

**EVALUASI FORMASI PADA SUMUR “MAC-26” DAN
SUMUR “MAC-27” DI LAPANGAN “AJIW” UNTUK
MENENTUKAN KARAKTERISTIK ZONA**

RESERVOIR

TUGAS SARJANA

Karya ilmiah sebagai satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada
Jurusan Teknik Perminyakan di Sekolah Tinggi Minyak dan Gas Bumi Balikpapan

Oleh :

Mekkah Al Mukkaromah

NIM: 13.011.68



**PROGRAM STUDI S1 TEKNIK PERMINYAKAN
SEKOLAH TINGGI TEKNOLOGI MINYAK DAN GAS BUMI
BALIKPAPAN**

2017

DEKLARASI ANTI PLAGIAT

Saya selaku penulis, yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Mekkah Al Mukkaromah

TTL : Balikpapan, 04 Juni 1995

Alamat: Jl. Asrama Bukit RT 13 NO 23 Balikpapan

Menyatakan bahwa Tugas akhir yang saya buat merupakan hasil karya sendiri dan tidak menjiplak karya manapun. jika suatu saat ditemukan bahwa karya ini merupakan hasil plagiat, maka saya siap menerima konsekuensi seperti yang diatur dalam Undang-Undang.

Demikian deklarasi tertulis yang saya buat, deklarasi ini saya buat dalam keadaan sadar dan tanpa paksaan pihak manapun.

Balikpapan, September 2017

Mekkah Al Mukkaromah

HALAMAN PENGESAHAN PEMBIMBING

**EVALUASI FORMASI PADA SUMUR “MAC-26” DAN
SUMUR “MAC-27” DI LAPANGAN “AJIW” UNTUK
MENENTUKAN KARAKTERISTIK ZONA
RESERVOIR**

TUGAS SARJANA

Tugas Sarjana

Oleh:

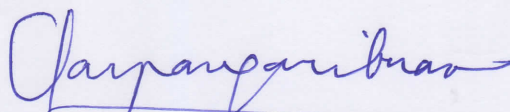
Mekkah Al Mukkaromah

13.011.68

Program Studi S1 Teknik Perminyakan
Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi Balikpapan

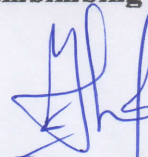
Disetujui pada Tanggal : 25 September 2017

Pembimbing Utama



Dr. Ir. Charles Pangaribuan, DEA;CES
NIDN: 1110035401

Pembimbing Pendamping



Rohima Sera Afifah, ST., MT.
NIDN: 1117098601

HALAMAN PENGESAHAN PENGUJI
EVALUASI FORMASI PADA SUMUR “MAC-26” DAN
SUMUR “MAC-27” DI LAPANGAN “AJIW” UNTUK
MENENTUKAN KARAKTERISTIK ZONA
RESERVOIR

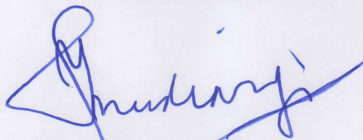
Tugas Sarjana

Oleh :

MEKKAH AL MUKKAROMAH

1301168

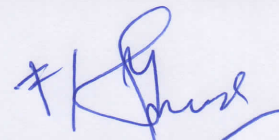
Telah Dipertahankan Di Depan Panitia Penguji Pada Tanggal 25 September 2017



Ir. Yudiaryono, MT
NIDN:1105045502

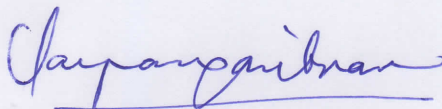
Panitia Penguji

Ketua

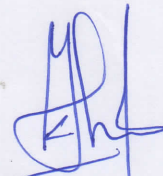


Kukuh Jalu Wakita, ST., M.SC
NIDN: 1117128503

Anggota



Dr. Ir. Charles Pangaribuan, DEA;CES
NIDN: 1110035401



Rohima Sera Afifah, ST.,MT
NIDN: 1117098601

Mengetahui,

Ketua Program Studi Teknik Perminyakan



Rohima Sera Afifah, ST.,MT
NIDN: 1117098601

HALAMAN PERSEMBAHAN

Tugas Akhir Ini saya persembahkan untuk ibu dan ayah tercinta dan juga telah berusaha mendidik membiayai saya dari 0 sampai sekarang, semoga tugas akhir ini menjadi bukti bahwa tanggung jawab saya selama 4 tahun sudah saya selesaikan semua ini berkat mereka.

Tugas akhir ini saya persembahkan kepada para adik tingkat yang masih berkuliah dilingkungan STT MIGAS Balikpapan.

Sebagai motivasi, bahwa tidak ada yang tidak mungkin saat kita ingin berusaha jika orang lain bisa kenapa kita tidak bisa. teruslah berusaha karena usaha akan selalu sebanding dengan hasil

semoga kita semua selalu dalam lindungan Allah SWT.

Amin..

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum wr. wb.

Segala puji bagi Allah SWT karena atas berkat rahmat dan hidayah-Nya saya dapat menyelesaikan penyusunan Tugas Akhir ini dengan judul “Evaluasi Formasi Pada Sumur “Mac-26” Dan Sumur “Mac-27” Di Lapangan “Ajiw” Untuk Menentukan Karakteristik Zona Reservoir”

Dengan tersusunnya Tugas Akhir ini, saya sebagai penyusun mengucapkan terima kasih atas semua dukungan yang diberikan semua pihak kepada penulis, terutama kepada kedua orang tua dan keluarga. Tidak lupa secara khusus penulis mengucapkan terimakasih kepada :

1. Bapak Lukman, MT. selaku Ketua STT MIGAS Balikpapan.
2. Ibu Rohima Sera Afifah, ST., MT. Selaku ketua program Studi S1Teknik Perminyakan, STT-MIGAS Balikpapan
3. Bapak Dr. Charles Pangaribuan, DEA;CES selaku Dosen pembimbing I dalam penyusunan Tugas Akhir ini dan juga mentor yang selalu memberikan inspirasi.
4. Ibu Rohima Sera Afifah, ST.,MT. selaku dosen pembimbing II di STT MIGAS Balikpapan.
5. Para Sahabat dan My Famz yang selalu menyemangati saya.
6. Kelas S1 TP Non reguler B angkatan 2013, selaku teman-teman dalam menimba ilmu saat perkuliahan.
7. Seluruh pihak dan pegawai dari STT Migas Balikpapan yang selalu ada ditempat ketika dibutuhkan.
8. Serta semua pihak yang turut serta membantu dalam penyelesaian laporan ini yang tidak dapat kami sebutkan satu persatu sehingga Tugas Akhir ini dapat diselesaikan tepat pada waktunya.

Dengan segala keterbatasan dan kekurangan penyusun mengharapkan kritik dan saran yang dapat membangun guna melengkapi kekurangan yang ada dalam Tugas Akhir ini dan untuk perbaikan dalam penyusunan laporan selanjutnya.

Akhirnya penyusun berharap semoga Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi kita semua, khususnya Mahasiswa Teknik Perminyakan dan para adik tingkat dalam menambah wawasan dan ilmu pengetahuan.

Balikpapan, September 2017

Penyusun

JUDUL	EVALUASI FORMASI PADA SUMUR “MAC-26” DAN SUMUR “MAC-27” DI LAPANGAN AJIW UNTUK MENENTUKAN KARAKTERISTIK ZONA RESERVOIR	Mekkah Al Mukkaromah
Program Studi	Teknik Perminyakan	13.011.68

Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi Balikpapan

INTISARI

Dalam menganalisa suatu formasi perlu dilakukan analisa secara kualitatif dan kuantitatif. Metode kualitatif yang meliputi proses penentuan lapisan reservoir atau zona prospek, melalui korelasi struktur dan stratigrafi yang bertujuan untuk mengetahui penyebaran reservoir, berdasarkan data log, kemudian melakukan perhitungan secara kuantitatif yaitu perhitungan Saturasi hidrokarbon (minyak atau gas bumi) yang dapat diketahui dengan terlebih dahulu menghitung saturasi airnya, dengan demikian penentuan nilai saturasi air ($S_w = \text{water saturation}$) menjadi kunci untuk mengetahui suatu interval reservoir apakah dominan mengandung air atau hidrokarbon..

Berdasarkan analisa pada pada Sumur MAC-26 dan MAC-27 dengan mengidentifikasi kurva log *GR*, log *resistivity* dan log *neutron* dan *density* terdapat beberapa jenis lithologi, yaitu Batupasir, Batu lempung dan Batubara. Serta terdapat 2 jenis fluida yaitu *Oil* dan *water*.

Berdasarkan Analisa perhitungan saturasi air dengan menggunakan metode Indonesia pada Sumur Mac-26 dan Mac-27, didapatkan Analisa metode Indonesia lebih cocok digunakan pada sumur yang memiliki batuan *shaly-sand formation*.

Kata Kunci : Korelasi struktur, korelasi stratigrafi, Saturasi Water (SW), dan Perhitungan porositas batuan.

TITLE	EVALUASI FORMASI PADA SUMUR MAC-26” DAN SUMUR “MAC-27” DI LAPANGAN “AJIW” UNTUK MENENTUKAN KARAKTERISTIK ZONA RESERVOIR	Mekkah Al Mukkaromah
Program Study	Teknik Perminyakan	13.011.68
Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi Balikpapan		
<p style="text-align: center;">ABSTRACT</p> <p>In analyzing a formation it's necessary perform qualitative and quantitative analyze. The qualitative method includes the process of determining the reservoir layer or the prospect zone, by structural correlation and stratigraphy which aims to know the spread of reservoir, based on the log data, then perform the quantitative calculation of the calculation of hydrocarbon saturation (oil or natural gas) which can be known by first calculating saturation of water, thus the determination of the water saturation value (S_w = water saturation) becomes the key to know a reservoir interval whether the dominant contain water or hydrocarbon.</p> <p>Based on the analysis on MAC-26 and MAC-27 wells by identifying GR log curves, log resistivity and neutron and density logs, there are several types of lithology, namely Sandstones, Clay and Coal. And there are 2 types of fluid that is Oil and water.</p> <p>Based on the analysis of water saturation calculation by using Indonesia method on MAC-26 and MAC-27 wells, it was found that Indonesian method is more suitable for shaly-sand formation.</p> <p>Keywords: Structural correlation, stratigraphic correlation, Water Saturation (SW), and Calculation of rock porosity.</p>		

DAFTAR ISI

COVER	i
HAKAMAN PERNYATAAN (DEKLARASI)	ii
HALAMAN PENGESAHAN PEMBIMBING	iii
HALAMAN PENGESAHAN PENGUJI	iv
HALAMAN PERSEMBAHAN	v
KATA PENGANTAR	vi
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
DARFAR ISI	x
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR GAMBAR	xiv
BAB I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian	2
1.4. Batasan Masalah	2
1.5. Lokasi dan Waktu Penelitian	3
1.6. Hasil Penelitian	3
1.7. Manfaat Penelitian	3
1.7.1. Bagi Mahasiswa	3
1.7.2. Bagi Pendidikan	4
1.7.3. Bagi perusahaan	4
1.8. Sistematika Penulisan	4
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Geologi Regional Cekungan Kutai	5

DAFTAR ISI

(Lanjutan)

	Halaman
2.1.1. Fisiografi Cekungan Kutai	5
2.1.2. Kerangka Tektonik Cekungan Kutai	7
2.1.3. Stratigrafi Regional Cekungan Kutai	11
2.1.4. Struktur Geologi Cekungan Kutai	16
2.2. Petroleum System Cekungan Kutai	18
2.2.1. Batuan Induk	18
2.2.2. Migrasi	19
2.2.3. Reservoir	19
2.2.4. Batuan Penutup dan Perangkap	20
BAB III. DASAR TEORI	21
3.1. Wireline Log	21
3.1.1. Jenis – jenis Log	21
3.1.2. Pola – Pola Log	27
3.2. Fasies dan Lingkungan Pengendapan	29
3.2.1. Lingkungan Pengendapan Delta	30
3.2.2. Klasifikasi Delta	31
3.2.3. Sub-Lingkungan Delta	33
3.2.4. Komponen Delta	36
3.3. Korelasi	37
3.3.1. Tujuan Korelasi	37
3.3.2. Dasar Penarikan Korelasi	38
3.4. Peta Persebaran Saturasi Air	39
3.5. Geologi Daerah Telitian	39
3.5.1. Stratigrafi Daerah Telitian	39

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
BAB IV. ANALISIS DAN PERHITUNGAN	41
4.1. Metode Penelitian	41
4.2. Data Sekunder	41
4.2.1. Data Log Sumur	41
4.2.2. Kepala Log	43
4.2.3. Kurva Log	43
4.3. Zona Lapisan Reservoir	44
4.3.1. Sumur Mac-26 dan Mac-27	45
4.4. Analisis Petrofisika	45
4.4.1. Perhitungan Volume Shale (Vsh)	45
4.4.2. Perhitungan Nilai Porositas	46
4.4.3. Tahanan Jenis Air Formasi	49
4.4.4. Saturasi Air Formasi (Sw)	49
4.4.5. Peta Persebaran Porositas (<i>Porosity Map</i>)	50
4.4.6. Peta Persebaran Saturasi Air (<i>Saturation Water Map</i>)	51
BAB V. PEMBAHASAN	52
BAB VI. KESIMPULAN	56
6.1. Kesimpulan	56
DAFTAR PUSTAKA	
LAMPIRAN	

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
3.1. Harga Matriks Batuan	25
4.1. Data Log Header Sumur Lapangan “AJIW”	43
4.3. Tabulasi Data Porositas Lapangan “AJIW”	51
4.4. Tabulasi Data Saturasi Air Reservoir.....	51

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1.1. Lokasi Penelitian	3
2.1. Fisiografi Pulau Kalimantan	5
2.2. Fisiografi Regional Cekungan Kutai.....	6
2.3. Model Progradasi dan Pembalikan tektonik Delta Mahakam	10
2.4. Stratigrafi dan Cekungan Kutai	12
2.5. Peta Geologi Lembah Samarinda.....	17
3.1. Pola - Pola Kurva log Sebagai Acuan Korelasi	27
3.2. Long Depositional Environment	29
3.3. Ilustrasi Domisiasi Pada System Delta.....	31
3.4. Morfologi Delta Mahakam Secara Keseluruhan	33
3.5. Statigrafi Pada Daerah Telitian Pada Sumur Mac-26.....	40
3.6. Bagan alir penelitian	42
4.1. Contoh Kurva Log Kombinasi Sumur	44
4.2. Lapangan Reservoir Sumur MAC-26 Dan MAC-27	45

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cekungan Kutai merupakan cekungan hidrokarbon yang berumur Tersier, memiliki luas 165.000 km² dengan ketebalan sedimen antara 12.000–14.000 meter dimana minyak dan gas bumi terperangkap pada batupasir berumur Miosen dan Pleistosen. Cekungan ini merupakan cekungan paling luas dan paling dalam di Indonesia bagian Barat yang memiliki cadangan minyak, batubara dan gas yang besar (Allen dan Chambers, 1998).

