

**INTERPRETASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN BERDASARKAN
KONSEP MODEL FASIES MELALUI DATA *WELL LOG CORE* PADA
LAPANGAN “S”, CEKUNGAN KUTAI, PT. PERTAMINA HULU
INDONESIA**

Disusun dan Diajukan Oleh

KIRENIA KARTIKA

D061191093



**PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK GEOLOGI
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS HASANUDDIN**



**GOWA
2023**

**INTERPRETASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN BERDASARKAN
KONSEP MODEL FASIES MELALUI DATA *WELL LOG CORE* PADA
LAPANGAN “S”, CEKUNGAN KUTAI, PT. PERTAMINA HULU
INDONESIA**

Disusun dan Diajukan Oleh

**KIRENIA KARTIKA
D061191093**

*Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjanastrata Satu
(S-1) pada Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin*

**PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK GEOLOGI
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS HASANUDDIN**



**GOWA
2023**

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI**EVALUASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN BERDASARKAN
KONSEPMODEL FASIES MELALUI DATA WELL LOG CORE PADA
LAPANGAN "S", CEKUNGAN KUTAI, PT. PERTAMINA HULU
INDONESIA****Disusun dan Diajukan Oleh****KIRENIA KARTIKA****D061191093**

Telah dipertahankan dihadapan Panitia Ujian yang dibentuk dalam rangka
Penyelesaian Studi Program Sarjana Studi Teknik Geologi Fakultas
Teknik Universitas Hasanuddin

Menyetujui,

Pembimbing Utama


Safruddin, S.T., M.Eng
NIP. 19890207 202005 3001

Pembimbing Pendamping


Dr. Ir. H. Hamid Umar, M.
NIP. 19601202 198811 1 001

Mengetahui,

Ketua Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik
Universitas Hasanuddin
Hendra Pachri, S.T., M.Eng
NIP. 19771214 200501 1 002

PERNYATAAN KEASLIAN

Yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Kirenia Kartika
NIM : D061191093
Program Studi : Teknik Geologi
Jenjang : S1

Menyatakan dengan ini bahwa karya tulisan saya yang berjudul

***“Interpretasi Lingkungan Pengendapan Berdasarkan Konsep Model Fasies
Melalui Data Well Log Core Pada Lapangan “S”, Cekungan Kutai, PT.
Pertamina Hulu Indonesia”***

Adalah karya tulisan saya sendiri dan bukan merupakan pengambilan alihan tulisan orang lain bahwa tulisan yang saya tulis ini benar benar merupakan hasil karya sayasendiri.

Semua informasi yang ditulis dalam skripsi yang berasal dari penulis lain telah diberi penghargaan, yakni dengan mengutip sumber dan tahun penerbitannya. Oleh karena itu semua tulisan dalam skripsi ini sepenuhnya menjadi tanggung jawab penulis. Apabila ada pihak manapun yang merasa ada kesamaan judul dan atau hasil temuan dalam skripsi ini, maka penulis siap untuk diklarifikasi dan mempertanggungjawabkan segala resiko.

Segala data dan informasi yang diperoleh selama proses pembuatan skripsi, yang akan dipublikasi oleh Penulis di masa depan harus mendapat persetujuan dari DosenPembimbing

Apabila dikemudian hari terbukti atau dapat dibuktikan bahwa Sebagian atau keseluruhan dari tugas akhir ini hasil karya orang lain, maka saya bersedia menerima sanksi atas perbuatan tersebut.

Makassar, 16 Oktober 2023



Kirenia Kartika
NIM. D061 19 1093



ABSTRAK

KIRENIA KARTIKA. Interpretasi Lingkungan Pengendapan Berdasarkan Konsep Model Fasies Melalui Data Well Log Core Pada Lapangan “S”, Cekungan Kutai, PT. Pertamina Hulu Indonesia (dibimbing oleh Safruddin, S.T., M.Eng dan Dr. Ir. H. Hamid Umar, M.S.)

Daerah penelitian masuk kedalam Wilayah Kerja Pertamina Hulu Indonesia Zona 9, tepatnya pada Cekungan Kutai yang merupakan salah satu wilayah minyak dan gas bumi produktif di Indonesia yang telah berproduksi selama lebih dari 51 tahun dengan total 84 sumur yang aktif dari 242 sumur. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui cara mengkorelasi setiap parasikuen berdasarkan konsep kronostratigrafi, mengetahui pola penyebaran fasies secara vertikal dan lateral dan mengetahui distribusi fasies bawah permukaan dan dapat menentukan jenis lingkungan pengendapannya. Penelitian ini dilakukan dengan menganalisis setiap parasikuen berdasarkan konsep kronostratigrafi sehingga dapat diketahui lingkungan pengendapan delta dari setiap kandungan minyak dan gas bumi yang akan didapatkan. Lapangan “S” merupakan lapangan minyak dan gas bumi yang telah beroperasi lama dan saat ini lapangan “S” sementara di bor kembali untuk mendapatkan cadangan minyak dan gas bumi yang terbaru. Analisis lingkungan pengendapan perlu dilakukan pada lapangan “S” baik lapangan muda maupun tua untuk dapat mengetahui dan melakukan monitoring terhadap kondisi reservoir agar proses produksi dapat maksimal dilakukan. Lingkungan pengendapan pada lapangan “S” terbagi menjadi 3 yaitu, Lingkungan Pengendapan Shoreface, Lingkungan Pengendapan Delta Front, dan Lingkungan Pengendapan Delta Plain.

Kata kunci: Cekungan Kutai, minyak dan gas bumi, lingkungan pengendapan, korelasi.



ABSTRACT

KIRENIA KARTIKA. *Interpretation of the Depositional Environment Based on the Facies Model Concept through Well Log Core Data in the "S" Field, Kutai Basin, PT. Pertamina Upstream Indonesia (supervised by Safruddim, S.T., M.Eng and Dr.Ir. H. Hamid Umar, M. S.)*

The research area is included in the Working Area of Pertamina Hulu Indonesia Zone 9, to be precise in the Kutai Basin which is one of the productive oil and natural gas areas in Indonesia which has been producing for more than 51 years with a total of 84 active wells out of 242 wells. The purpose of this study was to find out how to correlate each parasequence based on the concept of chronostratigraphy, to know the pattern of facies distribution vertically and laterally and to know the subsurface facies distribution and to be able to determine the type of depositional environment. This research was conducted by analyzing each sequence based on the concept of chronostratigraphy so that the delta depositional environment can be identified from each oil and gas content obtained. Field "S" is an oil and gas field that has been in operation for a long time and currently field "S" is being drilled again to obtain the latest oil and gas reserves. Analysis of the depositional environment needs to be carried out in the "S" field, both young and old fields, to be able to identify and monitor reservoir conditions so that the production process can be maximized. The depositional environment in the "S" field is divided into 3, namely, the Shoreface Settlement Environment, the Delta Front Deposition Environment, and the Delta Plain Deposition Environment.

Keywords: *Kutai Basin, Oil and Gas, Depositional Environment, correlation.*



KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa yang telah melimpahkan berkat dan karunia-Nya, Skripsi dengan judul **“Interpretasi Lingkungan Pengendapan Berdasarkan Konsep Model Fasies Melalui Data Well Log Core Pada Lapangan “S”, Cekungan Kutai, PT. Pertamina Hulu Indonesia, Daerah Balikpapan, Kota Balikpapan, Kalimantan Timur”** dapat berjalan lancar dan selesai dengan bantuan-Nya.

Penyusunan skripsi ini tak lepas dari bantuan berbagai pihak. Maka penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. **Bapak Dr. Ir. H. Hamid Umar, M.S** selaku Dosen Pembimbing dari penulis yang telah memberikan waktu dan bimbingan kepada penulis.
2. **Bapak Safruddin, S.T., M.Eng** selaku Dosen Pembimbing dari penulis yang telah memberikan waktu dan bimbingan kepada penulis.
3. **Ibu Dr. Eng. Meutia Farida, S.T, M.T dan Bapak Dr. Ir. Safri Burhanuddin, DEA** sebagai Dosen Penguji yang telah memberikan ilmu serta saran demi kesempurnaan laporan ini.
4. **Bapak Dr. Eng. Hendra Pachri, S.T. M.Eng.** selaku Ketua Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin
5. Seluruh Bapak dan Ibu dosen Departemen Teknik Geologi Universitas Hasanuddin yang telah memberikan bimbingannya.
6. **Bapak Thomas Yunanto Yoga**, Head of SBJ area PT. Pertamina Hulu Indonesia Zona 9 selaku Pembimbing Lapangan yang telah mengarahkan penulis dari pengambilan data hingga penyusunan laporan
7. **Bapak Andre Wijanarko**, General Manager PT. Pertamina Hulu Indonesia Zona 9 yang telah memberikan bantuan untuk dapat melakukan Magang dan memberikan bimbingan serta motivasi kepada penulis selama masa Kerja Praktek.
8. Bapak dan ibu pekerja PT. Pertamina Hulu Indonesia Zona 9 pada **fungsi vplan, Bapak Faisal Raizi, Bapak Rajib, Bapak Burhan, Bapak fidz, Bapak Ferry, Bapak Dimas, Bapak Taufan dan Mbak Mega** g telah membimbing penulis selama masa Magang.



9. **Ayah Nataniel Bulo'** dan **Bunda Isih**, kedua orang hebat dalam duniaku yang selalu menjadi penyemangat sebagai sandaran terkuat dari kerasnya dunia, yang tidak henti hentinya melantankan doa dan segala motivasi. Terimakasih sudah berjuang, terimakasih atas segala dukungan mama dan papa sehingga saya bisa berada dititik ini. I love you more more and more ma,pa
10. **Adik Eki**, saudara tersayangku satu satunya yang selalu ada di up and down penulis, terimakasih atas segala dukungan, semangat serta telah menjadi tempat berkeluh kesah dalam penyusunan skripsi ini
11. Teman-teman **Jaeger - Teknik Geologi 2019**. Teman seperjuangan dalam segala medan yang telah menemani dan memberikan dukungan kepada penulis.
12. Seluruh Pihak yang telah membantu penulis dalam penyelesaian skripsi ini.

Dalam penyusunan laporan ini, penulis sadar bahwa masih banyak terdapat kesalahan serta kekeliruan didalamnya. Maka penulis sangat mengharapkan kritik, saran dan masukan yang membangun terhadap laporan ini. Akhir kata semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi penulis maupun bagi semua pihak yang berkepentingan lainnya

Makassar, November 2023

Penulis



DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI	ii
PERNYATAAN KEASLIAN.....	iii
ABSTRAK	iv
<i>ABSTRACT</i>	v
KATA PENGANTAR.....	vi
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Maksud dan Tujuan.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Lokasi Penelitian dan Kesampaian Daerah	2
1.5 Hasil Penelitian yang Diharapkan.....	3
1.6 Manfaat Penelitian	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	6
2.1 Geologi Regional Cekungan Kutai	6
2.1.1 Kerangka Tektonik Cekungan Kutai	6
Struktur Lipatan	7
Sesar Mendatar Kiri.....	7
Sesar Naik.....	8
2.1.2 Stratigrafi Regional Cekungan Kutai	9
2.2 Geologi Regional Lapangan “S”	12
2.2.1 Struktur Lapangan “S”	12
2.2.2 Stratigrafi Lapangan “S”	14
2.2.3 Petroleum System Lapangan “S”	14
2.3 Konsep Fasies dan Lingkungan Pengendapan.....	15
Fasies.....	17
Model Fasies	17
Lingkungan Pengendapan	18



2.5.1 Lingkungan Pengendapan Delta.....	18
2.6 Wireline Logs	22
2.7 Konsep Sekuen Stratigrafi	27
2.8 Konsep Elektrofasis.....	32
2.9 Model Lingkungan Pengendapan Delta.....	34
2.10 Interpretasi Fasies berdasarkan Tipe Log	36
2.11 Interpretasi Korelasi	38
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	40
3.1 Metode Penelitian.....	40
3.1.1 Tahapan Penelitian	40
3.1.2 Tahapan Pengolahan Data.....	40
3.1.3 Tahapan Pembuatan Laporan Penelitian.....	41
3.2 Langkah Langkah Penelitian.....	41
3.2.1 Tahap Analisis dan Interpretasi Data.....	41
3.2.2 Tahap Penyusunan dan Presentasi Laporan	42
BAB IV PEMBAHASAN.....	43
4.1 Deskripsi Sumur dan Metode Korelasi.....	43
4.2 Penentuan Pemberian Marker	44
4.3 Interpretasi Marker Stratigrafi.....	46
4.4 Analisa Lingkungan Pengendapan.....	46
4.4.1 Interpretasi Litologi.....	46
4.4.2 Lingkungan Pengendapan	47
4.5 Interpretasi Fasies Berdasarkan Signature Log.....	49
4.5.1 Lingkungan Pengendapan Delta Plain.....	51
4.5.2 Lingkungan Pengendapan Delta Front	56
4.5.3 Lingkungan Pengendapan Shore Deposit.....	61
BAB V KESIMPULAN	65
DAFTAR PUSTAKA	67



