

**MODEL FASIES KONSEPTUAL LAPISAN BATUPASIR
PARATHA, FORMASI BEKASAP, LAPANGAN MWR,
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

SKRIPSI

Oleh :

Munawarah

111190020



**PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK GEOLOGI
JURUSAN TEKNIK GEOLOGI
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA
2023**

HALAMAN PENGESAHAN

**MODEL FASIES KONSEPTUAL LAPISAN BATUPASIR PARATHA,
FORMASI BEKASAP, LAPANGAN MWR, CEKUNGAN
SUMATERA TENGAH**

SKRIPSI

Oleh :

MUNAWARAH

111190020

Sebagai Salah Satu Syarat
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Geologi

Yogyakarta, 26 Juli 2023

Menyetujui,

Dosen Pembimbing



Ir. Sugeng Widada, M.Sc.
NIP. 196310021991031001

Mengetahui,
Ketua Jurusan



Dr. Ir. Jatmika Setiawan, M.T.
NIP. 196404111993031001

MOTTO DAN HALAMAN PERSEMBAHAN

“Untuk masa – masa sulitmu, biarkan Allah yang menguatkan. Tugasmu hanya berusaha dan berdoa agar jarak antara kamu dengan Allah tidak pernah jauh. Kuncinya libatkanlah Allah dalam hal apa pun dan dalam kondisi bagaimanapun.”

“Karena itu, ingatlah kamu kepada – Ku, niscaya Aku akan ingat kepadamu dan bersyukurlah kepada – Ku dan janganlah kamu mengingkari (nikmat) – Ku”
(Q.S. Al – Baqarah : 152)

“Orang lain nggak akan bisa paham *struggle* dan masa sulitnya kita, yang mereka ingin tahu hanya bagian *succes storiesnya*. Berjuanglah untuk diri sendiri, walaupun nggak ada yang tepuk tangan. Kelak diri kita di masa depan akan sangat bangga dengan apa yang kita perjuangkan hari ini.”

“Prosesmu memang tidak cepat, tetapi rencana Allah pasti tepat. Tidak apa kamu seperti kura – kura, dia pelan tapi pasti sampai tujuan. Jangan pedulikan perkataan orang lain tentang kamu, karena yang tahu proses dan perjuanganmu, yaa cuma diri kamu dan Allah. Tidak ada manusia yang gagal, yang ada hanyalah manusia yang berhenti mencoba dan memilih untuk menyerah. Tetap tersenyum meskipun perjuanganmu masih panjang, terasa pahit dan penuh liku.”

Dalam penyusunan skripsi ini tidak mungkin terselesaikan tanpa adanya doa, dukungan, bantuan, bimbingan serta nasihat dari berbagai pihak. Pada kesempatan kali ini, penulis ingin mengucapkan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah membantu penulis dalam melakukan penelitian sampai menyusun skripsi, antara lain kepada :

1. Kepada Allah SWT., terima kasih banyak atas semua nikmat dan rahmatnya yang diberikan kepada penulis hingga saat ini. Terima kasih banyak atas segala ujian yang diberikan kepada penulis, berkat ujian yang diberikan, penulis bisa menjadi semakin kuat. Karena penulis yakin bahwa “Allah tidak akan memberikan ujian kepada hambanya di luar batas kemampuan dan keteguhan hambanya” dan “semua ujian ada jalannya dan akan berakhir indah” serta “doa yang melangit tidak akan kembali dalam keadaan kosong”.
2. Kepada pintu surgaku, ibunda Wahida, A.Ma yang saya panggil mama. Penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar – besarnya karena telah mengizinkan penulis kuliah di tanah rantau, terima kasih atas segala bantuan, motivasi, tempat curhat penulis dan do’a yang selalu dipanjatkan kepada penulis tanpa penulis minta. Terima kasih karena telah sabar, telah berjuang untuk penulis dan terima kasih karena sudah menciptakan rumah yang benar – benar rumah untuk penulis.
3. Kepada cinta pertama anak perempuan pertamanya, ayahanda Arifin yang saya panggil papa. Beliau memang tidak sempat menyelesaikan bangku perkuliahannya karena adanya suatu halangan, tetapi beliau mampu mendidik penulis dengan cara beliau sendiri. Terima kasih karena telah berhasil meyakinkan mama kalau penulis mampu hidup sendiri dan hidup jauh dari papa, mama di tanah rantau, terima kasih karena sudah menjadi tempat cerita penulis setelah mama, terima kasih telah berjuang untuk penulis, terima kasih juga karena telah mengabdikan semua keinginan penulis dan terima kasih juga karena telah menciptakan rumah yang benar – benar rumah untuk penulis.
4. Kepada almarhum adikku Muhammad Ari dan juga untuk Muhammad Amran dan Muhammad Yazid. Terima kasih karena telah ikut serta dalam proses panjang penulis untuk meraih gelar Sarjana Teknik. Terima kasih atas segala do’a dan cinta yang selalu kalian berikan kepada penulis. Tetap tumbuh

menjadi sosok lelaki hebat dan bertanggung jawab, adik – adikku. Dan In Shaa Allah akan menjadi kebanggaan keluarga.

5. Kepada seluruh keluarga besar penulis, keluarga Nenek Harisa Squad dan terkhusus kepada keluarga Indo Ramak Squad. Terima kasih karena telah ikut serta dalam memberikan dukungan dan do'a kepada penulis, terima kasih karena selalu mendukung penulis dalam kondisi bagaimanapun. Terima kasih karena kalian tidak membanding – bandingkan penulis dengan pencapaian teman sebaya penulis.
6. Kepada Bapak Ir. Sugeng Widada, M.Sc., selaku dosen pembimbing penulis yang selalu memberikan arahan, bimbingan dan selalu bersedia meluangkan waktunya untuk melakukan diskusi ketika penulis mengalami kebingungan selama penulis melakukan penelitian di PT. Pertamina Hulu Rokan, Rumbai. Terima kasih karena selalu memberikan semangat dan motivasi kepada penulis bahwa “kamu pasti bisa, kamu jangan pesimis, kamu harus percaya diri dan kamu jangan takut”. Tanpa motivasi dari beliau, penulis akan selalu merasa takut, pesimis dan tidak percaya diri.
7. Kepada Ibu Oktavia Dewi Alfiani, S.T., M. T. selaku dosen penguji 2 dan terkhusus kepada Bapak Yody Rizkianto, S.T., M.T., selaku dosen penguji 1 penulis. Terima kasih untuk motivasi dan dorongan dari bapak sehingga penulis berani untuk maju kolokium.
8. Kepada Bapak Dr. Ir. Jatmika Setiawan, M.T. selaku ketua Jurusan Teknik Geologi UPN “Veteran” Yogyakarta.
9. Kepada seluruh dosen Teknik Geologi UPN “Veteran” Yogyakarta yang telah memberikan ilmunya kepada penulis.
10. Kepada Bapak Azfin selaku manajer di tim *Well Development New Area* yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melakukan penelitian di PT. Pertamina Hulu Rokan yang berlokasi di Rumbai, Pekanbaru, Riau.
11. Kepada Mas Ari Yusliandi dan Mas Iqbal Fardiansyah yang ikhlas membagi ilmunya dan memberikan arahan dalam mengolah data selama penelitian.
12. Kepada Mas Prima Aulia selaku mentor utama dan juga Mas Multihadi yang selalu sabar dan selalu memberikan arahan kepada penulis.
13. Kepada seluruh anggota tim WDNA yang telah menyambut hangat dan menerima penulis dengan baik di tim untuk melakukan penelitian.

14. Kepada teman seprojek Muhammad Dzikra Amadea Putra yang telah ikhlas dalam membantu mengolah data dan menyusun skripsi, juga kepada Hikma Ramadani, Nani Juwita Selan, Muhammad Rahim Putra Verdy, Ahmad Rayhan Bakhtiar selaku rekan seperjuangan selama penelitian di PHR.
15. Kepada teman – teman seperjuangan di geologi, yaitu Dwi Yulianti, Ade Ratna Wulandari, Anita Permatasani, Putri Mega Evitasari, Selviana Gunawan, Aldi Novry Yanda, Muhammad Idul Fitri Alqudus, Wahyu Hidayat dan Sulistiana. Terima kasih atas bantuan kalian selama mengerjakan tugas kuliah, tugas praktikum, tugas pemetaan dan juga skripsi. Terima kasih juga atas segala dukungan dan tetap berusaha meyakinkan kepada penulis kalau penulis bisa.
16. Kepada teman – teman angkatan 2019 lainnya yang tidak bisa saya sebut namanya satu – persatu dan teman – teman yang juga mengambil penelitian tentang minyak bumi dan gas yang telah bersedia diajak berdiskusi dan juga kepada teman – teman kelompok Diamond.
17. Terkhusus kepada mereka yang selalu bertanya kapan sidang, kapan selesai dan kapan wisuda. Alhamdulillah, pertanyaan kalian akhirnya bisa penulis jawab. Semoga Allah SWT membalas kebaikan semua pihak yang telah membantu penulis dalam menyusun skripsi.

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Warohmatullahi Wabarokatuh

Puji syukur Alhamdulillah, penulis panjatkan kepada Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul **“MODEL FASIES KONSEPTUAL LAPISAN BATUPASIR PARATHA, FORMASI BEKASAP, LAPANGAN MWR, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH** “ yang diajukan sebagai aplikasi terhadap pembelajaran yang telah didapatkan selama menempuh bangku perkuliahan dan diajukan sebagai syarat dalam memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Penulis menyadari bahwa dalam penyusunan skripsi ini banyak kesalahan dan kekhilafan. Oleh karena itu, penulis meminta maaf atas segala kekurangan dan ketidaksempurnaan skripsi ini. Segala kritik dan saran yang membangun, penulis terima dengan senang hati agar dalam penulisan selanjutnya dapat lebih baik lagi. Penulis berharap, skripsi ini dapat bermanfaat dan digunakan sebagai mestinya. Atas perhatiannya, penulis mengucapkan terima kasih.

Wassalamu'alaikum Warohmatullahi Wabarokatuh.

Yogyakarta, 26 Juli 2023

Penulis,

Munawarah

ABSTRAK

Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu serangkaian *rift basin* yang kedudukannya saat ini berada pada posisi *back-arc* dan memanjang sepanjang tepi *sundaland*. Cekungan ini merupakan cekungan minyak utama dan paling produktif menghasilkan minyak bumi di Indonesia pada saat ini. Secara regional, salah satu kelompok formasi yang ada di cekungan ini adalah Kelompok Sihapas yang terdiri dari beberapa formasi. Fokus penelitian hanya pada Formasi Bekasap, khususnya pada lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5 yang berada di lapangan MWR. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui kedalaman paleobatimetri, sikuen stratigrafi, fasies dan lingkungan pengendapan pada lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR.

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode deskriptif analisis untuk mendeskripsikan atau memberikan gambaran terhadap objek yang akan diteliti melalui data yang telah diperoleh. Adapun data yang digunakan adalah peta petrofisik berupa peta *vshale*, log korelasi sumur yang terdiri dari ± 100 sumur untuk penentuan *internal architecture*, log korelasi sumur yang terdiri dari 9 sumur untuk penentuan sikuen stratigrafi, *log signature* yang terdiri dari ± 1.000 sumur. Selain itu, dalam penelitian ini juga menggunakan 4 data inti batuan yang tersebar di bagian selatan daerah penelitian dan juga 19 data biostratigrafi.

Berdasarkan hasil analisis dan pengolahan data biostratigrafi, didapatkan lingkungan paleobatimetri pada lapisan Paratha 4 berupa *inner neritic – supratidal*, sedangkan lapisan Paratha 5 didapatkan lingkungan paleobatimetri berupa *intertidal – supratidal*. Pada analisis data korelasi sikuen stratigrafi, lapisan Paratha 4 diendapkan pada *system tract* LST sampai TST, sedangkan lapisan Paratha 5 mulai diendapkan pada *system tract* berupa HST sampai LST. Berdasarkan hasil analisis fasies, pada lapisan Paratha 4 dan lapisan Paratha 5 didapatkan fasies berupa *sand bar axis*, *sand bar off axis*, *sand bar fringe* dan *sand bar distal fringe*. Jika dilihat dari sumur korelasi sikuen stratigrafi, lapisan batupasir ini memiliki pola pengendapan berupa retrogradasi (menghalus ke atas) yang merupakan penciri lingkungan pengendapan estuarin. Pada data inti batuan ditemukan struktur berupa *flaser bedding* yang merupakan penciri lingkungan yang dipengaruhi oleh arus pasang surut. Selain itu, pada data inti batuan juga ditemukan mineral glaukonit yang merupakan penciri lingkungan *shallow marine*. Oleh karena itu, lapisan Paratha 4 dan Paratha 5 pada lapangan MWR ini, diendapkan pada lingkungan pengendapan estuarin yang didominasi oleh arus pasang surut.

Kata Kunci : *paleobatimetri, sikuen stratigrafi, fasies, lingkungan pengendapan*

ABSTRACT

The Central Sumatra Basin is one of a series of rift basins whose current position is in a back-arc position and extends along the edge of Sundaland. This basin is the main and most productive oil basin in Indonesia at this time. Regionally, one of the formation groups in this basin is the Sihapas Group which consists of several formations. The research focus is only on the Besap Formation, especially the Paratha 4 and Paratha 5 sandstone layers in the MWR field. This research was conducted to determine the depth of paleobathymetry, stratigraphic sequence, facies and depositional environment in the Paratha 4 and Paratha 5 sandstone layers, the Bekasi Formation, MWR field.

This research was conducted using a descriptive analysis method to describe or provide an overview of the object to be studied through the data that has been obtained. The data used are petrophysical maps in the form of vshale maps, well correlation logs consisting of ± 100 wells for internal architecture determination, well correlation logs consisting of 9 wells for stratigraphic sequence determination, signature logs consisting of $\pm 1,000$ wells. In addition, this study also used 4 rock core data scattered in the southern part of the study area and also 19 biostratigraphic data.

Based on the results of analysis and processing of biostratigraphic data, the paleobathymetric environment in the Paratha 4 layer is inner neritic - supratidal, while in Paratha 5 the intertidal - supratidal paleobathymetric environment is obtained. In the analysis of the stratigraphic sequence correlation data, the Paratha 4 layer was deposited in the LST to TST tract system, while the Paratha 5 layer was deposited in the HST to LST system tract. Based on the results of facies analysis, in the Paratha 4 and Paratha 5 layers, the facies are sand bar axis, sand bar off axis, sand bar fringe and sand bar distal fringe. When viewed from the correlation well of the stratigraphic sequence, this sandstone layer has a depositional pattern in the form of retrogradation (smoothing upwards) which is a feature of the estuary depositional environment. In the rock core data, a structure in the form of flarer bedding is found which is an environmental characteristic that is influenced by tidal currents. In addition, glauconite minerals are also found in the core data, which are characteristic of shallow marine environments. Therefore, the Paratha 4 and Paratha 5 layers in this MWR field were deposited in an estuarine depositional environment which was dominated by tidal currents.

Keywords : *paleobathymetry, stratigraphic sequence, facies, depositional environment*

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	Kesalahan! Bookmark tidak ditentukan.
MOTTO DAN HALAMAN PERSEMBAHAN	ii
KATA PENGANTAR	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xvii
BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Maksud dan Tujuan	2
1.4. Lokasi dan Waktu Penelitian.....	3
1.5. Hasil Penelitian	4
1.6. Manfaat Penelitian.....	4
BAB II METODE PENELITIAN	
2.1. Metode Penelitian.....	5
2.1.1. Tahap Pendahuluan	5
2.1.2. Tahap Pengumpulan Data	5
2.1.3. Tahap Analisis dan Pengolahan Data.....	6
2.1.4. Tahap Penyelesaian	7
2.2. Diagram Alir Penelitian	8

BAB III TINJAUAN LAPANGAN

3.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah	9
3.1.1. Fisiografi Regional	9
3.1.2. Struktur dan Tektonik Regional	10
3.1.3. Stratigrafi Regional	14
3.1.4. Paleogeografi Blok Rokan	20
3.2. <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Tengah.....	22
3.2.1. Batuan Induk	22
3.2.2. Reservoir	23
3.2.3. Migrasi	23
3.2.4. Jebakan	23
3.2.5. Batuan Penutup	23
3.3. Geologi Daerah Penelitian	23
3.3.1. Struktur Geologi Lapangan MWR	24
3.3.2. Stratigrafi Geologi Lapangan MWR.....	24

BAB IV DASAR TEORI

4.1. <i>Wireline Logging</i>	26
4.1.1. Log <i>Gamma ray</i>	26
4.1.2. Log Neutron	27
4.1.3. Log Densitas.....	28
4.2. Sikuen Stratigrafi.....	29
4.2.1. <i>Sequence Stratigraphy Units</i>	30
4.2.2. <i>System Tract</i>	36
4.2.3. Bidang Stratigrafi	38
4.3. Fasies dan Lingkungan Pengendapan	42
4.3.1. Definisi Fasies dan Lingkungan Pengendapan.....	42

4.3.3. Identifikasi Berdasarkan Data Inti Batuan	45
4.3.4. Identifikasi Berdasarkan Elektrofases	46
4.3. Klasifikasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan	48
4.3.4. Lingkungan Pengendapan Delta.....	49
4.3.5. Lingkungan Pengendapan Estuarin	57
4.4. Geometri dan Komponen Fasies Tidal Bar	66
4.5. Korelasi Antar Sumur.....	69

BAB V PENYAJIAN DATA

5.1. Peta Dasar.....	70
5.2. Data Biostratigrafi	71
5.3. Data Inti Batuan	71
5.4. Data Log Sumur	72
5.5. Peta Petrofisik	74

BAB VI ANALISIS DAN PEMBAHASAN

6.1. Analisis Sumur	76
6.1.1. Sumur ARFN 7.....	76
6.1.2. Sumur ARFN 16	80
6.1.3. Sumur ARFN 25	84
6.1.4. Sumur ARFN 32	87
6.2. Analisis Data Biostratigrafi	91
6.2.1. Peta Paleobatimetri Lapisan Batupasir Paratha 4.....	93
6.2.2. Peta Paleobatimetri Lapisan Batupasir Paratha 5.....	94
6.3. Analisis Sikuen Stratigrafi	96
6.3.1. <i>Lowstand System Tract</i> (LST).....	96
6.3.2. <i>Transgressive System Tract</i> (TST).....	96

6.3.3. <i>Highstand System Tract</i> (HST)	97
6.4. Analisis Fasies	97
6.4.1. Analisis Fasies pada Log Korelasi Sumur	97
6.4.2. Analisis Fasies pada <i>Overlay</i> Peta Petrofisik dan Peta Persebaran Log	102
6.5. Penentuan Lingkungan Pengendapan	107
 BAB VII KESIMPULAN DAN SARAN	
7.1. Kesimpulan.....	109
7.2. Saran.....	109
 DAFTAR PUSTAKA	 110

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1. Lokasi Penelitian (Kementerian ESDM, 2008)	3
Gambar 2. 1. Diagram Alir Penelitian.....	8
Gambar 3. 2. Tektonik Cekungan Sumatera Tengah (Hedrick dan Aulia, 1993 dalam Nanda Natasia dkk, 2017).....	12
Gambar 3. 3. Peta Batuan Dasar Cekungan Sumatera Tengah (Hedrick dan Aulia, 1993 dalam Nanda Natasia dkk, 2017).....	15
Gambar 3. 4. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993 dalam Sugeng Widada dkk, 2018).....	20
Gambar 3. 5. Peta Interpretasi Paleogeografi Blok Rokan pada 22-21 Ma (Iqbal Fardiansyah, dkk 2017)	22
Gambar 3. 6. Struktur Geologi Lapangan MWR (Heidrick dan Aulia, 1996)	24
Gambar 3. 7. Stratigrafi Lapangan MWR (Johannesen, dan Lyle, J. H., 1990). 25	
Gambar 4. 1. Respon Log Gamma Ray (Paul Glover, 2007 dalam Ismail Zaky Alfatih dkk, 2017)	27
Gambar 4. 2. Respon Log Neutron (Paul Glover, 2007 dalam Ismail Zaky Alfatih dkk, 2017).....	28
Gambar 4. 3. Responsi Log Densitas (Paul Glover, 2007 dalam Ismail Zaky Alfatih dkk, 2017).....	29
Gambar 4. 4. Diagram Pola Distribusi Stratigrafi dari Urutan Tipe I di Cekungan Sedimen (Dominic Emery dan Keith Myers, 1996).....	32
Gambar 4. 5. Diagram Pola Distribusi Stratigrafi dari Urutan Tipe II di Cekungan Sedimen (Dominic Emery dan Keith Myers, 1996).....	32
Gambar 4. 6. Respon Log dan Penampang Stacking Pattern di Dalam Parasikuen Set (Van Wagoner dkk, 1990)	34
Gambar 4. 7. Karakteristik Urutan Parasikuen dengan Pola Mengkasar ke Atas (van Wagoner et al, 1990)	35
Gambar 4. 8. Karakteristik Urutan Parasikuen dengan Pola Menghalus ke Atas (van Wagoner et al, 1990)	35
Gambar 4. 9. Pola Ekspresi Kurva Log Yang Menggambarkan System Tract (Posamentier dkk, 1988).....	37

Gambar 4. 10. Log Menunjukkan SB, Merupakan Batas Jelas dan Dikenal sebagai Bidang Erosional (Rider, 1996).....	39
Gambar 4. 11. Log yang Menunjukkan Flooding Surface dengan Bidang Tegap, Terjadi Perubahan Nilai yang Mendadak pada Log Densitas dan Resisvitas (Rider, 1996)	40
Gambar 4. 12. Log yang Menunjukkan Transgressive Surface dengan Bidang Erosional (Rider, 1996)	41
Gambar 4. 13. Log yang Menunjukkan Maximum Flooding Surface sebagai Condensed Section (Rider, 1996).....	42
Gambar 4. 14. Hubungan Antara Fasies dan Lingkungan Pengendapan (Selley, 1985).....	44
Gambar 4. 15. Tahap Identifikasi Lingkungan Fasies dan Pengendapan (Serra, 1989).....	45
Gambar 4. 16. Korelasi Antara Fasies dan Berbagai Bentuk Log (Adeel Nazeer dkk 2016).....	47
Gambar 4. 17. Klasifikasi Evolusioner Lingkungan Pengendapan Transisi (Dalrymple et al, 1992).....	48
Gambar 4. 18. Grafik Log Sedimen dari River Tide Dominated (Gary Nichols,2009)	52
Gambar 4. 19. Grafik Log Sedimen dari Wave Dominated Delta (Gary Nichols,2009)	54
Gambar 4. 20. Grafik Log Sedimen dari Tide Dominated Delta (Gary Nichols,2009)	56
Gambar 4. 21. Gambar A. Skematis Muara; B. Skema Distribusi Proses Fisik yang Bekerja di dalam Muara dan Zonasi Fasies yang Dihasilkan (Pritchard, 1967 dan Dalrymple dkk, 1992).....	57
Gambar 4. 22. (A) Tipe Energi (B) Morfologi Estuari yang Didominasi Oleh Gelombang (Dalrymple dkk, 1992).....	59
Gambar 4. 23. Penampang Skematik di Sepanjang Muara yang Didominasi Oleh Pasang Surut, Menunjukkan Litofasies yang Dihasilkan dari Transgresi Muara Diikuti Oleh Pengisian Muara dan Progradasi Dari Sand bars Atau Tidal Flat (Dalrymple dkk, 1992)	60

Gambar 4. 24. Gambar Grafik Log dari Endapan Sedimen Tide Dominated (Gary Nichols, 2009)	62
Gambar 4. 25. Gambar (A) Tipe Enregi; (B) Morfologi; (C) Penampang Fasies Sedimen Muara yang Didominasi oleh Gelombang, MSL adalah muka air rata-rata laut (Dalrymple dkk, 1992).....	63
Gambar 4. 26. Penampang Skematik di Sepanjang Muara yang Didominasi Gelombang, Menunjukkan Distribusi Litofasies yang Dihasilkan dari Transgresi Muara, Diikuti oleh Pengisian Muara dan Progradasi Permukaan Pantai pada Saat Muka Air Laut Pasang (Dalrymple dkk, 1992).....	64
Gambar 4. 27. Lingkungan Pengendapan Wave Dominated (Gary Nichols, 2009)	65
Gambar 4. 28. Gambar Grafik Log dari Endapan Sedimen Wave Dominated (Gary Nichols, 2009)	66
Gambar 4.29. Ilustrasi Bentuk Pada Area Yang Berbeda dan Rata-Rata Panjang (Pr) dan Lebar (Lr) Tidal Sandbank (Wood, 2004).....	68
Gambar 4. 30. Skema Komponen yang Dipotong Searah Strike (Van Yperen dkk., 2020).....	68
Gambar 5. 1. Peta Dasar Daerah Penelitian	70
Gambar 5. 2. Contoh Data Biostratigrafi (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023)....	71
Gambar 5. 3. Contoh Data Inti Batuan (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023)	72
Gambar 5. 4. Log Sumur Biostratigrafi (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023).....	73
Gambar 5. 5. Log Sumur Korelasi Sikuen Stratigrafi (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023).....	73
Gambar 5. 6. Log Sumur Internal Architecture (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023)	74
Gambar 5. 7. Contoh Peta Vshale (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023).....	74
Gambar 5. 8. Contoh Log Signature (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023).....	75
Gambar 6. 1. Log Sumur ARFN 7	79
Gambar 6. 2. Log Sumur ARFN 16	83
Gambar 6. 3. Log Sumur ARFN 25	87
Gambar 6. 4. Log Sumur ARFN 32	91
Gambar 6. 5. Plot Data Biostratigrafi pada Log Sumur	92

Gambar 6. 6. Peta Paleobatimetri Lapisan Batupasir Paratha 4	94
Gambar 6. 7. Peta Paleobatimetri Lapisan Batupasir Paratha 5	95
Gambar 6. 8. Korelasi Sikuen Stratigrafi	97
Gambar 6. 9. Analog Fasies pada Pola Elektrofases (Van Yperen, 2020).....	99
Gambar 6. 10. Internal Architecture Lapisan Batupasir Paratha 4.....	101
Gambar 6. 11. Internal Architecture Lapisan Batupasir Paratha 5.....	102
Gambar 6. 12. Contoh Clustering pada Log Signature Berdasarkan Analog Fasies dan Geometri	103
Gambar 6. 13. Peta Persebaran Fasies Lapisan Paratha 4	105
Gambar 6. 14. Peta Persebaran Fasies Lapisan Paratha 5	107

DAFTAR TABEL

Tabel 1. 1. Tabel dan Waktu Kegiatan	3
Tabel 6. 1. Perbedaan Measured Depth (MD) pada Log Sumur dan Bracket.....	92

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Minyak bumi merupakan sumber daya alam yang masih sangat berperan penting dalam dunia industri (Haqiqi dkk, 2014 dalam Aviv Ramadya Akbar dan Hari Wiki Utami, 2021). Kebutuhan akan pasokan minyak bumi, setiap tahunnya mengalami peningkatan yang membuat para eksplorasi dan eksploitasi harus bekerja keras untuk menemukan sumur-sumur baru guna memenuhi kebutuhan dalam negeri. Dimana, Indonesia merupakan salah satu negara yang kaya akan sumber daya alam minyak bumi dan gas, salah satunya yang terdapat pada Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu dari serangkaian *rift basin* yang kedudukannya saat ini berada pada posisi *back-arc* yang memanjang sepanjang tepi *sundaland*. Cekungan ini merupakan cekungan minyak utama dan yang paling produktif menghasilkan minyak bumi di Indonesia pada saat ini (Nanda Natasia dkk, 2017). Secara regional, cekungan Sumatera Tengah ini disusun atas beberapa kelompok formasi, salah satunya adalah Kelompok Sihapas yang terdiri dari formasi Menggala, formasi Bangko, Formasi Bekasap, formasi Duri dan formasi Telisa.

Formasi Bekasap merupakan salah satu formasi yang berfungsi sebagai batuan reservoir yang baik pada *petroleum system* Cekungan Sumatera Tengah dikarenakan Formasi Bekasap yang diendapkan pada fase F2 pada saat pengisian terendapkan sedimen-sedimen yang didominasi oleh batupasir yang potensial sebagai batuan reservoir (Dircia Felizarda Corbafo Siki dkk, 2016). Formasi ini telah terbukti menghasilkan hidrokarbon hingga saat ini dan hampir di seluruh lapangan pada formasi ini menghasilkan hidrokarbon.

Salah satu cara yang digunakan untuk melakukan pengembangan terhadap suatu lapangan minyak bumi dan gas adalah dengan melakukan analisis fasies dan lingkungan pengendapan. Penentuan lingkungan pengendapan ini, harus dicirikan oleh kumpulan beberapa fasies yang menyusunnya. Dimana fasies merupakan keseluruhan dari sifat fisik, sifat kimia dan sifat biologi dari suatu tubuh batuan yang menjadi ciri khusus sehingga menjadi pembeda antara satu batuan dengan batuan yang lainnya (Greesly, 1885 dalam Walker, 1992). Studi fasies sedimen

merupakan salah satu pendekatan yang digunakan dalam melakukan eksplorasi untuk menentukan area yang mengandung hidrokarbon (Catuneanu, 2006 dan Walker, 1992 dalam Aviv Ramadya Akbar dan Hari Wiki Utami, 2021). Pada dasarnya, dengan menggunakan analisis fasies sedimen stratigrafi bisa memberikan informasi geologi yang dibutuhkan saat melakukan pemetaan zona keterdapatan hidrokarbon dengan potensi minyak dan gas bumi yang masih tersimpan di dalam suatu cekungan. Analisis fasies sedimen stratigrafi, perlu dilakukan untuk menunjukkan suatu siklus perubahan muka air laut pada saat pembentukan batuan. Tujuan dilakukannya analisis fasies ini untuk menjelaskan proses pengendapan terkait ruang akomodasi dan suplai sedimen, sehingga dapat memberikan suatu informasi mengenai sistem pengendapan hingga fungsinya sebagai material pengisi cekungan sedimen serta potensi keberadaan hidrokarbon.

1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah yang akan dibahas dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

- 1.) Pada lingkungan paleobatimetri apa lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR diendapkan?
- 2.) Bagaimana sikuen stratigrafi pada lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR?
- 3.) Fasies apa saja yang berkembang pada lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR?
- 4.) Apa lingkungan pengendapan lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR?

1.3. Maksud dan Tujuan

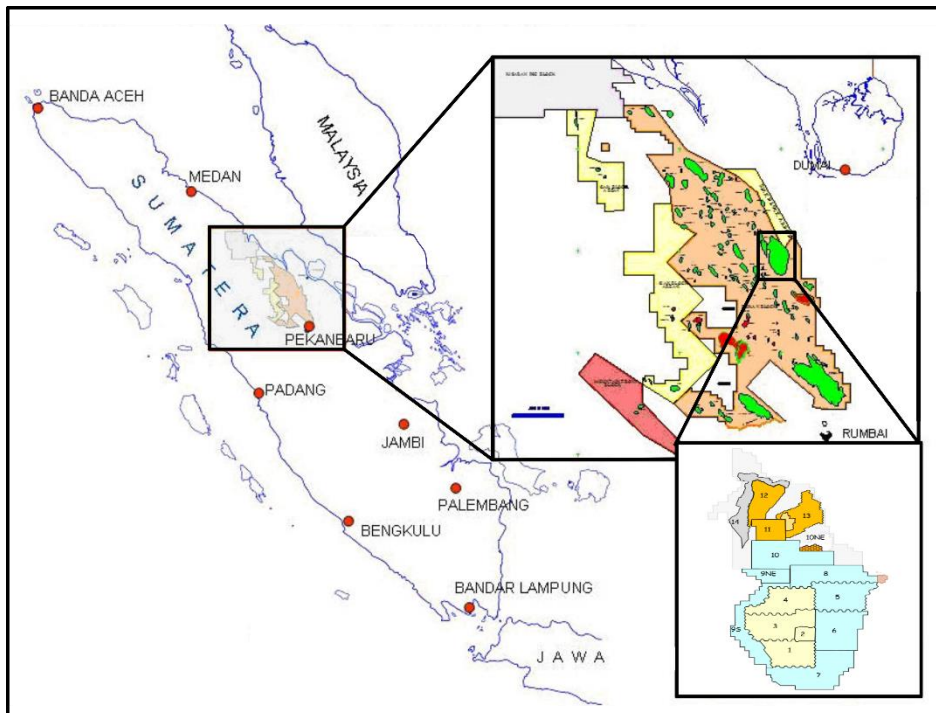
Maksud dilakukannya penelitian ini adalah untuk membuat model fasies pada lapisan Batupasir Paratha 4 dan 5, Formasi Bekasap berdasarkan peta petrofisik, data biostratigrafi, data inti batuan dan data log sumur . Adapun tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut :

- 1.) Mengetahui lingkungan paleobatimetri lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR
- 2.) Mengetahui sikuen stratigrafi pada lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR

- 3.) Mengetahui fasies yang berkembang pada lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR
- 4.) Mengetahui lingkungan pengendapan lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR

1.4. Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilakukan di PT. Pertamina Hulu Rokan, Kota Pekanbaru, Provinsi Riau. Lokasi penelitian dilakukan pada lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR yang termasuk ke dalam Cekungan Sumatera Tengah.



Gambar 1. 1. Lokasi Penelitian (Kementerian ESDM, 2008)

Penelitian ini dimulai pada bulan November 2022 sampai bulan Juli 2023. Adapun tabulasi kegiatan selama penelitian ini dilaksanakan adalah sebagai berikut:

Tabel 1. 1. Tabel dan Waktu Kegiatan

Jenis Kegiatan	Bulan									
	November 2022	Desember 2022	Januari 2023	Februari 2023	Maret 2023	April 2023	Mei 2023	Juni 2023	Juli 2023	
Pengajuan judul dan penyusunan proposal										
Seminar proposal										
Pengumpulan data										
Pengolahan data										
Penyusunan laporan										
Presentasi akhir										

1.5. Hasil Penelitian

Dari dilaksanakannya penelitian ini, diharapkan didapatkan hasil berupa :

- 1.) Hasil identifikasi lingkungan paleobatimetri
- 2.) Hasil identifikasi sikuen stratigrafi
- 3.) Hasil identifikasi fasies
- 4.) Hasil identifikasi lingkungan pengendapan

1.6. Manfaat Penelitian

Berikut adalah manfaat dari penelitian yang dilakukan yaitu :

1.6.1. Manfaat bagi Perusahaan :

- 1.) Sebagai bahan evaluasi untuk perusahaan
- 2.) Sebagai masukan untuk pengeboran ke depannya

1.6.2. Manfaat bagi Universitas :

- 1.) Terjalin hubungan kerja sama antara universitas dengan perusahaan
- 2.) Menambah dokumentasi skripsi mahasiswa untuk perpustakaan

1.6.3. Manfaat bagi Mahasiswa

- 1.) Menjadi referensi untuk penelitian selanjutnya
- 2.) Mengetahui fasies, geometri, sebaran dan lingkungan pengendapan yang ada di daerah penelitian

BAB II

METODE PENELITIAN

2.1. Metode Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode deskriptif analisis berdasarkan data petrofisik, data inti batuan, data log sumur (*log signature* dan korelasi log) dan data biostratigrafi. Selanjutnya, data tersebut akan diolah sehingga menghasilkan lingkungan paleobatimetri, jenis-jenis dan sebaran fasies, geometri fasies dan lingkungan pengendapan daerah penelitian. Berikut adalah tahapan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah :

2.1.1. Tahap Pendahuluan

Tahap pendahuluan adalah tahap persiapan atau permulaan yang dilakukan sebelum melakukan suatu penelitian. Tahap pendahuluan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

2.1.1.1. Studi Pustaka

Studi pustaka dilakukan dengan mengkaji berbagai penelitian terdahulu guna mendapatkan informasi yang berkaitan dengan penelitian yang akan dilakukan, baik berupa laporan penelitian, jurnal dll. Kajian pustaka yang dikaji berupa geologi regional yang ada di daerah penelitian serta dasar teori yang akan digunakan dalam penelitian. Selain itu, studi pustaka juga mengkaji berbagai skripsi terdahulu guna mendapatkan gambaran tentang penelitian yang akan dilakukan.

2.1.2. Tahap Pengumpulan Data

Tahap pengumpulan data dilakukan dengan cara mengumpulkan data dari perusahaan berupa :

2.1.2.1. Data Biostratigrafi

Data biostratigrafi yang diperoleh berjumlah 19 data biostratigrafi. Akan tetapi tidak semua data biostratigrafi digunakan dalam penelitian ini, karena beberapa data biostratigrafi tidak didapatkan pada lapisan Batupasir Paratha 4 ataupun lapisan Batupasir Paratha 5. Data biostratigrafi diplot pada log sumur korelasi untuk mengetahui sampel foraminifera dan sampel nannofossil didapatkan pada interval lapisan ke berapa, kemudian diplotkan pada peta lokasi pengamatan sumur tempat pengambilan sampel fosil, kemudian diinterpretasi sehingga menghasilkan zona paleobatimetri.

2.1.2.2.Data Log Sumur

Data korelasi sumur yang diperoleh ada 3 macam, yaitu log sumur korelasi untuk biostratigrafi, log korelasi sumur untuk sikuen stratigrafi dan log korelasi sumur untuk *internal architecture*.

2.1.2.3.Peta Petrofisik

Peta petrofisik yang diperoleh berupa peta *vshale*. Peta *vshale* ini nantinya akan *dioverlay*kan dengan *log signature*.

2.1.2.4.Log Signature

Log signature pada masing-masing lapisan batupasir yang terdiri dari ± 1000 sumur. *Log signature* *dioverlay* dengan peta *vshale* yang selanjutnya dilakukan *clustering*.

2.1.3. Tahap Pengolahan Data

Tahap pengolahan data dilakukan setelah mendapatkan semua data yang diperlukan.

2.1.3.1. Data Biostratigrafi dan Sumur Biostratigrafi

Pengolahan data biostratigrafi dilakukan dengan pengeplotan pada sumur biostratigrafi untuk mengetahui sampel foraminifera tersebut didapatkan pada lapisan ke berapa dan pada kedalaman paleobatimetri mana. Setelah diketahui, selanjutnya dilakukan pengeplotan ke titik pengambilan sampel. Setelah itu, diinterpretasi dan dilakukan *clustering* sehingga menghasilkan peta paleobatimetri pada masing – masing lapisan yang diteliti..

2.1.3.2. Sumur Sikuen Stratigrafi

Sebelum mengkorelasikan sumur sikuen stratigrafi, terlebih dahulu dilakukan penentuan *marker* pada setiap sumurnya. Setelah itu, dilakukan korelasi antar sumur dan di *flattening* menggunakan *marker* MFS.

2.1.3.3. Sumur *Internal Architecture*

Pengolahan data dilakukan dengan melakukan analog elektrofases berdasarkan klasifikasi dari Van Yperen, dkk (2020). Setelah itu, dilakukan *clustering* pada log sumur untuk mendapatkan fasies (*internal architecture*) yang berkembang di lapisan yang diteliti.

2.1.3.4. Peta Petrofisik dan *Log Signature*

Pengolahan data dilakukan dengan melakukan analog elektrofasis berdasarkan klasifikasi dari Van Yperen, dkk (2020) dan analog geometri dari Lesli Wood (2004). Setelah itu, peta *vshale dioverlay* dengan *log signature*, kemudian dilakukan *clustering* berdasarkan bentuk elektrofasis, tinggi-rendahnya nilai *shale-sand* pada peta *vshale*, tebal-tipisnya *log signature*, pola elektrofasis yang dominan, arah pengendapan dan geometri penyebaran. Sehingga menghasilkan peta persebaran fasies pada masing – masing lapisan yang diteliti.

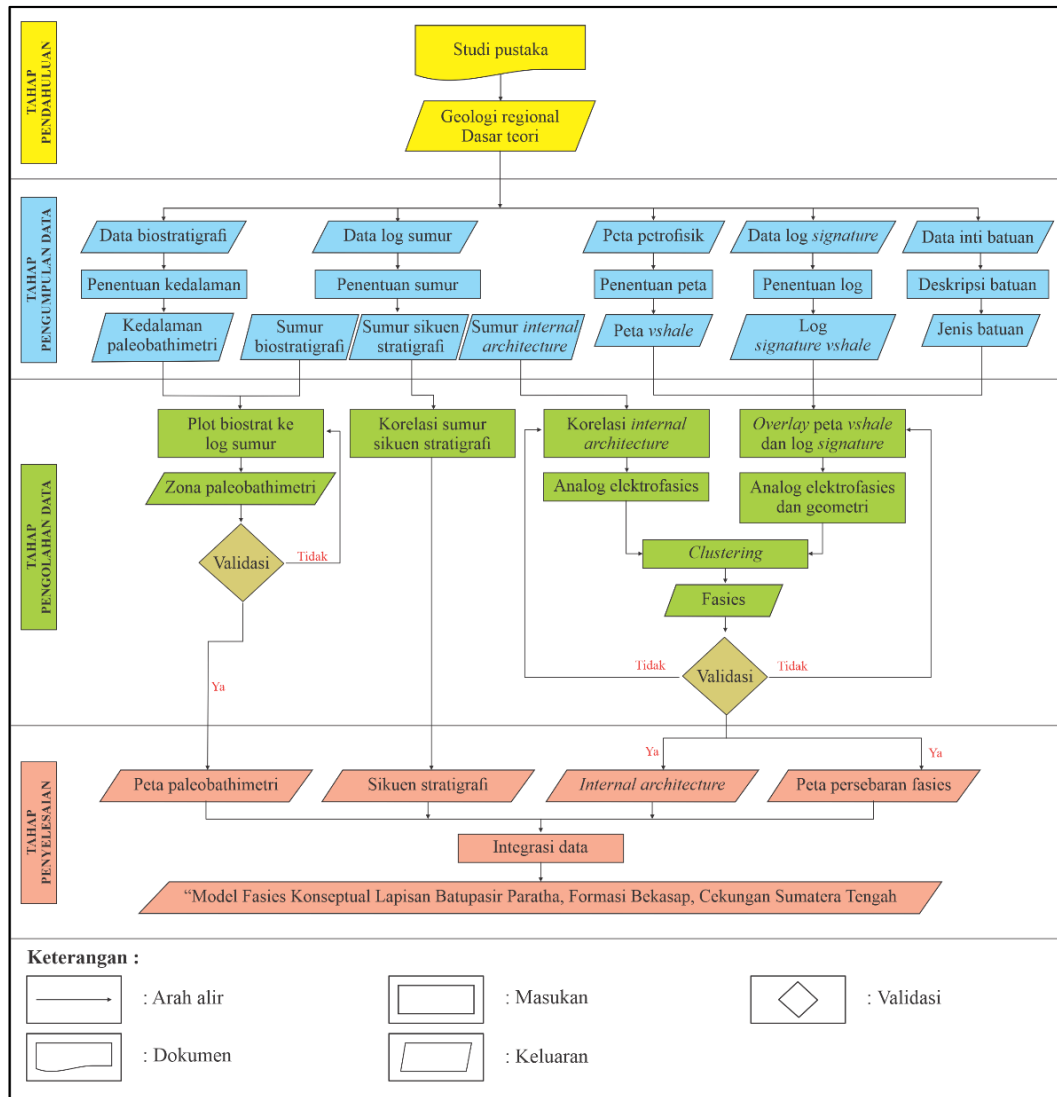
Setelah itu, dilakukan validasi atau pengecekan ulang sebelum melangkah ke tahap selanjutnya.

2.1.4. Tahap Penyelesaian

Tahap ini merupakan tahap terakhir dalam penelitian. Pada tahap ini semua data yang telah diolah, disusun dalam bentuk laporan dan juga dalam bentuk gambar, berupa peta paleobatimetri, peta persebaran fasies, korelasi sikuen stratigrafi dan persebaran fasies pada log korelasi (*internal architecture*).

2.2. Diagram Alir Penelitian

Penelitian yang dilakukan selalu mengacu pada diagram alir. Diagram alir bertujuan untuk menggambarkan tahapan-tahapan yang dilakukan selama penelitian. Berikut adalah diagram alir penelitian yang digunakan (**Gambar 2.1**) :



Gambar 2. 1. Diagram Alir Penelitian

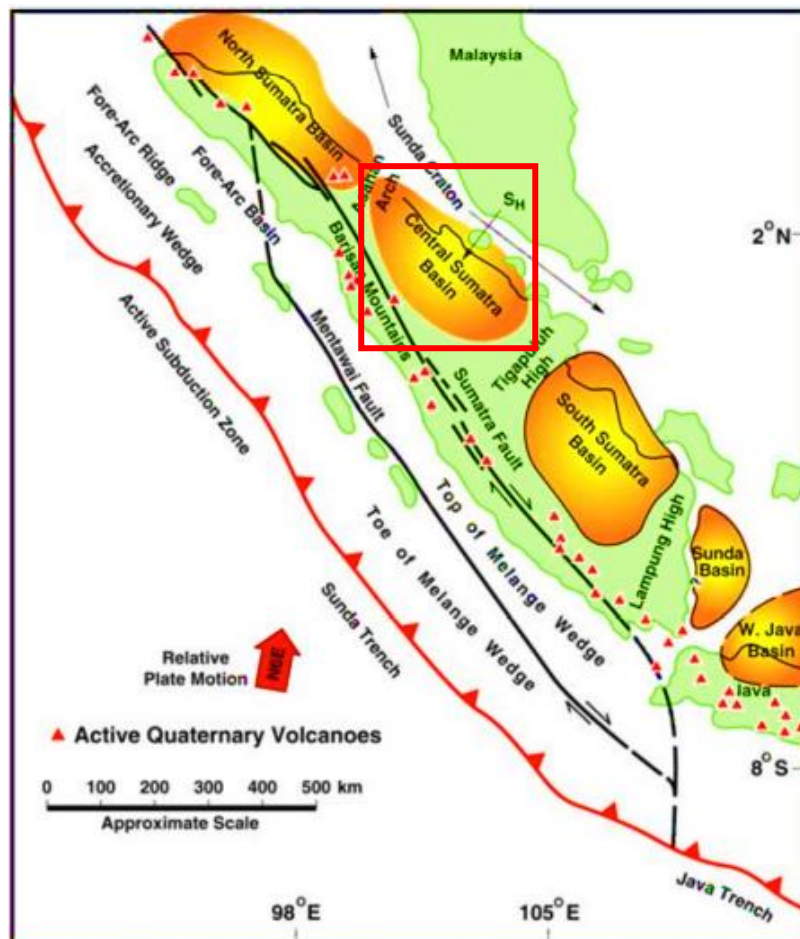
BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

3.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah

3.1.1. Fisiografi Regional

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan pada Paparan Sunda yang terletak di bagian belakang dari busur vulkanik (*volcanic arc*) yang terbentuk akibat interaksi antara lempeng Samudra Hindia dan Lempeng Benua Asia, dimana lempeng Samudera Hindia bergerak relatif ke arah utara dan menyusup ke bawah lempeng Benua Asia sehingga disebut sebagai cekungan *back-arc*.