Cekungan Kutai terbentuk dan berkembang akibat proses-proses pemisahan diri akibat tegangan di dalam lempeng Mikro Sunda yang menyertai interaksi antara lempeng Sunda dan lempeng Pasifik disebelah timur, lempeng Hindia Australia di selatan dan lempeng Laut Cina selatan di utara (Satyana, et. Al., 1999). Studi kualitas reservoir dilakukan pada Lapangan “AJIW” Formasi Balikpapan, karena diketahui bahwa akumulasi minyak dan gas bumi yang terdapat di daerah Mahakam, umumnya ditemukan pada reservoir yang berumur Miosen Tengah sampai Miosen Akhir seperti pada Formasi Balikpapan. Formasi Balikpapan ini secara umum memiliki litologi yang terdiri dari perselingan batupasir dan lempung dengan sisipan lanau, serpih, batugamping dan batubara.

PT. STT adalah salah satu perusahaan yang bergerak dalam industri minyak dan gas bumi yang beroperasi di Cekungan Kutai. Dengan Kurikulum di Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi “STT MIGAS” Balikpapan yang mengarahkan mahasiswa untuk mengambil studi khusus berupa skripsi sebagai syarat strata 1. Dengan alasan tersebut penulis melakukan penelitian dengan judul. **“EVALUASI FORMASI PADA SUMUR ‘MAC-26’ DAN SUMUR ‘MAC-27’ DI LAPANGAN ‘AJIW’ UNTUK MENENTUKAN KARAKTERISTIK ZONA RESERVOIR”**

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas dalam penelitian ini antara lain :

1. Apa litologi penyusun lapisan Lapangan “AJIW” ?
2. Apa fasies dan lingkungan pengendapan dari lapisan lapangan “AJIW”?
3. Bagaimana analisis kuantitatif dari lapisan lapangan “AJIW” ?
4. Dimana letak batas kontak fluida dari lapisan lapangan “AJIW” ?

1.3 Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dari dilakukan skripsi ini adalah agar penulis dapat menerapkan ilmu yang telah didapatkan selama kuliah dan diaplikasikan dalam dunia kerja, sehingga ada keseimbangan yang terarah antara teori yang didapat dengan kegiatan kerja di perusahaan. Tujuan dari dilakukan penelitian ini adalah:

1. Mengetahui litologi penyusun lapangan “AJIW”.
2. Mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan lapisan lapangan -“AJIW”.
3. Mengetahui kualitas reservoir berdasarkan analisis petrofisik.
4. Mengetahui letak batas kontak fluida pada lapisan lapangan “AJIW”.

1.4 Batasan Masalah

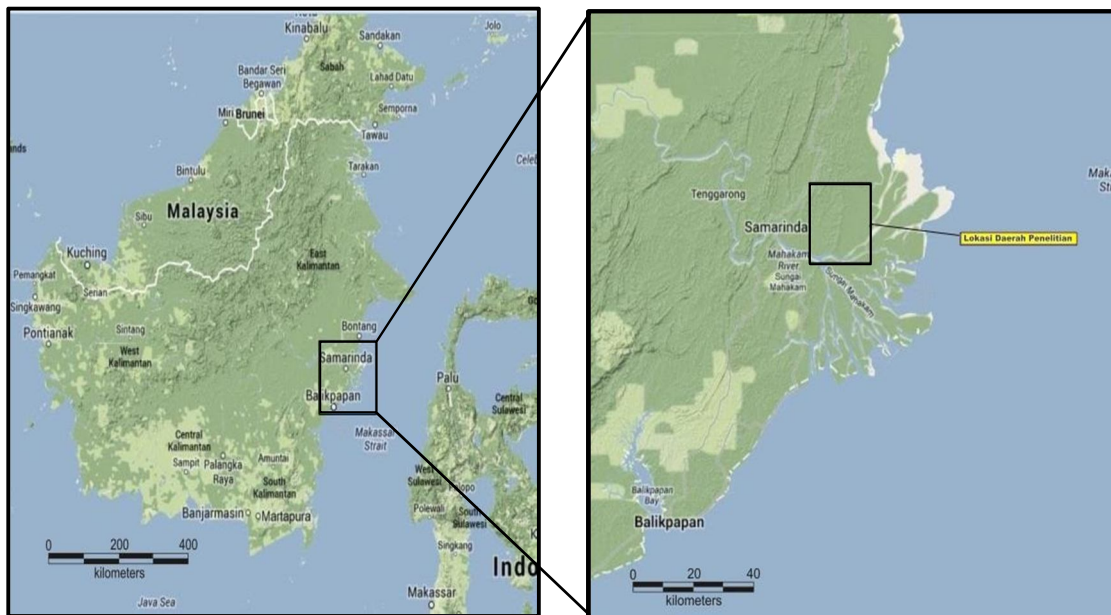
Data yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah 2 data sumur yang merupakan data sekunder. Maka dari keterbatasan yang ada, batasan masalah meliputi:

1. Analisis data log sumur untuk menentukan jenis litologi, facies dan lingkungan pengendapan, kandungan fluida dan zona lapisanreservoir.
2. Korelasi meliputi korelai struktur dan korelasi stratigrafi.

- Analisa dan perhitungan petrofisika meliputi volume serpih, porositas, tahanan jenis air dan saturasi air.

1.5 Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dilaksanakan di Pertamina UBEP Sanga-sanga dan Tarakan, yang berlokasi di Sanga-sanga, Kalimantan Timur (Gambar 1.1). Penelitian dilaksanakan selama 2 bulan yaitu mulai tanggal 24 Juli – 24 Agustus 2017.



Gambar 1.1 Lokasi Penelitian

1.6 Hasil Penelitian

Hasil yang diharapkan dalam penelitian ini adalah mendapatkan gambaran penyebaran kualitas dari lapisan reservoir “AJIW”. Hasil dari studi ini dapat dipakai sebagai bahan pertimbangan terhadap pengembangan lapangan tersebut.

1.7 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian ini adalah :

1.7.1 Bagi mahasiswa

Menerapkan secara langsung ilmu dan konsep geologi yang telah di pelajari terutama dalam bidang perminyakan, disertai dengan penggunaan teknologi terkini pada eksplorasi hidrokarbon. Manfaat selanjutnya adalah sebagai syarat untuk mendapat gelar Strata 1 di Jurusan teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi “STT MIGAS” Balikpapan dan juga dapat dijadikan sebagai modal pengalaman berkerja di dalam sebuah perusahaan eksplorasi Hidrokarbon.

1.7.2 Bagi Pendidikan

Menambah wawasan ilmu pengetahuan bagi para mahasiswa di Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Minyak dan Gas Bumi “STT MIGAS” Balikpapan pada khususnya dan bagi masyarakat luas pada umumnya.

1.7.3 Bagi Perusahaan

Mengetahui prospek sumur-sumur mana yang masih memiliki potensi besar menjadi sumur produksi hidrokarbon setelah di lakukan penelitian

1.8. Sistematika Penulisan

Dalam penulisan tugas akhir ini, sistematika penulisan dibagi kedalam beberapa bab dimana setiap bab menjelaskan setiap bagian dari penulisan tugas akhir ini. **BAB I Pendahuluan**, dalam bab ini akan menjelaskan secara singkat mengenai pokok permasalahan yang akan dikaji, latar belakang yang mendasar serta batasan permasalahan yang akan dibahas serta tujuan yang akan dicapai **BAB II Tinjauan Lapangan**, pada bab ini akan membahas dan memberikan gambaran umum mengenai tinjauan kondisi lapangan. **BAB III Teori Dasar**, pada bab ini akan membahas mengenai teori dasar mengenai kasus yang diambil. **BAB IV Analisa Data Log**, pada bab ini akan dilakukan analisa data log. **BAB V Pembahasan**, bab ini akan membahas mengenai hasil analisa dari data log. **BAB VI Kesimpulan Dan Saran**, dalam bab ini akan berisi mengenai kesimpulan dan saran dari hasil analisa.

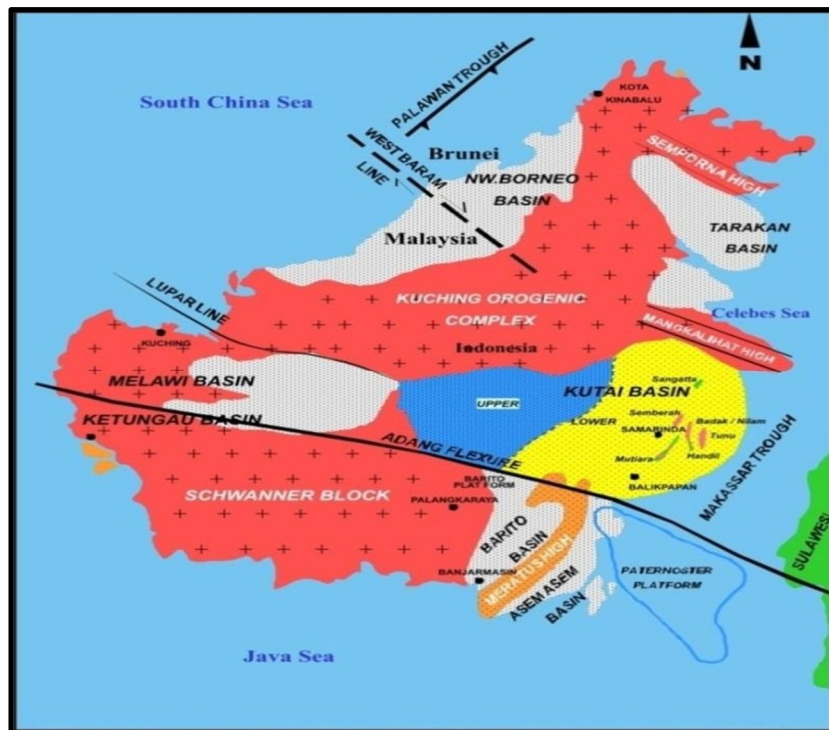
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Kutai

2.1.1 Fisiografi Cekungan Kutai

Cekungan Kutai merupakan cekungan yang berkembang di Pulau Kalimantan Bagian Timur (Gambar 2.1). Sejak oligosen Cekungan Kutai telah dipisahkan oleh Cekungan Tarakan dan Punggungan Mangkalihat dibagian utara kemudian sejak Miosen Tengah cekungan ini dipisahkan kembali oleh pembentukan Cekungan Barito dan pada bagian selatan dan Punggungan Patetnoster. Dan pada bagian barat dari Cekungan Kutai dibatasi oleh Tinggian Kuching dan Cekungan Makassar Utara Pada bagian timur (Nuay, 1985).

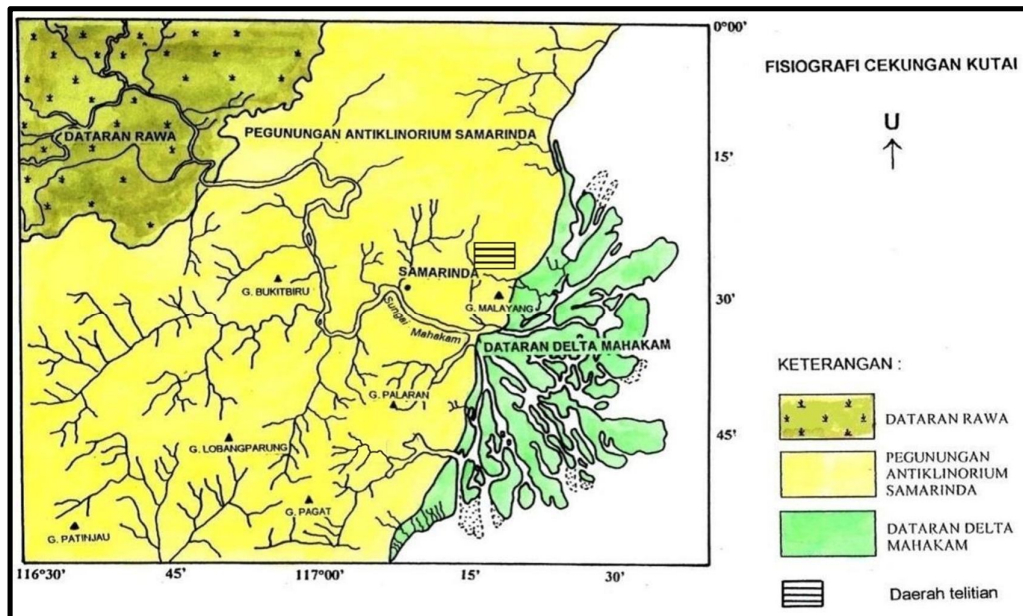


Gambar 2.1 Fisiografi Pulau Kalimantan (modifikasi dari Nuay, 1985 dalam Rose dan Hartono, 1978).