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1 Peta Tunjuk Lokasi Daerah Penelitian	3
Gambar 2 Seting Geologi Kalimantan (Satyana dkk, 1999).....	7
Gambar 3 Struktur Regional Cekungan Kutai (Modifikasi dari Paterson 1997 dalam Mora (2001).....	8
Gambar 4 Prinsip Elemen-elemen Struktur di Cekungan Kutai Bagian Selatan (Ott, 1997)	8
Gambar 5 Sketsa Penampang Perkembangan Cekungan Kutai (Ott, 1987)	9
Gambar 6 Sketsa Penampang Perkembangan Cekungan Kutai (Ott, 1987)	9
Gambar 7 Stratigrafi Regional Cekungan Kalimantan Timur (Satyana dkk, 1999).....	10
Gambar 8 Penampang Seismik 3D dari Xline.....	13
Gambar 9 Zonation and Layering Lapangan Samboja.....	13
Gambar 10 Model Lingkungan Pengendapan Lapangan “S”(Allen dkk, 1998).....	15
Gambar 11 Skema Hubungan Fasies dan Lingkungan Pengendapan (Selley,1985)	16
Gambar 12 Bagian–bagian sand deposit pada sistem delta (coleman and prior,1982)	20
Gambar 13 Lingkungan Pengendapan Delta (Allen dan Chambers, 1998).....	21
Gambar 14 Respons log sinar gamma terhadap batuan (Rider, 2002).....	23
Gambar 15 Bentuk Kurva Log Resistivitas dan Porositas terhadap hidrokarbon.....	25
Gambar 16 Respon log densitas terhadap batuan (Rider, 2002).....	26
Gambar 17 Respon umum dari alat log neutron (Rider, 2002).....	27
Gambar 18 Pola Susunan Parasekuen Set dalam Suatu Siklus Pengendapan Sekuen Tipe 1 dan Sekuen Tipe 2 (van Wagoner,dkk,1990)	29
Gambar 19 Tipe Karakter dan Pola Log GR (Kendall,2003)	34
Gambar 20 Klasifikasi lingkungan pengendapan daerah kontinen batas marine dan muka pantai (Robertson Research, 1984).....	35
Gambar 21 Pembagian delta dan bentuk pola log (Fisher, 1969 dalam Pirson,1985).....	35
Gambar 22 Log Signature dari Fasies Pengendapan Levee dan Crevasse Splays.....	36
Gambar 23 Log Signature dari Fasies Pengendapan Channel Fill dan Channel Abandonment (Yoga, 2013)	37
Gambar 24 Log Signature dari Fasies Pengendapan Clay Plug (Yoga, 2013).....	38
Gambar 25 Log Siganture dari Fasies Pengendapan Interdistributary Shale.....	38
5 Diagram Alur Penelitian	42
7 Korelasi Sumur Lapisan Kunci	45
8 Korelasi Sumur Menggunakan Perlapisan antara Coal dan Shale	45



Gambar 29 Korelasi Sumur Menggunakan Struktur Sedimen.....	46
Gambar 30 Korelasi Sumur Pada Lingkungan Pengendapan Shoreface.....	48
Gambar 31 Korelasi Sumur Pasda Lingkungan Pengendapan Deltafront.....	48
Gambar 32 Korelasi Sumur Pada Lingkungan Pengendapan Delta Plain	49
Gambar 33 Interpretasi Lingkungan Pengendapan.....	50
Gambar 34 Korelasi Log Interpretasi Fasies Delta Plain Marker DL-1	51
Gambar 35 Korelasi Log Interpretasi Fasies Delta Plain Marker DL-1	51
Gambar 36 Peta Fasies Delta Plain Marker DL-1.....	52
Gambar 37 Peta Netsand Delta Plain Marker DL-1	52
Gambar 38 Korelasi Log Interpretasi Fasies Delta Front Marker DL-8.1	56
Gambar 39 Korelasi Log Interpretasi Fasies Delta Front Marker DL-8.	56
Gambar 40 Peta Fasies Delta Front Marker DL-8.1	57
Gambar 41 Peta Netsand Delta Front DL-8.1	57
Gambar 42 Korelasi Log Interpretasi Fasies Marine Marker DL-14.....	61
Gambar 43 Korelasi Log Interpretasi Fasies Marine Marker DL-14.....	61
Gambar 44 Peta Fasies Shoredeposit Marker DL-14	61
Gambar 45 Peta Netsand Fasies Shoredeposit DL-14.....	61



BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi merupakan salah satu sumber energi yang sangat dibutuhkan banyak orang karena manfaatnya yang banyak terutama sebagai bahan bakar. Hampir semua produk minyak bumi dapat digunakan, menurut Koesoemadinata (1980), keunggulan minyak bumi adalah sifatnya yang cair (mudah ditransportasikan, disimpan, dll), memiliki nilai kalori tinggi, menghasilkan berbagai macam bahan bakar, menghasilkan berbagai macam pelumas, dan dapat bersifat sebagai bahan baku, yaitu bahan petrokimia.

Indonesia merupakan salah satu negara produsen minyak bumi dan pernah tergabung dalam *Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC)* pada tahun 1962 hingga keluar pada tahun Januari 2009 (OPEC, 2015). Berdasarkan data BP (2014), pada tahun 1972 hingga 2006 Indonesia pernah berhasil memproduksi minyak bumi mentah di atas 1 juta *barrel per day (BPD)*. Indonesia pernah memproduksi minyak bumi mentah hingga 1,68 juta BPD pada tahun 1977 dan merupakan produksi minyak bumi mentah tertinggi yang bisa dihasilkan Indonesia. Setelah tahun 2006 Indonesia mengalami naik turun produksi dan sejak tahun 2011 produksi minyak bumi Indonesia terus menurun hingga menyentuh angka produksi 882 ribu BPD.

Kebutuhan terhadap minyak dan gas bumi mendorong pesatnya perkembangan penelitian dan pengoptimalan studi cekungan dalam usaha untuk menemukan lapangan minyak baru atau dalam usaha pengembangan dan optimalisasi produksi pada lapangan yang sudah ditemukan. Untuk tujuan tersebut diperlukan teknik yang memiliki keakurasian yang tinggi (*high resolution*), seperti analisa yang akurat dari data batuan inti (*core*), data biostratigrafi, data *well-log*, dan seismic 3D serta konsep korelasi yang lebih rinci dengan dasar konsep stratigrafi resolusi tinggi yaitu konsep sikuen stratigrafi. Oleh karena itu, interpretasi yang akurat mengenai lingkungan pengendapan sehingga tertarik untuk mengambil judul penelitian mengenai Interpretasi Lingkungan Pengendapan Berdasarkan Konsep Model Fasies melalui Data *Well*



Log Core Pada Lapangan “S”, Cekungan Kutai, PT. Pertamina Hulu Indonesia.

1.2 Maksud dan Tujuan

Maksud dari penelitian ini yaitu untuk melakukan korelasi dan menganalisa distribusi penyebaran fasies pada lapangan “S”, Cekungan Kutai dan sekitarnya dengan metode kronostratigrafi.

Adapun tujuan dari penelitian ini yaitu sebagai berikut.

1. Dapat mengetahui cara mengkorelasi setiap parasikuen berdasarkan konsep kronostratigrafi.
2. Dapat mengetahui pola penyebaran fasies secara vertikal dan lateral.
3. Dapat mengetahui distribusi fasies bawah permukaan dan dapat menentukan jenis lingkungan pengendapannya.

1.3 Batasan Masalah

Agar tujuan penelitian dapat tercapai dan terarah secara efektif, maka perlu kiranya penulis membatasi masalah yang akan dikaji dalam penelitian ini, yaitu:

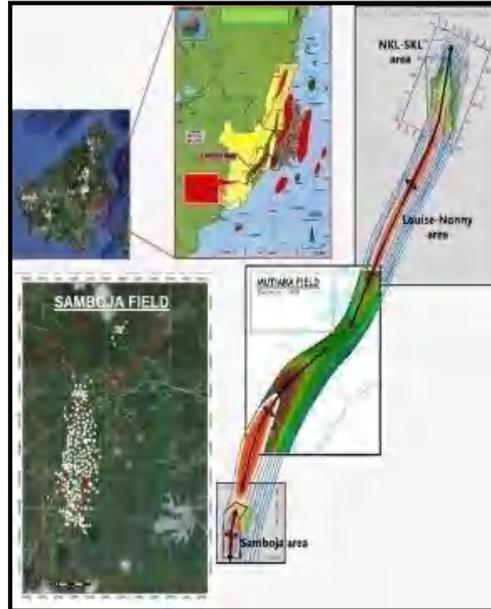
1. Penentuan lingkungan pengendapan pada formasi “S” berdasarkan well log.
2. Pembagian unit delta yang lebih kecil dengan melakukan korelasi parasikuen berdasarkan konsep sikuen stratigrafi.
3. Lingkungan pengendapan berdasarkan delta pada formasi “S”

1.4 Lokasi Penelitian dan Kesampaian Daerah

Secara administratif daerah penelitian termasuk dalam wilayah Kecamatan Balikpapan Barat Kota Balikpapan Provinsi Kalimantan Timur. Secara geografis daerah ini terletak pada Cekungan Kutai

Daerah ini terpetakan dalam Peta Rupa Bumi Indonesia Skala 1 : 50.000 Edisi 1 tahun 1991, terbitan Badan Informasi Geospasial (BIG).





Gambar 1 Peta Tunjuk Lokasi Daerah Penelitian

Untuk menuju daerah penelitian dapat dicapai dengan menggunakan jalur darat berupa kendaraan roda dua ataupun roda empat. Jarak tempuh dari Balikpapan Selatan ke lokasi penelitian berkisar kurang lebih 4 jam perjalanan dengan menggunakan kendaraan dari Kota Balikpapan Selatan.

1.5 Hasil Penelitian yang Diharapkan

Hasil dari penelitian yang diharapkan berupa rekomendasi ataupun saran arah pengembangan sumur pemboran baru untuk pencarian lapangan minyak baru, untuk peningkatan produksi, atau dapat pula saran terhadap evaluasi kembali sumur-sumur pemboran lama dengan menggunakan metode yang lebih baik untuk lebih mengoptimalkan produksi migas.

1.6 Manfaat Penelitian

a. Bagi Keilmuan

Memberikan masukan berupa data yang baru yaitu berupa penyebaran dari reservoir yang diteliti dan perhitungan cadangan pada Lapangan “S”, Formasi Balikpapan, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur.

b. Bagi Perusahaan.

Mengetahui potensi batuan reservoir yang meliputi penyebaran reservoir, penting bagi perusahaan dalam rencana program pengembangan lapangan yang diteliti. Hasilnya diharapkan akan mampu meningkatkan



hasil produksi pada Lapangan “S”, Formasi Balikpapan.

c. Bagi Pemerintah.

Hasil analisis dalam usaha peningkatan produksi ataupun pencarian lapangan minyak baru dapat mendorong perusahaan minyak untuk lebih meningkatkan produksinya sehingga diharapkan dapat pula meningkatkan perekonomian daerah secara khusus dan negara secara umum.



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Lapangan “S” terletak di Kalimantan Timur, \pm 40 km sebelah Utara Kota Balikpapan dengan luas area \pm 14.21 km². Lapangan Samboja dioperasikan mulai 1898 oleh NIIHM (*Nederlandsch-Indische Industrie en Handel Maatschappij*), kemudian dilanjutkan oleh BPM (*Batavia Petroleum Maatschappij*) pada tahun 1905-1942, lalu diteruskan oleh TIPCO – Tesoro di 1972-1992, kemudian PTEN-MEDCO E&P pada 1992-2008, dan sejak 15 Oktober 2008 lapangan ini dikelola oleh Pertamina EP.

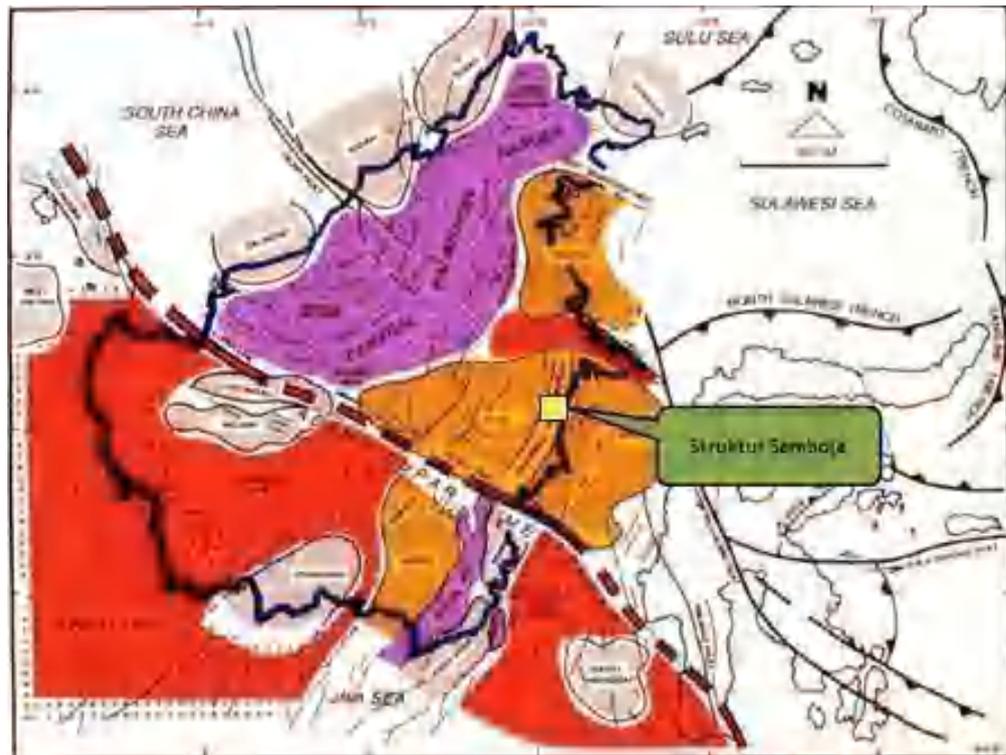
2.1 Geologi Regional Cekungan Kutai

2.1.1 Kerangka Tektonik Cekungan Kutai

Struktur Samboja merupakan salah satu struktur atau lapangan migas yang terletak di Cekungan Kutai bagian timur bersama-sama dengan struktur lain seperti Struktur Sangasanga, Struktur Mutiara, Pamaguan, Handil, Nilam dan Semberah. Cekungan Kutai merupakan salah satu cekungan sedimen paling ekonomis di Indonesia dengan luas area sekitar 60.000 km² yang tersusun oleh sedimen Tersier dengan ketebalan mencapai 14 km. Cekungan Kutai adalah cekungan terbesar dan terdalam berumur Tersier di Indonesia bagian barat (Allen & Chambers, 1998). Cekungan ini merupakan tempat akumulasi hidrokarbon yang berasal dari pengendapan lingkungan *Fluvial* dan *Deltaic* berumur Tersier (Rose & Hartono, 1978).