Gambar 3. 1. Fisiografi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

□ : Cekungan Penelitian

Geometri cekungan ini berbentuk asimetri dengan bagian terdalam di sebelah baratdaya semakin melandai ke arah timurlaut (Mertosono dan Nayoan, 1974 dalam Faizal Muhamadisyah dan Iyan Haryono, 2008). Sejarah geologi Cekungan Sumatera Tengah erat kaitannya dengan aktivitas tektonik wilayah Asia Tenggara

dan dikontrol oleh interaksi Lempeng Samudra Indo-Australia yang bergerak ke utara, Lempeng Samudra Philipina–Samudra Pasifik yang bergerak ke barat dan Lempeng Eurasia yang relatif stabil. Cekungan Sumatera Tengah terbentuk pada awal Tersier dan merupakan seri dari struktur *half graben* yang terpisah oleh *block horst* yang merupakan akibat dari gaya ekstensional yang berarah timur-barat. Batuan Tersier tersingkap dari Bukit Barisan di sebelah barat Sumatera hingga ke dataran pantai timur Sumatera. Pada beberapa daerah *half graben* ini diisi oleh *sedimen clastic non-marine* dan sedimen danau.

Jika dilihat pada **Gambar 3.1.** cekungan ini dibatasi oleh Bukit Barisan pada bagian barat dan baratdaya, bagian timur dibatasi oleh Semenanjung Malaysia, bagian utara dibatasi oleh Busur Asahan dan di bagian tenggara dibatasi oleh dataran tinggi Tigapuluh dan di bagian timurlaut dibatasi oleh Kraton Sunda dan selatan tidak diketahui dengan baik (Heidrick dan Aulia, 1993).

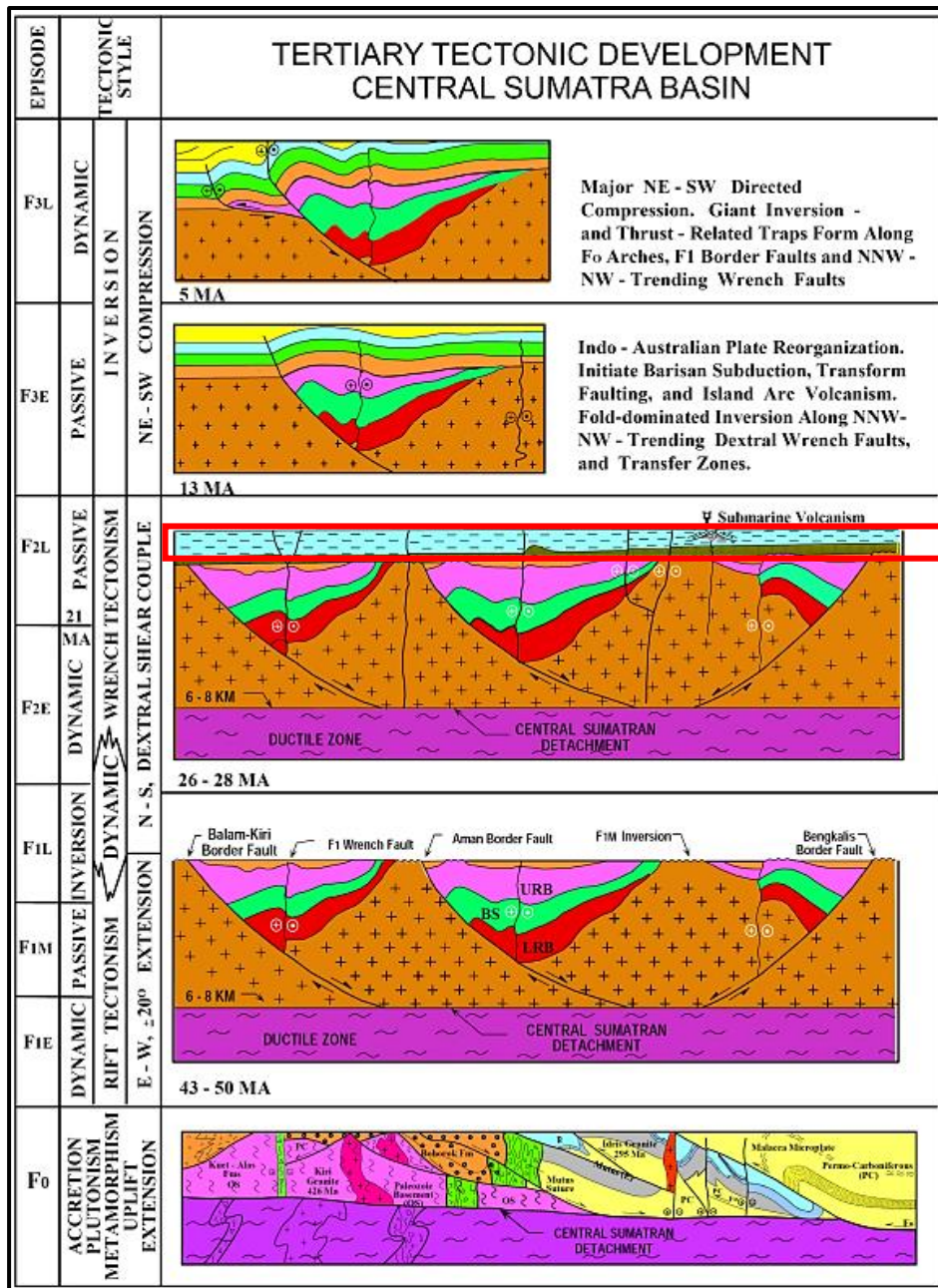
3.1.2. Struktur dan Tektonik Regional

Struktur geologi regional Cekungan Sumatera Tengah dicirikan oleh blok blok patahan. Sistem blok patahan ini mempunyai orientasi penjajaran utara-selatan membentuk rangkaian *horst* dan *graben*. Ada dua pola struktur di Cekungan Sumatera Tengah, yaitu pola-pola yang lebih tua cenderung berarah utara-selatan dan pola-pola yang lebih muda yang berarah baratlaut-tenggara (Mertosono dan Nayoan, 1974 dalam Faizal Muhamadsyah dan Iyan Haryono, 2008). Bentuk struktur yang saat ini ada di Cekungan Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan dihasilkan oleh sekurang-kurangnya tiga fase tektonik utama yang terpisah, yaitu Orogenesa Mesozoikum Tengah, Tektonik Kapur Akhir-Tersier Awal dan Orogenesa Plio-Pleistosen. Orogenesa Mesozoikum Tengah merupakan sebab utama endapan-endapan Paleozoikum dan Mesozoikum. Endapan-endapan tersebut tersesarkan dan terlipatkan menjadi blok-blok struktural berukuran besar yang selanjutnya diterobos oleh *batholit-batholit* granit. Lajur-lajur batuan metamorf ini tersusun oleh strata dengan litologi yang berbeda, baik tingkat metamorfisme maupun intensitas deformasinya. Cekungan Sumatera Tengah mempunyai dua set sesar berarah utara-selatan dan baratlaut-tenggara. Sesar-sesar yang berarah utara-selatan diperkirakan berumur Paleogen, sementara yang berarah baratlaut- tenggara

berumur Neogen Akhir. Kedua kelompok sesar ini berulang kali diaktifkan sepanjang Tersier oleh gaya-gaya yang bekerja.

Cekungan Sumatera Tengah memiliki batuan dasar Pra-Tersier yang dangkal, sehingga sedimen yang menutupinya sangat mudah dipengaruhi oleh tektonik batuan dasar dan banyak dijumpai struktur. Posisi tumbukan yang menyudut antara Lempeng Asia Tenggara dengan Samudera Hindia di Sumatera telah menimbulkan gaya geser mengangan (*dextral wrenching fault*) yang kuat. Dengan demikian struktur-struktur yang ada di Cekungan Sumatera pada umumnya memiliki karakteristik *wrench tectonic*, termasuk sesar-sesar yang mempunyai *dip* besar, seperti *upthrust* dan *flower structure*. Struktur-struktur tersebut mempunyai arah *dip* timur laut dan jurus baratlaut, sehingga membentuk sudut yang besar terhadap vektor konvergen. Sumatera Tengah telah mengalami beberapa fase deformasi yang kompleks dan secara langsung telah mempengaruhi *basin*. Distribusi batuan induk, perkembangan dan pembentukan reservoir dan struktur geologinya.

Proses tektonik yang terjadi di Cekungan Sumatera Tengah merupakan faktor pengontrol utama dalam proses pengendapan sedimen. Oleh sebab itu, pembahasan stratigrafi diletakkan dalam kerangka tektonostratigrafi atau fasa-fasa pembentukan cekungan (**Gambar 3.2.**). Heidrick dan Turlington (1996) membagi empat tahapan tektonostratigrafi yang hampir sama dengan tahapan menurut Kempt (1997). Fasa tektonostratigrafi tersebut dinamai dengan Fasa 0 (F0), Fasa 1 (F1), Fasa (F2) dan Fasa 3 (F3).



Gambar 3. 2. Tektonik Cekungan Sumatera Tengah (Hedrick dan Aulia, 1993 dalam Nanda Natasia dkk, 2017)
 : Formasi Penelitian

1.) Fasa 0 (F0)

Fasa F0 atau fasa *pre-rift* yang terjadi pada Akhir Paleozoik - Mesozoik. Fasa ini diiringi dengan terbentuknya batuan dasar (*basement*) Cekungan Sumatera Tengah. *Basement* tersebut terdiri dari empat kelompok yaitu Kelompok Mutus, Malaka, Mergui dan Tapanuli Selatan.

2.) Fasa 1 (F1)

Fasa F1 terjadi pada Eosen - Oligosen disebut juga fasa *rifting* (*syn-rift*) dan *rifting infill*. *Rifting* pada *basement* terlihat dengan gejala tektonik pembentukan *graben* dan *half graben* yang berarah utara-selatan dengan pengendapan Kelompok Pematang.

3.) Fasa 2 (F2)

Fasa F2 (*post-rift*) terjadi pada Akhir Oligosen sampai Miosen Tengah, disebut juga fasa *interior sag basin*. Fasa ini gejala tektonik yang terjadi yaitu penurunan atau pelengkungan (*crustal sagging*), *dextral wrenching* dan pembentukan zona rekahan transtensional dengan jurus N 0 – 200°E. Fase ini diendapkan kelompok Sihapas yang didominasi oleh struktur yang diikuti dengan penurunan kembali cekungan dan transgresi laut. Peristiwa ini ditandai dengan sesar geser mendatar berarah utara-barat laut dan reaktivitas sesar-sesar yang lebih tua yang berarah utara-timur laut. Sesar-sesar inilah yang menjadi pengontrol ruang akomodasi dari *system delta* pada *Upper Sihapas Group*.

4.) Fasa 3 (F3)

Fasa F3 (*uplifting* dan *inversion*) terjadi pada Akhir Miosen sampai Resen, disebut juga fasa kompresi. Gejala tektonik F3 bersamaan dengan *sea floor spreading* Laut Andaman, pengangkatan regional, terbentuknya jalur pegunungan vulkanik, *right lateral strike slip* sepanjang Bukit Barisan dengan arah N 350°W dan kompresi *up thrusting* sepanjang Cekungan Sumatera Utara dan Tengah dengan arah gaya NE – SW. Pada fasa ini terbentuk ketidakselarasan regional dan diendapkan Formasi Petani dan Minas tidak selaras di atas Kelompok Sihapas. Gerakan menumbuknya Lempeng Samudera India terhadap Lempeng Benua Eurasia (di kawasan Sumatera) dianggap telah menghasilkan gerak pengangkatan terakhir daripada Pegunungan Barisan serta juga telah menyebabkan adanya sesar-sesar mendatar mengarah ke kanan sepanjang pegunungan ini. Gejala struktur yang paling menonjol di Cekungan Sedimen Tersier tersebut di atas adalah lipatan-lipatan dan sesar-sesar yang berarah barat laut.

3.1.3. Stratigrafi Regional

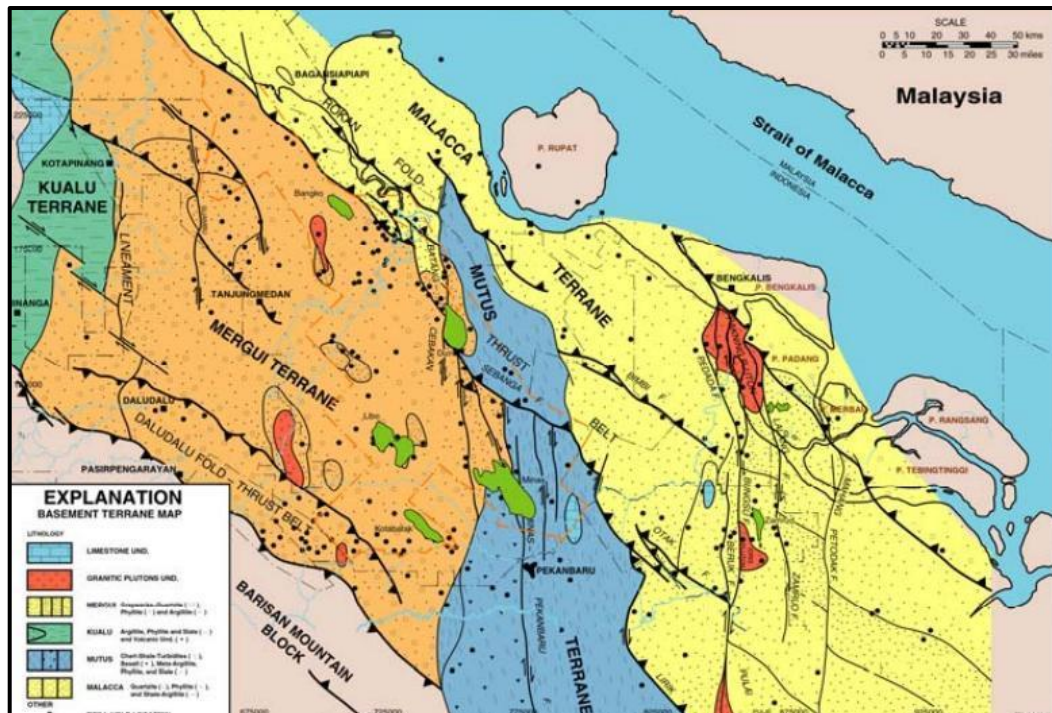
Sejarah geologi di Sumatera Tengah sangat dipengaruhi oleh sejarah tektoniknya. Oleh karena itu, pembahasan mengenai stratigrafi Cekungan ini dimasukkan ke dalam kerangka tektonostratigrafi. Dimana, proses tektonik merupakan faktor pengontrol utama pengendapan pada cekungan ini, sedangkan perubahan muka air laut (*eustasy*) merupakan faktor kedua (Kempt dkk, 1997 dalam Dircia Felizarda Corbafo Siki dkk, 2016). Semua ketidakmenerusan stratigrafi dalam cekungan ini kemungkinan disebabkan oleh interaksi antar lempeng dan perubahan relatif pergerakan lempeng tersebut.

Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993) dari tua ke muda terdiri dari batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani dan Formasi Minas (**Gambar 3.4.**).

1.) Batuan Dasar

Batuan dasar di Sumatera Tengah terdiri dari empat satuan litologi yang dapat dilihat pada **Gambar 3.3.**, dimana batuan dasar ini memiliki umur Paleozoik – Mesozoik, yaitu :

- (1.) Kelompok Mutus yang terdiri dari ofiolit, metasedimen dan sedimen-sedimen yang berumur Trias
- (2.) Kelompok Malaka yang terdiri dari kuarsit, filit dan intrusi granodiorit
- (3.) Kelompok Mergui yang terdiri dari *graywacke* berumur Kapur, kuarsit dan batulempung kerikilan
- (4.) Kelompok Tapanuli terdiri dari batusabak, metasedimen dan filit yang diendapkan di atas batugamping *shelf* yang berumur Devon – Karbon.



Gambar 3. 3. Peta Batuan Dasar Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dkk, 1996 dalam Nanda Natasia dkk, 2017)

2.) Kelompok Pematang

Pembentukan struktur setengah graben yang besar diawali dengan pembentukan sesar listrik pada salah satu sisi dan pembentukan *ramp* yang landai pada sisi lainnya. Struktur tersebut mempunyai pola kelurusan utara-selatan. Struktur graben yang berumur Eo-Oligosen tersebut diisi oleh sedimen-sedimen fluviati dan lakustrin yang dimasukkan ke dalam Kelompok Pematang. Formasi Pematang ini di endapkan pada Eo-Oligosen (40-24 jtl) mengisi *graben* dan *half graben* pada fasa regional tektonostratigrafi F0. Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas *basement*. Kelompok ini dibagi menjadi 3 formasi berdasarkan pada fasies yang berhubungan dengan tahap-tahap pembentukan cekungan dan pengisiannya, yaitu :

(1.) Formasi *Lower Red Bed*

Formasi *Lower Red Bed* terdiri dari batulempung batulanau, batupasir arkosik dan konglomerat yang diendapkan pada lingkungan dataran alluvial dan kipas alluvial yang berubah secara lateral menjadi lingkungan fluvial, lakustrin dan delta. Bagian bawah dari formasi ini pada beberapa cekungan yang dalam dapat mencapai ketebalan 3000 meter.

Batupasir di formasi ini mempunyai kualitas yang jelek sebagai reservoir karena masih sangat dekat dengan sumbernya dan sortasi jelek.

(2.) Formasi *Brown Shale*

Formasi *Brown Shale* sesuai dengan namanya terdiri dari *shale* yang berwarna coklat dan diendapkan pada lingkungan lakustrin atau danau dalam sampai lakustrin dangkal dan merupakan batuan induk hidrokarbon. Pembentukan batuan induk yang bagus pada formasi ini disebabkan oleh beberapa faktor, yaitu tidak adanya tinggian yang berarti sepanjang sesar yang membatasi cekungan, penurunan dasar cekungan lebih cepat dari pengendapan menyebabkan lingkungan danau semakin dalam, sesar yang berfungsi sebagai batas cekungan mempunyai kemiringan yang landai sampai sedang dan pada saat *Brown Shale* diendapkan kondisi tektonik sedang tidak aktif. Selain lempung, di formasi ini juga terendapkan endapan-endapan kipas delta dan turbidit. Endapan turbidit yang terbentuk oleh mekanisme aliran butiran (*grain flow*) dijadikan sebagai target eksplorasi yang pada umumnya mempunyai tipe jebakan stratigrafi.

(3.) Formasi *Upper Red Bed*

Formasi *Upper Red Bed* diendapkan pada tahap akhir inversi minor dalam lingkungan transisi yang berubah dengan cepat menjadi lingkungan lakustrin dalam yang diselingi oleh lakustrin dangkal. Peningkatan kecepatan sedimentasi dan suplai klastika menyebabkan cekungan menjadi penuh dan lingkungan berubah menjadi fluvial dan alluvial. Litologi penyusun formasi ini berupa batupasir, konglomerat dan *shale* berwarna merah-hijau. Batupasir di formasi ini menjadi target eksplorasi.

3.) Kelompok Sihapas

Selanjutnya, di atas Kelompok Pematang diendapkan suatu seri sedimen yang diendapkan pada saat aktivitas tektonik mulai berkurang yang terjadi selama Oligosen Akhir – Miosen Tengah. Fase transgresif pada fasa F2 menghasilkan endapan dari Kelompok Sihapas dan Formasi Telisa. Kelompok Sihapas terdiri oleh batupasir dengan sedikit selingan serpih, lapisan batugamping dijumpai secara lokal di bagian bawah. Batupasir dari kelompok Sihapas mempunyai ukuran butir sedang sampai kasar dan merupakan reservoir yang baik. Kelompok Sihapas mempunyai pola parasikuen yang

menghalus ke arah atas dan diendapkan mulai dari Akhir Oligosen sampai pertengahan Miosen. Fauna jarang dijumpai *brackish* foram kadang - kadang dijumpai. Kelompok Sihapas terdiri dari 4 formasi, yaitu :

(1.) Formasi Menggala

Formasi ini terdiri dari sedimen klastika yang diendapkan pada *fluvial braided stream* dan secara lateral ke utara berubah menjadi *marine deltaic*. Formasi ini *onlap* terhadap batuan dasar dan struktur yang dihasilkan oleh inversi Oligosen dan jarang ditemukan di atas ketinggian. Pada bagian deposen-nya formasi ini mempunyai ketebalan lebih dari 9000 kaki. Formasi Menggala berubah secara lateral dan vertikal ke arah barat menjadi *marine shale* yang termasuk dalam Formasi Bangko sedangkan ke arah timur berubah menjadi lingkungan transisi dan laut terbuka yang termasuk dalam Formasi Bekasap.

(2.) Formasi Bangko

Formasi Bangko terdiri dari batulempung yang diendapkan pada lingkungan laut terbuka karbonatan dengan perselingan batupasir lanauan dan berubah secara lateral menjadi batugamping pada daerah yang sedikit menerima suplai material klastik Formasi Bangko berfungsi sebagai batuan tudung (*seal*) bagi batupasir yang ada di bawahnya. Batupasir dalam Formasi Bangko merupakan reservoir yang bernilai baik dan telah diproduksi di Lapangan Petani, Bangko, Menggala dan Pinang. Adanya pengaruh lingkungan laut menyebabkan pengendapan foraminifera yang berfungsi sebagai penunjuk umur formasi ini yaitu Miosen Awal (N1-N2).

(3.) Formasi Bekasap

Formasi Bekasap terdiri dari suatu seri sedimen mulai dari lingkungan transisi, laut terbuka dan delta. Litologi terdiri dari batupasir glaukonitan, batugamping dan batubara. Batupasir mengkasar ke atas dalam delta kompleks Sihapas terbentuk hampir di seluruh Paparan Sunda. Batupasir Bekasap merupakan lapisan yang secara diakronous menutup Sumatera Tengah dan akhirnya menutup semua tinggian yang terbentuk sebelumnya. Formasi Bekasap merupakan reservoir penting dan telah diproduksi melalui Lapangan Menggala, Duri, Kotabatak dan Zamrud. Kandungan foraminifera menunjukkan umur Miosen Awal (N2- N3).

(4.) Formasi Duri

Formasi Bekasap secara vertikal berubah menjadi Formasi Duri yang merupakan suatu seri batupasir yang terbentuk pada lingkungan *inner neritic deltaic* di bagian utara dan tengah cekungan. Seri tersebut dicirikan oleh batupasir berbutir menengah halus sampai menengah yang secara lateral menjadi batulempung laut dalam dari Formasi Telisa. Formasi Duri merupakan suatu reservoir utama yang telah diproduksi melalui lapangan minyak Duri, Bangko, Petani. Formasi ini mempunyai tebal lebih dari 300 ft dan berumur Miosen Awal (N3).

(5.) Formasi Telisa

Formasi Bekasap dan Duri secara lateral dan vertikal berubah menjadi batulempung laut dari Formasi Telisa yang terbentuk pada lingkungan neritik luar yang menunjukkan periode penggenangan laut maksimum di Sumatera Tengah. Formasi Telisa merupakan suatu batuan penutup (*sealing*) regional bagi Kelompok Sihapas. Tebal formasi ini lebih dari 9000 kaki. Formasi Telisa berumur Miosen Awal - Miosen Tengah (NN4 - NN5). Batupasir dalam Formasi Telisa merupakan reservoir yang potensial dan telah diproduksi melalui Lapangan Bulu Selatan, Beruk Timur Laut, Kotabatak dan Minas.

4.) Kelompok Petani

Fasa kompresi F3 membentuk ketidakselarasan daerah dan terendapkannya Formasi Petani yang menindih tidak selaras di atas Kelompok Sihapas. Formasi Sihapas merupakan sikuen monoton dari *shale mudstone* mengandung sedikit batupasir dan perselingan batulanau yang menunjukkan pendangkalan progresif ke atas dan kondisi laut. Bagian atas Formasi ini dicirikan oleh ketidakselarasan erosi dan ditindih lapisan tipis dari batupasir Formasi Minas berumur Holosen. Secara regional ketidakselarasan ditandai dengan penambahan sedimen berbutir halus yang berarti mendukung bahwa *uplift* pada cekungan terjadi pada akhir Pliosen.

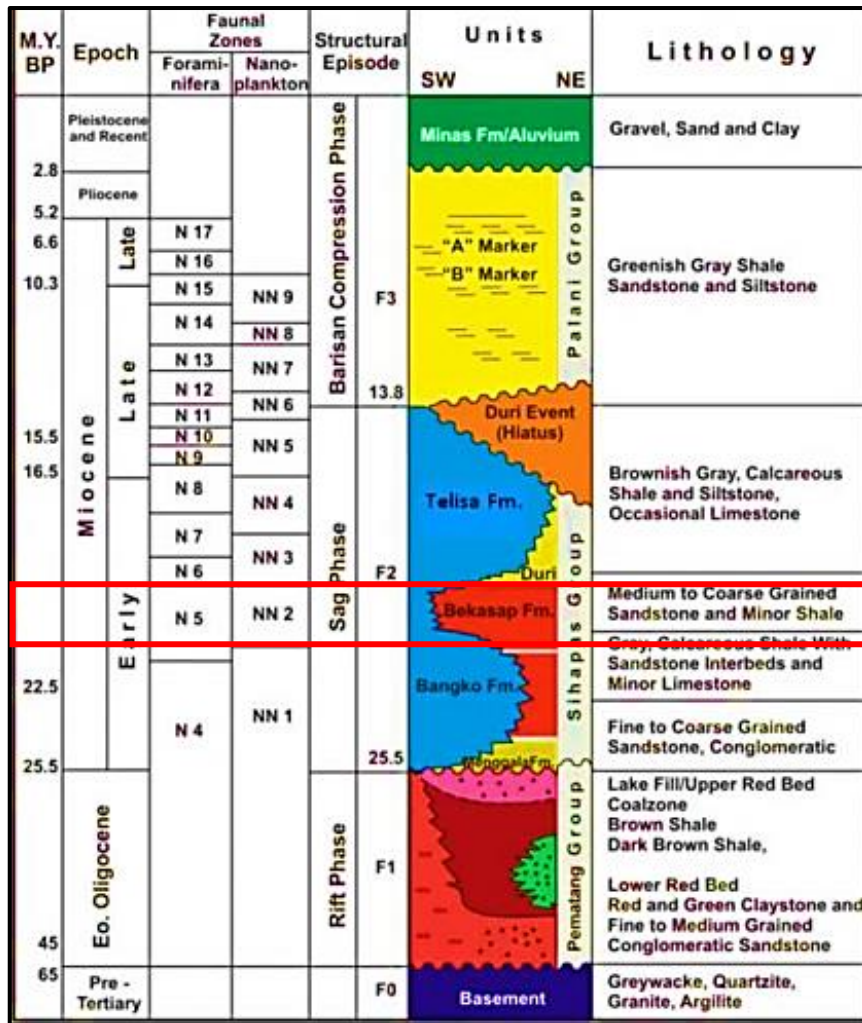
Kelompok Sihapas ditumpangi oleh Kelompok Petani yang terdiri dari *Biniolower Petani* yang merupakan endapan laut dan *Koroci Upper Petani* yang merupakan endapan laut sampai delta. Formasi Petani diendapkan mulai dari lingkungan laut dalam, pantai dan ke atas sampai lingkungan delta yang

menunjukkan regresi air laut. Formasi Petani terdiri dari batupasir, batulempung dan batupasir glaukonitan dan batugamping yang dijumpai pada bagian bawah dari seri sedimen tersebut, sedangkan batubara banyak dijumpai pada bagian atas dan terjadi pada saat pengaruh laut semakin berkurang. Batupasir mempunyai komposisi dominan kuarsa, berbutir halus sampai kasar, pada umumnya tipis-tipis, mengandung sedikit lempung dan secara umum mengkasar ke atas. Di beberapa tempat, batupasir membentuk lensa dengan penyebaran yang terbatas yang menunjukkan pengendapan pada lingkungan *offshore bar* dan *delta front* atau *delta lobe sand* sejajar dengan pantai Purba.

Formasi Petani secara keseluruhan mempunyai tebal 6000 kaki dan berumur Miosen Akhir–Pliosen Awal (N9 – N21). Perkiraan umur pada bagian atas terkadang membingungkan karena tidak adanya fosil laut yang ditemukan. Karena di bawah formasi Petani terdapat batulempung Telisa yang tebal, maka hidrokarbon yang berada pada batupasir Petani tidak komersial. Gas biogenik terdapat dalam jumlah yang besar dan telah dijadikan target eksplorasi terutama di Lapangan Seng dan Segat.

5.) Formasi Minas

Formasi Minas merupakan endapan Kuartar yang diendapkan tidak selaras di atas formasi Petani. Formasi Minas tersusun atas lapisan-lapisan gravel, pasir lempung dan merupakan endapan alluvial.



Gambar 3. 4. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah
(Heidrick dan Aulia, 1993 dalam Sugeng Widada dkk, 2018)

□ : Formasi Penelitian

3.1.4. Paleogeografi Blok Rokan

Secara paleogeografi, Formasi Bangko dan Bekasap terbentuk pada 22-21 Ma atau pada 'Middle' Early Miocene Stage. Pengendapan terjadi pada lingkungan pengendapan delta dominasi pengaruh pasang surut pada siklus transgresif. Secara regional, fasies yang terbentuk pada daerah ini berupa *distributary channel* pada bagian utara hingga *subaqueous channel* dan *sand bar* pada bagian selatan. Terdapat dua pasokan sedimen mayor pada daerah penelitian, yaitu pada bagian utara dan selatan. Hal tersebut membagi paleogeografi 22-21 Ma pada Blok Rokan menjadi tiga bagian, yaitu utara, tengah dan selatan yang dapat dilihat pada Gambar 3.5. yang menunjukkan kondisi lingkungan pengendapan dan asosiasi yang berbeda.

3.1.4.1. Daerah Bagian Utara pada 22-21 Ma

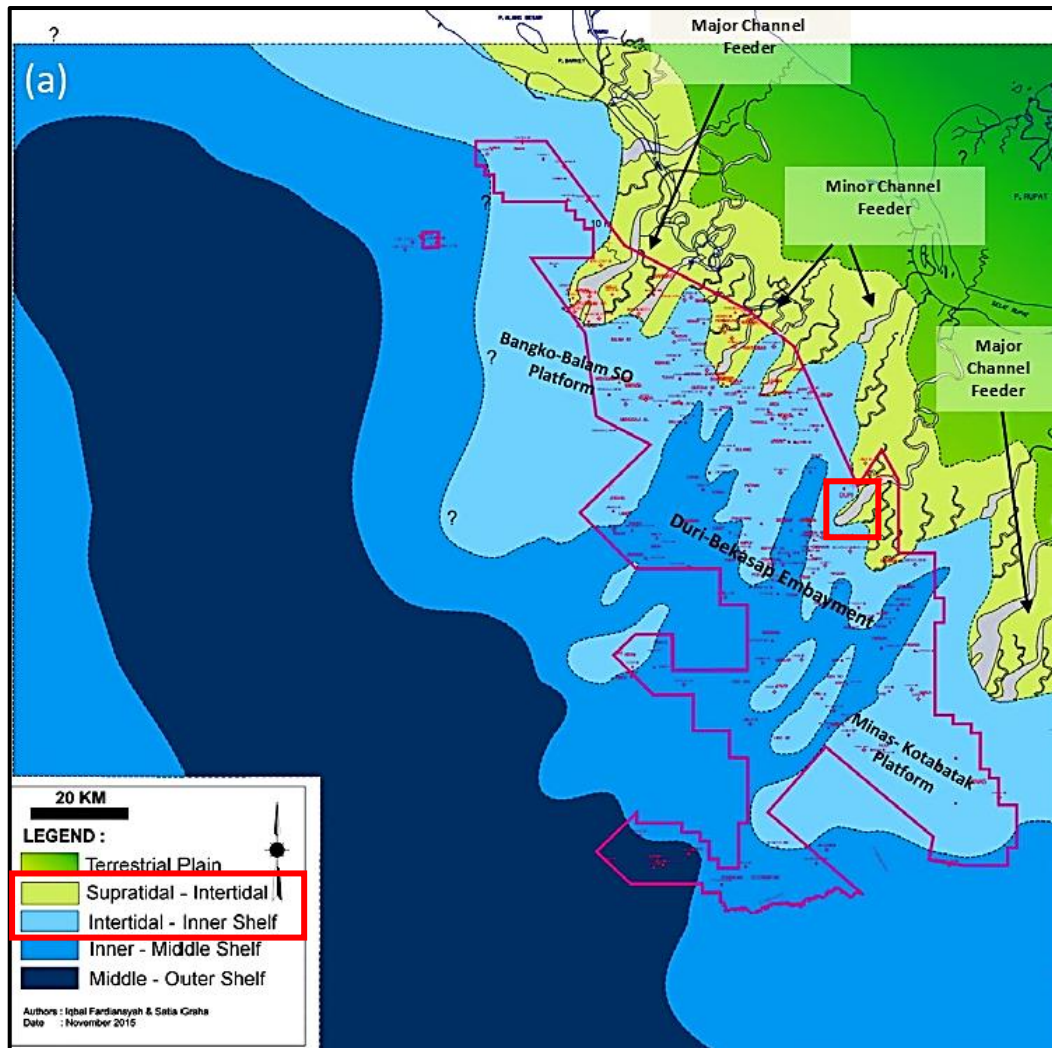
Pada daerah ini, proses sedimentasi dipengaruhi oleh pasokan sungai bagian utara. Sungai ini diinterpretasikan berasal dari Malayan Shield, membentuk morfologi paparan positif *Bangka-Balam South Platform*. Zona paleobatimetri bagian utara terbagi menjadi *zona terrestrial plain, intertidal, dan inner shelf*.

3.1.4.2. Daerah Bagian Tengah pada 22-21 Ma

Daerah ini dicirikan oleh adanya pendalaman atau *embayment* yang disebut sebagai *Duri-Bekasap Embayment*. Lingkungan pengendapan pada daerah lebih dalam daripada bagian utara dan selatan, yaitu pada zona bathimetri *inner to middle shelf*. Fasies yang berkembang pada daerah ini berupa *subaqueous channels and bars, sand ridges, dan shoreface bars*.

3.1.4.3. Daerah Bagian Selatan pada 22-21 Ma

Daerah bagian selatan memiliki kemiripan dengan bagian utara, dimana pasokan sedimen berasal dari sungai utama yang berasal dari *Malayan Shield (the southern feeder)*. Morfologi yang dibentuk merupakan paparan positif yang disebut juga *Minas-Kotabatak Platform*. Sukses pengendapan mengindikasikan pola pengendapan regresif. Lingkungan pengendapan terbentuk pada zona bathimetri *intertidal* hingga *shallow marine*, dengan asosiasi fasies yang berkembang pada daerah berupa *tidal distributary channel* dan *clinoform tidal mouth bars*.



Gambar 3. 5. Peta Interpretasi Paleogeografi Blok Rokan pada 22-21 Ma (Iqbal Fardiansyah dkk., 2017)
 : Lokasi Penelitian

3.2. Petroleum System Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah menjadi sangat menarik karena di dalamnya terdapat potensi sumber minyak yang melimpah. Menurut Yarmanto dkk (1996) *petroleum system* pada Cekungan Sumatera Tengah terdiri atas :

3.2.1. Batuan Induk

Batuan induk ini berasal dari Kelompok Pematang, yaitu Formasi *Brown Shale* yang terbentuk pada Oligosen Awal dan terendapkan pada lingkungan lakustrin dengan kondisi reduktif sehingga mengandung material organik yang cukup tinggi (Erawati, 2008 dalam Dircia Felizarda Corbafo Siki dkk, 2016).

3.2.2. Reservoir

Reservoir utama pada adalah batupasir yang berasal dari Kelompok Sihapas. Reservoir utama pada cekungan ini adalah Formasi Manggala, Formasi Bekasap dan Formasi Duri. Formasi Menggala mempunyai porositas 25% dan permeabilitas 1200 mD. Formasi Bekasap mempunyai porositas 27% dan permeabilitas 2 D, sedangkan Formasi Duri mempunyai porositas 25% dan permeabilitas 600 mD (Erawati, 2008 dalam Dircia Felizarda Corbafo Siki dkk, 2016).

3.2.3. Migrasi

Shale pada Formasi Telisa merupakan faktor yang penting yang berkenaan dengan *trapping* karena proses pengendapannya bersamaan dengan mulainya migrasi hidrokarbon pada cekungan ini sekitar 16 juta tahun yang lalu dan inilah yang menjadi momen penentu bagi *petroleum system* di Cekungan Sumatera Tengah (Erawati, 2008 dalam Dircia Felizarda Corbafo Siki dkk, 2016).

3.2.4. Jebakan

Jebakan hidrokarbon yang terdapat pada Cekungan Sumatera Tengah adalah jebakan struktur yang berasal dari antiklin dan sesar serta jebakan stratigrafi yang terbentuk karena adanya perulangan lapisan batupasir dengan serpih pada formasi batuan reservoir.

3.2.5. Batuan Penutup

Batuan penutup utama pada Cekungan Sumatera Tengah ini adalah *shale marine* yang berasal dari Formasi Telisa dan mempunyai ketebalan yang mencapai 1600 *feet*. Oleh karena itu, formasi Telisa ini bertindak sebagai batuan penutup yang baik bagi reservoir yang ada di bawahnya.

3.3. Geologi Daerah Penelitian

Lapangan MWR terletak di bagian timur dari Cekungan Sumatera Tengah yang saat ini merupakan wilayah kerja milik PT. Pertamina Hulu Rokan. Lapangan ini terletak di daerah Duri, Kabupaten Bengkalis, Provinsi Riau. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1941 dan mulai berproduksi pada tahun 1958. Hingga saat ini, Lapangan MWR telah memproduksi lebih dari 2,6 *milliar barrel*. Lapangan MWR ini memiliki luas sekitar 18 x 8 km.

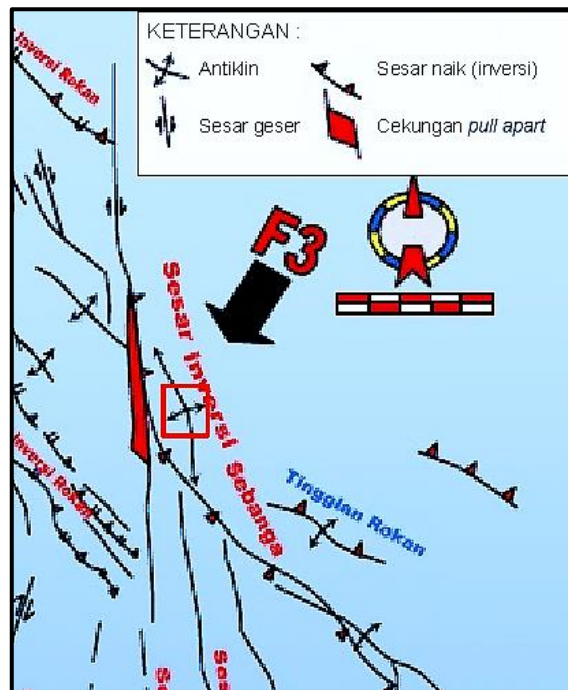
Pada lapangan MWR berkembang struktur geologi berupa antiklin yang berarah baratlaut-tenggara. *Strike slip fault* utama berarah utara baratlaut-selatan

tenggara (NNW-SSE) dan *thrust fault* berarah baratlaut-tenggara, pada bagian timur yang memisahkan dua blok, yaitu Duri Utama dan Duri Timur. Banyak *normal fault* yang berarah baratlaut-selatan tenggara berada pada bagian tengah dan selatan antiklin tersebut. Sumber hidrokarbon pada Lapangan MWR berasal dari Kelompok Pematang.

3.3.1. Struktur Geologi Lapangan MWR

Lapangan MWR terbentuk akibat adanya struktur antiklin simetri yang berarah baratlaut-tenggara (Johannesen dan Lyle, J. H., 1990) (**Gambar 3.6.**). Antiklin ini diperkirakan memiliki kaitan genesa dengan Sesar Sebanga yang merupakan sesar geser naik dengan arah relatif baratlaut-tenggara. Antiklin pada lapangan ini mempunyai panjang sekitar 18 km dan lebar sekitar 8 km.

Pengaruh dari Sesar Sebagas ini menghasilkan sesar-sesar ikutan dan umumnya berada di bagian barat dari lapangan MWR. Pada bagian utara, sesar ikutan ini berarah timurlaut-baratdaya, sedangkan pada bagian selatan relatif berarah utara-selatan dan timurlaut-baratdaya.



Gambar 3. 6. Struktur Geologi Lapangan MWR (Heidrick dan Aulia, 1996)
 : Lokasi Penelitian

3.3.2. Stratigrafi Geologi Lapangan MWR

Hampir di seluruh formasi, lapangan MWR dapat dijumpai. Stratigrafi tersebut terdiri dari Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan

Formasi Minas (**Gambar 3.7.**). Kelompok Sihapas merupakan reservoir utama pada lapangan ini. Kelompok Sihapas sendiri terdiri dari Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Duri dan Formasi Telisa. Fokus penelitian hanya berada pada Formasi Bekasap. Formasi Bekasap diendapkan secara selaras di atas formasi Bangko. Formasi Bekasap terdiri dari litologi berupa batupasir glaukonitan, batugamping dan batubara.

AGE	GEOLOGIC UNITS	LITH- OLOGY	RESERVOIR UNITS	COMMENTS	
RECENT	ALLUVIUM				
PLEISTOCENE	MINAS . FM			YELLOW - ORANGE TO WHITE OUTCROPS	
PLIOCENE MIOCENE	PETANI . FM			ERODED ACROSS TOP OF THE DURI STRUCTURE	
MIOCENE	TELISA . FM			FOSSILIFEROUS OUTCROPS IN AREAS 4 & 5	
	DURI . FM		140' SAND	WATER SANDS W/ MINOR OIL ACCUMULATIONS	
			240' SAND	POTENTIALLY PRODUCTIVE NORTH & WEST OF AREA 12	
			RINDU SANDS (1-5)	HUGE RESERVES ESPECIALLY IN AREA 4	
				PARATHA	MAIN STEAMFLOOD ZONES THROUGHOUT FIELD.
	BEKASAP . FM		KEDUA	DIFFICULT TO SEPARATE IN PLACE	
			BAJI/JAGA	PRODUCTIVE IN PORTIONS OF AREA'S 1-3	
BANGKO . FM		DALAM	SOME PRIMARY PRODUCTION IN AREA'S 1-3		
PALEOGENE	PEMATANG . FM			OUTCROPS NEAR DUMAI	
PRETERTIARY	BASEMENT			FIVE DURI WELLS HAVE PENETRATED THE BASEMENT	

Gambar 3. 7. Stratigrafi Lapangan MWR (Johannesen, dan Lyle, J. H., 1990)

: Lapisan Penelitian

BAB IV

DASAR TEORI

4.1. Wireline Logging

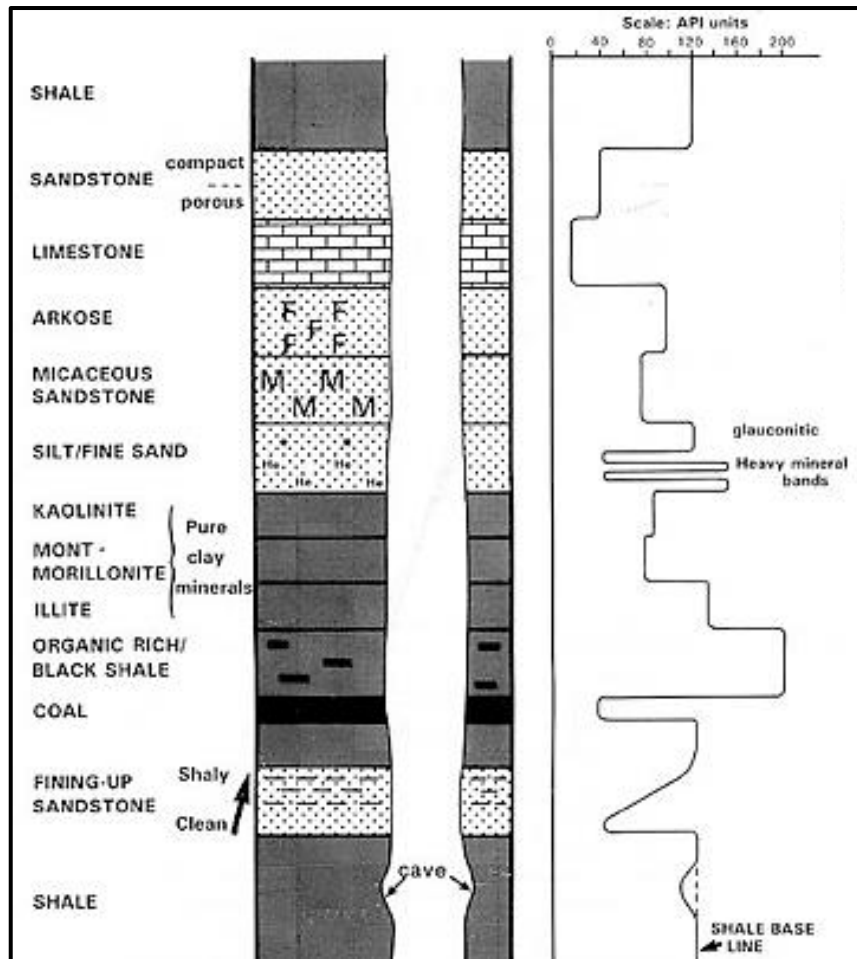
Wireline logging adalah kegiatan *logging* menggunakan kabel untuk memperoleh informasi mengenai parameter petrofisik dari batuan formasi seperti porositas, permeabilitas, resistivitas dan karakteristik fluida dalam formasi tersebut (Dewanto, 2009 dalam Kurniawan, 2014). Pencatatan dilakukan dengan kedalaman, waktu dan jarak, lalu diplot kedalam suatu log yang mempunyai skala dan direkam dalam bentuk digital.