Moss dan Chambers (1999), mengemukakan bahwa Cekungan Kutai dapat dibagi dalam dua bagian atau sub Cekungan yaitu : Cekungan Kutai bagian atas dan Cekungan Kutai bagian bawah. Pada saat ini Sub Cekungan Kutai bagian atas merupakan daerah yang didominasi oleh gejala pengangkatan tektonik, sebagian akibat dari pembalikan endapan Miosen bagian bawah pada saat Paleogen depositer.

Supriatna, dkk. (1995), menyebutkan secara fisiografis Cekungan Kutai dapat dibagi menjadi tiga zona (Gambar 2.2), yaitu:

1. Rawa-rawa, yang berada di bagian barat.
2. Pegunungan bergelombang Antiklinorium Samarinda, yang berada di bagian tengah.
3. Delta Mahakam yang berada di bagian timur.



Gambar 2.2 Fisiografi regional Cekungan Kutai (Supriatna, dkk., 1995)

2.1.2 Kerangka Tektonik Cekungan Kutai

Secara umum wilayah Kepulauan Indonesia merupakan pertemuan tiga lempeng yang sampai saat ini aktif bergerak. Tiga lempeng tersebut adalah lempeng eurasia, lempeng indo australia dan lempeng pasifik. Pergerakan ketiga lempeng tersebut menyebabkan patahan atau sesar yaitu pergeseran antara dua blok batuan baik secara mendatar, ke atas maupun relatif ke bawah blok lainnya. Pergeseran antara dua blok ini yang kemudian menghasilkan lajur gunung api, membentuk zona subduksi dan menimbulkan gaya yang bekerja baik horizontal maupun vertikal yang kemudian akan membentuk pegunungan lipatan, jalur gunung api / magmatik, persesaran batuan dan jalur gempa bumi serta terbentuknya wilayah tektonik tertentu. Selain itu dapat terbentuk juga berbagai jenis cekungan pengendapan batuan sedimen seperti palung, cekungan busurmuka, cekungan antar gunung dan cekungan busur belakang. Salah satu cekungan yang terbentuk di cekungan busur belakang adalah Cekungan Kutai (Biantoro et al., 1992).

Cekungan Kutai dihasilkan oleh proses pemekaran (*rift basin*) yang terjadi pada Eosen Tengah yang melibatkan pemekaran selat Makasar bagian Utara dan Laut Sulawesi (Moss dan Chambers, 1999). Selama Kapur Tengah sampai Eosen Awal, pulau Kalimantan merupakan tempat terjadinya kolisi dengan mikro-kontinen, busur kepulauan, penjebakan lempeng *oceanic* dan intrusi granit, membentuk batuan dasar yang menjadi dasar dari Cekungan Kutai. Sedimentasi di Cekungan Kutai dapat dibagi menjadi dua yaitu, sedimen Paleogen yang secara umum bersifat transgresif dan fasa sedimentasi Neogen yang secara umum bersifat regresif (Allen dan Chambers, 1998).

Fasa sedimentasi Paleogen dimulai ketika terjadi fasa tektonik ekstensional dan pengisian *rift* pada kala Eosen. Pada masa ini, Selat Makasar mulai mengalami pemekaran serta Cekungan Barito, Kutai, dan Tarakan merupakan zona *subsidence* yang saling berhubungan. Selama Eosen Akhir, sejumlah half graben terbentuk sebagai respon dari terjadinya fasa ekstensi regional. Fasa ini terlihat juga di tempat lain, yaitu berupa pembentukan laut dan Selat Makasar.

Half graben ini terisi dengan cepat oleh endapan *syn-rift* pada Eosen Tengah-Eosen Akhir dengan variasi dari beberapa fasies litologi. Cekungan juga mengalami pendalaman pada Eosen Akhir sehingga terbentuk suatu kondisi marin dan diendapkan endapan transgresi yang dicirikan oleh serpih laut dalam. Kemudian sedimentasi Paleogen mencapai puncak pada fasa pengisian di saat cekungan tidak mengalami pergerakan yang signifikan, sehingga mengendapkan serpih laut dalam secara regional dan batuan karbonat pada Oligosen Akhir. Fasa sedimentasi Neogen dimulai pada Miosen Bawah dan masih berlanjut terus sampai sekarang, menghasilkan endapan delta yang berprogradasi dan terlampar di atas endapan fasa sedimentasi Paleogen.

Material yang diendapkan berupa endapan turbidit kipas laut dalam dan batuan karbonat pada bagian yang dekat dengan batas cekungan, hal ini berlangsung terus hingga Miosen Awal (Allen dan Chambers, 1998).

Tektonik inversi terjadi pada Miosen Awal, menyebabkan pengangkatan pada pusat cekungan yang terbentuk selama Eosen dan Oligosen, sehingga cekungan mengalami pendangkalan. Erosi terhadap batuan sedimen Paleogen dan batuan vulkanik andesitik menghasilkan luapan sedimen, sehingga terjadi progradasi delta dari Barat ke Timur. Di daerah sekitar Samarinda, ketebalan endapan Miosen Awal dapat mencapai 3500 m.

Inversi berlanjut dan mempengaruhi cekungan selama Miosen Tengah dan Pliosen. Seiring berjalannya waktu, inversi semakin mempengaruhi daerah yang terletak lebih ke arah Timur, sehingga mempercepat proses progradasi delta. Berdasarkan kondisi sejarah cekungan kutai di bagi beberapa fase :

2.1.2.1. Kapur Akhir – Paleosen Akhir

Cekungan Kutai merupakan cekungan samudra (terbentuk selama Jura Atas – Kapur Bawah karena pemisahan Asia dan Australia) membentuk endapan turbidit (melampar diatas batuan ofiolit tua).

2.1.2.2. Eosen Tengah - Oligosen Awal

Fase tarikan (pemekaran) dengan arah selatan barat, yang membentuk selat Makasar (memisahkan Kalimantan dengan Sulawesi), dan seri *half graben*. Endapan berasal dari sedimen klastik darat dan laut. Penurunan regional terdapat di Kalimantan Timur dan karbonat terus berkembang pada cekungan “Proto-Kutai”.

2.1.2.3. Oligosen Akhir

Merupakan periode endapan laut dibagian timur dan periode endapan vulkano-klastik di bagian barat yang berhubungan dengan pengangkatan didaerah Kalimantan Tengah. Pada saat tersebut merupakan awal pembentukan Cekungan Kutai.

2.1.2.4. Miosen Awal

Terjadi interaksi konvergen atau tumbukan dari blok mikro kontinen mengakibatkan subduksi (*Palawan Trough*), lalu terjadi pengangkatan yang kuat di Pegunungan Kalimantan Tengah menyebabkan awal progradasi delta kearah timur. Pada saat itu merupakan periode regresi yang menyeluruh dan pengisian cekungan, menunjukkan progradasi sungai Proto-Mahakam. Pengendapan Cekungan Kutai didominasi oleh endapan *prodelta* dan serpih yang terdapat di *slope*.

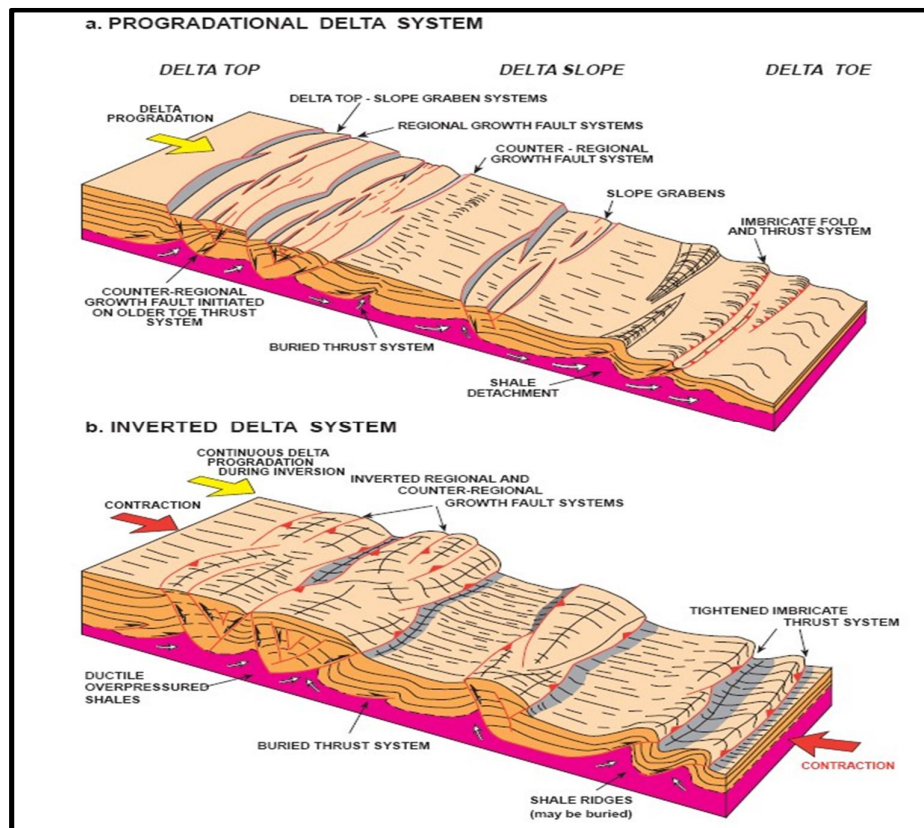
2.1.2.5. Miosen Tengah – Miosen Akhir

Tumbukan Banggai-Sula yang menyebabkan terjadinya perkembangan struktur. Sistem delta bergerak ke arah timur dari Samarinda bagian selatan ke Nilam-Handil *meridian*. Pada waktu tersebut, tiga sistem delta utama berada di Cekungan Kutai dari selatan ke utara : Sepinggang, Proto-Mahakam, dan Sangatta. Gerakan tektonik lainnya (10,5 juta tahun lalu) menyebabkan progradasi sistem delta ke arah timur dan selanjutnya menuju ke ujung paparan yang ada sekarang.

2.1.2.6. Pliosen atas hingga sekarang

Adanya pengangkatan Pegunungan Meratus, pembentukan Antiklinorium Samarinda, dan sesar intensif pada bagian utara dan selatan dari *shelf* Delta Mahakam, sebagai hasil dari tumbukan antara lempeng Indo-Australia dan *Banda Arc*.

McClay, Dooley dan Lewis (1998), mengusulkan model pembalikan tektonik sebagai penyebab terbentuknya sabuk lipatan Mahakam berdasarkan risetnya mengenai evolusi tektonik pada blok Sanga – Sanga, yang diketahui bahwa setiap pembalikan tektonik menyebabkan Delta Mahakam berprogradasi lebih jauh. (lihat Gambar 2.3)



Gambar 2.3 Model progradasi dan pembalikan tektonik Delta Mahakam (McClay, dkk., 1998)

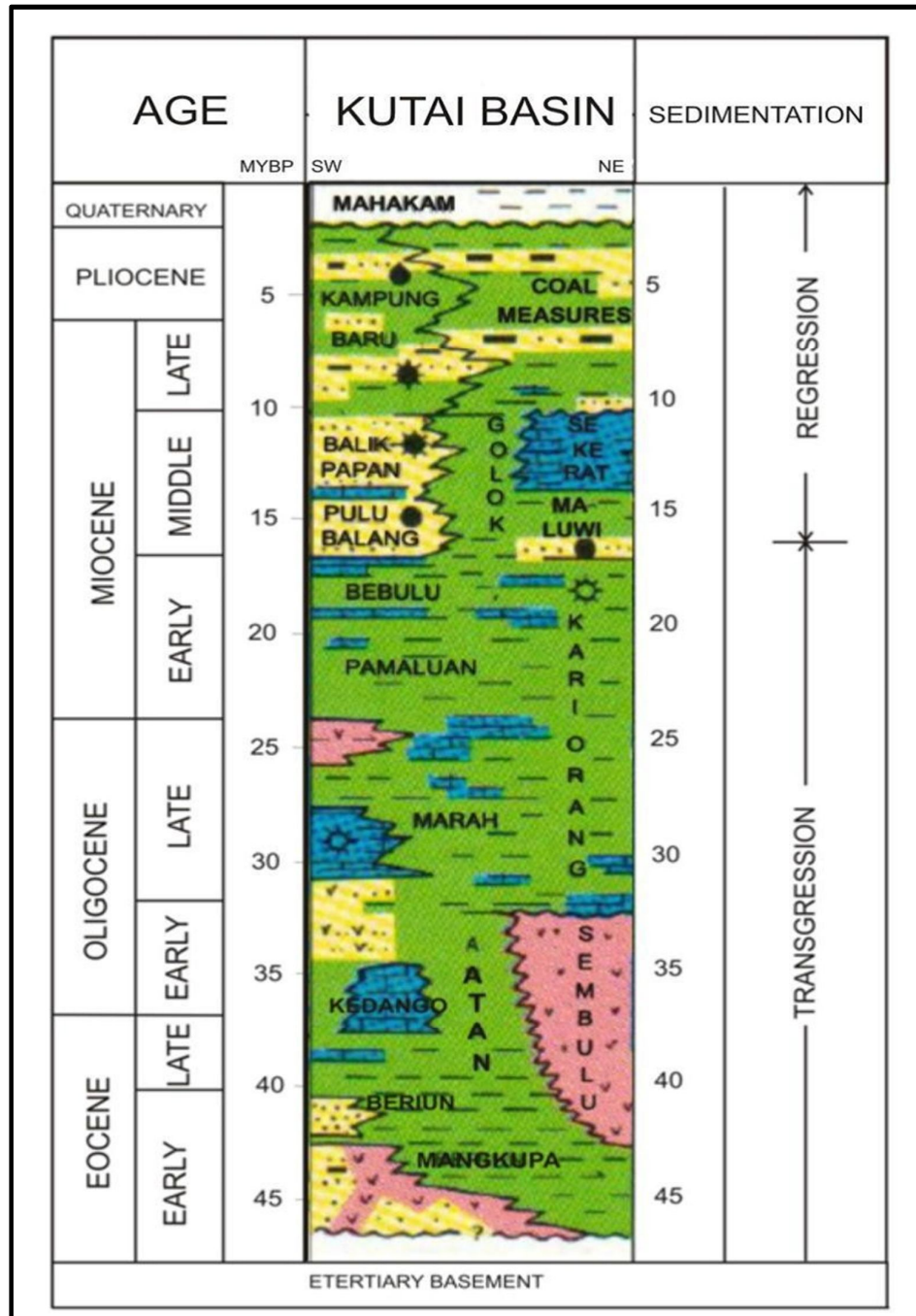
2.1.3 Stratigrafi Regional Cekungan Kutai