Cekungan Kutai dibatasi oleh bagian barat tinggian Kuching, bagian utara oleh Tinggian mangkalihat, selatan Adang-Lupar Mega Shear dan bagian timur oleh Selat Makasar (Gambar 1) dan (Gambar 2).





Gambar 2 Seting Geologi Kalimantan (Satyana dkk, 1999)

Struktur geologi regional yang terbentuk di Cekungan Kalimantan Timur dapat dilihat pada (Gambar 1) sampai (Gambar 5) serta dapat diuraikan sebagai berikut :

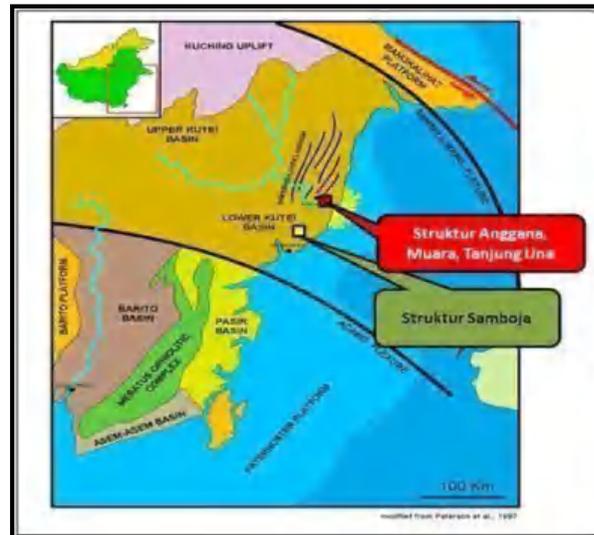
Struktur Lipatan

Struktur ini berarah utara-selatan hingga utara timurlaut-selatan baratdaya. Struktur lipatan di Kalimantan timur ini disebabkan oleh aktifnya kompresi Sulawesi ke arah barat selama pliosen hingga sekarang.

Sesar Mendatar Kiri

Sesar mendatar kiri yang membatasi di bagian utara Cekungan Kalimantan Timur yaitu Sesar Mendatar Kiri Mangkalihat. Sedangkan yang membatasi di bagian selatan yaitu Andang-Lupar megashear. Sesar-sesar ini berarah berarah baratlaut – tenggara dan merupakan sesar tua yang mengontrol cekungan Kalimantan Timur dan teraktifkan kembali selama Pliosen hingga sekarang. Kedua sesar ini memanjang dan menerus hingga memotong Pulau Sulawesi.

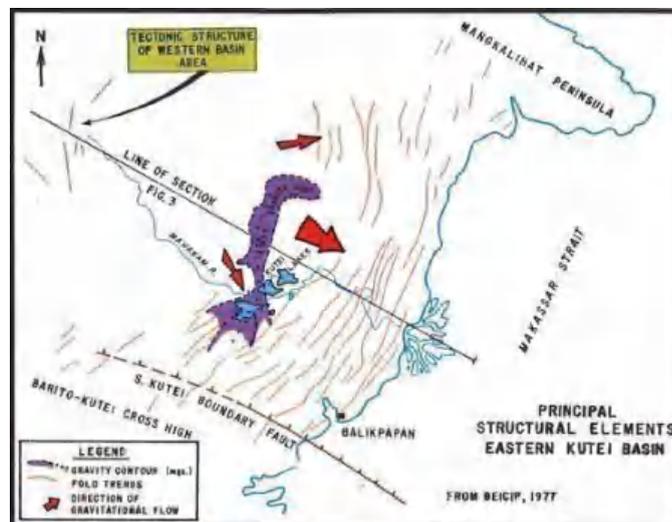




Gambar 3 Struktur Regional Cekungan Kutai (Modifikasi dari Paterson 1997 dalam Mora 2001)

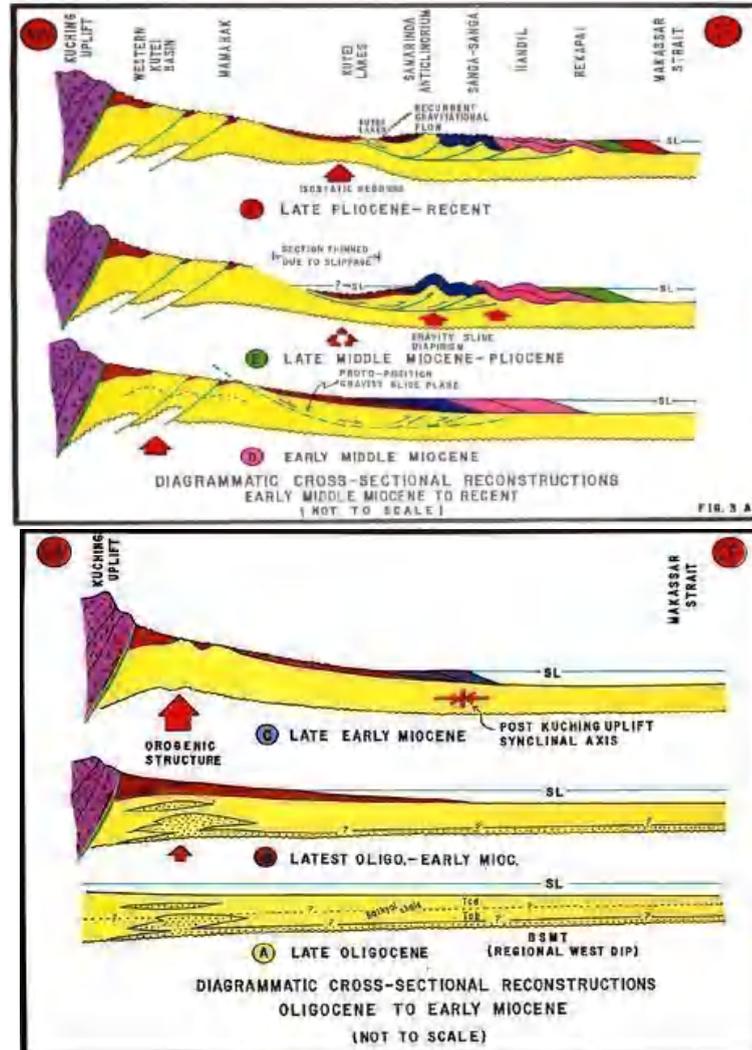
Sesar Naik

Sesar-sesar naik yang berkembang di Kalimantan timur berarah utara-selatan hingga utara timur laut-selatan barat daya dan naik ke arah barat. Sesar-sesar ini berkembang selama Plestosen akibat kompresi Sulawesi bergerak ke arah barat. Sehingga membentuk sesar-sesar naik yang berupa *detachment* dan perkembangannya berupa sesar-sesar naik yang tumbuh.



Gambar 4 Prinsip Elemen-elemen Struktur di Cekungan Kutai Bagian Selatan (Ott, 1997)





Gambar 5 Sketsa Penampang Perkembangan Cekungan Kutai (Ott, 1987)

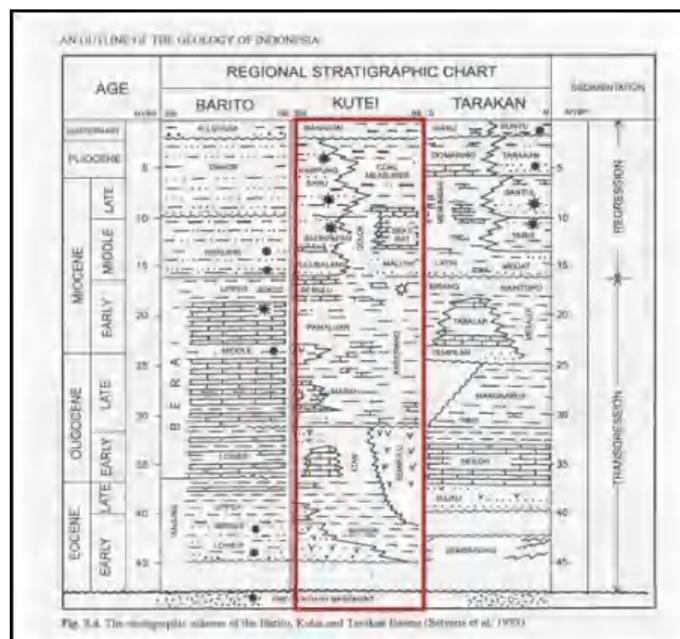
2.1.2 Stratigrafi Regional Cekungan Kutai

Menurut Awang Harun Satyana (*An Outline the Geology of Indonesia*, IAGI 2000), suksesi stratigrafi Tersier di dalam Cekungan Kutai dimulai dengan pengendapan dari sedimen alluvial Paleosen dari Formasi Kiham Haloq pada bagian dekat dengan batas barat cekungan. Cekungan ini secara intensif mengalami *subsidence* selama kurun waktu Paleosen Akhir hingga Eosen Tengah sampai Oligosen yang disebabkan oleh adanya pemekaran dari basemen, dan menjadi tempat terakumulasinya serpih Mangkupa pada lingkungan marginal laut terbuka. Beberapa silisiklastik kasar, yakni *Beriu Sand*, secara lokal dikaitkan dengan sikuen serpih, mengindikasikan adanya gangguan penurunan yang disebabkan oleh adanya pengangkatan. Cekungan mengalami *subsidence* yang



sangat cepat setelah pengendapan *Beriu Sand*, sebagian besar melalui mekanisme pembebanan cekungan (*basin sagging*), menghasilkan pengendapan dari serpih laut dari Formasi Atan dan material karbonat dari Formasi Kedango (Satyana dan Biantoro, 1996 dalam *An Outline Geology of Indonesia*, 2000). Terjadi pengangkatan pada daerah dekat dengan batas cekungan pada kurun Oligosen Akhir. Pengangkatan ini berkaitan dengan pengendapan dari Vulkanik Sembulu pada bagian Timur cekungan. Fase stratigrafi kedua terjadi sebagai manifestasi dari terjadinya pengangkatan dan inversi, yang mana dimulai dari kala Miosen Awal. Dalam kurun waktu tersebut, variasi urutan dari endapan alluvial dan delta terendapkan pada cekungan yang mencakup sedimen-sedimen deltaik dari Formasi Pamaluan, Pulubalang, Balikpapan, dan Kampung Baru, berprogradasi ke arah Timur, yang memiliki kisaran umur yakni dari Miosen Awal hingga Plistosen. Pengendapan siklus delta berlanjut hingga sekarang yang berkembang ke arah Timur hingga bagian *offshore* dari cekungan Kutai.

Dengan mengacu pada Satyana dkk, (1999) dapat diuraikan dari tua ke muda sebagai berikut (Gambar 7).



Gambar 7 Stratigrafi Regional Cekungan Kalimantan Timur (Satyana dkk, 1999)

Batuan Dasar (*basement*) – Pra-Tertiary

uan dasar di Cekungan Kalimantan Timur terdiri dari batuan beku granit in metamorf. Batuan ini membentuk cekungan separoh graben (*half*



graben) atau graben selama Eosen.

Formasi Beriun - Eosen

Formasi Beriun diendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar. Bagian bawah formasi ini disusun oleh batupasir tufaan yang menyilang jari dengan batulempung. Sedang bagian atas disusun oleh batulempung. Formasi ini diendapkan di lingkungan darat selama Eosen.

Formasi Atan - Eosen Awal

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Beriun dalam kondisi transgresi sehingga lingkungan berubah menjadi transisi. Formasi Atan bagian bawah disusun oleh batulempung dan di atasnya tumbuh batugamping terumbu. Paling atas dari formasi ini disusun oleh batupasir tufaan.

Formasi Marah – Oligosen Akhir

Formasi ini pada bagian bawah tersusun oleh batulempung gampingan bersisipan batupasir tufaan menyilangjari dengan batugamping terumbu. Sedangkan pada bagian atas disusun oleh batulempung gampingan bersisipan batulempung tufaan. Formasi ini diendapkan selama Oligosen Akhir dan selaras di atas Formasi Atan pada kondisi laut yang transgresi.

Formasi Pamaluan – Miosen Awal

Pada kondisi laut yang semakin transgresi (semakin dalam) diendapkan secara selaras dengan batas yang bergradasi diendapkan Formasi Pamaluan di atas Formasi Marah selama Miosen Awal. Formasi ini tersusun oleh batulempung (*shale*) pada bagian bawah, sedangkan pada bagian atas disusun oleh batulempung bersisipan tipis batugamping.

Formasi Bebulu – Miosen Awal bagian Atas

Formasi ini disusun oleh batulempung gampingan (napal) pada bagian bawah, sedangkan pada bagian atas tersusun oleh batugamping berlapis dengan sisipan napal. Formasi ini diendapkan pada Miosen Awal bagian Bawah dan selaras di atas Formasi Pamaluan dengan batas yang bergradasi.

Formasi Pulubalang – Miosen Tengah bagian Bawah

Formasi Pulubalang ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bebulu di laut yang regresi. Sehingga formasi ini diendapkan pada lingkungan delta. Formasi ini disusun oleh batupasir dengan sisipan tipis



batulempung pada bagian atas, sedangkan pada bagian atas diendapkan batupasir bersisipan batugamping. Formasi ini diendapkan selama Miosen Tengah bagian Bawah.

Formasi Balikpapan – Miosen Tengah bagian Atas

Pada kondisi yang terus transgresi diendapkan Formasi Balikpapan yang selaras di atas Formasi Pulubalang pada lingkungan fluviatil hingga transisi (delta). Formasi ini tersusun oleh batupasir dengan sisipan batulempung selama Miosen Tengah bagian Atas. Formasi ini merupakan target dari Lapangan Samboja.

Formasi Kampungbaru – Miosen Akhir hingga Pliosen

Formasi Kampungbaru diendapkan secara selaras di atas Formasi Balikpapan pada lingkungan darat hingga deltaik. Formasi ini tersusun oleh batupasir berselang seling dengan batulempung dan sisipan batubara selama Miosen Akhir hingga Pliosen. Formasi ini juga menjadi target dari lapangan Samboja.