Secara ideal, rekaman *logging* akan mendatakan parameter log *Spontaneous Potential* (SP) untuk mendatakan batas zona permeabel dan non-permeabel, log densitas untuk mengukur densitas, log neutron untuk mengukur jumlah pori dalam batuan, Log resistivitas untuk membedakan fluida dalam formasi geologi, log sonik untuk mengukur kekakuan batuan dan log sinar gamma untuk mengukur intensitas radioaktif yang umumnya terdapat pada mineral lempung (A. Nazeer dkk 2016 dalam Heri Syaeful dan Adi Gunawan 2017).

4.1.1. Log Gamma ray

Prinsip pengukuran log ini adalah mendeteksi pancaran radioaktif yang dipancarkan oleh formasi batuan. Beberapa unsur yang ditangkap adalah Thorium (Th), Pottasium (K) dan Uranium (U). Jika batuan banyak memancarkan ketiga unsur tersebut (atau salah satunya) maka nilai log *gamma ray* akan tinggi seperti pada lempung/serpih, log *gamma ray* tinggi karena banyak mengandung pottasium.

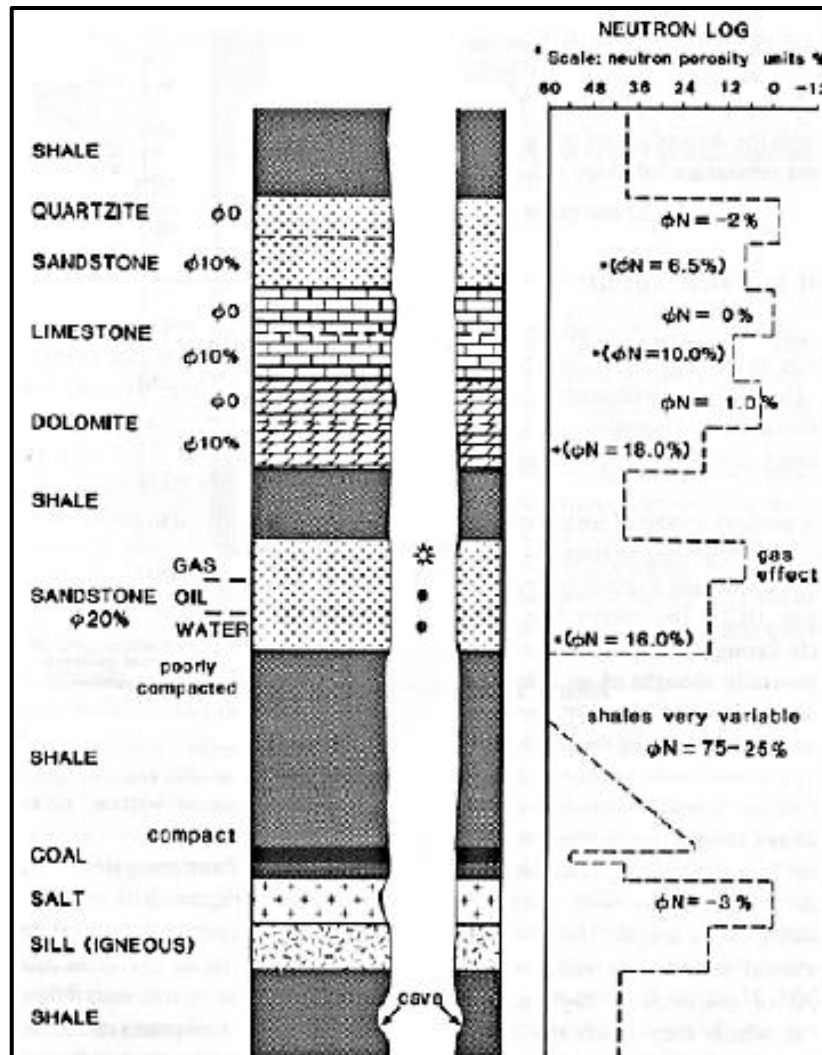
Sinar gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan *non permeable* karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam serpih yang tak permeabel dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeabel yang dapat dilihat pada **Gambar 4.1**.



Gambar 4. 1. Respon Log Gamma Ray (Paul Glover, 2007 dalam Ismail Zaky Alfatih dkk, 2017)

4.1.2. Log Neutron

Log neutron menggunakan alat yang disebut dengan alat neutron terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*) atau disingkat CNT yang biasanya dikombinasikan dengan log densitas dan *gamma ray*. Fungsi dari log neutron adalah untuk menggambarkan formasi sarang (porous) dan untuk menentukan porositasnya (**Gambar 4.2.**). Log ini memberikan data yang berguna untuk menghitung jumlah hidrogen yang ada dalam formasi. Zona gas sering diidentifikasi dengan menggabungkan log neutron dan densitas. Penggabungan log neutron dan densitas sangat baik untuk penentuan harga porositas, mengidentifikasi litologi dan untuk mengevaluasi kandungan serpih.

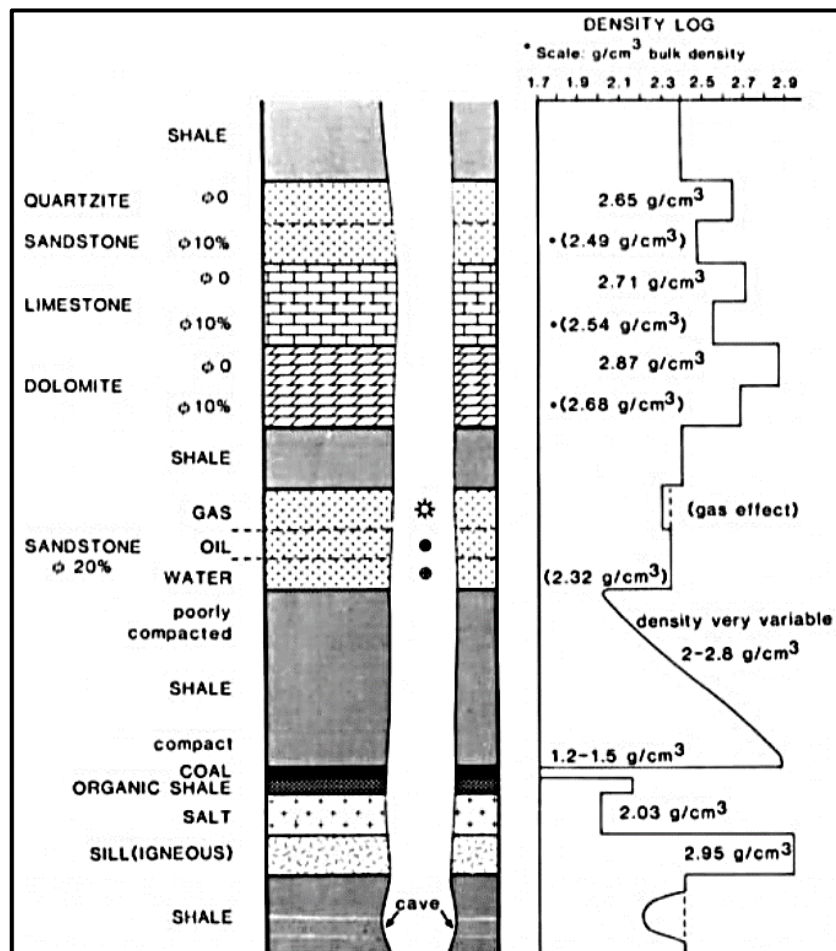


Gambar 4. 2. Respon Log Neutron (Paul Glover, 2007 dalam Ismail Zaky Alfatih dkk, 2017)

4.1.3. Log Densitas

Log densitas merupakan suatu tipe log porositas yang mengukur densitas elektron suatu formasi (**Gambar 4.3.**). Prinsip pencatatan dari log densitas adalah suatu sumber radioaktif yang dimasukkan kedalam lubang bor mengemisikan sinar gamma ke dalam formasi. Pada formasi tersebut sinar akan bertabrakan dengan elektron dari formasi. Pada setiap tabrakan sinar gamma akan berkurang energinya. Sinar gamma yang berhamburan dan mencapai detektor pada suatu jarak tertentu dari sumber terhitung sebagai indikasi densitas formasi. Karena itulah log densitas dapat mendeterminasi densitas. Elektron formasi dihubungkan dengan densitas *bulk* sesungguhnya dalam gr/cc. Harga densitas matrik batuan, porositas, dan densitas fluida terisi formasi. Secara kuantitatif, log densitas digunakan untuk mengukur porositas dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon (HC). Secara

kualitatif log ini digunakan untuk menentukan litologi dan jenis mineral tertentu, juga bisa digunakan untuk mengidentifikasi *fracture* pada formasi (Rider, 2002).



Gambar 4. 3. Responsi Log Densitas (Paul Glover, 2007 dalam Ismail Zaky Alfatih dkk, 2017)

4.2. Sikuen Stratigrafi

Stratigrafi sekuen adalah metode yang digunakan untuk mengenali suatu paket unit batuan yang diendapkan dalam suatu siklus yang sama, dimana dikontrol oleh kombinasi perubahan *base level*, *accommodation space* dan suplai sedimen (Cetuneanu, 2006 dalam Rakhmat Fakhruddin dkk, 2018). Metode ini adalah gabungan korelasi batuan menggunakan litologi, fosil atau teknik stratigrafi lainnya seperti analisa fasies untuk merekonstruksi lingkungan pengendapan. Dengan kata lain, stratigrafi sikuen adalah pembagian unit batuan sedimen ke dalam paket waktu pengendapan yang sama dipisahkan oleh ketidakselarasan atau korelatif keselarasannya (*correlative conformities*) (e.g., Van Wagoner dr., 1988, 1990; Catuneanu 2006; Catuneanu dr., 2010 dalam Rakhmat Fakhruddin dkk, 2018). Aplikasi dari stratigrafi sekuen membutuhkan pengertian terhadap mekanisme dan

proses-proses yang mengontrol pola-pola sedimentasi pada cekungan sedimen. Pola-pola sedimentasi pada endapan *non marine* maupun paparan dikontrol oleh dua parameter utama, yaitu besarnya influx sedimen dan perubahan ruang akomodasi sebagai tempat sedimen diendapkan.

4.2.1. Sequence Stratigraphy Units

Penelitian stratigrafi sekuen berfokus pada hubungan strata dalam kerangka tektonostratigrafi yang berulang dan terkait secara genetik yang dibatasi oleh permukaan erosi, permukaan non deposisi atau keselarasan permukaan. Sikuen adalah unit dasar dari stratigrafi sikuen yang dibatasi pada bagian atas dan dasarnya oleh ketidakselarasan dan keselarasan korelatif. Satu sikuen dapat dibagi menjadi beberapa *system tract* yang ditentukan oleh posisinya dalam sekuen, pola tumpukan atau parasikuen dan parasikuen set dan batas (biasanya permukaan banjir laut). *Sequence boundary, parasequence set* dan *parasequence* memberikan kerangka kronostratigrafi untuk memetakan dan menghubungkan batuan sedimen. *Sequences, parasequence sets and parasequences* ditentukan oleh hubungan fisik stratigrafi, termasuk batas kontinuitas secara lateral, vertikal dan pola penumpukan lateral dan hubungan geometri.

4.2.1.1. Pembagian Unit Sequence Stratigraphy dalam Sequence Stratigraphy

Satuan unit stratigrafi didefinisikan dan diidentifikasi berdasarkan hubungan fisik lapisan, termasuk kontinuitas lateral, bentuk geometri dari batas, pola penumpukan vertikal satuan dan satuan geometri dalam lapisan. Pembagian unit stratigrafi adalah sebagai berikut :

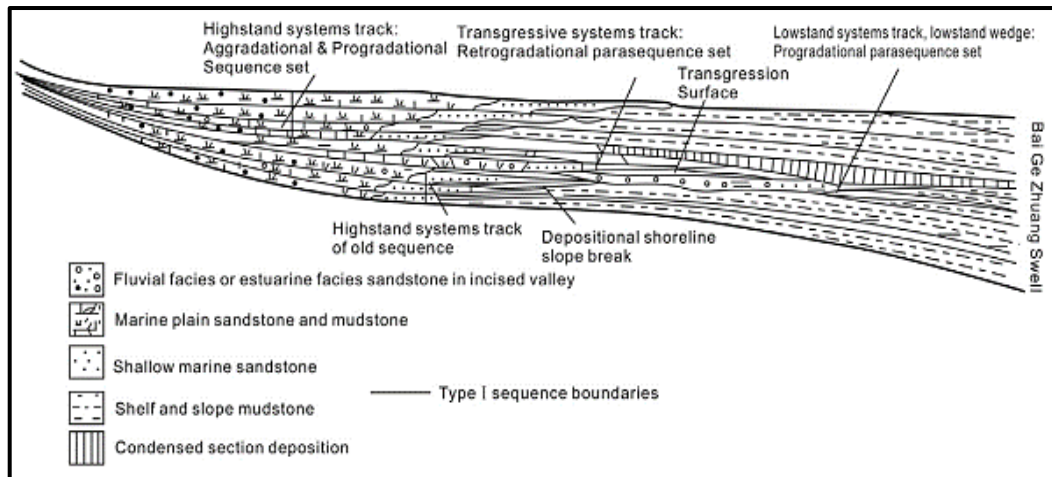
1. *Lamina* : Lapisan terkecil yang dapat diamatasi secara megaskopis yang ada pada batuan sedimen. Komponen dan strukturnya konsisten dan tidak mempunyai *internal lamination*.
2. *Lamina set* : Suksesi yang relatif selaras terkait genetik dari seri lamina yang dibatasi oleh permukaan erosi, permukaan *non depositional* dan keselarasan korelatifnya.
3. *Bed* : Suksesi yang relatif selaras terkait genetik dari *lamina set* atau rangkaian lamina yang dibatasi oleh permukaan erosi, permukaan *non depositional* dan keselarasan korelatifnya.

4. *Bed set* : Suksesi yang relatif selaras terkait genetic dari *seri bed* atau ragkaian lamina yang dibatasi oleh permukaan erosi, permukaan *non depositional* dan keselarasan korelatifnya.
5. *Parasequence* : Suksesi yang relatif selaras terkait genetic dari *bed set* atau *bed series* terkait permukaan banjir laut (*marine flooding surface*) dan keselarasan korelatifnya.
6. *Parasequence set* : Himpunan genetic terkait dengan *parasequence series* dengan pola susun yang jelas, dibatasi oleh permukaan banjir laut utama dan permukaan yang sesuai.
7. *Sequence* : Suksesi yang relatif selaras dari seri bed terkait genetic atau ragkaian lamina yang dibatasi oleh permukaan erosi, permukaan *non depositional* dan keselarasan korelatifnya.

4.2.1.2.Sequence (Urutan)

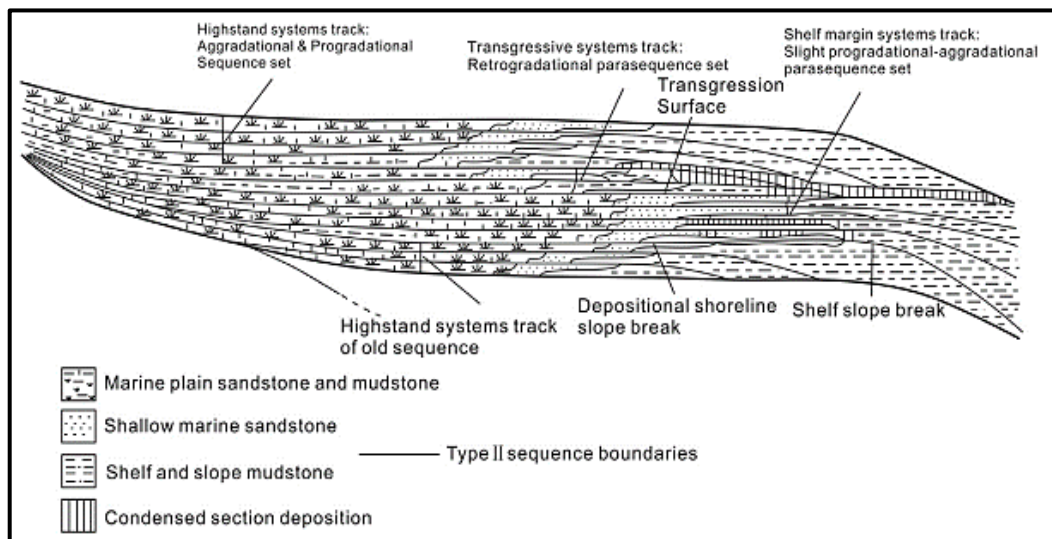
Sikuen adalah satuan stratigrafi yang disusun oleh beberapa stratum yang selaras dan satu sama lain berkaitan secara genetic. Sikuen dipisahkan dari sekuen lain oleh bidang ketidakselarasan ataupun bidang keselarasan yang korelatif dengan bidang ketidakselarasan tersebut. Dalam sikuen stratigrafi, istilah “ketidakselarasan” diartikan dalam artian yang sempit, yaitu ketidakselarasan adalah sebuah bidang yang memisahkan lapisan yang muda dari lapisan yang tua, di sepanjang bidang permukaan tidak ditemukan adanya jeda erosi atau pengendapan. Ini mengindikasikan bahwa lapisan diendapkan dalam waktu yang lama dengan pengendapan yang sangat lambat (van Wagoner dkk, 1998).

Sekuen tipe I dan tipe II dapat diidentifikasi dalam rekaman batuan. Tipe I di bagian atasnya dibatasi oleh *sequence boundary* tipe I dan di dasarnya oleh *sequence boundary* tipe I dan tipe II. Tipe II di bagian dasarnya dibatasi oleh *sequence boundary* tipe II dan di bagian atasnya dibatasi oleh *sequence boundary* tipe I atau tipe II.



Gambar 4. 4. Diagram Pola Distribusi Startigrafi dari Urutan Tipe I di Cekungan Sedimen (Dominic Emery dan Keith Myers, 1996)

Urutan tipe I (**Gambar 4.4.**) terbentuk melalui penurunan muka air laut relatif ketika laut turun dengan laju yang lebih cepat daripada laju yang lebih cepat daripada laju penurunan cekungan dan kemudian naik lagi.



Gambar 4. 5. Diagram Pola Distribusi Stratigrafi dari Urutan Tipe II di Cekungan Sedimen (Dominic Emery dan Keith Myers, 1996)

Urutan tipe II (**Gambar 4.5.**) terbentuk melalui kenaikan muka air laut relatif ketika turun dengan laju yang lebih lambat dari laju penurunan cekungan.

4.2.1.3. Parasequence Set

Parasikuen adalah sukseksi yang relative sesuai dan berhubungan secara genetic dari *bed* dan *bedsets* yang dibatasi oleh permukaan banjir laut (*marine flooding surface*) dan permukaan korelatifnya (*correlative surface*). Permukaan banjir yang membatasi parasikuen tidak memiliki skala yang sama dengan permukaan trasgresif regional yang berhubungan dengan batas sikuen (*sequence*

boundary). Setiap parasikuen menghasilkan endapan dengan karakteristik berbeda yang disebabkan oleh perbedaan proses keterbentukannya. Parasikuen adalah pola-pola yang terpisah menjadi pola susun (*stacking pattern*) yang dapat dilihat pada **Gambar 4.6**.

1. Progradasi (Ruang Akomodasi < Suplai Sedimen)

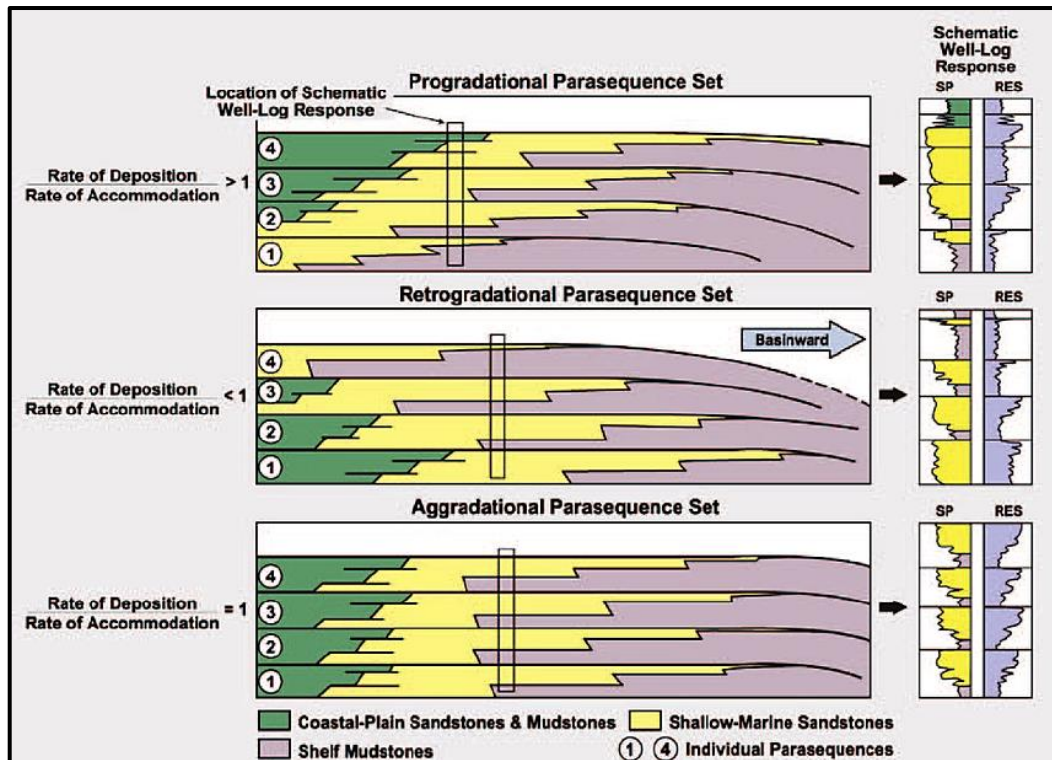
Stacking pattern dimana setiap parasikuen yang progresif lebih muda diendapkan lebih jauh ke dalam cekungan. Progradasi terjadi apabila kecepatan rata-rata suplai sedimen yang masuk ke dalam cekungan sedimentasi lebih besar daripada perubahan ruang akomodasi, sehingga terjadi pergerakan garis pantai menuju ke arah lautan (regresi). Umumnya pola ini akan menunjukkan pengkasaran ke atas pada log GR (*funnel shaped*).

2. Retrogradasi (Ruang Akomodasi > Suplai Sedimen)

Stacking pattern dimana setiap parasikuen yang progresif lebih muda diendapkan lebih jauh ke dalam daratan. Progradasi terjadi apabila kecepatan rata-rata suplai sedimen yang masuk ke dalam cekungan sedimentasi lebih kecil daripada ruang akomodasi, sehingga terjadi pergerakan garis pantai menuju ke arah daratan (transgresi) dan menciptakan banjir. Umumnya pola ini akan menunjukkan penghalusan ke atas pada log GR (*bell shaped*).

3. Agradasi (Ruang Akomodasi = Suplai Sedimen)

Stacking pattern dimana setiap parasikuen yang progresif lebih muda diendapkan di atas parasikuen yang lebih tua tanpa adanya pergeseran lateral baik ke arah daratan maupun ke arah cekungan. Agradasi terjadi apabila kecepatan rata-rata suplai sedimen yang masuk ke dalam cekungan sedimentasi sama dengan daripada ruang akomodasi, sehingga terjadi suatu kesetimbangan. Umumnya pola ini akan menunjukkan pola yang *blocky* pada log GR (*blocky shaped*).



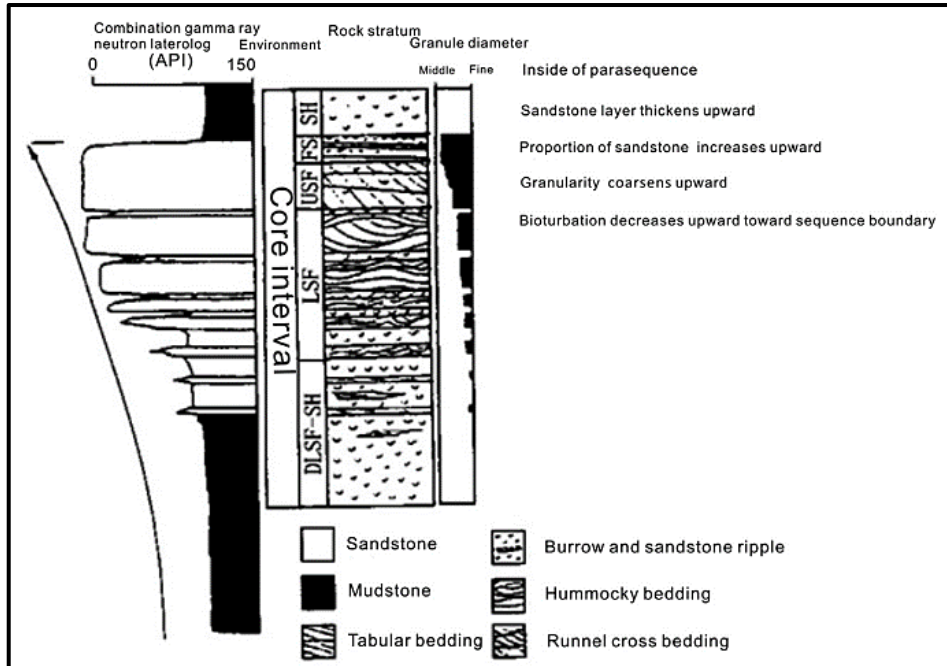
Gambar 4. 6. Respon Log dan Penampang Stacking Pattern di Dalam Parasekuen Set (Van Wagoner et al, 1998)

4.2.1.4. Parasequence

Parasekuen adalah urutan stratigrafi atau kumpulan lapisan-lapisan yang relative selaras secara genetik dan dibatasi oleh *marine flooding surface* (FS) yang merupakan suatu bidang batas yang memisahkan antara parasekuen yang diakibatkan oleh bertambahnya kedalaman air laut secara tiba-tiba dan pelamparannya ke arah laut. Parasekuen dibedakan menjadi dua, yaitu *coarsening upward* dan *finning upward*.

1.) *Coarsening Upward* (Pengkasaran ke Atas)

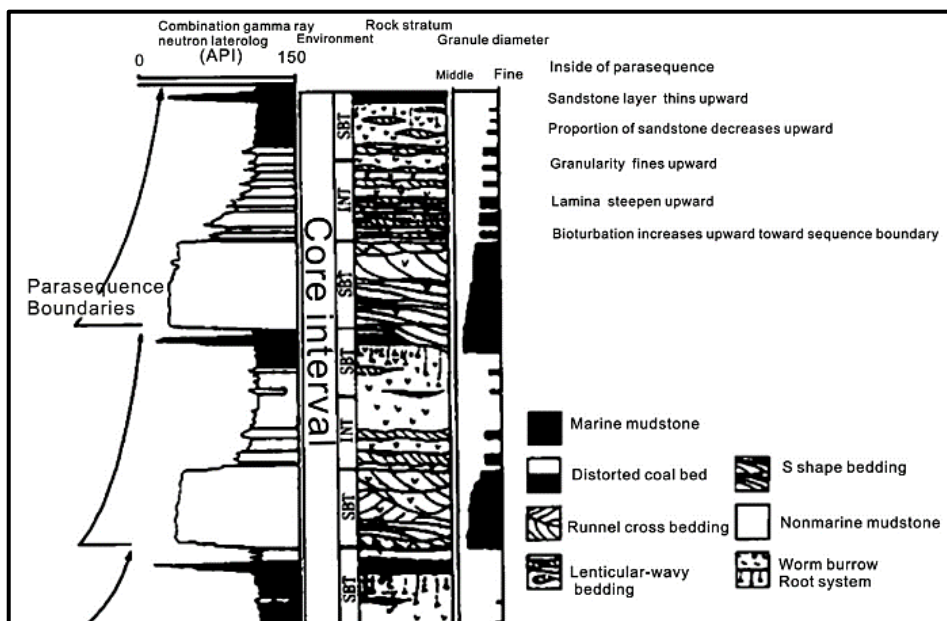
Coarsening upward dicirikan dengan adanya lapisan sedimen yang tebal, batupasir kasar, rasio *sand-shale* meningkat ke aras atas (van Wagoner et al, 1998). Pola mengkasar ke atas dapat dilihat pada gambat di bawah ini (Gambar 4.7) :



Gambar 4.7. Karakteristik Urutan Parasikuen dengan Pola Mengkasar ke Atas (van Wagoner et al, 1998)

2.) *Finning Upward* (Penghalusan ke Atas)

Finning upward dicirikan dengan adanya lapisan sedimen yang semakin ke atas semakin tipis, ukuran batupasir lebih halus dan biasanya dicirikan dengan adanya batulempung karbonatan dan batubara pada bagian puncak, rasio *sand-shale* menurun ke atas (vaan Wagoner et al, 1998). Pola menghalus ke atas dapat dilihat pada gambat di bawah ini (**Gambar 4.8.**) :



Gambar 4.8. Karakteristik Urutan Parasikuen dengan Pola Menghalus ke Atas (van Wagoner et al, 1998)

4.2.2. System Tract

System tract ditentukan oleh *sequence types*, *parasequences* dan *stacking pattern* dan posisi mereka dalam *sequence* atau urutan dan dapat dikonfirmasi oleh struktur dan asosiasi fasies. Sekuen pengendapan yang lengkap akan membentuk sebuah siklus stratigrafi, yang dapat dibagi menjadi tiga *stacking pattern* yang mewakili fasa yang berbeda dari regresi dan transgresi dalam siklus pengendapan (Posamentier dkk, 1988). *Stacking pattern* tersebut disebut sebagai *system tracts* (Posamentier dkk, 1988). Ketiga *system tracts* tersebut adalah : *Lowstand Systems Tract* (LST), *Transgressive Systems Tract* (TST), dan *Highstand Systems Tract* (HST), dimana masing-masing *systems tract* akan membentuk urutan fasies yang khas (**Gambar 4.9**).

4.2.2.1. Lowstand System Tract (LST)

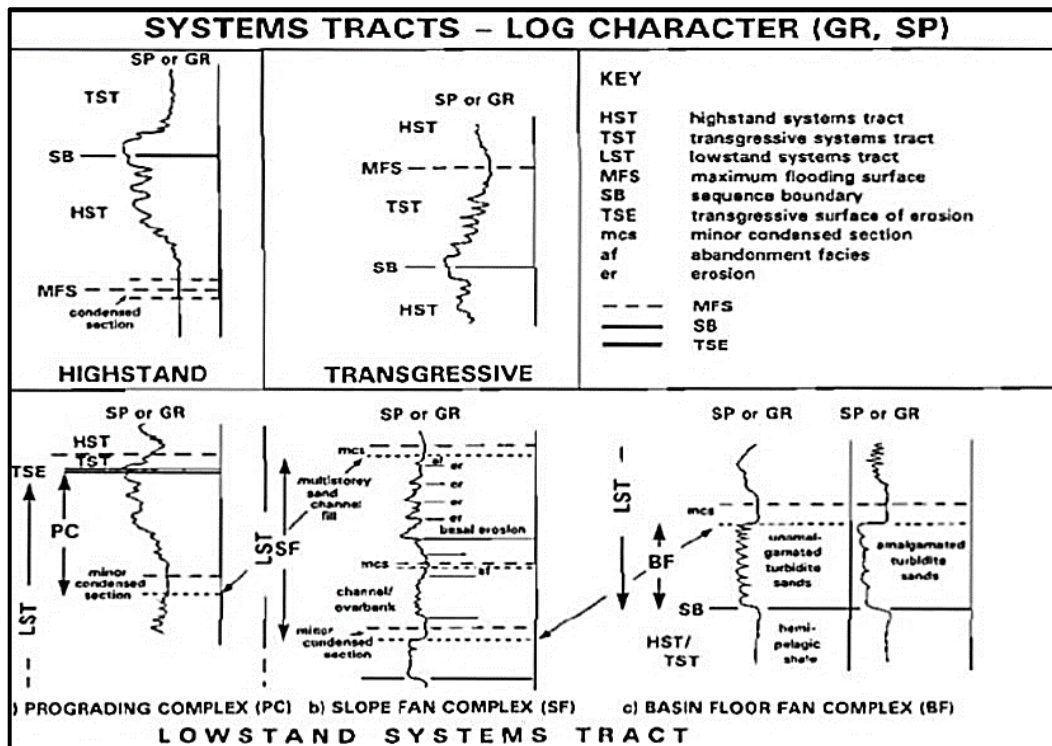
Lowstand Systems Tract (LST) diketahui sebagai pola penumpukan regresi (Catuenanu, 2017). LST merupakan endapan yang terbentuk selama periode muka air laut turun. Muka air laut naik secara perlahan namun tingkat suplai sedimen masih relatif tinggi. Pola penumpukan dari endapan ini pada awalnya progradasi kemudian berubah menjadi agradasi pada *lowstand wedge* sebagai indikator terjadinya peningkatan derajat muka air laut. Menurut Van Wagoner (1988), pada *lowstand system tract* biasanya pada bagian dasarnya akan dibatasi oleh *sequence boundary*, dan bagian atas akan di batasi *transgressive surface* (FS) bisa juga *maximum regression surface* (MRS).

4.2.2.2. Transgressive System Tract (TST)

Transgressive Systems Tract (TST) diketahui sebagai pola penumpukan retrogradasi (Catueanu, 2017). TST merupakan endapan-endapan yang terbentuk selama periode kenaikan muka air laut relatif dimana tingkat pembentukan akomodasi lebih besar daripada tingkat suplai sedimen. Menunjukkan pola penumpukan retrogradasi dimana garis pantai bergerak relatif ke arah darat. TST dibatasi pada *basenya* oleh *transgressive surface* dan pada topnya oleh *maximum flooding surface*. TST terdiri dari *backstepping parasequence* dengan pola *finning upward*. Biasanya TST menunjukkan *onlap* di atas *sequence bounday* dalam suatu arah menuju daratan dari *shelf break*.

4.2.2.3. Highstand System Tract (HST)

Highstand Systems Tract (HST) diketahui sebagai pola penumpukan transgresi (Catuneanu, 2017). HST merupakan endapan yang terbentuk selama periode muka air laut yang tinggi, endapan-endapan dapat menunjukkan pola penumpukan agradasi ataupun progradasi yang menyebabkan garis pantai bergerak semakin ke arah laut. HST disebut juga sebagai titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi. Sedimen disuplai oleh sungai-sungai dari darat dan kebanyakan akumulasinya terjadi pada *shelf* dengan presentasi kecil dari sedimen yang mencapai cekungan yang lebih dalam. HST dibatasi pada dasarnya oleh MFS dan pada topnya dibatasi oleh batas sikuen (SB) (Posamentier dkk, 1988). Ke arah daratan dari HS meningkat dari agradasi (fasa awal) menjadi progradasi (fasa akhir). HST menunjukkan terminasi *onlap* pada SB ke arah daratan dan menunjukkan *downlap* pada *top* HS ke aras cekungan. Pada penampang seismik, awal HST dicirikan terutama oleh *progradation offlap* sedangkan akhir HST dicirikan oleh *oblique offlap* dan kenampakan *log coarsening – upward pattern*.



Gambar 4. 9. Pola Ekspresi Kurva Log yang Mengambarkan *System Tract* (Posamentier dkk, 1988)

4.2.3. Bidang Stratigrafi

Bidang stratigrafi sikuen atau *marker* yang membatasi masing-masing unit stratigrafi adalah bidang kesamaan waktu yang dijadikan sebagai dasar korelasi. Bidang stratigrafi ini merupakan suatu permukaan yang dihasilkan sebagai respon terhadap perubahan yang terjadi pada lingkungan pengendapan seperti rezim pengendapan, energi pengendapan, perubahan muka air laut relatif, tektonik, dan suplai sedimen. Van Wagoner, dkk (1990) membagi bidang stratigrafi menjadi beberapa tipe yaitu *sequence boundary* (SB), *marine flooding surface* atau *flooding surface* (FS), *transgressive surface* (TS), *maximum flooding surface* (MFS).

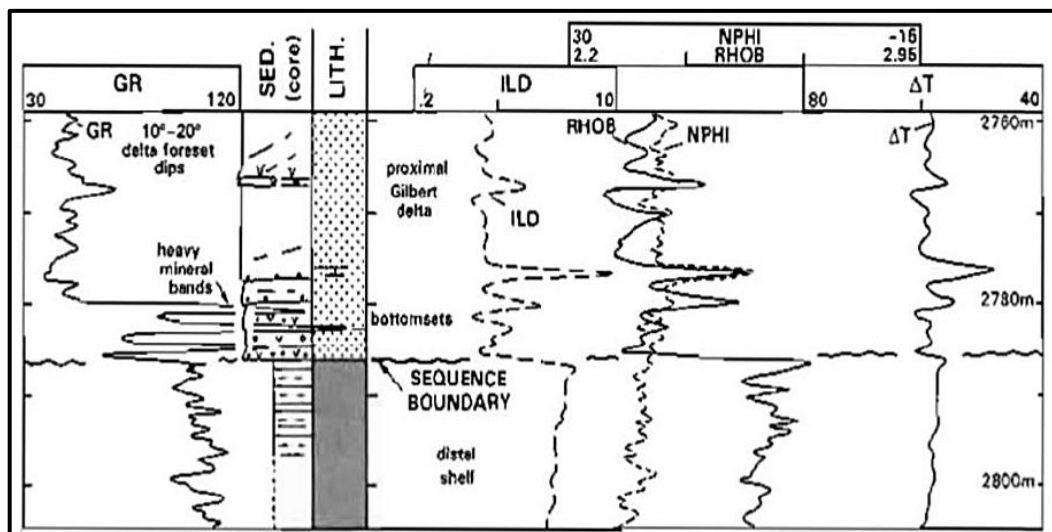
Sekuen pengendapan dibatasi oleh ketidakselarasan dan keselarasan yang korelatif dengan ketidakselarasan yang akan membentuk *sequence boundary* (SB). Sekuen pengendapan juga ditandai oleh adanya *maximum flooding surface* (MFS) yang merupakan penanda atau *marker* bahwa terjadi kenaikan muka air relatif (*relative sea level*) secara maksimum dalam satu siklus pengendapan. Baik SB maupun MFS membentuk permukaan yang diharapkan dapat diamati pada log, *core*, singkapan maupun penampang seismik. Identifikasi dari permukaan stratigrafi dan analisis dari pola penumpukan fasies menjadi dasar dari analisis stratigrafi sekuen.

4.2.3.1. *Sequence Boundary* (SB)

Sequence Boundaries (SB) merupakan batas sekuen yang teridentifikasi sebagai perbedaan ketidakselarasan erosional yang sangat signifikan dengan lapisan dibawahnya. Menurut Middleton (2003) SB merupakan lapisan yang menggambarkan terjadinya pengurangan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya surut laut. *Sequence boundary* dicirikan oleh lapisan *subaerial unconformity* yaitu material berbutir lebih kasar misalnya pasir kasar yang mengendap diatas lapisan berbutir halus atau lempung (Middleton, 2003). SB merupakan petunjuk khusus untuk mengidentifikasi batas dari SB yaitu dengan mengetahui posisinya dalam urutan-urutan sedimentasi, biasanya ditandai dengan perubahan fasies ke arah laut yang terbentuk akibat adanya penurunan muka air laut relatif secara tiba-tiba (*forced regression*) sehingga memberikan jejak fosil erosi pada sedimen yang lebih tua dan diikuti dengan diendapkannya *lowstand system tract* (Walker dan James, 1992). Sikuen dapat dibagi menjadi beberapa tipe yang dikenal dengan *depositional sequences*, antara lain :

- 1.) Tipe 1, terbentuk ketika muka air laut relatif turun pada *shoreline* terhadap fisiografi cekungan. Tipe tersebut dibatasi oleh batas sikuen tipe 1 yang tersusun atas ketidak selarasan stratigrafi ke arah darat dari *shoreline lowstand*. Sikuen tipe 1 disusun oleh LST.
- 2.) Tipe 2, terbentuk ketika tidak terjadi turunnya muka air laut relatif. Tipe 2 ini merupakan siklus *rising-falling sea level* tanpa adanya LST dan dibatasi oleh batas sikuen tipe 2 yang tidak membentuk ketidakselarasan. Dalam tipe 2 batas sikuen berdekatan dengan permukaan penurunan muka air laut maks yaitu antara batas fasies naik dan turunnya muka air laut pada pola stacking. Tipe 2 berada langsung di atas HST dan tidak ada LST.

Berikut adalah contoh kurva log dari SB (**Gambar 4.10**) yang menunjukkan perbuahan yang jelas dari *clean distal marine shlaes* menjadi *veri coarse, nershose marine sand*.



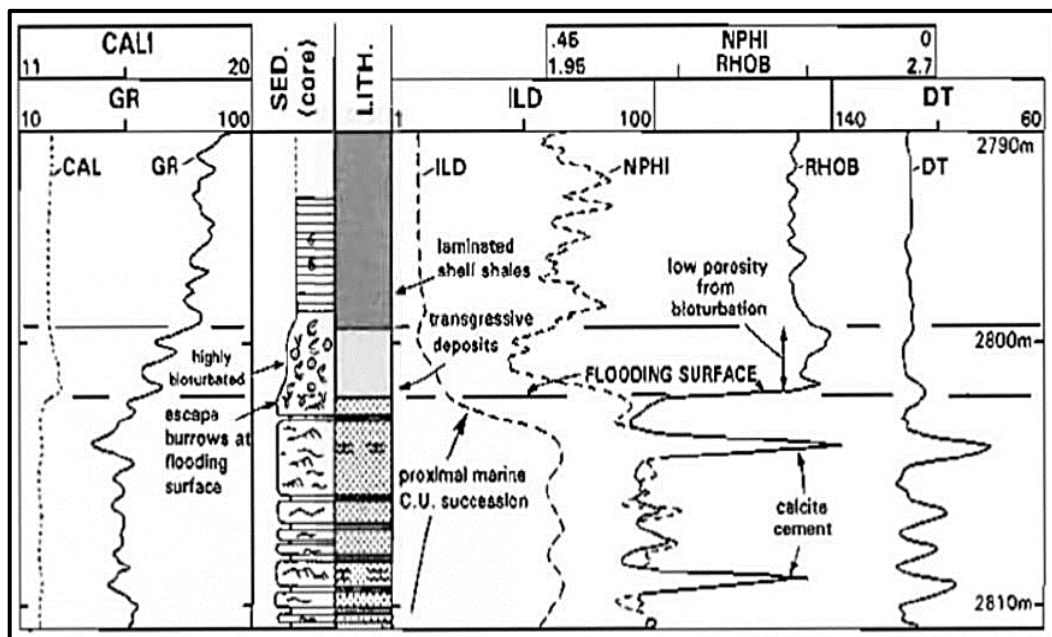
Gambar 4. 10. Log Menunjukkan SB, Merupakan Batas Jelas dan Dikenal sebagai Bidang Erosional (Rider, 1996)

4.2.3.2. Flooding Surface (FS)

FS merupakan batas permukaan yang memisahkan lapisan yang lebih muda dan yang lebih tua dengan keterdapatn bukti yang menunjukkan penambahan kedalaman muka air laut (Van Wagoner dkk, 1990). Menurut Boogs, 2006 dan Middleton, 2003 FS adalah lapisan yang menggambarkan terjadinya peningkatan *accommodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya genang laut. FS dicirikan dengan banyaknya kandungan lempung, berkurangnya kandungan debu, banyak fauna laut dalam dan nutrien organik (Middleton, 2003). *Flooding surface* yang

berurutan membentuk batas yang disebut *parasequence* (Van Wagoner, 1985; Van Wagoner et al., 1988; dalam Van Wagoner et al., 1990; Middleton, 2003).

Pada data log sumur, *marker FS* ditunjukkan dengan perubahan nilai log GR yang membesar, perubahan pola dari agradasi ke retrogradasi. Dalam analisa eletrosikuen, permukaan *marine flooding* akan menunjukkan *picked out* sebagai perpindahan yang jelas atau tiba-tiba antara pasir di bagian bawah dan serpih di bagian atas, akhir dari sikuen pengkasaran ke atas. Gambar di bawah ini (**Gambar 4.11**) menunjukkan endapan yang paling kasar, berada pada bagian teratas dari endapan sikuen pengkasaran ke atas laut dangkal dilanjutkan secara tiba-tiba oleh serpih dengan karakteristik laut dalam. Di antara pasir dan serpih terdapat interval dari pasir lanau yang tebal dengan konsentrasi bioturbasi yang tinggi dengan butiran pasir kasar yang tersebar, dipisahkan oleh lapisan pasir di bawahnya oleh batas tegas yang merupakan *marine flooding surface*.