Sedimen - sedimen Tersier yang diendapkan di Cekungan Kutai bagian timur adalah tebal sekali dengan fasies pengendapan yang berbeda-beda sehingga didalam pustaka -pustaka ditemukan nama-nama formasi endapan yang berbeda satu sama lainnya. Namun demikian, keseluruhan lapisan sedimen memperlihatkan siklus genang laut-susut laut seperti halnya cekungan-cekungan lainnya di Indonesia bagian barat (Schlumberger, 1986).

Sedimen Cekungan Kutai telah diendapkan sejak awal Tersier dan mengisi cekungan terus – menerus dari barat ke arah timur. Ketebalan sedimen paling maksimum (pusat pengendapan) mengalami perpindahan ke arah timur secara menerus menurut waktu dan ketebalan maksimum dari sedimen. Pada akhir Miosen hingga Resen terletak pada bagian lepas pantai dari cekungan. Paket sedimen terbentuk pada sebuah seri pengendapan. Pengendapan ini berkembang menjadi grup dari formasi pada regresi laut ke arah timur (Billman dan Kartaadiputra, 1974 dalam Allen, 1998).

Urutan regresif di Cekungan Kutai mengandung lapisan – lapisan klastik deltaik hingga paralik yang mengandung banyak lapisan – lapisan batubara dan lignit, sehingga merupakan kompleks delta yang terdiri dari siklus endapan delta. Tiap siklus dimulai dengan endapan paparan delta (*delta plain*) yang terdiri dari endapan rawa (*marsh*), endapan alur sungai (*channel*), *point bar*, tanggul – tanggul sungai (*natural levees*) dan *crevasse splay*. Di tempat yang lebih dalam diendapkan sedimen *delta front* dan *prodelta*. Kemudian terjadi transgresi dan diendapkan sedimen laut di atas endapan paparan delta. Disusul adanya regresi dan sedimen paparan delta diendapkan kembali di atas endapan *delta front* dan *prodelta*. Siklus – siklus endapan delta ini terlihat jelas di Cekungan Kutai dari Eosen hingga Tersier Muda *prograding* dari barat ke timur. Ditandai oleh pengendapan Formasi Pamaluan, Formasi Bebulu (Miosen Awal – Miosen Tengah), Formasi Balikpapan (Miosen Tengah), Formasi Kampung Baru (Miosen Akhir – Pliosen) dan endapan rawa yang merupakan endapan Kuartar. Stratigrafi dari Cekungan Kutai dapat dilihat pada

gambar dibawah (lihat Gambar 2.4) (Satyana dkk., 1999). Gambar 2.4 Stratigrafi dari Cekungan Kutai (Satyana dkk, 1999)



Urut – urutan stratigrafinya dari tua ke muda adalah sebagai berikut :

2.1.3.1. Formasi Pamaluan (Tomp)

Diambil dari nama Kampung Pamaluan, terletak 30 km ke arah barat laut Balikpapan (Leupold dan Vlerk, 1931). Fosil – fosil yang dijumpai antara lain : *Globorotalia kugleri*, *Globigerina cipiroensis*, *Globorotalia nana*, *Globigerina selli*, *Globigerina ampliapertura*, *Globigerina prasaepis*, *Uvigerina hispida*, *Bathysiphon* spp., *Ammodiscus* spp., *Cyclammina* spp., *Sphaeroidina bulloides*. Formasi ini diendapkan pada lingkungan *marine* dan lingkungan pengendapan neritik hingga bathial. Formasi ini berumur Oligosen Akhir – Miosen Awal (N2 – N4).

Formasi Pamaluan memperlihatkan ciri litologi serpih dengan sisipan batupasir kuarsa dan batubara. Berbeda dengan formasi-formasi sedimen Tersier yang lebih tua, Formasi Pamaluan tersingkap pada daerah yang luas, menempati daerah topografi rendah. Berdasarkan kandungan fosil pada serpih, menunjukkan lingkungan pengendapan litoral – supralitoral. Umurnya tidak lebih tua dari Oligosen. Diatasnya diendapkan batugamping Formasi Bebulu.

Dari litologi penyusun Formasi Pamaluan terlihat bahwa bagian bawah formasi ini diendapkan dalam lingkungan paparan delta (*delta plain*) dengan terdapatnya batubara. Kemudian terjadi transgresi, lingkungan berubah menjadi pantai dengan diendapkannya batugamping Formasi Bebulu yang memiliki hubungan menjemari pada bagian atas Formasi Pamaluan (Supriatna dkk, 1995).

2.1.3.2. Formasi Bebulu (Tmb)

Formasi Bebulu diambil dari nama Sungai Bebulu, yaitu sebuah sungai kecil yang berada 45 km arah tenggara dari Balikpapan, dengan litologi penyusunnya terdiri dari batugamping terumbu dengan sisipan batugamping pasiran dan serpih warna kelabu, padat, mengandung foraminifera besar, berbutir sedang. Setempat batugamping menghablur, terkekar tak beraturan. Serpih, kelabu

kecoklatan berselingan dengan batupasir halus kelabu tua kehitaman. Foraminifera besar yang dijumpai antara lain : *Lepidocyclina sumatraensis* BRADY, *Miogyssina sp.*, *Operculina sp.*, menunjukkan umur Miosen Awal – Miosen Tengah. Lingkungan pengendapan laut dangkal dengan ketebalan sekitar 300 m. Formasi Bebulu tertindih selaras oleh Formasi PulauBalang (Supriatna dkk, 1995).

2.1.3.3. Formasi Pulau Balang (Tmph)

Nama Formasi ini diambil dari nama Pulau Balang, yaitu suatu pulau yang berada \pm 8 km ke arah timurlaut dari Teluk Balikpapan. Formasi ini dapat dibedakan dari formasi lainnya karena per lapisannya sangat bagus dan relatif resisten terhadap pelapukan dibandingkan formasi – formasi lain, sehingga formasi ini mudah dikenali dari citra satelit.

Supriatna dkk, 1995 menyatakan bahwa formasi ini terdiri dari litologi berupa perselingan antara *graywacke* dengan batupasir kuarsa dengan sisipan batugamping, batulempung, batubara dan tuff dasit. Batupasir *graywacke*, kelabu kehijauan, padat, tebal lapisan antara 50 – 100 cm. Batupasir kuarsa, kelabu kemerahan, setempat tufan dan gampingan, tebal lapisan antara 15 – 60 cm. Batugamping, coklat muda kekuningan, batugamping ini terdapat sebagai sisipan dan lensa dalam batupasir kuarsa, tebal lapisan 10 – 40 cm. Batulempung, kelabu kehitaman, tebal lapisan 1 – 2 cm. Setempat berselingan dengan batubara, tebal ada yang mencapai 4 m. Tufa dasit, putih merupakan sisipan dalam batupasir kuarsa.

Kandungan foraminifera besar yang dijumpai antara lain : *Globigerinoides altiapertura*, *Globigerinoides diminutus*, *Lepidocyclina (N) sumatraensis*, *Lepidocyclina (N) angulosa*, *Flosculinella bontangensis*, *Flosculinella globosa*, *Robulus inornatus*, *Bulimina sp.*, *Trochammina sp.*, *Nonion sp.*, *Eponides ropandus*, *Amphistegina papillosa*, *Brizalina limbata*. Pada bagian bawah formasi ini diendapkan pada lingkungan *inner neritic* dengan pengaruh deltaik – paralik dan pada bagian atas formasi diendapkan dengan lingkungan laut terbuka (*middle*

neritic) dengan kisaran umur N5 – N7 (Miosen Awal) dan kemungkinan dapat lebih muda.

Di Sungai Loa Haur mengandung foraminifera besar antara lain *Austrotrilina howchini*, *Borelis sp.*, *Lepidocyclina sp.*, *Miogypsina sp.*, menunjukkan umur Miosen Tengah dengan lingkungan pengendapan laut dangkal. (Supriatna dkk, 1995).

Ditemukannya fragmen batubara pada batuan yang ada pada formasi ini menunjukkan bahwa adanya pengangkatan di daerah barat dimana endapan batubara berumur tua tererosi yang kemudian diendapkan kembali pada Formasi Pulau Balang. Pengangkatan ini menyebabkan terjadinya *prograding* delta ke timur pada Miosen Tengah.

2.1.3.4. Formasi Balikpapan (Tmbp)

Formasi Balikpapan terdiri dari beberapa siklus endapan delta yang disusun oleh litologi yang terdiri dari perselingan batupasir dan lempung dengan sisipan lanau, serpih, batugamping dan batubara. Batupasir kuarsa, putih kekuningan, tebal lapisan 1 – 3 m, disisipi lapisan batubara tebal 5 – 10 cm. Batupasir gampingan, coklat, berstruktur sedimen lapisan bersusun dan silangsiur, tebal lapisan 20 – 40 cm, mengandung foraminifera kecil, disisipi lapisan tipis karbon. Lempung, kelabu kehitaman, setempat mengandung sisa tumbuhan, oksida besi yang mengisi rekahan- rekahan setempat mengandung lensa-lensa batupasir gampingan. Lanau gampingan, berlapis tipis; serpih kecoklatan, berlapis tipis. Batugamping pasiran mengandung foraminifera besar, moluska, menunjukkan umur Miosen Akhir bagian bawah – Miosen Tengah bagian atas. Lingkungan pengendapan Perengan “paras delta – dataran delta”, tebal 1000 – 1500 m. Formasi ini memiliki hubungan bersilang jari dengan Formasi Pulaubalang (Supriatna dkk, 1995).

2.1.3.5. Formasi Kampung Baru (Tpkb)

Terdiri dari batupasir kuarsa dengan sisipan lempung, serpih; lanau dan lignit ;pada umumnya lunak, mudah hancur. Batupasir kuarsa, putih, setempat kemerahan atau kekuningan, tidak berlapis, mudah hancur, setempat mengandung lapisan tipis oksida besi atau konkresi, tufan atau lanauan dan sisipan batupasir konglomeratan atau konglomerat dengan komponen kuarsa, kalsedon, serpih merah dan lempung, diameter 0,5 – 1 cm, mudah lepas. Lempung, kelabu kehitaman mengandung sisa tumbuhan, kepingan batubara, koral. Lanau, kelabu tua, menyerpih, laminasi. Lignit, tebal 1 – 2 m. Diduga berumur Miosen Akhir – PlioPleistosen, lingkungan pengendapan delta – laut dangkal, tebal lebih dari 500 m. Formasi ini menindih selaras dan setempat tidak selaras terhadap Formasi Balikpapan. (Supriatna dkk,1995). Menurut Allen, 1994, bagian bawah Formasi Kampung Baru terdapat batugamping yang juga merupakan siklus pengendapan delta, dengan dimulainya suatu transgresi setelah pengendapan Formasi Balikpapan. Kemudian disusul endapan dataran delta yang terdiri atas batupasir kasar hasil endapan *channel* dengan batulempung dan batubara.