Alluvial - Recent

Alluvial ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Kampungbaru sebagai hasil pelapukan, erosi, transportasi daripada formasi-formasi yang lebih tua dan diendapkan di sepanjang aliran sungai.

2.2 Geologi Regional Lapangan “S”

2.2.1 Struktur Lapangan “S”

Pembahasan struktur geologi Lapangan Samboja didasarkan pada picking dari seismic 3D yang melalui Lapangan Tersebut, yaitu pada jalur Xline 155 (Gambar 8) dan *zonation and layering* dari Lapangan Samboja (Gambar 9). Struktur geologi detail yang berkembang di lapangan samboja antara lain adalah sesar naik dan sesar mendatar kanan naik (Gambar 8) dan (Gambar 9).

Struktur Lipatan

Struktur Lipatan ini terjadi karena aktifnya kampresi pulau Sulawesi yang bergerak ke arah barat dan mendesak pulau Kalimantan. Sehingga Formasi Balikpapan dan Formasi Kampungbaru terlipat berarah utara selatan membentuk

Gambar 8).

Struktur Sesar Periode-1

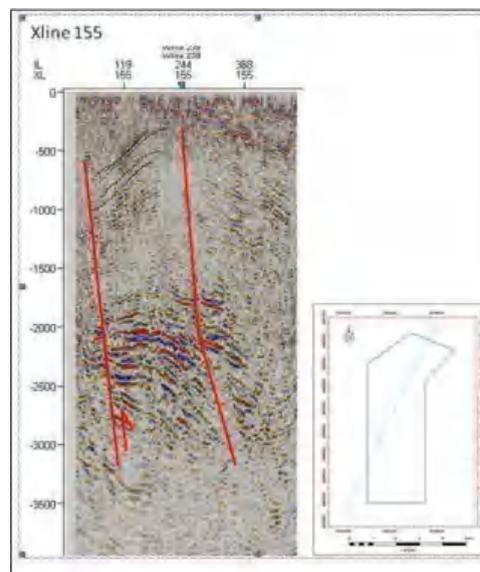
Struktur sesar naik periode-1, sesar naik ini berjurus utara-selatan hingga



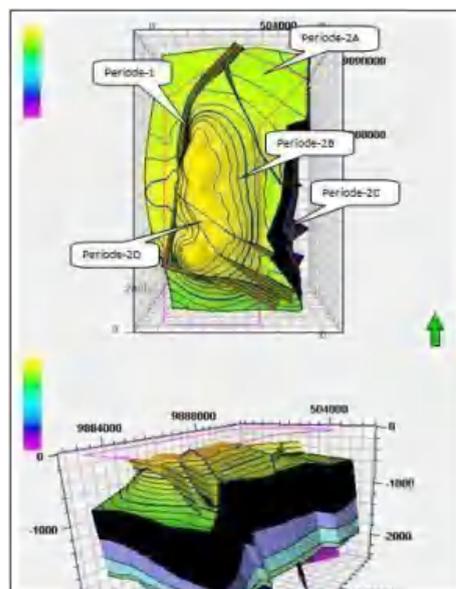
utara timur laut – selatan barat daya dan naik ke arah barat. Sesar ini terjadi setelah terjadinya lipatan di Lapangan Samboja, karena aktifnya kompresi arah barat timur maka terjadilah sesar naik periode-1 ini (Gambar 8).

Sesar naik Periode-2

Struktur sesar naik periode-2 (A, B, C dan D), sesar naik ini berjurus barat laut-tenggara dan miring ke arah timur laut berupa sesar mendatar kiri naik. Sesar naik ini terjadi setelah sesar periode-1 terjadi dan kompresi masih bekerja sangat kuat sehingga terbentuk sesar-sesar periode-2 (Gambar 8) Sesar ini memotong lipatan yang terjadi di Lapangan Samboja



Gambar 8 Penampang Seismik 3D dari Xline



Gambar 9 Zonation and Layering Lapangan Samboja



2.2.2 Stratigrafi Lapangan “S”

Dari hasil pengamatan log hasil pemboran di Lapangan “S” teramati bahwa kawasan penelitian disusun pada bagian bawah oleh Formasi Balikpapan dan di atasnya terendapkan secara selaras Formasi kampungbaru. Sedangkan paling atas secara tidak selaras diendapkan Alluvial. Kedua formasi tersebut menjadi target eksplorasi dari lapangan Samboja. Profil dan susunan batuan secara terperinci akan diuraikan pada (Gambar 10) Stratigrafi Lapangan Samboja tersusun dari bawah ke atas sebagai berikut

Bagian bawah :

Tersusun oleh sekuen penebalan ke atas dari batupasir berselang seling dengan batulempung tipis-tipis hingga berubah ke atas menjadi batupasir *blocky* (Gambar 10). Hal ini menunjukkan bahwa lapisan tersebut diendapkan di lingkungan *Delta Front* (Gambar 10).

Bagian Atas :

Pada bagian atas Lapangan Samboja tersusun oleh batupasir sisipan batulempung tipis-tipis yang membentuk penipisan ke arah atas (Gambar 10) hal ini menunjukkan bahwa lapisan tersebut diendapkan di lingkungan delta plain dengan sungai yang braided (Gambar 10).

2.2.3 Petroleum System Lapangan “S”

Pada sub-bab ini akan menjelaskan tentang batuan reservoir (*reservoir rock*), batuan induk (*source rock*), perangkap (*trap*), batuan penutup (*seal rock*) dan *petroleumplay*. Secara terperinci akan dijelaskan sebagai berikut:

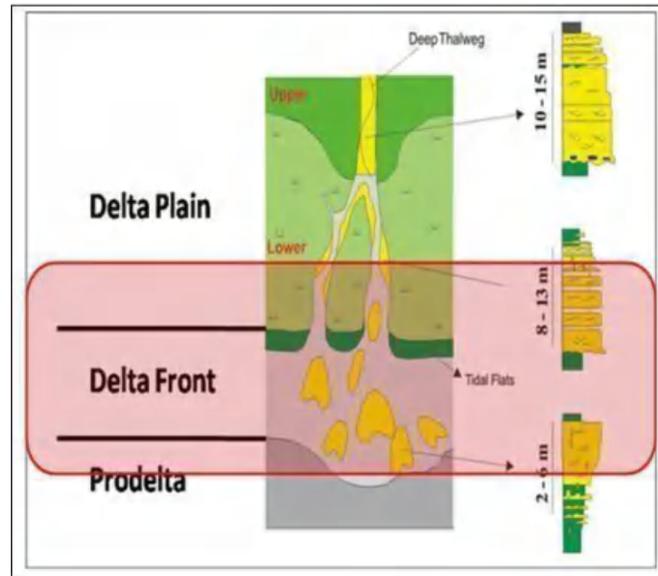
2.2.3.1 Batuan Reservoir (*reservoir rock*)

Batuan yang bisa menjadi reservoir yang baik di Lapangan “S” adalah Batupasir kuarsa Formasi Balikpapan dan lapisan batupasir pada Formasi Kampung baru.

2.2.3.2 Batuan Induk



Batuan induk hidrokarbon di Lapangan Samboja adalah *shale* gampingan ndapkan pada lingkungan paralik atau delta hingga transisi atau laut Batuan induk ini antara lain: *shale* gampingan Formasi Pamaluan dan gampingan Formasi Balikpapan bagian bawah.



Gambar 10 Model Lingkungan Pengendapan Lapangan “S”(Allen dkk, 1998)

2.2.3.3 Perangkap

Perangkap yang dijumpai di Lapangan Samboja adalah berupa lipatan-lipatan berarah hampir utara selatan berbentuk *closure* yang telah dipotong-potong oleh sesar periode-2.

2.2.3.4 Batuan Penutup

Batuan yang bisa menjadi penutup di Lapangan Samboja adalah batu lempung bagian atas Formasi Balikpapan dan batulempung *interlayer* pada Formasi Kampungbaru.

2.2.3.5 Petroleum Play dan Migrasi

Setelah batuan induk matang selama Pliosen dan kompresi sangat aktif di akhir Pliosen membentuk antiklin dan sesar, maka hidrokarbon mulai termigrasi melalui *interlayer* dan sesar menuju ke trap antiklin yang berupa *closure* di Lapangan “S”.

2.3 Konsep Fasies dan Lingkungan Pengendapan

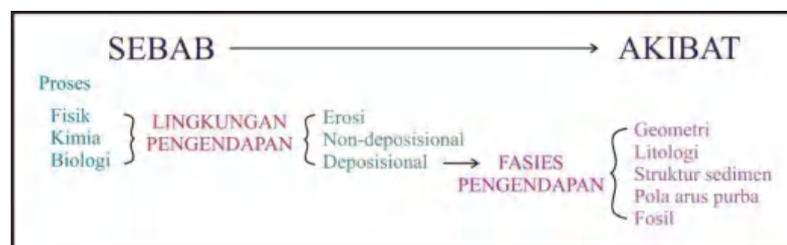
Lingkungan pengendapan adalah suatu tempat pengendapan, bagian dari permukaan bumi yang dapat dibedakan secara fisika, kimia dan biologi dari tempat lainnya (Selley, 1985). Sedangkan menurut Sam Boggs (2006) lingkungan pengendapan adalah karakteristik dari suatu tatanan geomorfik dimana proses fisik, kimia dan biologi menghasilkan suatu jenis endapan sedimen tertentu.



fasies sedimentasi didefinisikan sebagai kenampakan suatu tubuh batuan

sedimen yang dapat dibedakan dengan yang lain berdasarkan geometri, litologi, struktur sedimen, *paleocurrent* dan fosil (Selley, 1985). Apabila suatu endapan terendapkan dalam suatu lingkungan sedimentasi yang berbeda, maka akan dihasilkan produk yang berbeda pula. Hal ini dijadikan dasar dalam penentuan fasies suatu lingkungan pengendapan. Menurut (Walker dan James, 1992) suatu lingkungan pengendapan adalah suatu tubuh batuan yang berdasarkan kumpulan-kumpulan partikelnya seperti litologi, struktur fisik dan biologinya.

Asosiasi Fasies adalah kelompok dari fasies yang secara genetik berhubungan satu dengan lainnya dan mempunyai arti lingkungan yang signifikan (Collinson, 1997, dalam “*Facies Model*” Walker dan James, 1996).



Gambar 11 Skema Hubungan Fasies dan Lingkungan Pengendapan (Selley,1985)

Menurut Boggs (1995), lingkungan pengendapan adalah suatu tempat yang memiliki kondisi fisik, kimia, biologi tertentu yang bersifat statis dan dinamis. Kondisi lingkungan pengendapan akan mengontrol proses dan menjadi penyebab karakteristik sedimen yang terendapkan dan digambarkan sebagai suatu proses (*cause*). Sedangkan fasies pengendapan yang merupakan kenampakan suatu tubuh batuan sedimen yang memiliki kekhasan sifat fisik, kimia, biologi, sebagai suatu hasil atau produk dari suatu lingkungan pengendapan tertentu, dinyatakan sebagai suatu respon (*effect*), (Selley,1985).

Lingkungan pengendapan terbentuk saling berhubungan satu dengan yang lainnya, misalnya: dataran banjir, aluvial, lingkungan ini mungkin saja dapat menjadi daerah pasang surut kemudian menjadi daerah laut dangkal bahkan mungkin menjadi laut dalam. Hal ini dapat terjadi karena berkaitan dengan naik turunnya muka air laut global yang menyebabkan daratan mengalami transgresi regresi. Hasil dari proses tersebut akan membentuk suatu urutan n fasies secara gradasi kearah vertikal. Hubungan antara fasies dan lingkungan pengendapan pertama kali dikemukakan oleh Walther (1894) yang



dikenal dengan Hukum Walther, yaitu “kenampakan fasies sikuen secara vertikal dapat dijadikan interpretasi penyebaran kearah lateralnya” (Middleton,1973 dalam Selley, 1985).

2.4 Fasies

Menurut Walker (1992), fasies merupakan kenampakan suatu tubuh batuan yang dikarakteristikan oleh kombinasi dari litologi, struktur fisik dan biologi yang merupakan aspek pembeda dari tubuh batuan di atas, di bawah, ataupun disampingnya. Fasies umumnya dikelompokkan kedalam asosiasi fasies, dimana dari beberapa fasies dikelompokkan secara genetis, sehingga asosiasi fasies memiliki arti bahwa fasies- fasies yang ada didalamnya terbentuk oleh proses yang sama pada lingkungan pengendapan yang sama pula. Dalam skala luas asosiasi fasies dapat disebut sebagai *basic architectural element* dari lingkungan pengendapan yang khas sehingga akan memberikan makna bentuk tiga dimensinya.

Menurut (Selley 1985 dalam Walker dan James 1992) fasies sedimen adalah suatu tubuh batuan yang dapat dikenali dan dibedakan dengan satuan batuan lain atas dasar geometri,litologi, struktur sedimen, fosil, dan pola arus purbanya. Berbekal ciri fisik, kimia, dan biologi dapat direkonstruksi lingkungan pengendapan dari suatu runutan batuan sedimendan disebut sebagai analisis fasies.

2.4.1 Model Fasies

Suatu model fasies dapat digambarkan sebagai suatu pandangan umum dari suatu sistem pengendapan yang terdiri dari beberapa contoh individual dari sedimen saatini (*recent*) dan sedimen lampau (*ancient*) (Walker, 1992). Secara umum model fasies ini dapat digunakan sebagai asumsi untuk :

1. Pembeda suatu standar model fasies dengan suatu contoh fasies lainnya.
2. Kerangka kerja yang digunakan sebagai penunjuk observasi yang akan datang.
3. Prediksi pada situasi geologi yang baru.

Interpretasi sistem yang mewakili.

Model fasies secara umum dibagi menjadi dua kelompok utama yaitu fasies *terrigenous clastic* serta model fasies karbonat dan evaporit. Untuk



model fasies *terrigenous clastic* dapat dibagi lagi menjadi beberapa subkelompok berdasarkan endapannya yaitu antara lain: Sistem pengendapan *eolian*, *glacial*, vulkanik, kipas aluvial, fluvial, delta, estuarin dan lagun, tidal, turbidit dan kipas laut dalam. Sedangkan untuk model fasies karbonat dan evaporit dapat di Subkelompokan lagi menjadi *shallow platform carbonates*, *pertidal carbonates*, *reefs and mound*, *evaporite*.