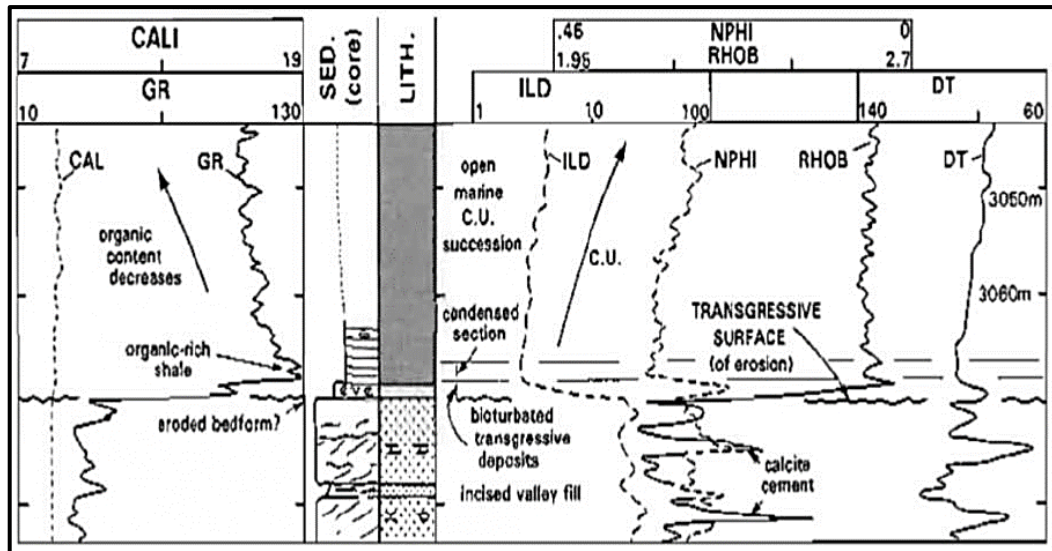


Gambar 4. 11. Log yang Menunjukkan *Flooding Surface* dengan Bidang Tegas, Terjadi Perubahan Nilai yang Medadak pada Log Den sitas dan Resisvitas (Rider, 1996)

4.2.3.3. *Transgressive Surface* (TS)

Pada kenampakan log (**Gambar 4.12**), *transgressive surface* akan menunjukkan kemiripan dengan *flooding surface*, namun respon log akan cenderung menjadi lebih tiba-tiba. Gambar di bawah ini menunjukkan batupair berbutir sedang, silang siur, dengan zona karbonat tipis yang tersemenkan, tidak ada bioturbasi. Pada bagian paling atasnya, terlihat memotong *bedform* ditutupi

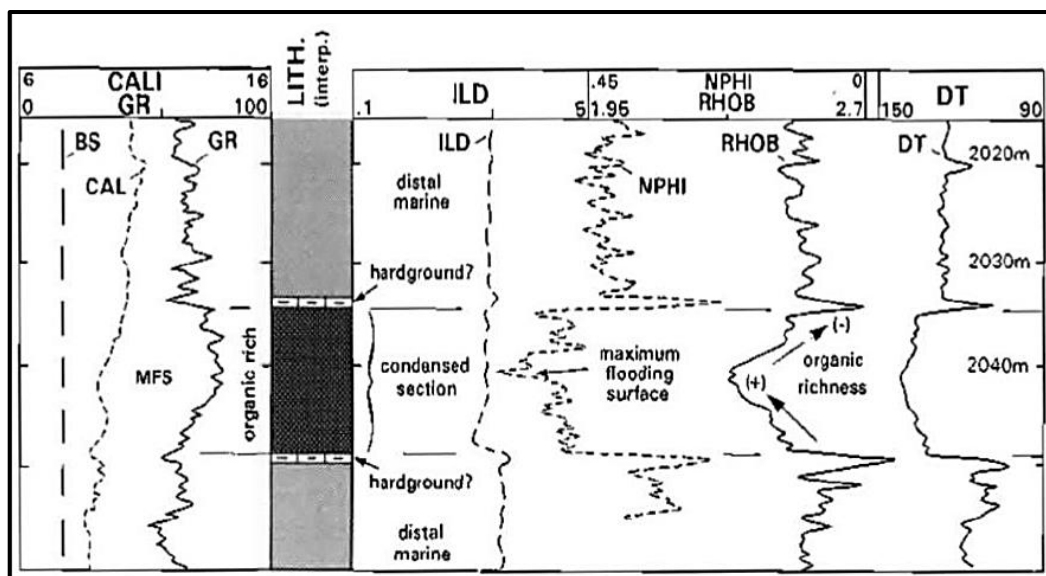
oleh lapisan bioturbasi, pada kenampakan log permukaan pada bagian atas dari batupasir terlihat jelas dan lapisan bioturbasi menunjukkan respon *high density* dan *high velocity*, diikuti oleh serpih kaya kan organik di atasnya. Pada bagian bawah, dimana kandungan organik sangat melimpah, respon log *gamma ray* tinggi, neutron tinggi, densitas rendah dan log sonik tinggi (velocitas rendah).



Gambar 4. 12. Log yang Menunjukkan Transgressive Surface dengan Bidang Erosional (Rider, 1996)

4.2.3.4. Maximum Flooding Surface (MFS)

Flooding surface dengan lapisan yang paling tebal dari serangkaian *flooding surface* yang ada disebut sebagai maximum flooding surface (Middleton, 2003). *Maximum flooding surface* menunjukkan kondisi genang laut tertinggi yang dicirikan dengan endapan tegal dari sekuen yang padat (Selley, 2000). MFS diinterpretasikan ke dalam *condensed section* yang lebih luas, dikarakteristikan oleh nilai yang tinggi dari *gamma ray* dan neutron dan nilai yang rendah pada densitas dan velocitas (Gambar 4.13). MFS ini adalah titik balik antara fasa transgresi menuju regresi yang ditandai dengan kenaikan muka air laut secara maksimal. Dasar penentuan MFS adalah perubahan log dari retrogradasi ke progradasi. MFS itu sendiri diinterpretasikan dimana log neutron berada pada angka paling tinggi dan log densitas berada pada nilai terendah.



Gambar 4. 13. Log yang Menunjukkan Maximum Flooding Surface sebagai Condensed Section (Rider, 1996)

4.3. Fasies dan Lingkungan Pengendapan

4.3.1. Definisi Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Menurut Walker dan James (1992) fasies sedimen merupakan suatu tubuh batuan yang memiliki karakteristik yang khas yang dilihat dari litologi, struktur sedimen dan struktur biologi yang memperlihatkan aspek fasies yang berbeda dari batuan yang ada di bawah, atas dan yang ada di sekelilingnya. Fasies merupakan produk dari proses pengendapan batuan sedimen di dalam suatu lingkungan pengendapan, dengan mendeskripsi atau mengetahui fasies, maka akan di dapatkan lingkungan pengendapan dari batuan sedimen tersebut. Fasies umumnya dikelompokkan kedalam *facies association* dimana fasies-fasies ini berhubungan secara genetis sehingga memiliki arti lingkungan. Menurut Walker dan James (1992), asosiasi fasies merupakan suatu kumpulan dari fasies-fasies yang secara genetis saling berhubungan satu dengan yang lain serta memiliki kecenderungan lingkungan pengendapan yang sama. Dalam arti lebih luas asosiasi fasies dipandang sebagai *basic architectural element* (Walker & James, 1992). Sementara Boggs (1995) mengatakan sangat penting untuk membedakan antara lingkungan sedimentasi (*Sedimentary Environment*) dengan lingkungan fasies (*Facies Environment*). Beberapa istilah fasies yang dititikberatkan pada kepentingannya adalah :

- Litofasies : didasarkan pada ciri fisik dan kimia pada suatu batuan

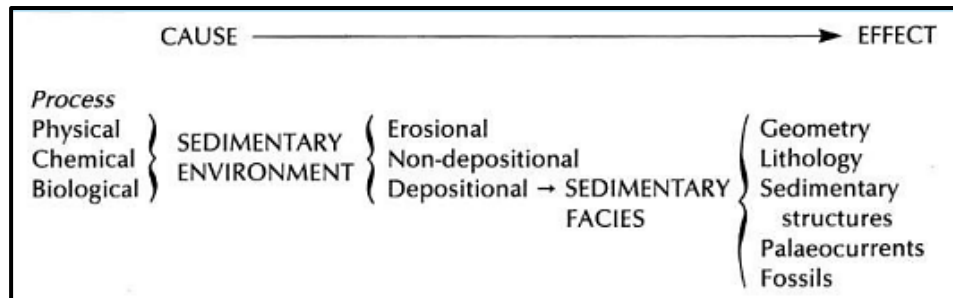
- Biofasies : didasarkan pada kandungan flora dan fauna pada batuan
- Inchnofasies : difokuskan pada fosil jejak dalam batuan

Berbekal ciri fisik, kimia dan biologi dapat direkonstruksi lingkungan dimana suatu runtunan batuan sedimen diendapkan. Proses rekonstruksi tersebut disebut analisa fasies. Studi fasies sedimen merupakan salah satu pendekatan yang tepat digunakan dalam eksplorasi yang digunakan untuk penentuan area keterdapatan hidrokarbon (Catuneanu, 2006 dalam Walker, 1992). Pada dasarnya, analisis fasies sedimen stratigrafi sebagai informasi geologi yang diperlukan pada saat melakukan pemetaan zona keterdapatan hidrokarbon dengan potensi minyak dan gas bumi masih banyak tersimpan di berbagai cekungan. Analisis fasies sedimen stratigrafi perlu dilakukan untuk menunjukkan suatu siklus perubahan relatif muka laut pada saat pembentukan batuan (Embery, 2009 dan Walker 1992). Tujuan dari dilakukannya analisis fasies sedimen stratigrafi ini untuk menjelaskan proses pengendapan terkait ruang akomodasi dan suplai sedimen, sehingga dapat memberikan informasi mengenai sistem pengendapan hingga fungsinya sebagai material pengisi cekungan sedimen serta potensi keberadaan hidrokarbon. Pada studi ini juga menyajikan sebagian dari konsep siklus stratigrafi untuk mendukung dari analisis fasies sedimen stratigrafi.

Lingkungan pengendapan adalah bagian dari permukaan bumi dimana proses fisik, kimia dan biologi berbeda dengan daerah yang berbatasan dengannya (Selley,1988). Sedangkan menurut Boggs (1995) lingkungan pengendapan adalah suatu karakteristik dari suatu tatanan geomorfik dimana proses fisik, kimia dan biologi berlangsung sehingga menghasilkan suatu jenis endapan sedimen tertentu. Sementara menurut Serra (1989), lingkungan pengendapan itu adalah sebuah hasil akhir dari berbagai atribut-atribut yang membentuknya dimulai dari komposisi material, kemudian menjadi batuan. Batuan ini disusun atas kombinasi dari komposisi material tadi memberikan jejak-jejak atau petunjuk dimana batuan ini terbentuk, serta fasies dan lingkungan pengendapan apa yang berkembang.

4.3.2. Hubungan Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Fasies merupakan produk dari lingkungan pengendapan. Fasies dibentuk atas 5 parameter yang saling berhubungan yang diilustrikan pada **Gambar 4.14**, yaitu geometri, litologi, struktur sedimen, arus purba dan kandungan fosil.



Gambar 4. 14. Hubungan Antara Fasies dan Lingkungan Pengendapan (Selley, 1985)

4.3.2.1. Geometri

Geometri adalah keseluruhan bentuk dari fasies sedimenter yang merupakan fungsi dari

- (1) Topografi sebelum proses deposisi
- (2) Proses geomorfologi yang berjalan pada lingkungan pengendapan
- (3) Sejarah pasca pengendapannya

4.3.2.2. Litologi

Litologi dari suatu fasies sedimenter merupakan parameter yang paling mudah untuk diobservasi dan menjadi petunjuk lingkungan pengendapan yang khas. Oleh karena itu, dalam melakukan pengukuran stratigrafi, deskripsi litologi menjadi hal yang utama dengan beberapa instrumen deskripsi, yaitu warna, ukuran bentuk butir, struktur, tekstur, sortasi dan kemas, derajat pembundaran dan komposisi mineral. Warna dapat merepresentasikan secara cepat perbedaan mineral penyusun dan perbedaan waktu pengendapannya. Ukuran butir, sortasi, bentuk dan tekstur akan mencerminkan tingkat energi dan proses sedimentasi yang ada pada lingkungan pengendapan. Komposisi mineralogi juga mencerminkan beberapa lingkungan khas seperti contoh keberadaan glaukonit pada lingkungan laut (Selley, 1985).

4.3.2.3. Struktur Sedimen

Struktur sedimen merupakan suatu parameter yang penting dalam menentukan fasies dan lingkungan pengendapan, karena dapat merepresentasikan lebih pasti tentang kedalaman, tempat pengendapan, energi pengendapan dan arah arus purba. Menurut Selley (1985), struktur fosil jejak menjadi salah satu parameter yang dapat membantu geologis dalam menginterpretasi lingkungan pengendapan suatu fasies sedimenter secara spesifik.

Secara genetik, menurut Selley (1985) dan Tucker (1991), struktur sedimen dibagi menjadi 3, yaitu :

- 1.) *Pre depositional structure* yang terbentuk sebelum pengendapan batuan. Contohnya *scourmark, channel* dll.
- 2.) *Syn depositional structure* yang terbentuk bersamaan dengan pengendapan batuan. Contohnya *cross bedding, ripple mark* dll.
- 3.) *Post depositional structure* yang terbentuk setelah proses pengendapan batuan. Contohnya *slump, load cast* dll.
- 4.) *Biogenic structure* yang terbentuk karena adanya aktivitas organisme.

4.3.2.4. Arah dan Pola Arus Purba

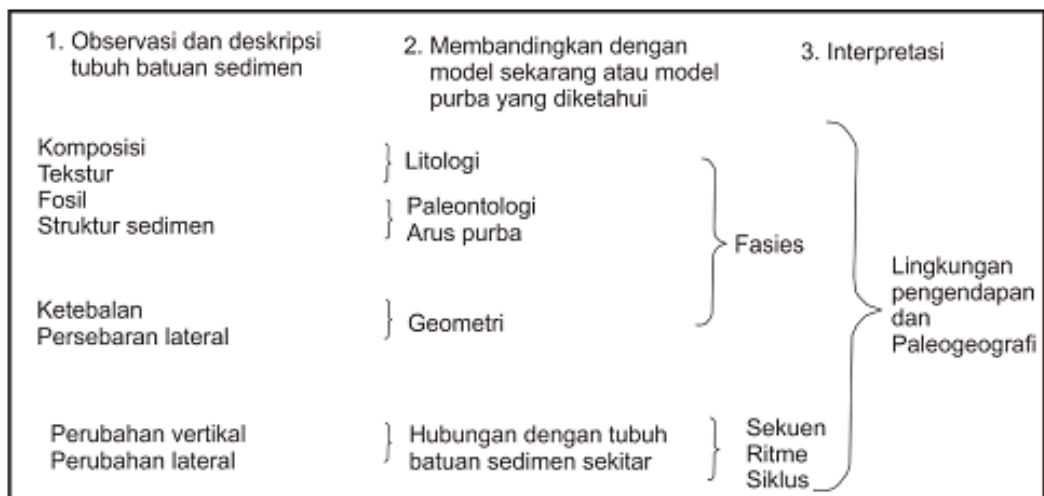
Arus purba merupakan arus yang dapat diidentifikasi dari pola struktur sedimen yang terbentuk pada masa pengendapan dan paleogeografis.

4.3.2.5. Kandungan Fosil

Fosil yang bermanfaat dalam penentuan lingkungan pengendapan adalah mikrofosil dan fosil jejak. Mikrofosil sangat baik digunakan karena memiliki jumlah yang melimpah dan juga keberadaan mikrofosil tidak hanya didapatkan di data inti batuan, tetapi juga bisa ditemukan pada data *sidewall core* dan data *cutting*.

4.3.3. Identifikasi Berdasarkan Data Inti Batuan

Menurut Serra dkk (1989), dalam mengidentifikasi fasies dan lingkungan pengendapan suatu tubuh batuan dapat dilakukan dengan 3 tahap, yaitu observasi kemudian membandingkan hasil observasi dengan model sekarang dan tahap terakhir adalah melakukan interpretasi. Berikut adalah tahap-tahapannya :



Gambar 4. 15. Tahap Identifikasi Lingkungan Fasies dan Pengendapan (Serra, 1989)

Interpretasi fasies dan lingkungan pengendapan menggunakan data inti batuan akan memberikan informasi mengenai sifat-sifat fisik batuan yang lebih detail, karena dengan batuan inti, struktur sedimen, sifat fisik maupun komposisi mineral dapat dilihat. Data batuan inti ini memberikan analisis yang lebih detail mengenai interpretasi fasies, seperti asosiasi fasies, perubahan fasies, penentuan *system tract* serta sebagai pengontrol interpretasi yang dilakukan serta memberikan kejelasan dalam menentukan fasies dari korelasi log sumur.





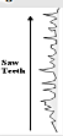
Analisis fasies dan lingkungan pengendapan menggunakan data inti batuan ini dilakukan dengan mendeskrip atau pengamatan secara kualitatif, meliputi (khusus batuan sedimen) nama batuan, warna (*fresh* dan lapuk), tekstur (ukuran butir, derajat pembundaran, sortasi), komposisi mineral (fragmen, matriks, semen) dan struktur sedimen. Berikut beberapa karakteristik batuan yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi posisi lingkungan pengendapan, yaitu :

- 1.) Kandungan karbonatan di dalam batuan mengindikasikan bahwa batuan tersebut terbentuk di lingkungan laut (Nichols, 2009).
- 2.) Kandungan material karbonat di dalam batuan mengindikasikan bahwa batuan tersebut terpengaruh oleh lingkungan yang dekat dengan pantai atau rawa (Nichols, 2009).
- 3.) Kandungan glaukonit di dalam batuan mengindikasikan bahwa batuan tersebut diendapkan di lingkungan yang dekat dengan pantai tetapi dalam lingkungan laut atau penciri lingkungan *shallow marine* (Selley, 1985).

4.3.4. Identifikasi Berdasarkan Elektrofasis

Penentuan fasies dan lingkungan pengendapan dapat dilihat dari bentuk kurva log GR yang disebut dengan elektrofasis. Bentuk tipikal log GR akan menghasilkan bentuk yang berbeda-beda, tergantung material sedimen apa yang diendapkan. Berikut adalah beberapa bentuk secara umum dari log GR yang dapat dilihat di bawah :

Table 1 – The direct correlation between facies and a variety of other log shapes relative to the sedimentological relationship (modified after [4,5,8,9]).

Type of log motif shape	Cylindrical/box shape	Funnel shape	Bell shape	Symmetrical shape	Serrated/saw tooth shape
Sediment supply GR trend	Aggradation 	Progradation 	Retrogradation 	Petrograding & retrograding 	Aggrading 
Characteristic	Sharp top and base with consistent trend	Abrupt top with coarsening upward trend	Abrupt base with fining upward trend	Ideally rounded base and top	Irregular pattern/spikes of GR log
Grain size	Relative consistent lithology	Grain size increases	Grain size decreases	Cleaning upward trend change into dirtying up sequence from top	Inter-bedded shale's and sands
Depositional Environment	Aeolian (sand dunes), fluvial channels, carbonate shelf (thick carbonate), reef, submarine canyon fill, tidal sands, prograding delta distributaries	Crevasse splay, river mouth bar, delta front, shoreface, submarine fan lobe	Fluvial point bar, tidal point bar, deltaic distributaries, proximal deep sea, setting	Sandy offshore bar, transgressive shelf sands and mixed tidal flats environment	Fluvial flood plain, mixed tidal flat, debris flow and canyon fill

Gambar 4. 16. Korelasi Antara Fasies dan Berbagai Bentuk Log (Adeel Nazeer dkk 2016)

4.3.4.1. Cylindrical atau Box Shaped

Bentuk kurva silinder menunjukkan sedimen tebal dan homogen yang dibatasi oleh pengisian alur (*channel-fills*) dengan kontak yang tajam sehingga menghasilkan kenampakan yang *blocky*. Bentuk silindrik diasosiasikan dengan endapan sedimen sungai menganyam, *estuarine*, pengisian alur pada *sub-marine*, *aeolian dune* dan *tidal sand*.

4.3.4.2. Funnel Shape

Bentuk kurva corong (*funnel shape*) menunjukkan pengkasaran regresi atas (*coarsening upward*) yang merupakan bentuk kebalikan dari *bell*. Bentuk ini kemungkinan dihasilkan dari regresi dan progradasi seperti *sub marine fan lobes*, *regressive shallow marine bar*, *barrier islands* atau karbonat terumbu depan yang berprogradasi di atas mudstone, *delta front distributary mounth bar*), *crevasse splay*, *beach* dan *barrier beach (barrier island)*, *strandplain*, *shoreface*, *prograding (shallow marine)*, *shelf sands* dan *submarine fan lobes*.

4.2.4.3. Bell Shape

Bentuk kurva lonceng ini menunjukkan penghalusan ke arah atas, kemungkinan akibat pengisian alur (*channel fills*). Bentuk bell dihasilkan oleh endapan *point bar*, *tidal deposits*, *transgressive shelf sands (dominated tidal)*, *sub marine channel* dan endapan turbidit.

4.2.4.4. Symmetrical Shape

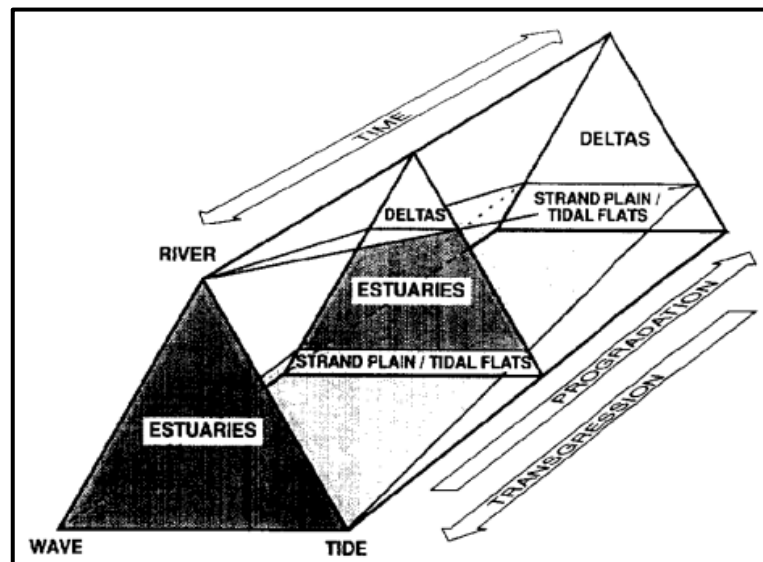
Bentuk kurva simetrik ini menunjukkan kombinasi antara bentuk *bell-funnel*. Kombinasi *coarsening-fining upward* ini dapat dihasilkan oleh proses bioturbasi. Selain tatanan secara geologi yang merupakan ciri dari *shelf sand bodies*, *submarine fans* dan *sandy offshore bars*.

4.2.4.5. Irregular Shape (Serrated)

Bentuk kurva bergerini ini merupakan dasar yang mewakili heterogenisan batuan. Bentuk ini diasosiasikan dengan regresi *alluvial plain*, *floodplain*, *tidal sand*, *shelf* atau *back barriers*.

4.3. Klasifikasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Secara umum, lingkungan pengendapan dibagi menjadi 3, yaitu lingkungan pengendapan darat, lingkungan pengendapan transisi dan lingkungan pengendapan laut (**Gambar 4.17**). Fokus penelitian hanya pada lingkungan pengendapan transisi. Lingkungan pengendapan pesisir (*coastal depositional environment*) adalah lingkungan pengendapan yang berada di perbatasan antara laut dan darat (Dalrymple et al, 1992). Lingkungan pengendapan pesisir dibagi menjadi dua, yaitu lingkungan pengendapan delta dan lingkungan pengendapan estuarin. Kedua lingkungan pengendapan ini dibagi berdasarkan laju pengendapannya, dimana delta bersifat progradasi (regresi) sedangkan estuarin bersifat retrogradasi (transgresi). Laju pengendapan yang berbeda ini, pada dasarnya merupakan fungsi dari perubahan ruang akomodasi dan suplai sedimen. Hal ini menyebabkan delta dan estuarin memiliki *system tract* yang berbeda pula. Delta dikategorikan sebagai *highstand system tract* (HST) sedangkan estuarin termasuk dalam *transgressive system tract* (TST) (Dalrymple et al., 1992).



Gambar 4. 17. Klasifikasi Evolusioner Lingkungan Pengendapan Transisi (Dalrymple et al, 1992)

4.3.4. Lingkungan Pengendapan Delta

4.3.4.3. Definisi Lingkungan Pengendapan Delta

Delta adalah tonjolan garis pantai yang terpisah yang terbentuk pada titik dimana sungai memasuki laut atau perairan lainnya (Elliott 1986; Bhattacharya & Walker 1992) dan dengan demikian delta terbentuk di mana sedimen disuplai atau yang dibawa oleh sungai lebih cepat daripada yang didistribusikan kembali oleh proses-proses dasar laut, seperti ombak dan pasang surut. Sedimen yang terendapkan di delta bervariasi dan tergantung terhadap perbandingan antara berat jenis air yang dihasilkan dari sungai dengan air dalam cekungan serta tergantung juga terhadap seberapa jauh sedimen mengalami pengerjaan kembali oleh proses-proses di dalam suatu cekungan. Delta pada dasarnya bersifat regresif.

4.3.4.4. Morfologi Pengendapan Delta

Secara umum, morfologi delta terdiri dari 3, yaitu :

1. *Delta plain*

Dataran delta adalah bagian dari delta yang bersifat darat (*subaerial*) yang terdiri dari saluran-saluran yang ditinggalkan. Dataran delta adalah bagian daratan dari delta dan terdiri atas endapan sungai yang lebih dominan daripada endapan laut dan membentuk suatu daratan rawa-rawa yang didominasi oleh material sedimen berbutir halus, seperti serpih organik dan batubara. Dataran delta dibagi menjadi 2 sub-lingkungan, yaitu :

(1) Dataran Delta Bagian Atas

Pada bagian ini terletak diatas area tidal atau laut dan endapannya secara umum terdiri:

a. *Distributary Channel Deposit*

Endapan saluran pembagi terdiri dari endapan saluran bersirat (*braided channel*) dan saluran berkelok meander (*meander channel*), tanggulalam (*levee*) dan endapan lekukan sungai (*point bar*). Endapan saluran pembagi ditandai dengan adanya bidang erosi pada bagian dasar urutan fasies dan menunjukkan kecenderungan menghalus ke atas. Struktur sedimen yang umum dijumpai adalah silang siur, silangsiur riak, “*scour and fill*” dan lensa-lensa lempung.

b. *Interdistributary Flood Plain Deposits*

Endapan dataran banjir antar saluran pembagi merupakan endapan yang terdapat diantara saluran pembagi. Lingkungan ini mempunyai kecepatan arus

paling kecil, dangkal, tidak berelief dan proses akumulasi sedimen lambat. Pada saluran antar pembagi dan dataran banjir terbentuk suatu endapan yang berukuran lanau sampai lempung yang sangat dominan. Struktur sedimennya berupa laminasi sejajar dan struktur *burrow* dan endapan pasir yang bersifat lokal, tipis dan kadang hadir sebagai pengaruh gelombang.

(2) Dataran Delta Bagian Bawah

Dataran delta bagian bawah terletak pada daerah dimana terjadi interaksi antara sungai dengan laut, yaitu dari batas surut terendah sampai batas kehadiran yang dipengaruhi pasang-surut. Pada lingkungan ini endapannya meliputi endapan pengisian teluk meliputi teluk antar saluran pembagi, tanggul alam, rawa dan limpasan tanggul (*crevasse splays*).

2. Delta Front

Muka delta merupakan sub-lingkungan dengan energi yang tinggi dan sedimen secara tetap dipengaruhi oleh energi pasang-surut, arus laut disepanjang pantai dan aksi gelombang. Muka delta terbentuk pada lingkungan laut dangkal dan akumulasi sedimennya berasal dari *distributary channel*. Batupasir yang diendapkan dari saluran pembagi tersebut akan membentuk endapan gosong-pasir yang berdekatan dengan. Menurut Coleman (1969) dan Fisher (1969) dalam Galloway (1990), lingkungan pengendapan muka delta dapat dibagi menjadi beberapa sub-lingkungan dengan karakteristik asosiasi fasies yang berbeda, yaitu:

a. *Subaqueous levees*

Tanggul alam bawah air merupakan kenampakan fasies endapan muka delta yang berasosiasi dengan gosongpasir pada mulut saluran pembagi yang aktif. Fasies ini sulit diidentifikasi dan dibedakan dengan fasies lainnya pada endapan delta masa lampau.

b. *Channel*

Saluran ditandai dengan adanya bidang erosi pada bagian dasar urutan fasies dan menghalus ke atas. Struktur sedimen yang umumnya dijumpai adalah silangsiur, laminasi riak gelombang, dan lubang-lubang dan pengisian (*scour and fill*).

c. *Distributary Mouth Bar*

Gosong pasir pada mulut saluran pembagi terjadi pengendapan dengan kecepatan yang paling tinggi dalam sistem pengendapan delta. Sedimen tersusun

atas pasir yang diendapkan melalui proses fluvial. Struktur sedimen yang dijumpai antara lain: riak gelombang, silangsiur dan lapisan bersusun.

d. *Distal Bar*

Pada gosong pasir bagian luar, urutan fasies cenderung menghalus ke atas, umumnya tersusun dari pasir halus. Struktur sedimen umumnya adalah laminasi dan perlapisan silang siur mangkok.

3. Prodelta

Prodelta merupakan sublingkungan transisi antara muka delta dan endapan paparan laut yang berada di luar muka delta. Prodelta merupakan kelanjutan muka delta ke arah laut dengan perubahan litologi dari batupasir ke endapan batulempung dan selalu ditandai oleh zona lempungan tanpa pasir. Daerah ini merupakan bagian terluar dari delta, dimana hanya terdiri dari akumulasi lanau dan lempung dan biasanya terdiri dari fasies mengkasar ke atas memperlihatkan transisi dari lempungan prodelta ke fasies yang lebih kasar, yaitu batupasir dari muka delta.

Litologi dari prodelta ini banyak ditemukan bioturbasi yang merupakan karakteristik endapan laut. Struktur bioturbasi bermacam-macam sesuai dengan ukuran sedimen dan kecepatan sedimennya. Struktur deformasi sedimen dapat dijumpai pada lingkungan ini, sedangkan struktur sedimen akibat aktivitas gelombang jarang dijumpai. Prodelta ini kadang-kadang sulit dibedakan dengan endapan paparan, tetapi pada umumnya endapan prodelta sedimennya lebih tipis dan memperlihatkan pengaruh proses endapan laut yang cukup nyata.

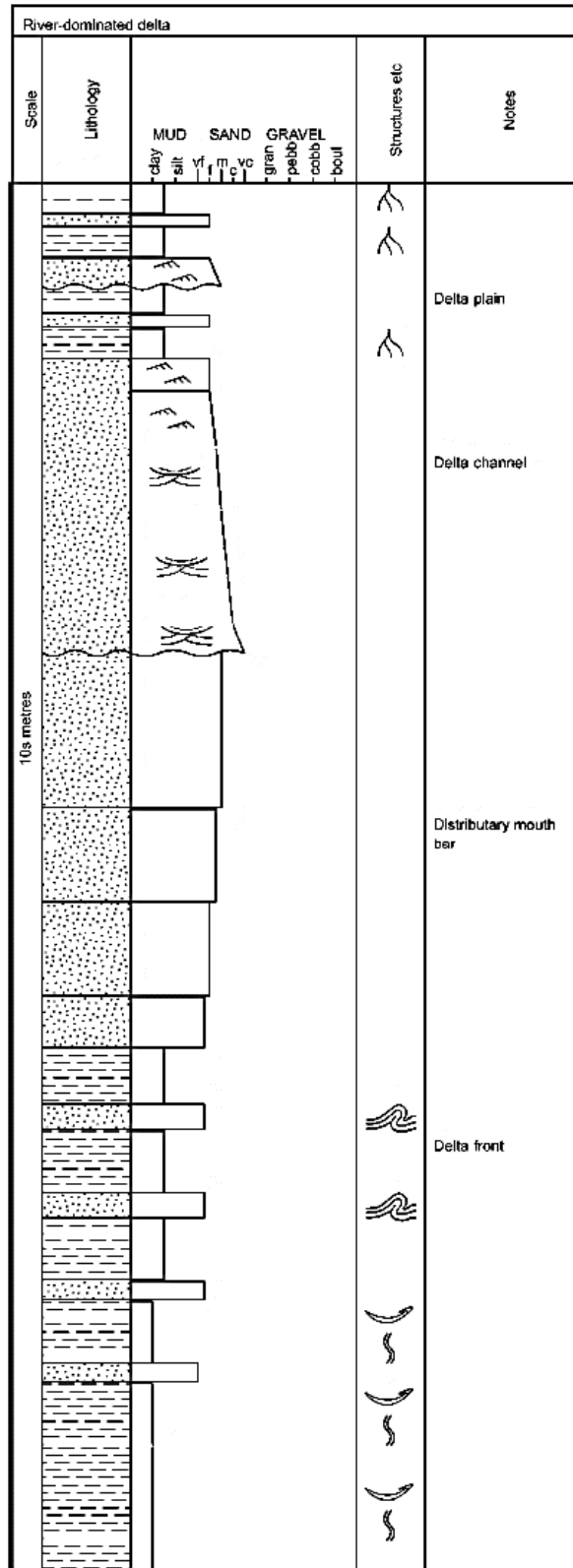
4.3.4.5. Klasifikasi Delta

Menurut Nichols (2009), berdasarkan proses yang mengontrol delta, delta dibagi menjadi 3, yaitu :

1. *River Dominated Deltas*

Delta dikatakan didominasi oleh sungai, jika pengaruh pasang surut dan pengaruh ombak sangat kecil. Bentuk dari delta sebagian besar dikendalikan oleh proses transportasi fluvial dan sedimentasi. Arus fluvial searah di muara sungai berlanjut ke laut atau danau sebagai aliran air. *Bedload* dan *suspended load* yang dibawa oleh sungai diendapkan pada *subaqueous levees* (tanggul air), menumpuk hingga ke permukaan laut dan meluas ke bagian depan cekungan delta membentuk pola kaki burung yang merupakan ciri khas dari delta yang didominasi oleh sungai (Bhattacharya dan Walker, 1992 dalam Nichols, 2009).

Ciri dari delta yang didominasi oleh sungai adalah ketidakstabilan *channel* karena kemiringan yang sangat rendah di dataran delta, yang mengakibatkan seringnya terjadinya pembelokan pada *major* dan *minor channel* (**Gambar 4.18**).

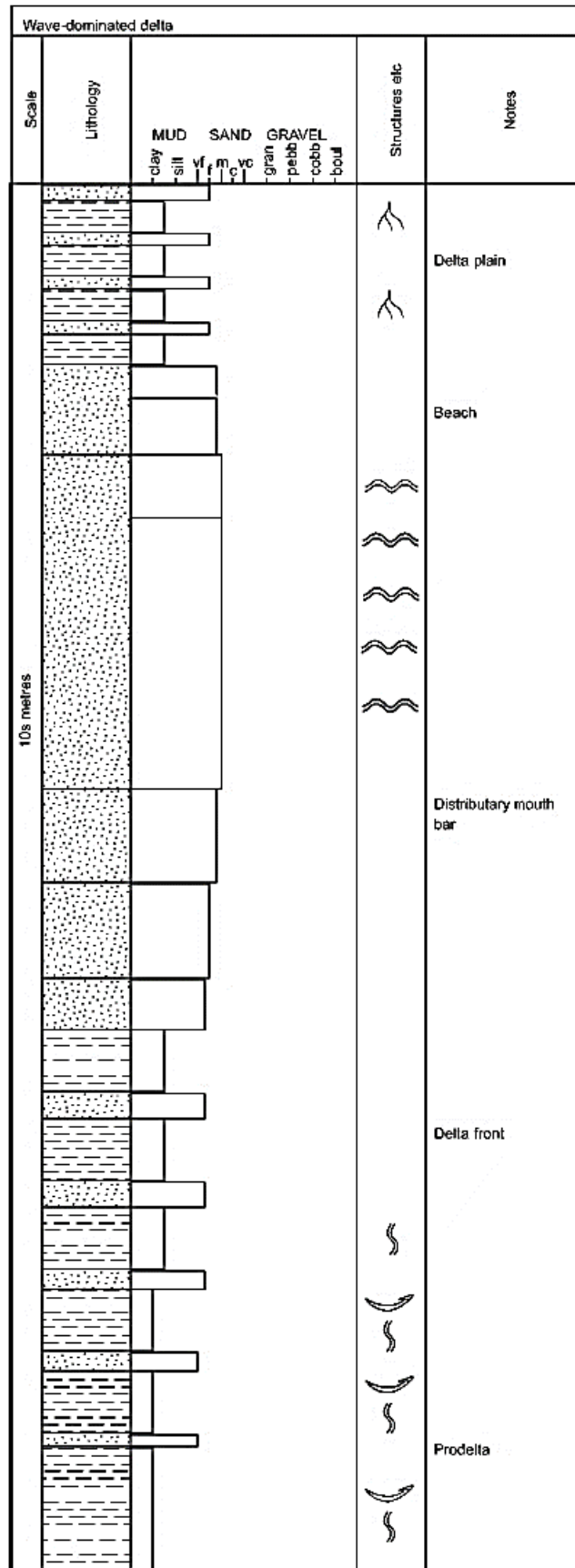


Gambar 4. 18. Grafik Log Sedimen dari River Tide Dominated (Gary Nichols,2009)

2. *Wave Dominated Delta*

Gelombang yang ditiup oleh angin kencang memiliki kemampuan untuk mendistribusikan kembali sedimen yang diendapkan di perairan dangkal, terutama dalam kondisi badai. Daerah *river mouth* dan *mouth bar* rentan terhadap aksi gelombang yang mengakibatkan perubahan pola yang terlihat pada delta yang didominasi oleh sungai ((Bhattacharya & Giosan 2003). Progradasi dari delta yang didominasi oleh gelombang terjadi karena aksi gelombang tidak mengangkut semua material dari daerah muara sungai. Pasokan dari dasar sungai menghasilkan serangkaian *shore-parallel sand ridges* yang sejajar dengan pantai yang terbentuk ketika palung muara menumpuk dan membentuk pantai baru.

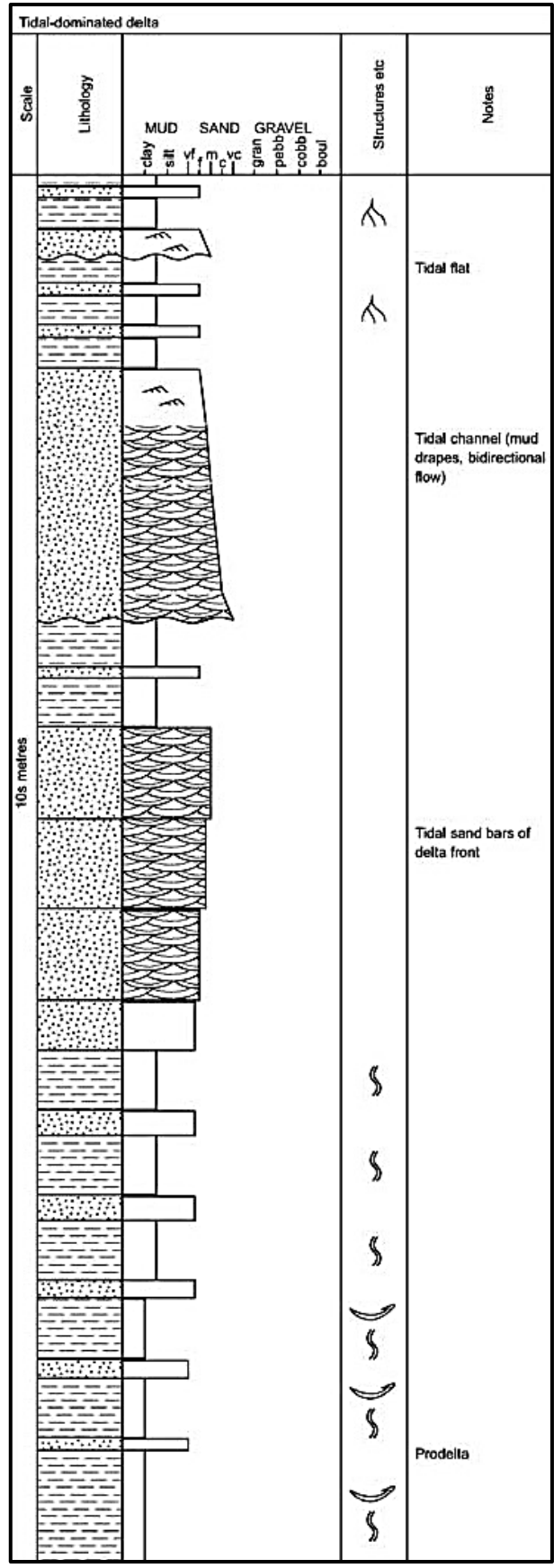
Endapan delta yang didominasi oleh gelombang menunjukkan adanya *mouth bar* dan sedimen pantai yang berkembang dengan baik yang muncul sebagai endapan kasar yang memanjang kira-kira tegak lurus terhadap orientasi *delta rivet channel* (**Gambar 4.19**). Hal ini berbeda dengan endapan delta yang didominasi oleh sungai, yang diperkirakan akan menunjukkan *mouth bar* yang kontinu dan proporsi yang lebih tinggi dari endapan saluran dan tepi sungai yang membentuk *delta lobes*. Endapan *delta front* mungkin tidak berbeda signifikan diantara kedua tipe delta ini.



Gambar 4. 19. Grafik Log Sedimen dari Wave Dominated Delta (Gary Nichols,2009)

3. *Tide Dominated Delta*

Garis pantai dengan kisaran pasang surut tinggi mengalami arus pasang surut di darat dan lepas pantai. Delta yang terbentuk di daerah dengan pasang surut yang kuat akan diubah menjadi pola yang berbeda dengan delta yang didominasi oleh sungai dan gelombang (**Gambar 4.20**). Endapan delta yang dipengaruhi pasang surut dapat dibedakan dari delta-delta lain dengan adanya struktur sedimen dan asosiasi fasies yang mengindikasikan bahwa proses pasang surut aktif (pembalikan arus *palaeoflow*, mud *drapes*, dan sebagainya), dan *subaqueous mouth bar* akan memanjang sejajar dengan alur-alur sungai. Keseluruhan suksesi strata akan menunjukkan karakteristik *coarsening up* dari delta, sebuah ciri yang memungkinkan untuk membedakannya dari lingkungan yang dipengaruhi pasang surut lainnya seperti muara sungai, yang memiliki banyak kesamaan dalam hal proses pengendapan. Ciri pembeda utama adalah bahwa delta selalu merupakan ciri progradasional, sedangkan muara umumnya terbentuk sebagai bagian dari suksesi retrogradasional atau transgradasional.

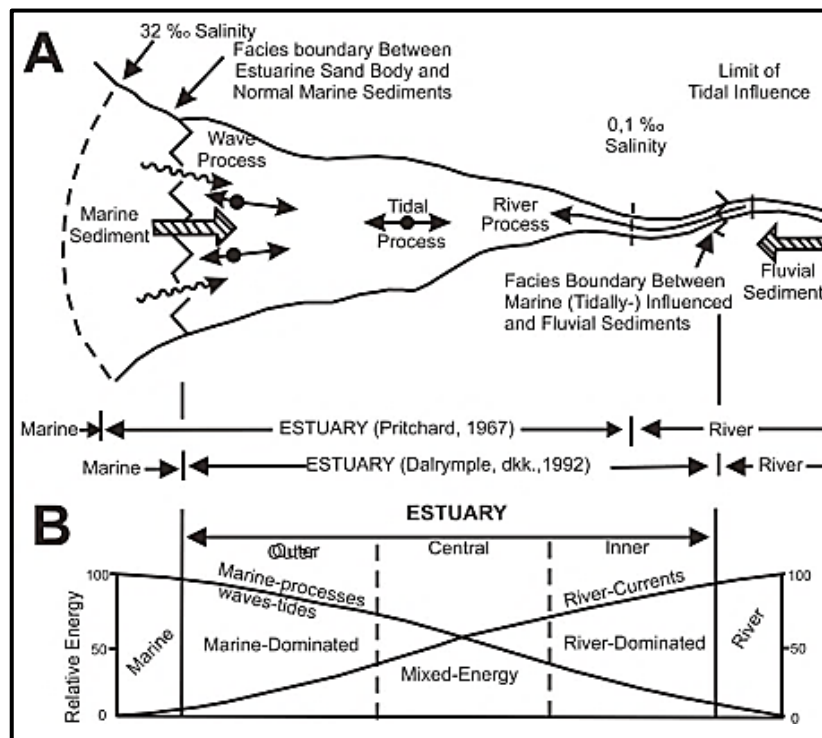


Gambar 4. 20. Grafik Log Sedimen dari Tide Dominated Delta (Gary Nichols,2009)

4.3.5. Lingkungan Pengendapan Estuarin

4.3.5.3. Definisi Lingkungan Pengendapan Estuarin

Menurut Dalrymple dkk (1992) lingkungan pengendapan estuari adalah lingkungan pesisir yang bermuara di muara sungai yang mendapat pasokan sedimen, baik dari fluvial maupun dari laut dan mengandung fasies yang dipengaruhi oleh energi pasang surut, energi gelombang dan proses fluvial (Bambar 4.21).



