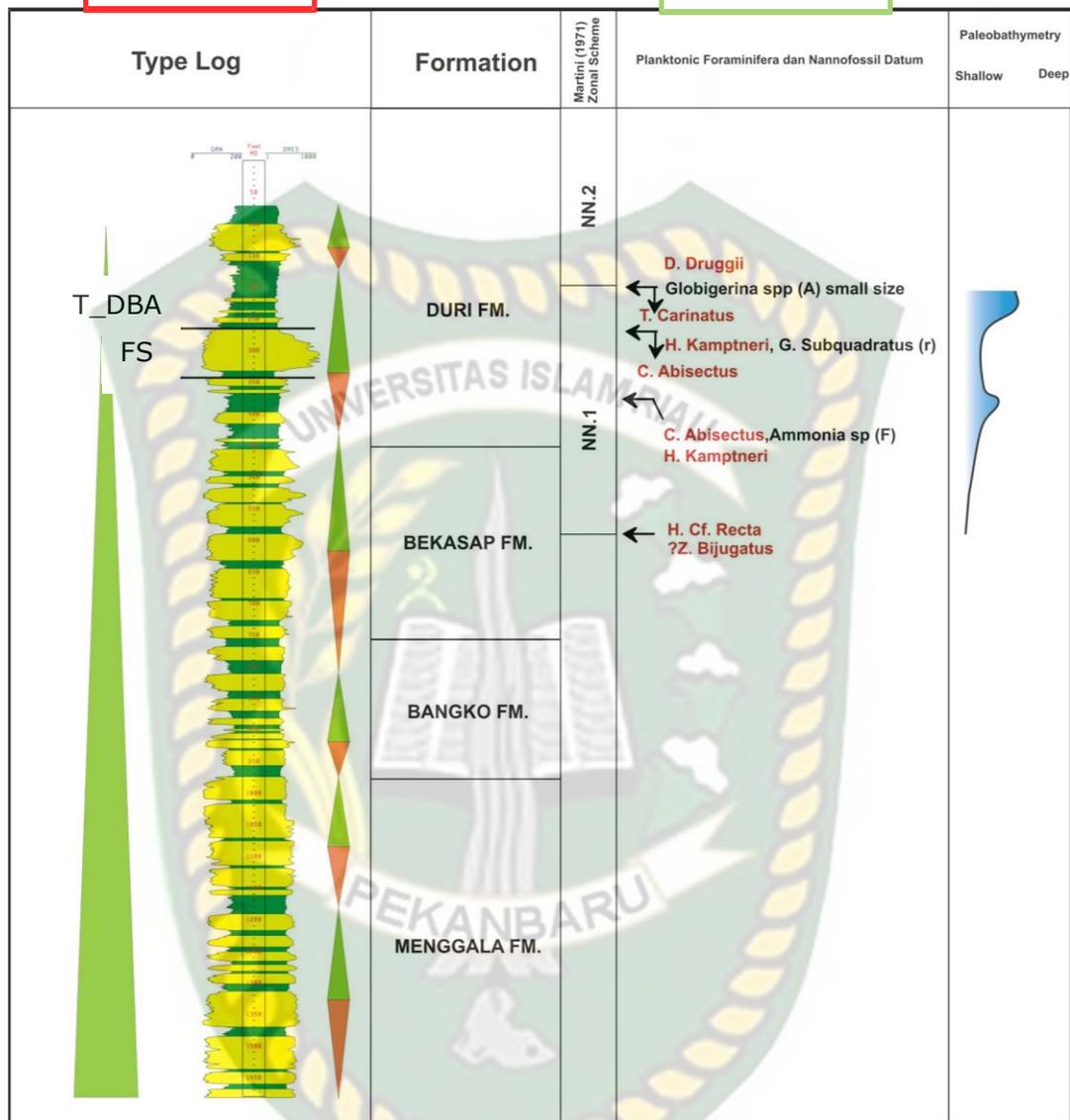


Gambar 4.7 Data Biostratigrafi Sumur D-138 (Kadar,2000)

Data biostratigrafi pada sumur D-138 memberikan informasi bahwa lapisan Rindu bagian paling atas terendapkan pada umur NN2 pada lingkungan *innerneritic-middleneritic*. Pada sumur ini juga terindikasi bahwa interval lapisan mengalami pendalaman keatas, yang dapat dilihat dari lingkungan pengendapan lapisan Rindu-4 yang terendapkan pada lingkungan *innerneritic* berubah menjadi *innerneritic-middleneritic* pada saat lapisan Rindu-1 terendapkan.

D-167

D-167B



Gambar 4.8 Data Tipe Sumur D-167 yang Disandingkan dengan Data Biostratigrafi pada Sumur D-1678 (Modifikasi dari Kadar,2000)

Gambar diatas adalah data sumur terpanjang yang dimiliki, disandingkan dengan data biostratigrafi dari sumur terdekat. Dari kenampakan pola log sinar gamma, terlihat bahwa pada sumur D-167, terjadi penghalusan dan pengkasaran ukuran butir, yang mengindikasikan fase-fase pengendapan. Penghalusan ukuran butir ke arah atas mengindikasikan fase transgresif. Secara umum, fase pengendapan

yang terjadi adalah fase transgresif. Interval penelitian ditandai dengan marker T_DBA dan FS pada Gambar 3.8, dan memiliki pola penghalusan ukuran butir ke arah atas. Oleh karena itu, untuk interval penelitian, diperkirakan terjadi fase transgresif. Analisis ini juga didukung oleh adanya indikasi pendalaman pada data biostratigrafi sumur D-167B, yang merupakan sumur paling dekat dengan sumur D-167.

Tabel 4.1 Ikhtisar hasil analisis data biostratigrafi

Nama Sumur	Hasil Umur	Lingkungan Pengendapan	Fase Pengendapan
D-218	NN2(MiosenAwal)	<i>Intertidal-Innerneritic</i>	Transgresif
D-199	NN1(MiosenAwal)	<i>Innerneritic-Middleneritic</i>	Transgresif
D-167B	NN1(MiosenAwal)	<i>Intertidal-Innerneritic</i>	Transgresif
D-138	NN2(MiosenAwal)	<i>Innerneritic-Middleneritic</i>	Transgresif

Berdasarkan analisis data biostratigrafi yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan bahwa interval Formasi Duri Bagian Atas terendapkan pada umur Miosen Awal, pada lingkungan *intertidal* hingga *middleneritic*, dengan fase pengendapan adalah transgresif.

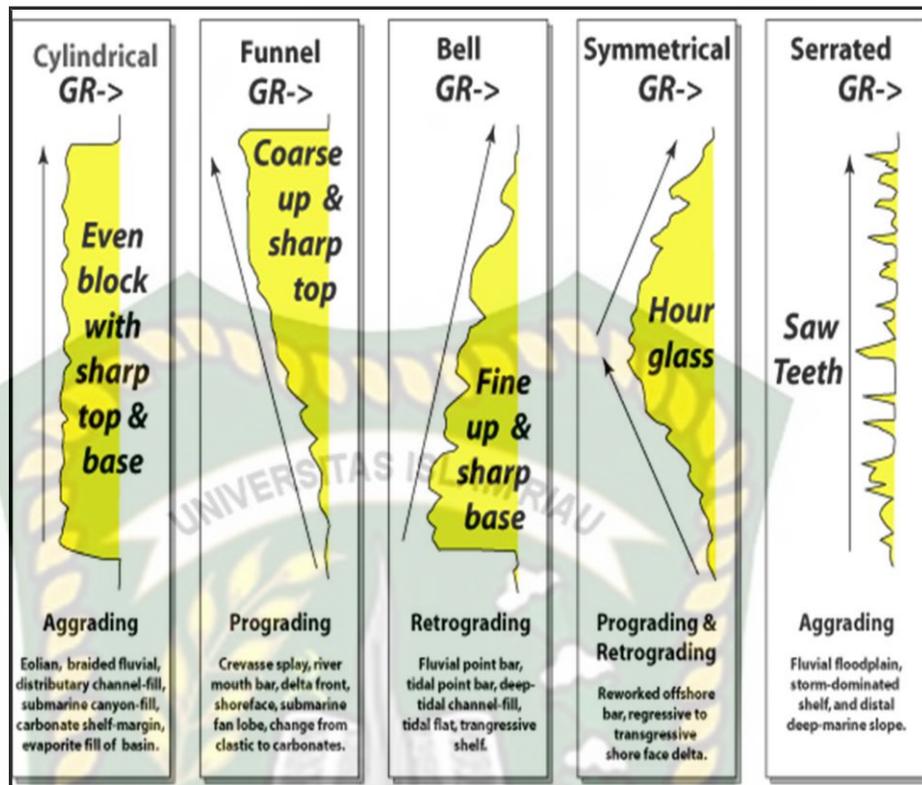
4.4 Data Batuan Inti

Pada bagian ini, akan diuraikan karakter batuan inti dari interval Formasi Duri Bagian Atas, serta penafsiran elektrofases dalam daerah penelitian menggunakan referensi Rider (2000). Karakter litofases yang dideskripsi akan memvalidasi penafsiran elektrofases yang didasarkan pada literatur.

Log sinar gamma merupakan hasil bacaan alat *gamma ray tool*, yang membaca nilai radioaktivitas alami dari formasi. Radioaktivitas alami pada formasi ini berasal dari mineral-mineral radioaktif, seperti Uranium(U), Thorium(Th), dan Potassium(K).

Mineral-mineral ini adalah hasil pelapukan dari mineral feldspar, yang terdapat paling banyak dibatuan berbutir halus, misalnya batulempung dan batulanau. Oleh karena itu, bacaan sinar gamma akan tinggi pada batu lempung dan batulanau. Akan tetapi, terdapat batuan dengan ukuran butir kasar yang dapat memberikan nilai bacaan sinar gamma yang tinggi, misalnya batu pasir arkose, karena butiran batupasir ini terdiri dari mineral feldspar, yang mempunyai radioaktivitas tinggi. Berdasarkan keterangan diatas, maka dapat disimpulkan bahwa sinar gamma secara tidak langsung merepresentasikan ukuran butir dari litologi yang dibaca.

Perubahan ukuran butir dari batuan secara vertikal dapat tercerminkan pada kurva log sinar gamma. Ukuran butir yang menghalus keatas akan memberikan bacaan sinar gamma yang semakin besar keatas, diwakilkan oleh kenampakan log berupa *bellshape* atau bentuk seperti lonceng. Ukuran butir yang mengasar keatas akan memberikan nilai bacaan sinar gamma yang semakin kecil keatas, diwakilkan oleh kenampakan log berupa *Funnelshape* atau bentukan seperti corong. Ukuran butir yang relatif konsisten secara vertikal akan memberikan nilai bacaan sinar gamma yang relatif konstan, diwakilkan oleh kenampakan log *blocky* atau bentukan yang seperti tabung. Ekspresi log tersebut dapat dilihat pada gambar dibawah ini.



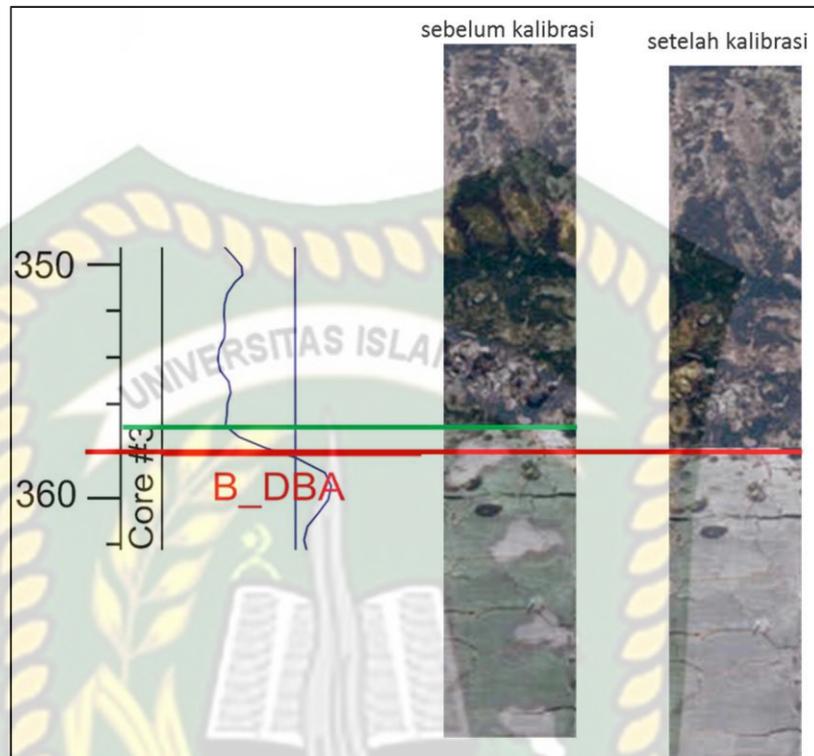
Gambar 4.9 Log Sinar Gamma

4.4.1. Pencocokan Kedalaman

Pencocokan kedalaman atau kalibrasi bertujuan untuk menyamakan kedalaman batuan inti dengan log sinar gamma. Kedalaman log sinar gamma dianggap sebagai kedalaman sebenarnya dan dijadikan acuan terhadap kedalaman batuan inti. Pencocokan dilakukan dengan mengamati pola perubahan ukuran butir batuan atau dengan mengamati kontak litologi pada interval kedalaman tertentu.

Gambar 4.10 merupakan ilustrasi pencocokan kedalaman terhadap sumur D-169. Sebelum dilakukan kalibrasi, posisi kontak litologi batupasir dengan batulempung terletak di kedalaman 357 kaki. Sedangkan pada log sinar gamma, kontak litologi tersebut berada pada kedalaman 358 kaki. Kedalaman batuan inti berada 1 kaki lebih dangkal dari kedalaman di log sinar gammanya.

Oleh karena itu, Proses kalibrasi dilakukan dengan menggeser kedalaman batuan inti sebesar 1 kaki lebih dalam.



Gambar 4.10 Posisi batuan inti dengan log elektrik sumur D-169. Batuan inti disebelah kiri merupakan posisi sebelum dikalibrasi, dan batuan inti disebelah kanan merupakan posisi setelah dilakukan kalibrasi.

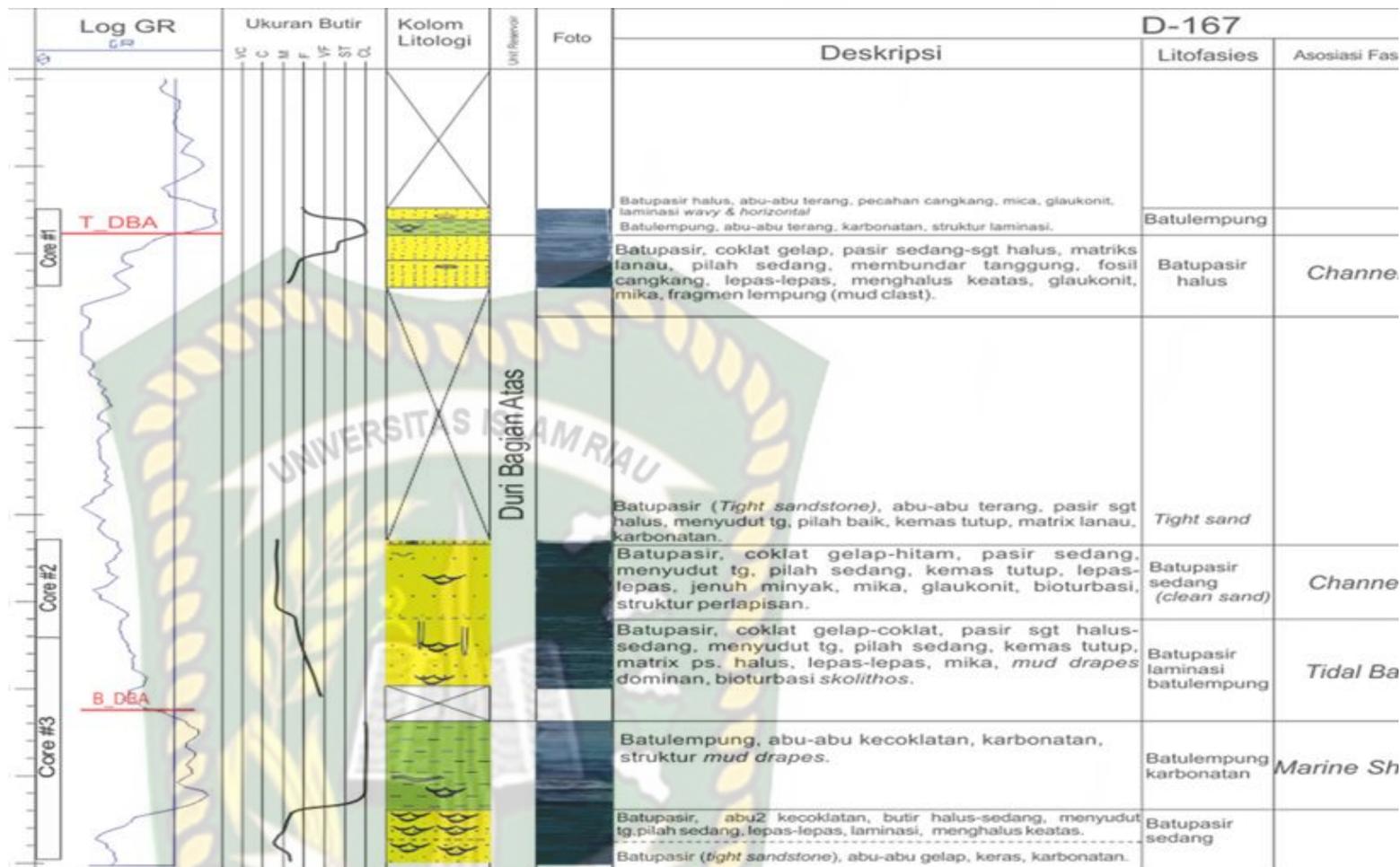
Tabel 4.2 .Nilai pergeseran kedalaman batuan inti sebagai hasil kalibrasi dengan data log sinar gamma.

Sumur	Kedalaman(MD,ft)		Pergeseran(ft)
	Sebelum kalibrasi	Setelahkalibrasi	
D-199	330	331	1
D-307	473	474	1
D-167	278	278	0
D-169	357	358	1
D-218	295	295	0

4.4.2. Identifikasi Fasies di Reservoir *UpperDuri Formation*

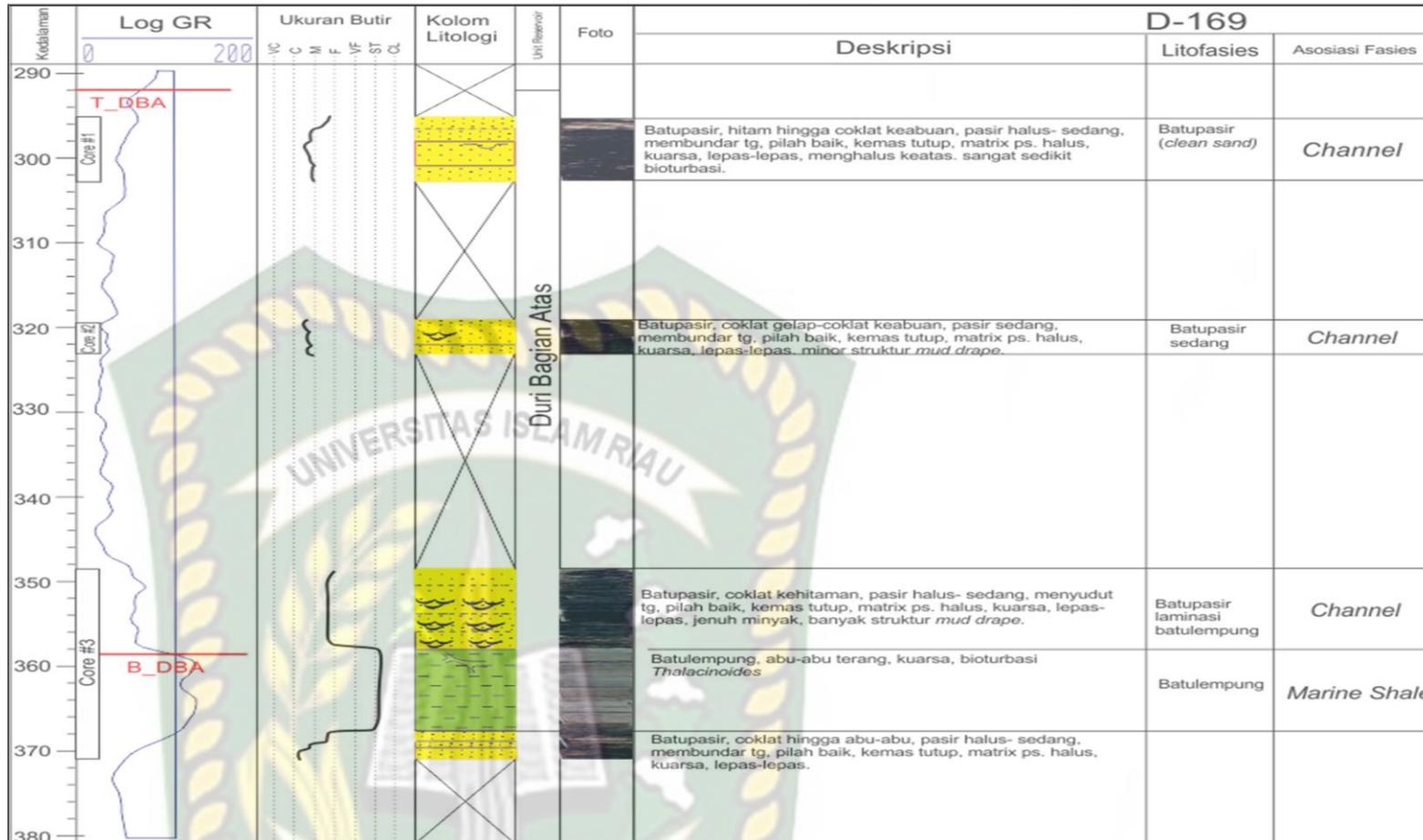
Fasies adalah tubuh batuan yang memiliki ciri-ciri litologi, fisik, dan biologi yang memberikan aspek yang berbeda dengan tubuh batuan disekitarnya. Karakteristik tersebut memiliki arti yang penting dari sisi genetiknya (Walker dan James,1992).Asosiasi Fasies adalah kelompok fasies yang saling berhubungan secara genetik dalam satu lingkungan pengendapan tertentu.(Walker dan James,1992).Analisis Fasies digunakan sebagai pendekatan yang digunakan dalam melakukan interpretasi batuan sedimen berdasarkan ciri-ciri fasies, asosiasi fasies, dan suksesi fasies yang berhubungan dengan semua proses yang melatarbelakangi asal-usul batuan sedimen dan interpretasi lingkungan pengendapan (Walker dan James,1992).

Identifikasi fasies pada daerah penelitian dilakukan dengan mendeskripsikan beberapa sumur yang mempunyai data batuan inti pada interval Formasi Duri Bagian Atas.Sumur-sumur tersebut adalah D-167, D-169, D-218, D-199 dan D-307. Semua data batuan inti diperoleh dalam kedalaman *measureddepth*(MD).Berikut ini adalah deskripsi batuan inti pada kelima sumur yang diamati.