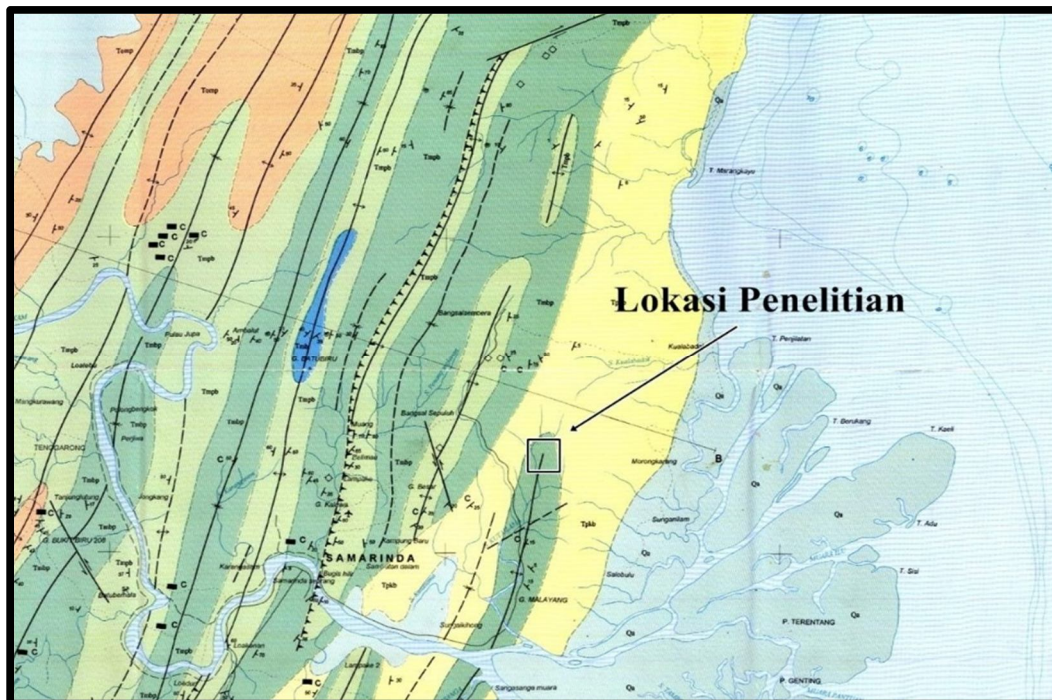
2.1.3.6. Aluvium (Qa)

Terdiri dari kerikil, pasir dan lumpur terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Kampung Baru pada lingkungan sungai, rawa, delta dan pantai. Pengendapannya masih terus berlangsung hingga sekarang (Supriatna dkk, 1995).

2.1.4. Struktur Geologi Cekungan Kutai

Secara regional kegiatan tektonik di daerah ini dimulai sejak Mesozoikum hingga Tersier seiring dengan terbentuknya urutan stratigrafi dari litologi formasi batuan yang terlihat sekarang. (Supriatna, dkk., 1995). Struktur di daerah telitian adalah lipatan antiklinorium berarah timur laut – barat daya, dengan sayap lebih curam dibagian tenggara (Gambar 2.5). Formasi Balikpapan sebagian terlipat kuat dengan kemiringan antara 40 – 75derajat. Batuan yang lebih muda seperti Formasi

Kampung Baru pada umumnya terlipat lemah. Berdasarkan penjelasan diatas, maka daerah telitian berada di dalam cekungan Kutai dengan beberapa tinggian sebagai pemisah dengan cekungan lain, tepatnya di Antiklin Malayang yang termasuk dalam zona antiklinorium Samarinda dengan sumbu lipatan berarah timurlaut – baratdaya. Struktur geologi regional dan tektonika yang berkembang di sekitar daerah penelitian adalah berupa perlipatan, sesar dan kelurusan berarah Baratdaya-Timurlaut dan Baratlaut-Tenggara. Pada bagian utara Cekungan Kutai, pola umum perlipatan mempunyai arah utara – selatan sedangkan Cekungan Kutai bagian selatan berarah baratdaya – timurlaut. Struktur perlipatan berupa antiklin dan sinklin dengan sumbu yang relatif sejajar dengan pola struktur regional yakni Baratdaya-Timurlaut, sayap - sayap struktur antiklin dan sinklin umumnya membentang asimetris dengan sudut kemiringan yang landai hingga curam.



Gambar 2.5 Peta Geologi Lembar Samarinda (Supriatna, dkk., 1995).

Secara setempat ujung-ujung sumbu struktur perlipatan tersebut, sebagian ada yang menonjol, terpotong oleh struktur sesar atau tertimbun batuan lain. Struktur antiklin dan sinklin sebagian besar melipat batuan-batuan sedimen berumur Tersier dan menyingkapkan batuan malihan dan sedimen yang berumur jauh lebih tua. Beberapa batuan sedimen Tersier pembawa batubara yang ikut terlipat, juga menyingkapkan atau mendekatkan lapisan batubara ke permukaan bumi. Mengingat litologi di daerah ini didominasi oleh batuan yang berumur Tersier, diduga kehadiran sesar, perlipatan dan kelurusan yang terlihat sekarang, berhubungan erat dengan kegiatan tektonik pada Zaman Tersier atau Intra Miosen.

Struktur sesar umumnya membentuk sesar normal, sesar geser dan sesar naik, dengan pola berarah Baratlaut-Tenggara dan Baratdaya-Timur laut. Struktur sesar yang nampak saat ini umumnya mengoyak batuan-batuan sedimen berumur Tersier dan Pra-Tersier. Struktur ini kemungkinan yang menyebabkan terjadinya proses intrusi yang menghasilkan mineralisasi, atau mengubah karakteristik lapisan batubara.

Kelurusan-kelurusan yang terbentuk, *diperkirakan* merupakan jejak atau indikasi struktur sesar dan kekar dengan pola yang searah struktur umum regional. Kelurusan ini umumnya menoreh batuan-batuan berumur Tersier dan Pra-Tersier.

2.2. Petroleum System Cekungan Kutai

Cekungan Kutai merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang memiliki nilai ekonomis yang cukup tinggi dikarenakan adanya potensi cadangan minyak bumi yang sangat besar. Hal tersebut dapat terjadi karena ketersediaan komponen-komponen *petroleum system* yang memungkinkan terakumulasinya minyak bumi. Adapun komponen-komponen tersebut adalah: batuan induk (*source rock*), jalur migrasi, reservoir, batuan penutup (*cap rock*), dan perangkap (*trap*).

2.2.1. Batuan Induk (*source rock*)

Batuan Induk utama pada Cekungan Kutai adalah batuan berumur Miosen yaitu mudstone, serpih, lempung dan batubara. Batuan induk ini terbentuk pada lingkungan pengendapan paralic, delta sampai laut dangkal. Analisa geokimia pada serpih, lempung dan batubara Miosen menunjukkan bahwa batuan induk ini dapat menghasilkan *waxy oil* dan gas dari percampuran kerogen dengan tipe yang berbeda. Endapan serpih organik dari *delta plain* bawah sampai lingkungan *delta front* diketahui sebagai batuan induk pada barat laut Kalimantan dan Cekungan Kutai.

2.2.2. Migrasi

2.2.2.1 Paleogen Play

Migrasi primer hidrokarbon terjadi pada batuan induk Eosen Tengah-Eosen Akhir secara vertikal maupun lateral. Pada bagian lepas pantai dari Cekungan Kutai, jalur migrasi vertikal dari *Paleogen Kitchen* terjadi sesar-sesar berarah NNE-SSW menuju RESERVOIR *lowstand* berumur Miosen Tengah-Miosen Akhir. Migrasi lateral dari daerah *mature kitchen* juga difasilitasi melalui reservoir *lowstand* yang miring ke timur menuju perangkap stratigrafi atau struktur yang ada pada daerah tersebut.

2.2.2.2 Neogen Play

Migrasi hidrokarbon dari batuan induk berumur Miosen Awal-Miosen Tengah terjadi setelah Miosen Tengah. Jalur migrasi pada umumnya vertikal dan mungkin memiliki migrasi lateral yang berasal dari pusat cekungan. Pembentukan perangkap terjadi sejak Miosen Tengah sampai sekarang.

2.2.3. . Reservoir

Akumulasi minyak dan gas bumi yang terdapat di daerah Mahakam, umumnya ditemukan pada reservoir yang berumur Miosen Tengah sampai Miosen Akhir pada Formasi Balikpapan. Reservoir karbonat tidak terlalu banyak mengandung akumulasi hidrokarbon bernilai ekonomis. Akumulasi hidrokarbon justru ditemukan dalam endapan turbidit. Pada lapangan minyak yang berada di darat (*onshore*), reservoir pada umumnya terdiri dari sedimen-sedimen *fluvial* dan *distributary channel*, dimana jarak antara tubuh batupasir dan jumlah akomodasi sedimen sangat mengontrol konektivitas dari reservoir-reservoir tersebut.

Reservoir terdapat pada bagian dalam lepas pantai (*inner offshore*) terdiri dari sedimen-sedimen *lower delta plain* dan sedimen *delta front*. Sedimen-sedimen *distributary channel* juga hadir dengan dimensi yang sama dengan reservoir darat namun lebih jarang muncul. Reservoir pada *delta front* terdiri dari sedimen-sedimen *mouth bar*.

2.2.4 .Batuan penutup (*cap rock*) dan Perangkap (*trap*)

Lapisan penutup yang berada di Delta Mahakam umumnya berupa batulempung-serpih sedangkan di bagian laut didominasi oleh sejumlah besar *mudstone*. Lapangan-lapangan minyak dan gas bumi yang berada di Delta Mahakam memiliki perangkap struktur dan stratigrafi. Reservoir-reservoir yang berupa endapan *fluvial*, *distributary channel* dan *mouth bar* biasanya terdapat di bagian sayap dari antiklin dan dapat juga muncul sebagai perangkap campuran antara struktur dan stratigrafi. Komponen-komponen stratigrafi di bagian utara dan selatan Sungai Mahakam Modern, dimana *paleo-channel*-nya miring terhadap sumbu struktur. Perangkap struktur terbentuk pada Miosen Akhir karena adanya pergerakan tektonik yang mendesak batuan dasar dan batuan sedimen di atasnya, pergerakan tersebut berarah ke barat menghasilkan pengangkatan dan erosi 1.000 kaki sedimen berumur Oligosen dan Miosen.

Bab III

Dasar Teori

3.1 Wireline Log

Log adalah suatu grafik kedalaman dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Adi Harsono, 1997). Log digunakan untuk membantu dalam penentuan karakter fisik dari batuan seperti litologi, porositas dan permeabilitas. Data hasil Logging ini digunakan untuk mengidentifikasi zona-zona produktif, kedalaman, ketebalan dan membedakan fluida baik itu minyak, gas, maupun air, sehingga dapat menghitung cadangan hidrokarbon di dalam suatu reservoir.

3.1.1 Jenis - Jenis Log

1. Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di dalam lubang bor yang bergerak naik turun (Harsono Adi, 1997). Log SP dapat berfungsi apabila sumur diisi oleh lumpur konduktif, sehingga Log SP tidak dapat dilakukan pada sumur dengan oil base mud, tetapi harus jenis lumpur yang *water base mud*.

Adapun kondisi batuan dan kandungan didalamnya sangat mempengaruhi bentuk dari kurva Log SP, yakni:

1. Pada lapisan-lapisan lempung (*Shale*), kurva log SP merupakan suatu garis lurus yang disebut *Shale Base Line*.
2. Pada lapisan permeabel yang mengandung air asin, defleksi kurva log SP akan negatif (ke arah kiri *Shale Base Line*).
3. Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon, defleksi akan negatif.
4. Pada lapisan permeabel yang mengandung air tawar maka defleksi akan berkembang positif (ke arah *Shale Base Line*).

Kegunaan dari Log SP, yaitu :

1. Untuk mendeteksi lapisan porous/permeabel serta menentukan letak batasnya.
2. Sebagai salah satu parameter untuk mengestimasi tahanan jenis air formasi (R_w).
3. Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Akibat dari sensitifitasnya, Log SP memiliki beberapa kelemahan, yaitu:

1. Tidak dapat diinterpretasikan secara kualitatif.
2. Dipengaruhi diameter lubang bor.
3. Respon rendah pada resistivitas tinggi.
4. Dapat dipengaruhi oleh gangguan potensial misalnya generator, jaringan listrik, las listrik dan dapat dipengaruhi oleh keadaan alam seperti hujan dan sebagainya.

2. Log *Gamma Ray* (GR)

Prinsip Log GR adalah perekaman radioaktif alami bumi. Radioaktif sinar gamma berasal dari tiga unsur radioaktif yang ada di dalam batuan yaitu: Uranium (U), Thorium (Th), dan Potassium (K) yang secara terus menerus memancarkan sinar gamma dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi (Harsono, 1997). Sinar gamma ini dapat menembus batuan dan dideteksi oleh sinar gamma yang umumnya berupa sintilasi. Setiap sinar gamma yang terdeteksi akan mampu menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang terekam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat persatuan waktu. Log GR mempunyai skala dalam satuan API (American Petroleum Institute). Satu API ini merupakan 1/200 dari respon yang didapat dari kalibrasi standar formasi tiruan yang berisi uranium, thorium, dan potassium dengan jumlah yang diketahui dengan tepat dan dibawah pengawasan API. Karena unsur radioaktif lebih banyak terakumulasi pada batuan yang berukuran butir halus (shale) daripada batuan yang berukuran butir lebih kasar (sandstone), maka Log GR dapat digunakan untuk membedakan lapisan yang permeable (sandstone) dengan lapisan yang tidak permeable (shale). Pada daerah impermeable, Log GR akan memberikan bacaan yang besar (defleksi).

Karena sifat pemancaran radioaktif yang tidak pernah konstan, maka Log GR tidak pernah terulang dengan persis, tetapi akan selalu terdapat fluktuasi statis yang tidak dapat diproduksi ulang dan tidak menggambarkan tanggapan dari formasi, hal ini juga berlaku untuk semua log radioaktif lainnya. Log GR dapat digunakan untuk berbagai keperluan analisis, antara lain:

- a. Menghitung volume shale.
- b. Menentukan zona permeable.
- c. Korelasi log pada sumur yang terselubung.
- d. Korelasi log antar sumur dan analisa fasies.