Gambar 4. 21. Gambar A. Skematis Muara; B. Skema distribusi Proses Fisik yang Bekerja di dalam Muara dan Zonasi Fasies yang Dihasilkan (Pitchard, 1967 dan Dalrymple dkk, 1992)

Proses sedimentasi pada endapan *estuary* sangat dipengaruhi oleh proses pasang surut. Sedimen berukuran lempung dan pasir umumnya berselang-seling (perselingan), kehadiran struktur sedimen berupa bioturbasi juga dapat menyebabkan pencampuran sedimen sehingga menghasilkan jenis sedimen pasir lempungan atau lempung pasiran. Selain itu, kehadiran *channel* seperti pada *tidal channel* akan memberikan sedimen yang cenderung kasar berupa klastika – klastika pada bagian dasar *channel* dan menghalus ke atas. Tingginya pengaruh proses fisika dan biologi yang mempengaruhi pembentukan lingkungan estuari yang menyebabkan struktur sedimen yang ditemukan menjadi sangat bervariasi.

Komponen *allocyclic* dari sedimen estuary bersifat tetap, yaitu kenaikan muka air laut relative melebihi pasokan sedimen, baik yang sumbernya dari air laut

maupun dari fluvial, sehingga mengakibatkan terjadinya transgresif, suatu kondisi yang membentuk estuari. Pembentukan estuari biasanya dimulai dari transgresif dan terus mengakumulasi sedimen selama transgresif terjadi, hingga mencapai banjir maksimum, ketika garis pantai mencapai posisi paling daratan, sebelum akhirnya terisi. Jika tinggi gelombang berlangsung singkat, permukaan air laut turun sebelum muara terisi penuh. Namun, jika tinggi gelombang berlangsung lama atau laju pasokan sedimen tinggi, maka muara akan terisi penuh pada saat transisi menuju *highstand progradation*. Akibatnya, kumpulan fasies muara (disebut *estuarine lithosome*), membentang di sepanjang sebagian besar lembah, dari dekat muara sungai yang berada di daratan rendah sampai ke daratan yang terkena pengaruh laut pada saat terjadi transgresi maksimum.

Kontak antara endapan fluvial dan endapan etuarin yang ada di atasnya disebut sebagai *flooding surface* atau disebut dengan *transgressive surface*. Ketika muara terus menuju ke daratan, bagian atas dari suksesi transgresi umumnya hilang akibat erosi permukaan pantai dan atau erosi akibar pasang-surut, tergantung pada apakah disebabkan karena proses gelombang atau karena proses pasang surut yang mendominasi. Jumlah bagian yang hilang bervariasi, tergantung pada hubungan antara laju kenaikan muka air laut dan transgresi, laju pasokan sedimen, kedalaman permukaan pantai serta kedalaman palung.

4.3.5.4. Jenis-Jenis Lingkungan Pengendapan Estuarin

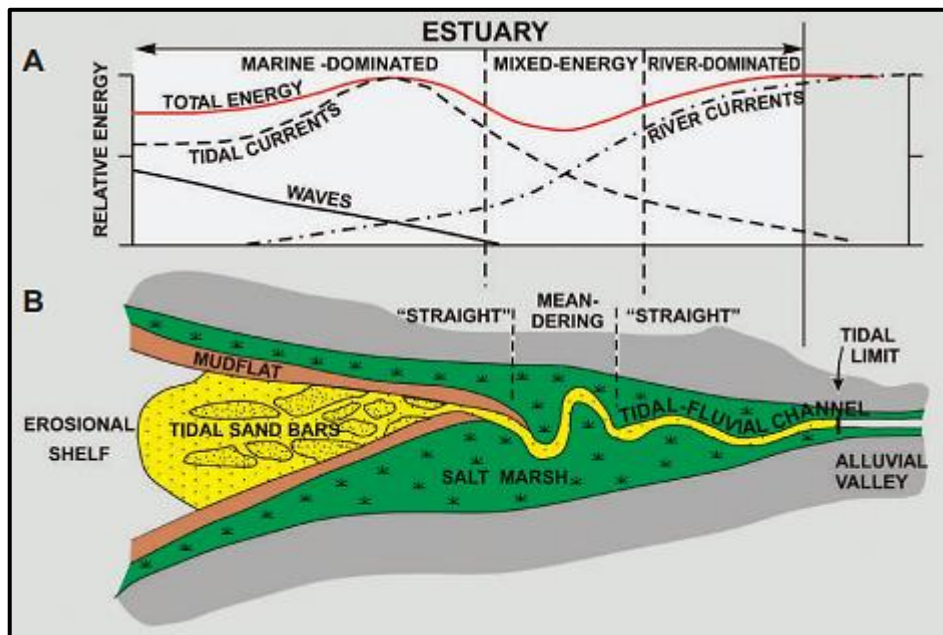
Berdasarkan kekuatan relatif gelombang dan energi pasang surut, lingkungan pengendapan estuari dapat dibagi menjadi 2 (Gary Nichols, 2009), yaitu

1. *Tide-Dominated Estuaries*

a. Elemen dari Muara yang Didominasi oleh Gelombang

Energi arus pasang surut melebihi energi gelombang di muara yang didominasi oleh pasang surut, dan di sana biasanya terbentuk gosong pasir (*sand bars*) yang memanjang (**Gambar 4.22**; Hayes, 1975; Dalrymple dkk., 1990). Bentuk *funnel* (corong) muara cenderung meningkatkan kekuatan arus pasang surut, tetapi menurun hingga nol pada batas pasang surut, yaitu batas daratan karena pengaruh pasang surut di muara. Energi fluvial berkurang ke arah laut seperti pada sistem *wave dominated*. Lokasi dimana energi pasang surut dan energi fluvial sama terletak di sebelah darat dari energi pasang surut maksimum (yaitu lokasi dimana kecepatan arus pasang surut paling besar). Pada daerah yang memiliki energi

pasang surut yang tinggi, *marine sand body* terdiri dari dua faseis dan yang paling dikenal adalah *tidal sand bar* yang memanjang yang dicirikan oleh perselingan pasir sedang dan kasar. Batuan ini terletak di sebelah barat energi pasang surut maksimum. Fasies yang kedua yang terletak di energi pasang surut maksimum, terdiri dari *upper-flow-regime (UFR)*. Fasies ini mungkin tidak terendapkan di muara yang didominasi oleh pasang surut yang lebih dalam dan atau memiliki energi pasang surut kecil, terdiri dari pasir halus dengan struktur laminasi pararel (**Gambar 4.22**).



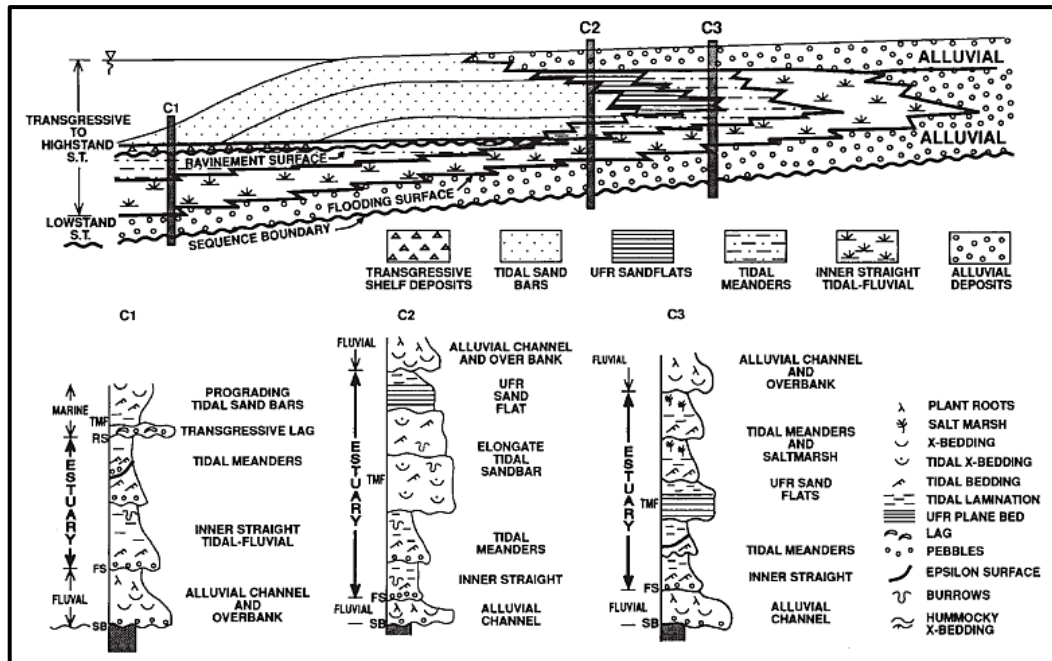
Gambar 4. 22. (A) Tipe Energi (B) Morfologi Estuari yang Didominasi Oleh Gelombang (Dalrymple dkk, 1992)

b. Pengelompokan Elemen Muara ke dalam Fasies Model

Selama transgresi, *tidal sand* yang memanjang yang menyusun bagian luar tubuh dari *tide dominated estuary*, kemungkinan besar akan tererosi (seperti pada gambar di bawah) yang disebabkan oleh migrasi ke arah atas dari zona erosional yang bertepatan dengan "*bedload parting*" yang terletak di sebelah abrasi laut dari *estuary mouth* (Dalrymple, 1992' Dalrymple dkk, 1992) dan atau migrasi ke arah depan dan samping dari *tidal channel* yang memisahkan *sand bars* (**Gambar 4.22**). Erosi oleh *channel* selama transgresi juga menyebabkan *sand bars* menjadi bersilangan. Jika suksesi transgresif mengandung kedua *sandy fasies* (yaitu pasir sedang sampai kasar yang berselingan dan pasir halus sampai sangat halus dengan

struktur *parallel-laminated*), maka keseluruhannya menghasilkan tren yang mengalami *upward-coarsening*. Kontak dapat berupa erosional atau *gradual*.

Bagian tengah, energi bercampur (*tidal-fluvial meanders*) dan bagian tengah dari *river dominated* dicirikan oleh endapan *tidal channel* yang diapit oleh endapan rawa air asin, air payau dan air tawar yang terakumulasi secara vertikal.



Gambar 4. 23. Penampang Skematik Di Sepanjang Sumbu Muara yang Didominasi Oleh Pasang Surut, Menunjukkan Litofasies yang Dihasilkan dari Transgresi Muara Diikuti Oleh Pengisian Muara dan Progradasi Dari Sand bars Atau Tidal Flat (Dalrymple dkk, 1992)

c. Jenis-Jenis Muara yang Didominasi Oleh Pasang Surut

1. Tidal Channel Deposits

Di bagian dalam muara, alur sungai dipengaruhi oleh proses pasang surut, *low gradient channel* umumnya mengambil bentuk dari meander (Dalrymple dkk. 1992). *Point bar* terbentuk di tepian bagian dalam meander dengan cara yang serupa dengan sistem *purely fluvial*. Kekuatan arus sungai berkurang karena berinteraksi dengan pasang surut yang dominan. Ketika pasang surut yang kuat dan sungai bekerja sama, arus gabungan dapat mengangkut pasir, tetapi pasang surut yang kuat dapat sepenuhnya menghalangi aliran sungai, menghasilkan genangan air yang memungkinkan pengendapan dari suspensi. Oleh karena itu, endapan di *point bar* bersifat *heterolitik* (lebih dari satu ukuran butir). Dalam hal ini, pasir dan lumpur berselang-seling (Reineck dan Singh, 1972 Gary Nichols, 2009).

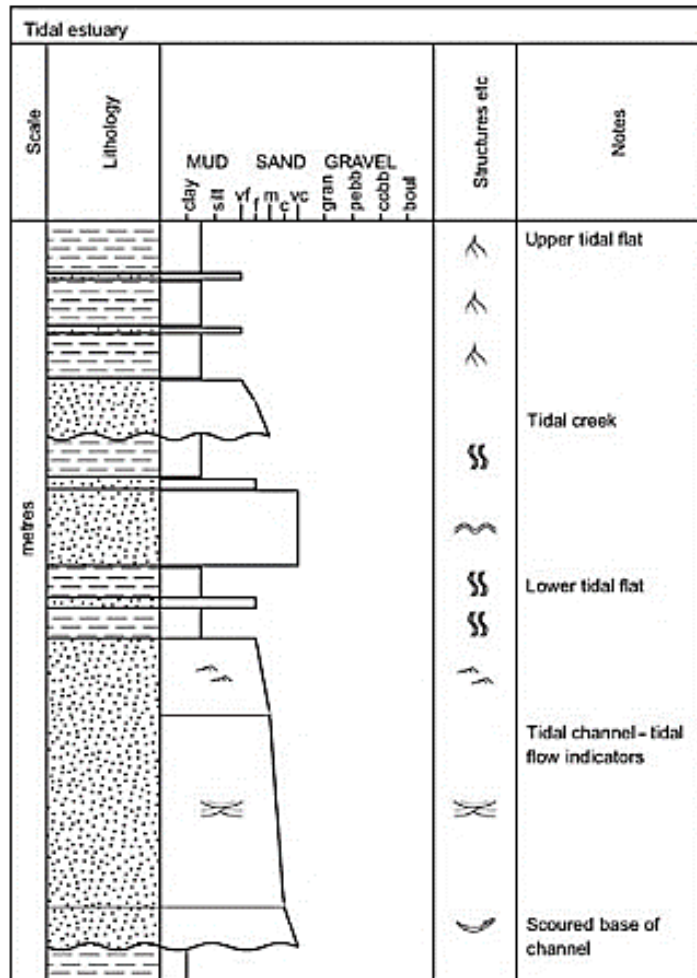
2. *Tidal Flats*

Berdekatan dengan *channel* dan di sepanjang sisi muara terdapat area dataran pasang surut yang secara bervariasi tertutup oleh air laut pada saat pasang dan terekspos secara *subareal* pada saat surut. Daerah ini biasanya merupakan daerah rawa asin bervegetasi yang dipotong oleh anak sungai pasang surut yang berfungsi sebagai saluran aliran air selama siklus pasang surut. Proses dan produk pengendapan di lingkungan ini sama dengan yang ditemukan di lingkungan makrotidal (Gary Nichols, 2009).

3. *Tidal Sand bars*

Bagian luar dari muara yang didominasi oleh pasang surut adalah zona arus pasang surut terkuat, yang mengangkut dan mengendapkan sedimen yang berasal dari fluvial dan material yang dibawa dari laut. Di daerah *macrotidal* arus akan cukup kuat untuk menggerus dan memindahkan pasir dan krikil : bioklastik debris biasanya ditemukan diantara detritur berkerikil yang diendapkan sebagai lag di dasar saluran (Reinson, 1992 dalam Gary Nichols, 2009).

Suksesi yang terbentuk di muara yang didominasi oleh pasang surut akan terdiri dari *tidal channel*, *tidal flat* dan *tidal bar* (**Gambar 4.24**). Dasar dari *tidal channel* adalah *marker* yang ditandai dengan gerusan (*scour*) dan jeda (*lag*), dan biasanya akan diikuti oleh suksesi *funning upward* dari *cross bedding sand*. *Channel* dan *bar deposit* juga dapat menunjukkan indikator *bi-directional paleocurrent*. Endapan *tidal flat* yang kaya akan organik mungkin mengandung endapan pasir yang diendapkan di dalam anak sungai, pada saat pasang tertinggi dan selama badai.

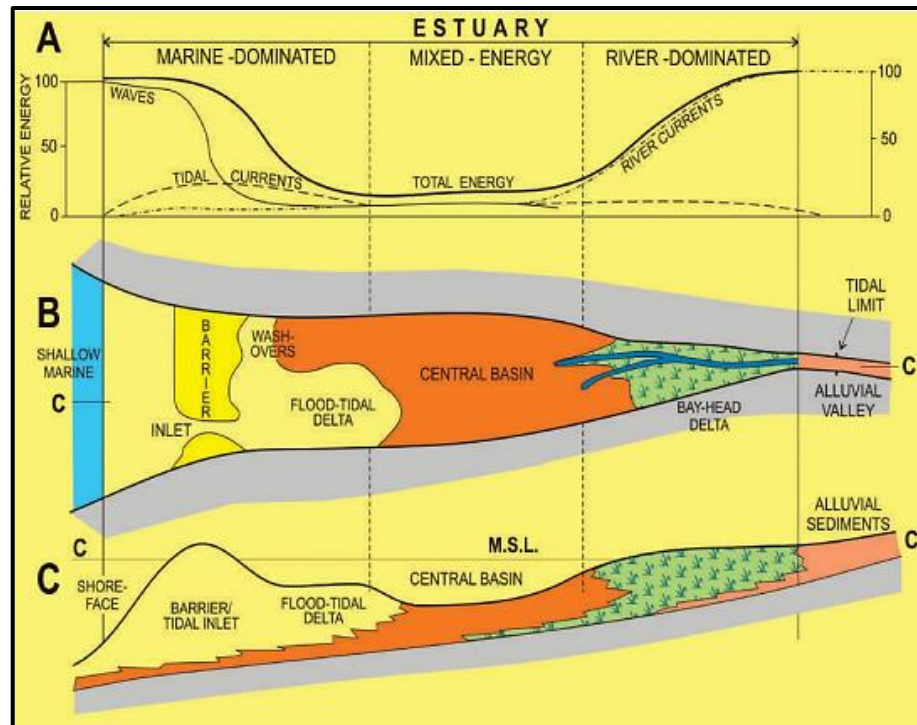


Gambar 4. 24. Gambar Grafik Log dari Endapan Sedimen Tide Dominated (Gary Nichols, 2009)

2. Wave-Dominated Estuaries

a. Elemen dari Muara yang Didominasi oleh Gelombang

Profil dari “total energy” (yaitu jumlah energi dari semua sumber) untuk muara yang didominasi oleh gelombang adalah yang ideal menunjukkan dua maksimum, yaitu satu di *mouth* yang disebabkan oleh energi gelombang dan satu di bagian hulu yang dihasilkan oleh arus sungai, yang dipisahkan oleh energi minimum. Berikut adalah ilustrasi gambarnya (Gambar 4.25):



Gambar 4. 25. Gambar (A) Tipe Energi; (B) Morfologi; (C) Penampang Fasies Sedimen Muara yang Didominasi oleh Gelombang, MSL adalah muka air rata-rata laut (Dalrymple dkk, 1992)

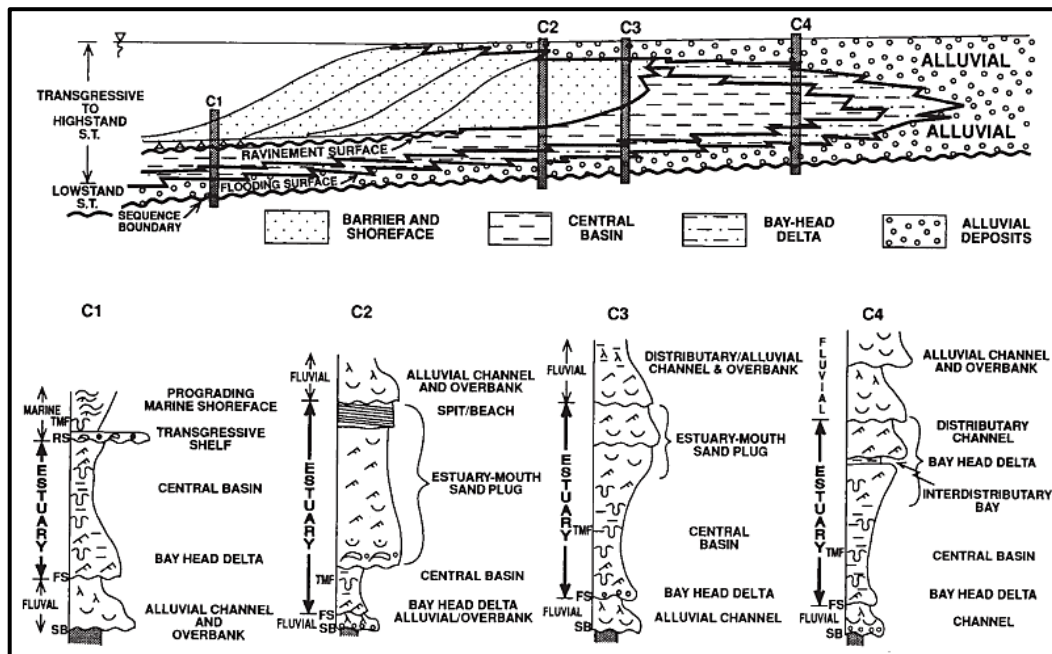
Energi total ini menghasilkan distribusi litofasies “*tripartite*” (kasar-halus-kasar) yang terdefinisi dengan jelas di sebagian besar muara yang didominasi oleh gelombang. *Marine sand body* terakumulasi di daerah energi gelombang tinggi di muara. Ini terdiri dari sebuah *barrier*, yang dipotong oleh satu atau lebih *channel* yang berakhir di *delta flood tidal deltas*. *Shoreface*, yang biasanya mengalami erosi, terletak di sebelah timur dari *barrier*. Batas *shoreface* atau *tidal delta* adalah *estuary* dan biasanya terjadi pada kedalaman kurang dari 20 m. Pasir atau kerikil juga diendapkan oleh sungai di bagian kepala muara, membentuk sebuah *delta kepala teluk (bayhead delta)*. Bagian tengah dari muara yang berenergi rendah berperan sebagai daerah *prodelta* dari *delta kepala teluk* dan *delta pasang surut* dan material berbutir halus, kaya akan bahan organik dan biasanya terakumulasi oleh *bioturbasi* (Biggs, 1967; Donaldson dkk., 1970 dalam Dalrymple dkk, 1992).

b. Pengelompokan Muara yang Didominasi oleh Gelombang

Marine sand body di muara ini merupakan komponen yang terdiri dari beberapa fasies yang berbeda. Pada profil vertikal, sedimen halus pada tengah cekungan menunjukkan ukuran butir yang simetris (**Gambar 4.26**). Bagian dasar yang menghalus ke atas mewakili endapan *transgresi*, *fluvial* dan *bayhead delta* melali endapan *prodelta*. Sedimen berbutir halus mewaliki pusat tengah cekungan

dan merupakan bagian yang paling banyak mengalami bioturbasi. Fasies organik, termasuk batubara juga dapat ditemukan pada stratigrafi ini. Sedimen berbutir halus *dioverlay* oleh endapan yang mengkasar ke atas (*flood tidal delta*).

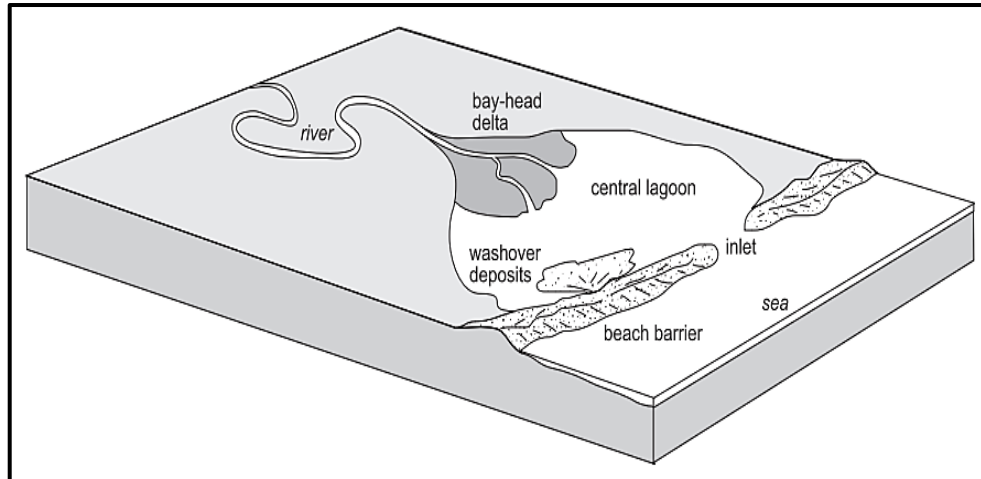
Endapan *bayhead delta* dibedakan dari endapan fluvial berdasarkan kehadiran struktur pasang surut atau fauna air payau serta geometri delta dan stratigrafi. Sedimen *bayhead delta* umumnya dijumpai di bagian bawah dari lembah yang mengalami transgresif dan akan terjadi di *up-dip* estuari, dimana sedimen tersebut akan menunjukkan endapan yang mengalami pengkasaran ke atas yang diakibatkan oleh progradasi, baik pada saat genangan maupun pada saat pengisian muara pada saat genangan tinggi.



Gambar 4. 26. Penampang Skematik di Sepanjang Muara yang Didominasi Gelombang, Menunjukkan Distribusi Litofasies yang Dihasilkan dari Transgresi Muara, Diikuti oleh Pengisian Muara dan Progradasi Permukaan Pantai pada Saat Muka Air Laut Pasang (Dalrymple dkk, 1992)

c. Jenis-Jenis Muara yang Didominasi oleh Gelombang

Estuari yang didominasi oleh gelombang, pengaruh pasang-surutnya sangat kecil dan pada muara atau mulut sungai mengalami hampasan energi gelombang yang relatif tinggi. Berikut adalah lingkungan pengendapan muara yang didominasi oleh gelombang (**Gambar 4.27**) :



Gambar 4. 27. Lingkungan Pengendapan Wave Dominated (Gary Nichols, 2009)

1. Bay Head Delta

Bay Head Delta didominasi oleh proses fluvial. Saat aliran sungai memasuki lagunan bagian tengah, maka alirannya melambat dan pasokan sedimennya diendapkan. Sebuah *coarsening-up*, suksepsi progradasi akan terbentuk, bersama *channel* dan fasies *overbank* (tepiian sungai) yang terbentuk di atas endapan pasir di *channel mouth* (Gary Nichols, 2009).

2. Central Lagoon

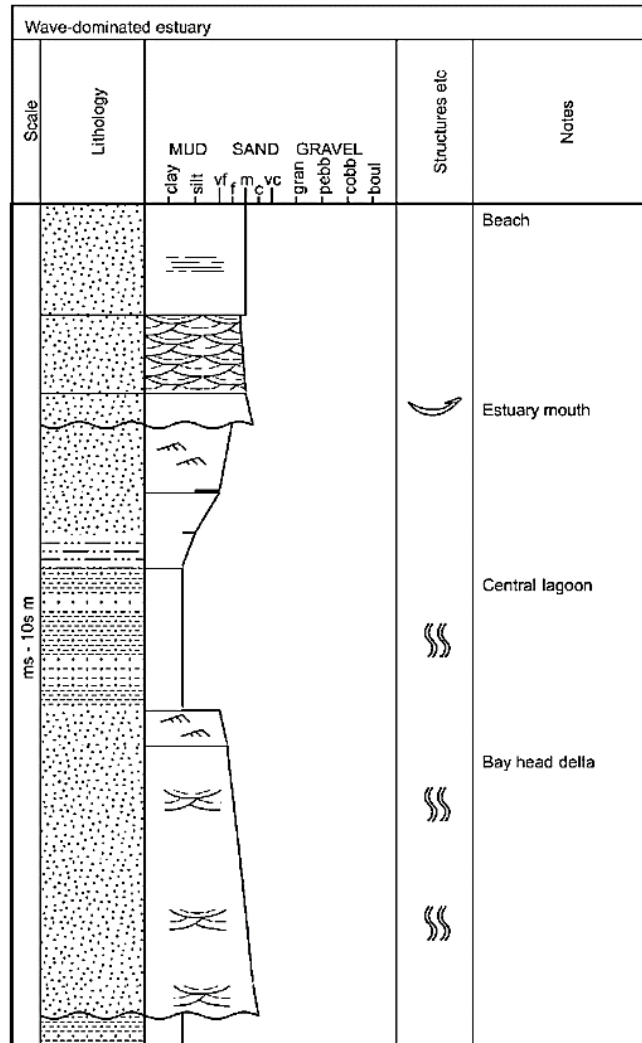
Central lagoon merupakan bagian energi terendah dari sisten pengendapan estuari, dimana *central lagoon* ini memiliki aliran sungai yang menurun dengan cepat dan energi gelombang terutama terkonsentrasi di *barrier bar*. Oleh karena itu, *central lagoon* ini merupakan daerah yang mengendapkan sedimen dengan ukuran halus, kadang kaya akan material organik (Gary Nichols, 2009).

3. Beach Barrier

Bagian luar dari muara yang didominasi oleh gelombang adalah zona dimana gelombang melakukan *rework* pada sedimen laut (bahan bioklastik dan sedimen lain yang *direrwork* oleh arus lepas pantai) untuk membentuk *barrier* (penghalang). Karakteristik *barrier* akan sama dengan yang ditemukan di sepanjang pantai klastik. Saluran yang masuk memungkinkan terjadinya pertukaran antara air laut dan laguna bagian tengah, dan jika ada arus pasang surut, delta banjir-pasang surut sedimen yang berasal dari laut dapat masuk ke dalam laguna tengah. Ketebalan relatif masing-masing akan tergantung pada keseimbangan antara fluvial dan jika suplai fluvial paling besar, maka fasies *bay head delta* akan mendominasi,

sedangkan endapan *barrier* akan lebih penting jika suplai dari laut lebih besar (Gary Nichols, 2009).

Suksesi yang terbentuk di muara yang didominasi oleh gelombang akan terdiri dari *bay head delta*, *central lagoon*, *estuary mouth* dan *beach* (**Gambar 4.28**).

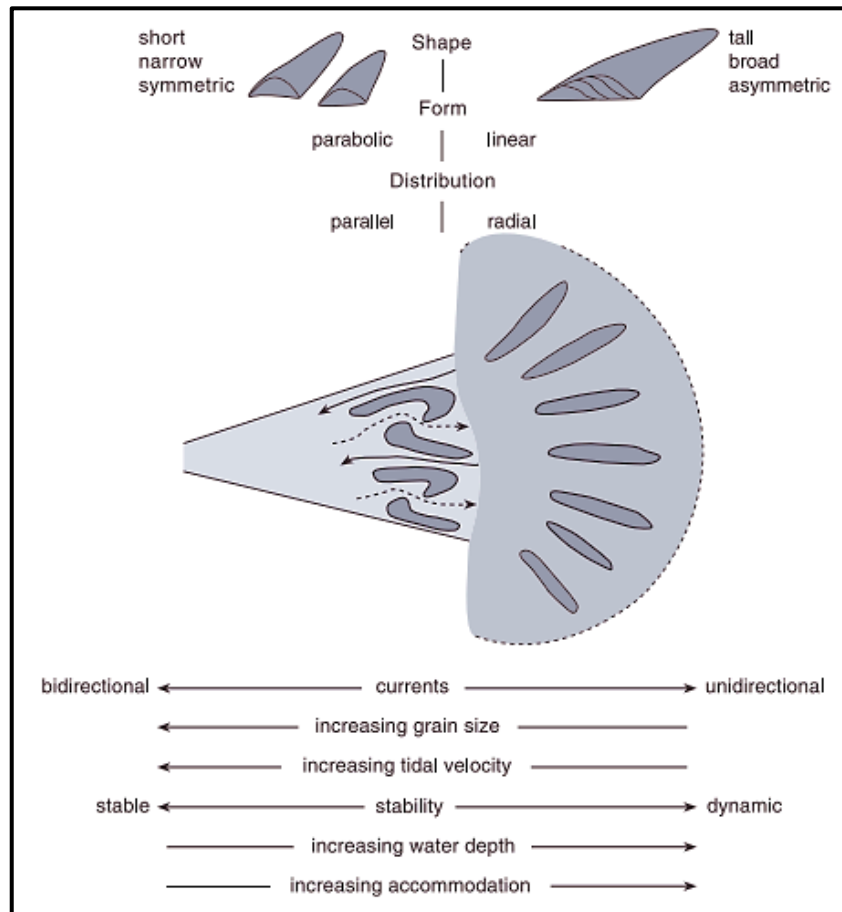


Gambar 4. 28. Gambar Grafik Log dari Endapan Sedimen Wave Dominated (Gary Nichols, 2009)

4.4. Geometri dan Komponen Fasies Tidal Bar

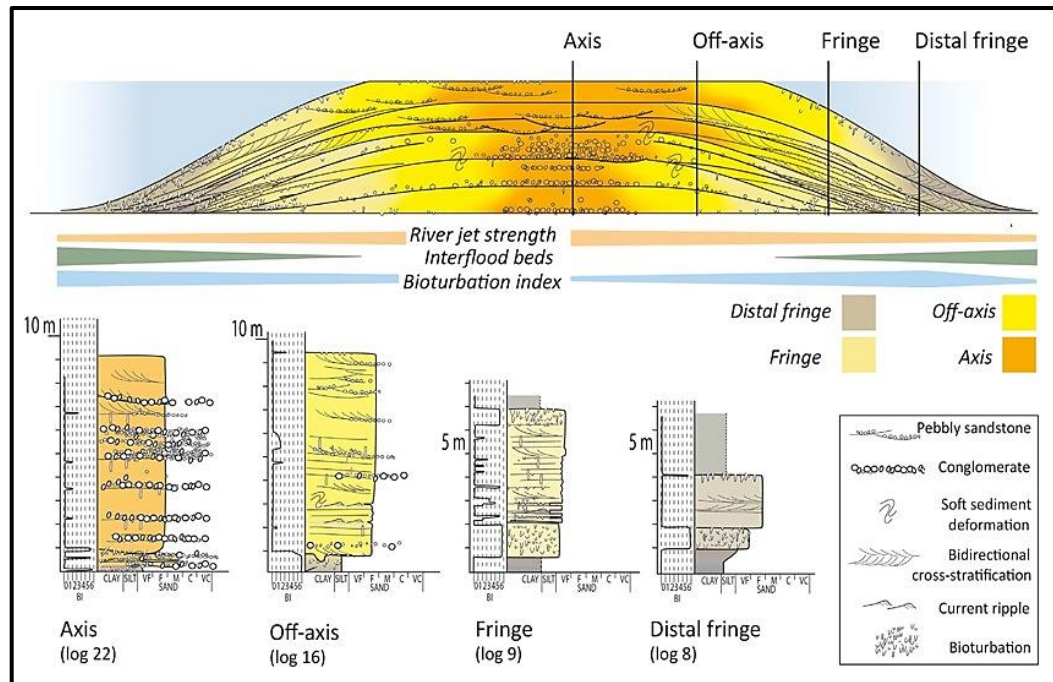
Sebelum menentukan model *tidal sand bar* yang ada di bawah permukaan, diperlukan sebuah analog *sand bar* modern sebagai pembandingan dalam memprediksi bentuk, orientasi, dan sebaran fasies pada *tidal sand bar* (**Gambar 4.29**). Geometri dan luas dari sebuah *sand bar* dikontrol oleh seberapa dominan arus pasang surut yang mempengaruhi bentuk serta rasio (panjang/lebar) dari *sand bar* tersebut (Gani dan Bhattacharya, 2007; dalam Van Yperen dkk., 2020). Wood (2004), menjelaskan rata-rata *sand bar* di dunia memiliki dimensi panjang 12 km,

lebar 1,6 km, dan tinggi 9,2 m. Rata-rata tersebut didapat melalui perhitungan dimensi pada *sand bar* modern (225 data *tidal sand ridges* pada 30 lokasi di belahan dunia) dan *sand bar* purba (*Sege Sandstone*), yang kemudian ditentukan rata-ratanya menggunakan metode kurva probabilitas kumulatif. Data tersebut bermanfaat untuk meningkatkan akurasi dalam penyusunan model *tidal sand bar* di bawah permukaan.



Gambar 4. 29. Ilustrasi Bentuk Pada Area Yang Berbeda dan Rata-Rata Panjang (Pr) dan Lebar (Lr) Tidal Sandbank (Wood, 2004)

Selain dari geometri, beberapa komponen fasies juga terbentuk sepanjang *sand bar* mulai dari bagian tengah hingga ujung *sand bar*. Pada dasarnya, *sand bar* terendapkan dalam sebuah siklus, yaitu deposisi, ekstensi, avulsi, dan *abandonment* (Olariu and Bhattacharya, 2006; dalam Van Yperen dkk.,2020). Siklus tersebut kemudian terjadi secara terus menerus membentuk *sand bar* baru di sekitar *sand bar* yang sudah di *abandonment* hingga membentuk *stacking* pada *sand bar*. Hasil *stacking* tersebut tercerminkan dalam *bedset* yang apabila dilihat dari *cross-section* mengarah *strike* terbagi atas *axis*, *off-axis*, *fringe*, dan *distal fringe* (**Gambar 4.30**).



Gambar 4. 30. Skema Komponen yang Dipotong Searah Strike (Van Yperen dkk., 2020)

4.4.1. Axis

Berasosiasi dengan pengendapan dengan energi tinggi di dekat muara sungai. Tersusun atas litofasies konglomerat, batupasir halus bertekstur laminasi, silang siur. Selain itu, pada *axis* ini jarang ditemukan kehadiran sedimen berukuran lanau-lempung. Jika ditemukan hanya sebagai sisipan saja dan lapisannya sangatlah tipis. Kehadiran fosil jejak rendah hingga tidak ada. Tidak ada lapisan halus menunjukkan tidak terjadi *interflood* pada lapisan. Memiliki bentuk *cylindrical* pada grafik log. Fosil jejak yang umum ditemukan berupa *Ophiomorpha*.

4.5.2. Off-Axis

Juga menunjukkan pengendapan berenergi tinggi. Bagian bawah tersusun atas fasies perlapisan batulanau hingga batupasir, kemudian bagian atas tersusun atas batupasir kerikilan silang siur. Kehadiran fosil jejak memiliki keseragaman yang sedikit, umumnya fosil jejak *Ophiomorpha*. Tidak menunjukkan adanya *interflood* pada lapisan. Memiliki bentuk *cylindrical/funnel* pada grafik log.

4.5.3. Fringe

Menunjukkan lokasi pengendapan yang lebih jauh dari *sand bar* sebelumnya. Hal ini ditunjukkan dari rezim lapisan atas yang berbeda dari rezim lapisan bawah. Lapisan berukuran butir lebih halus terendapkan pada saat energi lebih rendah atau pada saat *interflood* dengan sedikit pengaruh arus pasang surut. Semakin ke atas

ukuran butir kerikilan bertambah membentuk pola elektrofases progradasi. Kehadiran bioturbasi banyak dan bervariasi, diantaranya yaitu *Ophiomorpha*, *Thalassinoides*, *Conichnus*, *Palaeophycus*, *Macaronichnus*, *Teichichnus* dan *Rosselia*.

4.5.4. Distal Fringe

Merupakan bagian paling ujung dari *sand bar*, dengan pengaruh arus pasang surut sangat dominan dibandingkan pengaruh fluvial. Hal ini dibuktikan dengan lapisan silang siur yang dominan. Lapisan yang berada pada bagian ini berupa batulanau terbioturbasi dan batupasir silang siur. Kehadiran bioturbasi sangat kurang pada perlapisan batupasir silang siur.

4.5. Korelasi Antar Sumur

Korelasi merupakan penghubungan titik-titik kesamaan waktu atau satuan-satuan stratigrafi dengan mempertimbangkan kesamaan waktu (SSI, 1996). Prinsip dari korelasi stratigrafi adalah untuk menyamakan umur suatu lapisan sejenis dalam satu sumur dengan sumur lainnya. Dalam rangka mengetahui kesamaan lapisan tersebut dapat dilakukan dengan mengidentifikasi pola dari log sumur, dalam hal ini adalah log GR, kemudian dibandingkan dengan data inti bor sehingga didapatkan interpretasi yang lebih akurat. Lapisan dengan litologi sejenis dan memiliki umur geologi yang sama dan diasumsikan akan menghasilkan pola kurva log yang sama ketika di deteksi oleh alat *logging* sehingga kesamaan pada masing-masing sumur dapat ditarik garis korelasi.

Sebelum melakukan pengkorelasian sumur, terlebih dahulu dilakukan pemilihan datum. Bidang datum ini dipakai untuk menggantungkan seluruh penampang sumur yang akan diteliti. Korelasi sumur dilakukan dengan 2 cara, yaitu korelasi stratigrafi yang dilakukan untuk mengetahui kondisi urutan perlapisan yang ada berdasarkan waktu pengendapannya dan korelasi struktur yang bertujuan untuk mendapatkan informasi mengenai kondisi struktur di bawah permukaan dan untuk mengetahui distribusi hidrokarbon dalam reservoir pada daerah penelitian.

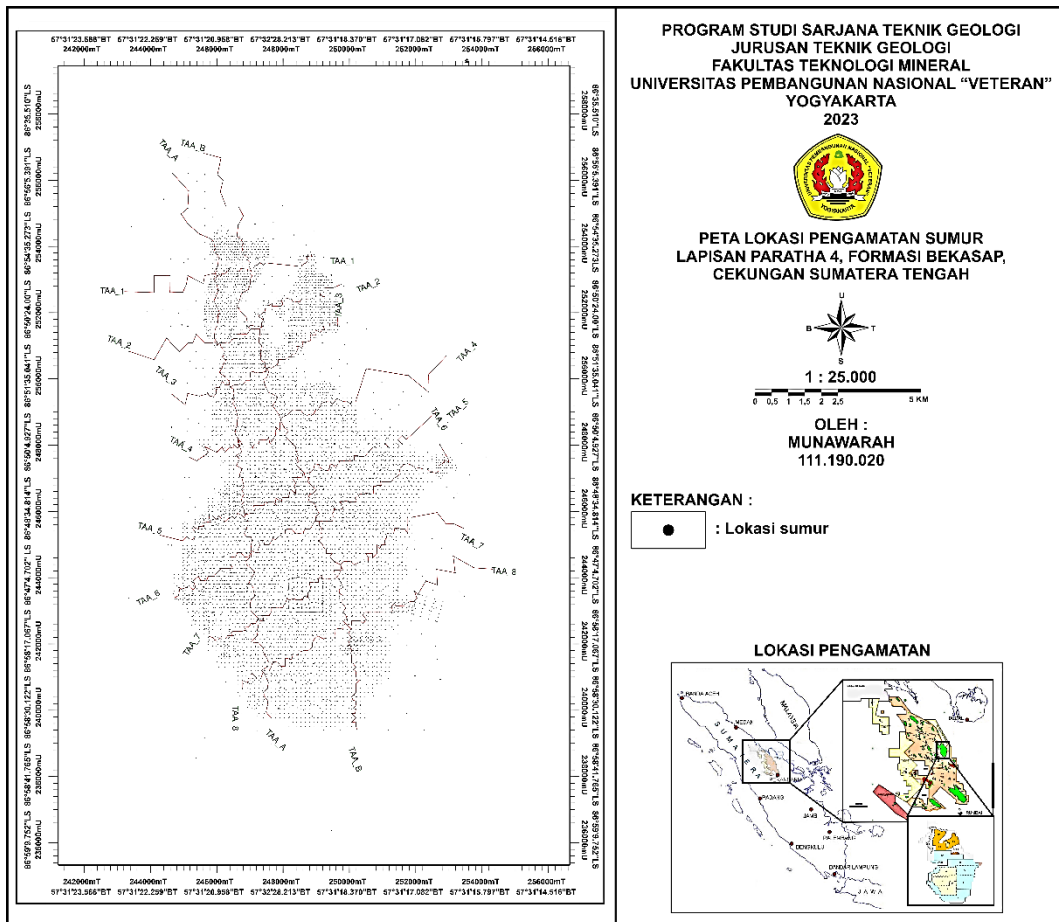
BAB V

PENYAJIAN DATA

Dalam melakukan penelitian diperlukan data-data. Penyajian data dalam penelitian merupakan suatu hal yang sangat penting. Data-data tersebut disajikan dalam bentuk gambar, tulisan maupun tabel yang saling berkaitan dan menunjang keberhasilan dalam melakukan penelitian. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah peta petrofisika, data inti batuan, data log sumur dan data biostratigrafi.

5.1. Peta Dasar

Peta dasar merupakan acuan dari luasan daerah dan jumlah sumur pada daerah yang akan diteliti. Peta ini terletak di Cekungan Sumatera Tengah dengan fokus penelitian berada di lapisan Paratha 4 dan 5, Formasi Bekasap, lapangan MWR. Peta daerah penelitian ini menunjukkan ±1.000 sumur.