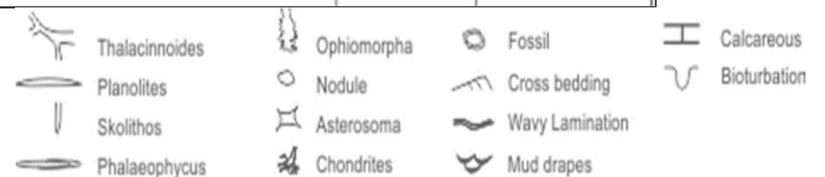


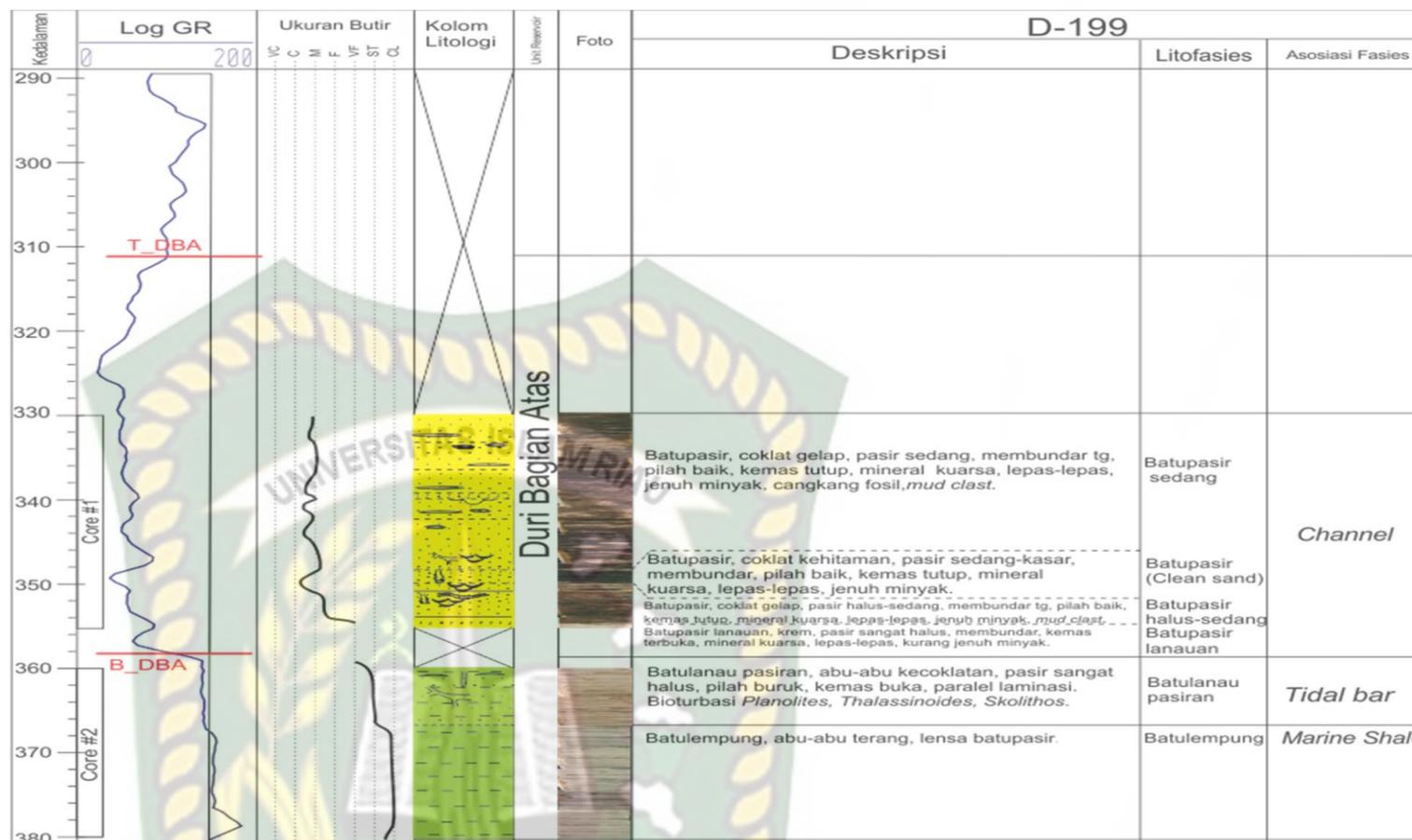
Gambar 4.11 Model suksesi fasies vertikal, karakter log, deskripsi batuan inti, dan interpretasi lingkungan pengendapan sumur D-167

- Thalacinnoides
- Planolites
- Skolithos
- Phalaeophycus
- Ophiomorpha
- Nodule
- Asterosoma
- Chondrites
- Fossil
- Cross bedding
- Wavy Lamination
- Mud drapes
- Calcareous
- Bioturbation



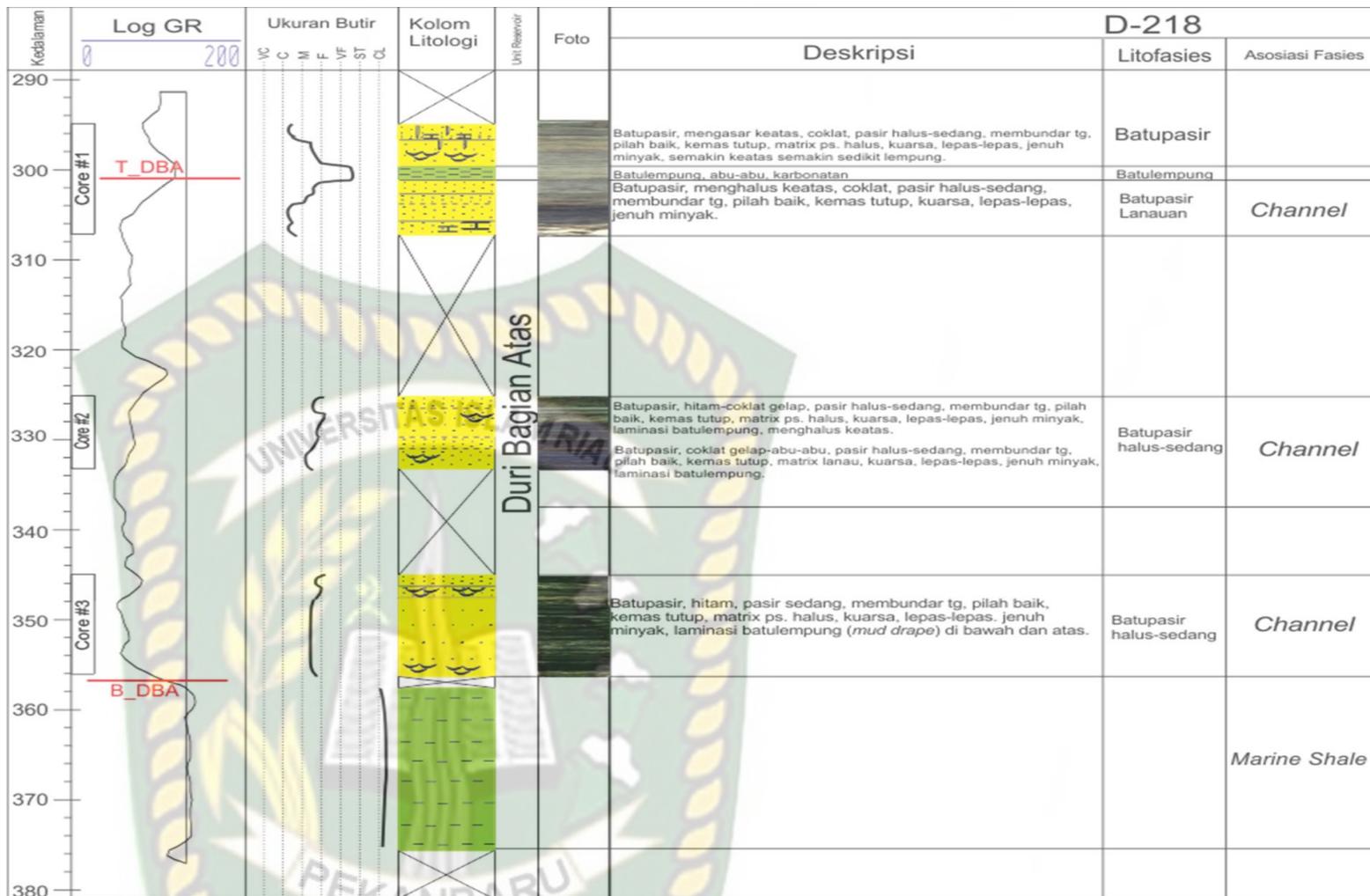
Gambar 4.12 Model suksesi fasies vertikal, karakter log, deskripsi batuan inti, dan interpretasi lingkungan pengendapan sumur D-169





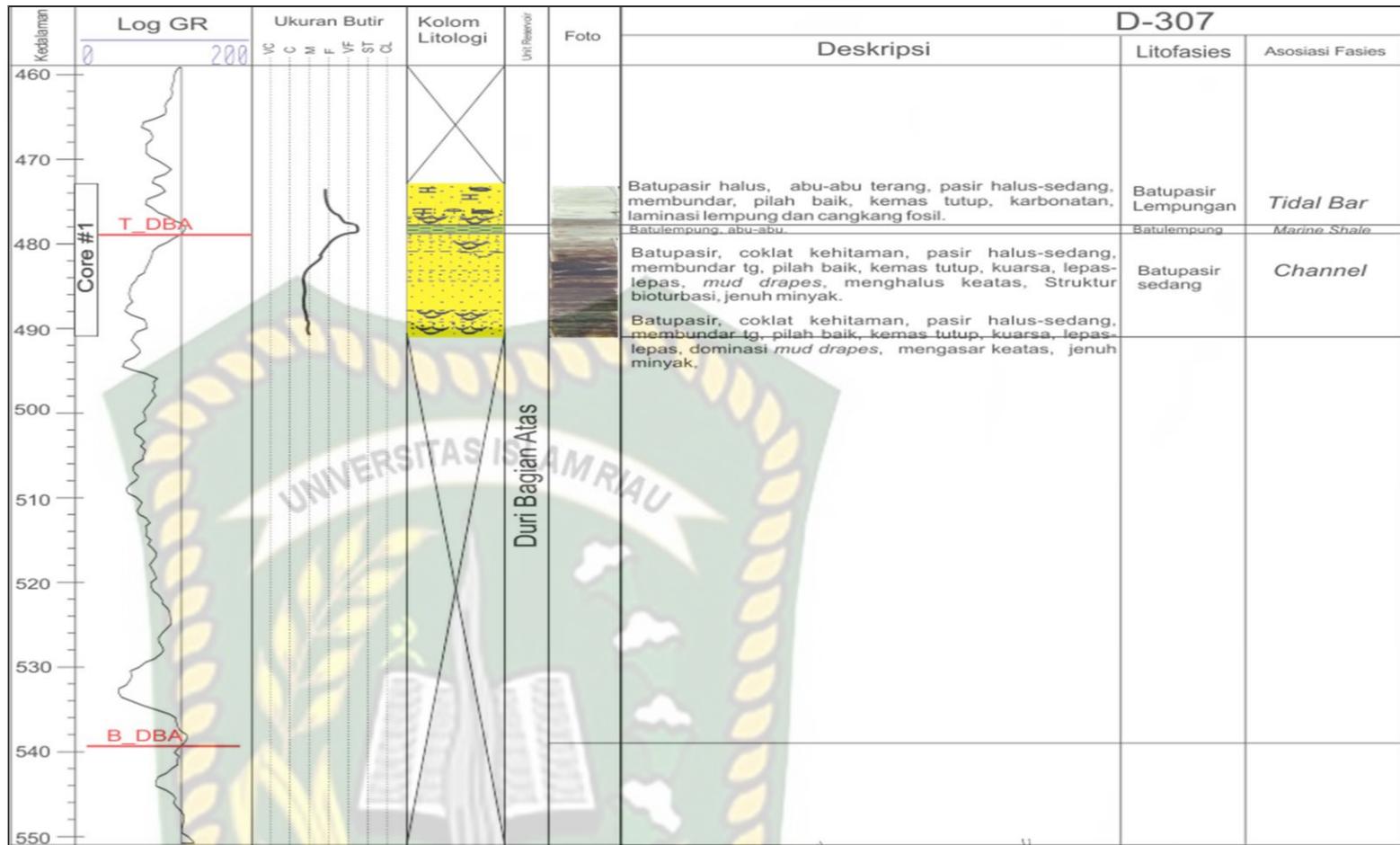
Gambar 4.13 Model suksesi fasies vertikal, karakter log, deskripsi batuan inti, dan interpretasi lingkungan pengendapan sumur D-199

- | | | | | | | | |
|--|----------------|--|-------------|--|-----------------|--|--------------|
| | Thalassinoides | | Ophiomorpha | | Fossil | | Calcareous |
| | Planolites | | Nodule | | Cross bedding | | Bioturbation |
| | Skolithos | | Asterosoma | | Wavy Lamination | | |
| | Phalaeophycus | | Chondrites | | Mud drapes | | |



Gambar 4.14 Model suksesi fasies vertikal, karakter log, deskripsi batuan inti, dan interpretasi lingkungan pengendapan sumur D-218

- Thalacnoides
- Ophiomorpha
- Fossil
- Calcareous
- Planolites
- Nodule
- Cross bedding
- Bioturbation
- Skolithos
- Astrosoma
- Wavy Lamination
- Mud drapes
- Phalaeophycus
- Chondrites



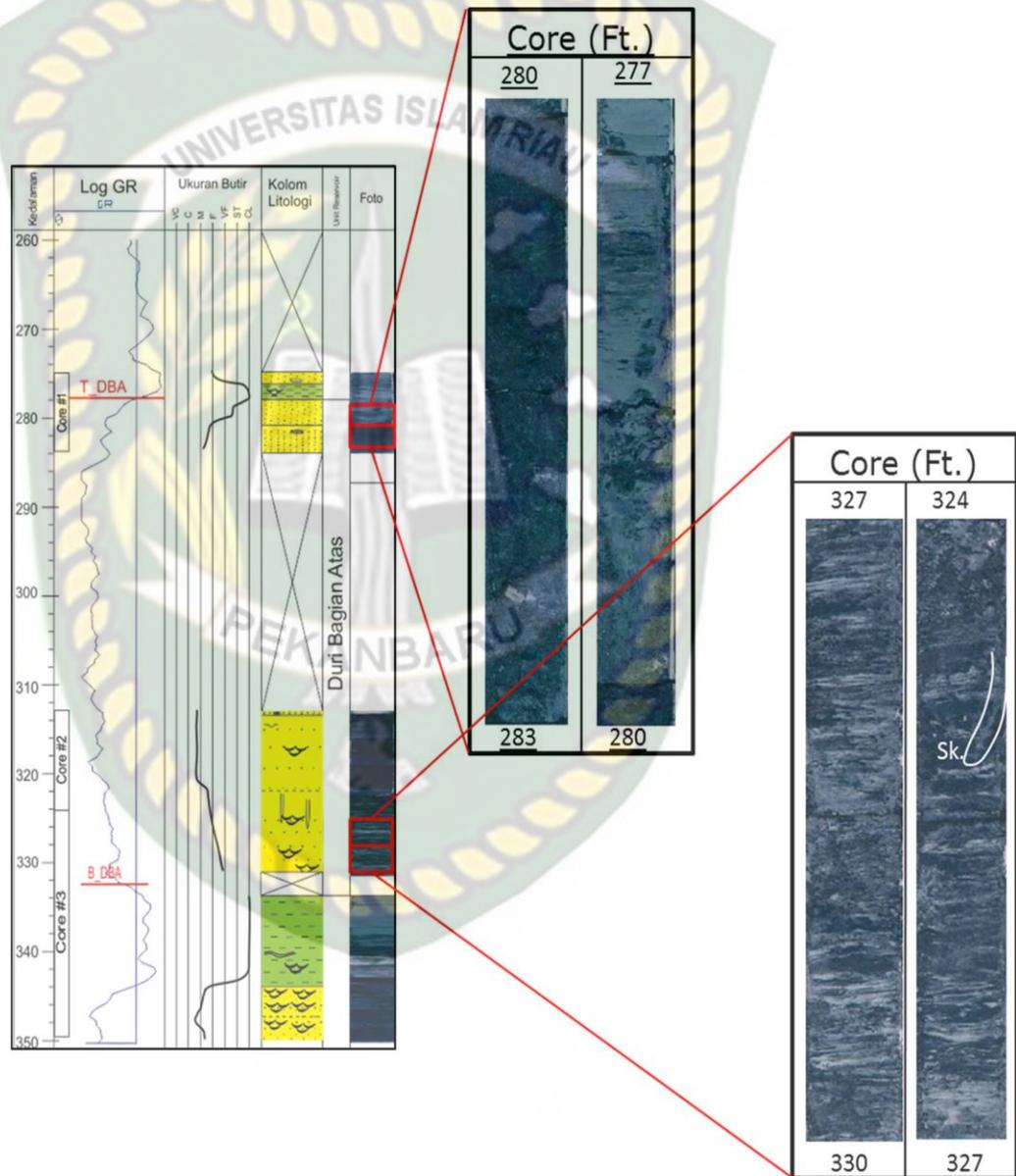
Gambar 4.15 Model suksesi fasies vertikal, karakter log, deskripsi batuan inti, dan interpretasi lingkungan pengendapan sumur D-307

- Thalacinnoides
- Ophiomorpha
- Fossil
- Calcareous
- Planolites
- Nodule
- Cross bedding
- Bioturbation
- Skolithos
- Asterosoma
- Wavy Lamination
- Mud drapes
- Phalaeophycus
- Chondrites

Berikut ini adalah penjelasan data batuan inti secara lebih detail:

1. Sumur D-167

Pada bagian atas dari sumur D-167 ini terdapat pola sinar gamma berbentuk lonceng. Nilai sinar gamma yang kecil secara tidak langsung mencirikan ukuran butir yang relatif lebih besar, yang dapat dilihat pada Gambar 4.16 dibawah ini.



Gambar 4.16 Batuan pada sumurD-167

Gambar diatas menunjukkan bahwa perubahan ukuran butir pada batuan inti dapat terekam pada pola sinar gamma. Batuan inti sumur D-167 pada kedalaman 283-277 kaki (MD) mengalami perubahan secara berangsur, dari ukuran butir pasir sedang pada bagian bawah, berubah berangsur menjadi ukuran butir lempung pada bagian atasnya. Pada bagian bawah, terlihat warna batuan yang sangat hitam. Hal ini karena batuan inti pada interval ini sangat jenuh dengan minyak. Lapangan Mandau memiliki minyak berat atau *heavyoil*, yang memiliki nilai API Gravity yang tinggi, yang sangat berbeda dengan minyak ringan (*lightoil*). Hal ini dapat terjadi karena adanya proses biodegradasi pada hidrokarbon yang terperangkap di Lapangan Mandau. Proses ini dapat terjadi karena hidrokarbon terperangkap pada kedalaman yang dangkal, dimana bakteri bisa hidup dan menguraikan ikatan kimia dari hidrokarbon yang ada. Berikut ini adalah deskripsi batupasir pada interval ini:

Batu pasir, coklat gelap, pasirsedang-sgt halus, matriks lanau, pilah sedang, menyudut tanggung, fosil cangkang, lepas-lepas, menghalus keatas, glaukonit, mika, fragmen lempung (*mudclast*). Bagian atas dari data batuan inti tersebut berwarna terang, yang merupakan batulempung, yang memiliki deskripsi sebagai berikut:

Batu lempung, abu-abu, karbonatan, struktur laminasi. Dari data batuan inti diatas, pada lapisan batupasirnya terlihat perubahan besar butir menghalus keatas, pecahan batulempung, dan adanya pecahan-pecahan fosil cangkang. Perubahan ukuran butir pada batuan inti ini juga terefleksikan pada pola sinar gamma, yang menunjukkan bentukan lonceng (*bellshape*). Oleh karena endapan ini diinterpretasi sebagai endapan *channel*.

Interval kedalaman 330-324 kaki (MD), lapisan batupasir didominasi oleh lapisan *muddrapes* yang mengindikasikan pengaruh pasang-surut yang kuat. Pada interval kedalaman ini, ukuran butir terlihat mengasar keatas. Pola sinar gamma pada interval ini menunjukkan bentukan corong (*funnelshape*), yang mengindikasikan adanya perubahan ukuran butir tersebut. Berdasarkan Rider (2000) pada Gambar 4.9, pola sinar gamma corong mengindikasikan fasies pengendapan bar. Oleh karena itu, berdasarkan data batuan inti ini, maka endapan dengan dominasi *muddrapes* dan memiliki pola sinar gamma corong atau *funnel* ditafsirkan sebagai fasies pengendapan tidal bar.

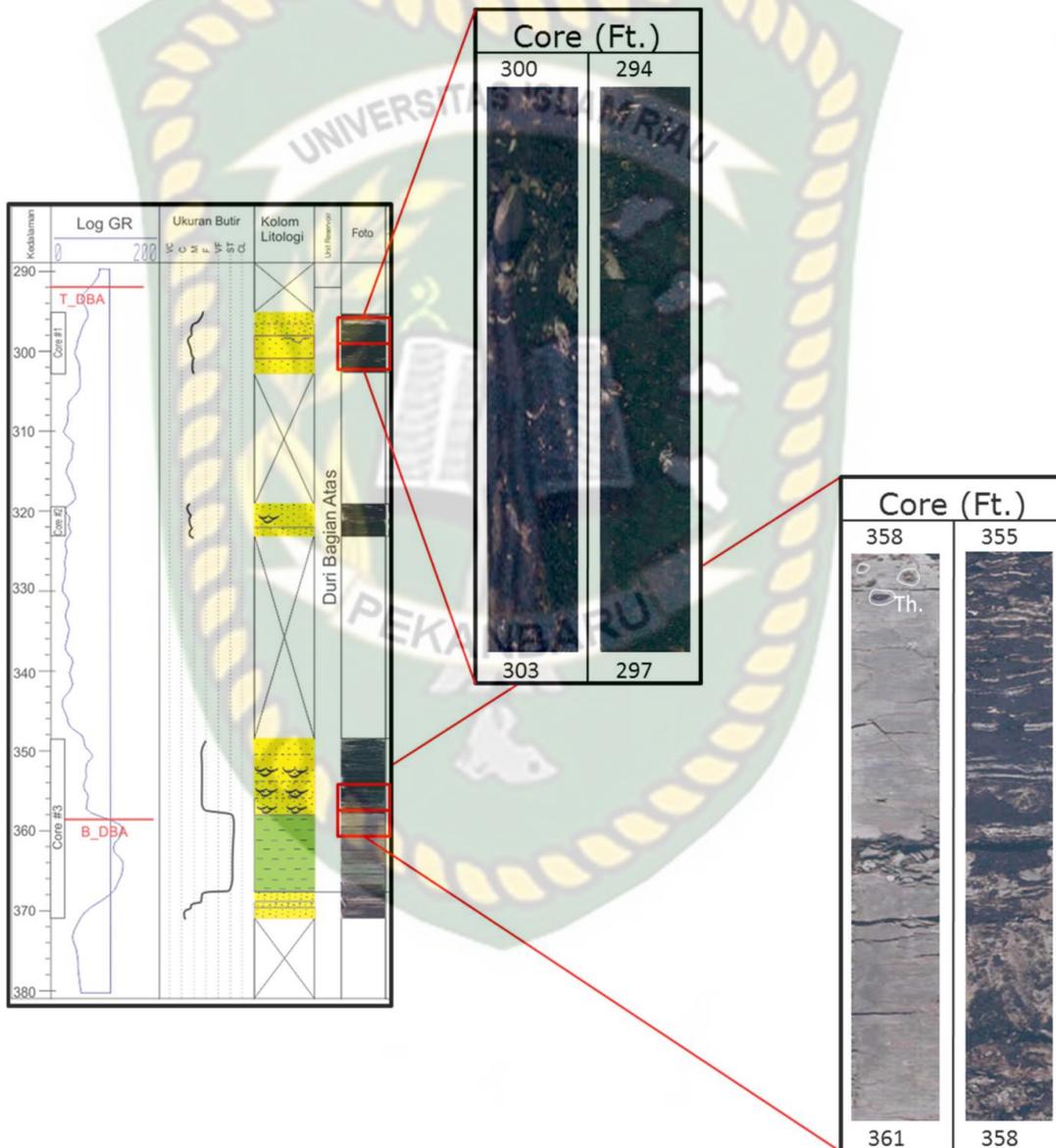
Pada interval ini, terdapat bioturbasi *Skolithos*. Menurut Pemberton, S.G. dan Mac Eachern dalam Walker (1992), Bioturbasi ini mencirikan daerah yang dipengaruhi oleh energi ombak maupun energi *channel*, pada substrat yang *muddy* hingga bersih, pilah baik, dan lepas (*loose*), yang terjadi perubahan kecepatan pengendapan, dan sering terjadinya *reworking sediments*. Biasanya terdapat pada spit, bars, shoreface, estuarine point bars, tidal delta, dan kipas laut dalam.