2.5 Lingkungan Pengendapan

Lingkungan pengendapan adalah suatu istilah umum yang dipakai oleh seorang ahli geomorfologi atau seorang ahli ilmu kelautan untuk membagi fisiografi atau morfologi (seperti pada daerah gunung, padang pasir, delta, paparan benua, dan laut dalam). Suatu lingkungan pengendapan dibatasi secara geografis pada permukaan bumi, yang secara mudah dapat dibedakan dari batas-batas area oleh kondisi fisika, kimia, dan biologi, serta pengaruh atau kekuatan dari tempat dimana material sedimen tersebut terakumulasi (Krumbein dan Sloss, 1963; Selley, 1970; Reineck dan Singh, 1975; Blatt dkk., 1980 dalam Serra, 1985).

2.5.1 Lingkungan Pengendapan Delta

Menurut Elliot (1986) delta terbentuk oleh adanya sedimentasi sungai yang memasuki laut, danau atau laguna dan pasokan sedimen lebih besar daripada kemampuan pendistribusian kembali oleh proses yang ada pada cekungan pengendapan dan delta merupakan garis pantai yang menjorok ke laut. Definisi lain dimana delta adalah endapan yang dibentuk oleh proses dari sedimentasi fluvial yang memasuki air.

Dataran delta pada bagian atas didominasi oleh proses sungai dan dataran delta menunjukkan daerah di belakang garis pantai sehingga dapat dibedakan dengan dataran delta bagian bawah didominasi oleh pengaruh air laut utamanya ialah penggenangan tidal. Delta dapat dibentuk dari suplai sedimen pada sistem fluvial. Perubahan arah arus yang menyebabkan penyebaran air sungai dan

di pengendapan yang cepat terhadap material sedimen ketika sungai – ada sistem fluvial tersebut bertemu dengan laut dapat mengakibatkan nya delta. Disamping dengan pembentukan delta, morfologi delta pun



terbentuk dimana dapat dikenali pada setiap sistem yang ada. Terdapat tiga morfologi delta secara umum, diantaranya adalah : *delta plain, delta front dan prodelta.*

a. Delta Plain

Delta plain memiliki sifat subaerial dan merupakan bagian di daratan pada delta yang terdiri dari endapan sungai yang lebih dominan daripada endapan laut. *Channel* yang menggerus daratan delta plain dimana *channel* yang merupakan pensuplai material – material sedimen disebut *fluvial distributaries* sehingga membentuk percabangan. *Sandy channel* merupakan sedimen yang ada pada *channel* yang membentuk *distributary channel* dengan litologi batupasir yang terdapat sifat lempung. *Delta plain* yang merupakan sub – lingkungan delta dibagi menjadi 2, diantaranya adalah :

1. Upper Delta Plain

Pada bagian ini terletak diatas area pasang surut dan proses yang berasal dari laut. Terdapat 2 endapan pada sub – lingkungan tersebut, yaitu:

- Endapan *Distributary Channel*

Terdiri dari endapan *braided* dan *meandering, levee* dan endapan *point bar* dimana ditandai dengan bidang erosi pada dasar urutan fasies dan memperlihatkan kecenderungan yang menghalus ke arah atas. Struktur sedimen yang terdapat pada endapan ini umumnya yaitu struktur silang siur, struktur silang siur bergelombang, dan lensa lempung. *Point bar* merupakan endapan yang terbentuk jika endapan tersebut terhenti dari *channel* – nya, sedangkan *levee* alami bergabung dengan *distributary channel* untuk memisahkan *interdistributary channel*.

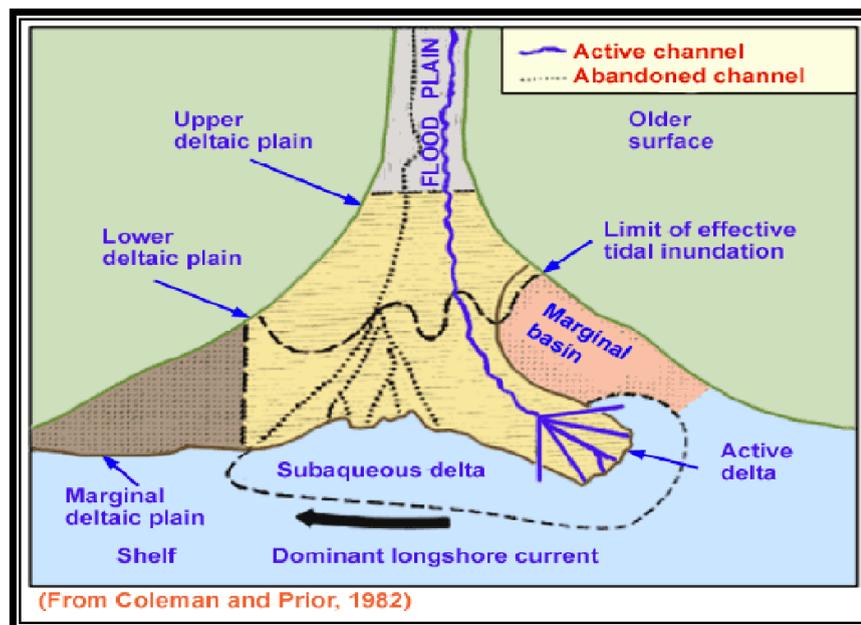
- *Lacustrine Delta Fill* dan Endapan *Interdistributary Flood Plain*

Endapan yang berada di antara *distributary channel* merupakan endapan yang dangkal, arus paling kecil, dan akumulasi sedimennya lambat. Endapan ini memiliki ukuran butir dominan lanau hingga lempung dan batupasir tipis yang diakibatkan oleh pengaruh gelombang. Struktur dimen pada endapan ini ialah *parallel lamination* dan *burrowing ructure*.



2. Lower Delta Plain

Endapan ini berada di antara sungai dan laut yang menyebar mulai dari turunnya muka air laut hingga batas tertinggi air laut pada saat pasang. Endapan pada lingkungan ini adalah endapan pengisi teluk berupa tanggul alam, *crevasse splay*, *interdistributary bay*, dan rawa.



Gambar 12 Bagian-bagian sand deposit pada sistem delta (coleman and prior,1982)

b. Delta Front

Sub – lingkungan ini terbentuk pada energi yang tinggi, sedimen yang dipengaruhi proses pasang-surut, arus laut pada pantai dan aksi gelombang. Akumulasi sedimen sub – lingkungan ini berasal dari *distributary channel* dan terbentuk di lingkungan laut dangkal. Lingkungan pengendapan *delta front* dibagi 4 sub – lingkungan berdasarkan fasies yang berbeda, diantaranya adalah:

1. Subaqueous Levees

Fasies ini merupakan fasies yang berasosiasi dengan *active mouth bar* dimana fasies ini sulit dibedakan dengan fasies yang lainnya yang terdapat diendapan delta masa lampau.

2. Channel

Pada dasar fasies yang menghalus ke atas terdapat bidang erosi dan struktur sedimen pada fasies ini diantaranya adalah *cross bedding*, *ripple cross stratification*, dan *scour and fill*.



3. Distributary Mouth Bar

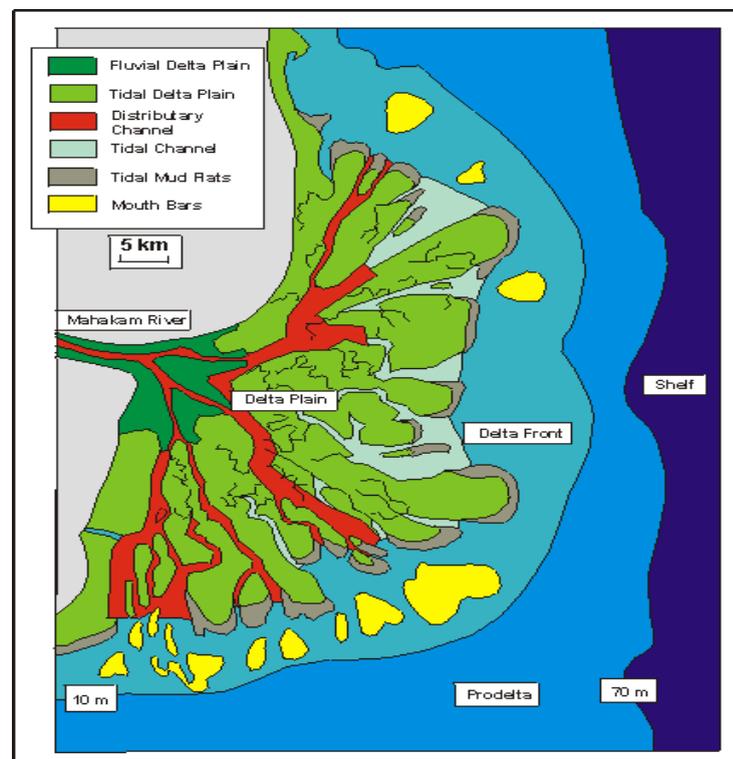
Sistem pengendapan ini paling tinggi dalam pengendapan delta. Litologi yang tersusun yaitu batupasir yang terendapkan melalui proses fluvial. Terdapat struktur sedimen yaitu *current ripple*, *graded bedding*, dan *cross bedding*.

4. Distal Bar

Merupakan fasies yang menghalus ke atas (*fining upward*) dimana memiliki litologi dengan ukuran butir pasir halus, dan memiliki struktur sedimen diantaranya *parallel lamination* dan perlapisan silang siur

c. Prodelta

Menurut Elliot, 1986 *Prodelta* merupakan sub – lingkungan transisi antara *delta front* dengan *normal marine shelf*. Material sedimen pada sub – lingkungan ini relatif material halus yang mengendap secara suspense dengan keterdapatannya struktur sedimen bioturbasi yang dominan. Sub – lingkungan ini merupakan distal yang hanya terdiri dari akumulasi litologi lempung dan lanau.



Gambar 13 Lingkungan Pengendapan Delta (Allen dan Chambers, 1998)



2.6 Wireline Log

Well Log adalah suatu grafik kedalaman, dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur pengeboran (Adi Harsono,1997). Well Logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1986). Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir. Pelaksanaan *wireline logging* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut *sonde* ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencacatan dilakukan dengan menarik *sonde* tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva log vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya. Tampilan data hasil metode tersebut adalah dalam bentuk log yaitu grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono,1997).

Wireline Log adalah suatu kegiatan perekaman data-data sifat fisik batuan di dalam lubang bor pada kedalaman tertentu. Adapun sifat-sifat fisik yang diukur adalah kelistrikan, radioaktifitas, dan kecepatan suara pada batuan (Asquith & Gibson, 2004). Interpretasi terhadap data *well log* merupakan sesuatu yang umum dilakukan untuk mengetahui berbagai hal di bawah permukaan. Berdasarkan kemampuan dan jenis sinyal yang digunakan proses *logging* terbagi atas *log* listrik dan *log* radioaktif.

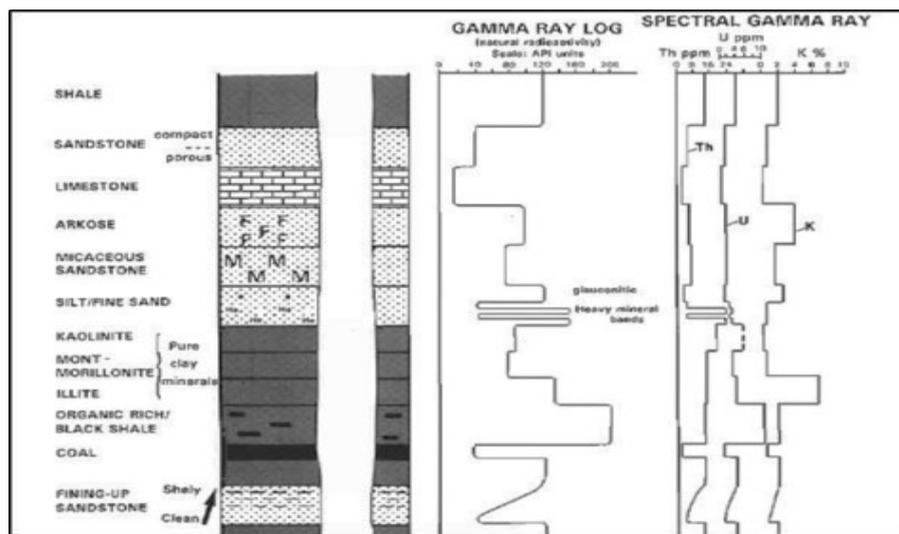
Log Gamma Ray



Prinsip dasar dari *log gamma ray* (Asquith dan Gibson 2004) adalah rancangan suatu rekaman dari radioaktifitas alami: Uranium (U), Thorium

(Th), dan Potassium (K) yang ada pada batuan, yang secara berlanjut memancarkan sinar gamma dalam bentuk *pulse* energi radiasi tinggi. Unsur radioaktif tersebut cenderung mengendap di dalam *shale* yang prosesnya terjadi saat perubahan geologi batuan, sedangkan pada *limestone*, *sandstone*, dan *dolomite* sangat sedikit jumlahnya.

Log gamma ray memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang biasanya dalam skala berkisar 0-150° API atau 0-200° API jika terdapat lapisan *organic rich shale* (Gambar 14). Karena kemampuannya yang dapat memisahkan *shale* dari lapisan permeabel, *log gamma ray* dapat digunakan untuk mengukur kandungan *shale* dalam lapisan batuan. Selain itu dapat pula digunakan untuk *well to well correlation* dan penentuan *sequence boundary* dengan cara mengidentifikasi *Maximum Flooding Surface* (MFS).