3. Log Resistivitas

Log resistivitas mengukur besarnya tahanan jenis dari batuan dan fluida, yang berhubungan dengan kemampuan batuan menghantarkan arus listrik. Perbedaan jenis fluida dan batuan akan menyebabkan terjadinya perbedaan pembacaan tahanan jenis pada kurva log. Karena pada umumnya batuan merupakan insulator yang baik, kecuali beberapa jenis mineral (grafit dan sulfida besi), maka unsur fluida akan lebih mempengaruhi pembacaan tahanan jenis, sehingga pada kasus ini log tahanan jenis dapat digunakan untuk membedakan jenis fluida yang satu dengan fluida yang lain. Jenis kandungan fluida juga ikut menentukan besarnya harga resistivitas, yaitu sebagai berikut

1. Pada lapisan permeabel yang mengandung air tawar, harga resistivitas tinggi, karena air tawar mempunyai salinitas rendah bahkan lebih rendah dari air filtrasi sehingga konduktivitasnya rendah.
2. Pada lapisan permeabel yang mengandung air asin, harga resistivitas rendah karena air asin mempunyai salinitas yang lebih tinggi sehingga bersifat konduktif.
3. Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon resistivitasnya tinggi karena hidrokarbon bersifat tidak konduktif terhadap listrik.

4. Pada lapisan permeabel yang mengandung sisipan Shale, harga resistivitas menunjukkan penurunan selaras dengan prosentase sisipan tersebut.
5. Pada lapisan kompak, harga resistivitas tinggi, karena lapisan kompak mempunyai porositas mendekati nol sehingga celah antar butir menjadi media penghantar arus listrik yang relatif kecil.

Karena aktifitas pemboran menggunakan lumpur, maka pada zona permeable lumpur ini akan masuk dan tercampur dengan fluida formasi. Invasi dari lumpur pemboran ini akan berhenti pada satu titik dan kemudian akan ditemukan zona yang tidak terinvasi sama sekali, setelah melewati satu zona transisi. Pengukuran resistivitas pada zona terinvasi disebut sebagai R_{xo} , sedangkan pengukuran pada zona tidak terinvasi disebut sebagai R_t (*true resistivity*). R_t adalah resistivitas asli pada suatu formasi dan mencerminkan jenis fluida di tempat tersebut, sehingga yang digunakan dalam analisis adalah R_t .

Kaitannya dengan analisis formasi, resistivitas dapat dibagi menjadi tiga jenis, yaitu: R_w , R_o , dan R_t . R_w merupakan resistivitas air formasi yang dipengaruhi oleh kadar garam dan temperatur, dimana R_w akan berkurang jika kadar garam temperatur meningkat. R_o adalah tahanan jenis air formasi di dalam batuan.

Macam-macam Log Resistivitas antara lain :

- a. *Induction Log*
- b. *Spherically Focused Log* (SFL)
- c. *Microspherically Focused Log* (MSFL)

Log Resistivity adalah log elektrik yang digunakan untuk :

- a. Evaluasi fluida di dalam formasi.
- b. Menentukan adanya indikasi zona permeabel.
- c. Menentukan nilai *resistivity* Serpilh (R_{sh}).
- d. Untuk *picking top* dan *bottom* formasi serta korelasi antar sumur.

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

1. *Flushed zone* : 1 - 6 in, diukur dengan *tool* MLL, SFL, MSFL.
2. *Shallow zone* : 0,5 - 1,5 kaki, diukur dengan *tool* LL8.
3. *Medium zone* : 1,5 - 3 kaki, diukur dengan *tool* ILM dan LLm.
4. *Deep zone* : > 3 kaki, diukur dengan *tool* ILd dan LLd.

4. Log Densitas

Pengukuran densitas dapat memperkirakan porositas batuan. Log densitas dihasilkan dengan memancarkan sinar gamma ke dalam batuan dari suatu sumber dan menangkap sinar gamma yang kembali pada suatu penerima. Besar kecilnya sinar gamma yang kembali berbanding lurus dengan densitas atau kerapatan partikel.

Jenis Batuan	Matriks batuan (ρ_{ma})
Batupasir	2,65
Batugamping	2,71
Dolomite	2,87
Batupasir gampingan	2,68
Batulempung	2,2-2,65

Tabel 3.1 Harga matriks batuan (Adi Harsono, 1997)

Ketika mengukur densitas formasi, sebenarnya tidak hanya densitas matrik yang saja terukur, tetapi juga kadar fluida di dalam pori batuan. Karena adanya perbedaan densitas matrik dengan densitas fluida, maka pembacaan densitas dari formasi yang berpori dan yang tidak berpori tentu akan berbeda, sehingga bila mengukur densitas formasi, maka nilai densitas yang terukur sangat tergantung kepada densitas matrik, jumlah pori dan densitas fluidanya.

Kegunaan lain log densitas:

- a. Identifikasi batuan secara kualitatif.
- b. Menentukan zona gas (bersama dengan log neutron).
- c. Mengenal adanya mineral berat dalam formasi.

- d. Untuk *picking* marker, korelasi dan penentuan fasies (data sekunder).

5. Log Neutron

Log neutron juga digunakan untuk menghitung porositas, terutama pada formasi batu gamping. Log neutron dihasilkan dengan memancarkan sinar neutron ke dalam formasi dan menangkap sinar yang kembali pada suatu penerima. Besar kecilnya sinar gama yang kembali sebanding dengan jumlah atom hidrogen didalam batuan (*Hydrogen Index*).

Tangkapan alat neutron terutama, mencerminkan banyaknya atom hidrogen didalam formasi. Atom hidrogen terutama, terdapat pada fluida, sehingga jumlah atom hidrogen ini akan berbanding lurus dengan fluida di dalam pori. Dengan demikian, berarti atom hidrogen juga berbanding lurus dengan pori-pori batuan. Log neutron akan memberikan tanggapan porositas fluida dalam formasi bersih, akan tetapi neutron tidak dapat membedakan atom hidrogen bebas dengan atom hidrogen yang terkait secara kimiawi pada mineral penyusun batuan.

Kegunaan lain dari log ini selain untuk menentukan porositas batuan yaitu:

1. Menentukan zona gas.
2. Evaluasi litologi secara kualitatif.
3. Korelasi dan analisa fasies.
4. Log Sonik

Merupakan suatu log porositas yang mengukur interval waktu lewat (t) dari suatu gelombang kompresional untuk melalui suatu formasi. Interval waktu lewat dengan satuan mikrodetik per kaki merupakan kebalikan kecepatan gelombang suara kompresional (feet per detik). Harga (t) tergantung pada litologi dan porositas.

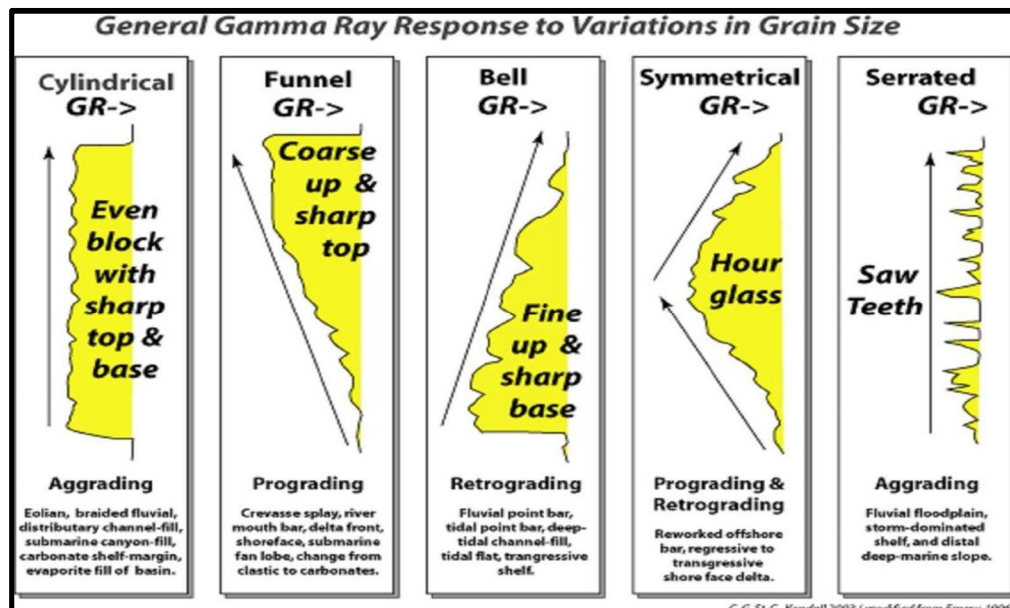
Log ini berguna untuk :

1. Menentukan porositas.
2. Identifikasi litologi.

3.1.2 Pola – Pola Log

Pola-pola log biasanya menunjukkan energi pengendapan yang berubah, yaitu berkisar antara energi tinggi (batupasir) sampai rendah (serpih). Pola-pola log diamati pada kurva GR, tetapi kesimpulan-kesimpulan lain yang sama dapat juga dari log Neutron-Densitas dan dalam beberapa kasus dari kurva resistivitas.

Identifikasi terhadap pola log juga dapat membantu dalam analisis fasies. Hal ini dapat dilakukan karena pola log dapat mencerminkan peralihan ukuran butir dari batuan. Jika kita menggunakan log SP-Resistivitas atau GR-Sonik secara berpasangan, maka didapatkan kenampakan yang saling berpantulan dan menunjukkan bentuk seperti lonceng (*bell*) atau corong (*funnel*), sehingga akan mempermudah analisis. Pola-pola log yang diamati, adalah kurva log GR atau SP, dari bentuk kurva log tersebut kita dapat melihat berbagai pola khas yang memperlihatkan daerah pengendapan. Pola – pola (Gambar 3.6) yang terbentuk antara lain:

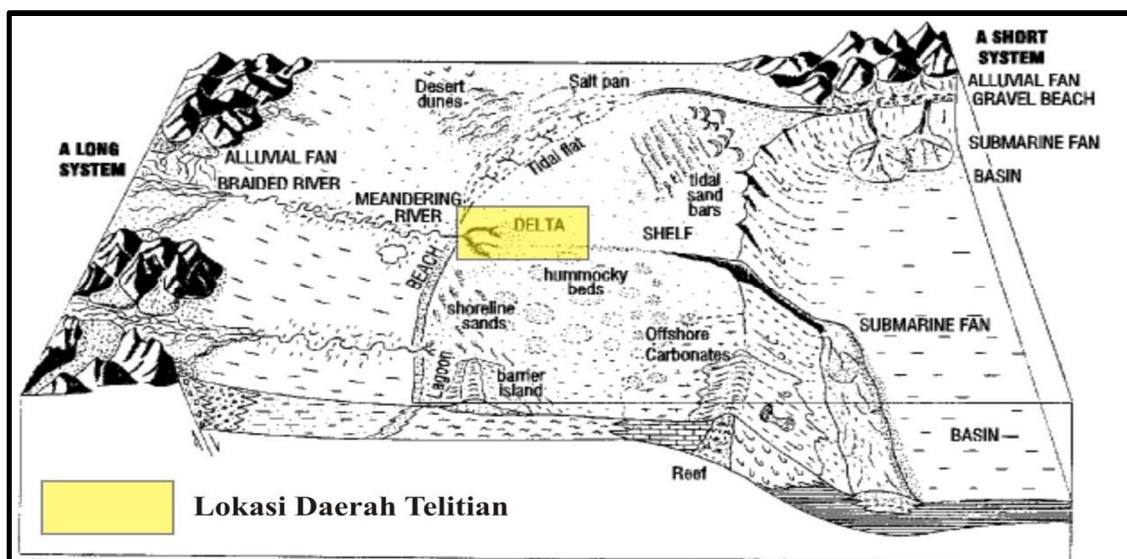


Gambar 3.1 Pola – pola kurva log sebagai acuan korelasi (C.Kendall, 2003; modifikasi dari Emery dkk,1996)

1. *Coarsening upward* atau *Funnel shape* adalah bentuk corong yang menunjukkan energi pengendapan yang bertambah ke arah atas. *Progradational stacking patterns* pada kumpulan parasikuen bisa berkembang menjadi bentuk corong berskala besar. Pola ini terbentuk di daerah *delta front (distributary mouth bar)*, *crevasse splay*, *beach* dan *barrier beach (barrier island)*, *strandpalin*, *shoreface*, *prograding (shallow marine) shelf sand*, dan *submarine fan lobes*.
2. *Blocky pattern* atau *Cylinder shape* adalah bentuk silinder yang secara tidak langsung menunjukkan energi yang relatif konstan selama pengendapan yang kontinyu. Bentuk ini diasosiasikan dengan endapan sedimen *braided channel*, *estuarin*, atau *sub-marine fill*, *anastomosed channel*, *eolian dune*, dan *tidal sand*.
1. *Finning upward* atau *Bell shape* adalah bentuk lonceng yang menunjukkan energi pengendapan yang berkurang ke arah atas. Suatu pola yang berbutir halus ke atas ini menunjukkan suatu *backstepping parasikuenset*, yang merupakan kenampakan umum dari suatu *Transgressive System Tract* pada lingkungan laut dangkal. Pola ini dihasilkan oleh endapan *point bar*, *tidal deposits*, *transgressive shelf sand*, (*tide and storm dominated*), *submarine channel*, dan endapan turbidit.
2. *Crescentic pattern* adalah pola log berbentuk bulan sabit yang pada mulanya menunjukkan *Coarsening upward* yang diikuti *Finning upward*. Walaupun pola ini masih dapat dipecah lagi menjadi *subpattern funnel - shape* yang ditutupi oleh bentuk *bel*, tetapi penentuan pola tersebut secara komplit selalu bermanfaat pada lingkungan laut dalam, dimana pola tersebut bisa menunjukkan suatu siklus pengendapan *submarine fan*. Pola ini mencerminkan endapan pada *shelf sand bodies*, *submarine fans*, dan *sandy offshore bars*.