Berikut ini adalah deskripsi batuan inti pada interval 330-324 kaki (MD).

Batu pasir, coklat gelap-coklat, pasir sgt halus-sedang, menyudut tg, pilah sedang, kemas tutup, matrix ps. halus, lepas-lepas, mika, *muddrapes* dominan, bioturbasi *Skolithos*.

2. Sumur D-169

Pada sumur D-169 ini, terlihat adanya kemenerusan data batuan inti pada kontak antara lapisan batulempung dan batupasir, yakni pada kedalaman 358 kaki (MD). Kontak batupasir dan batulempung tidak dapat diamati secara langsung, karena pemotongan batuan inti tepat terletak pada kontak litologi ini (Gambar 4.17)



Gambar 4.17 Batuan inti pada sumur D-169.

Pada Gambar 4.17, terlihat litologi batu lempung pada bagian bawah (361-358 kaki MD) yang ditutupi oleh lapisan batupasir sedang, dengan banya kendapan *mudclast*. Pada lapisan batulempung ini terdapat bioturbasi *Thalassinoides*. Batulempung terendapkan pada lingkungan dengan energi pengendapan yang rendah, sedangkan batupasir dengan pecahan-pecahan batulempung terendapkan pada lingkungan dengan energi yang relatif lebih besar dibandingkan dengan batulempung tersebut. Oleh karena itu, ditafsirkan terjadi proses erosi pada batulempung, saat lapisan batupasir ini terendapkan.

Lapisan batupasir dikedalaman 358-355 kaki (MD) ini berwarna coklat kehitaman, karena lapisan ini jenuh dengan minyak berat yang berwarna hitam. Terdapat struktur sedimen *mudclast* pada bagian bawah, dan terdapat pula struktur *muddrapes* pada bagian atasnya. Berikut ini adalah deskripsi lengkap lapisan batupasir dan batulempung pada sumur D-169 pada bagian bawah.

Batu lempung, abu-abu terang, kuarsa, bioturbasi *Thalassinoides*.

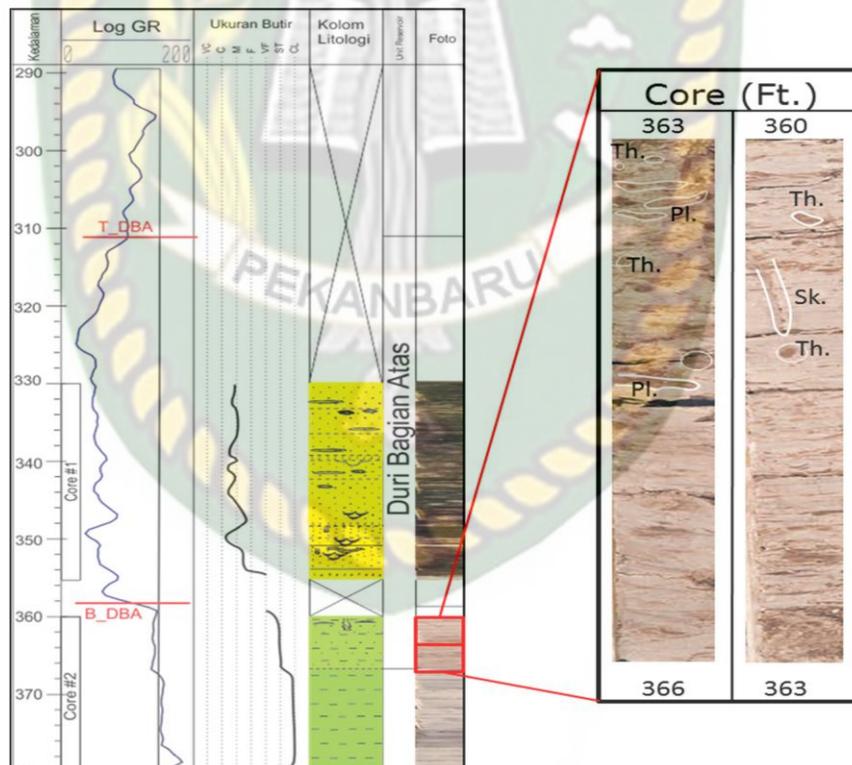
Batu pasir, coklat kehitaman, pasir halus-sedang, menyudut tanggung, pilah baik, kemas tutup, matrix ps. halus, kuarsa, lepas-lepas, jenuh minyak, banyak struktur *muddrape*. Pada bagian atas dari sumur ini, terdapat lapisan batupasir yang juga berwarna kehitaman akibat jenuh minyak, dengan struktur sedimen berupa sedikit bioturbasi, dan mengandung *mudclast*. Lapisan ini mempunyai pola log sinar gamma berupa lonceng (*bellshape*) sehingga dapat diartikan sebagai endapan *channel*. Berikut ini adalah deskripsi lengkap dari lapisan batupasir sumur D-169 bagian atas.

Batu pasir, hitam hingga coklat keabuan, pasir halus-sedang, membundar tanggung, pilah baik, kemas tutup, matrix ps. halus, kuarsa, lepas-lepas, menghalus keatas, sangat sedikit bioturbasi, *mudclast*.

3. Sumur D-199

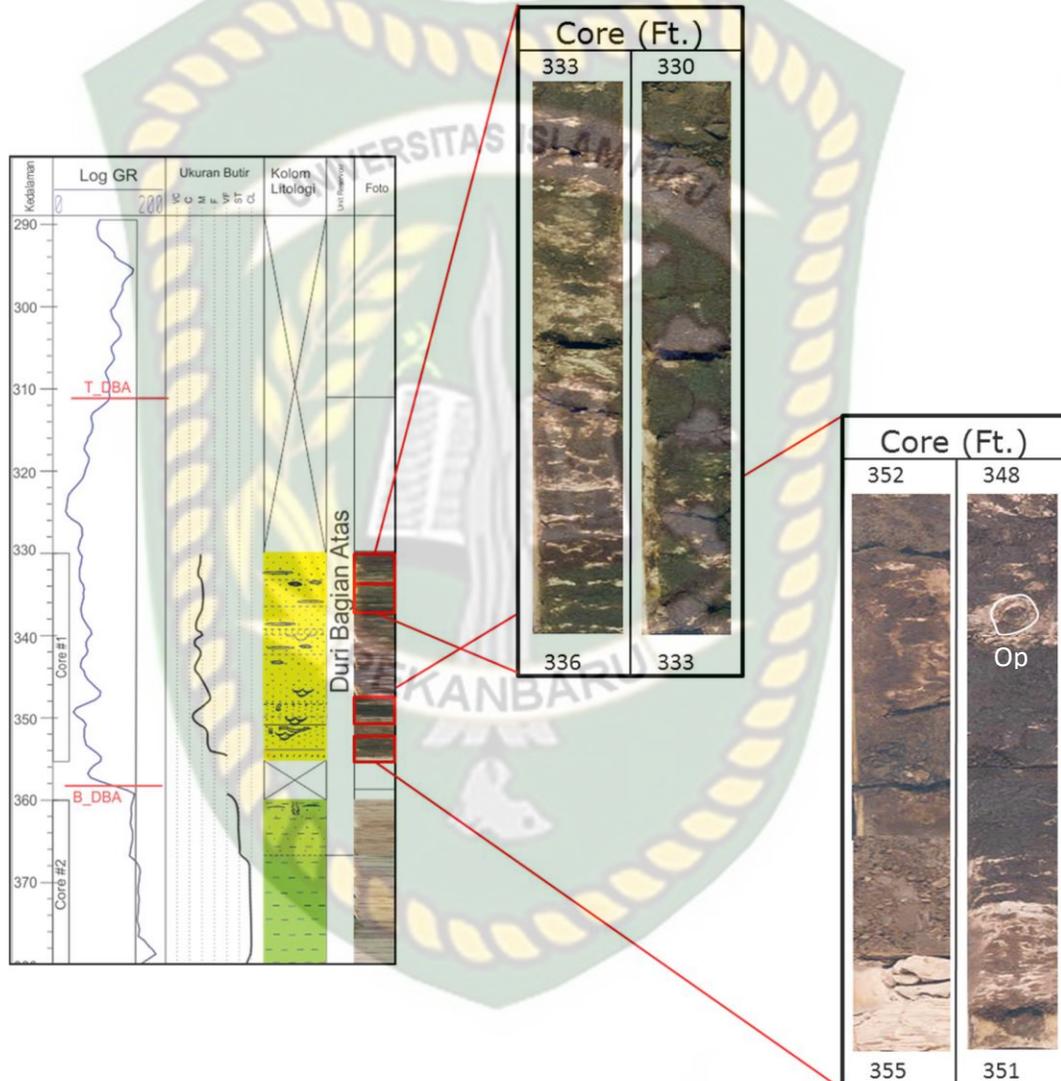
Sumur D- 199 mempunyai data batuan inti mulai dari bagian bawah hingga bagian tengah dari interval Formasi Duri Bagian Atas. Pada sumur ini, lapisan batupasir yang ada juga jenuh dengan minyak, dan pada kedalaman 336-333 kaki (MD) terdapat struktur *muddrapes* yang kearah atas semakin banyak, lalu butiran menjadi kembali *clean* atau bersih, dengan sedikit pecahan batu lempung (*mudclast*) (Gambar 4.19).

Bagian paling bawah dari sumur ini yang terletak pada interval Formasi Duri Bagian Atas terdiri dari litologi batulanau pasiran, seperti pada Gambar 4.18 dibawah ini. Terdapat bioturbasi *Thalassinoides*, *Planolites*, dan *Skolithos*. Endapan ini diinterpretasi sebagai endapan bar, karena banyaknya fosil jejak yang mencirikan energi pengendapan yang tidak terlalu besar.



Gambar 4.18 Batuan Inti pada Sumur Bagian Bawah D199

Pada Gambar 4.18 diatas adalah deskripsi litologi batulanau pasiran pada interval 366-360 kaki (MD). **Batu lanau pasiran**,abu-abu kecoklatan, pasir sangat halus, pilah buruk, kemas buka, paralel laminasi.Bioturbasi *Planolites*, *Thalassinoides*, *Skolithos*.



Gambar 4.19 Batuan inti pada sumur D-199 bagian tengah.Terdapat bioturbasi *Ophiomorpha* (Op.)

Pada Gambar 4.19 adalah deskripsi litologi batupasir pada sumur D-199 kedalaman 336-330 kaki (MD).

Batu pasir, coklat gelap, pasir sedang, membundar tanggung, pilah baik, kemas tutup, mineral kuarsa, lepas-lepas, jenuh minyak, cangkang fosil, *mudclast*. Pada kedalaman 355 kaki (MD), terdapat lapisan batupasir lanauan dengan tebal kurang dari satu kaki. Lapisan ini masih dapat dikenali oleh alat sinar gamma, sehingga memberikan bacaan sinar gamma yang tinggi. Terlihat adanya legokan pada log sinar gamma pada kedalaman 355 kaki (MD) pada Gambar 4.19. Pada kedalaman 349 kaki, terdapat bioturbasi *Ophiomorpha*. Berikut ini adalah deskripsi batupasir lanauan pada kedalaman 355 kaki (MD), batupasir pada 354-350 kaki (MD), dan batupasir *cleansand* pada 350-348 kaki (MD).

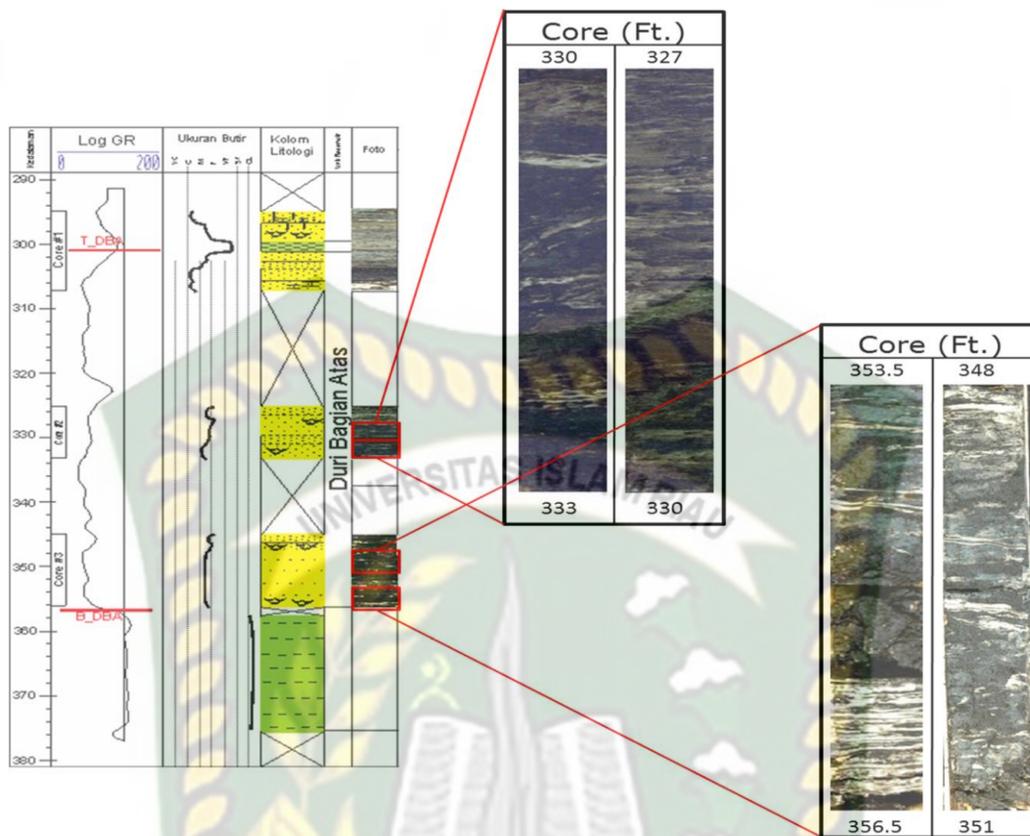
Batu pasir lanauan, krem, pasir sangat halus, membundar, kemas terbuka, mineral kuarsa, lepas-lepas, kurang jenuh minyak.

Batu pasir, coklat gelap, pasir halus-sedang, membundar tg, pilah baik, kemas tutup, mineral kuarsa, lepas-lepas, jenuh minyak, *mudclast*, *muddrapes*.

Batu pasir, coklat kehitaman, pasir sedang-kasar, membundar, pilah baik, kemas tutup, mineral kuarsa, lepas-lepas, jenuh minyak, bioturbasi *Ophiomorpha*.

4. Sumur D-218

Sumur D-218 mempunyai data batuan inti pada bagian bawah, tengah, dan bagian atas dari interval Formasi Duri Bagian Atas. Pada sumur ini, endapan *muddrapes* dapat terlihat dengan jelas pada kedalaman 356.5-355.5 kaki (MD).



Gambar 4.20 Batuan Inti pada Sumur D-218 Bagian Bawah

Pada kedalaman 356.5-348 kaki (MD) pada Gambar 4.20 lapisan tipis yang berwarna putih adalah lapisan *mud drapes* pada batupasir sedang. Karakter log sinar gamma pada kedalaman ini secara umum adalah *blocky*. Penafsiran fasies pengendapan pada kedalaman ini adalah *channel*. Terlihat bahwa proses pasang-surut sangat berperan dalam proses pengendapan batuan di lokasi ini. Berikut ini adalah deskripsi batu pasir pada kedalaman 356.5-345 kaki (MD)

Batu pasir, hitam, pasir sedang, membundar tg, pilah baik, kemas tutup, matrix ps. halus, kuarsa, lepas-lepas. jenuh minyak, laminasi batulempung (*mud drupe*) dibawah dan atas.

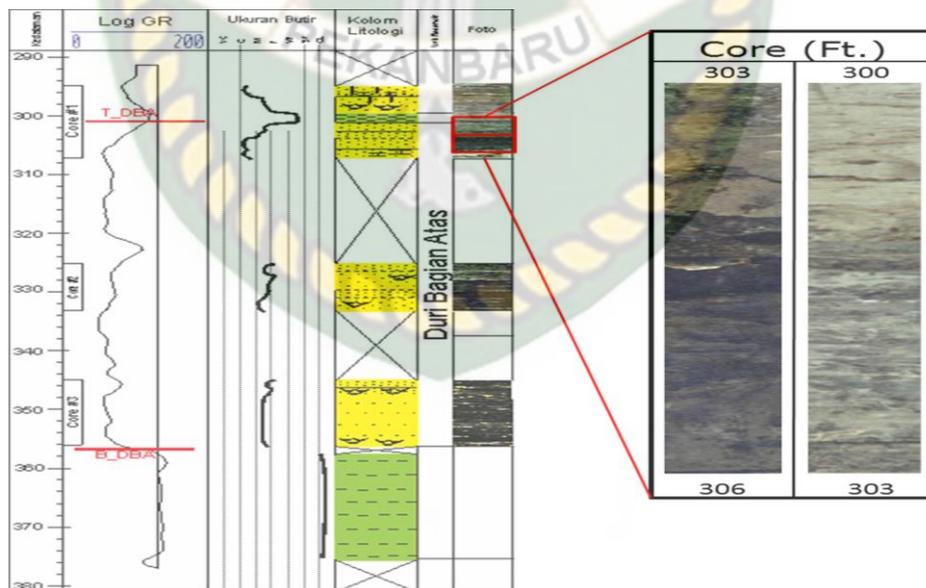
Karakter log lonceng pada bagian bagian tengah dari sumur D-208 ini (333-327 kaki MD) dicirikan litologi batupasir yang memiliki butiran yang menghalus keatas, dengan struktur *mud drapes* yang terdapat pada bagian bawah hingga

atas. Terlihat pada gambar bahwa pada bagian atas, lapisan batupasir kurang jenuh minyak apabila dibandingkan dengan bagian bawahnya. Hal ini karena meningkatnya persentase mineral lempung pada bagian atas. Interval ini diinterpretasi sebagai fasies pengendapan *channel*. Berikut adalah deskripsi litologi untuk interval 333-327 kaki (MD) ini.

Batu pasir, coklat gelap-abu-abu, pasir sedang-halus, membundar tg, pilah baik, kemas tutup, kuarsa, lepas-lepas, laminasi batulempung, jenuh minyak. Bagian atas dari sumur D-218 ini juga mempunyai karakter log lonceng (Gambar 4.20).

Litologi pada interval 306-300 kaki (MD) ini memiliki ciri yang hampir sama pada interval bagian tengah dari sumur, yakni mempunyai butiran yang menghalus keatas, dengan struktur *mud drapes* yang juga masih terlihat. Pada bagian atas, dominasi ukuran butir lanau menjadi besar. Interval ini juga diinterpretasi sebagai fasies pengendapan *channel*. Berikut ini adalah deskripsi litologi pada interval 306-300 kaki (MD) ini,

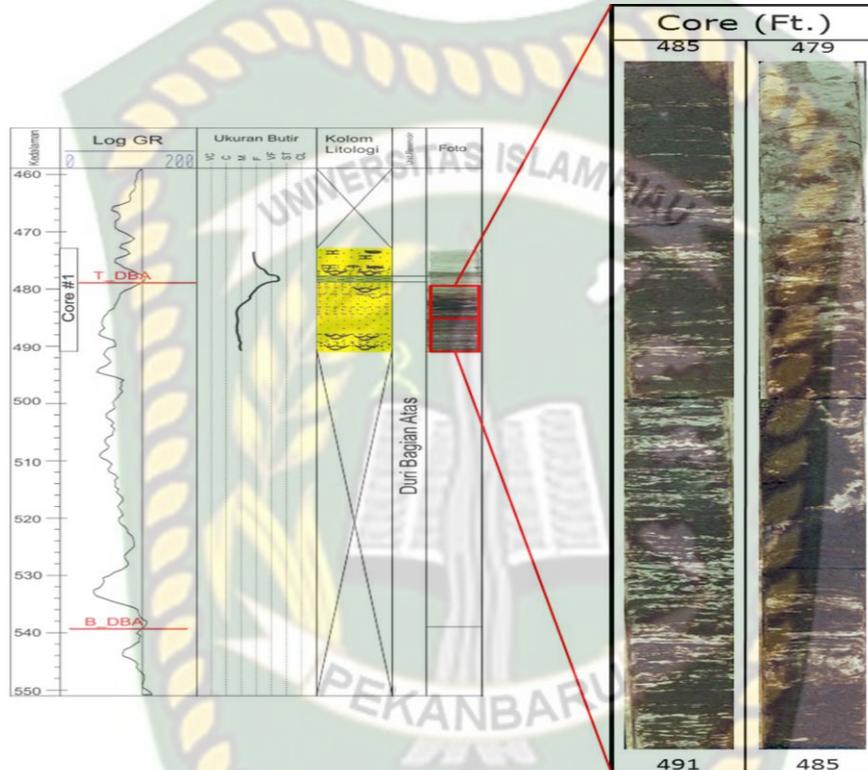
Batu pasir lanauan, coklat, pasir halus-sedang, membundar tg, pilah baik, kemas tutup, kuarsa, lepas-lepas, menghalus keatas, jenuh minyak.



Gambar 4.21 Batuan Inti pada Sumur D-218 Bagian Atas

5. Sumur D-307

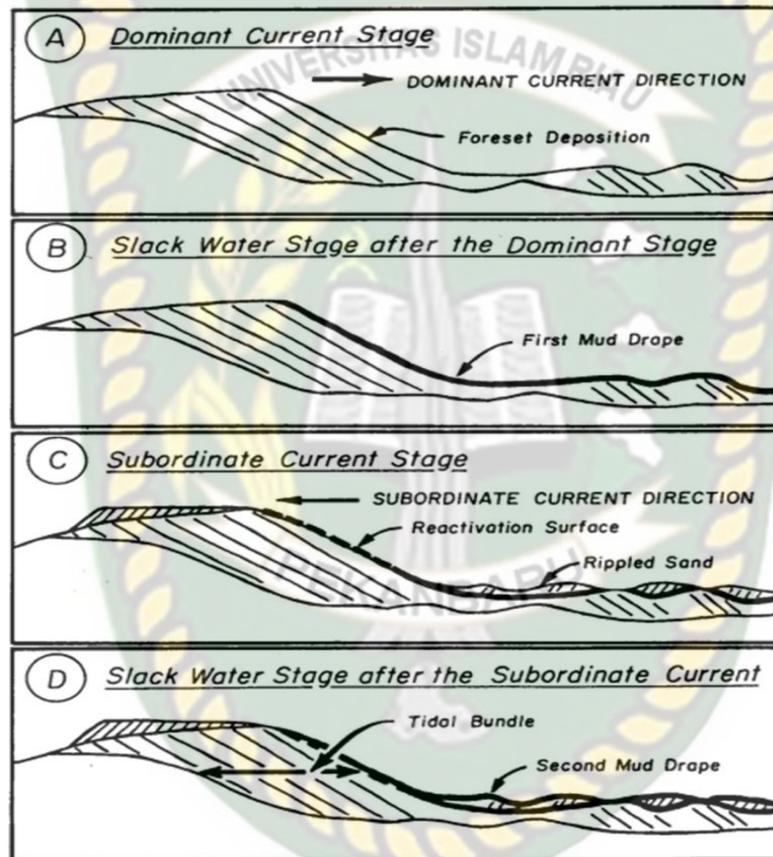
Data batuan inti pada sumur D-307 hanya terdapat pada bagian atas. Bagian ini mempunyai karakter log yang berbentuk *bell* atau lonceng, yang dicirikan oleh litologi batupasir yang menghalus keatas. Pada interval ini juga terdapat struktur *muddrapes*, yang dapat diamati pada gambar dibawah ini.