Gambar 14 Respons log sinar gamma terhadap batuan (Rider, 2002)

b. Log Resistivity

Prinsip dasar dari *log resistivity* (Rider, 2002) yaitu mengukur sifat resistivitas listrik dari batuan formasi. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dalam satuan Ohm meter (Ω), dan ditampilkan dalam skala logaritmik dengan nilai antara 0,2-2000 Ω . Untuk mengukur resistivitas dari formasi dapat dilakukan dengan dua cara yaitu mengirimkan arus bolak-balik

ke formasi (alat *laterolog*) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (alat induksi).



Log resistivity dapat digunakan untuk:

1. Interpretasi pintas untuk mendeteksi hidrokarbon
2. Menentukan nilai saturasi air (S_w)
3. Menentukan diameter rembesan
4. Menentukan resistivitas air formasi (R_w)

Log Resistivity memiliki dua jenis pengukuran yang direkam, yaitu:

a. Log Induksi

Prinsip kerja dari alat induksi adalah menentukan resistivitas dengan cara mengukur konduktivitas batuan. Dalam kumparan transmitter dialirkan arus bolak-balik berfrekuensi tinggi dengan amplitude konstan yang akan menimbulkan medan magnet dalam batuan. Medan magnet ini menimbulkan arus Eddy atau arus Foucault yang dalam gambar dinamakan *ground loop*. Besar arus ini sebanding dengan konduktivitas batuan (Gambar 15)

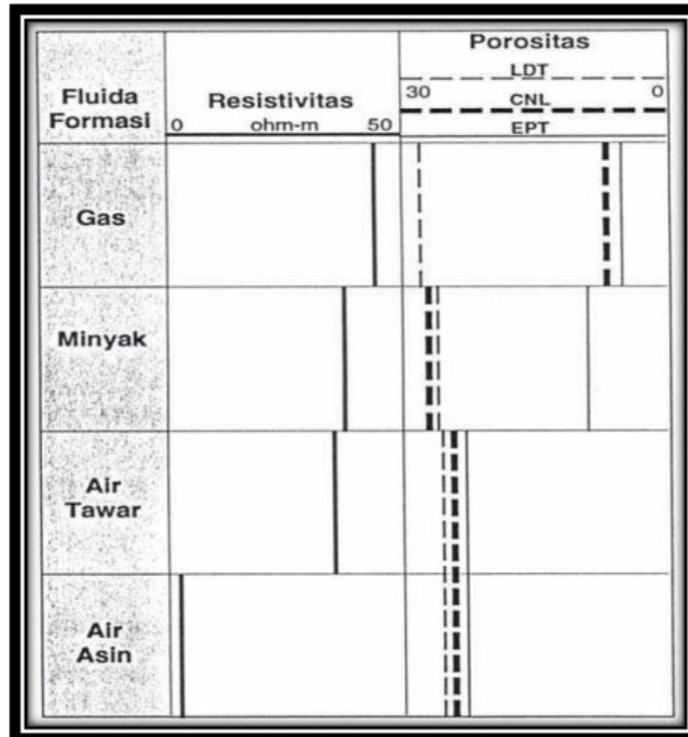
b. Log Lateral

Log lateral atau *Dual Lateral Log* (DLL) memfokuskan arus listrik secara lateral kedalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Log ini dicapai dengan menggunakan *Bucking current* yang fungsinya mengawal arus utama (*measured current*) masuk kedalam formasi sedalam-dalamnya, dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap (Gambar 15).

Alat Laterolog direkayasa untuk mengukur resistivitas batuan yang dibor dengan *salty mud* atau lumpur yang sangat konduktif serta dipakai untuk mendeteksi zona - zona yang mengandung HC.

Prinsip kerja log lateral yaitu Sonde pada alat *resistivity* ini memiliki elektroda penyangga (*bucking electrode*) untuk memfokuskan arus survey dan memaksanya mengalir dalam arah yang tegak lurus terhadap sonde. Arus yang terfokuskan ini memungkinkan pengukuran dilakukan pada batuan dengan arah yang lebih pasti. Ini merupakan perbaikan terhadap pengukuran yang memakai arus yang tidak terfokus, yaitu alat ES (*Electrical Survey*) yang terdahulu, a arus survey lebih suka mengalir dalam lumpur karena resistivitas r yang lebih rendah dari resistivitas batuan.





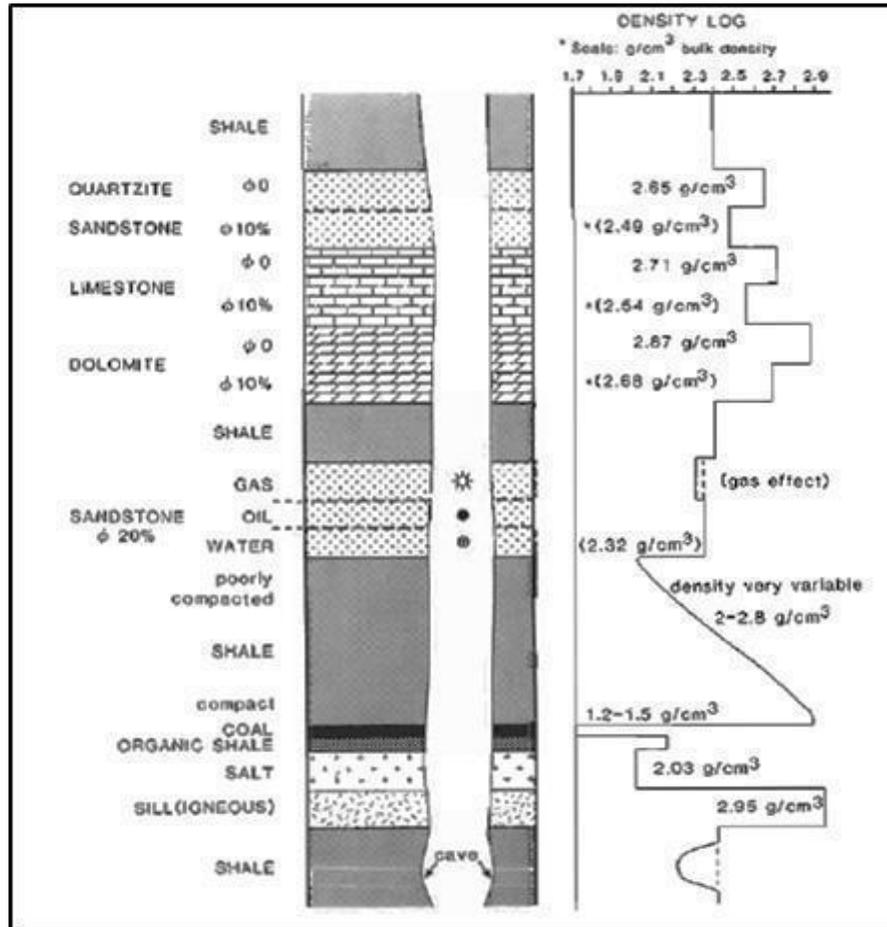
Gambar 15 Bentuk Kurva Log Resistivitas dan Porositas terhadap hidrokarbon

c. Log Density

Tujuan utama dari *density log* adalah menentukan porositas dengan mengukur *density* bulk batuan, disamping itu dapat juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan *neutron log*, juga menentukan densitas hidrokarbon (ρ_h) dan membantu didalam evaluasi lapisan *shale* (Gambar 16).

Prinsip kerja *density log* adalah dengan jalan memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan yang sebagian lagi akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh *detector* yang diletakkan diatas sumber radiasi. Intensitas sinar gamma yang dipantulkan tergantung dari densitas batuan formasi.





Gambar 16 Respon log densitas terhadap batuan (Rider, 2002)

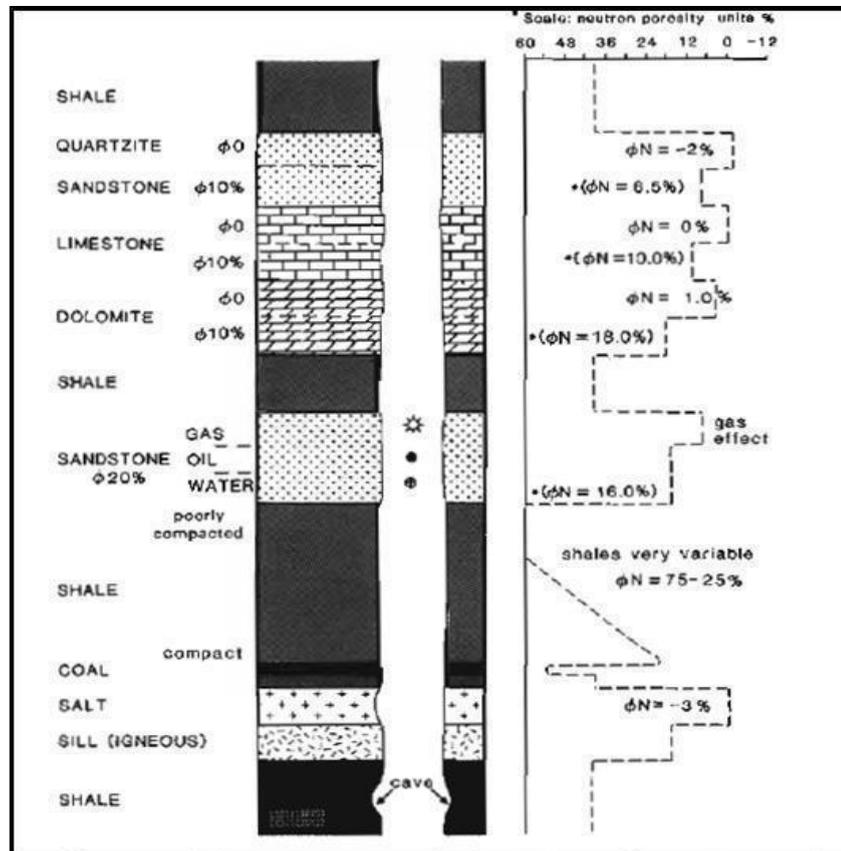
d. Log Neutron

Log neutron pada prinsipnya adalah mengukur konsentrasi ion atom hidrogen yang ada di dalam batuan yang mengindikasikan keseluruhan jumlah hidrogen yang ada. Jumlah dari ion atom hidrogen yang berada di dalam batuan setara dengan kandungan fluida atau bisa dikatakan sebagai log yang mengukur porositas dari batuan.

Pada operasi *logging*, *neutron* meninggalkan sumbernya dengan energi tinggi, tetapi dengan cepat akan berkurang karena bertumbukan dengan inti-inti elemen didalam formasi. Semua inti-inti elemen turut serta dalam pengurangan energi ini, tetapi yang paling dominan adalah atom dengan massa atom yang sama dengan *neutron* yaitu hidrogen. Setelah energi *neutron* banyak kemudian *neutron* tersebut akan menyebar didalam formasi tanpa energi lagi sampai tertangkap dan terintegrasi dengan inti-inti batuan formasi, seperti klorine dan silicon. Inti ini akan terangsang



untuk memancarkan sinar gamma. Kemudian detector sinar gamma akan merekam radiasi sinar gamma tersebut



Gambar 17 Respon umum dari alat log neutron (Rider, 2002)

Bila kerapatan didalam formasi cukup tinggi, yaitu mengandung air, minyak dan gas atau didalam lapisan *shale* maka energi *neutron* akan diperlambat pada jarak yang sangat dekat dengan sumber dan akibatnya hanya sedikit radiasi sinar gamma yang direkam oleh detektor. Hal ini yang menjadi dasar hubungan antara jumlah sinar gamma per detik dengan porositas. Hubungan ini menunjukkan apabila jumlah sinar gamma per detik cukup tinggi maka porositasnya rendah.

2.7 Konsep Sekuen Stratigrafi

Sequence Stratigraphy merupakan studi mengenai fasies yang berhubungan secara genetik dengan kerangka kronostratigrafi menurut van Wagoner dkk, *depositional sequence*, yakni suatu unit stratigrafi yang terdiri dari lapisan yang berhubungan secara genetik, dibatasi pada bagian bawahnya dan oleh ketidakselarasan atau keselarasan padanannya merupakan komponen



dasar dalam *sequence stratigraphy* (Vail dkk, 1977 dalam Walker dan James, 1992). Satu sekuen adalah suatu urutan batuan yang dibatasi oleh dua *maximum flooding surface* pada bagian atas dan bawahnya menurut Galloway (1989). Terdapat definisi lain dimana satu sekuen adalah urutan batuan yang dibatasi oleh dua ketidakselarasan (*Sequence Boundary*) dengan urutan *Lowstand System Tract* atau *Transgressive System Tract*, *Maximum Flooding*, *Highstand System Tract* yang didefinisikan oleh Vail dkk, (1977).

2.7.1 Pola Sekuenstratigrafi

Lamina, *Lamina Set*, *Bet*, *Bed* dan *Bed Set*, Parasekuen, Parasekuen Set, Sekuen, Super Sekuen, Supersekuen Set, Megasekuen, dan Megasekuen Set merupakan hirarki sekuen pengendapan dalam sekuen stratigrafi. Terdapat beberapa interval kunci (*System Tract* dan parasekuen) dan bidang – bidang kronostratigrafi seperti *marine flooding surface*, *maximum flooding surface*, *transgressive surface*, dan *sequence boundary* dalam sekuen pengendapan. Perubahan siklus muka air laut yang membentuk interval dan bidang – bidang kronostratigrafi dan memberikan kerangka kronostratigrafi dalam pemetaan dan korelasi pada batuan sedimen.