Gambar 5. 1. Peta Dasar Daerah Penelitian

5.2. Data Biostratigrafi

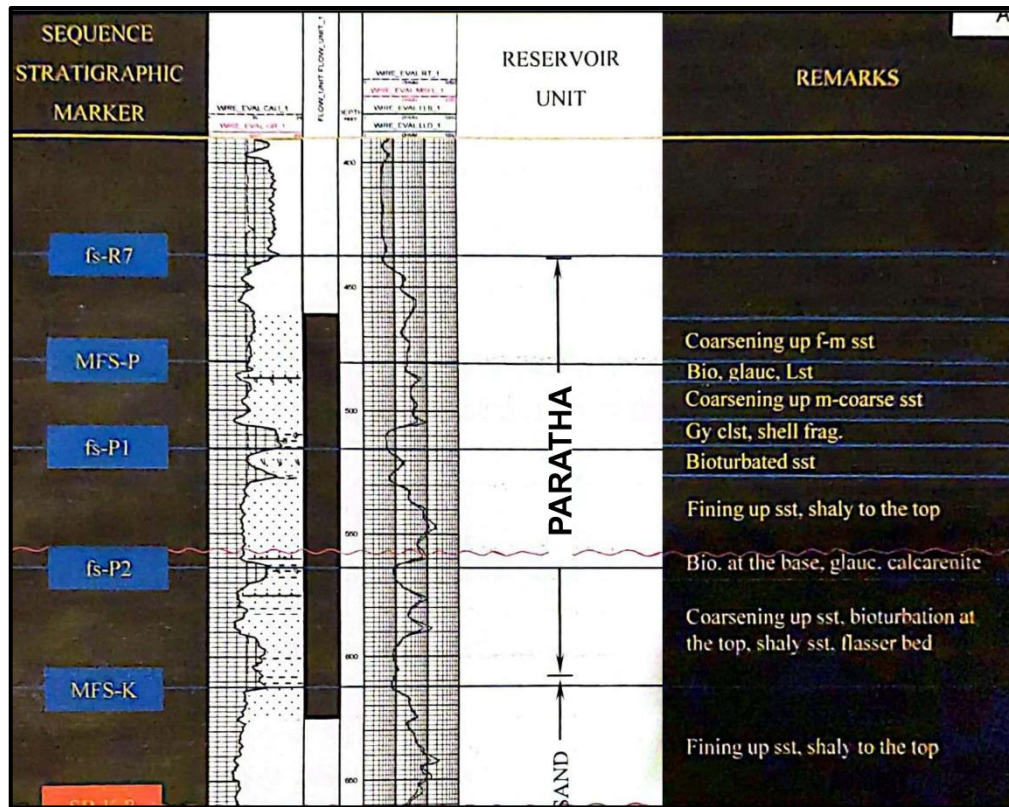
Data biostratigrafi mencakup informasi tentang ketersediaan foraminifera pada daerah penelitian. Data ini digunakan sebagai acuan dalam menentukan paleobatimetri daerah penelitian. Berikut adalah contoh data biostratigrafi yang diperoleh (**Gambar 5.3.**) :

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 black are foram and red calc.nanno Possible top bracket 21.0	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT				
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
LOWER MIOCENE	316 Rindu	21.0	NN1	N5	305	T. carinatus, D. druggii G. ciparoensis, Hampliaperta					
					368	Arenaceous foram T. carinatus					
	464 Paratha	21.0			464	Arenaceous foram Bolivina sp. C. abisectus					
					500	C. abisectus					
	575 Kedua	22.0			530	H. gertae H. kamptneri					
					635	C. abisectus, H. gertae S. capricornutus, D. tinguarensis Small size planktonic					
					737	Barren of foram					
	771 Dalam				767	Barren of foram					
	955 TD										

Gambar 5. 2. Contoh Data Biostratigrafi (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023)

5.3. Data Inti Batuan

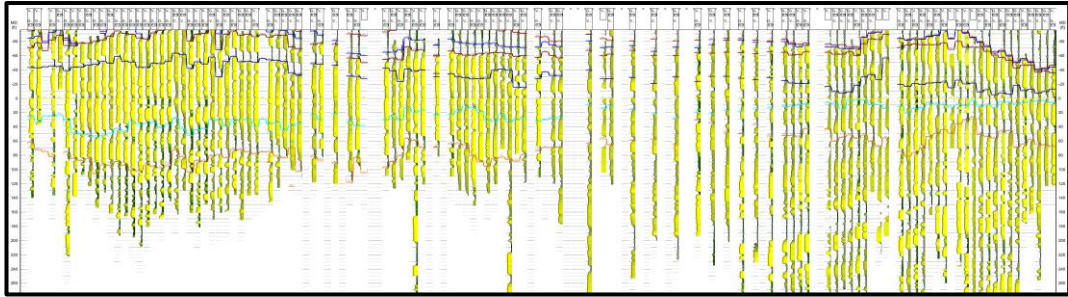
Data inti batuan yang diperoleh digunakan untuk memperkuat penentuan fasies dan lingkungan pengendapan daerah penelitian. Dimana dalam data inti batuan ini terdapat informasi mengenai struktur sedimen, komposisi mineral, ukuran butir dll. Berikut adalah contoh data inti batuan yang diperoleh (**Gambar 5.2.**) :



Gambar 5. 3. Contoh Data Inti Batuan (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023)

5.4. Data Log Sumur

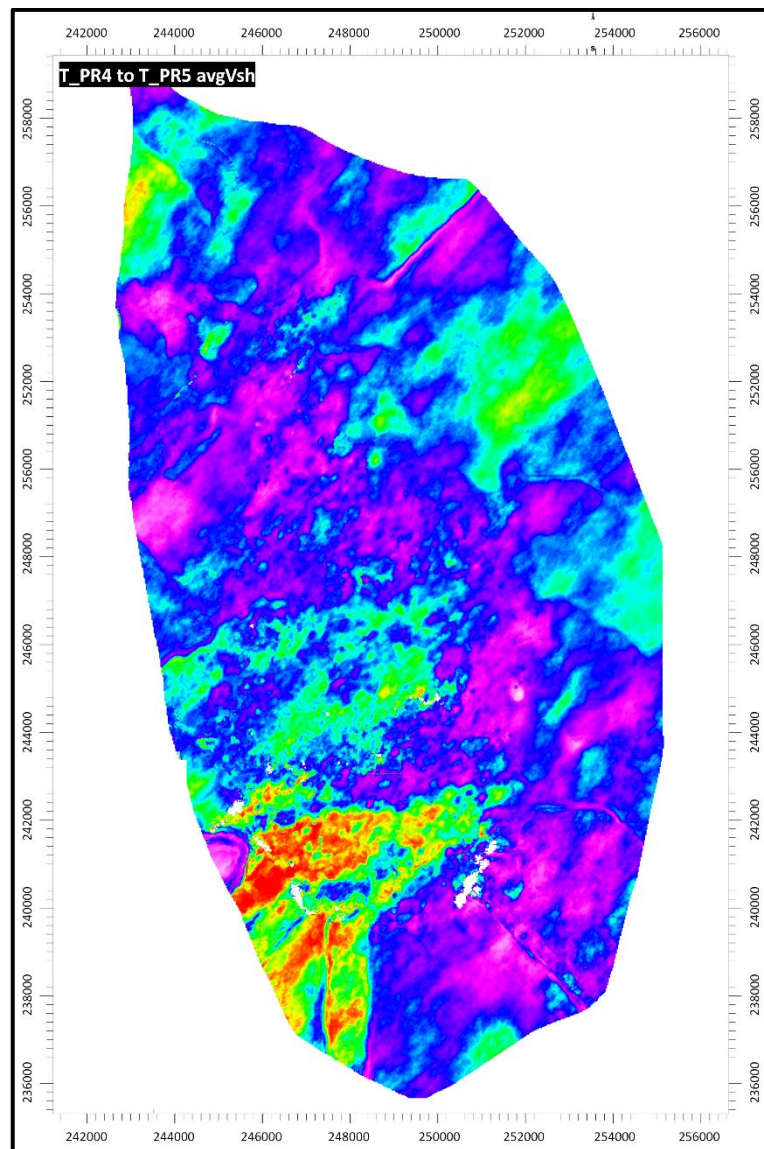
Data log sumur yang diperoleh berupa log sumur untuk biostratigrafi, log sumur untuk korelasi sikuen stratigrafi dan log sumur untuk *internal architecture*. Berikut adalah log sumur biostratigrafi yang digunakan untuk menentukan kedalaman palobathimetri lapisan yang akan diteliti (**Gambar 5.3.**) :



Gambar 5. 6. Log Sumur Internal Architecture (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023)

5.5. Peta Petrofisik

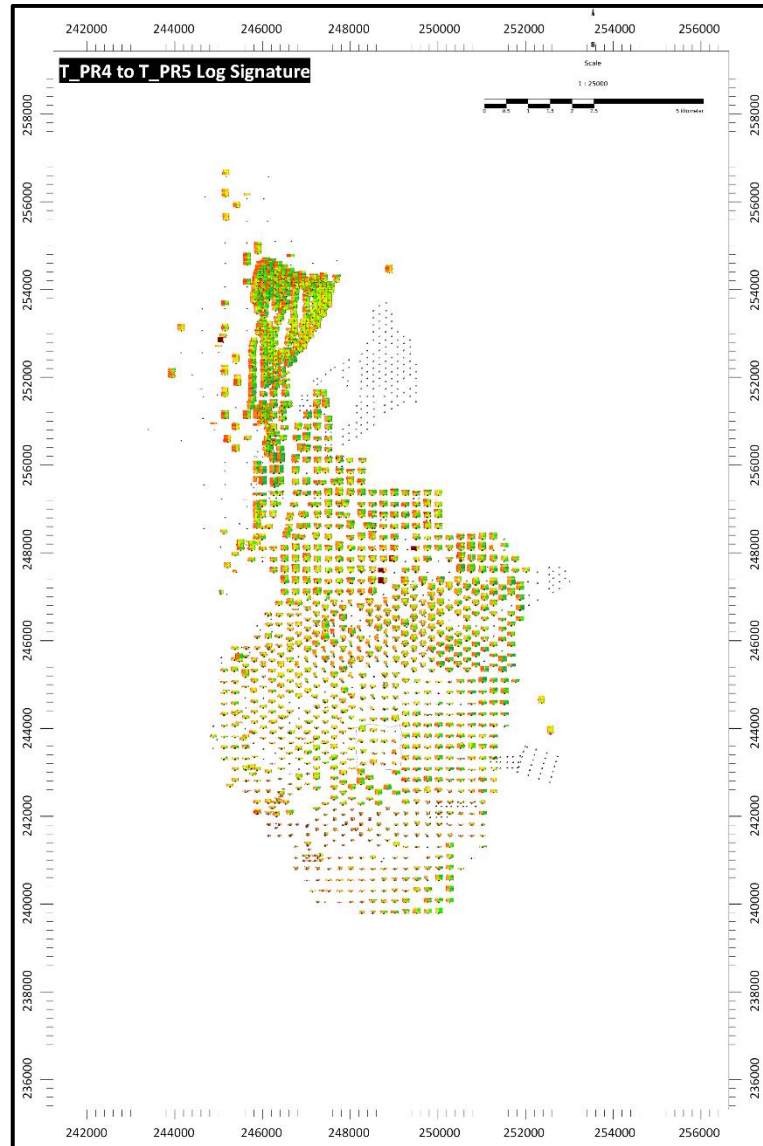
Peta petrofisika berupa peta *vshale*. Peta *vshale* ini digunakan untuk menentukan persebaran fasies pada daerah penelitian yang *dioverlaykan* dengan *log signature*. Berikut adalah contoh peta *vshale* yang diperoleh (Gambar 5.7.) :



Gambar 5. 7. Contoh Peta Vshale (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023)

5.6. Data Log Signature

Log signature yang diperoleh dioverlay dengan peta *vshale* yang selanjutnya dilakukan *clustering* guna mendapatkan peta persebaran fasies. Berikut adalah contoh log signature yang diperoleh (**Gambar 5.8**) :



Gambar 5. 8. Contoh Log Signtaure (PT. Pertamina Hulu Rokan, 2023)

BAB VI

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

6.1. Analisis Sumur

Analisis sumur dilakukan pada 4 buah sumur yang terletak di koordinat yang berbeda – beda. Analisis ini mencakup analisis litologi, analisis sikuen stratigrafi, analisis fasies dan lingkungan pengendapan pada masing – masing sumur.

Sumur ini memuat berbagai jenis data log, seperti log *gamma ray*, log *vshale*, log resistivitas, log perm, log neutron (NPHI) dan log densitas (RHOB). Setiap log memberikan respon dan nilai yang berbeda, tergantung dari jenis litologi yang ada pada sumur tersebut.

6.1.1. Sumur ARFN 7

Interpretasi pada sumur ARFN 7 (**Gambar 6.1.**) ini dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap, yaitu pada interval kedalaman 418 ft – 568 ft.

6.1.1.1. Interpretasi Litologi

Intepretasi litologi pada sumur ini dilakukan berdasarkan data log sumur dan divalidasi dengan data inti batuan. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan litologi pada Formasi Bekasap, sebagai berikut :

1. Batupasir

Hasil interpretasi batupasir pada sumur ARFN 7 ini memiliki nilai *gamma ray* yang rendah, dengan nilai berkisar 48.0 – 100.0 GAPI.

2. Serpih

Hasil interpretasi serpih pada sumur ARFN 7 ini memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi, dengan nilai berkisar 100.0 – 125.0 GAPI.

6.1.1.2. Interpretasi Sikuen Stratigrafi

Interpretasi sikuen sratigrafi dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap. Interpretasi ini dilakukan berdasarkan pola log, khususnya pada log *gamma ray*. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan sikuen stratigrafi, sebagai berikut :

1. *Lowstand System Tract* (LST)

Lowstand system tract (LST) terbentuk pada saat fase regresi normal selama periode muka air laut relatif turun. *System tract* ini biasaya dicirikan dengan adanya pola penumpukan endapan sedimen agradasional. Pada bagian dasar LST dibatasi

oleh *marker* berupa *sequence boundary*. SB ini diinterpretasikan berada pada kedalaman sekitar 549 ft. *Sequence boundary* ini dicirikan dengan adanya ketidakselarasan antara lapisan batupasir yang berada di atas dengan lapisan serpih yang berada di bawah. SB menggambarkan terjadinya penurunan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya surut muka air laut (Middleton, 2003). Sedangkan pada bagian atas dibatasi oleh *marker* berupa *transgressive surface* (TS). TS sebagai penanda telah terjadi penambahan ruang akomodasi pada saat permukaan air laut relatif mengalami kenaikan atau awal terjadinya transgresi. Pada sumur ARFN 7 ini didapatkan *marker* TS yang berada pada kedalaman 519,5 ft. Pada *sistem tract* ini membentuk pola log berupa *cyllindrical*.

2. *Transgressive System Tract* (TST)

Transgressive system tract (TST) terbentuk pada saat terjadinya transgresi (regresi akhir) sampai fase transgresi maksimum atau selama periode kenaikan muka air laut relatif dimana tingkat pembentukan *accomodation space* lebih besar daripada tingkat *sediment supply*. Pada bagian dasar TST dibatasi oleh *marker* berupa *transgressive surface* (TS). Pada TST ini juga ditemukan 2 *flooding surface* (FS), dimana FS ini menggambarkan terjadinya peningkatan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya genang air laut (Middleton, 2003). Pada sumur ARFN 7 ini diinterpretasikan terdapat 2 FS. FS 1 berada pada kedalaman sekitar 484 ft dan FS 2 berada pada kedalaman sekitar 432 ft. Pada bagian atas dibatasi oleh *marker maximum flooding surface* (MFS), yaitu MFS 2 yang berada pada kedalaman 418 ft. *Maximum flooding surface* (MFS) ini menggambarkan terjadinya kondisi genang air laut tertinggi dan merupakan titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000).

3. *Highstand Transgressive System Tract* (HST)

Highstand transgressive system tract (HST) terbentuk selama periode muka air laut mencapai titik tertinggi sampai mulai turun kembali. Endapan-endapan dapat menunjukkan pola penumpukan baik *agradasi* ataupun *progradasi* yang menyebabkan garis pantai bergerak semakin ke arah laut. Sedimen disuplai oleh sungai-sungai dari darat dan kebanyakan akumulasinya terjadi pada *shelf* dengan presentasi kecil dari sedimen yang mencapai cekungan yang lebih dalam. Pada bagian dasar dibatasi oleh *marker maximum flooding surface* (MFS). *Maximum flooding surface* (MFS) ini menggambarkan terjadinya kondisi genang air laut

tertinggi dan merupakan titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000). Sedangkan pada bagian atasnya dibatasi oleh *marker* berupa *sequence boundary*. Pada sumur ARFN 7 ini ditemukan 2 HST. Pada HST 1 terdapat MFS 1 yang berada pada kedalaman 591 ft yang merupakan awal terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian. Pada HST 2 juga terdapat MFS 2 yang berada pada kedalaman 418 ft dan merupakan akhir terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian.

6.1.1.3. Interpretasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Interpretasi fasies dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap. Interpretasi ini dilakukan berdasarkan pola log dan kandungan serpih pada setiap lapisan. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan fasies setiap lapisannya, sebagai berikut :

1. Lapisan Paratha

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 7, pada lapisan ini memiliki elektrofasis berupa *bell*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar distal fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang sangat mendominasi.

2. Lapisan Paratha 1

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 7, pada lapisan ini memiliki elektrofasis berupa *bell*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang mendominasi dibandingkan dengan kandungan batupasirnya.

3. Lapisan Paratha 2

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 7, pada lapisan ini memiliki elektrofasis berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang sangat mendominasi dibandingkan dengan kandungan serpihnya.

4. Lapisan Paratha 3

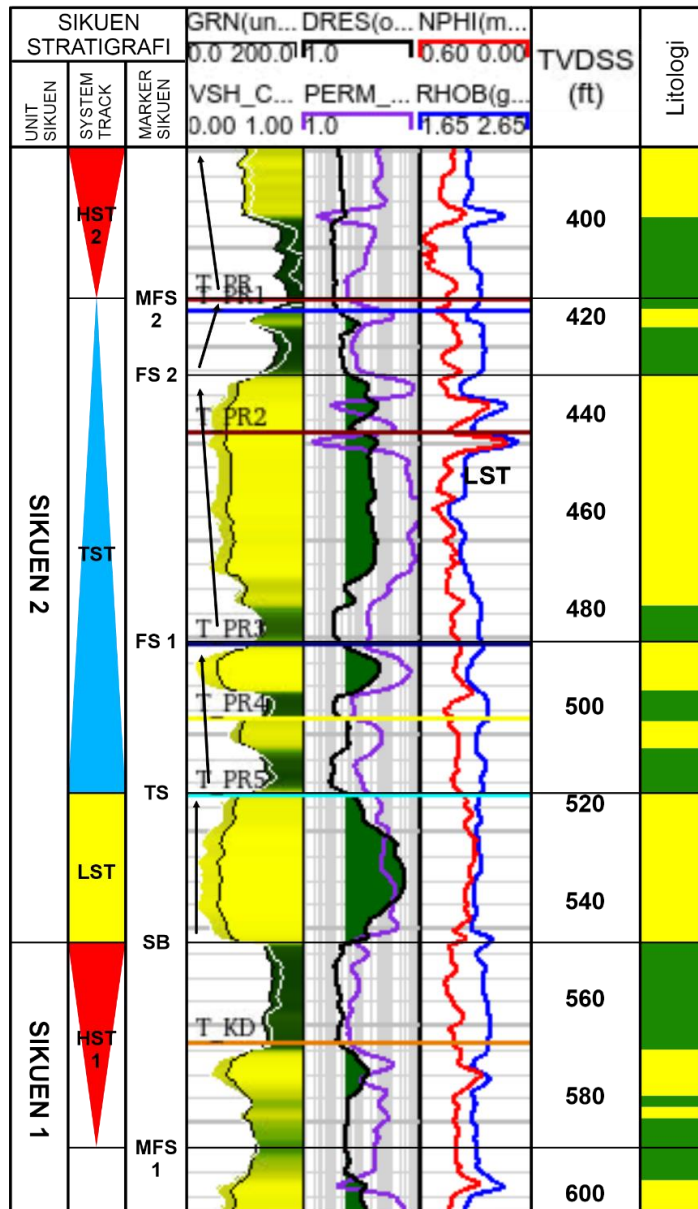
Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 7, pada lapisan ini memiliki elektrofasis berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar off axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang cukup mendominasi dibandingkan dengan kandungan serpihnya.

5. Lapisan Paratha 4

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 7, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar off axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang cukup mendominasi dibandingkan dengan kandungan serpihnya.

6. Lapisan Paratha 5

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 7, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *cylindrical*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar off axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang cukup mendominasi dibandingkan dengan kandungan serpihnya.



Gambar 6. 1. Log Sumur ARFN 7

6.1.2. Sumur ARFN 16

Interpretasi pada sumur ARFN 16 (**Gambar 6.2.**) ini dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap, yaitu pada interval kedalaman 456 ft – 639 ft.

6.1.2.1. Interpretasi Litologi

Pada sumur ini, hanya menginterpretasi litologi berdasarkan data log sumur, dikarenakan pada log ini tidak memiliki data inti batuan. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan litologi pada Formasi Bekasap, sebagai berikut :

1. Batupasir

Hasil interpretasi batupasir pada sumur ARFN 16 ini memiliki nilai *gamma ray* yang rendah, dengan nilai berkisar 50.0 – 100.0 GAPI.

2. Serpih

Hasil interpretasi batupasir pada sumur ARFN 16 ini memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi, dengan nilai berkisar 100.0 – 150.0 GAPI.

6.1.2.2. Interpretasi Sikuen Stratigrafi

Interpretasi sikuen stratigrafi dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap. Interpretasi ini dilakukan berdasarkan pola log, khususnya pada log *gamma ray*. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan sikuen stratigrafi, sebagai berikut :

1. Lowstand System Tract (LST)

Lowstand system tract (LST) terbentuk pada saat fase regresi normal selama periode muka air laut relatif turun. *System tract* ini biasanya dicirikan dengan adanya pola penumpukan endapan sedimen agradasional. Pada bagian dasar LST dibatasi oleh *marker* berupa *sequence boundary*. SB ini diinterpretasikan berada pada kedalaman sekitar 624 ft. *Sequence boundary* ini dicirikan dengan adanya ketidakselaran antara lapisan batupasir yang berada di atas dengan lapisan serpih yang berada di bawah. SB menggambarkan terjadinya penurunan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya surut muka air laut (Middleton, 2003). Sedangkan pada bagian atas dibatasi oleh *marker* berupa *transgressive surface* (TS). TS sebagai penanda telah terjadi penambahan ruang akomodasi pada saat permukaan air laut relatif mengalami kenaikan atau awal terjadinya transgresi. Pada sumur ARFN 7 ini didapatkan *marker* TS yang berada pada kedalaman 623 ft. Pada *system tract* ini membentuk pola log berupa *cyllindrical*.

2. *Transgressive System Tract (TST)*

Transgressive system tract (TST) terbentuk pada saat terjadi transgresi (regresi akhir) sampai fase transgresi maksimum atau selama periode kenaikan muka air laut relatif dimana tingkat pembentukan *accomodation space* lebih besar daripada tingkat *sediment supply*. *System tract* ini dicirikan dengan adanya pola penumpukan endapan sedimen retrogradasional. Pada bagian dasar TST dibatasi oleh *marker* berupa *transgressive surface (TS)*. Pada TST ini juga ditemukan 2 *flooding surface (FS)*, dimana FS ini menggambarkan terjadinya peningkatan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya genang air laut (Middleton, 2003). FS 1 berada pada kedalaman sekitar 632 ft dan FS 2 berada pada kedalaman sekitar 492 ft. Pada bagian atas dibatasi oleh *marker maximum flooding surface (MFS)*. Pada bagian atas dibatasi oleh *marker maximum flooding surface (MFS)*, yaitu MFS 2 yang berada pada kedalaman 447 ft. *Maximum flooding surface (MFS)* ini menggambarkan terjadinya kondisi genang air laut tertinggi dan merupakan titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000).

3. *Highstand System Tract (HST)*

Highstand transgressive system tract (HST) terbentuk selama periode muka air laut mencapai titik tertinggi sampai mulai turun kembali. Endapan-endapan dapat menunjukkan pola penumpukan baik agradasi ataupun progradasi yang menyebabkan garis pantai bergerak semakin ke arah laut. Sedimen disuplai oleh sungai-sungai dari darat dan kebanyakan akumulasinya terjadi pada *shelf* dengan presentasi kecil dari sedimen yang mencapai cekungan yang lebih dalam. Pada bagian dasar dibatasi oleh *marker maximum flooding surface (MFS)*. *Maximum flooding surface (MFS)* ini menggambarkan terjadinya kondisi genang air laut tertinggi dan merupakan titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000). Sedangkan pada bagian atasnya dibatasi oleh *marker* berupa *sequence boundary*. Pada sumur ARFN 16 ini ditemukan 2 HST. Pada HST 1 terdapat MFS 1 yang berada pada kedalaman 649 ft yang merupakan merupakan awal terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian. Pada HST 2 juga terdapat MFS 2 yang berada pada kedalaman 447 ft dan merupakan akhir terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian.

6.1.2.3. Interpretasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Interpretasi fasies dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap. Interpretasi ini dilakukan berdasarkan pola log dan kandungan serpih pada setiap lapisan. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan fasies setiap lapisannya, sebagai berikut :

1. Lapisan Paratha

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 16, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *bell – serrated*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar distal fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang sangat mendominasi. Pada lapisan 1 ini tidak ditemukan batupasir.

2. Lapisan Paratha 1

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 16, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *bell*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang lebih mendominasi dibandingkan dengan batupasir.

3. Lapisan Paratha 2

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 16, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang mendominasi.

4. Lapisan Paratha 3

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 16, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang mendominasi.

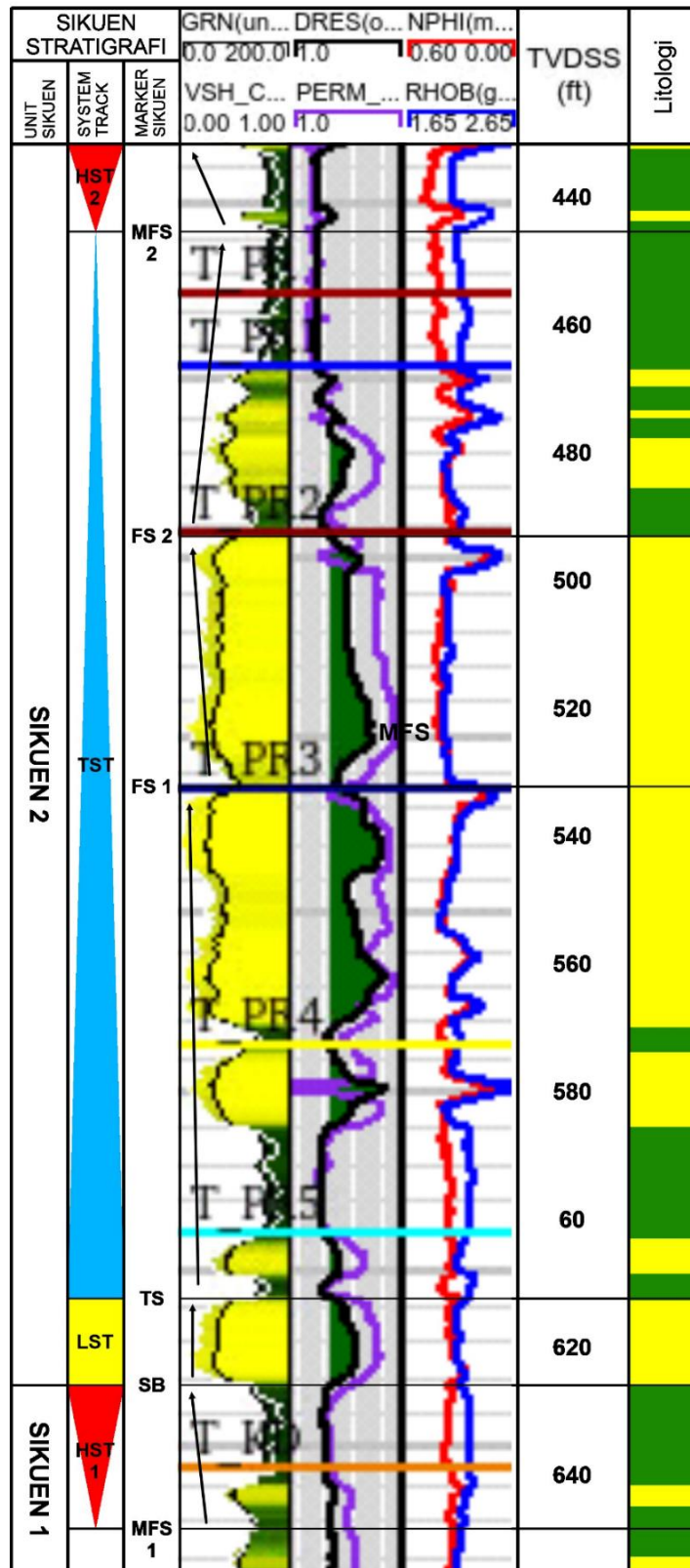
5. Lapisan Paratha 4

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 16, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *cyllidrical*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang cukup mendominasi dibandingkan dengan kandungan batupasirnya.

6. Lapisan Paratha 5

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 16, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *funnel - cyllindrical*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada

lapisan ini terbentuk fasies *sand bar fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang mendominasi dibandingkan dengan kandungan batupasirnya.



Gambar 6. 2. Log Sumur ARFN 16

6.1.3. Sumur ARFN 25

Interpretasi pada sumur ARFN 25 (**Gambar 6.3.**) ini dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap, yaitu pada interval kedalaman 522 ft – 702 ft.

6.1.3.1. Interpretasi Litologi

Interpretasi litologi dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap. Pada sumur ini, hanya menginterpretasi litologi berdasarkan data log sumur. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan litologi pada Formasi Bekasap, sebagai berikut :

1. Batupasir

Hasil interpretasi batupasir pada sumur ARFN 25 ini memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi, dengan nilai berkisar 48.0 – 100.0 GAPI.

2. Serpih

Hasil interpretasi batupasir pada sumur ARFN 25 ini memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi, dengan nilai berkisar 100.0 – 120.0 GAPI.

6.1.3.2. Interpretasi Sikuen Stratigrafi

Interpretasi sikuen stratigrafi dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap. Interpretasi ini dilakukan berdasarkan pola log, khususnya pada log *gamma ray*. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan sikuen stratigrafi, sebagai berikut :

1. *Lowstand System Tract (LST)*

Lowstand system tract (LST) terbentuk pada saat fase regresi normal selama periode muka air laut relatif turun. *System tract* ini biasanya dicirikan dengan adanya pola penumpukan endapan sedimen agradasional. Pada bagian dasar LST dibatasi oleh *marker* berupa *sequence boundary*. SB ini diinterpretasikan berada pada kedalaman sekitar 681 ft. *Sequence boundary* ini dicirikan dengan adanya ketidakselarasan antara lapisan batupasir yang berada di atas dengan lapisan serpih yang berada di bawah. SB menggambarkan terjadinya penurunan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya surut muka air laut (Middleton, 2003). Sedangkan pada bagian atas dibatasi oleh *marker* berupa *transgressive surface (TS)*. TS sebagai penanda telah terjadi penambahan ruang akomodasi pada saat permukaan air laut relatif mengalami kenaikan atau awal terjadinya transgresi. Pada Sumur ARFN 25 ini, didapatkan *marker* TS berada pada kedalaman 641,5 ft. Pada *sistem tract* ini membentuk pola log berupa *cyllindrical*.

2. *Transgressive System Tract (TST)*

Transgressive system tract (TST) terbentuk pada saat terjadi transgresi (regresi akhir) sampai fase transgresi maksimum atau selama periode kenaikan muka air laut relatif dimana tingkat pembentukan *accomodation space* lebih besar daripada tingkat *sediment supply*. *System tract* ini dicirikan dengan adanya pola penumpukan endapan sedimen retrogradasional. Pada bagian dasar TST dibatasi oleh *marker* berupa *transgressive surface (TS)*. Pada TST ini juga ditemukan 2 *flooding surface (FS)*, dimana FS ini menggambarkan terjadinya peningkatan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya genang air laut (Middleton, 2003). FS 1 berada pada kedalaman sekitar 614 ft dan FS 2 berada pada kedalaman sekitar 556 ft. Pada bagian atas dibatasi oleh *marker maximum flooding surface (MFS)*, yaitu MFS 2 yang berada pada kedalaman 518,5 ft. *Maximum flooding surface (MFS)* ini menggambarkan terjadinya kondisi genang air laut tertinggi dan merupakan titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000).

3. *Highstand System Tract (HST)*

Highstand transgressive system tract (HST) terbentuk selama periode muka air laut mencapai titik tertinggi sampai mulai turun kembali. Endapan-endapan dapat menunjukkan pola penumpukan baik agradasi ataupun progradasi yang menyebabkan garis pantai bergerak semakin ke arah laut. Sedimen disuplai oleh sungai-sungai dari darat dan kebanyakan akumulasinya terjadi pada *shelf* dengan presentasi kecil dari sedimen yang mencapai cekungan yang lebih dalam. Pada bagian dasar dibatasi oleh *marker maximum flooding surface (MFS)*. *Maximum flooding surface (MFS)* ini menggambarkan terjadinya kondisi genang air laut tertinggi dan merupakan titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000). Sedangkan pada bagian atasnya dibatasi oleh *marker* berupa *sequence boundary*. Pada sumur ARFN 25 ini ditemukan 2 HST. Pada HST 1 terdapat MFS 1 yang berada pada kedalaman 699 ft yang merupakan awal terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian. Pada HST 2 juga terdapat MFS 2 yang berada pada kedalaman 518,5 ft dan merupakan akhir terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian.

6.1.3.3. Interpretasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Interpretasi fasies dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap. Interpretasi ini dilakukan berdasarkan pola log dan kandungan serpih pada setiap

lapisan. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan fasies setiap lapisannya, sebagai berikut :

1. Lapisan Paratha

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 25, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *bell*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar distal fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang sangat mendominasi.

2. Lapisan Paratha 1

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 25, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *bell*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar distal fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang sangat mendominasi.

3. Lapisan Paratha 2

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 25, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar off axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang cukup mendominasi dibandingkan dengan kandungan serpihnya.

4. Lapisan Paratha 3

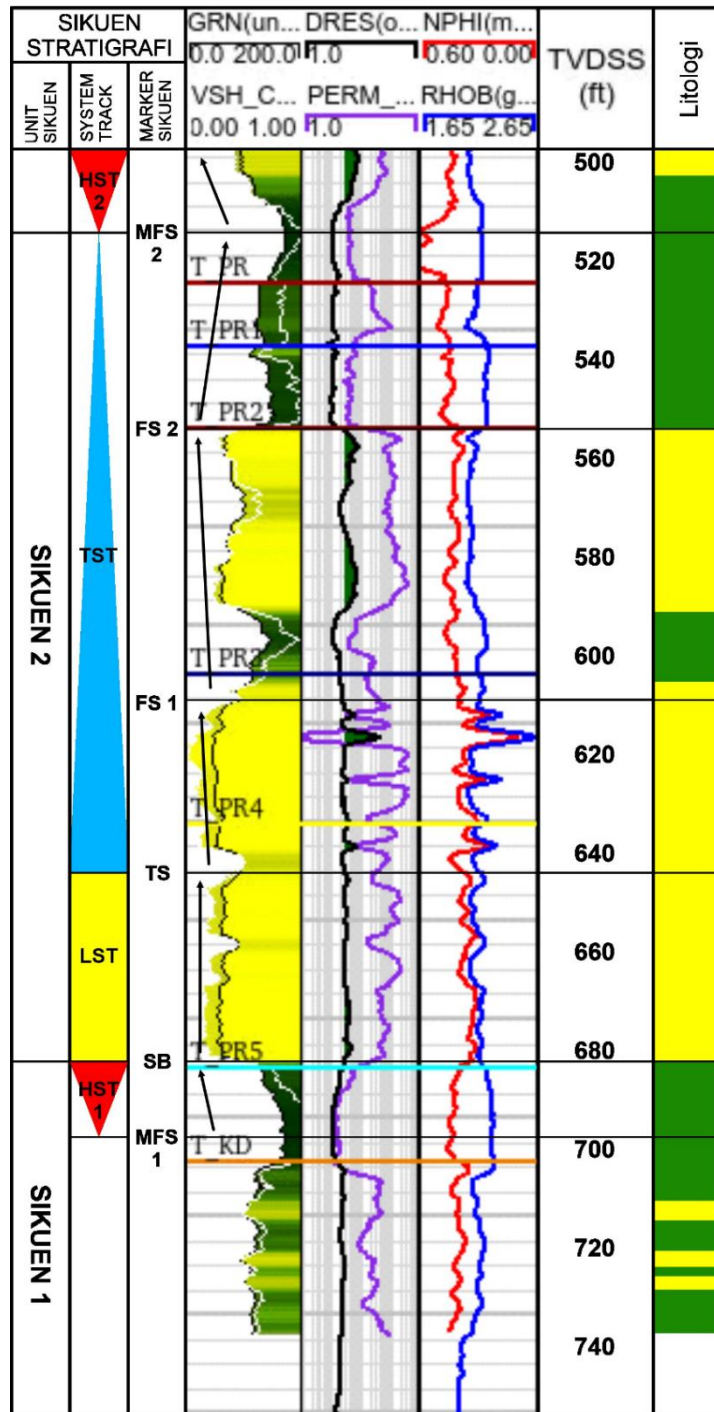
Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 25, pada lapisan ini elektrofases berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang sangat mendominasi dibandingkan dengan kandungan serpihnya.

5. Lapisan Paratha 4

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 25, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *cyllidrical*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang sangat mendominasi.

6. Lapisan Paratha 5

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 25, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar distal fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang sangat mendominasi.



Gambar 6. 3. Log Sumur ARFN 25

6.1.4. Sumur ARFN 32

Interpretasi pada sumur ARFN 32 (Gambar 6.4.) ini dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap, yaitu pada interval kedalaman 523 ft – 735 ft.

6.1.4.1. Interpretasi Litologi

Intepretasi litologi pada sumur ini hanya dilakukan berdasarkan data log sumur, dikarenakan pada sumur ini tidak memiliki data inti batuan. Berdasarkan

hasil analisis, penulis menginterpretasikan litologi pada Formasi Bekasap, sebagai berikut :

1. Batupasir

Hasil interpretasi batupasir pada sumur ARFN 32 ini memiliki nilai *gamma ray* yang rendah, dengan nilai berkisar 50.0 – 98.0 GAPI.

2. Serpih

Hasil interpretasi serpih pada sumur ARFN 32 ini memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi, dengan nilai berkisar 98.0 – 115.0 GAPI.

6.1.4.2. Interpretasi Sikuen Stratigrafi

Interpretasi sikuen stratigrafi dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap. Interpretasi ini dilakukan berdasarkan pola log, khususnya pada log *gamma ray*. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan sikuen stratigrafi, sebagai berikut :

1. Lowstand System Tract (LST)

Lowstand system tract (LST) terbentuk pada saat fase regresi normal selama periode muka air laut relatif turun. *System tract* ini biasanya dicirikan dengan adanya pola penumpukan endapan sedimen agradasional. Pada bagian dasar LST dibatasi oleh *marker* berupa *sequence boundary*. SB ini diinterpretasikan berada pada kedalaman sekitar 721 ft. *Sequence boundary* ini dicirikan dengan adanya ketidakselarasan antara lapisan batupasir yang berada di atas dengan lapisan serpih yang berada di bawah. SB menggambarkan terjadinya penurunan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya surut muka air laut (Middleton, 2003). Sedangkan pada bagian atas dibatasi oleh *marker transgressive surface* (TS). TS sebagai penanda telah terjadi penambahan ruang akomodasi pada saat permukaan air laut relatif mengalami kenaikan atau awal terjadinya transgresi. Pada sumur ARFN 32 ini, didapatkan *marker* TS berada pada kedalaman 657,5 ft. Pada *sistem tract* ini membentuk pola log berupa *cyllindrical*.

2. Transgressive System Tract (TST)

Transgressive system tract (TST) terbentuk pada saat terjadi transgresi (regresi akhir) sampai fase transgresi maksimum atau selama periode kenaikan muka air laut relatif dimana tingkat pembentukan *accomodation space* lebih besar daripada tingkat *sediment supply*. *System tract* ini dicirikan dengan adanya pola penumpukan endapan sedimen retrogradasional. Pada bagian dasar TST dibatasi

oleh *marker* berupa *transgressive surface* (TS). Pada TST ini juga ditemukan 2 *flooding surface*, dimana FS menggambarkan terjadinya peningkatan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya genang air laut (Middleton, 2003). Pada sumur ARFN 32 ini diinterpretasikan terdapat 2 FS. FS 1 berada pada kedalaman sekitar 623 ft dan FS 2 berada pada kedalaman sekitar 560 ft. Pada bagian atas dibatasi oleh *marker maximum flooding surface* (MFS), yaitu MFS 2 yang berada pada kedalaman 520 ft. *Maximum flooding surface* (MFS) ini menggambarkan terjadinya kondisi genang air laut tertinggi dan merupakan titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000).

3. Highstand System Tract (HST)

Highstand transgressive system tract (HST) terbentuk selama periode muka air laut mencapai titik tertinggi sampai mulai turun kembali atau titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000). Endapan-endapan dapat menunjukkan pola penumpukan baik agradasi ataupun progradasi yang menyebabkan garis pantai bergerak semakin ke arah laut. Sedimen disuplai oleh sungai-sungai dari darat dan kebanyakan akumulasinya terjadi pada *shelf* dengan presentasi kecil dari sedimen yang mencapai cekungan yang lebih dalam. Pada bagian dasar dibatasi oleh *marker maximum flooding surface* (MFS), sedangkan pada bagian atasnya dibatasi oleh *marker* berupa *sequence boundary*. Pada sumur ARFN 32 ini ditemukan 2 HST. Pada HST 1 terdapat MFS 1 yang berada pada kedalaman 756 ft yang merupakan awal terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian. Pada HST 2 juga terdapat MFS 2 yang merupakan akhir terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian.

6.1.4.3. Interpretasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Interpretasi fasies dilakukan dari *top* sampai *bottom* Formasi Bekasap. Interpretasi ini dilakukan berdasarkan pola log dan kandungan serpih pada setiap lapisan. Berdasarkan hasil analisis, penulis menginterpretasikan fasies setiap lapisannya, sebagai berikut :

1. Lapisan Paratha

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 32, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *bell*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar distal fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang sangat mendominasi.

2. Lapisan Paratha 2

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 32, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *bell*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar distal fringe*. Dimana fasies ini memiliki kandungan serpih yang sangat mendominasi.

3. Lapisan Paratha 3

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 32, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar off axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang cukup mendominasi dibandingkan dengan kandungan serpihnya.

4. Lapisan Paratha 3

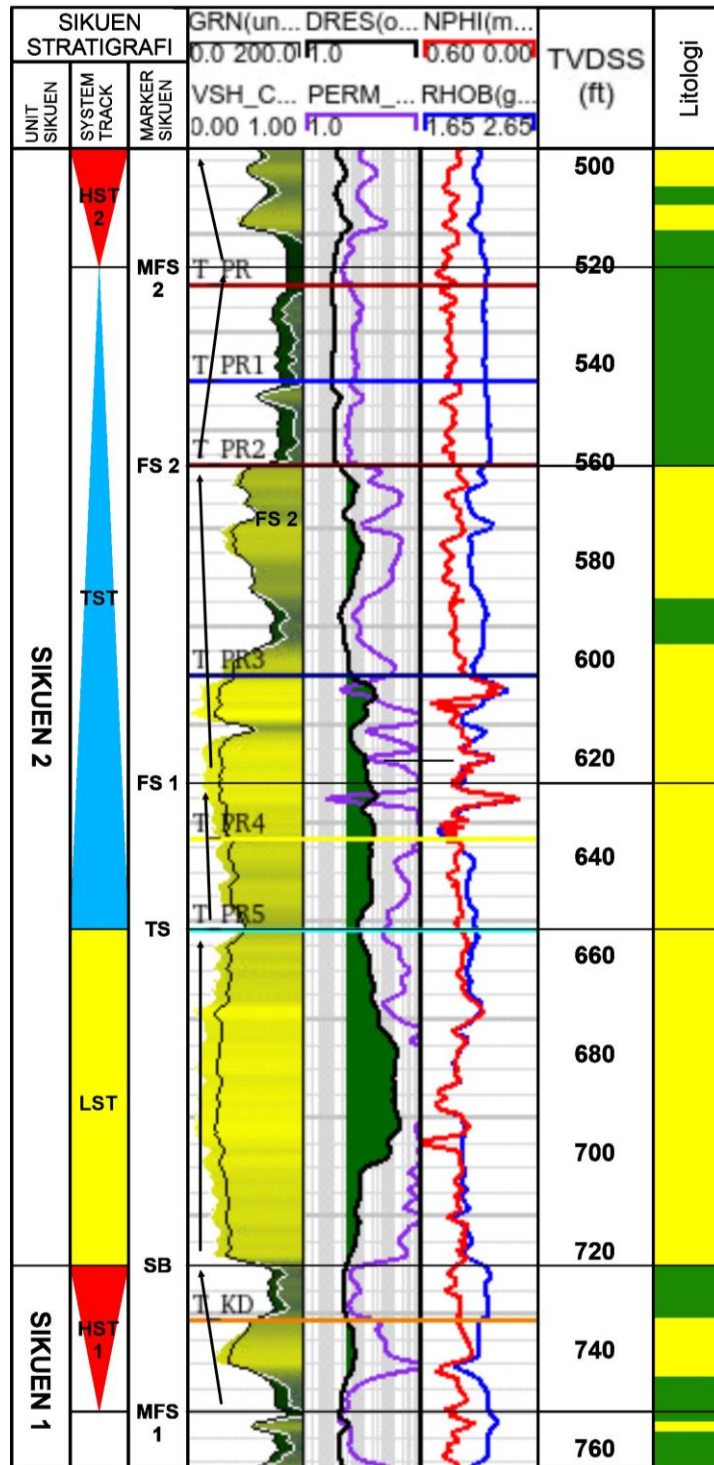
Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 32, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang sangat mendominasi.

5. Lapisan Paratha 4

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 32, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *funnel*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang sangat mendominasi.

6. Lapisan Paratha 5

Berdasarkan hasil analisis pada sumur ARFN 32, pada lapisan ini memiliki elektrofases berupa *cyllindrical*. Dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan ini terbentuk fasies *sand bar axis*. Dimana fasies ini memiliki kandungan batupasir yang sangat mendominasi dibandingkan dengan kandungan serpihnya.