Gambar 4.22 Batuan Inti pada Sumur D 307

Pada Gambar 4.22 diatas, terlihat bahwa batuan inti mengalami perubahan ukuran butir kearah atas, dengan pola sinar gamma yang juga mengikuti perubahan ukuran butirnya. Pola sinar gamma menunjukkan bentukan lonceng (*bell*). Interval ini ditafsirkan sebagai endapan *channel*.

Berdasarkan keseluruhan data batuan inti, terdapat sebuah struktur sedimen yang selalu hadir pada setiap sumur, yakni struktur *muddrapes*. Struktur sedimen *muddrapes* ini adalah salah satu struktur penciri lingkungan yang didominasi arus pasang-surut. Perubahan kecepatan dan arah arus secara periodik yang mengkarakterisasikan sistem pasang-surut akan menghasilkan beberapa struktur sedimen yang memberikan dugaan pengendapan pasang-surut (Dalrymple, 1992 dalam Walker dan James, 1992), yang salah satunya adalah *muddrapes*.



Gambar 4.23 Pengendapan *muddrapes* pada siklus pasang-surut.

Struktur sedimen *mud drapes* ini terbentuk pada periode arus tenang diantara arus dominan dan arus subordinat. Apabila arus subordinat cukup kuat, maka permukaan lapisan mud drapes yang terendapkan akan ter-reaktivasi dan lapisan *muddrapes* yang terbentuk akan tererosi (Dalrymple, 1992 dalam Walker dan James, 1992).

4.4.3 Identifikasi Fosil Jejak dari Batuan Inti dan Analisis

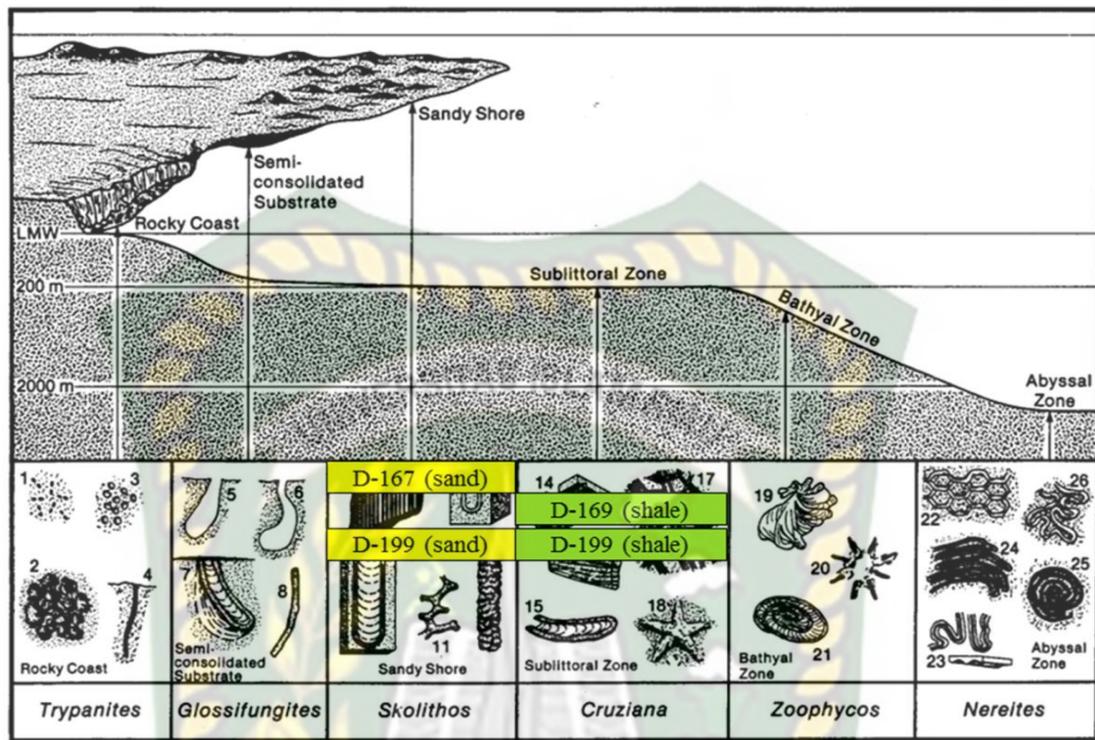
Lingkungan Pengendapan

Fosil jejak adalah rekaman jejak organisme pada batuan akibat aktivitas organisme. Fosil jejak disebut juga *ichnofossil*. Fosil jejak bisa memberikan informasi mengenai lingkungan pengendapan. Menurut Pemberton dan Mac Eachern (1992); dalam Walker dan James (1992), fosil jejak individu bisa dikelompokkan menjadi ichnofasies. Pengelompokan ini dimaksudkan supaya dapat dijadikan indikator paleobathymetri.

Berdasarkan Pemberton dan Mac Eachern (1992); dalam Walker dan James (1992), ichnofasies *Skolithos* mencirikan daerah yang dipengaruhi oleh energi ombak maupun energi *channel*, pada substrat yang *muddy* hingga bersih, pilah baik, dan lepas (*loose*), yang terjadi perubahan kecepatan pengendapan, dan sering terjadinya *reworking sediments*. Biasanya terdapat pada spit, bar, *shoreface*, *estuarine pointbars*, tidal delta, dan kipas laut dalam. Ichnofasies *Skolithos* ini biasanya berada direntang daerah dekat dengan darat, misalnya supratidal, hingga laut, mendekati zona ichnofasies *Cruziana*.

Ichnofasies *Cruziana* mempunyai karakteristik dari *subtidal*. Ichnofasies ini juga ditemukan di daerah litoral hingga bagian sublitoral dari estuari, teluk, lagun, dan *tidalflats*. Tekstur sedimen dan perlapisan pada ichnofasies ini bervariasi, yakni: lapisan-lapisan tipis, batu lanau dan batupasir yang terpilah baik, lapisan diskrit lempung dan lapisan cangkang, perlapisan lempung dan lanau dan pasir, dan lapisan yang terpilah dengan sangat buruk yang berasal dari bioturbasi yang menembus dari lapisan atas (Pemberton dan Mac Eachern, 1992; dalam Walker dan James, 1992).

Asosiasi ichnofasies *Skolithos* adalah *Ophiomorpha*, *Diplocraterion*, *Skolithos*, dan *Monocraterion*, sedangkan asosiasi ichnofasies *Cruziana* adalah *Asteriacites*, *Cruziana*, *Rhizocorralium*, *Aulichnites*, *Thalassinoides*, *Chondrites* dan *Planolites*. Berikut ini adalah hubungan lingkungan pengendapan berdasarkan fosil jejak.



Gambar 4.24 Ichnofasies marin yang merepresentasikan gradien lingkungan pengendapan (Pemberton,S.G.dan Mac Eachearn,1992; dalam Walker dan James,1992).Lapisan Batulempung pada daerah penelitian dicirikan oleh ichnofasies *Cruziana*, sedangkan lapisan batupasir dicirikan oleh ichnofasies *Skolithos*

Pada hasil analisis data batuan inti,terdapat empat jenis ichnofosil,yakni*Skolithos*,*Thalassinoides*,*Ophiomorpha*,dan*Planolites*.Berdasarkan ichnofosil ini,maka daerah penelitian mempunyai dua Ichnofasies: Ichnofasies *Skolithos* dan *Cruziana*.Ichnofasies *Cruziana* terdapat pada lapisan batulempung marin (Lithofasies *Marine Shale*, ditandai dengan warna hijau pada Gambar 3.24), yang posisinya terletak dibawah lapisan batupasir interval yang diteliti.Ichnofasies *Skolithos* terdapat pada lapisan batupasir yang terletak diatas lapisan batulempung marin.

Berdasarkan Ichnofasies yang terdapat pada interval yang diteliti,maka lingkungan pengendapan daerah penelitian pada interval Formasi Duri Bagian Atas

ini adalah pada daerah dekat dengan darat (transisi) hingga sublitoral, yang sesuai dengan hasil analisis lingkungan pengendapan berdasarkan data biostratigrafi.

4.5 Elektrofases

Elektrofases merupakan set dari respon kurva log yang mengkarakterisasikan suatu perlapisan dan dapat dibedakan satu dan lainnya (Arifin,2012). Secara umum, reservoir *Upper Duri Formation* mempunyai bentukan kurva log berupa *blocky* dan *funnel shape*. Menurut Cant (1992); dalam Walker dan James, (1992), bentukan kurva log sumur dapat mencerminkan fasies pengendapan tertentu, karena sukseksi vertikal dari ukuran butirnya.

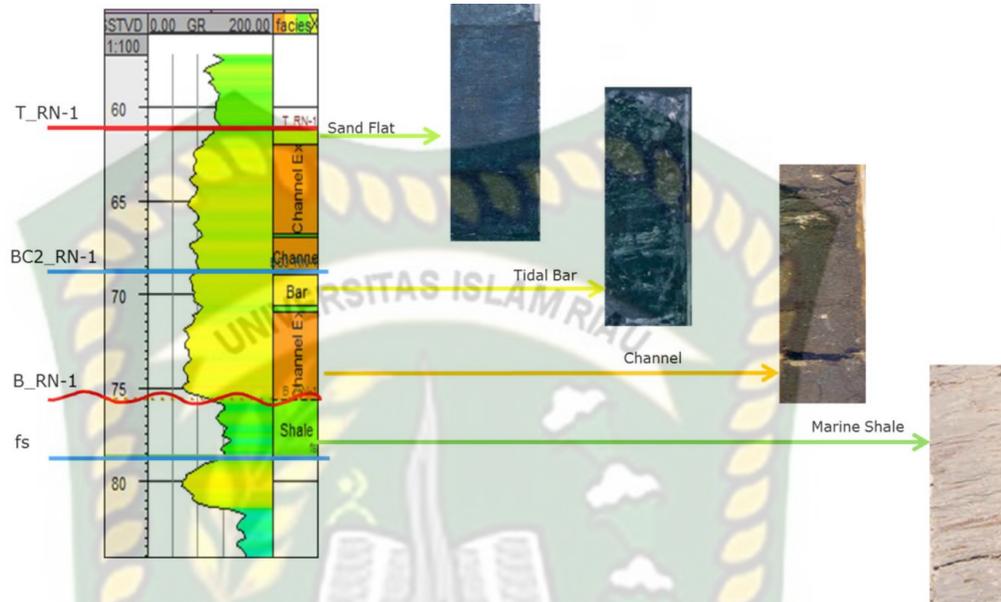
Berdasarkan data batuan inti, karakter *blockys hape* mencerminkan litologi yang relatif bersih. Kenampakan warna batuan inti yang dideskripsi adalah berwarna hitam pekat, karena jenuh minyak. Deskripsi litologi secara umum yakni batupasir sedang, hitam, pasir sedang, menyudut tanggung, pilah baik, mineral kuarsa, sedikit *mud drapes*.

Karakter log *bellshape* atau lonceng mencerminkan litologi yang menghalus keatas, dengan ciri litologi yang relatif bersih dan jenuh minyak pada bagian bawahnya, kemudian secara berangsur ukuran butir menjadi lanauan keatas, sehingga berubah menjadi litologi batu lanau dan batulempung.

Karakter log *Funnelshape* atau corong mencerminkan litologi batupasir sangat halus hingga sedang, secara berangsur ukuran butirannya mengasar keatas. Pada karakter *funnel shape* ini batupasirnya kurang jenuh minyak, diakibatkan adanya struktur bioturbasi dan *mud drapes* yang sangat dominan.

Pada interval Formasi Duri Bagian Atas ini terdapat perubahan log drastis, dari nilai yang sangat besar dibawah, tiba-tiba berubah menjadi kecil diatas. Hal ini dapat dilihat dari kenampakan log shale (ditunjukkan dengan nilai gamma ray yang besar) yang tiba-tiba berubah menjadi bentukan *blocky* (Nilai gamma ray yang mengecil secara drastis). Kenampakan log ini diinterpretasi sebagai bidang erosional. Kenampakan log yang drastis ini tidak diimbangi dengan ketersediaan data

batuan inti, karena banyaknya sumur yang data batuan intinya tidak menerus. Banyak interval yang tidak mempunyai data batuan inti. Gambar dibawah ini merupakan ilustrasi elektrofases dengan validasi data batuan inti.



Gambar 4.25 Contoh sumur yang telah diinterpretasi fasiesnya berdasarkan pola sinar gamma, yang dikontrol oleh fasies berdasarkan data batuan inti

4.6. Korelasi

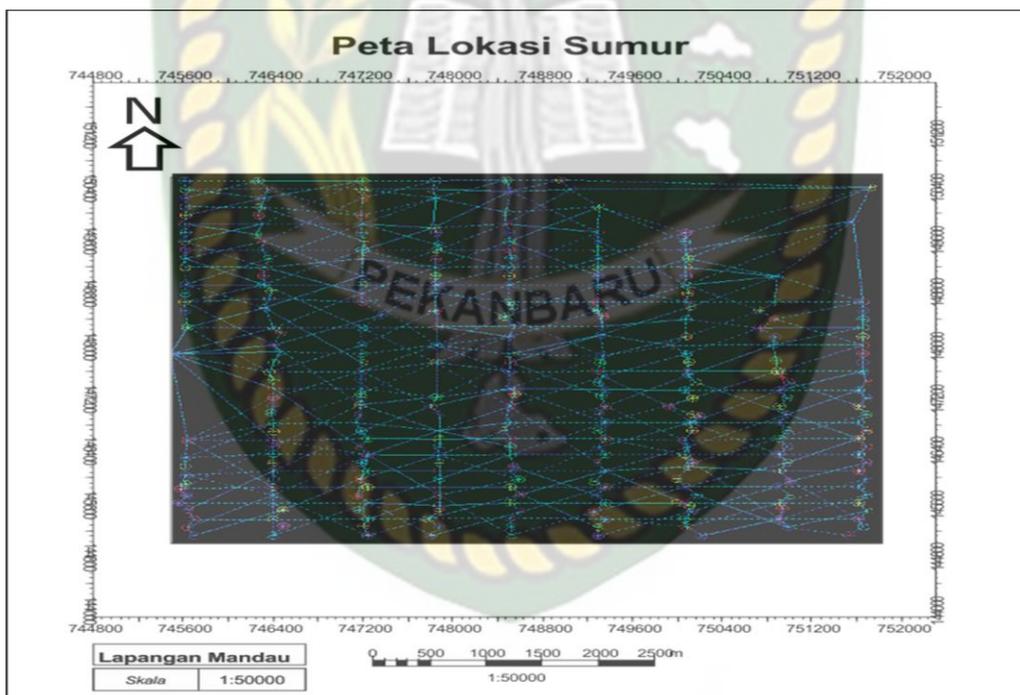
Korelasi dilakukan dengan membuat beberapa lintasan sejajar dengan pola sedimentasi regional dengan arah timur laut-barat daya (NE-SW), dan juga beberapa lintasan yang memotong tegak lurus arah sedimentasi regional tersebut, dengan arah Barat laut-Tenggara. Selain itu, lintasan korelasi juga dibuat dengan pola utara-selatan (N-S) dan barat-timur (E-W) sebagai jalur korelasi untuk validasi. Hal ini dilakukan karena konfigurasi sumur-sumur yang terdapat pada Lapangan Mandau berarah utara-selatan, sehingga pola utara-selatan akan memberikan jarak terdekat dari satu sumur kesumur lainnya (Gambar 4.26)

Korelasi antar sumur dilakukan dalam kerangka kronostratigrafi. Interval Formasi Duri Bagian Atas terdiri atas lima *floodingsurface*, dari bawah keatas: FS, B_DBA, BC2_DBA, BC3_DBA, dan yang paling atas adalah T_DBA.

Floodingsurface bagian paling bawah dapat ditentukan berdasarkan penyebaran lapisan tipis batugamping yang melebar luas di daerah penelitian. Perubahan log sinar gamma yang sangat drastis diasumsikan adalah bidang erosional, yang ditandai oleh marker B_DBA.

Hasil korelasi dari interval Formasi Duri Bagian Atas ini akan dikonversi menjadi peta strukur kedalaman, peta ketebalan, dan pemodelan fasies dari interval yang diteliti.

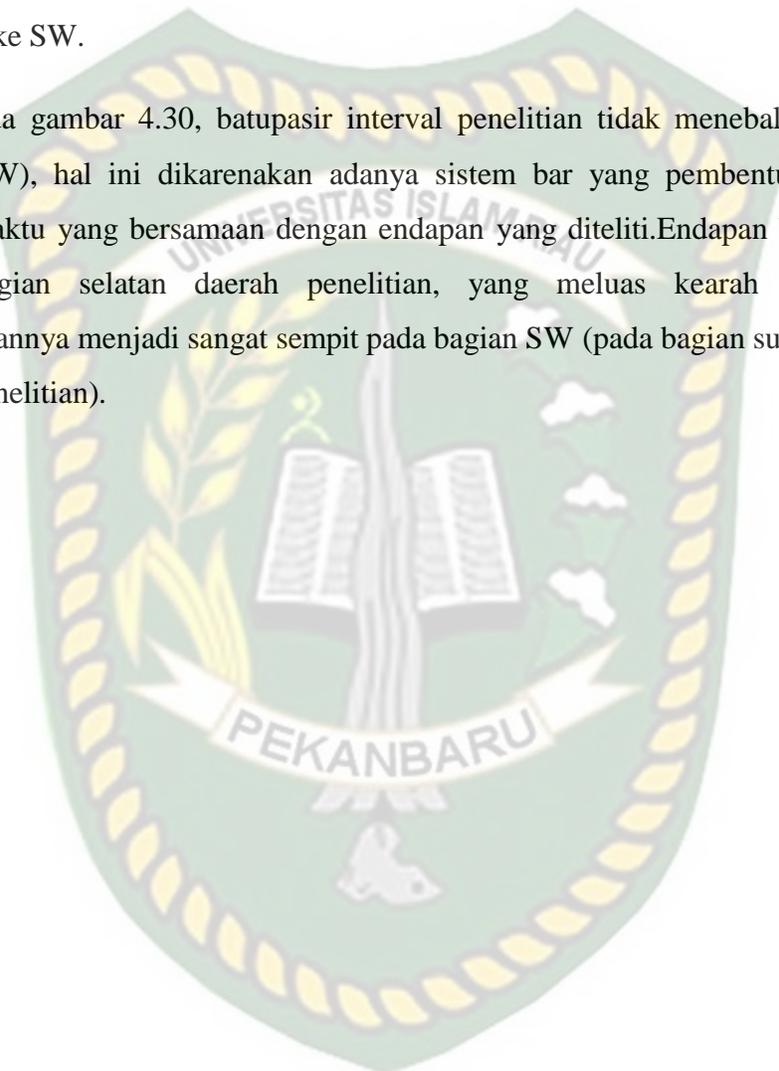
Pada gambar 4.27 hingga gambar 4.32 dapat terlihat bahwa penyebaran reservoir terdapat pada bagian tengah penelitian, yang menunjukkan penyebaran reservoir yang memiliki arah timur laut-barat daya dari daerah penelitian. Pada bagian barat laut dan tenggara, dapat terlihat ketebalan semakin menipis.

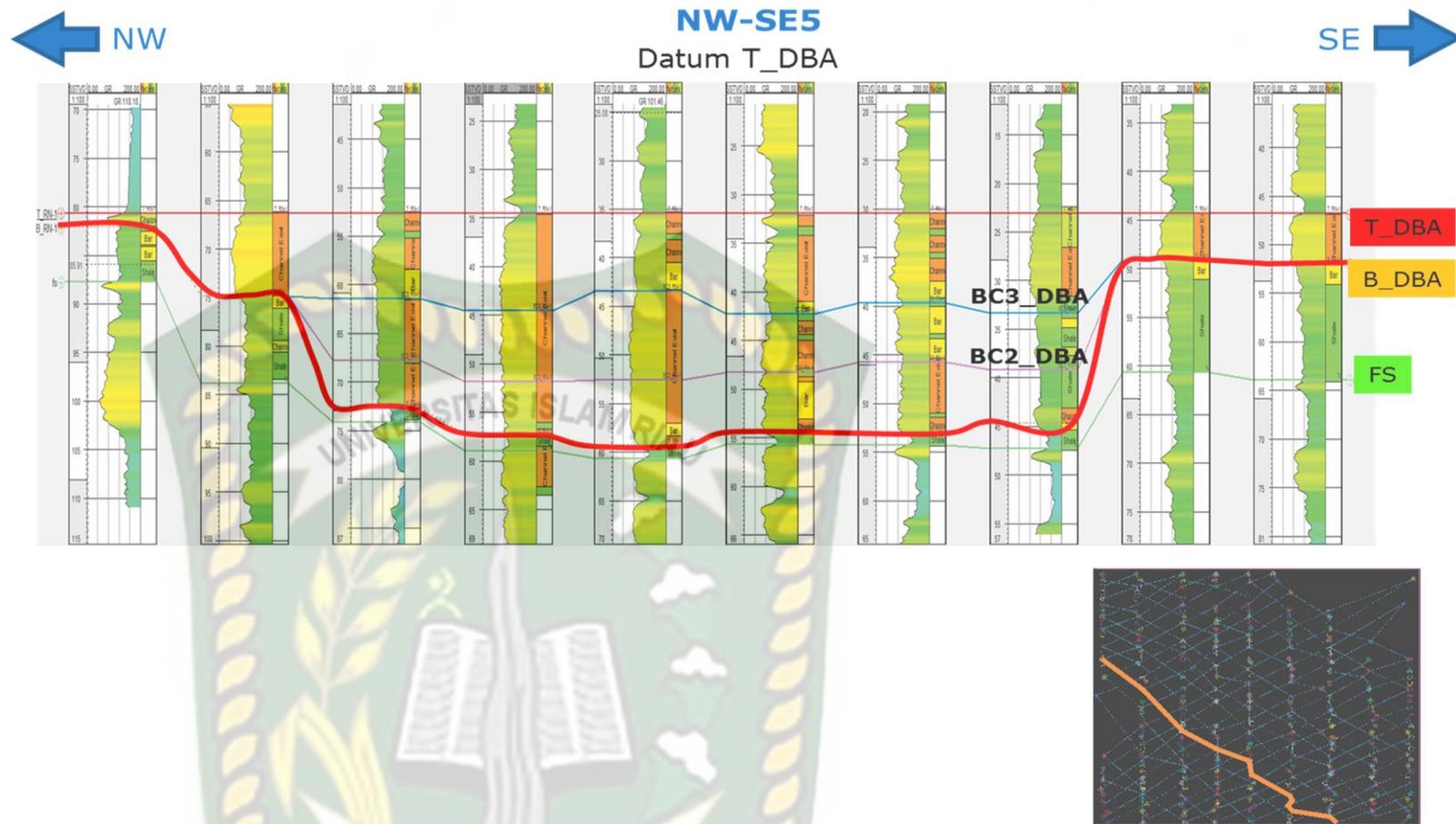


Gambar 4. 26 Lintasan korelasi daerah penelitian. Jalur korelasi utama berarah NE-SW sebanyak 25 jalur dan NE-SW sebanyak 14 jalur. Dilakukan juga korelasi N-S sebanyak 9 jalur dan E-W sebanyak 21 jalur sebagai validasi.