Unit terkecil stratigrafi yang tersusun oleh kumpulan lapisan batuan yang mengalami perubahan yang selaras dan berhubungan secara genetic dibatasi oleh *marine flooding surface* dan permukaannya yang sebanding disebut parasekuen (Van Wagoner dkk, 1990). Menurut Van Wagoner dkk, (1990) kumpulan dari parasekuen yang secara genetic berhubungan membentuk pola penumpukan (*stacking pattern*) yang khusus serta dibatasi oleh *maximum flooding surface* dan keselarasan yang sebanding disebut *Parasequence Set*. Progradasi, retrogradasi, dan agradasi merupakan pola – pola penumpukan *Parasequence Sets* (Van Wagoner dkk, 1990). Sekuen dibagi dalam dua tipe (Posamentier dan Allen, 1999), yaitu :

a. Sekuen Tipe 1

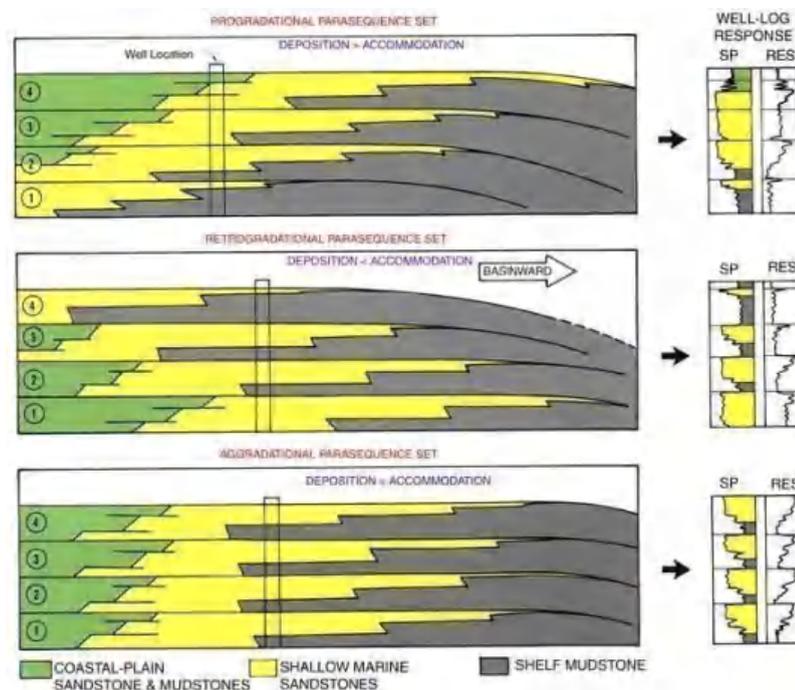


merupakan *sequence boundary* tipe 1 yang tersusun atas *Lowstand System tract* (LST), *Transgressive System Tract* (TST), dan *Highstand System tract* (HST) dimana pengendapan tipe 1 terjadi saat penurunan muka air

laut dibawah *shelf break*.

b. Sekuen Tipe 2

Merupakan sekuen yang berupa *sequence boundary* tipe 2 yang disusun oleh *shelf margin system tract*, *transgressive system tract*, dan *highstand system tract*. Sekuen ini terjadi saat permukaan air laut relatif tidak sampai bawah *shelf break* pengendapan. Bidang ketidakselarasan ditandai pada perubahan pola susunan parasekuen dari progradasi kuat ke progradasi lemah dan tidak memperlihatkan batas erosi dikarenakan *stream* perubahan fasies kearah cekungan



Gambar 18 Pola Susunan Parasekuen Set dalam Suatu Siklus Pengendapan Sekuen Tipe 1 dan Sekuen Tipe 2 (van Wagoner,dkk,1990)

2.7.2 System Track

Menurut Brown dan Fisher (1977) *system tract* merupakan urutan sistem pengendapan yang terjadi pada interval waktu yang sama dan masing masing berhubungan dengan segmen spesifik dari kurva perubahan muka air laut (*Eustatic Lowstand – Lowstand wedge*, dll). Tipe permukaan pembatas, posisinya



sekuen, *stacking pattern*, ciri geometri dan asosiasi fasies merupakan *system tract* secara subjektif. Pengenalan *System tract* memiliki fungsi aksi antara eustasi, suplai sedimen dan tektonik. *System tract* dibagi

menjadi tiga, yaitu *lowstand system tract*, *transgressive system tract*, dan *highstand system tract* (Posamentier dan Allen, 1999):

a. *Lowstand System Tracts (LST)*

Lowstand System Tract tersusun dari endapan – endapan yang lebih tua dari tipe 1 *depositional sequence*. LST dibatasi oleh tipe 1 pada bagian bawah LST dan dibatasi oleh *transgressive surface* pada bagian atas LST. LST bisa terdiri dari dua unit, yaitu *Lowstand Fan* dan *Lowstand Wedge*.

b. *Transgressive System Tract (TST)*

Transgressive Sytem Tract (TST) merupakan *system tract* pertengahan dari sekuen pengendapan yang ideal. TST dibatasi oleh *transgressive surface* pada bagian bawah TST dan dibatasi oleh *maximum flooding surface* pada bagian atas TST. TST diendapkan selama kenaikan relatif permukaan laut yang dapat diketahui dari *well log* dimana pola lognya adalah menghalus ke atas (*finning upward*).

c. *Highstand System Track (HST)*

Highstand System Tract (HST) merupakan *system tract* yang diendapkan pada tahap akhir suatu kenaikan permukaan air laut sampai tahap awal penurunan muka air laut. HST terdiri dari lapisan lebih muda diantara sekuen dan tersebar luas di daerah air dangkal. HST dibatasi oleh *maximum flooding surface* pada bagian bawah HST dan dibatasi oleh *sequence boundary* pada bagian atas. HST ini menunjukkan dari *agradational* parasekuen menjadi *progradational* parasekuen dimana ke arah darat akan meningkat, dengan parasekuen lebih muda HST ini menunjukkan fasies air yang lebih dangkal yang dapat diketahui dari *well log* dimana pola lognya adalah mengkasar ke atas (*coarsening upward*).

2.7.3 Bidang Kronostratigrafi

Sekuen pengendapan memiliki arti penting karena diendapkan dalam interval waktu geologi tertentu yang dibatasi umur dari batas sekuen tersebut.



sequence Boundary

Menurut Emery dan Myers (1996) *sequence boundary* adalah bidang akselarasan atau bidang yang korelatif dengan ketidakselarasan yang

terbentuk selama jangka waktu penurunan permukaan air laut. Singkapan, *Core*, dan log dapat diinterpretasikan dari keterdapatannya fasies dislokasi, dimana fasies yang terbentuk di daerah yang dangkal berbatasan dengan fasies dari tempat yang jauh lebih dalam. Terdapat 2 kategori dari *Sequence Boundary* (SB), antara lain:

- *Sequence Boundary* tipe 1 (SB 1), ketidakselarasan (Unconformity) :

Batasnya adalah ketidakselarasan dan disebabkan dari pengaruh erosi akibat penurunan muka air laut. Bidang ketidakselarasan menjadi batas sekuen yang bisa mencerminkan bidang erosi atau masa tanpa pengendapan. Ketidakselarasan menunjukkan “Hiatus”, yaitu interval waktu geologi yang tidak ada representasi lapisan geologi akibat fenomena erosi. Hiatus yang besar biasanya berhubungan dengan erosi. Besar hiatus dapat dihitung menggunakan metode radiometri dan biostratigrafi paleomagnetik.

- *Sequence Boundary* tipe 2 (SB 2)

Batas sekuen yang selaras memiliki umur dan genesa sama dan terdapat dibawah permukaan laut.

b. *Transgressive Surface*

Menurut van Wagoner et. al., (1990) *transgressive surface* merupakan *flooding surface* pertama yang terbentuk setelah waktu regresi maksimum di bagian atas dari LST. *Transgressive surface* menunjukkan penambahan akomodasi pada daerah pantai, terjadinya pengendapan disepanjang daerah pantai, dan berkurangnya suplai sedimen di *continental slope* dan *basin floor* yang berakibat turunnya laju pengendapan.

c. *Maximum Flooding Surface (MFS)*

Menurut Posamentier dan Allen (1999) *maximum flooding surface* (MFS) merupakan pengendapan pada saat garis pantai maksimum ke arah daratan (pada saat maksimum transgresi). Suatu perubahan pola parasekuen dari retrogradasi menjadi progradasi merupakan penciri dari MFS. Lapisan tipis

padat (*condensed section*) merupakan hasil pengendapan yang lambat. terbentuk saat transgresi yang dicirikan dengan batulempung laut dimana saat nilai log *gamma ray* besar, resistivitas rendah (tergantung pada jenis



mineralnya) dan separasi lebar antara kurva log FDL dengan CNL.

d. *Marine Flooding Surface (FS)*

Menurut van Wagoner dkk, (1990) *marine surface* merupakan permukaan yang mencirikan kenaikan muka air laut relatif dan memisahkan lapisan batuan yang muda dari lapisan yang tua, seperti endapan batulempung pada *continental shelf* terbentuk di *lower shoreface* dengan bidang batas yang jelas. *Marine flooding surface* memisahkan batuan pada laut yang lebih dalam dengan batuan yang berada pada laut yang lebih dangkal.

2.8 Konsep Elektrofases

Elektrofases adalah set kurva *log* yang menunjukkan karakteristik suatu lapisan yang dapat dibedakan dengan yang lainnya. Pengetahuan dasar tentang karakter *log* telah dikemukakan oleh banyak ahli. Karakteristik *log* ini diambil dari *log Spontaneous Potensial (SP)* tetapi dalam perkembangannya telah digunakan *log* yang lebih sensitif dan akurat yaitu *Gamma Ray Log (GR)*.

Secara umum penggunaan *GR log* ini dikarenakan *log* ini sangat efektif dalam pengukuran kadar mineral lempung dalam batuan. Pada lapisan *shale* akan menunjukkan nilai kurva yang sangat tinggi sebaliknya jika lapisan tidak mengandung *shale* akan memperlihatkan nilai kurva yang rendah. Nilai *GR log* juga memberikan indikasi volume *shale* dalam lapisan tertentu, jika *shale* naik maka kadar non-*shale* nya akan turun sebaliknya jika kadar *shale* turun maka kadar non-*shale* akan tinggi. Kadar serta volume ini juga akan berpengaruh pada komposisi besar butir yang ada yaitu jika volume *shale* naik maka besar butir dominan akan menghalus (*finning*), tetapi jika volume *shale* rendah maka besar butir akan dominan mengkasar (*coarsening*). Kandungan persentase *shale* yang mengandung radioaktif dengan yang tidak menunjukkan karakteristik lingkungan pengendapan tertentu.

Karakteristik dari kurva *log GR* telah banyak diteliti yang dibandingkan dengan kenampakan sampel batuan intinya (*Core*), banyak terjadi interpretasi kurva *log GR* serta karakter fasies pengendapannya, secara garis besar dan pola *log GR* dapat dibedakan menjadi:



a. Bentuk *Bell*

Bentuk *bell* ini adalah bentukan *log GR* yang secara kasar terlihat seperti lonceng. Pada bentuk ini akan terlihat kenaikan volume *shale* secara gradual, menunjukkan perubahan dominasi besar butiran misalnya dari batupasir ke *shale* atau merupakan aspek penghalusan keatas (*finning upward*).

Penghalusan keatas ini merupakan implikasi dari penurunan energi pengendapan pada daerah *non-marine*, *finning upward* ini dapat menunjukkan daerah dengan dominasi *meandering*, *tidal channel*, *fluvial point bar*, *deep sea channel* atau *distributary channel* yang terdapat dalam lingkungan peralihan. Pada daerah laut dangkal memperlihatkan karakter pendalaman pada dasar pengendapannya serta energi pengendapan yang menurun.

b. Bentuk *Funnel (Cleaning Up Trend)*

Karakter ini merupakan perubahan bentuk kurva dari *GR* yang menunjukkan adanya kenaikan harga *Gamma Ray*. Nilai kurva akan naik secara gradual, hal ini juga menunjukkan dominasi yang berubah misalnya dari *shale* ke arah *sand* (*coarsening upward*).

Kurva *log* ini menunjukkan fasies pengendapan di laut dangkal dengan energi pengendapan yang mulai naik serta butiran yang mengkasar, fase progradasi juga terjadi, lingkungan *estuarine shelf*, *delta front*, *distributary mouth bar*, *crevasse splay*, *beach*, *barrier beach*, *strainplain*, *shoreface*, *prograding shelf sand*, atau *submarine fan lobe*. Jika pada lingkungan laut dalam akan menunjukkan kenaikan kadar batupasir pada fase *turbidite*, karakter ini juga menunjukkan perubahan dari karakter sedimen klastik menjadi sedimen karbonat.

c. Bentuk *Blok* atau *Silinder*

Bentuk *log* ini merupakan bentuk dengan karakter *GR* yang relatif stabil, berupa nilai kurva *log GR* yang rendah, dan tajam. Bentuk pola *log blocky* cenderung merupakan bentuk *log* yang diminati oleh *geologist*, karena bentuk ini dianggap sebagai bentuk dasar yang mempresentasikan homogenitas reservoir dengan sifatnya yang ideal. Bentuk seperti ini



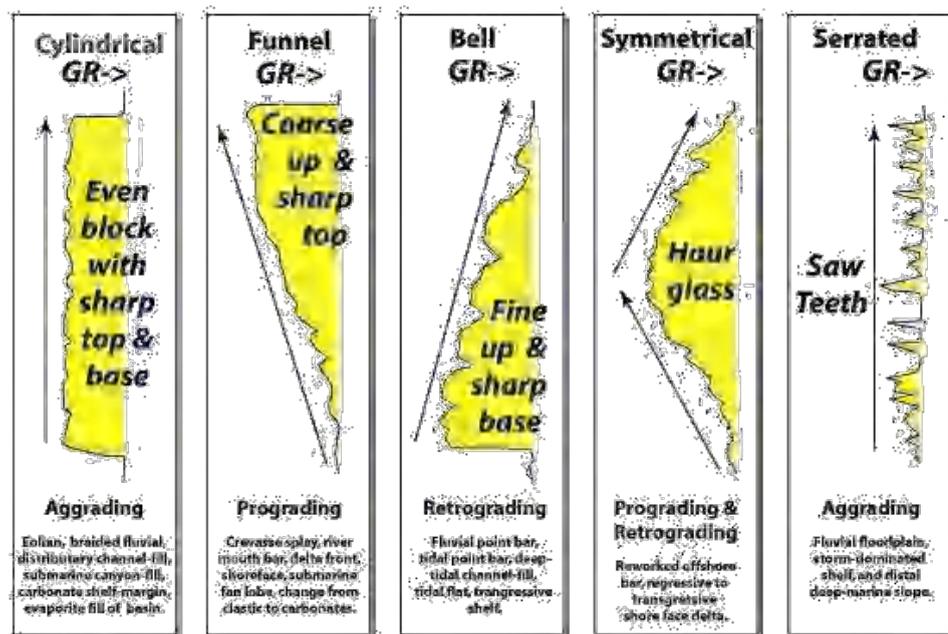
diasosiasikan dengan endapan sedimen *fluvial channel*, *braided channel*, *estuarine*, *sub-marine channel fill*, *anastomosed channel*, dan *olian dune*.

d. *Bow Trend (Symmetrical Trend)*

Bentuk karakteristik dari kurva GR ini menunjukkan adanya penurunan kadar *shale* dilanjutkan kenaikan kembali. Karakter ini juga mengindikasikan adanya perubahan yang cepat dalam lapisan itu. Perubahan yang terjadi yang terekam dalam karakter ini adalah adanya progradasi dan retrogradasi yang sinergis dan cepat.

e. Bentuk Tidak Teratur (*Irregular Trend*)

Bentuk kurva pada jenis ini memperlihatkan adanya aggradasi dari *shale* dan lanau. Bentuk pola *log* ini agak kurang disukai karena bentuknya seperti ini diasumsikan sebagai bentuk dasar yang mempresentasikan heterogenitas reservoir.