3.2. Fasies dan Lingkungan Pengendapan

Fasies sedimen secara umum diartikan oleh para ahli sedimentologi adalah suatu tubuh batuan yang berdasarkan kumpulan-kumpulan partikel penyusunnya seperti litologi, struktur fisik, dan biologinya, menjadikan batuan itu berbeda dengan di atas dan di bawahnya juga dengan batuan yang berhubungan secara lateral didekatnya (Walker, 1992). Sedangkan menurut Selley (1985) menyatakan bahwa fasies sedimen adalah suatu satuan batuan yang dapat dikenali dan dibedakan dengan satuan batuan lain atas dasar geometri, litologi, struktur sedimen, fosil, dan pola arus purbanya. Klasifikasi lingkungan pengendapan menurut Selley (1985) secara umum dibagi menjadi tiga lingkungan utama. Klasifikasi ini oleh beberapa ahli geologi masih dianggap belum lengkap karena ada beberapa sub-lingkungan pengendapan yang terbentuk di daerah transisi mungkin juga terbentuk didarat, contohnya delta selain di daerah transisi mungkin juga terbentuk di danau. Istilah fasies yang lebih dikenal dengan nama litofasies yang terbentuk dalam suatu lingkungan tertentu (Gambar 3.7).



Gambar 3.2 Long Depositional Environment (Walker, 1992)

Litofasies atau fasies memiliki 3 aspek pengertian, yaitu :

1. Aspek persamaan waktu dalam pembentukannya.
2. Aspek perubahan atau perbedaan litologi secara lateral.
3. Aspek perubahan atau perbedaan kandungan fauna secara lateral. Atas dasar aspek-aspek tersebut, fasies dapat dibedakan menjadi lithofasies dan Biofasies.

- **Litofasies**

Litofasies terbentuk karena terjadinya pengendapan bermacam batuan yang berurutan secara lateral yang terbentuk dalam waktu yang bersamaan. Hal ini berarti bahwa suatu lapisan pada arah lateral menunjukkan adanya perubahan litologi.

- **Biofasies**

Biofasies mengandung pengertian kesatuan biota yang masing-masing jenis hidup terbatas pada lingkungannya. Pengertian biofasies dalam stratigrafi adalah merupakan pembagian lateral dari kesatuan stratigrafi lainnya oleh sifat-sifat biologinya (kandungan fosilnya).

Dua tipe utama perubahan fasies vertikal yaitu:

- ***Coarsening-Upward Succession***

Coarsening-Upward Succession menunjukkan adanya suatu peningkatan dalam besar butir dari suatu dasar yang erusif atau tajam. Perubahan ini mengindikasikan peningkatan dalam kekuatan arus transportasi pada saat pengendapan.

- ***Fining-Upward Succession***

Fining-Upward Succession adalah perubahan besar butir ke arah atas menjadi lebih halus ke top yang erusif atau tajam. Perubahan ini menunjukkan penurunan kekuatan arus transportasi pada saat pengendapan.

3.2.1. Lingkungan Pengendapan Delta

Delta adalah salah satu bentuk lingkungan pengendapan transisi yang merupakan akumulasi sedimen fluvial pada muara sungai baik pada laut dan danau, sebagai akibat adanya proses interaksi dinamis antara suplay sedimen, pasang surut

dan gelombang laut sedangkan menurut Elliot (1981) delta adalah suatu garis pantai yang menjorok ke laut, terbentuk oleh adanya sedimentasi

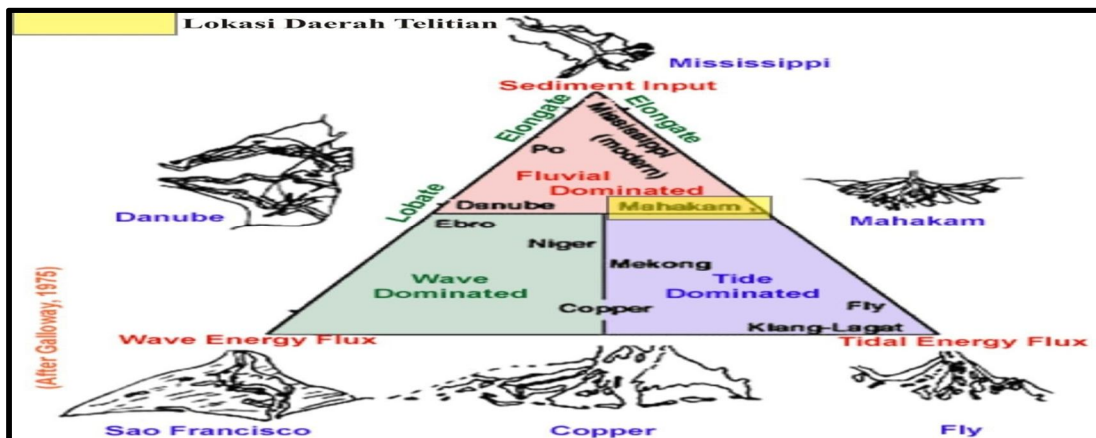
sungai yang memasuki laut, danau atau laguna dikarenakan suplai sedimen lebih besar dari pada kemampuan pendistribusian kembali oleh proses yang ada pada cekungan pengendapan.

Klasifikasi delta berdasarkan morfologi dan bentuknya, terbagi menjadi :

- Elongate* atau *Birdfoot* (bentuk kaki burung), umumnya bentuk ini didominasi oleh pengaruh fluvial dan sifatnya konstruktif (membangun) misalnya Delta Mississippi.
- Lobate*, didominasi oleh pengaruh fluvial dan pasang surut, bersifat konstruktif misalnya Delta Mahakam.
- Arcute* atau *Cuspate*, didominasi oleh pengaruh gelombang, sifatnya destruktif misalnya Delta Rhone.
- Irregular atau estuarine, didominasi oleh pasang surut dan bersifat destruktif, misalnya Delta Fly River.

3.2.2. Klasifikasi Delta

Menurut Galloway (1989) dalam Walker (1992) delta dapat diklasifikasikan menjadi tiga, yaitu delta didominasi oleh proses sungai (*river dominated*), delta didominasi oleh proses pasang surut (*tidal dominated*) dan delta didominasi oleh gelombang (*wave dominated*) (Gambar 3.8).



Gambar 3.3 Ilustrasi dominasi pada sistem Delta (Galloway, 1989)

a. Delta Dominasi Sungai

Jika gelombang, arus pasang surut, dan arus sepanjang pantai lemah, volume sedimen yang dibawa dari sungai tinggi, maka akan terjadi progradasi yang cepat ke arah laut dan akan berkembang suatu variasi karakteristik dari lingkungan pengendapan yang didominasi sungai.

Geometri yang terbentuk berupa *channel (delta plain)* dan *sheet (delta front)* dengan kontinuitas tubuh batupasir jelek (*channel*) sampai sedang (*distributary mouth bar*). Struktur yang terbentuk pada daerah ini antara lain *cross bedding* dan paralel laminasi. Variasi pembelokan dalam sistem fluvial biasanya menghasilkan suatu pengkasaran ke arah atas yang tidak teratur.

b. Delta Dominasi Pasang Surut

Merupakan area dengan tingkat pasang surut tinggi, sehingga aliran balik (yang terjadi dalam *distributary channel* selama kondisi banjir dan surut) kemungkinan akan menjadi sumber energi utama yang memisahkan sedimen.

Geometri yang terbentuk berupa *channel* dan *ridge* dengan kontinuitas batupasir jelek sampai sedang arah sebaran tegak lurus pantai. Litologi dan struktur sedimen yang berkembang umumnya adalah dominan *tidal channel* dan *ridge facies* serta *channel facies* berupa batupasir dengan sortasi baik dan struktur *cross bedding*. Masuknya pasang surut pada *delta front* yang berprogradasi juga memperlihatkan beberapa bentuk pengkasaran ke atas.

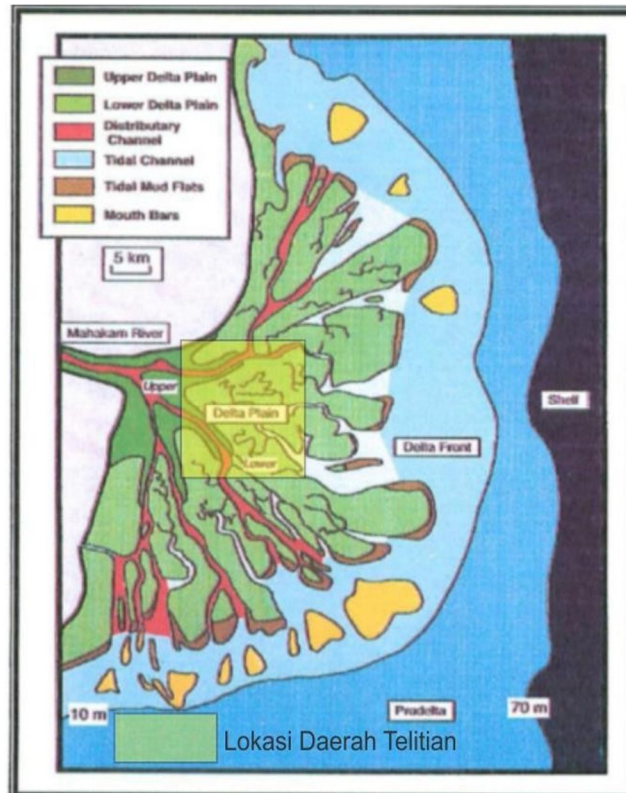
c. Delta Dominasi Gelombang

Pada lingkungan dengan aktifitas gelombang kuat, endapan *mouth bar* secara menerus mengalami *reworked* menjadi suatu seri *superimposed coastal barriers*. Tubuh pasir akan cenderung paralel terhadap garis pantai berbeda dengan delta dominasi sungai yang mendekati tegak lurus terhadap pantai.

Geometri yang terbentuk berupa *channel*, *ridge* dan *sheet* dengan kontinuitas tubuh batupasir baik. Struktur sedimen yang umum dijumpai adalah *ripple* dan *hummocky* yang merupakan indikator pengendapan yang tinggi. Biasanya terdiri dari

rangkaian yang mengkasar ke atas secara menerus sebagai karakteristik dari pantai yang dipengaruhi gelombang.

3.2.3 Sub-Lingkungan Delta Secara umum lingkungan delta dibagi dalam beberapa sub-lingkungan berikut ini (**Gambar 3.9**).



Gambar 3.4 Morfologi Delta Mahakam secara keseluruhan (Modifikasi Allen & Chamber, 1998)

1. Delta Plain

Menurut Allen & Chamber (1998), *delta plain* merupakan bagian delta yang terdiri dari channel yang sudah ditinggalkan. Delta plain merupakan bagian dataran dari delta dan terdiri atas endapan sungai yang lebih dominan daripada endapan laut dan membentuk suatu dataran rawa – rawa yang didominasi oleh material sedimen berbutir halus, seperti serpih organik dan batubara. Pada kondisi iklim yang cenderung kering (semi-arid), sedimen yang

terbentuk didominasi oleh lempung dan evaporit. Dataran delta plain tersebut digerus oleh channel pensuplai material sedimen dan membentuk suatu percabangan. Gerusan – gerusan tersebut biasanya mencapai kedalaman 5 – 10 meter dan menggerus sampai pada sedimen delta front. Sedimen pada channel tersebut disebut *sandy channel* dan membentuk *distributary channel* yang dicirikan oleh batupasir lempungan. Sub-lingkungan delta ini dibagi menjadi

a. Upper Delta Plain

Bagian delta yang terletak di atas area *tidal* atau laut. Endapannya secara umum terdiri dari :

- Endapan *distributary channel*

Endapan *distributary channel* terdiri dari endapan *braided* dan *meandering levee* dan endapan *point bar*. Endapan *distributary channel* ditandai dengan adanya bidang erosi pada bagian dasar urutan fasies dan menunjukkan kecenderungan menghalus ke atas. Struktur sedimen yang umum dijumpai adalah *cross bedding*, *ripple cross stratification* *scoure and fill* dan lensa – lensa lempung. Endapan *point bar* terbentuk apabila terputus dari *channelnya*. Sedangkan *levee* alami berasosiasi dengan *distributary channel* sebagai tanggul alam yang memisahkan dengan *interdistributary channel*. Sedimen pada bagian ini berupa pasir halus dan rombakan material organik serta lempung yang terbentuk sebagai hasil luapan material selama terjadinya banjir.

- *Lacustrine delta fill* dan endapan *interdistributary flood plain*.

Endapan *interdistributary channel* merupakan endapan yang diantara *distributary channel*. Lingkungan ini mempunyai kecepatan arus paling kecil, dangkal, tidak berelief dan proses akumulasi sedimen lambat. Pada *interdistributary channel* dan *flood plain* area terbentuk suatu endapan yang berukuran lanau sampai lempung yang sangat dominan. Struktur sedimennya adalah laminasi sejajar dan *burrowing structure* endapan pasir yang bersifat lokal, tipis dan kadang banjir sebagai pengaruh gelombang.

b. Lower Delta Plain

Lower delta plain terletak pada daerah dimana terjadi interaksi antara sungai dengan laut, yaitu *low tidemark* sampai batas kehadiran yang dipengaruhi pasang-surut. Litologinya didominasi oleh urutan serpih dan batulanau yang mengkasar ke arah atas. Pada bagian bawah terisi oleh urutan lempung-serpih yang merupakan litologi dominan, kadang – kadang terdapat batugamping dan *mudstone siderit* yang sebenarnya tidak teratur. Pada bagian atas terdapat batupasir dengan struktur *ripple* dan struktur lain yang berhubungan dengan arus, hal ini menunjukkan bertambahnya energi pada perairan dangkal ketika teluk terisi endapan. Umumnya daerah ini mengandung fosil laut (*moluska*) atau air payau dan struktur *burrow*. Fosil – fosil ini biasanya melimpah di bagian bawah serpih-lempung (Allen & Chamber, 1998).