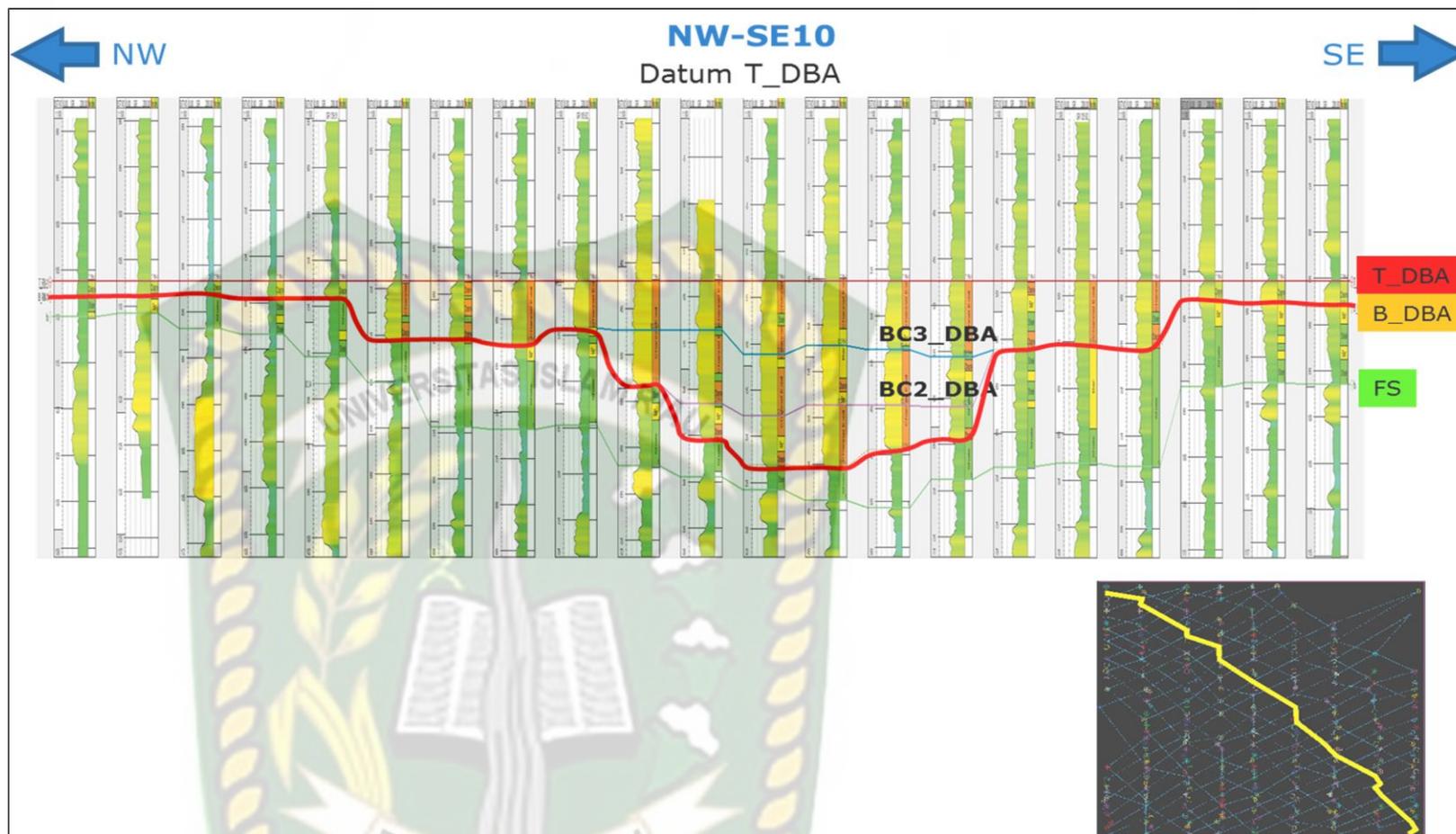
Pada gambar 4.27 hingga gambar 3.29, terlihat bentukan mangkuk pada penampang korelasi. Ketiga lintasan ini mencirikan adanya bidang erosional, yang terletak pada bagian atas lapisan batulempung, yang dierosi oleh lapisan batupasir. Pada Gambar 3.31 terlihat adanya penebalan batupasir pada bagian SW sehingga diinterpretasi bahwa arah sedimentasi pada daerah penelitian ini adalah dari arah NE ke SW.

Pada gambar 4.30, batupasir interval penelitian tidak menebal ke arah Barat Daya (SW), hal ini dikarenakan adanya sistem bar yang pembentukannya tidak dalam waktu yang bersamaan dengan endapan yang diteliti. Endapan bar ini meluas pada bagian selatan daerah penelitian, yang meluas ke arah timur, tetapi penyebarannya menjadi sangat sempit pada bagian SW (pada bagian sudut kiri bawah daerah penelitian).

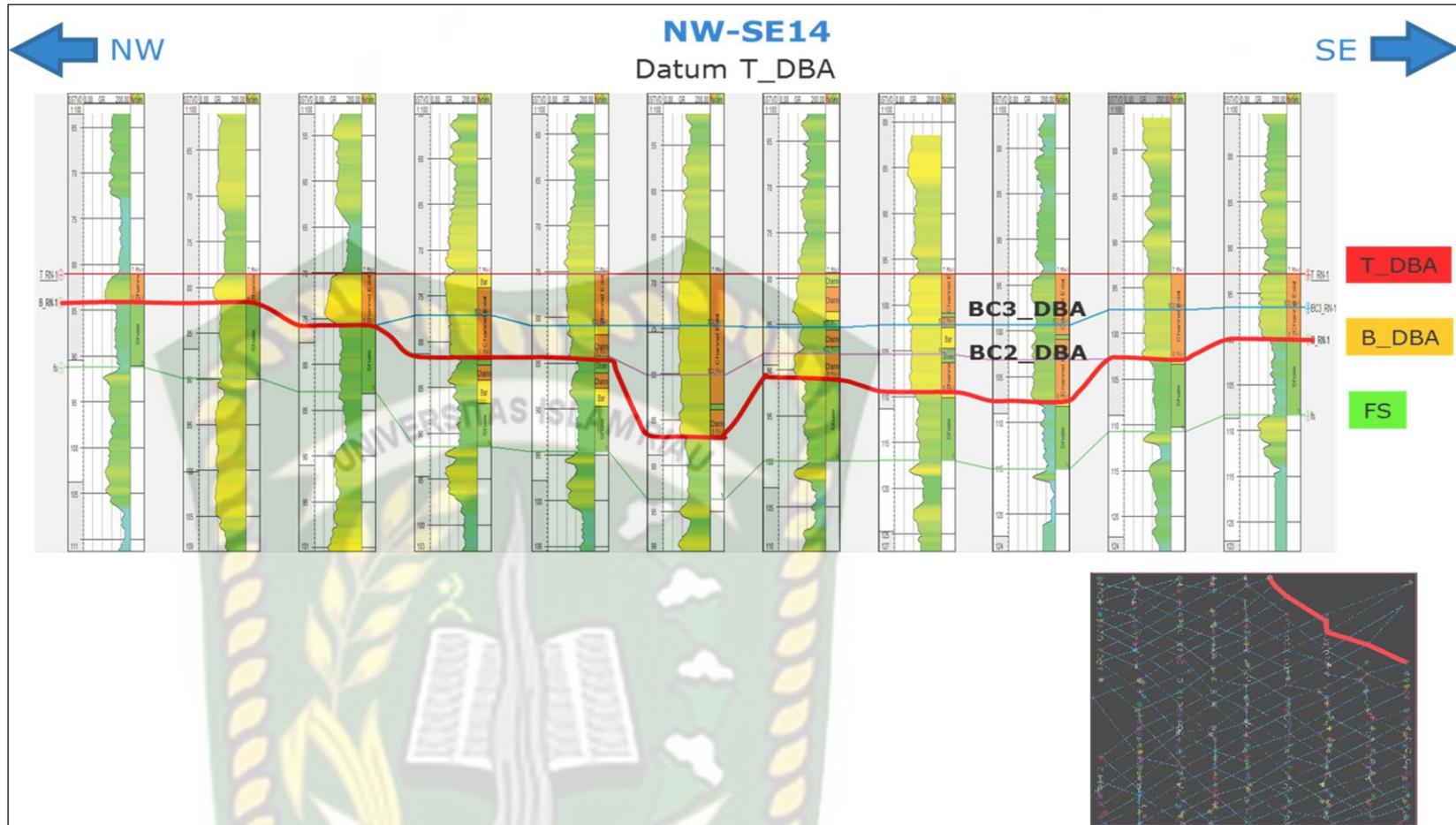




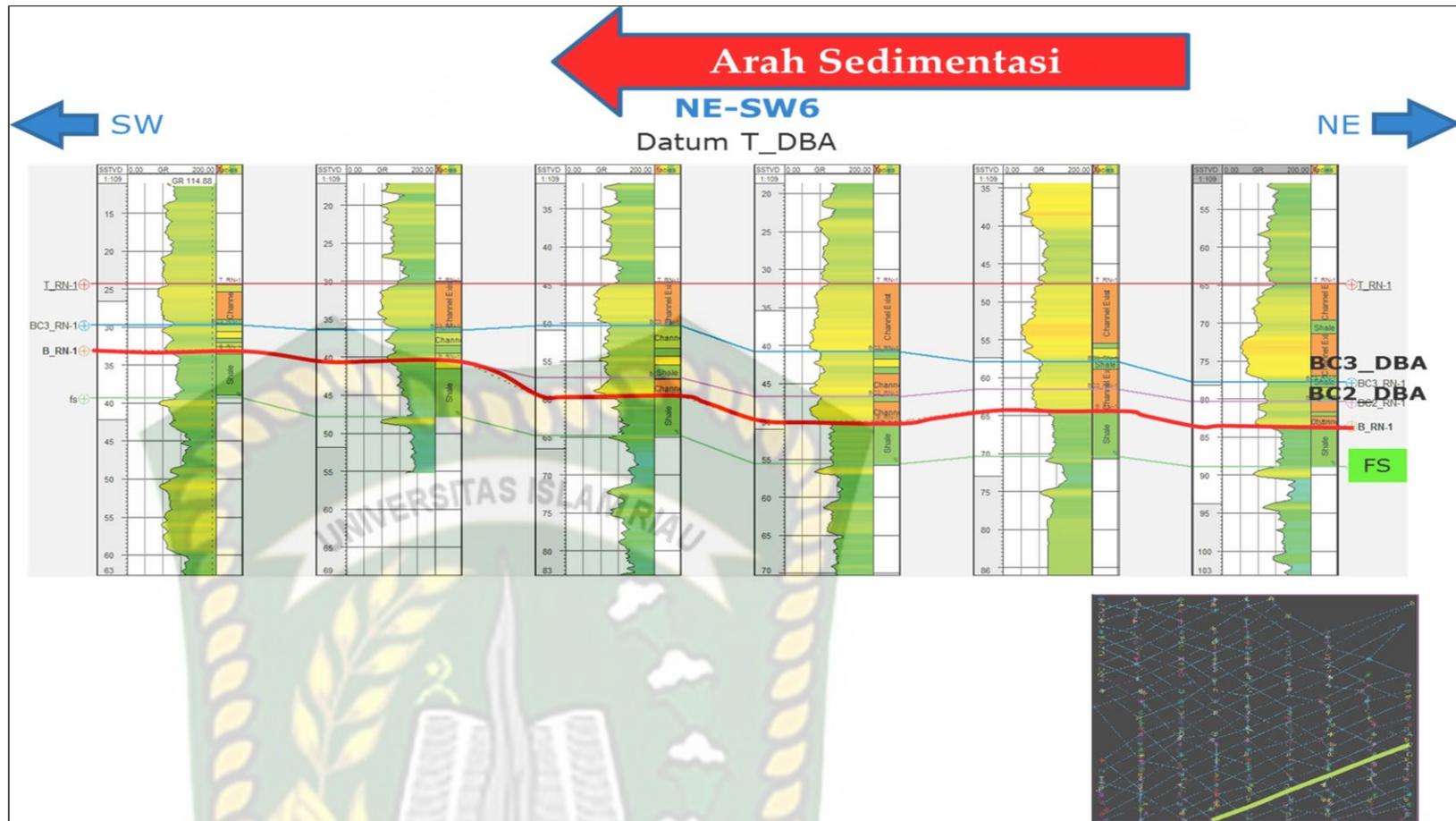
Gambar 4. 27. Jalur Korelasi NW-SE5 sepanjang 5556 M. Terlihat bahwa lapisan batu lempung terlihat tebal pada bagian barat laut dan tenggara, dan semakin menipis dibagian tengah dari lokasi penelitian. Hal itu diartikan sebagai bidang erosional pada bagian atas dari batulempung, yang mengakibatkan terjadinya erosi batulempung pada bagian tengah penelitian.



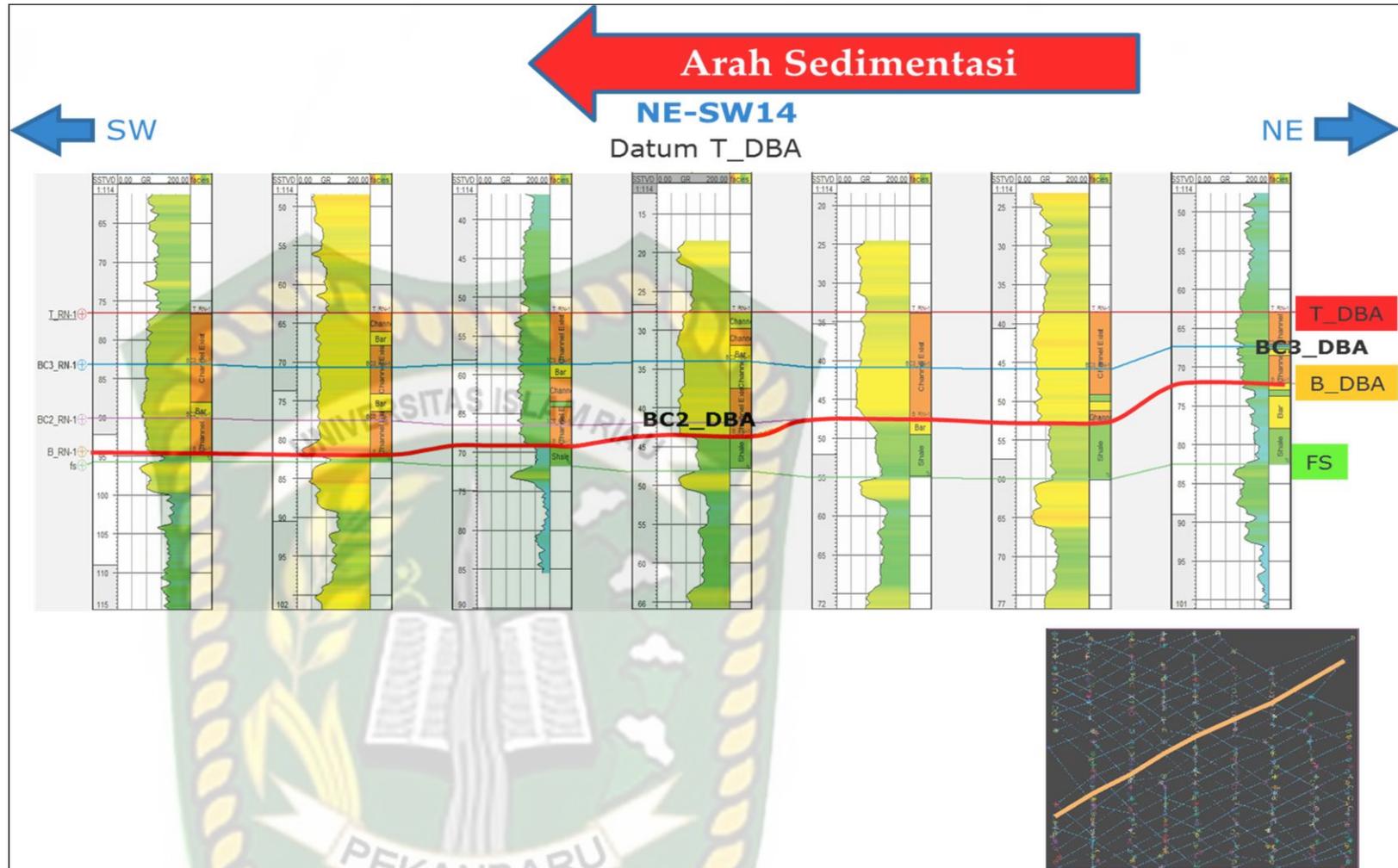
Gambar 4.28 Lintasan Korelasi NW-SE10 sepanjang 7616 m. Pada lintasan ini juga dapat diamati adanya indikasi kontak erosi dari penipisan lapisan batulempung. Terlihat bentuk *incised valley* pada jalur korelasi ini.



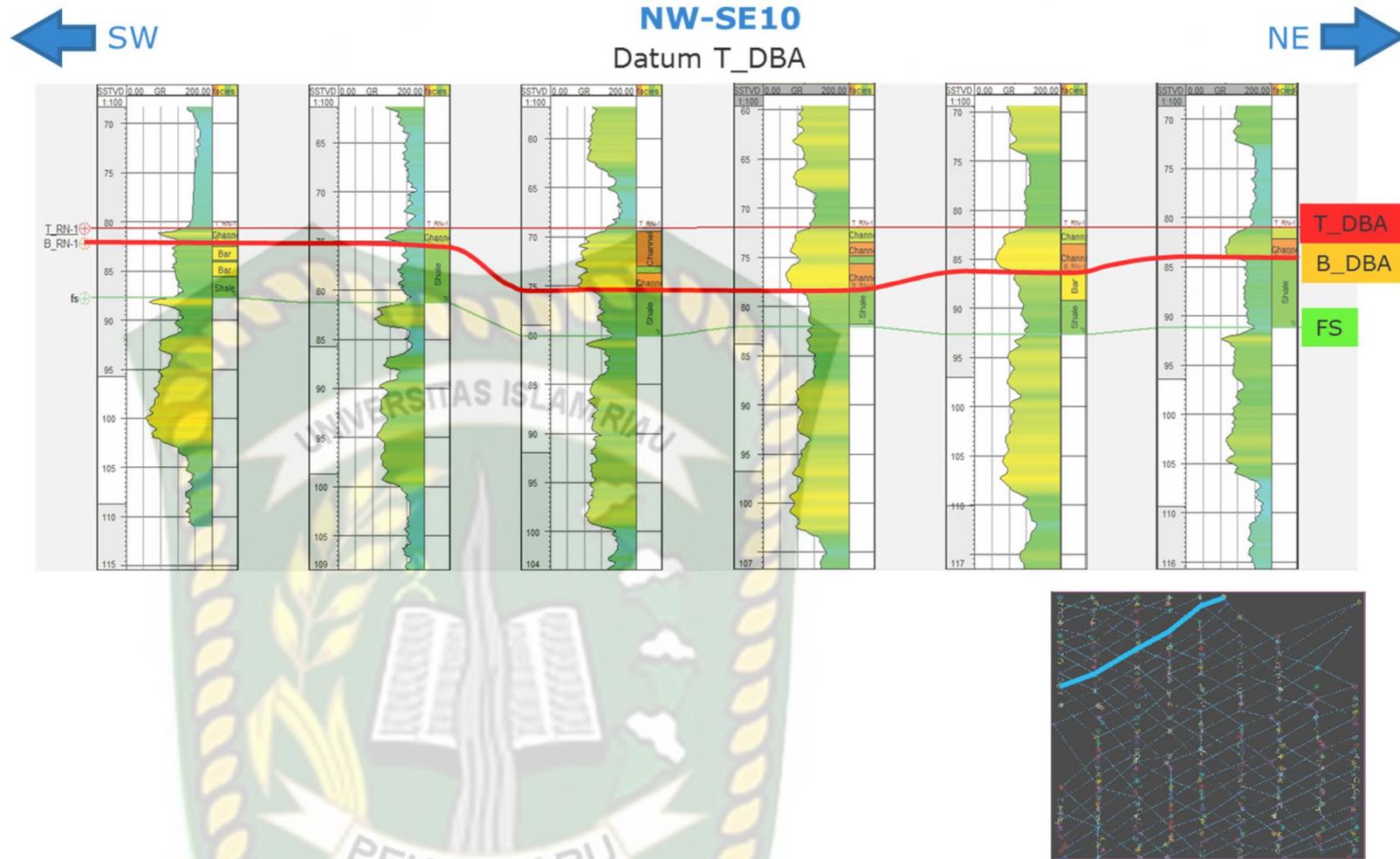
Gambar 4. 29 Lintasan korelasi NW-SE14. Terlihat penipisan lapisan batupasir yang diteliti pada bagian NW.



Gambar 4.30 Lintasan korelasi NE-SW6. Lapisan batupasir terlihat mengalami penipisan pada bagian SW, yang dikarenakan perubahan sistem pengendapan, yakni pada bagian SW adalah sistem pengendapan suatu bar.



Gambar 4. 31.Lintasan Korelasi NE-SW14, yang memperlihatkan lapisan batupasir yang semakin menebal pada bagian SW. Berdasarkan hal ini, dapat ditafsirkan bahwa pada arah pengendapan adalah dari arah NE ke SW.



Gambar 4. 32 Lintasan Korelasi NE-SW 10 yang memperlihatkan penipisan batupasir, yang mengindikasikan bahwa bagian ini adalah bagian tepian dari sistem *channel*.

4.7. Analisis Model Pengendapan

Analisis model pengendapan dilakukan sebelum pemetaan geometri dilakukan. Model pengendapan ini ditentukan dari data-data yang telah dianalisis, yakni berupa data biostratigrafi, data batuan inti, dan data log sinar gamma dari 322 sumur yang ada.

Data biostratigrafi yang telah dianalisis menghasilkan kesimpulan bahwa pada saat interval Formasi Duri Bagian Atas ini diendapkan, fase yang terjadi adalah fase transgresif. Hal ini dapat diamati dari terjadinya perubahan lingkungan pengendapan yang semakin mendalam pada saat interval Duri Bagian Atas terendapkan.

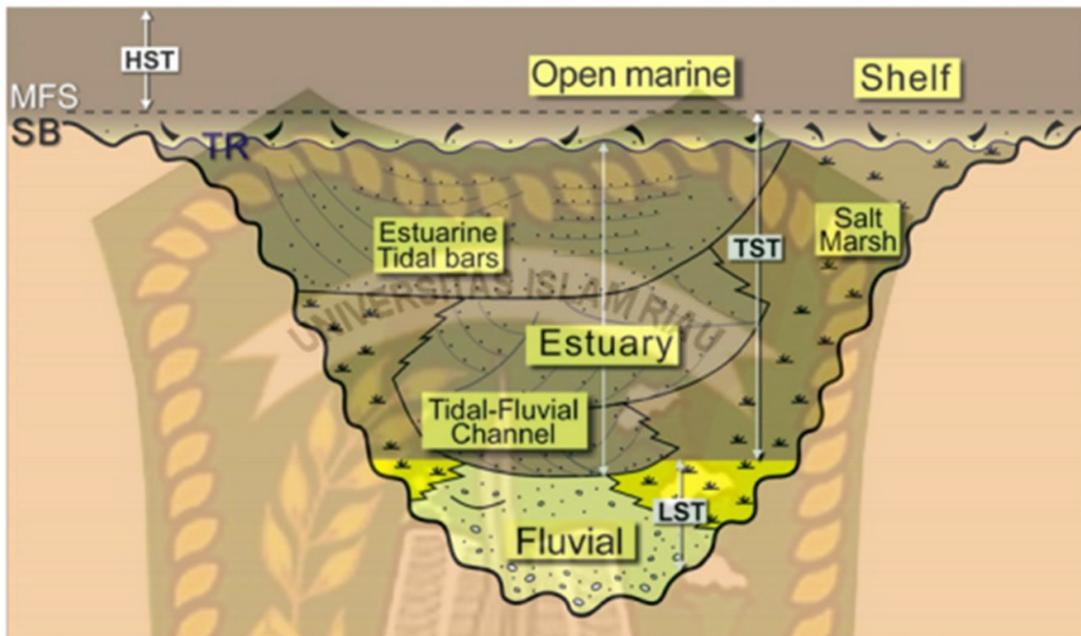
Data batuan inti yang telah dideskripsi dan diinterpretasi, mengindikasikan bahwa lingkungan pengendapan pada saat interval penelitian ini terendapkan adalah lingkungan yang sangat dipengaruhi pasang-surut. Hal ini ditafsirkan dari keterdapatannya struktur sedimen *mudrapes* yang merupakan struktur khas pada lingkungan pengendapan dominasi pasang-surut, dan juga keterdapatannya ichnofasies yang memberikan indikasi sistem pengendapan pasang-surut.