Gambar 6. 4. Log Sumur ARFN 32

6.2. Analisis Data Biostratigrafi

Data biostratigrafi yang diperoleh berjumlah 19 data biostratigrasi dari sumur yang berbeda-beda, akan tetapi terdapat 2 data biostratigrafi yang tidak memiliki data sumur. Pada data tersebut, menggunakan klasifikasi zonasi menurut Blow (1969) untuk mikrofosil foraminifera sedangkan untuk nannofosil menggunakan

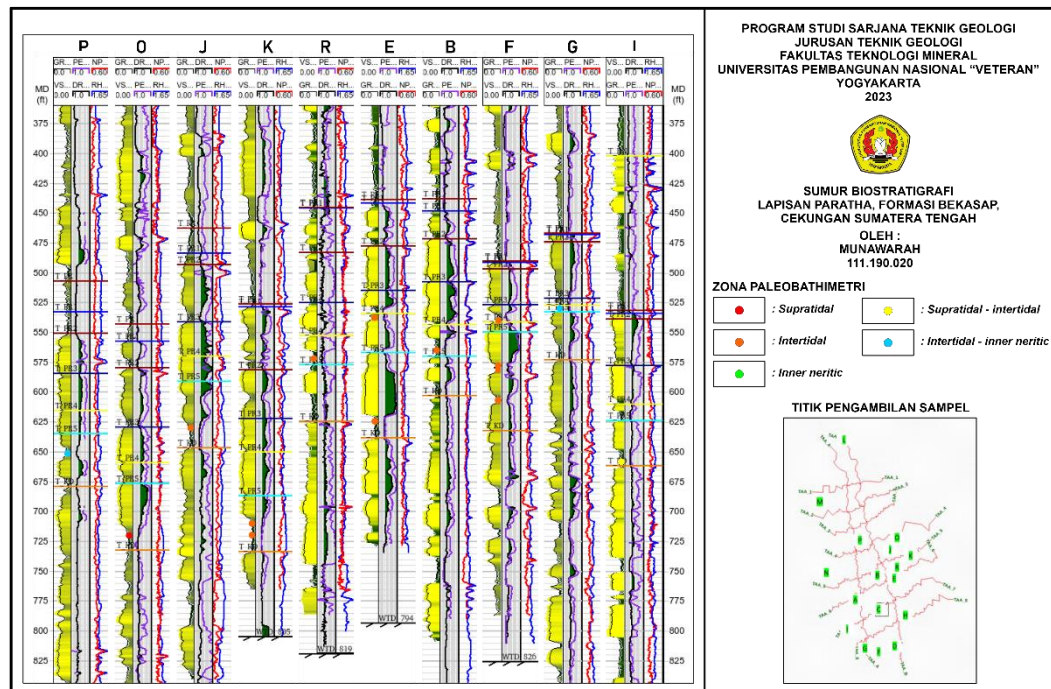
klasifikasi zonasi menurut Martini (1971). Analisis data ini dilakukan untuk menentukan kedalaman interval pada setiap *bracket* data biostratigrafi, kemudian menentukan fosil foram dan nanno ditemukan pada lapisan batupasir berapa dan pada lingkungan pengendapan apa.

Selanjutnya, dilakukan penyamaan kedalaman pada *bracket* dan log sumur. Akan tetapi, terdapat beberapa ketidaksamaan kedalaman yang signifikan pada beberapa data biostratigrafi yaitu pada data sumur L, M, N dan P yang ditunjukkan oleh **Tabel 6.1**. Berikut adalah data biostrat yang memiliki ketidaksamaan antara *bracket* dan log sumur :

Tabel 6. 1. Perbedaan Measured Depth (MD) pada Log Sumur dan Bracket

Perbedaan MD (feet)	L	M	N	P
MD Bracket (Top PR)	593	550	750	552
MD Bracket (Top KD)	None	674	869	671
MD Log Sumur (Top PR)	None	575	730	506
MD Log Sumur (Top KD)	None	754	None	679
Interval MD Bracket (Top PR-KD)	None	124	119	119
Rentang MD Log Sumur (Top PR-KD)	None	175	90	170

Selanjutnya, dilakukan pengeplotan data biostratigrafi ke dalam log sumur (**Gambar 6.5.**) sehingga didapatkan informasi mengenai keterdapatannya fosil tersebut ditemukan pada lapisan berapa dan diendapkan pada lingkungan apa.



Gambar 6. 5. Plot Data Biostratigrafi pada Log Sumur

Selanjutnya, hasil pengeplotan ke dalam sumur kemudian diplotkan ke dalam peta berdasarkan titik pengambilan sampel fosil atau data biostrat. Selanjutnya ditentukan kedalaman paleobatimetri pada titik tersebut (perbedaan kedalaman diberi tanda oleh warna yang berbeda-beda sesuai kedalamannya). Setelah semua data sudah diplot dan ditentukan kedalamannya, selanjutnya dilakukan *clustering* pada peta tersebut, sehingga menghasilkan peta paleobatimetri.

Pada peta paleobatimetri ini, tidak semua data biostratigrafi dimasukkan, karena pemetaan hanya dilakukan pada fosil yang memiliki kesamaan interval lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5.

6.2.1. Peta Paleobatimetri Lapisan Batupasir Paratha 4

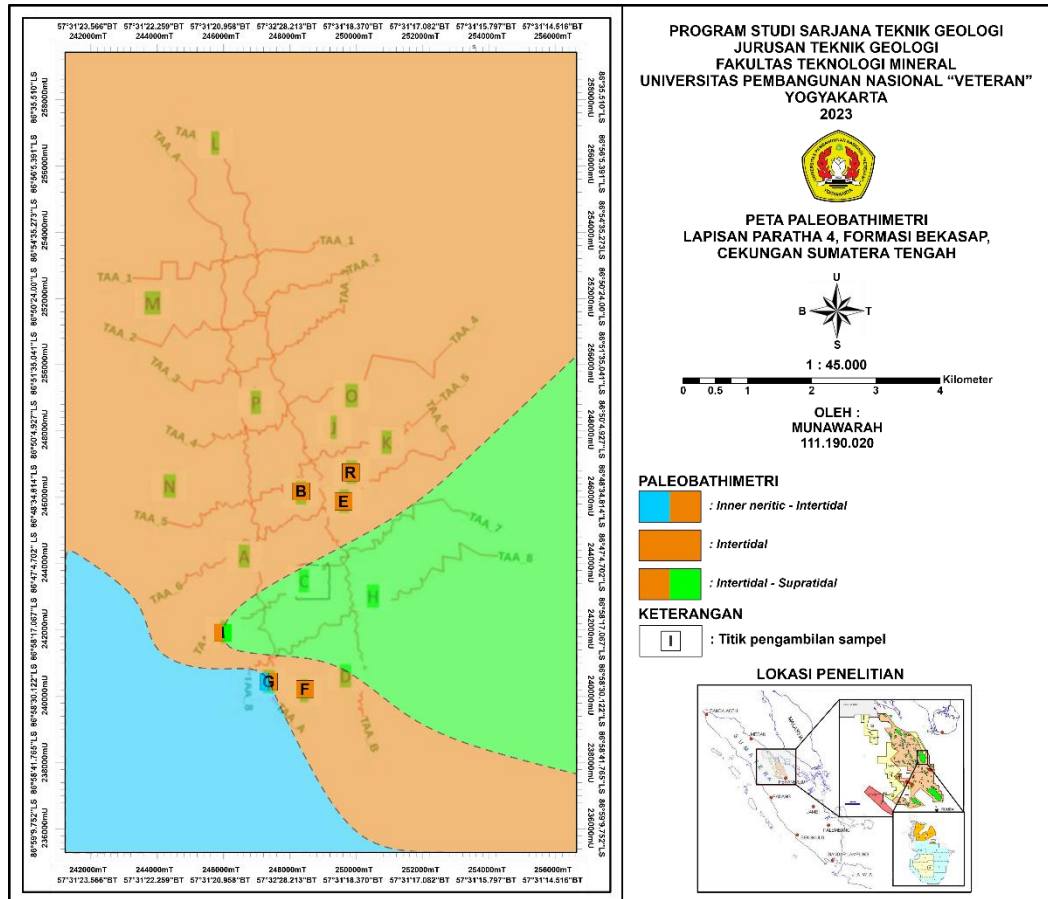
Pada peta paleobatimetri lapisan Batupasir Paratha 4 dibatasi berdasarkan titik sumur B, E, F, G, I dan R. Berdasarkan hasil pemetaan paleobatimetri, didapatkan lingkungan paleobatimetri pada lapisan Batupasir Paratha 4, yaitu diendapkan pada lingkungan *inner neritic* sampai *supratidal* (**Gambar 6.6**). Lingkungan paleobatimetri *inner neritic* diwakili oleh warna biru pada titik sumur pengambilan sampel, lingkungan *intertidal* diwakili oleh warna jingga pada titik sumur pengambilan sampel dan juga pada peta, sedangkan lingkungan pengendapan *supratidal* diwakili oleh warna hijau pada titik sumur pengambilan sampel dan juga pada peta.

Lingkungan paleobatimetri berupa *intertidal* berkembang di bagian tengah, mulai dari utara sampai tenggara lapisan Batupasir Paratha 4. Lingkungan pengendapan *intertidal* merupakan lingkungan yang masih dipengaruhi oleh arus pasang surut. Pada lingkungan ini, material sedimen yang terendapkan berupa batupasir dan mud.

Pada data biostratigrafi sumur G, menunjukkan adanya pendalaman. Dimana, semakin ke arah sebelah barat sampai ke baratdaya dari lapisan Batupasir Paratha 4 pada daerah penelitian semakin menuju ke arah laut atau lingkungan pengendapan *inner neritic*. Lingkungan paleobatimetri berupa *inner neritic* berkembang di bagian baratdaya dari lapisan Batupasir Paratha 4 pada daerah penelitian. Lingkungan pengendapan *inner neritic* merupakan lingkungan pengendapan yang sangat dipengaruhi oleh arus pasang surut.

Pada data biostratigrafi sumur I, menunjukkan adanya pendangkalan. Dimana, semakin ke arah timur dari lapisan Batupasir Paratha 4 pada daerah

penelitian semakin menuju ke arah darat atau lingkungan pengendapan *supratidal*. Lingkungan pengendapan ini hanya berkembang di bagian timur dari daerah penelitian dan hanya menempati sebagian kecil. Karena lingkungan pengendapan *supratidal* merupakan lingkungan pengendapan yang semakin menuju ke arah daratan, oleh karena itu pengaruh arus pasang surut sangat kecil atau bahkan tidak terpengaruh sama sekali.



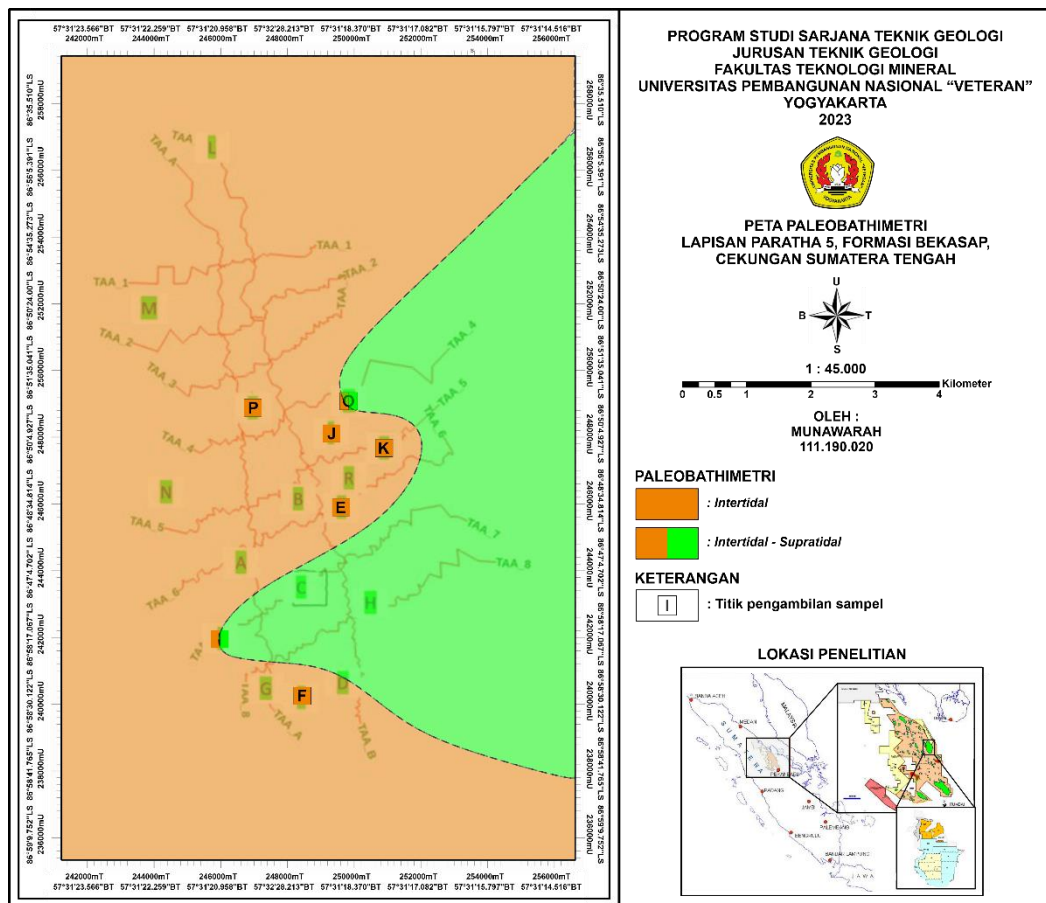
Gambar 6. 6. Peta Paleobatimetri Lapisan Batupasir Paratha 4

6.2.2. Peta Paleobatimetri Lapisan Batupasir Paratha 5

Pada peta paleobatimetri lapisan Batupasir Paratha 5 dibatasi berdasarkan titik sumur E, F, I, K, O dan P. Berdasarkan hasil pemetaan paleobatimetri, didapatkan lingkungan paleobatimetri pada lapisan Batupasir Paratha 5, yaitu diendapkan pada lingkungan *intertidal* sampai *supratidal* (Gambar 6.7.). Lingkungan pengendapan *intertidal* diwakili oleh warna jingga sedangkan lingkungan pengendapan *supratidal* diwakili oleh warna hijau pada titik sumur pengambilan sampel dan juga pada peta.

Lingkungan paleobathimetri berupa *intertidal* berkembang hampir di seluruh lapisan Batupasir Paratha 5 pada daerah penelitian. Lingkungan pengendapan *intertidal* merupakan lingkungan pengendapan yang sangat dipengaruhi oleh arus pasang surut. Pada lingkungan ini, material sedimen yang terendapkan berupa batupasir dan mud.

Pada data biostratigrafi sumur I dan O, menunjukkan adanya pendangkalan. Dimana, semakin ke arah sebelah timur sampai timurlaut dari lapisan Batupasir Paratha 4 pada daerah penelitian semakin menuju ke arah darat atau lingkungan pengendapan *supratidal*. Karena lingkungan pengendapan *supratidal* merupakan lingkungan pengendapan yang semakin menuju ke arah daratan, oleh karena itu pengaruh arus pasang surut sangat kecil atau bahkan tidak terpengaruh sama sekali.



Gambar 6. 7. Peta Paleobatimetri Lapisan Batupasir Paratha 5

Berdasarkan Gambar 6.6 dan Gambar 6.7, dapat disimpulkan bahwa dari lapisan Paratha 5 ke lapisan Paratha 4 terjadi pendalaman atau mengalami fase transgresif. Hal ini dibuktikan pada lapisan Paratha 5 diendapkan pada lingkungan

pengendapan *intertidal* sampai *supratidal* sedangkan pada lapisan Paratha 4 diendapkan pada lingkungan *inner neritic* sampai *supratidal*.

6.3. Analisis Sikuen Stratigrafi

Analisis sikuen stratigrafi dilakukan pada 9 sumur (**Gambar 6.8.**) yang ada pada daerah penelitian, dimana *maximum flooding surface* sebagai datumnya. Berdasarkan hasil analisis sikuen stratigrafi didapatkan :

6.3.1. Lowstand System Tract (LST)

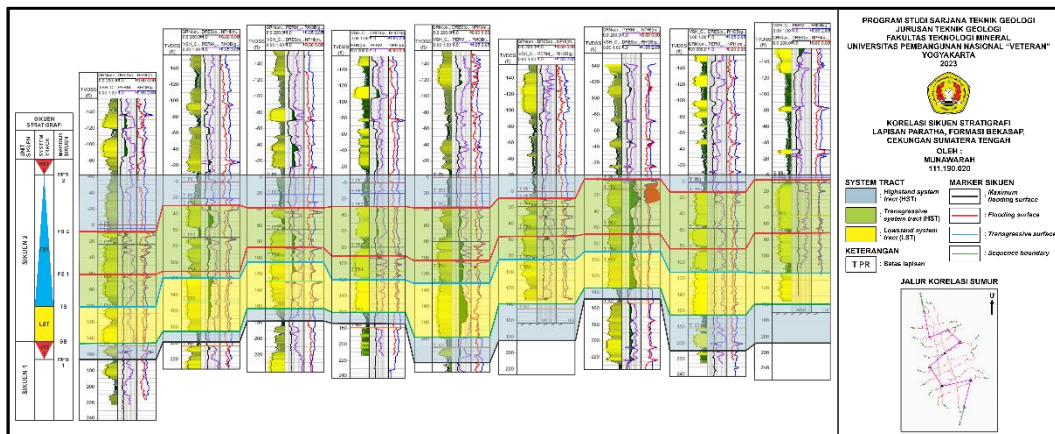
Lowstand system tract (LST) terbentuk pada saat fase regresi normal selama periode muka air laut relatif turun. *System tract* ini biasanya dicirikan dengan adanya pola penumpukan endapan sedimen agradasional. Pada bagian dasar LST dibatasi oleh *marker* berupa *sequence boundary*. SB ini diinterpretasikan berada pada lapisan Batupasir Paratha 5. *Sequence boundary* ini dicirikan dengan adanya ketidakselarasan antara lapisan batupasir yang berada di atas dengan lapisan serpih yang berada di bawah. SB menggambarkan terjadinya penurunan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya surut muka air laut (Middleton, 2003). Sedangkan pada bagian atas dibatasi oleh *marker* berupa *transgressive surface* (TS). *Marker* TS sebagai penanda telah terjadi penambahan ruang akomodasi pada saat permukaan air laut relatif mengalami kenaikan atau awal terjadinya transgresi.

6.3.2. Transgressive System Tract (TST)

Transgressive system tract (TST) terbentuk pada saat terjadi transgresi (regresi akhir) sampai fase transgresi maksimum atau selama periode kenaikan muka air laut relatif dimana tingkat pembentukan *accomodation space* lebih besar daripada tingkat *sediment supply*. Pada bagian dasar TST dibatasi oleh *marker* berupa *transgressive surface* (TS). TS ini berada di lapisan Batupasir Paratha 4. Pada TST ini juga ditemukan 2 *flooding surface*, dimana FS menggambarkan terjadinya peningkatan *accomodation space* secara tiba-tiba dengan terjadinya genang air laut (Middleton, 2003). Pada bagian atas TST ini, dibatasi oleh *marker* *maximum flooding surface* (MFS), yaitu MFS 2 yang berada pada *top* lapisan Batupasir Paratha. *Maximum flooding surface* (MFS) ini menggambarkan terjadinya kondisi genang air laut tertinggi dan merupakan titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000).

6.3.3. Highstand System Tract (HST)

Highstand transgressive system tract (HST) terbentuk selama periode muka air laut mencapai titik tertinggi sampai mulai turun kembali atau titik balik antara fasa transgresi menuju fasa regresi (Selley, 2000). Endapan-endapan dapat menunjukkan pola penumpukan baik agradasi ataupun progradasi yang menyebabkan garis pantai bergerak semakin ke arah laut. Sedimen disuplai oleh sungai-sungai dari darat dan kebanyakan akumulasinya terjadi pada *shelf* dengan presentasi kecil dari sedimen yang mencapai cekungan yang lebih dalam. Pada bagian dasar dibatasi oleh *marker maximum flooding surface* (MFS), sedangkan pada bagian atasnya dibatasi oleh *marker* berupa *sequence boundary*. Pada korelasi sumur ini, ditemukan 2 HST. Pada HST 1 terdapat MFS 1 yang merupakan awal terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian. Pada HST 2 juga terdapat MFS 2 yang merupakan akhir terbentuknya Formasi Bekasap pada daerah penelitian.



Gambar 6. 8. Korelasi Sikuen Stratigrafi

Berdasarkan hasil penarikan sikuen stratigrafi pada **Gambar 6.8.**, dapat disimpulkan bahwa lapisan Paratha 4 mulai diendapkan pada *system tract* berupa LST sampai TST sedangkan lapisan Paratha 5 mulai diendapkan pada *system tract* berupa HST sampai LST.

6.4. Analisis Fasies

Analisis fasies pada daerah penelitian ini dilakukan pada korelasi sumur dan pada *overlay* peta petrofisik dengan peta persebaran *log signature*.

6.4.1. Analisis Fasies pada Log Korelasi Sumur

Dalam menentukan fasies pada log korelasi sumur, terlebih dahulu dilakukan analog fasies pada log sumur.

6.4.1.1. Analog Fasies pada Log Sumur

Dalam menentukan fasies pada log korelasi sumur, terlebih dahulu dilakukan analog fasies. Analog model yang digunakan untuk penamaan pola elektrofases adalah klasifikasi dari Van Yperen (2020) (**Gambar 6.9**). Klasifikasi Van Yperen (2020) digunakan untuk melihat secara lebih detail komponen penyusun dari *tidal sand bar* pada daerah penelitian. Komponen penyusun *tidal sand bar* serta pola defleksi pada elektrofases adalah sebagai berikut :

- ***Tidal Sand bar Axis***

Tidal Sand bar axis memiliki pola log berupa *cylindrical* atau *blocky*. *Tidal Sand bar axis* didominasi oleh sedimen berukuran konglomerat-pasir, sehingga memiliki nilai GR yang sangat rendah. Pada *tidal sand bar axis* ini, jarang ditemukan sedimen berukuran lempung-lanau. Jika ditemukan, hanya memiliki ketebalan yang sangat tipis.

- ***Tidal Sand bar Off Axis***

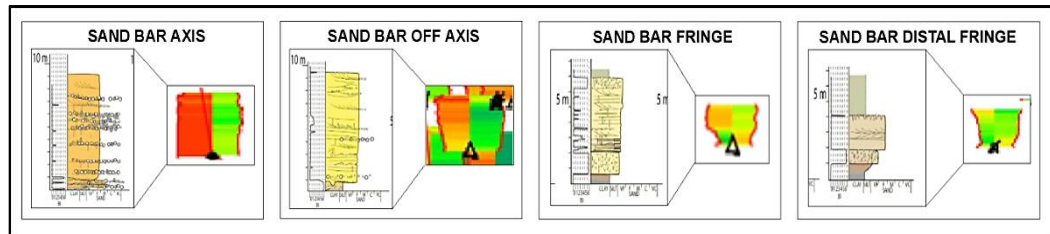
Tidal Sand bar off axis memiliki pola log berupa *cylindrical* ataupun *funnel*. *Tidal Sand bar off axis* ini masih didominasi oleh sedimen berukuran pasir dan juga terdapat sedimen berukuran lempung-lanau tetapi lapisannya tipis, sehingga memiliki nilai *gamma ray* yang relatif rendah, tetapi semakin ke bawah lapisan nilai Grnya semakin menurun yang disebabkan oleh keterdapatannya lapisan berukuran lanau-lempung.

- ***Tidal Sand bar Fringe***

Tidal sand bar fringe memiliki pola log berupa *funnel* ataupun *symmetrical* yang tersusun atas sedimen berukuran pasir halus-lempung, sehingga memiliki nilai *gamma ray* yang berikisar antara medium – rendah. Pada *tidal sand bar fringe* ini, sedimen berukuran lanau-lempung sudah mulai mendominasi dan lapisan lanau-lempungnya lebih tebal jika dibandingkan dengan *tidal sand bar off axis*.

- ***Tidal Sand bar Distal Fringe***

Tidal sand bar distal fringe memiliki pola log berupa *funnel* ataupun *symmetrical* yang tersusun atas sedimen berukuran pasir sangat halus-lempung. *Tidal sand bar distal fringe* didominasi oleh sedimen berukuran lanau-lempung sehingga memiliki nilai *gamma ray* yang sangat tinggi. Pada *tidal sand bar distal fringe* ini jarang atau bahkan tidak ditemukan sedimen berukuran pasir, jika ada lapisannya sangat tipis.



Gambar 6. 9. Analog Fasies pada Pola Elektrofasi (Van Yperen, 2020)

6.4.1.2. Fasies pada Log Korelasi

Penentuan fasies pada log korelasi dilakukan berdasarkan kesamaan analog fasies serta mempertimbangkan ketebalan batupasir dan ketebalan *shale* pada masing-masing lapisan batupasir. Tipe log yang digunakan adalah log GRN. Log korelasi dibagi menjadi dua jalur, yaitu korelasi TAA_A dan TAA_B yang berarah N-S atau tegak lurus dengan arah pengendapan.

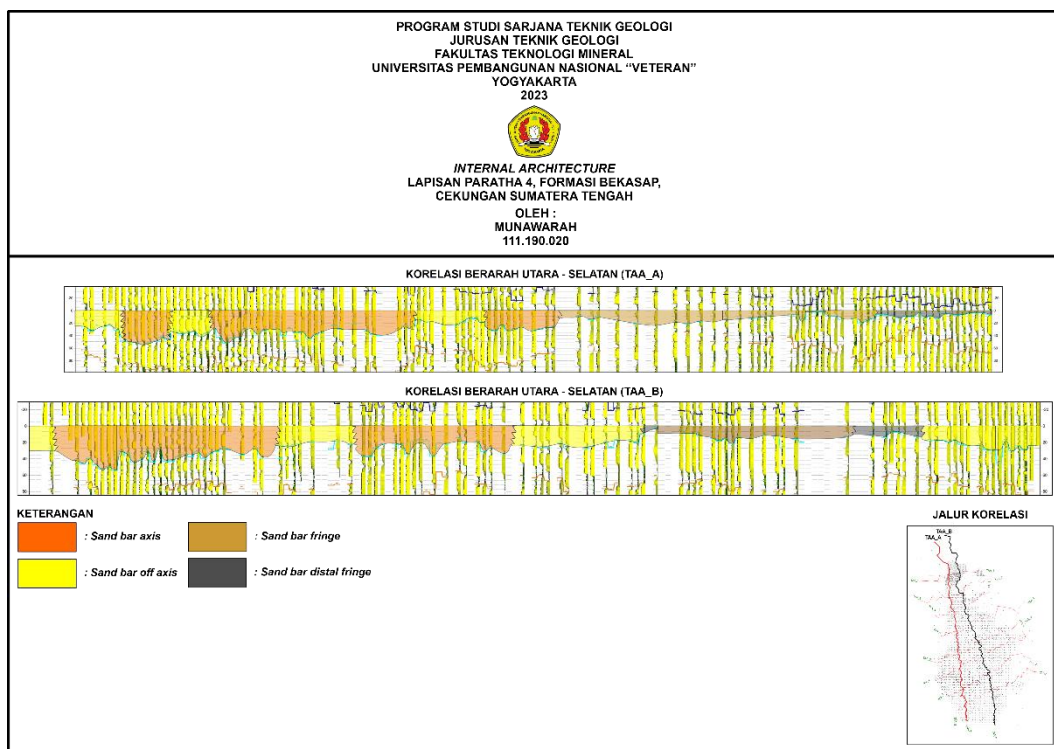
6.4.1.2.1. Fasies pada *Internal Architecture* Lapisan Batupasir Paratha 4

Pada jalur korelasi TAA_A dan TAA_B didapatkan fasies yang berkembang adalah *sand bar axis*, *sand bar off axis*, *sand bar fringe* dan *sand bar distal fringe* yang memiliki ciri masing-masing berdasarkan kandungan *sand* dan *shale* serta ketebalan yang dimiliki (**Gambar 6.10**). Pada *sand bar axis*, memiliki kandungan *sand* yang paling tebal dan lapisan yang paling tebal jika dibandingkan dengan fasies lainnya, sehingga memiliki nilai *gamma ray* yang sangat rendah. *Sand bar axis* ini juga ditemukan lapisan *shale* yang sangat tipis. Pada *sand bar off axis*, memiliki kandungan *sand* yang tebal tetapi tidak setebal *axis* dan juga kandungan *shale*nya tipis. Pada *sand bar fringe*, kandungan *sand* sudah mulai menipis dengan kandungan *shale* yang sudah mulai menebal. Pada *sand bar distal fringe* kandungan *sand* sudah sangat tipis dan kandungan *shale* yang sangat tebal, sehingga memiliki nilai *gamma ray* yang sangat tinggi.

Pada korelasi TAA_A ditemukan fasies yang berkembang (barat ke timur dari korelasi log) dengan urutan : *sand bar off axis* – *sand bar axis* - *sand bar off axis* - *sand bar axis* - *sand bar off axis* – *sand bar axis* – *sand bar fringe* – *sand bar distal fringe* – *sand bar fringe* - *sand bar distal fringe*. Korelasi TAA_A dari timur ke bagian tengah, masih didominasi oleh *sand* yang tebal dan *shale* yang tipis. Hal ini dibuktikan dengan fasies yang berkembang di area tersebut, yaitu fasies *sand bar axis* dan *sand bar off axis*. Sedangkan, korelasi TAA_A dari tengah ke timur, kandungan *shale* sudah mulai mendominasi dan kandungan *sand* yang tipis. Hal ini

dibuktikan dengan fasies yang berkembang di area tersebut, yaitu fasies *sand bar fringe* dan *sand bar distal fringe*. Oleh karena itu, korelasi ini menunjukkan bahwa semakin ke timur pengendapannya semakin ke arah *distal fringe*. Artinya, semakin jauh atau semakin ke arah bagian luar dari *sand bar*.

Pada korelasi TAA_B ditemukan fasies yang berkembang (barat ke timur dari korelasi log) dengan urutan : *sand bar off axis* - *sand bar axis* - *sand bar off axis* - *sand bar axis* - *sand bar off axis* – *sand bar distal fringe* - *sand bar off axis*. Korelasi TAA_B dari timur ke bagian tengah, masih didominasi oleh *sand* yang tebal dan *shale* yang tipis. Hal ini dibuktikan dengan fasies yang berkembang di area tersebut, yaitu fasies *sand bar axis* dan *sand bar off axis*. Pada bagian tengah dari korelasi ini, kandungan *shale* sudah mulai mendominasi, hal ini dibuktikan dengan fasies yang berkembang di area tersebut, yaitu fasies *sand bar fringe* dan *sand bar distal fringe*. Akan tetapi, terjadi lagi perubahan kandungan *sand* yang menebal lagi di bagian timur, hal ini dibuktikan dengan fasies yang berkembang di area tersebut, yaitu fasies *sand bar off axis*. Oleh karena itu, korelasi ini menunjukkan bahwa semakin ke bagian tengah, pengendapannya semakin ke arah *distal fringe*. Artinya, semakin jauh atau semakin ke arah bagian luar dari *sand bar* dan pada bagian timur menunjukkan bahwa pengendapannya mulai kembali mendekati *sand bar*.



Gambar 6. 10. Internal Architecture Lapisan Batupasir Paratha 4

6.4.1.2.2. Fasies pada *Internal Architecture* Lapisan Batupasir Paratha 5

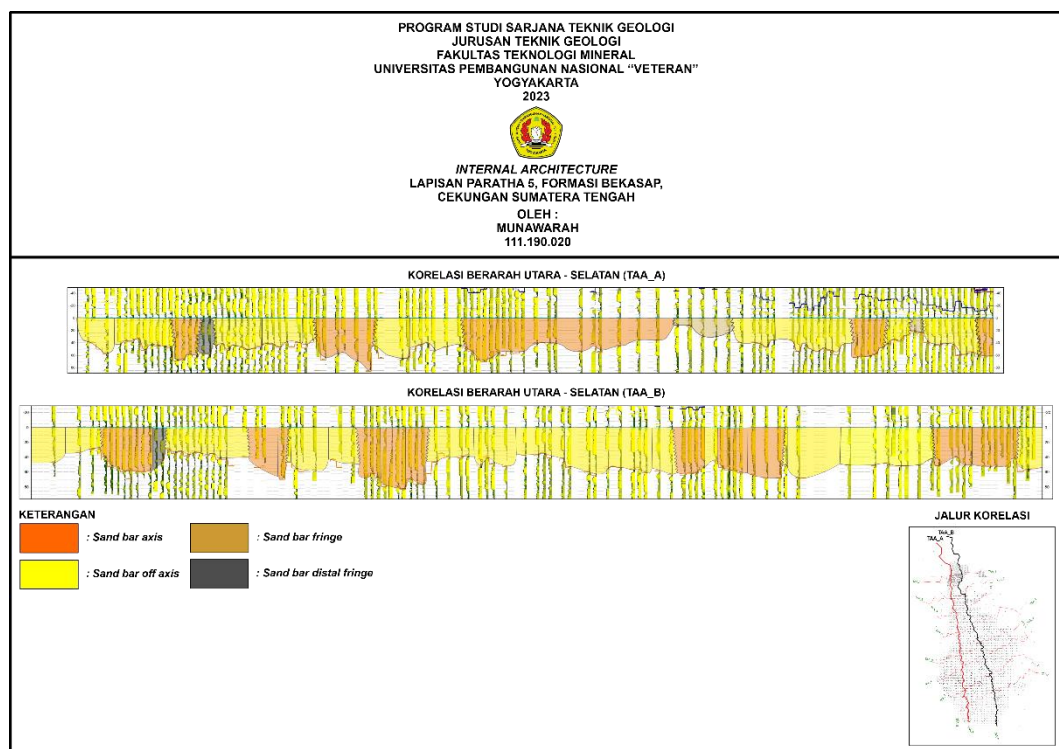
Pada jalur korelasi TAA_A dan TAA_B didapatkan fasies yang berkembang adalah *sand bar axis*, *sand bar off axis*, *sand bar fringe* dan *sand bar distal fringe* yang memiliki ciri masing-masing berdasarkan kandungan *sand* dan *shale* serta ketebalan yang dimiliki (**Gambar 6.11**). Pada *sand bar axis*, memiliki kandungan *sand* yang paling tebal dan lapisan yang paling tebal jika dibandingkan dengan fasies lainnya, sehingga memiliki nilai *gamma ray* yang sangat rendah. *Sand bar axis* ini juga ditemukan lapisan *shale* yang sangat tipis. Pada *sand bar off axis*, memiliki kandungan *sand* yang tebal tetapi tidak setebal *axis* dan juga kandungan *shalenya* tipis. Pada *sand bar fringe*, kandungan *sand* sudah mulai menipis dengan kandungan *shale* yang sudah mulai menebal.

Pada korelasi TAA_A ditemukan fasies yang berkembang (barat ke timur dari korelasi log) dengan urutan : *sand bar off axis* – *sand bar axis* – *sand bar distal fringe* - *sand bar off axis* – *sand bar axis* - *sand bar off axis* - *sand bar axis* - *sand bar fringe* - *sand bar off axis* - *sand bar axis* - *sand bar off axis* - *sand bar axis*.

Korelasi TAA_A dari timur ke bagian tengah, masih didominasi oleh *sand* yang tebal dan *shale* yang tipis. Hal ini dibuktikan dengan fasies yang berkembang di area tersebut, yaitu fasies *sand bar axis* dan *sand bar off axis*. Pada bagian tengah

terdapat *sand* yang sangat tebal, hal ini dibuktikan dengan fasies yang berkembang di sana, yaitu *sand bar axis*. Korelasi dari tengah ke timur masih menunjukkan bahwa terdapat lapisan *sand* yang tebal, hal ini dibuktikan dengan fasies yang berkembang di sana, yaitu *sand bar axis* dan *sand bar off axis*. Akan tetapi pada korelasi dari tengah ke timur, menunjukkan adanya fasies *sand bar fringe* yang menandakan bahwa pada fasies ini *shale* sudah mulai menebal.

Pada korelasi TAA_B ditemukan fasies yang berkembang (barat ke timur dari korelasi log) dengan urutan : *sand bar off axis* - *sand bar axis* - *sand bar distal fringe* - *sand bar off axis* – *sand bar axis* - *sand bar off axis* - *sand bar axis* - *sand bar off axis* - *sand bar axis* - *sand bar off axis* - *sand bar axis* - *sand bar off axis*. Korelasi TAA_B masih sangat didominasi oleh *sand* sedangkan lapisan *shalenya* sangat tipis. Pada korelasi ini, *sand bar fringe* hanya menempati sebagian kecil, jika dilihat dari korelasi. Pada bagian tengah korelasi, fasies *sand bar off axis* sangat mendominasi.



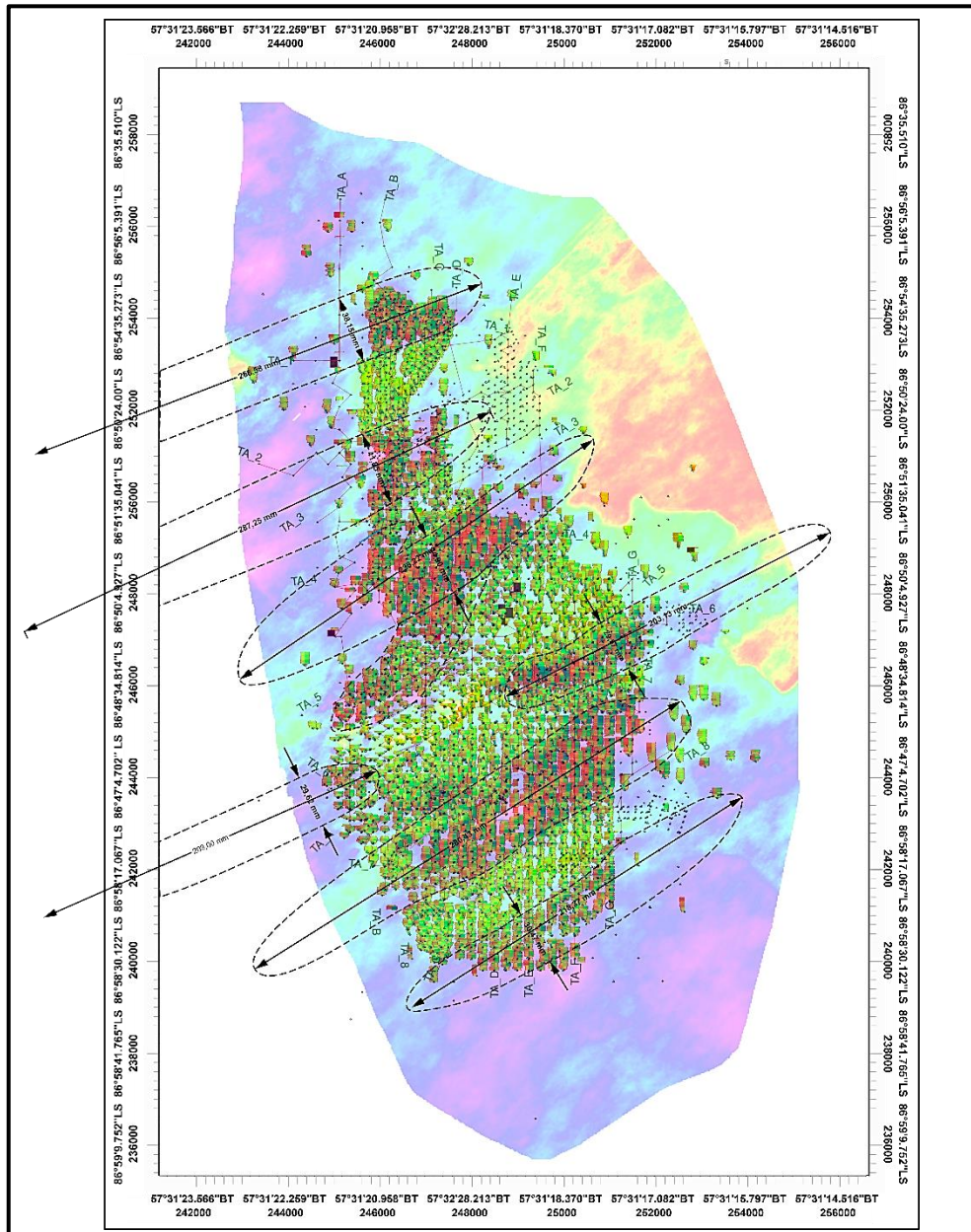
Gambar 6. 11. Internal Architecture Lapisan Batupasir Paratha 5

6.4.2. Analisis Fasies pada *Overlay* Peta Petrofisik dan Peta Persebaran Log

6.4.2.1. Penentuan Fasies pada *Overlay* Peta

Dalam menentukan fasies pada *overlay* peta petrofisik dengan peta persebaran *log signature* ini dilakukan dengan *clustering log signature* dan

penentuan persebaran geometri. Peta petrofisik dan peta persebaran *log signature dioverlay* kemudian dilakukan *clustering* berdasarkan analogi fasies dari evan Yepren (2020) serta berdasarkan analog geometri *sand bar* dari Wood (2004). Geometri *sand bar* menurut Wood (2004) memiliki panjang rata-rata 12 km dan lebar rata-rata 1,6 km, sehingga perbandingan panjang dan lebar adalah 7 : 1. Berikut adalah contoh *clustering* berdasarkan analog fasies dan analog geometri :



Gambar 6. 12. Contoh Clustering pada Log signature Berdasarkan Analog Fasies dan Geometri

Dapat dilihat pada gambar di atas (**Gambar 6.12**), *sand bar axis* memiliki pola log berupa *cylindrical* dengan geometri panjang dan lebar yang berbeda-beda. Akan tetapi, panjang dan lebar pada *sand bar axis* di atas masih memiliki

perbandingan panjang dan lebar adalah 7 : 1. Contoh *sand bar axis* yang berada di bagian paling utara pada daerah penelitian ini, memiliki geometri lebar 38. Oleh karenanya, $38 \times 7 = 266$ mm (pada peta).

6.4.2.2. Pembahasan Peta Persebaran Fasies

6.4.2.2.1. Peta Persebaran Fasies pada Paratha 4 (PR4)

Pada interval Paratha 4, fasies yang berkembang adalah *sand bar axis*, *sand bar off axis*, *sand bar fringe* dan *sand bar distal fringe* (**Gambar 6.13**). Keempat fasies ini, memiliki ciri masing-masing baik dari ciri pola log, ketebalan lapisan, kandungan *sand* ataupun *shale* serta nilai log GRnya.

Fasies *sand bar axis* diwakili oleh daerah berwarna jingga yang berada di sebelah timur laut daerah penelitian. Fasies ini memiliki bentuk yang memanjang. Pada fasies ini sangat didominasi oleh sedimen *sand* yang sangat tebal dan terdapat sedimen *shale* yang tipis. Fasies ini memiliki pola log berupa *cylindrical* atau *blocky*. *Sand bar axis* ini memiliki nilai GR yang sangat rendah pada *log signature*nya dan dominan memiliki nilai *shale* yang sangat rendah pada peta *vshalenya*.

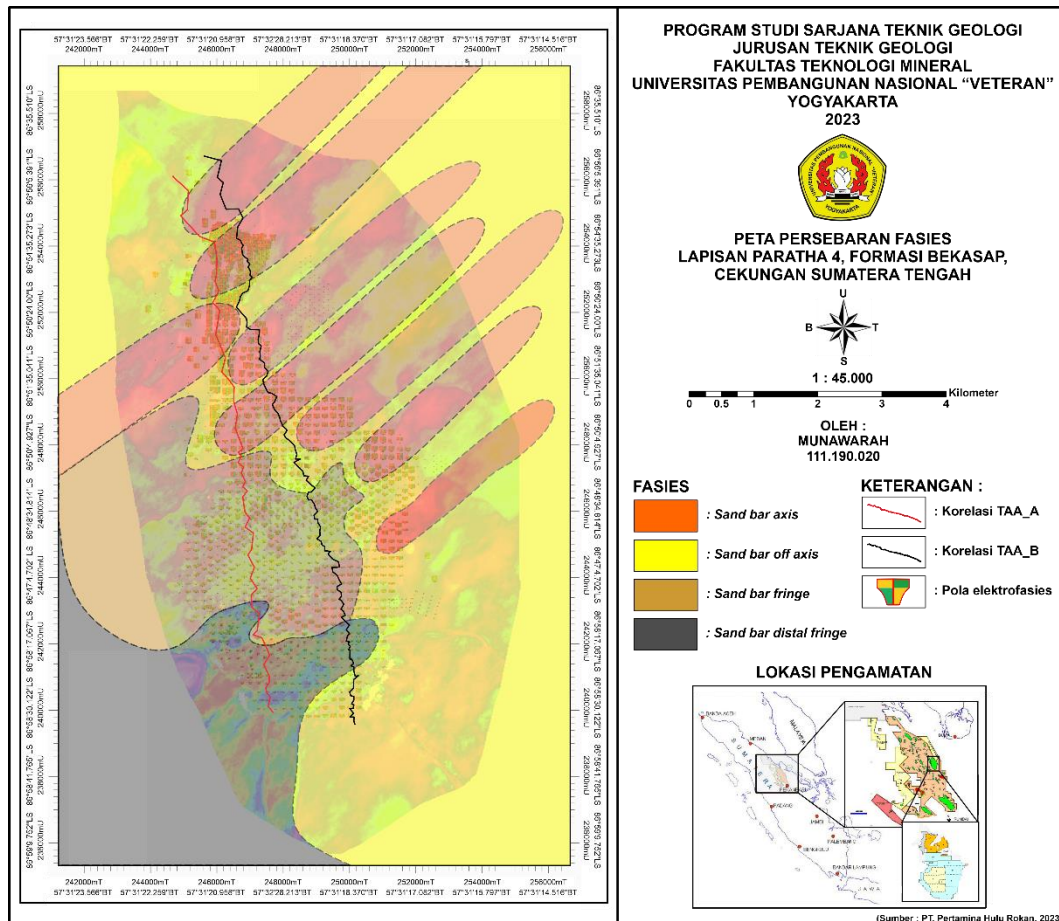
Fasies *sand bar off axis* diwakili oleh daerah yang berwarna kuning yang hampir menyebar di seluruh wilayah penelitian. Fasies ini masih didominasi oleh sedimen *sand* yang tebal, akan tetapi tidak setebal *sand bar off axis* dan juga memiliki sedimen *shale* yang tipis, tetapi lebih tebal dari *sand bar axis*. Fasies ini memiliki pola log berupa *cylindrical* dan *funnel*. *Sand bar off axis* ini memiliki nilai GR yang rendah pada *log signature*nya dan dominan memiliki nilai *shale* yang rendah pada peta *vshalenya*.