Gambar 19 Tipe Karakter dan Pola Log GR (Walker, 1992)

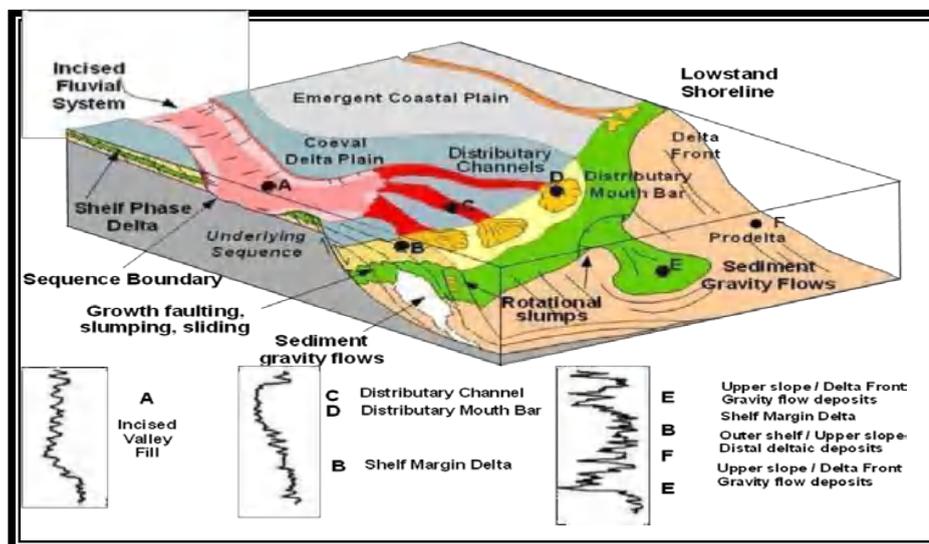
2.9 Model Lingkungan Pengendapan Delta

Pemodelan Interpretasi fasies dilakukan dengan metode analisa sifat *electro* ng diperlihatkan oleh kurva GR. Setiap fasies mempunyai ciri masing-masing seperti contohnya yaitu *distributary channel* mempunyai litologi dengan polalog *blocky/cylindrical*, *delta plain* mempunyai litologi



batupasir hingga batulempung dan mempunyai pola *log serrated, distributary mouth bar* mempunyai litologi batupasir yang tidak terlalu tebal dengan terdapat sisipan batulempung dengan pola *log funnel* (Fisher, 1969). Dalam penelitian ini pendekatan model log pada *sub delta* menggunakan model (Fisher, 1969 dalam Pirson, 1985) (Gambar 20).

Fisher (1969) membagi sub lingkungan delta menjadi 4, yaitu : *fluvial chanel facies, delta plain facies* dengan subfasies *distributary channel-levee* dan *interdistributary-crevasse, delta front* dengan subfasies *distributary mouth bar of delta front, slope of delta front, distal of delta front, marginal of delta front* dan *prodelta*



Gambar 20 Klasifikasi lingkungan pengendapan daerah kontinen batas marine dan muka pantai (Robertson Research, 1984)

ZONA VEGETASI	Lowland forest / Alluvial swamp forest / Peat swamp forest / Riparian forest / Beach forest	Backmangrove forest	Mangrove forest	No vascular vegetation
UNIT LINGKUNGAN	Alluvial plain	Coastal plain		shallow marine
FASIES PENGENDAPAN	channel deposits, floodplain deposits, lake, ponds	Channel deposits, interdistributary bay fill, lagoons, etc.	tidal flat	
PENGARUH TIDAL	supratidal	intertidal		subtidal
SALINITAS	freshwater	brackish		brackish-marine
KLASIFIKASI HEDGEPEETH'S PADA LINGKUNGAN MARINE	supralittoral	littoral		sublittoral



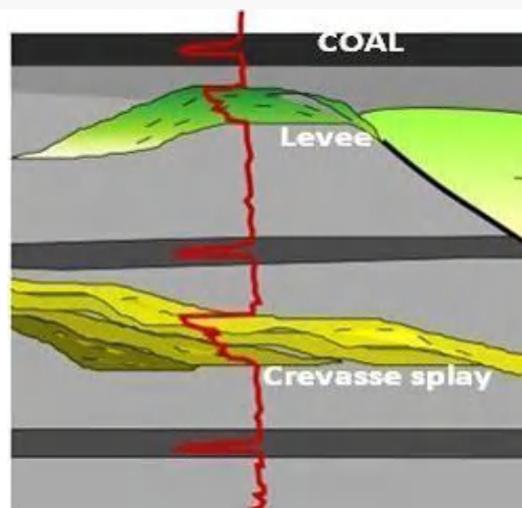
1 Pembagian delta dan bentukan pola log (Fisher, 1969 dalam Pirson, 1985)

2.10 Interpretasi Fasies berdasarkan Tipe Log

1. Levee dan Crevasse Splays

Keterdapatannya fasies pengendapan *Levee* ini dapat dikatakan lebih dekat ke saluran utama, yang memiliki ketebalan sekitar 2 sampai 5 meter. Fasies pengendapan ini terbentuk dekat dengan penanda jika ada batubara di atasnya, Log Gamma Ray fasies ini cenderung lebih rendah dari *baseline* serpih tetapi sebagian besar masih dibawah batas *sand lithology*. Fasies pengendapan ini merupakan penciri batas saluran dataran banjir.

Fasies pengendapan *Crevasse Splays* ini dapat mencapai 1 km jauhnya dari saluran utama tetapi hanya sebagian besar saja, fasies ini berukuran lebih besar daripada *sidebar* (2-5 m). Fasies ini dapat menghubungkan tekanan dan fluida antar badan reservoir utama dan memiliki ketebalan yang lebih besar serta memiliki hubungan yang dekat dengan tanggul menunjukkan jarak yang lebih dekat dengan saluran utama



Gambar 22 Log Signature dari Fasies Pengendapan Levee dan Crevasse Splays

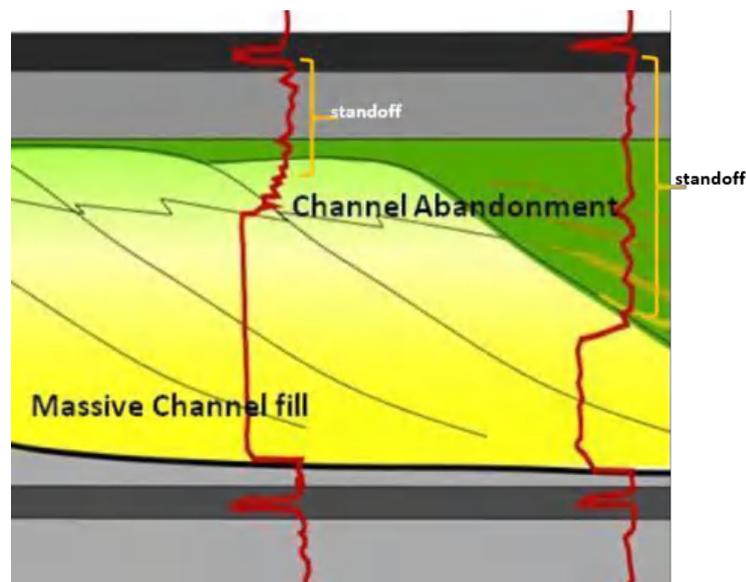
2. Channel Fill dan Channel Abandonment

Fasies pengendapan *Channel Fill* ini merupakan bagian terbaik dari area reservoir, tidak ada bagian log yang tajam menukik. Fasies pengendapan ini dapat memotong apa saja seperti, batubara, tanggul, batuserpih serta mulut dari saluran *floodplain*. Fasies ini memiliki ketebalan sekitar 10-20 meter yang diisi oleh *sand*. Kebuntuan antara penanda batubara dengan batupasiran atas menunjukkan perkiraan posisi dibagian *sidebar*. Fasies pengendapan ini dapat menentukan langsung dimensi dari *sidebar* dari sumur



bor jika terdapat data yang memadai dan jarak sumur yang lebih dekat namun jika handa terdapat satu sumur bor yang tersedia, maka bisa dibantu dengan perbandingan W:T rasio.

Fasies pengendapan *Channel Abandonment* ini memiliki hubungan antar batu serpih dan batupasir yang semakin menyerpih ke atas, jenis log bergerigi dan halus ke atas (*fining upward*). Ketebalan dari fasies ini tergantung pada jenis proses pengendapan, batupasir yang tipis mungkin tidak terdeteksi pada resolusi log, namun masih dapat menjadi potensi kenaikan

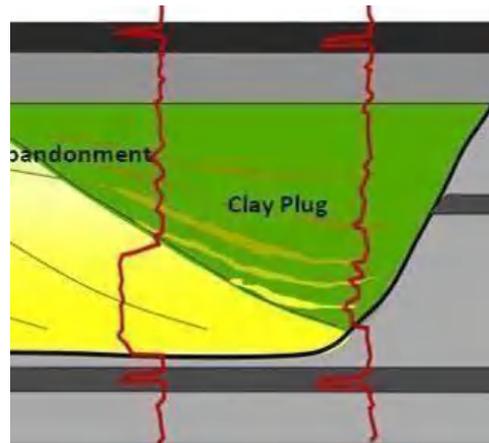


Gambar 23 Log Signature dari Fasies Pengendapan Channel Fill dan Channel Abandonment (Yoga, 2013)

3. Clay Plug dan Interdistributary Shale

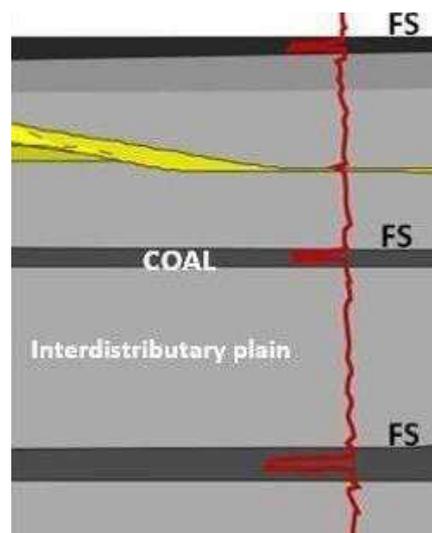
Fasies pengendapan ini terbentuk oleh sebagian besar serpih namun terdapat beberapa hubungan dengan pasir yang tipis terutama dibagian bawah. Jika ditinggalkan secara progresif atau bertahap kejadian banjir dapat terjadi dan mengendapkan pasir lentikuler. Penyumbatan pada fasies ini dapat mengisolasi atau menghubungkan sebagian tekanan dan cairan antar *sidebar*. Fasies ini terbungkus dalam selubung saluran kotor sehingga relative tahan terhadap pembebanan atau penguburan, dibandingkan serpih yang diendapkan diluar saluran seperti dataran banjir atau dataran antar distributary.





Gambar 24 Log Signature dari Fasies Pengendapan Clay Plug (Yoga, 2013)

Fasies *Interdistributary Shale* ini sebagian berisikan serpih atau serpih organik yang lebih homogeny dibandingkan dengan serpih sumbat tanah liat. Fasies ini memiliki ketebalan kotor yang lebih tipis (*marker to marker*) dibandingkan dengan *clay plug shale*



Gambar 25 Log Siganture dari Fasies Pengendapan Interdistributary Shale

2.11 Interpretasi Korelasi

Korelasi merupakan langkah penentuan unit stratigrafi dan struktur yang mempunyai persamaan waktu, umur dan posisi stratigrafi (Komisi Sandi Stratigrafi Indonesia, IAGI, 1996). Hal penting yang perlu dilakukan sebelum melakukan korelasi adalah memilih kandidat bidang datum yang kita yakini kebenarannya ah dikenali, umumnya bidang atau lapisan penciri yang dipakai adalah *urface* (MFS) atau *sequence boundary* (SB).

elasi dapat diartikan sebagai penentuan unit stratigrafi dan struktur yang



mempunyai persamaan waktu, umur dan posisi stratigrafi. Ada dua cara korelasi yaitu :

1. Korelasi Stratigrafi

Korelasi dengan menggunakan datum *key bed* (lapisan penunjuk).

2. Korelasi Struktur

Biasanya kedalaman atau muka air laut sebagai datum.

3. Tujuan Korelasi

Korelasi dilakukan dengan tujuan :

- 1) Mengetahui dan merekonstruksi kondisi geologi bawah permukaan (struktur dan stratigrafi).
- 2) Mengetahui penyebaran lateral maupun vertikal dari zona hidrokarbon.
- 3) Menafsirkan kondisi geologi yang mempengaruhi pembentukan, migrasi dan akumulasi hidrokarbon.