Hasil korelasi dari data log sinar gamma pada daerah penelitian mengindikasikan terdapatnya bidang erosi berupa lembah torehan, yang mengerosi lapisan batulempung dibagian bawahnya. Kemudian, endapan yang mengisi lembah torehan tersebut ditutupi oleh endapan marin berupa *shale*.

Dari hasil analisis data diatas, maka model pengendapan mengacu pada model estuari yang didominasi oleh pasang surut. Menurut Dalrymple dan Choi (2007), system estuari adalah suatu sistem pengendapan yang terjadi pada suatu lembah torehan yang mengalami fase transgresif. Berdasarkan definisi dan hasil analisis data yang diperoleh, maka model pengendapan pada daerah penelitian adalah model pengendapan estuari.

Menurut Dalrymple dan Choi (2007), sistem estuari akan memberikan kenampakan suksesi transgresif, dengan endapan pengisi estuarin yang ditutupi oleh

endapan marin sebagai hasil proses retrogradasi yang sukses. Endapan yang mengisi estuarin semakin keatas akan semakin besar (lebar), akibat pengembangan kearah laut.

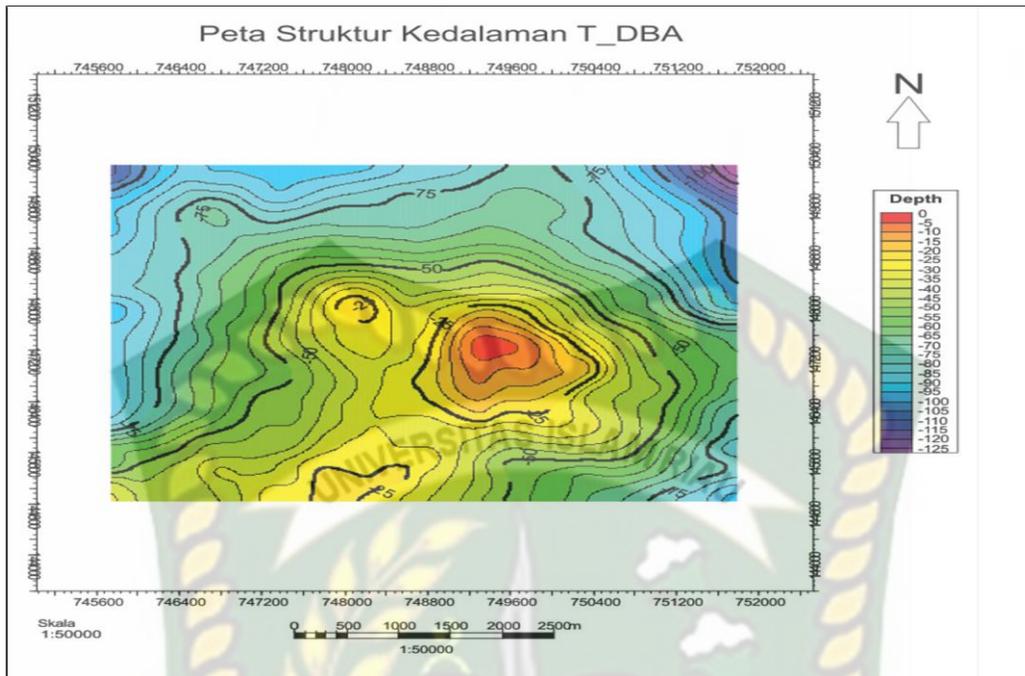


Gambar 4.33 Model Penampang Vertikal dari Estuari Dengan Dominasi Pasang-Surut. Terlihat Bahwa Sistem Esuari Terletak pada Suatu Lembah Torehan, dengan Suksesi Endapan Channel yang Mengisi, Serta Ditutupi Oleh Endapan Open Marine Sebagai Hasil dari Endapan yang Retrogradasi Skema Penampang Vertikal Dari *Tide-Dominated estuary* yang Terletak Didalam Lembah Torehan (Dalrymple dan Choi, 2007).

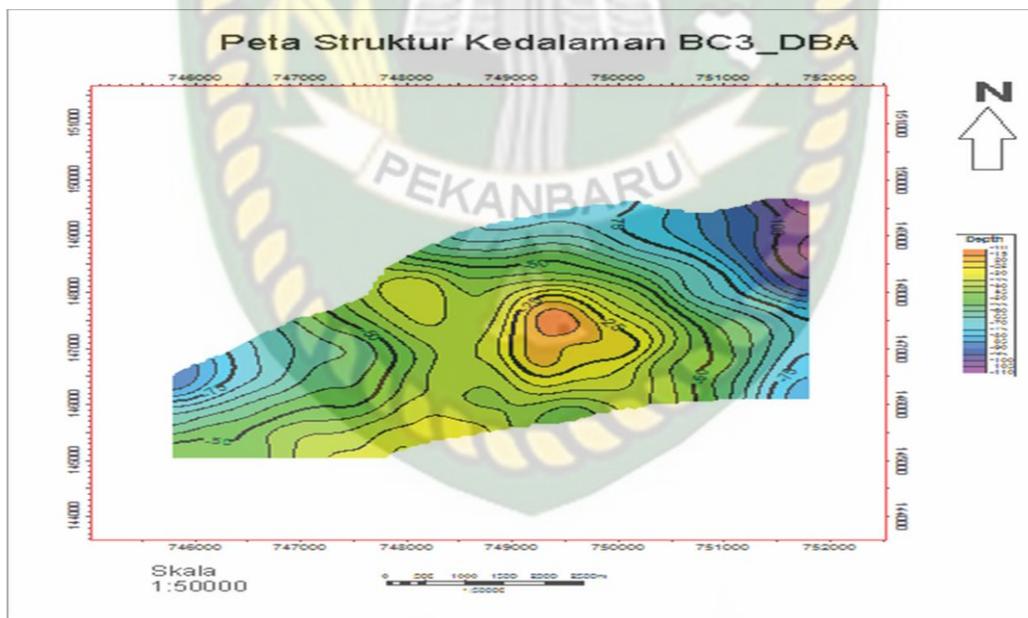
4.8 Pemetaan Geometri Reservoir

Pemetaan geometri reservoir dilakukan untuk mengetahui penyebaran lateral dan vertikal dari interval yang diteliti. Pemetaan geometri reservoir dilakukan dengan cara memetakan ketebalan diantara dua *flooding surface* hasil dari korelasi, sehingga geometri dari setiap interval dapat diamati.

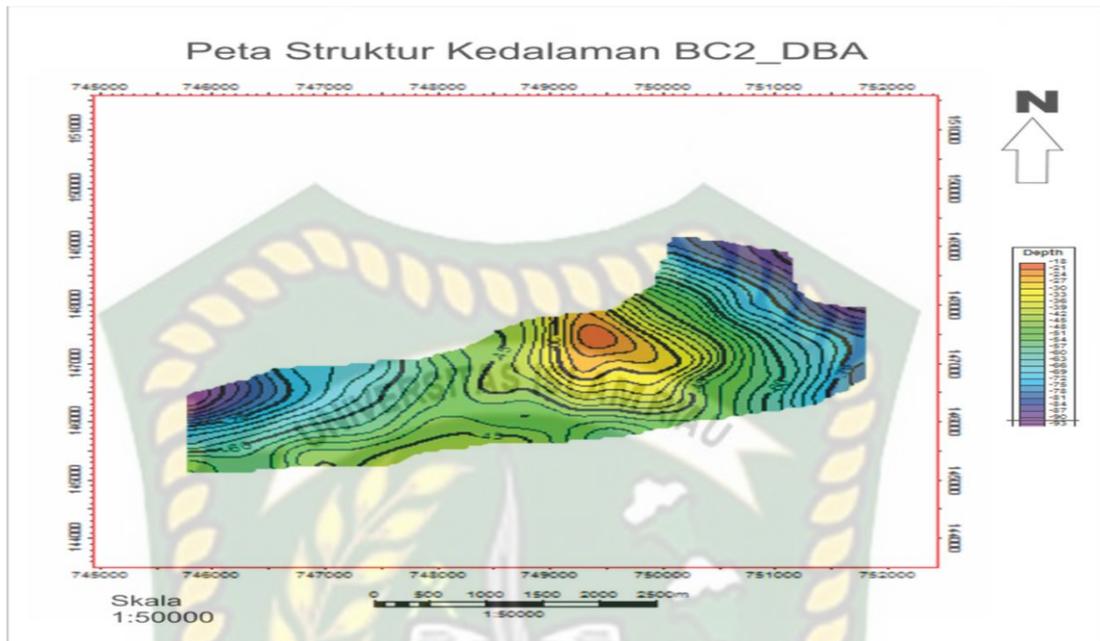
Surface atau permukaan dibuat berdasarkan data sumur, bukan berdasar pada data seismik. Oleh karena itu, marker *flooding surface* dari data korelasi dijadikan sebagai atribut *surface* pada saat pemetaan isopach dilakukan. Berikut ini adalah gambar peta struktur kedalaman dari masing-masing *marker*.



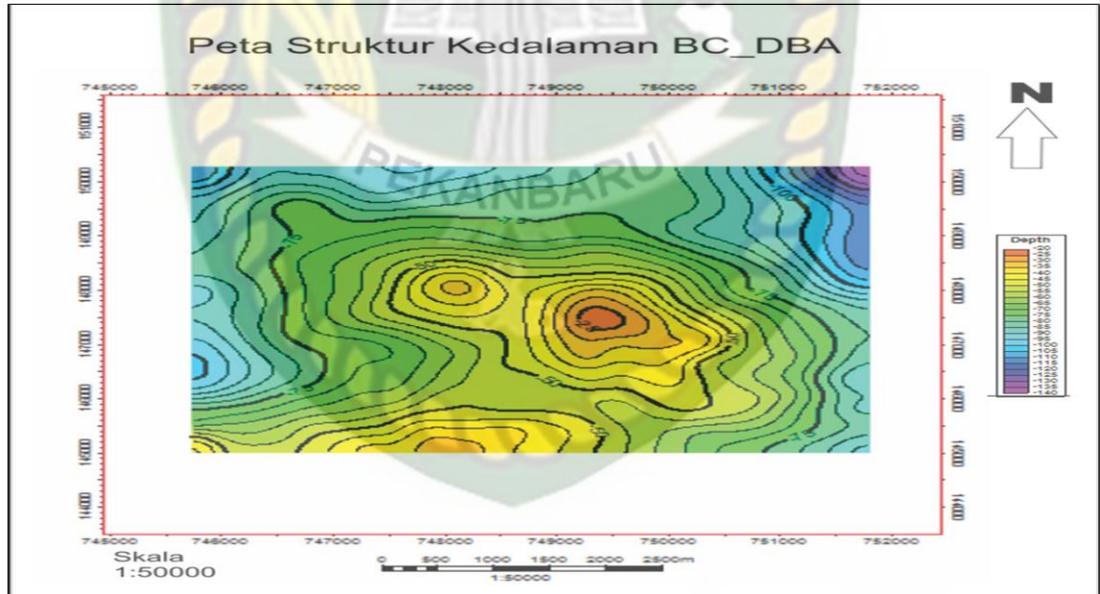
Gambar 4.34 Peta Kedalaman T_DBA_DBA



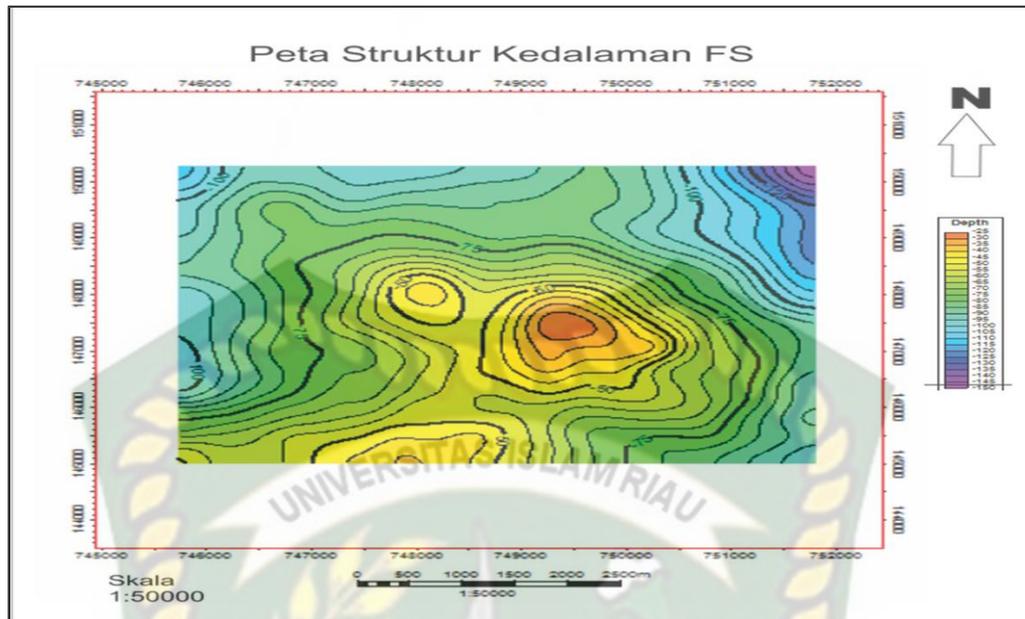
Gambar 4.35 Peta Struktur Kedalaman BC3_BA



Gambar 4.36 Peta Struktur Kedalaman BC2_DBA

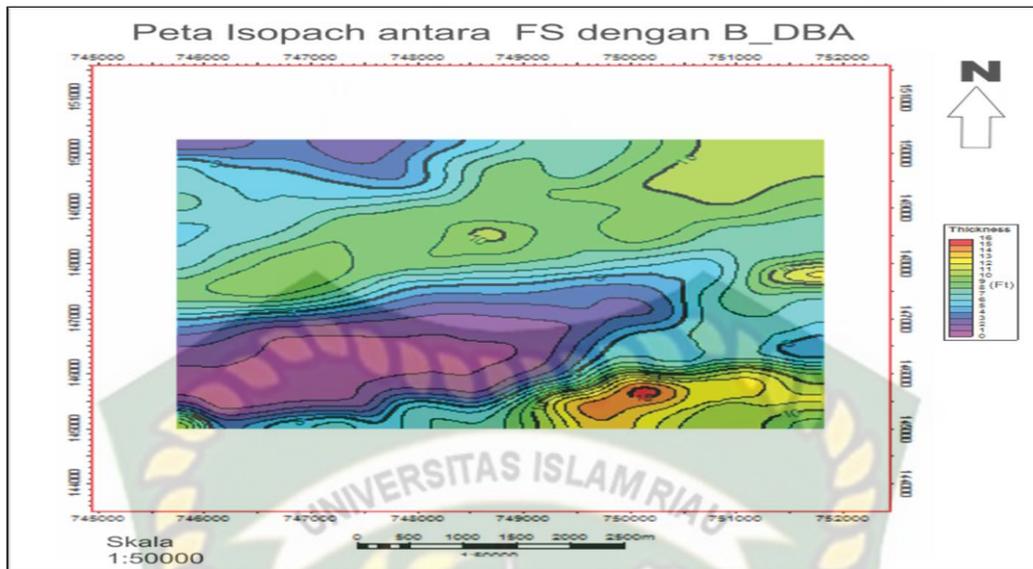


Gambar 4.37 Peta Struktur Kedalaman BC_DBA



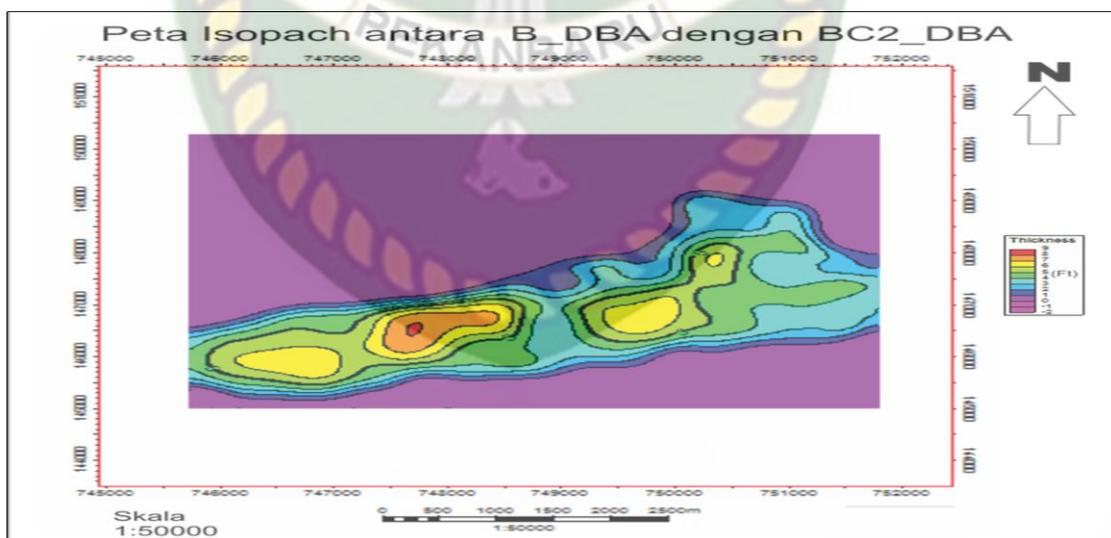
Gambar 4.38 Peta Struktur Kedalaman FS

Interval penelitian terbagi dalam 4 zona (interval), dimulai dari yang paling bawah adalah Zona4 (antara marker FS dg B_DBA), Zona 3 (antara marker B_DBA dengan BC2_DBA), Zona2 (antara marker BC2_DBA dengan BC3_DBA), dan yang paling atas adalah Zona1 (antara BC3_DBA dengan T_DBA). Setelah pembuatan *surface* dilakukan, selanjutnya dilakukan pemetaan ketebalan lapisan (Isopach) untuk mengetahui penyebaran setiap zona dan kemungkinan arah pengendapan pada interval yang diteliti.



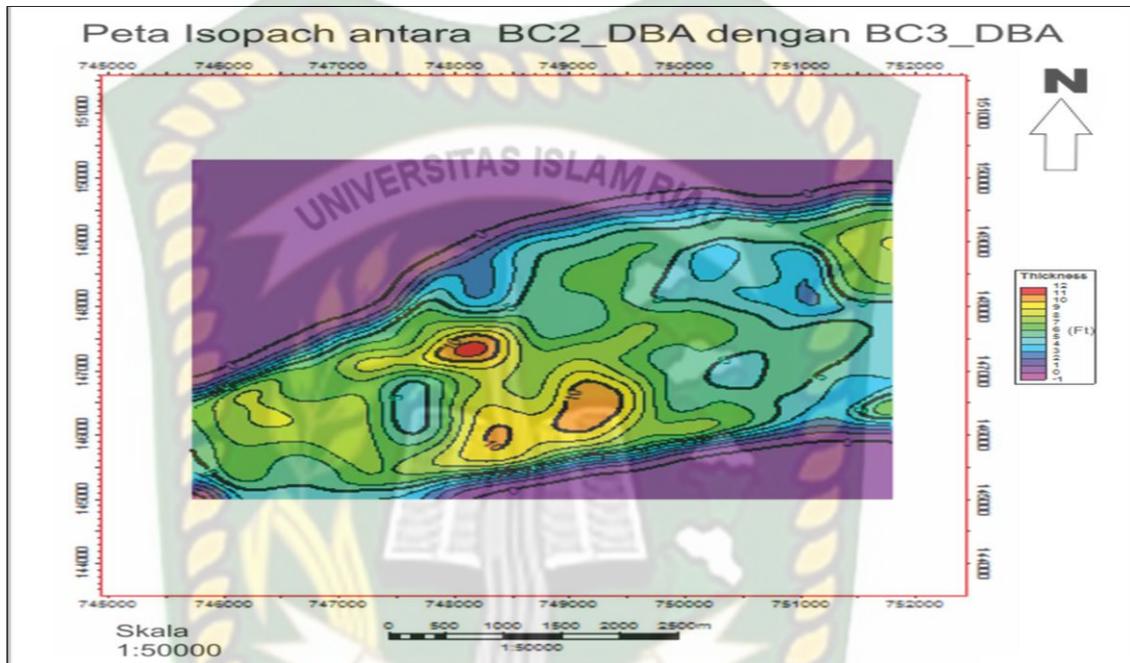
Gambar 4.39 Peta Isopach antara FS dengan B_DBA(Zona 4).Terlihat Penipisan pada Bagian Bawah SW dari Lokasi Penelitian,yang Diperkirakan Merupakan Akibat dari Erosi Saat Pembentukan *Incised Valley* atau Lembah Torehan.

Pada Gambar 4.39 diatas, terlihat bahwa pada Zona 4 ini terdapat penipisan pada bagian SW, yang ditafsirkan merupakan hasil penipisan lapisan batulempung marin.Proses erosi ini mengakibatkan terbentuknya lembah torehan pada daerah penelitian.



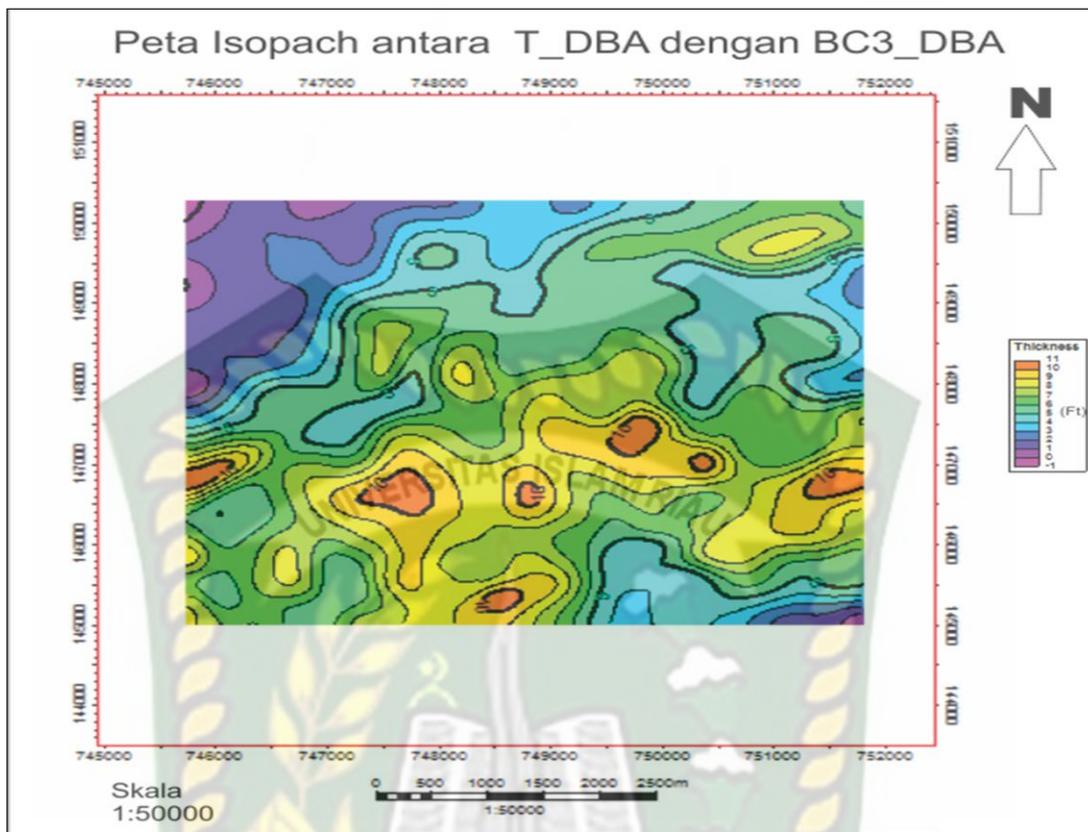
Gambar 4.40 Peta Isopach antara B_DBA dengan BC2_DBA (Zona 3)

Pada Gambar 4.40 diatas, terlihat penyebaran Zona 3, yang sangat terbatas, karena penyebaran zona ini dikontrol oleh geometri lembah torehan. Terlihat sumbu panjang dari lembah torehan ini adalah NE-SW, yang ditafsirkan merupakan arah pengendapan dari interval ini.