Fasies *sand bar fringe* diwakili oleh daerah berwarna coklat yang berada di sebelah barat-baratdaya daerah penelitian. Pada fasies ini, sedimen *sand* sudah mulai menipis dan sedimen *shale* sudah mulai menebal. Oleh karenanya, lapisan *shale* lebih tebal daripada lapisan *sand*nya. Fasies ini memiliki bentuk pola log berupa *funnel* dan *symmetrical*. *Sand bar fringe* ini memiliki nilai GR yang rendah – medium pada *log signature*nya dan dominan memiliki nilai *shale* yang medium – rendah pada peta *vshalenya*.

Fasies *sand bar distal fringe* diwakili oleh daerah berwarna abu-abu pekat yang berada di sebelah baratdaya daerah penelitian. Pada fasies ini, sedimen *shale* sangat tebal dan sedimen *sand* sangat tipis. Fasies ini memiliki bentuk log berupa

funnel dan *symmetrical*. *Sand bar distal fringe* ini memiliki nilai GR yang sangat tinggi pada *log signature*nya dan dominan memiliki nilai *shale* yang sangat tinggi pada peta *vshalenya*.

Pada interval Paratha 4 ini, terlihat arah pengendapannya dari timurlaut ke baratdaya. Pola pada *sand bar* menunjukkan semakin ke arah barat daya, berarti semakin jauh atau semakin ke bagian luar dari *sand bar*.



Gambar 6. 13. Peta Persebaran Fasies Lapisan Paratha 4

6.4.2.2.2. Peta Persebaran Fasies Paratha 5 (PR5)

Pada interval Paratha 5, fasies yang berkembang adalah *sand bar axis*, *sand bar off axis*, *sand bar fringe* sand sand *sand bar distal fringe* (Gambar 6.14). Kelima fasies ini, memiliki ciri masing-masing baik dari ciri pola log, ketebalan lapisan, kandungan *sand* ataupun *shale*, nilai log GR dan nilai *vshale*.

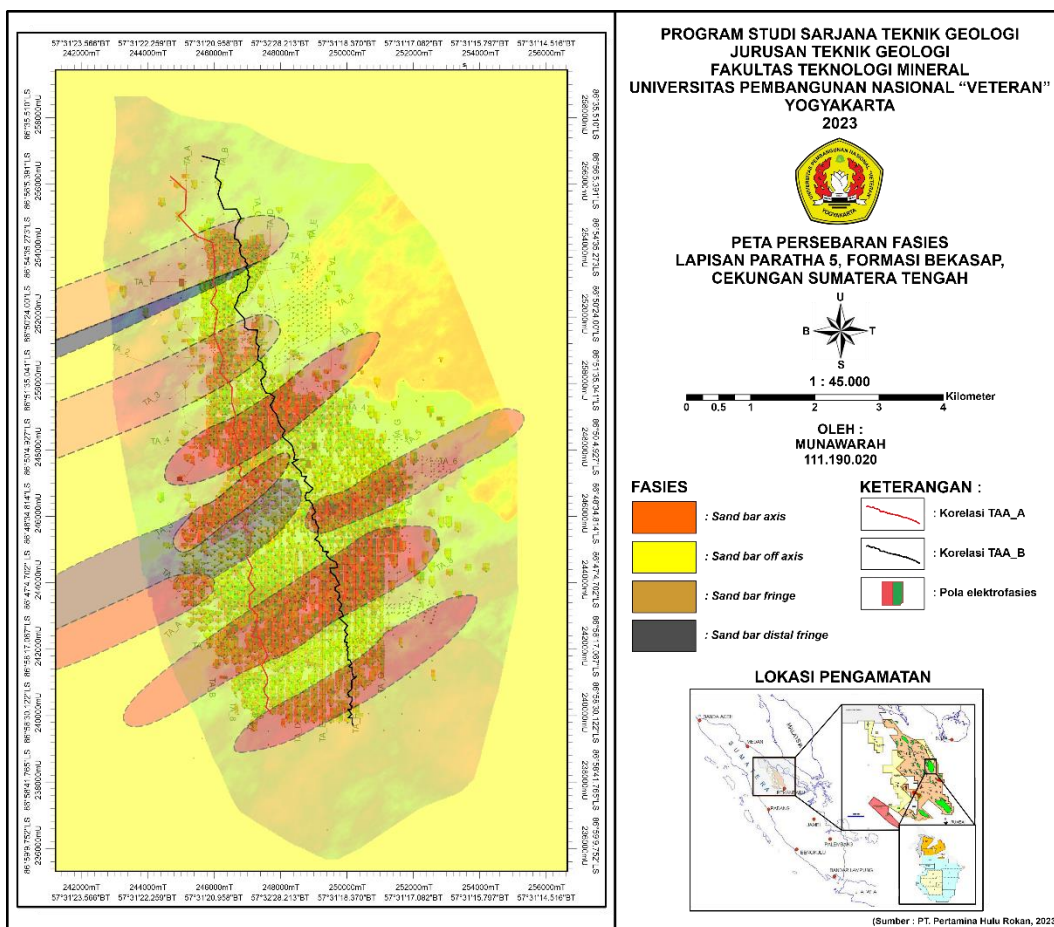
Fasies *sand bar axis* diwakili oleh daerah berwarna jingga yang menyebar di daerah penelitian. Fasies ini memiliki bentuk yang memanjang. Pada fasies ini sangat didominasi oleh sedimen *sand* yang sangat tebal dan terdapat sedimen *shale* yang tipis. Fasies ini memiliki pola log berupa *cylindrical* atau *blocky*. *Sand bar*

axis ini memiliki nilai GR yang sangat rendah pada *log signature*nya dan dominan memiliki nilai *shale* yang sangat rendah pada peta *vshalenya*.

Fasies *sand bar off axis* diwakili oleh daerah yang berwarna kuning yang menyebar di seluruh wilayah penelitian. Fasies ini masih didominasi oleh sedimen *sand* yang tebal, akan tetapi tidak setebal *sand bar off axis* dan juga memiliki sedimen *shale* yang tipis, tetapi lebih tebal dari *sand bar axis*. Fasies ini memiliki pola log berupa *cylindrical* dan *funnel*. *Sand bar off axis* ini memiliki nilai GR yang rendah pada *log signature*nya dan dominan memiliki nilai *shale* yang rendah pada peta *vshalenya*.

Fasies *sand bar fringe* diwakili oleh daerah berwarna coklat yang berada di sebelah barat daerah penelitian yang berdampingan dengan *sand bar axis*. Pada fasies ini, sedimen *sand* sudah mulai menipis dan sedimen *shale* sudah mulai menebal. Oleh karenanya, lapisan *shale* lebih tebal daripada lapisan *sand*nya. Fasies ini memiliki bentuk pola log berupa *funnel* dan *symmetrical*. *Sand bar fringe* ini memiliki nilai GR yang rendah – medium pada *log signature*nya dan dominan memiliki nilai *shale* yang medium – rendah pada peta *vshalenya*.

Fasies *sand bar distal fringe* diwakili oleh daerah berwarna abu-abu pekat yang berada setempat di sebelah timur daerah penelitian. Pada fasies ini, sedimen *shale* sangat tebal dan sedimen *sand* sangat tipis. Fasies ini memiliki bentuk log berupa *funnel* dan *symmetrical*. *Sand bar distal fringe* ini memiliki nilai GR yang sangat tinggi pada *log signature*nya dan dominan memiliki nilai *shale* yang sangat tinggi pada peta *vshalenya*.



Gambar 6. 14. Peta Persebaran Fasies Lapisan Paratha 5

6.5. Penentuan Lingkungan Pengendapan

Penentuan lingkungan pengendapan didasarkan pada hubungan fasies dan lingkungan pengendapan berdasarkan parameter dari Selley (1985). Berdasarkan parameter litologi didapatkan litologi berupa batupasir halus – batupasir kasar dan serpih. Litologi ini berkembang di lingkungan fluvial, transisi dan laut dalam. Berdasarkan kandungan mineral yang ditemukan pada data inti batuan yaitu, mineral glaukonit dapat disimpulkan bahwa batuan tersebut diendapkan di lingkungan pengendapan yang dekat dengan pantai tetapi masih dalam lingkungan laut atau disebut lingkungan transisi (Selley, 1985) atau di daerah *shallow marine*.

Berdasarkan parameter struktur sedimen, struktur sedimen yang didapatkan berupa bioturbasi yang ditemukan pada data inti batuan. Dimana kehadiran bioturbasi ini beragam, ada yang hadir di bagian dasar ataupun bagian atas dari lapisan batuan. Hal ini menandakan bahwa adanya pengaruh zona bathimetri yang memiliki kedalaman yang berbeda-beda serta pengaruh arus pada saat proses sedimentasi. Proses ini terjadi pada lingkungan transisi, dimana pengaruh arus

pasang dan arus surut sangat cepat. Selain itu, juga ditemukan struktur berupa *flaser bedding* yang terbentuk bersamaan dengan proses pengendapan batuan dan pembentukannya pun sangat dipengaruhi oleh energi arus pasang surut.

Lingkungan pengendapan yang didominasi oleh arus pasang surut dibagi menjadi 2, yaitu lingkungan pengendapan delta yang terbentuk melalui fase regresi dan lingkungan pengendapan estuarin yang terbentuk melalui fase transgresi. Berdasarkan fase pengendapan secara regional, Formasi Bekasap diendapkan pada fase transgresi. Hal ini dibuktikan dengan adanya data korelasi log sumur sikuen stratigrafi pada daerah penelitian, dimana semakin ke atas menunjukkan pendalaman atau fase transgresi, sehingga menunjukkan pola pengendapan berupa retrogradasi (menghalus ke atas). Hal ini juga didukung oleh data biostratigrafi, dimana pada lapisan Paratha 5 diendapkan pada zona *intertidal* sampai *supratidal* sedangkan pada lapisan Paratha 4 diendapkan pada zona *inner neritic* sampai *supratidal*. Hal ini menunjukkan adanya pendalaman atau terjadi fase transgresi. Oleh karena itu, dapat disimpulkan bahwa daerah penelitian diendapkan di lingkungan pengendapan estuarin yang didominasi oleh arus pasang surut.

BAB VII

KESIMPULAN DAN SARAN

Pada bagian akhir dari skripsi ini, peneliti mengemukakan beberapa kesimpulan dan saran yang didasarkan pada temuan hasil penelitian dan uraian pada bab – bab sebelumnya mengenai masalah yang diteliti.

7.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis dan pembahasan pada bab sebelumnya, didapatkan kesimpulan sebagai berikut :

- 1.) Berdasarkan data biostratigrafi, lapisan Batupasir Paratha 4 diendapkan pada lingkungan paleobatimetri berupa *inner neritic* sampai *supratidal*, sedangkan lapisan Batupasir Paratha 5 diendapkan pada lingkungan paleobatimetri berupa *intertidal* sampai *supratidal*.
- 2.) Berdasarkan hasil korelasi sumur, lapisan Batupasir Paratha 4 mulai diendapkan pada *system tract* berupa LST sampai TST, sedangkan Batupasir Paratha 5 mulai diendapkan pada *system tract* berupa HST sampai LST.
- 3.) Berdasarkan hasil analisis fasies pada korelasi sumur (*internal architecture*) dan *overlay* pada peta petrofisik dan *log signature*, didapatkan fasies yang berkembang pada lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5 adalah *sand bar axis*, *sand bar off axis*, *sand bar fringe* dan *sand bar distal fringe*.
- 4.) Lapisan Batupasir Paratha 4 dan Paratha 5, diendapkan pada lingkungan pengendapan berupa estuarin yang didominasi oleh arus pasang surut.

7.2. Saran

Dalam sebuah penelitian, seorang peneliti harus mampu memberikan saran yang bermanfaat. Adapun saran – saran dari peneliti adalah sebagai berikut :

- 1.) Dibutuhkan deskripsi data inti batuan yang lebih rinci lagi, untuk membantu dalam menentukan faseis dan lingkungan pengendapan.
- 2.) Dibutuhkan data las untuk mempermudah dalam melakukan korelasi.
- 3.) Dibutuhkan data biostratigrafi yang tersebar di daerah penelitian, dimana data biostratigrafi tersebut ditemukan pada lapisan penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

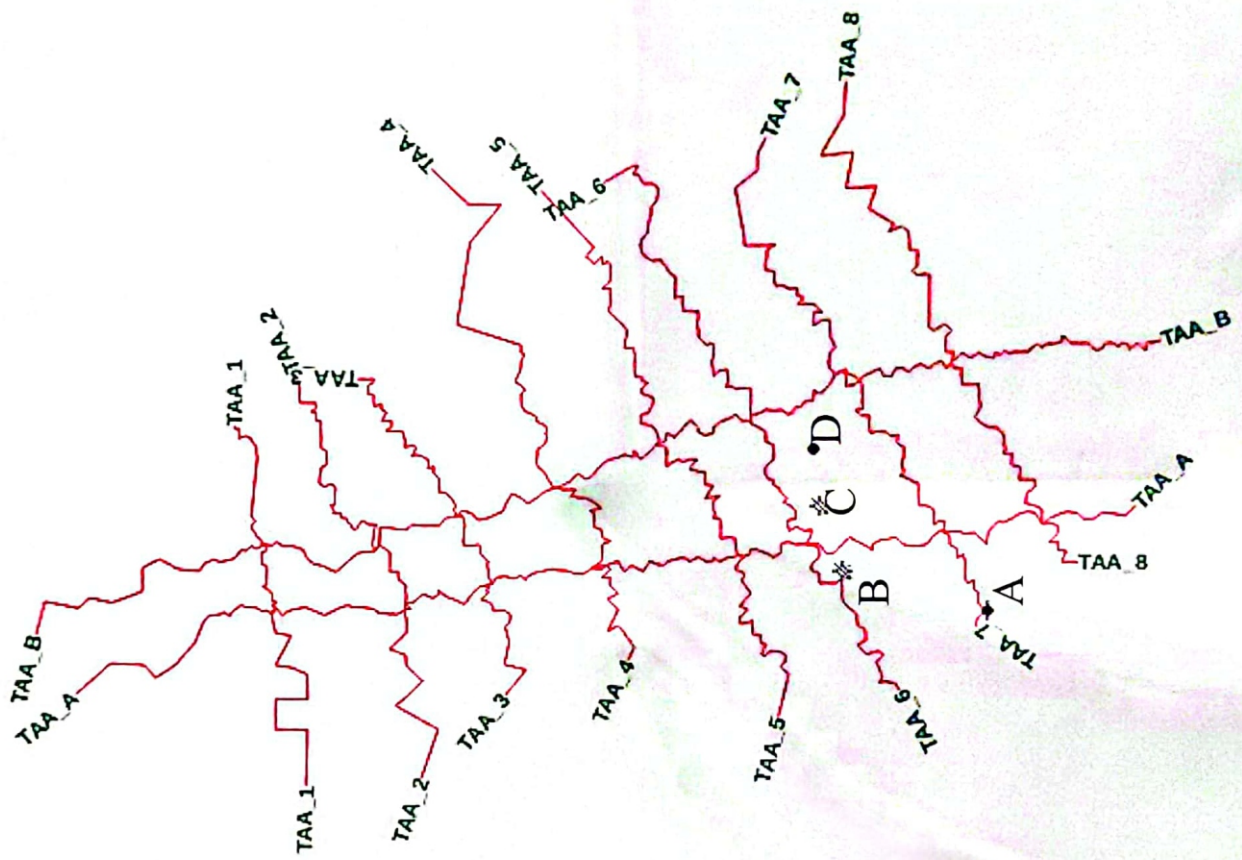
- Akbar, A. R., dan Utama., H. W., 2021, Analisis Fasies Sedimen Batulempung Airbenakat Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan Berdasarkan Profil Penampang Stratigrafi di Daerah Sungai Rotan, Tanjung Barat. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi Vol. 55 No. 1, April 2021: 11 – 22.*
- Alfatih, I. Z., Warnana, D. D., Wijaya, P. H., 2017, Seismik Fasies Modelling pada Reservoir Gas Biogenik : Studi Kasus pada Lapangan “TG”, *Jurnal Geosaintek. 03/01 Tahun 2017.*
- Anderson, R., 1986, *Wireline Logging Manual*, USA : The Borehole Research Group of the Lamont-Doherty Geological Observatory.
- Awuah, J. B., Adda, G. W., Mijinyawa, A., Andriamijaha, S., dan Siddiqui., N., 2D Basin Modelling and Petroleum System Analysis of the Triassic Play in the Hammerfest Basin of the Norwegian Barents Sea, 2013, *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology 6(17): 3137-3150, 2013.*
- Boyd, R., Dalrymple, R. W., Zaitlin, B. A., 2006, *Estuarine and Incised-Valley Facies Models*, SEPM (Society for Sedimentary Geology, ISBN 1-56576-121-9, p. 171–235.
- Catuneanu, O., 2006, *Principle Of Sequence Stratigraphy*, New York : Elsevier.
- Catuneanu, O., 2017, *Sequence Stratigraphy : Guidelines for a Standard Methodology*, Oxford : Elsevier.
- Dircia, F. C. S., Burara, I. L., dan Triwibowo, B., 2016. Evaluasi Lapisan Barupasir B Formasi Bekasap, Lapangan Tri Untuk Menentukan Sumur Infill, *Promine Jaournal, June 2016, Vol.4 (1), page 8-16.*
- David, R. A., and Dalrymple, R., 2012, *Principle of Tidal Sedimentology*, New York : Spinger, Heidelberg.
- Douts, H., Noble, R. A., 2008, Petroleum System of Indonesia, *Marine and Petroleum Geology 25 (2008) 103 – 129.*
- Embry, A. F., 2009, *Practical Sequence Stratigraphy*, Canadian Society of Petroleum Geologists.

- Emery, D., dan Myers, K., 1996, *Sequence Stratigraphy*. Oxford : Blackwell Science Ltd.
- Fakhrudin, R., Ramli, T., Fadli, D., 2018, Stratigrafi Sikuen Batuan Sedimen Jura – Kapur, Papua, *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi Vol. 52 No. 3, Desember 2018: 119 - 130*
- Fardiasnyah, I., Fidaldi, E., Graha, S., Harris, M., I. S., Susianto, A., 2017, Early Miosece Paleogeography of Central Sumatera Basin : Impact On Reservoir Quality and Distribution Of The Upper Sihapar Group, Rokan Block, *Proceedings, Indonesian Petroleum As Sociation, Forty-First Annual Conversion & Exhibition, May 2017*.
- Fauzi, Z., dan Aji, B., 2017. Karakteristik Ravinement Surface dan Transgressive Lag sebagai *Marker* Korelasi Stratigrafi. *Proceeding, Seminar Nasional Kebumian Ke-10 Peran Penelitian Ilmu Kebumian dalam Pembangunan Infrastruktur di Indonesia 13 – 14 September 2017; Grha Sabha Pramana*.
- Gani, R. M. G., Firmansyah, Y., Analisa Skema Pengendapan Formasi Pematang di Sub-Cekungan Aman Utara, Cekungan Sumatera Tengah sebagai Batuan Induk, *Bulletin of Scientific Contribution, Volume 15, Nomor 1, April 2017 : 9 – 16*.
- Guspriandoko., Mulyanto. B. S., Dewanto, O., Analisis Seismik *Aplitude Versus Offset* (AVO) Reservoir Batugamping Formasi Kujung pada Lapangan “GPH” Cekungan Jawa Timur Utara, *Jurnal Geofisika*.
- Haidar, M. H., 2009., *Analisi Sequence Stratigraphy Melalui Data Seismik dengan Metode AVF : Studi Kasus di Lapangan EBA, East North Java*. Jakarta : Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Kekhususan Geofisikas Reservoir, Universitas Indonesia.
- Johannesen, D. C., Lyle, J.H., Hunter, W.A., 1990, The Geology of The Duri Oil Field Sumatra, Indonesia. *PT. Caltex Pacific Indonesia, p. 1-13*.
- Kurniawan, A., 2014, Analisis Stratigrafi Berdasarkan Data Log, *Masyarakat Ilmu Bumi Indonesia, 2014, Vol 1/E-5*.
- Koesoemadinata, 2017, *Geologi Minyak Bumi dan Gas Bumi*. Bandung : Departemen Teknik Geologi, Institut Teknologi Bandung.

- Li, Ming dan Zhao, Yimin, 2014, *Geophysical Exploration Technology : Applications in Lithological and Stratigraphic Reservoirs*, United Kingdom:Petroleum Industry Press.
- Martodjojo dan Djuhaeni, 1996, *Sandi Stratigrafi Indonesia*, Bandung : Komisi Sandi Stratigrafi Indonesia, Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
- Muhamadsyah, F., dan Haryanto, I., 2008, Geologi Dan Analisis Tektonik Daerah Kampar Sumatra Tengah, *Bulletin of Scientific Contribution, Volume 6, Nomor 2, Desember 2008: 73-81*.
- Natasia, N., Syafri, I., Alfadli, M.K., Ardiansyah, K., 2017, Analisis Fasies Reservoir A Formasi di Lapangan Barumun Tengah, Cekungan Sumatera Tengah, *Bulletin of Science Contribution, Volume 15, Nomor 2, Agustus 2017 : 139 – 150*.
- Nichols, G., 1999, *Sedimentology and Stratigraphy*, Kanada : Blackwell Publishing.
- Onyekuru, S. O., dan Iwuaqwu, J. C., 2010. Depositional Environments and Sequence Stratigraphic Interpretation of the Campano-Maastrichtian Nkporo *Shale* Group and Mamu Formation Exposures at Leru-Okigwe Axis, Anambra Basin, Southeastern Nigeria. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 4(12): 6623-6640, 2010*.
- Permana, U., Triyoso, K., Sanjaya, M., 2015. Pengelolaan Data Seismik Refleksi 2D untuk Memetakan Struktur Bawah Permukaan Lapangan X Prabumulih Sumatera Selatan, *Alhazen Journal of Physics Volume 2, Nomor 1, Issue 1, Juli 2015*
- Ramadhana, R., 2018. *Studi Sikuen Stratigrafi Berdasarkan Hasil Analisis Data Palinologi pada Sumur Y, Cekungan Sumatera Selatan*. Semarang : Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro.
- Posamentier, H.W., Jervey, M.T., Vail, P.R., 1988, Eustatic Controls on Clastic Deposition. I. Conceptual Framework. In : Wilgus, C.K., Hastings, B.S., Kendall, C.G.St.C., Posamentier, H.W., Ross, C.A., Van Wagoner, J.C.113 (Eds.), *Sea Level Changes–An Integrated Approach, vol. 42. SEPM Special Publication, pp. 110– 124*.
- Rider, M., 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Edition*, Malta : Interprint Ltd.

- Ryka, H., Jamaluddin., Pasha, R., Pratikno, F, A., 2020, Interpretasi Lingkungan Pengendapan Sumur R-2 Berdasarkan Analisis Elektrofases, *Petrogas volume 2, nomor 2, Agustus 2020*.
- Serra, O. 1984. *Fundamental of Well-Log Interpretation*. New York: Elsevier.
- Siki, D. F. C., Burara, I. L. Triwibowo, B., 2016, Evaluasi Lapisan Batupasir B Formasi Bekasap Lapangan Tri untuk Menentukan Sumur *Infill*. *Promine Journal, June 2016, Vol.4 (1), page 8-16*.
- Syaeful, H., dan Muhammad, A. G., 2017, Interpretasi Lingkungan Pengendapan Formasi Batuan Menggunakan Analisis Elektrofases di Lokasi Tapak Puspipetek Serpong. *Eksplorium Volume 38 No.1, Mei 2017 : 29-42*.
- Van Wagoner, J., Posamentier, H., Mitchum, R., Vail, P., Sarg, J., Loutit, T., & Hardenbol, J, 1988, An overview of sequence stratigraphy and key definitions. In : Wilgus, C.K., Hastings, B.S., Kendall, C.G.St.C., Posamentier, H.W., Ross, C.A., Van Wagoner, J.C. (Eds.), *Sea Level Changes—An Integrated Approach, vol. 42. SEPM Special Publication, 39–45*.
- Walker, R., G., dan James, N., 1992, *Facies Models, Response to Sea Level Change, Geological Association of Canada Publication, Business and Economic Service, Canada, hal 195-219*.
- Wood, L., 2004, Predicting Tidal Sand Reservoir Architecture Using Data from Modern and Ancient Depositional Systems. *APPG Memoir 80, p.45-66*.
- Yperen, A., E., v., More., M., P., Holbrook., J., Midtkandal., I., 2019, Internal Mouth-Bar Variability and Preservation of Subordinate Coastal Processes In Low-Accommodation Proximal Delta Setting (Cretaceous Dakota Group, New Mexico, USA). *International Association of Sedimentologists : Depositional Rec. 2020;6:431–458*.

LAMPIRAN



SEQUENCE STRATIGRAPHIC MARKER	WIRE LOG WIRE LOG WIRE LOG WIRE LOG	RESERVOIR UNIT	DEPOSITIONAL FACIES	REMARKS
MFS-R			DISTRIBUTARY CHANNEL	Calc. shale Fining up sst, hardground in the base
SB-R		PARATHA	SAND BAR	3 Units of sand bar, coarsening up sst, shell/moll frag. at the base, calc.
MFS-P			MARINE SHALE	Calc. Shale, bio
fs-P1			DISTRIBUTARY MOUTH BAR	Coarsening up sst, sharp contact at the top, muddy at the base Glauconitic lmst
SB-P		PARATHA	DISTRIBUTARY CHANNEL	Erosional contact at the base and glossifungites at the surface of erosion
fs-P3			MARINE SHALE	Calc. Shaly, grey
MFS-K			PROGRADING SAND BAR	
SB-K		PARATHA	DISTRIBUTARY CHANNEL	Fining up sst, conglomeratic, shell fragments at the base, bioturbation at the top
			MARINE SHALE	Calc. Shale, glossifungites
			FLUVIAL CHANNEL	Conglomerates, loose in the lower part and coarse sst in the upper part
			FLOOD PLAIN	Dark grey clst and red brown clst alteration

Well A

SEQUENCE STRATIGRAPHIC MARKER	RESERVOIR UNIT	DEPOSITIONAL FACIES	REMARKS
fs-R7		DISTRIBUTARY MOUTH BAR MARINE LST DISTRIBUTARY MOUTH BAR LAGOONAL SHALE SAND BAR	Coarsening up f-m sst Bio, glauc, Lst Coarsening up m-coarse sst Gy clst, shell frag. Bioturbated sst
MFS-P		DISTRIBUTARY CHANNEL	Fining up sst, shaly to the top
fs-P1		PROGRADING SAND BAR	Bio. at the base, glauc, calcarenite
fs-P2		DISTRIBUTARY CHANNEL	Coarsening up sst, bioturbation at the top, shaly sst, flaser bed
MFS-K		DISTRIBUTARY CHANNEL	Fining up sst, shaly to the top
SB-K ?		MARINE/LAGOONAL SHALE	Bioturbation at the lower part.
		SAND BAR	Coarsening up sst, shell frag ments in the upper part, bioturbation at the lower part
	FLUVIAL CHANNEL	Cross bed conglomerate, carbonaceous shale intercalation	

Well B

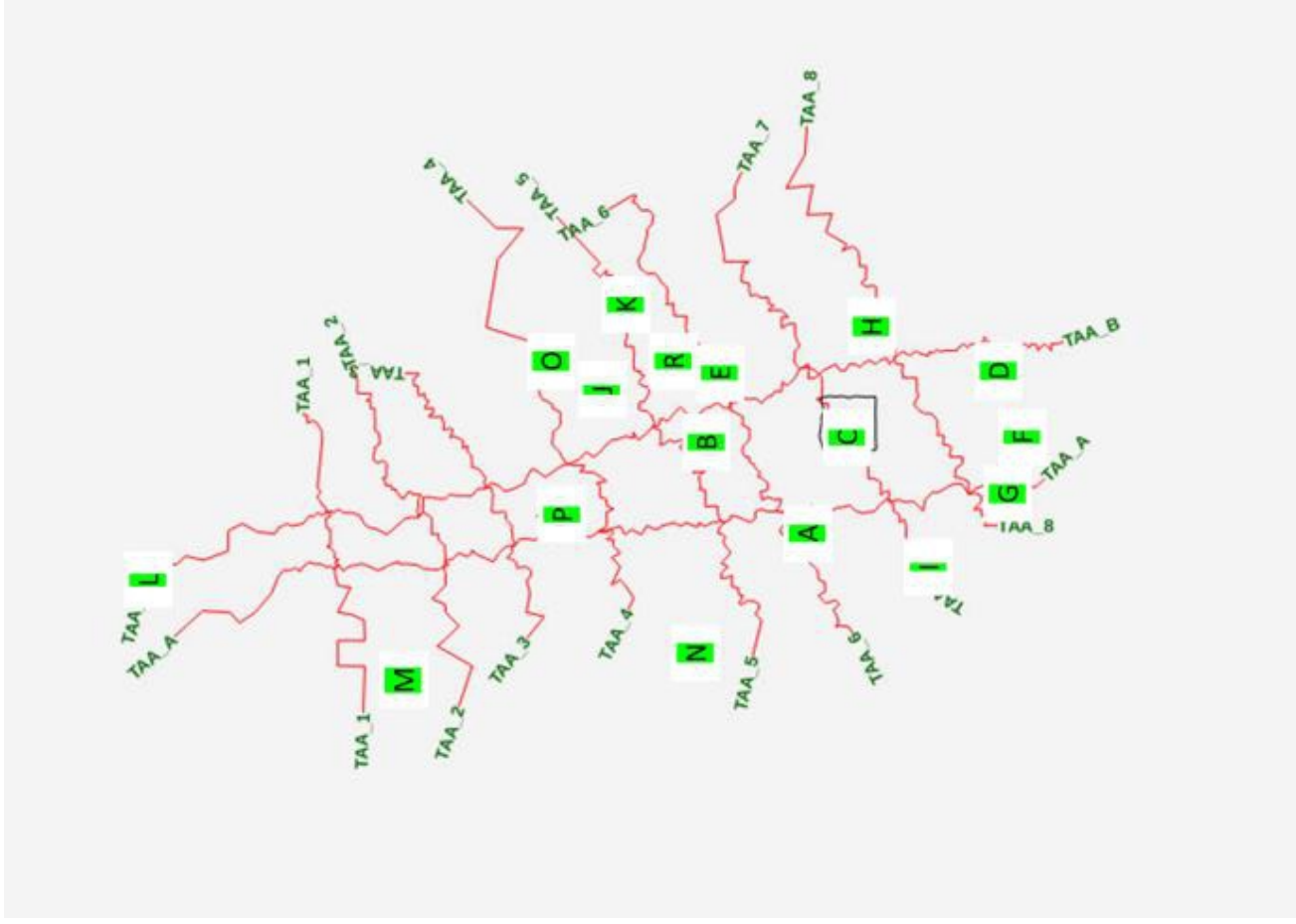
SEQUENCE STRATIGRAPHIC MARKER	RESERVOIR UNIT	DEPOSITIONAL FACIES	REMARKS
<p>MFS-P</p> <p>fs-P1</p> <p>SB-P</p> <p>fs-P2</p> <p>MFS-K</p> <p>SB-K?</p>	<p>PARATHA</p>	<p>DISTRIBUTARY MOUTH BAR</p> <p>DISTRIBUTARY CHANNEL MARINE SHALE</p> <p>DISTRIBUTARY CHANNEL</p> <p>MARINE SHALE</p> <p>DISTRIBUTARY MOUTH BAR</p> <p>DISTRIBUTARY CHANNEL</p> <p>DISTRIBUTARY CHANNEL</p>	<p>Coarsening up sst. muddy and bio at the lower part</p> <p>Calc. shale</p> <p>Fining up sst. hardground in the base</p> <p>Calc. Shale, bio</p> <p>Fining up sst. separated by clst intercalation, glossifungites in the surface of erosion</p> <p>Calc. Shale, bio</p> <p>Coarsening up sst. muddy and bio at the lower part, glauc/ calc. sst at the upper part</p> <p>Fining up sst. mollusca/shell fragments, bioturbation at the middle part</p> <p>Fining up sst. calc. muddy, glauconitic calc. sst</p>

Well C

SEQUENCE STRATIGRAPHIC MARKER	<small>WIRE EVAL CALL 1</small> <small>WIRE EVAL CALL 2</small> <small>WIRE EVAL CALL 3</small> <small>WIRE EVAL CALL 4</small>	<small>WIRE EVAL BT 1</small> <small>WIRE EVAL BT 2</small> <small>WIRE EVAL BT 3</small> <small>WIRE EVAL BT 4</small>	RESERVOIR UNIT	DEPOSITIONAL FACIES	REMARKS
MFS-P			<p style="text-align: center;"> ----- PARATHA ----- </p>	SAND BAR	Coarsening up sst, shale at the base
fs-P1				PROGRADING SAND BAR	Coarsening up sst, glauconitic and calc. to the top
SB-P?			MARINE SHALE	Coarsening up sst, shaly at the base	
fs-P2			DISTRIBUTARY CHANNEL	Lt grey shale, sideritic nodules	
MFS-K			PROGRADING SAND BAR	Fining up sst, shaly to the top	
MFS-K			MARINE SHALE	Coarsening up sst, bioturbation at the top, shaly sst, flaser bed	
MFS-K			DISTRIBUTARY MOUTH BAR	Lt grey clst, conchoidal frac.	
SB-K?			DISTRIBUTARY CHANNEL?	Coarsening up sst, muddy and bio at the lower part, glauc/ calc. sst at the upper part	
SB-K?			SAND BAR	Coarsening up sst, bioturbation and calc. to the top	

Well D

TITIK PENGAMBILAN SAMPEL BIOSTRATIGRAFI



SUMUR A

Geologic age	Formation Top	SB Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nanno Fossil Datums Forum analysis by DK (1999) Nanno by PT. Geoservice (1999) Taxa in black are foram and red calc nanno Possible top bracket 21.0	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT				
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
LOWER MIOCENE	262 1st Fincha		NN2		264	Asterothalia sp	INNER NERITIC				
	350 2nd Fincha	21.0			324	T. carinatus D. druggii	INNER NERITIC				
	442 Paratha	21.0			508	C.cf.abisectus T. carinatus	INNER NERITIC				
	571 Kedua	22.0	? NN1		600	Rotalia sp	INNER NERITIC				
	718 Baji/Jaga				695	Arenaceous foram Barren of nanno	INNER NERITIC				
	769 Dolan						INNER NERITIC				
							INNER NERITIC				
							INNER NERITIC				
							INNER NERITIC				
							INNER NERITIC				

SUMUR B

Geologic age	Formation Top	SB Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nanno Fossil Datums Forum Analysis by DK (1999) Nanno by PT. Geoservice (1999) Taxa in black are foraminifera and red calc.nanno 21.0 Possible base bracket	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT				
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
LOWER MIOCENE	271 1st Fincha				254	T. carinatus D. druggii G. primordius	INNER NERITIC				
	394 4th Fincha	21.0	NN2		365 394	G. primordius D. druggii	INNER NERITIC				
	445 Paratha	21.0			438	T. carinatus D. druggii H.cf.ampliaperta	INNER NERITIC				
	603 Kedua	22.0	NN1		566	C.cf.abisectus	INNER NERITIC				
	806 Jaga	22.2			735 751	C. abisectus S. capricornatus S. conicus	INNER NERITIC				
							INNER NERITIC				
							INNER NERITIC				
							INNER NERITIC				
							INNER NERITIC				
							INNER NERITIC				

SUMUR E

Geologic age	Formation Top	SB Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nanno Fossil Datums Foraminifera 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
LOWER MIOCENE	292 1st Rundu	21.0	NN.2		300	Arenaceous foram T. carinatus D. druggii					
	444 Paratha	21.0			437	D. druggii T. carinatus Arenaceous foram(F)					
	2640 Kedua	22.0	NN.1		537	C. abisectus Arenaceous foram(F)					
					626	T. carinatus C. abisectus					
	786 TD				734	Elphidium spp @ C. abisectus					

SUMUR F

Geologic age	Formation Top	Seq. Boundary Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nannofossil Datums Nannofossil by Geoservices (2001) Foraminifera by DK (2001) Taxa in red are calc.nanno black foraminifera Environment Interpretation based on IPS grouping	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT				
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
LOWER MIOCENE	491 Paratha	21			480 487 500	G. immaturus, T. druggii T. carinatus, C. abisectus T. carinatus					
	600 Kedua					534 538	T. carinatus				
	308 2nd Rundu			NN.2		370 377 385 396 400	D. druggii, Hampliaperta D. druggii, T. carinatus Frequent benthic D. druggii, T. carinatus				
323 1st Rundu					300 322	T. carinatus D. druggii					

SUMUR G

Geologic age	Formation Top	SB Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nanno Fossil Datums Forum Analysis by DK (1999) Nanno by PT. Geoservice (1999) Taxa in black are foram and red calc nanno Possible top bracket	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT				
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
LOWER MIOCENE	316 Runtu	21.0			305	<i>T. carinatus</i> , <i>D. druggii</i> <i>G. ciperoensis</i> ; <i>H. ampliapertura</i>					
	464 Paratha	21.0	NN1	N5	368	Arenaceous foram <i>T. carinatus</i>					
	575 Kesua	22.0			464	Arenaceous foram, <i>Bolivina</i> sp. <i>C. abisectus</i>					
					530	<i>H. gertae</i> <i>H. kampteni</i>					
					635	<i>C. abisectus</i> , <i>H. gertae</i> <i>S. capitomurus</i> , <i>D. tinguatensis</i> Small size planktonic					
					737	Barren of foram					
					767	Barren of foram					
		771 Dalam		INDETERMINATE							
		955 TD									

Taxa in red are calc nanno and black are foraminifera

SUMUR H

Geologic age	Formation Top	SB Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nanno Fossil Datums Forum Analysis by DK (1999) Nanno by PT. Geoservice (1999) Taxa in black are foram and red calc nanno	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT				
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
LOWER MIOCENE	375 1st Rundi		NN2		371	<i>G. ciperoensis</i> , <i>D. druggii</i> <i>T. carinatus</i>					
	441 2nd Rundi	21.0		UP.N5	434	<i>T. carinatus</i> , <i>D. druggii</i>					
	543 Paratha	22.0	? NN.1	? LP.N5	472	<i>G. primordius</i> <i>C. abisectus</i> <i>S. conicus</i>					
					540	Agglutinated foram (f) <i>C. cf. abisectus</i>					
					606	Glauconite					
					717	<i>T. carinatus</i>					
					734	<i>C. cf. abisectus</i>					
		840 TD									

Scale 1:5000

SUMUR K

Geologic age	Formation Top	Seq. Boundary Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nannofossil Datums	DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS			
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC
LOWER MIOCENE	388 1 st Rindu				378 385 400	<p>Nannofossil by Geoservices (2001) Foraminifera by DK(2001)</p> <p>Taxa in red are calc.nanno black foraminifera</p> <p>21.0 Possible base bracket Environment Interpretation based on IPS grouping</p> <p>← <i>G.primordius</i>, <i>G.ciperoensis</i> ← <i>T.carinatus</i>, <i>D.druggii</i>, <i>H.ampliaperta</i></p> <p><i>H.ampliaperta</i>, <i>D.druggii</i> <i>T.carinatus</i></p>	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
	457 2 nd Rindu		NN2							
LOWER MIOCENE	528 Paratha	21.0		N	500 518 528 553 567 579	<p>Arenaceous foram. ← <i>D.cf.druggii</i>, <i>T.carinatus</i></p> <p>Arenaceous foram ← <i>T.carinatus</i></p> <p>← <i>T.carinatus</i> ← <i>T.carinatus</i></p> <p>← Arenaceous foram, <i>T.carinatus</i></p>	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
		21.0		? N4	604 604	<p>← Haplophragmoides sp <i>T.carinatus</i>, <i>C.cf.abisectus</i></p>	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
	735 Kedua		?LP, NN1		700 710 719 737	<p>← Haplophragmoides sp, <i>T.carinatus</i>, <i>C.cf.abisectus</i></p> <p>← Haplophragmoides sp, <i>Cibicides</i> sp., <i>T.carinatus</i></p> <p>← Globigerina sp., <i>T.carinatus</i> <i>C.cf.abisectus</i></p>	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC

SUMUR L

Geologic age	Formation Top	SB Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nannofossil's Datums	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT			
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC
LOWER MIOCENE	251 140' Sand	17.5	NN2		200 253 277 261	<p>Taxa in black are foram and red calc.nanno</p> <p>21.0 Possible top bracket</p> <p>← <i>G.ciperoensis</i> ← <i>G.alhiaperta</i> ← <i>T.carinatus</i>, <i>D.druggii</i> ← <i>G.alhiaperta</i></p>	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
	370 240' sand	21.0		LP, N5	378 404	<p>← <i>G.primordius</i>, <i>H.ampliaperta</i> ← <i>G.ciperoensis</i>, <i>D.druggii</i></p> <p><i>C.abisectus</i> (? reworked) <i>D.caliculosus</i></p>	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
LOWER MIOCENE	478 1st Rindu			LP, N5	500 551 565	<p>← <i>Cabisectus</i> <i>S.cf.delphix</i></p>	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
	549 4th Rindu	21.0	NN1		670 629 684	<p>← <i>H.gertae</i> ← <i>G.primordius</i> ← <i>C.abisectus</i></p>	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
	593 Paratha	22.0		? N4	700 718	<p>← <i>G.primordius</i>, <i>T.carinatus</i> <i>S.capricornatus</i>, <i>S.conicus</i></p>	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
	776 ID						INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC

SUMUR O

Geologic age	Formation Top	Seq. Boundary Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	PLANKTONIC FORAMINIFERA AND NAINNO DATUMS Forum analysis by DK, 2000 Nonno by Geoservices (2000) Taxa in red are calc. nanno and black are foraminifera	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT				
							SURFATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
LOWER MIOCENE	230'	21.0	NN2		200	<i>T. carinatus</i> , <i>D. druggii</i>					
	240' Sand				277 331	<i>G. alhapertura</i> <i>G. primordius</i>					
	346'				332	Arenaceous foram. <i>T. carinatus</i>					
	Rindu				465 490	<i>G. alhapertura</i> , <i>D. druggii</i> <i>T. carinatus</i> , <i>H. ampliapertura</i> Arenaceous foram					
	558				530 577	<i>C. abisectus</i> <i>D. calculosus</i>					
	Paratha				627	<i>Haplophragmoides</i> sp <i>C. abisectus</i>					
						Glauconite					
	770				720 760						
	Kedua										
	903					903 930 940	<i>S. delphix</i> <i>G. cf. kugleri</i> , <i>C. abisectus</i>				
Baji/Jaga						<i>G. cf. primordius</i> <i>S. cf. capricornutus</i>					
1022					1080						
Dalam											
						<i>G. cf. primordius</i>					
1216					1140	<i>D. calculosus</i> <i>C. abisectus</i>					
Mengala											
1262											
Pematang											
1310											
ID											

SUMUR Q

Geologic age	Formation Top	Seq. Boundary Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	PLANKTONIC FORAMINIFERA AND NAINNO DATUMS Forum analysis by DK, 2000 Nanno by Geoservices (2000) Taxa in red are calc. nanno and black are foraminifera	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT				
							SURFATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC	OUTER NERITIC
LOWER MIOCENE	140' Sand					<i>T. carinatus</i> , <i>D. druggii</i>					
	128				150 170	<i>G. alhapertura</i> <i>H. ampliapertura</i>					
	196				226	<i>G. primordius</i>					
	240' Sand				270	<i>D. druggii</i>					
	316			NN. 2	307	Small size planktonic (A)					
	Rindu				347 379	<i>T. carinatus</i> <i>H. ampliapertura</i>					
						430	<i>D. druggii</i> ← <i>G. primordius</i> 390 <i>T. carinatus</i>				
						496 507	Barren of foram <i>C. abisectus</i> , <i>S. conicus</i>				
	552				540	<i>Haplophragmoides</i> sp					
	Paratha					652 678 685	Barren of foram <i>Haplophragmoides</i> sp <i>C. abisectus</i> , <i>S. conicus</i>				
671			NN1		739	Barren of foram					
Kedua					790	Barren of foram					
					840	<i>S. conicus</i>					
Baji/Jaga					849	Small size planktonic (A)					
					890	<i>G. kugleri</i>					
953					950						
ID											

SUMUR R

Geologic age	Formation Top	SB Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	Planktonic Foraminifera and Nanno Fossil Datums Forum 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
LOWER MIOCENE	292 Kundu	21.0 ← → 22.0	UP, NN.1	INDETERMINATE	210	<i>D. druggii</i>				
	284				<i>T. carinatus</i>					
	444 Paratha				384	<i>H. kampinieri</i> , <i>G. subquadratus</i> (R)				
					420	<i>C. abisectus</i>				
					450	<i>C. abisectus</i> , <i>Ammonia</i> sp (F)				
					517	<i>H. kampinieri</i>				
	640 Kedua				581	<i>H. cf. recta</i> ? <i>Z. bijugatus</i>				
	756 Baji									

SUMUR Q

Geologic age	Formation Top	Seq. Boundary Age bracket	Martini (1971) Zonal Scheme	Blow (1969) Zonal Scheme	Measured Depth (feet)	PLANKTONIC FORAMINIFERA AND CALC. NANNO DATUMS Forum Analysis by DK (2000) Calc. Nanno by Geoservices (2000) Taxa in red are calc. nanno and black are foraminifera	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT			
							SUPRATIDAL/NON-MARINE	INTERTIDAL	INNER NERITIC	MIDDLE NERITIC
LOWER MIOCENE	286 RUNDU	21.0 ← → 22.0	NN.2	INDETERMINATE	200					
	460 Paratha									
	626 KEDUA				482	<i>T. carinatus</i>				
					572	Arenaceous foram (R)				
					620	<i>T. carinatus</i> Indeterminate planktonic <i>C. abisectus</i>				
	764 BAJI				750	Arenaceous foram (F)				
	818 TD				800	<i>C. abisectus</i> <i>C. abisectus</i> 762 <i>D. calculosus</i> <i>S. delphix</i> <i>H. gertae</i>				