Gambar 4.41 Peta Isopach antara BC2_DBA dengan BC3_DBA (Zona2), yang Memiliki Penyebaran ebih Luas Dibandingkan dengan Penyebaran Peta Ketebalan antara B_DBA dengan BC2_DBA. Terlihat bahwa Arah Peta Ketebalan Masih Menunjukkan Trend NE-SW.

Pada gambar 4.41 ini, pola penyebaran dari Zona 2 lebih luas dibanding pola penyebaran Zona 3 (Gambar3.40). Hal ini disebabkan karena endapan Zona 2 ini juga masih dikontrol oleh bentukan lembah torehan. Lembah torehan mempunyai bentukan V, yang sempit pada bagian bawahnya, kemudian lebar pada bagian atasnya. Karena Zona 2 ini mengisi pada bagian lebih atas, maka penyebarannya lebih luas dibanding Zona 3 yang mengisi bagian yang paling bawah.

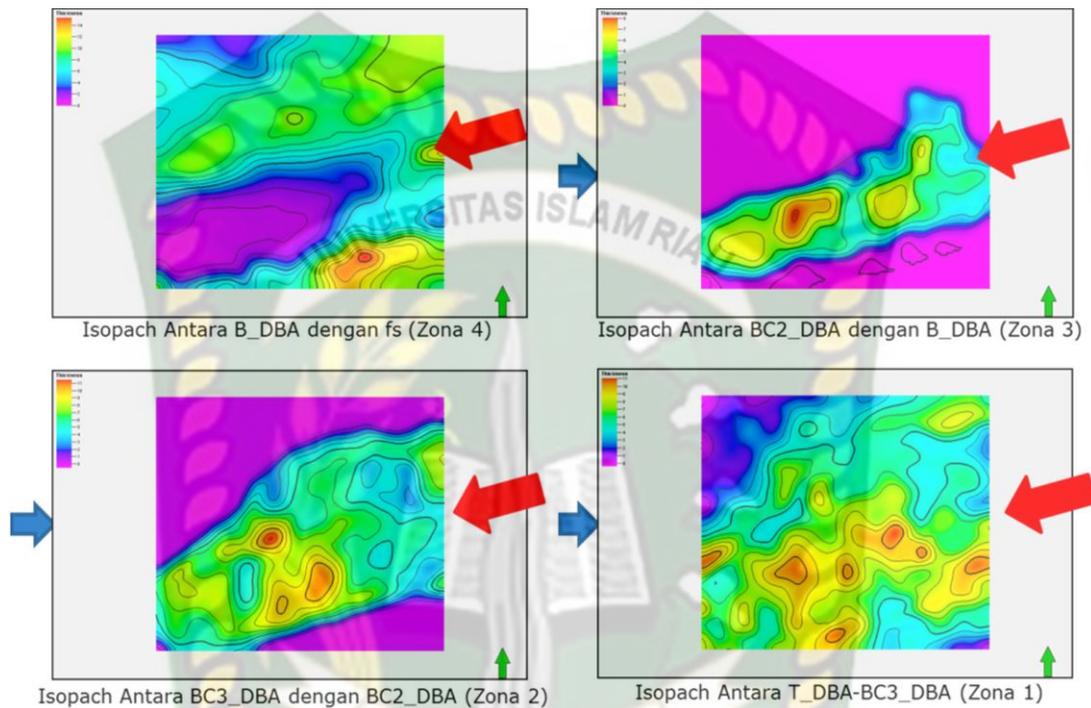


Gambar 4.42 Peta isopach antara T_DBA dengan BC3_DBA (Zona1).Terlihat bahwa Penyebaran Interval ini Menutupi Seluruh Daerah Penelitian.

Pada Gambar 4.42 ini, Zona I menyebar keseluruh daerah penelitian.Hal ini ditafsirkan bahwa pengendapan lapisan ini adalah pengendapan hasil fase transgresi yang sukses, sehingga menutupi seluruh lembah torehan.

Gambar 4.40 adalah peta ketebalan antara permukaan BC2_DBA dengan B_DBA.Peta ketebalan ini mengindikasikan arah pengendapan yang juga berarah NE-SW.Begitu pula pada Gambar 4.41, mengindikasikan pengendapan yang berarah NE-SW.pada peta ketebalan T_DBA dan BC3_DBA,terlihat penyebaran yang semakin meluas, karena permukaan T_DBA melingkupi seluruh daerah penelitian.Pada Gambar 4.42, terlihat penipisan pada daerah barat laut dan tenggara, yang diinterpretasi merupakan endapan *sandflat*.

Pada Zona 1 ini masih terlihat pola ketebalan lapisan, yakni berarah NE-SW. Gambar 4.43 dibawah ini adalah analisis arah pengendapan pada lokasi penelitian yang didasarkan pada peta ketebalan masing-masing zona.



Gambar 4.43 Analisis Arah Pengendapan

Berdasarkan analisis ini, dapat ditarik kesimpulan bahwa arah sedimentasi atau arah pengendapan pada daerah penelitian adalah NE-SW atau Timur Laut -Barat Daya.

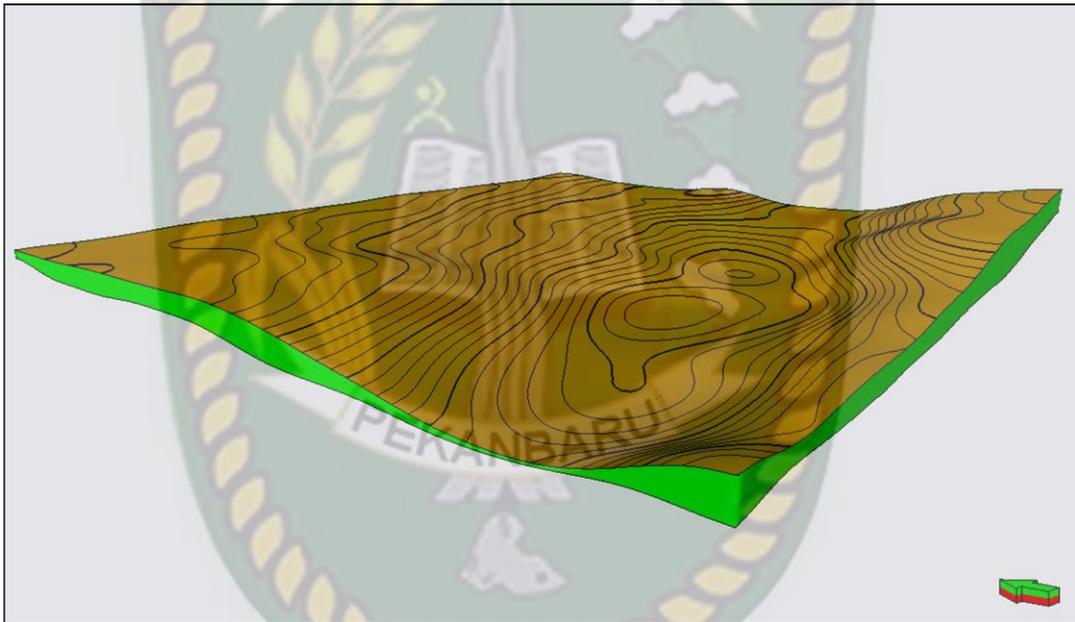
4.9. Pemodelan Paleogeografi

Pemodelan paleo geografi dilakukan dengan menggunakan peta ketebalan yang didatum pada permukaan T_DBA. Dalam pemodelan paleogeografi ini, akan terlihat pengisian lembah torehan dari waktu ke waktu sampai lembah torehan terisi penuh. Perlu diperhatikan bahwa rekonstruksi paleogeografi ini dilakukan pada interval lapisan yang sangat tipis. Oleh karena itu, untuk memudahkan dalam

menampilkan hasil yang diperoleh, maka dilakukan perbesaran skala vertikal (eksagerasi) sebesar 50 kali.

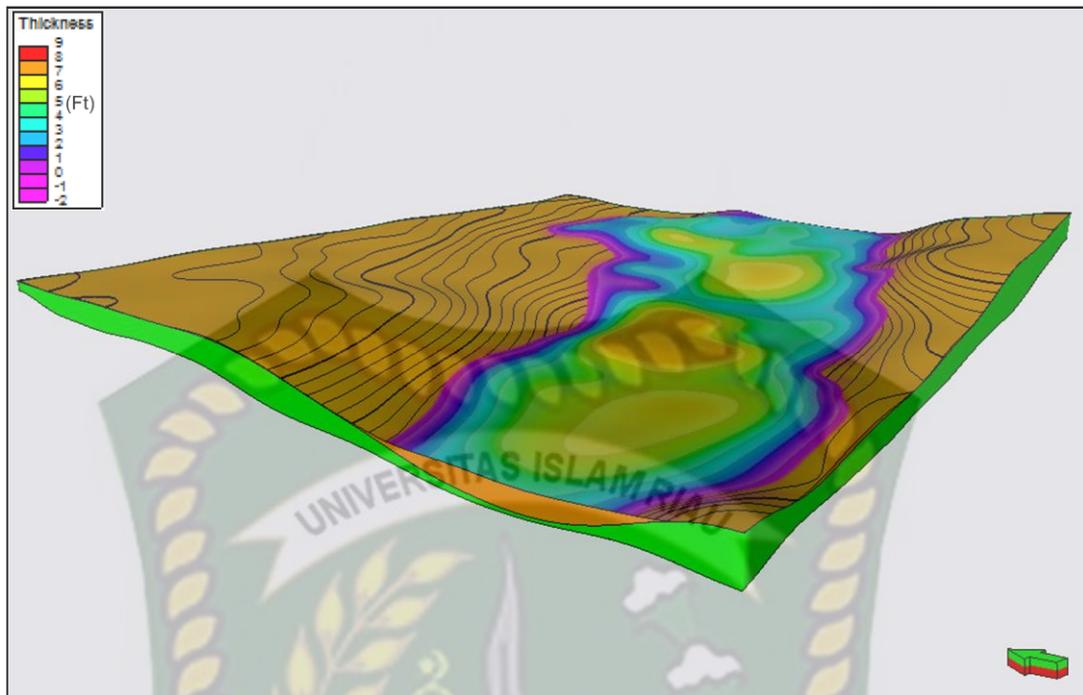
Berikut ini adalah hasil dari pemodelan paleogeografi dari waktu ke waktu:

1. Terbentuk lembah torehan yang mengerosi lapisan batulempung marin, yang dapat dilihat pada Gambar 4.44. Lapisan batulempung marin diilustrasikan sebagai lapisan berwarna hijau, yang pada bagian tengahnya terlihat menipis. Hal ini dikarenakan adanya proses erosi yang menghilangkan lapisan batulempung tersebut.



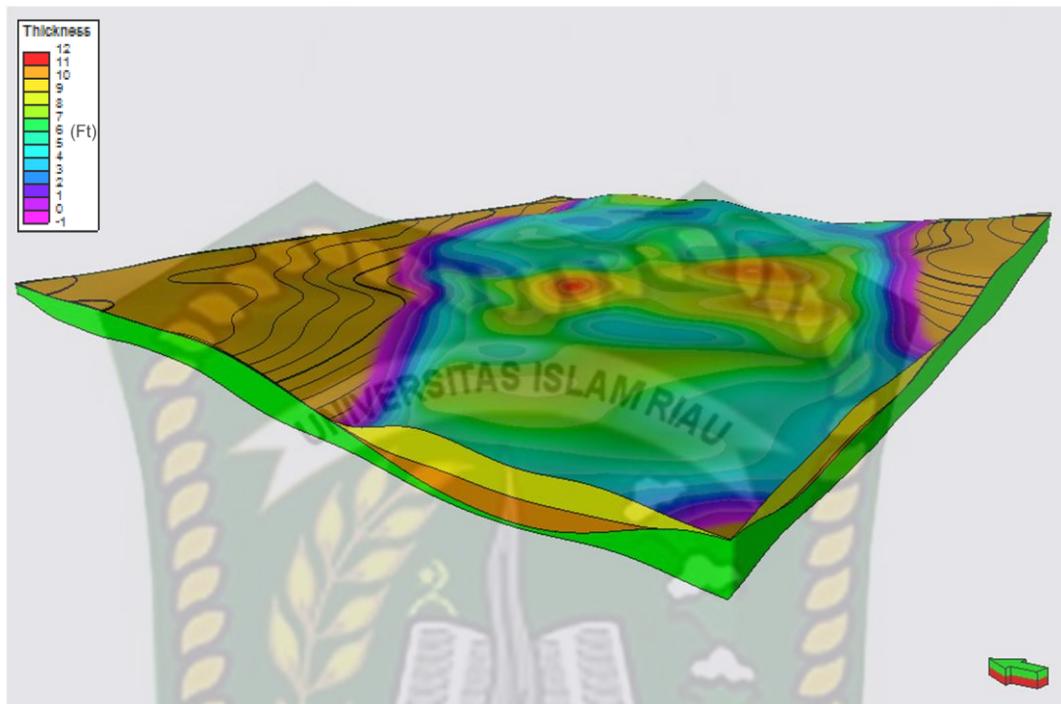
Gambar 4. 44 Rekonstruksi Lembah Torehan Yang Mengerosi Lapisan Batulempung Marin. (Eksagerasi Vertikal 75x)

2. Terjadi pengisian fase pertama pada lembah torehan, oleh endapan estuarin. Pada saat muka laut naik, lembah torehan diisi oleh endapan estuarin. Penyebaran endapan ini tidak meluas, karena terbatas pada bentuk mangkuk lembah torehan yang ada (Gambar 4.45).



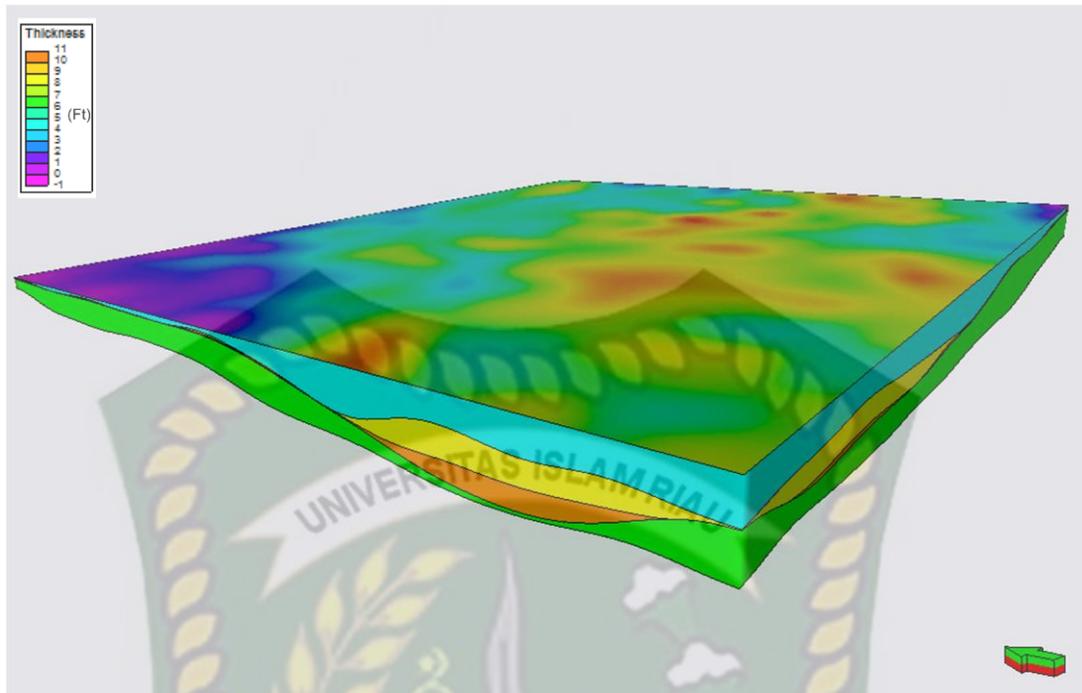
Gambar 4. 45 Pengisian Lembah Torehan Fase Pertama. Terlihat Penyebaran Fase Pertama Ini Tidak Meluas (Eksagerasi Vertikal 75x).

3. Terjadi pengisian fase kedua pada lembah torehan. Pada fase transgresif, muka laut terus naik sehingga terjadi pengisian kembali pada lembah torehan. Endapan yang mengisi ini mempunyai penyebaran yang relatif lebih luas dibandingkan endapan yang mengisi pada fase pertama (Gambar 4.46). Penyebaran lateral ini diakibatkan karena endapan mengisi bagian yang lebih atas dari lembah torehan, sehingga terlihat lebih lebar apabila dibandingkan dengan pengisian fase pertama.



Gambar 4.46 Pengisian Lembah Torehan Fase Kedua. Fase ke-Dua Ini Terlihat Lebih Meluas Dibanding Pengendapan Pada Fase Pertama (Eksagerasi Vertikal 75x).

4. Terjadi pengisian fase ke-tiga, yang merupakan fase terakhir pada pengisian lembah torehan. Pada fase ini, endapan batupasir mengisi penuh lembah torehan. Terlihat pada Gambar 4.47 dibawah ini, bahwa seluruh daerah penelitian ditutupi oleh endapan fase terakhir ini. Hal ini terjadi karena proses transgresi yang sukses, sehingga menenggelamkan lembah torehan yang ada, dan diisi oleh endapan estuarin yang terakhir. Terdapat penipisan lapisan pada bagian barat daya dan tenggara dari lokasi penelitian.

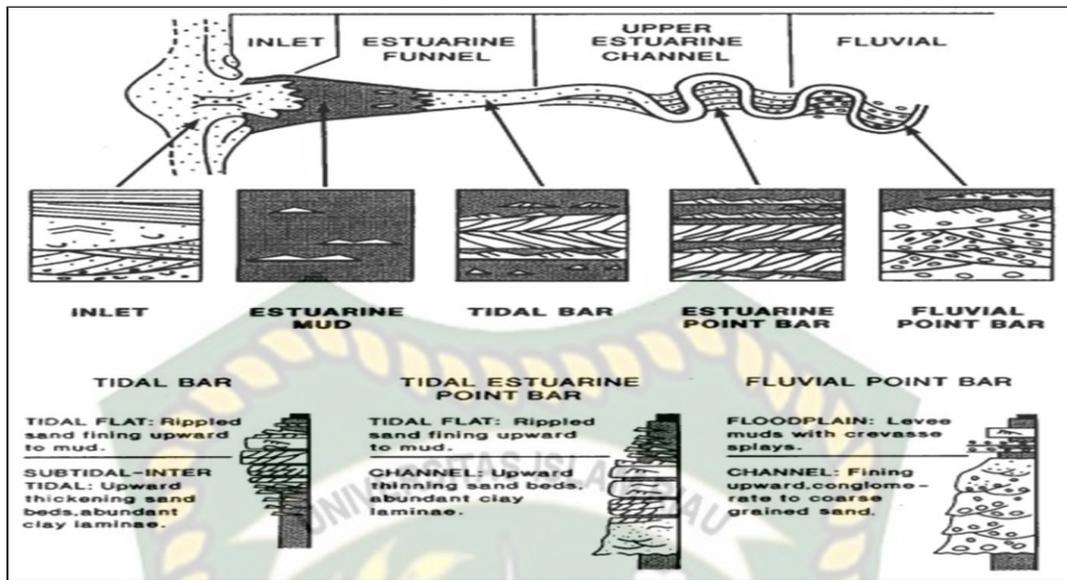


Gambar 4.47 Pengisian Fase Terakhir pada Lembah Torehan. Terlihat Penyebaran Lapisan Fase Terakhir Adalah yang Paling Luas. Terlihat Penipisan pada Bagian Barat Daya dan Tenggara dari Lokasi Penelitian (Eksagerasi Vertikal 75x).

4.10. Pemodelan Fasies

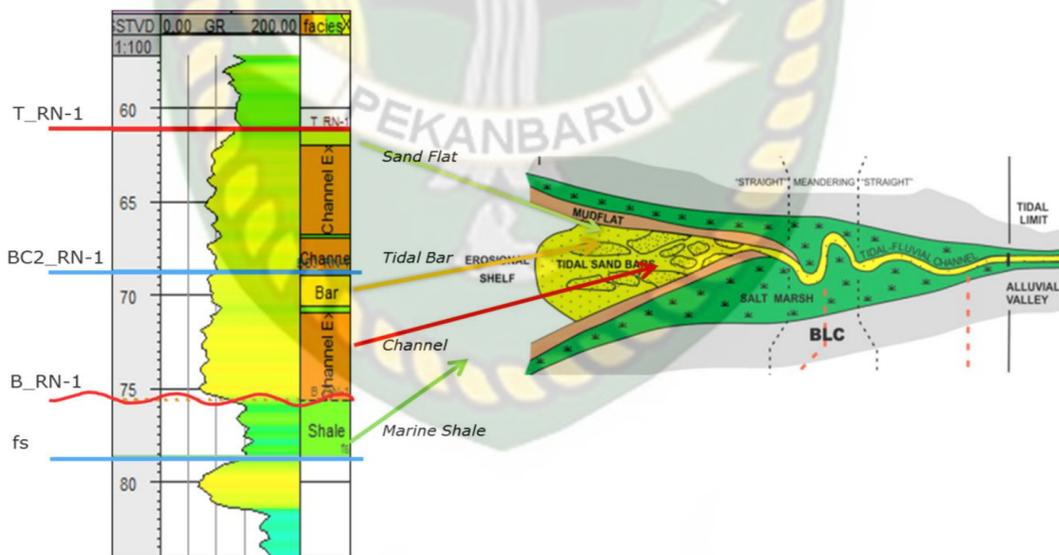
Setelah melakukan pemetaan geometri dan pemodelan paleogeografi, dilakukan pemodelan fasies. Tujuan dari pemodelan fasies ini adalah mengestimasi fasies pada titik-titik yang tidak memiliki data, misalnya pada titik-titik diantara sumur yang telah diinterpretasi fasiesnya. Pemodelan fasies adalah pemodelan dengan menggunakan metode geostatistik. Dalam pemodelan fasies ini digunakan metode *Sequential Indicator Simulation*, karena data pada pemodelan fasies adalah data yang bersifat diskrit.

Berdasarkan analisis model pengendapan, daerah penelitian adalah lingkungan pengendapan estuari. Berikut ini adalah ilustrasi skematik dari suksesi fasies sistem estuari.



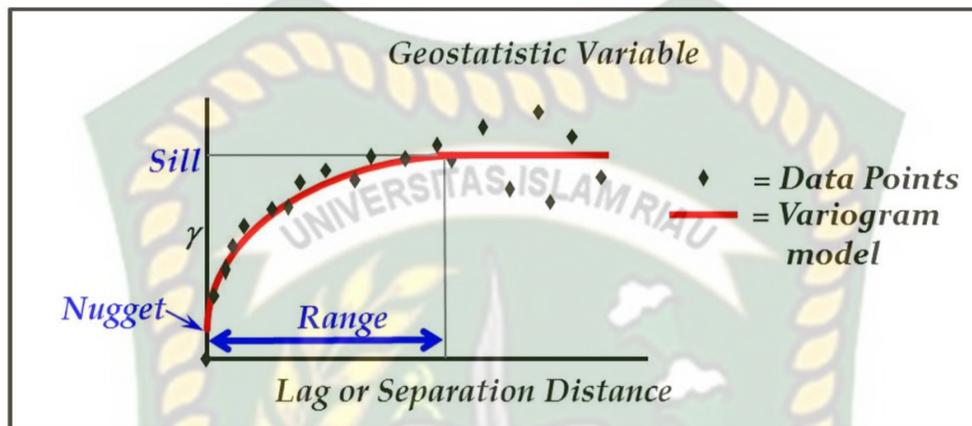
Gambar 4. 48 Ilustrasi Skematik Dari Variable Suksesi Fasies Sepanjang Estuari Dengan Ujung Terbuka (Dalrymple, 1992; dalam Walker dan James, 1992).

Ilustrasi interpretasi pola sinar gamma yang didasarkan pada data batuan inti dapat dilihat pada Gambar 4.49 berikut.



Gambar 4. 49 Ilustrasi Penafsiran Polasinar Gamma Terhadap Fasies Pengendapan Lingkungan Estuari (Model estuari berdasarkan Dalrymple dan Choi, 2007)

Metode geostatistik ini menggunakan variogram sebagai fungsi korelasi terhadap data pada suatu jarak spasial. Variogram adalah fungsi yang mengorelasikan data-data terukur terhadap peningkatan jarak antar kedua data tersebut.



Gambar 4.50 Metode Geostatistic

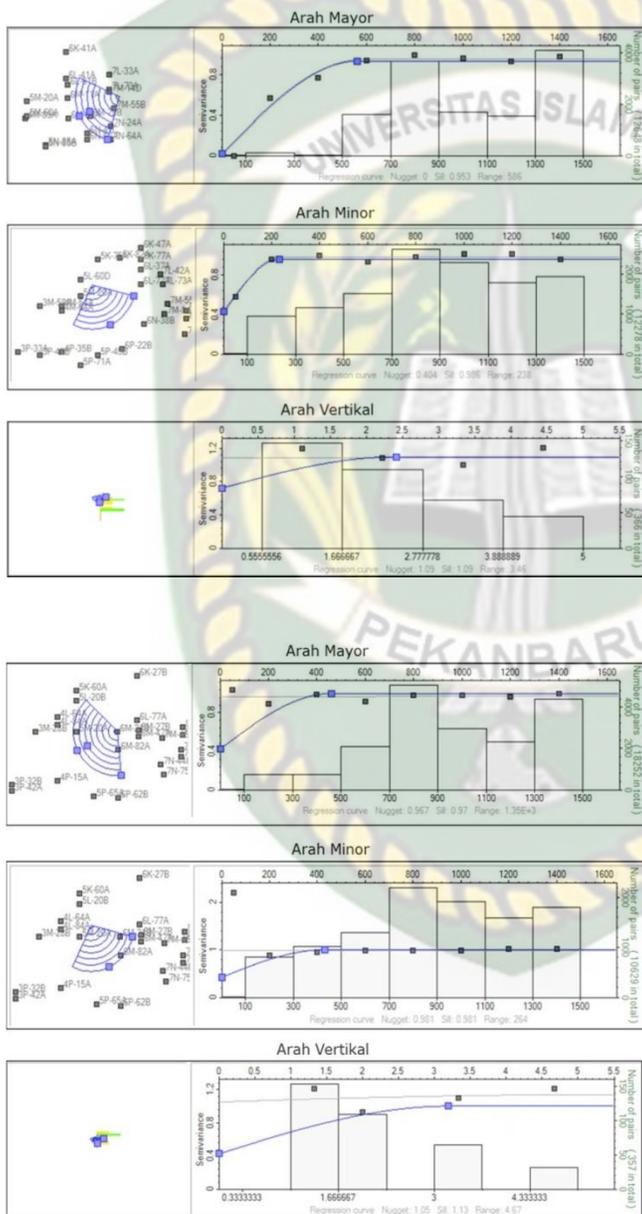
Variogram digunakan untuk mengetahui arah *trend* atau kecenderungan penyebaran dari data yang terukur. Pada daerah yang tidak memiliki data, maka nilainya akan diestimasi berdasarkan *trend* hasil analisis variogram ini. Pada variogram, terdapat tiga hal yang dianalisis, yakni arah mayor, arah minor, dan arah vertikal. Arah mayor menginterpolasikan penyebaran data secara lateral sesuai dengan arah sedimentasi pada daerah penelitian. Arah minor adalah arah yang tegak lurus arah mayor, yang menginterpolasikan lebar suatu endapan pada daerah penelitian. Arah vertikal akan memperkirakan hubungan data terhadap ketebalan suatu lapisan.

Arah mayor adalah arah sedimentasi yang secara ideal diperoleh dari data *paleocurrent* atau arus purba. Namun karena ketiadaan data arus purba, maka akan digantikan dengan hasil analisis arah sedimentasi berdasarkan peta ketebalan, yakni N 245°E. Arah minor adalah arah yang tegak lurus terhadap arah mayor, yaitu N 155°E.

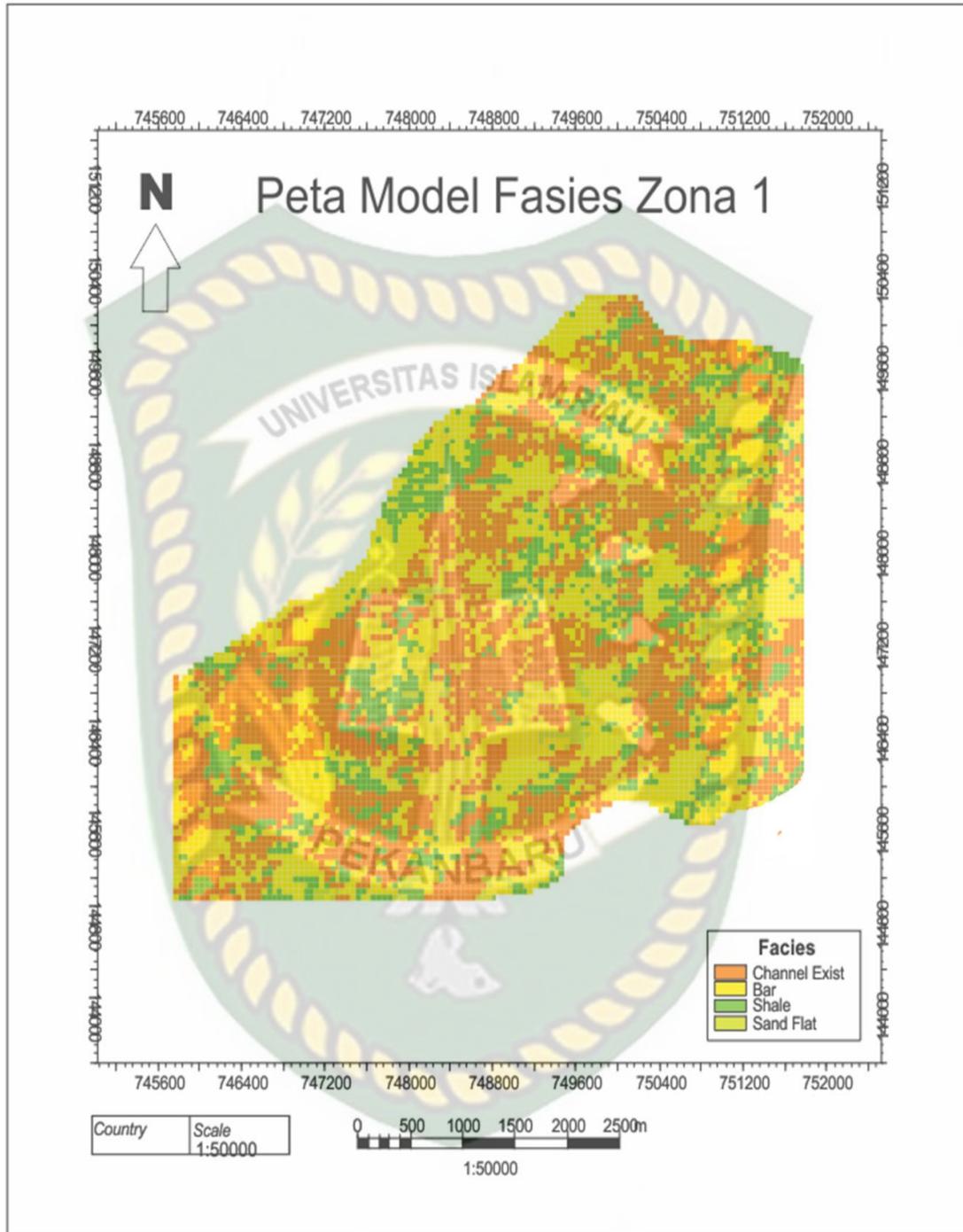
Variogram memiliki beberapa komponen, yakni *Sill*, *Range*, dan *Nugget*. *Sill* adalah variasi maksimum. *Range* adalah jarak saat titik *sill* tercapai. *Nugget* adalah

tingkat ketidaksamaan pada jarak nol. Terdapat tiga komponen pada analisis variogram, yakni arah mayor, minor, dan vertikal.

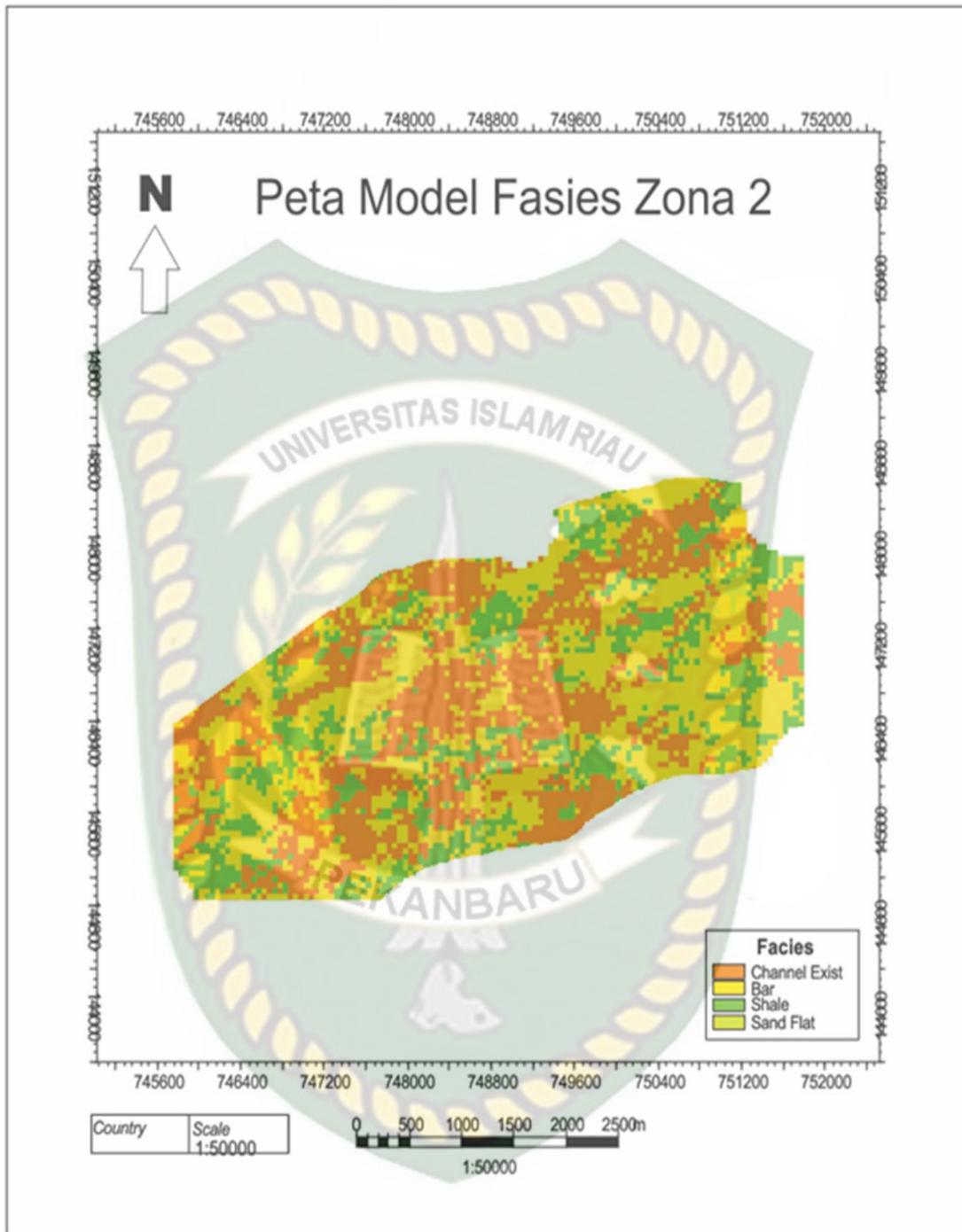
Pada hasil pemodelan fasies, terlihat bahwa penyebaran fasies pada arah mayor akan memberikan nilai yang lebih kontinu dibanding penyebaran pada arah minor. Hal ini dapat dihubungkan dengan hasil analisis arah pengendapan berdasarkan data ketebalan lapisan.



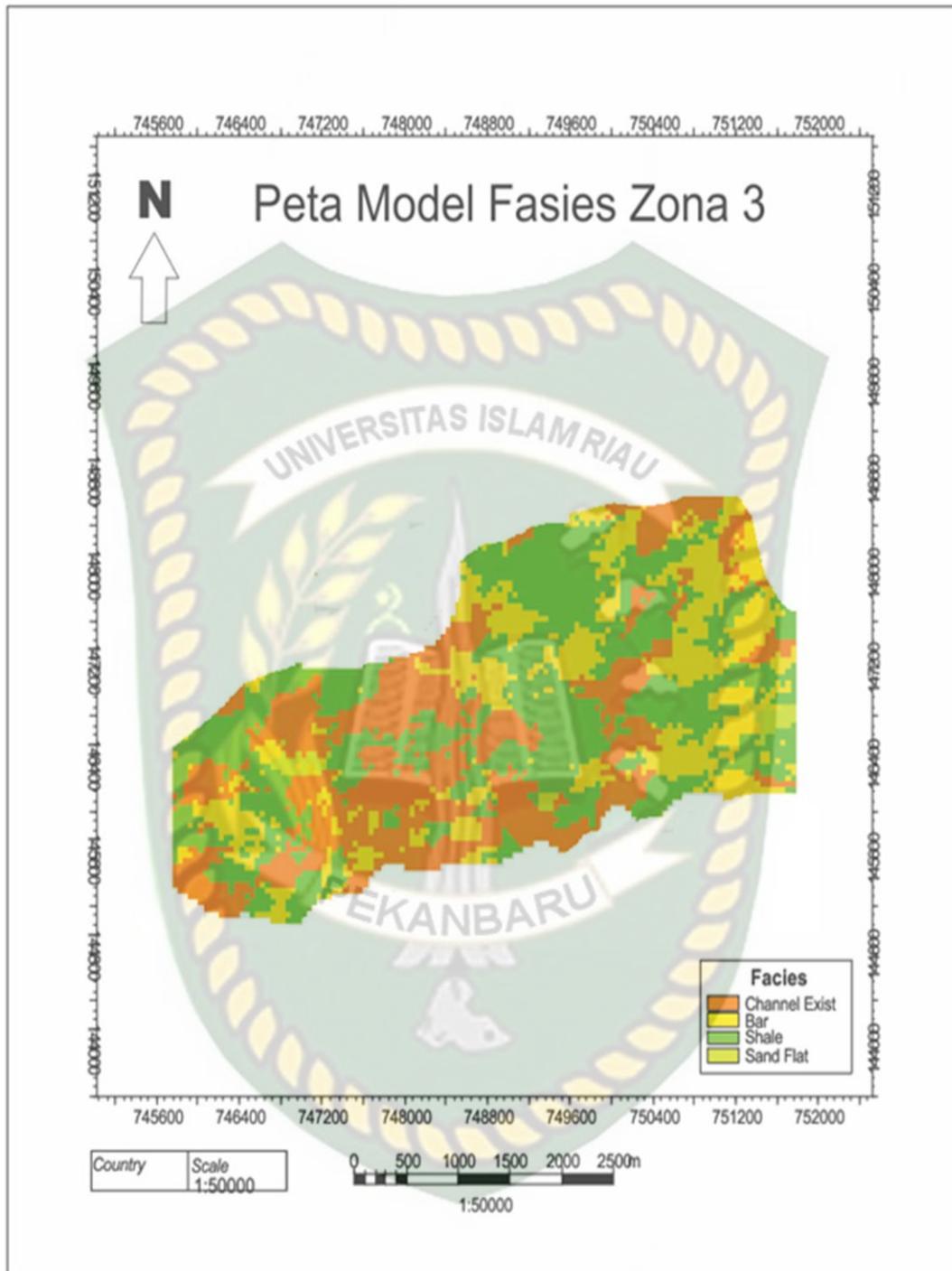
Dokumen ini adalah Arsip Miilik :
 Perpustakaan Universitas Islam Riau



Gambar 4. 51 Hasil Pemodelan Fasies untuk Interval T_DBA dengan BC3_DBA/Zona 1 (Pengisian Lembah Torehan Fase Pertama).



Gambar 4. 52 Hasil Pemodelan Fasies untuk Interval BC3_DBA dengan BC2_DBA /Zona2 (Pengisian Lembah Torehan Fase Ke-Dua)



Gambar 4. 53 Pemodelan Fasies Untuk Interval BC2_DBA dengan B_DBA / Zona3 (Pengisian Lembah Torehan Fase Ketiga)

BAB V

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

1. Berdasarkan data biostratigrafi, interval penelitian diendapkan pada umur Miosen Awal pada lingkungan pasang-surut hingga neritik tengah dan menunjukkan fase transgresif kearah atas.
2. Berdasarkan analisis data batuan inti dan fosil jejak, interval yang diteliti terendapkan pada daerah pasang-surut.
3. Berdasarkan data log sinar gamma dan hasil korelasi, diidentifikasi adanya bidang erosional, yang mengerosi lapisan batulempung dibawahnya.
4. Secara lebih spesifik, interval penelitian diendapkan pada lembah torehan yang berarah timur laut-barat daya (NE-SW), sebagai hasil erosi akibat penurunan muka laut.
5. Pada lembah torehan, dapat dikenali adanya tiga siklus pengendapan yang memperlihatkan gejala transgresi.
6. Masing-masing siklus dicirikan oleh endapan berkarakter *channel* pada bagian bawah, diikuti oleh endapan gosong pasir dan diakhiri oleh endapan serpih pada bagian puncaknya.
7. Pada masing-masing siklus, terdapat indikasi bahwa sumber sedimentasi secara umum berasal dari tinggian yang terletak dibagian timurlaut dari daerah penelitian.
8. Berdasarkan karakter yang ada, secara keseluruhan, batupasir interval penelitian merupakan endapan sistem estuari.
9. Pemodelan fasies menghasilkan *trend* (kecenderungan) yang sesuai dengan hasil analisis arah sedimentasi, yakni NE-SW.
10. Reservoar terbaik terendapkan dari sistem ini diendapkan pada bagian tengah, dengan arah NE-SW.

5.2. Saran

Dalam penulisan penelitian ini mungkin masih banyak terdapat kekurangan sehingga membutuhkan kritik dan saran pembaca yang membangun dan bisa melakukan koreksi terhadap penelitian yang lebih lanjut dan detail.



DAFTAR PUSTAKA

- Arifin, Slamet, 2012, *Karakterisasi Reservoir Rindu-4 dan Rindu-5*, Laporan Internal PT CPI (tidak dipublikasikan).
- Crain. 2008. *Crain's Petrophysical Handbook*.
- Dalrymple, Robert W. dan Choi K., 2007, *Morphologic and Facies Trends Through the Fluvial-Marine Transition in Tide-dominated Depositional Systems: A Schematic Framework for Environmental and Sequence Stratigraphic Interpretation*, Ontario: Queens University
- Eubank, R.T. dan Makki, A.C., 1981, *Structural Geology of the Central Sumatra Back-Arc Basin*. Proceedings Indonesian Petroleum Association, Tenth Annual Convention.
- Gringarten, E. dan Deutsch, C.V., 1999, *Methodology for Variogram Interpretation and Modelling for Improved Reservoir Characterization*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition
- Harsono, A. 1994. *Teknik Evaluasi Log*. Jakarta: IATMI.
- Heidrick, T. dan Aulia, K. 1993. *A Structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia*. Proceeding IPA, 1993.
- Heidrick, T. dan Aulia, K., 1993, *Regional structural geology of the central Sumatra basin, Petroleum Geology of Indonesian Basins*, Pertamina BPPKA Indonesia. 13-156.
- Hernansjah. 2008. *Analisa Log Sumur*. Bandung: Penerbit ITB.
- Katz, B. dan Dawson, W. 1997. *Pematang Sihatap Petroleum System of Central Sumatera Basin*. Proceeding IPA, 1997.
- Johannesen, D.C. dan Lyle, J.H., 1990, *The Geology of The Duri Oil Field*. Laporan Internal PT CPI.

- Kadar, 2000, *Biostratigrafi Lapangan Mandau*, Laporan internal PT CPI (tidak dipublikasikan).
- Katz, B. dan Dawson, W., 1997, *Pematang Sihapas Petroleum System of Central Sumatera Basin*, Proceeding Indonesian Petroleum Association.
- MacDonald, J dan Burton, C. 2006. *Dictionary of Geology*. Glasgow: Collins.
- Mertosono, S dan Nayoan, G.A.S. 1974. *The Tertiary Basinal Area of Central Sumatra*. Proceeding IPA, 1974.
- Munadi, S. 2005. *Pengantar Geostatistik*. Jakarta: Universitas Indonesia *Petroleum Geology of Central Sumatera Basin*. 2007. Laporan Internal PT Chevron Pacific Indonesia.
- Petroleum Geology of Central Sumatera Basin*. 2007. Laporan Internal PT Chevron Pacific Indonesia (Tidak dipublikasikan).
- Putrohari, R., 1995, *Central Sumatera Basin Review, Sumatera, Western Indonesia*, Lasmo Company.
- Pujiarko dan Denison, C. 2000. *Studi Stratigrafi Lapangan Petani*. PT Chevron Pacific Indonesia.
- Putrohari, R. 1995, *Central Sumatera Basin Review, Sumatera, Western Indonesia*. Lasmo Company.
- Rider, M., 2000, *The Geological Interpretation of Well Logs*. Sutherland: Rider-French Consulting.
- Satyana, A. 2008. *Petroleum Geology of Indonesia: Current Knowledge*. Bali: Professional HAGI Course.
- Walker, R.G. dan James, N.P., 1992, *Facies Models : Response To Sea Level Change*. Geological Association of Canada, Ontario.
- Zakariya dan Permana, B.R. 2009. *Laporan Internal Lapangan Rindang*. PT Chevron Pacific Indonesia.