2. Delta Front

Menurut Allen & Chamber (1998) *Delta front* merupakan sub-lingkungan dengan energi yang tinggi dan sedimen secara tetap dipengaruhi oleh adanya proses pasang-surut, arus laut sepanjang pantai dan aksi gelombang. *Delta front* terbentuk pada lingkungan laut dangkal dan akumulasi sedimennya berasal dari *distributary channel*. Batupasir yang diendapkan dari *distributary channel* tersebut membentuk endapan *bar* yang berdekatan dengan teluk atau mulut *distributary channel* tersebut. Pada penampang stratigrafi, endapan *bar* tersebut memperlihatkan distribusi butiran mengkasar ke atas dalam skala yang besar dan menunjukkan perubahan fasies secara vertikal ke atas, mulai dari endapan lepas pantai atau *prodelta* yang berukuran butir halus ke fasies garis pantai yang didominasi batupasir. Diantara *bar* dan mulut *distributary channel* akan terakumulasi lempung lanauan atau lempung pasiran dan bergradasi menjadi lempung ke arah laut.

3. Prodelta

Prodelta merupakan sub-lingkungan transisi antara *delta front* dan endapan normal *marine shelf* yang berada di laur delta front. Prodelta merupakan kelanjutan *delta front* ke arah laut dengan perubahan litologi dari batupasir bar ke endapan batulempung dan selalu ditandai oleh zona lempungan tanpa pasir. Daerah ini merupakan bagian distal dari delta, dimana hanya terdiri dari akumulasi lanau dan lempung dan biasanya sendiri serta fasies mengkasar ke atas memperlihatkan transisi dari lempungan prodelta ke fasies yang lebih batupasir dari *delta front*. Litologi dari *prodelta* ini banyak ditemukan bioturbasi yang merupakan karakteristik endapan laut. Struktur sedimen 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 (*shelf*), tetapi pada *prodelta* ini sedimennya lebih tipis dan memperlihatkan pengaruh proses endapan laut yang tegas (Allen dan Chamber, 1998).

3.2.4 Komponen Delta

Komponen-komponen yang terbentuk di lingkungan pengendapan delta dapat dibagi menjadi sebagai berikut ini:

1. *Channel*

Merupakan saluran utama dimana material sedimen diangkut dan diendapkan. Umumnya endapan *channel* berukuran cukup tebal dibagian tengah tubuhnya dan menepis ke arah tepinya. *Channel* dapat dibagi menjadi tidal *channel*, *distributary channel* dan *interdistributary channel* tergantung pada letal keberadaannya.

2. *Bar*

Bar merupakan endapan pada bagian sungai dengan energi pengangkutan material sedimen makin berkurang dan akhirnya habis sehingga endapannya membentuk perhentian dari alur sungai. *Bar* bisa berada pada titik-titik yang cukup tajam (*point bar*) maupun di muara sungai (*mouth bar*) dan di bagian yang mengalami pasang surut (*tidal bar*).

Umumnya endapan bar dicirikan oleh penyebaran yang cukup luas dan ketebalannya tipis.

3. *Crevasse Splay*

Crevasse splay merupakan kelimpahan sepanjang channel, terjadi pada saat ketinggian permukaan air sungai yang membawa material sedimen melebihi tinggi tanggul sungai. Ciri endapan ini ukuran butir pasir sedang sampai pasir halus, derajat keseragaman butirnya buruk, endapan tidak tebal dan penyebarannya melebar.

4. *Flood Plain*

Flood Plain merupakan dataran banjir yang didominasi oleh batulempung dengan sisipan batupasir dan batubara, endapan sangat tebal dan penyebarannya luas.

3.3. Korelasi

Korelasi merupakan langkah penentuan unit stratigrafi dan struktur yang mempunyai persamaan waktu, umur dan posisi stratigrafi. Korelasi digunakan untuk keperluan pembuatan penampang dan peta bawah permukaan untuk kemudian dilakukan evaluasi formasi, penentuan zona produktif atau adanya perubahan secara lateral dari masing-masing perlapisan. Dalam pelaksanaannya, korelasi melibatkan aspek seni dan ilmu, yaitu memadukan persamaan pola dan prinsip geologi, termasuk dalam proses dan lingkungan pengendapannya, pembacaan dan analisa log, dasar teknik reservoir serta analisa kualitatif dan kuantitatif. Data yang dipakai dalam korelasi adalah *wireline log*.

3.3.1 Tujuan Korelasi

Tujuan korelasi adalah :

1. Mengetahui dan merekonstruksi geologi bawah permukaan, baik kondisi struktur maupun stratigrafi serta mengetahui penyebaran lateral maupun vertikal dari zona hidrokarbon (penentuan cadangan).

2. Merekonstruksi paleogeografi daerah telitian pada waktu geologi tertentu, yaitu dengan membuat penampang stratigrafi.
3. Menafsirkan kondisi geologi yang mempengaruhi pembentukan hidrokarbon, migrasi dan akumulasinya di daerah penelitian.
4. Menyusun sejarah geologi daerah penelitian.

3.3.2 Dasar Penarikan Korelasi

Penentuan korelasi didasarkan kepada kronostratigrafi dan bukan litostratigrafi. Langkah-langkah dalam penarikan korelasi ini yaitu :

1. Tentukan *marker batubara* berdasarkan nilai *gamma ray* yang kecil dan berbenruk pola tajam (*spike*).
2. Beri nomor *marker batubara* berdasarkan urutan 1, 2, 3, ...dst.
3. Geser ke atas dan ke bawah setiap *individual well* untuk menentukan dan memastikan marker yang sama pada suatu penampang.
5. Identifikasi *erosional surface* dan kandidat untuk *sequence boundary* (SB).
6. Identifikasi litologi fasies berdasarkan karakter dan pola log sumur (*distributary channel, crevasse splay, fluvial point bar*, dll).

Maksud dari ditentukannya batas *marker* adalah untuk menentukan satu kesatuan waktu suatu pengendapan. Batas sikuen dan batas bidang erosi ditarik pada batas kontak tajam antara sedimen halus dengan sedimen kasar, dicirikan oleh perubahan tajam pola log dari nilai *gamma ray* tinggi menjadi nilai *gamma ray* rendah. Penampang stratigrafi akan memperlihatkan urutan perlapisan batuan, proses dan sistem pengendapan sedimennya.

Prinsip-prinsip yang perlu diperhatikan dalam penarikan korelasi ini yaitu :

1. Sedimen dikondisikan pada saat batuan diendapkan atau sebelum dipengaruhi oleh struktur yang berkembang setelah pengendapan.
2. Datum atau titik ikat korelasi dipilih pada salah satu *mareker* yang sudah ditentukan letak dan namanya.

3. Hubungkan *marker* yang sudah ditentukan dengan *marker* dari satu sumur ke sumur lainnya.
4. Korelasi fasies dilakukan persatuan unit pengendapan dengan batas satu *sequence boundary*.
5. Korelasikan fasies pengendapannya, untuk melihat hubungan atau kemenerusan fasies dalam satu unit pengendapan.
6. Terakhir cek seluruh *marker* dan pastikan seluruh sumur masuk dalam korelasi.

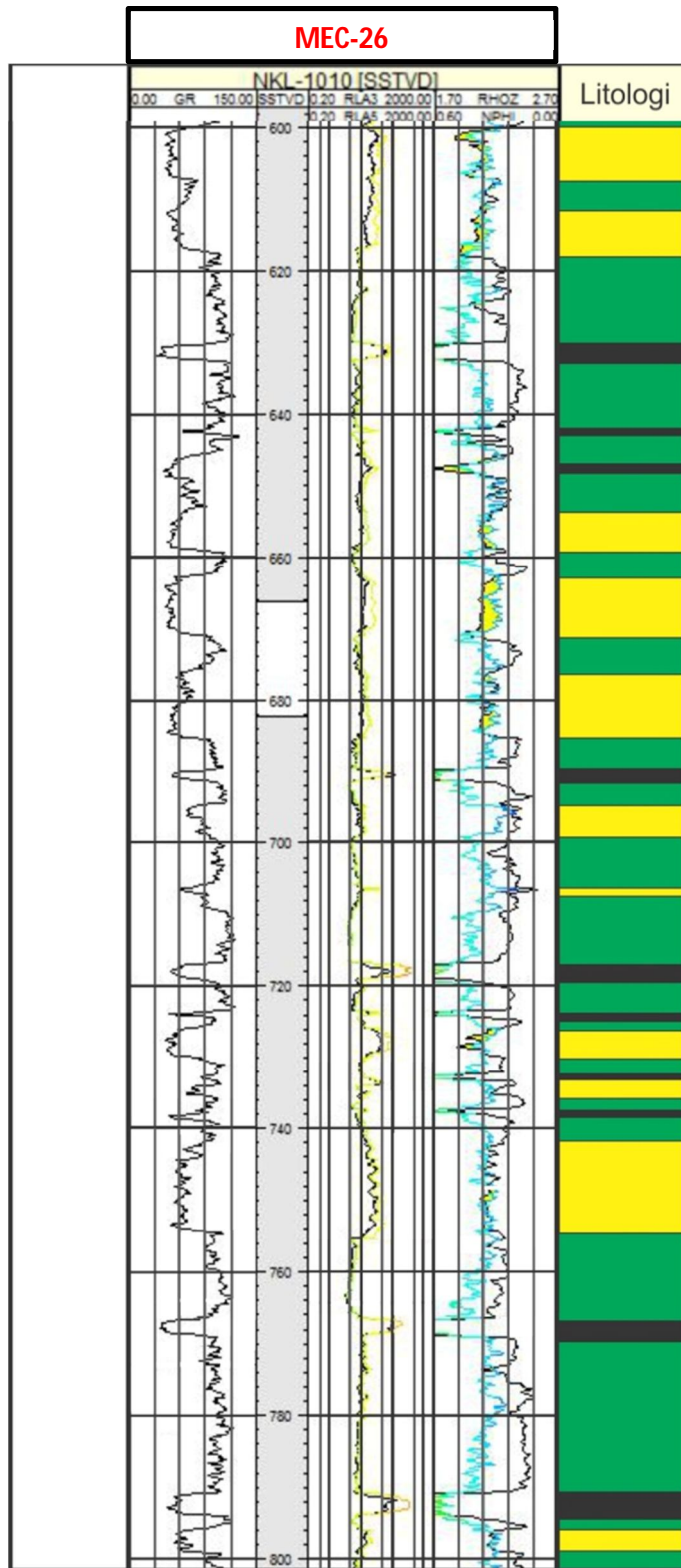
3.4. Peta Persebaran Saturasi Air (*Saturation water Map*)

Peta saturasi air ini dibuat berdasarkan nilai saturasi air yang ada pada setiap titik bor, yang nantinya nilai-nilai tersebut akan di hubungkan sesuai dengan nilai yang sama. Dari hasil hubungan antara nilai saturasi air ini adalah peta sebaran nilai saturasi air, yang ditampilkan dengan berbagai peta yang ada sehingga dari sana dapat kita dapatkan nilai dengan kualitas terbaik dari data yang ada.

3.5 Geologi Daerah Telitian

3.5.1 Stratigrafi Daerah Telitian

Daerah telitian termasuk kedalam Formasi Balikpapan yang memiliki variasi litologi antara lain batupasir dan batu lempung serta adanya beberapa lapisan batubara (Gambar 3.10). Contoh stratigrafi regional yang digunakan adalah pada sumur 1025. Penentuan keterangan yang terdapat pada kolom stratigrafi penulis dapatkan dari referensi penelitian terdahulu, yaitu meliputi umur Formasi Balikpapan, yaitu Miosen Tengah (Satyana, dkk., 1995). Sedangkan data lain yang digunakan merupakan hasil analisa berdasarkan data *wireline log* pada daerah telitian, yaitu berada pada kedalaman -600 mdpl hingga -800 mdpl dengan ketebalan formasi 200 meter dan lingkungan pengendapan adalah *Lower delta plain*.



Gambar 3.5 Stratigrafi daerah telitian pada sumur MEC-26 pada Lapangan “AJIW”

BAB IV

ANALISA DAN PERHITUNGAN

Data yang digunakan dalam penelitian ini sudah disediakan oleh perusahaan yang meliputi data sumur dan peta lokasi sumur sebagai data sekunder yang digunakan dalam pembuatan peta bawah permukaan. Sementara data primer tidak tersedia.

4.1. Metode Penelitian

Pada penelitian ini secara garis besar diawali dengan studi literatur dan pengumpulan data setelah itu pengecekan data log yang tersedia kemudian di analisa dan di interpretasikan secara manual untuk melakukan analisa petrofisika dimana terdapat analisa kurva log GR, log Resistivity, log RHOB dan log NPHI yang nantinya akan dilanjutkan dengan analisa secara kualitatif untuk menentukan lithologi pada sumur MAC 26 dan 27, serta analisa secara kuantitatif untuk perhitungan petrofisika untuk penentuan Vsh, porositas efektif serta saturasi air menggunakan metode archie. Dari hasil itu nantinya akan dibuat reservoir pay dan yang terakhir kesimpulan, untuk lebih jelasnya akan dapat dilihat pada Diagram alir

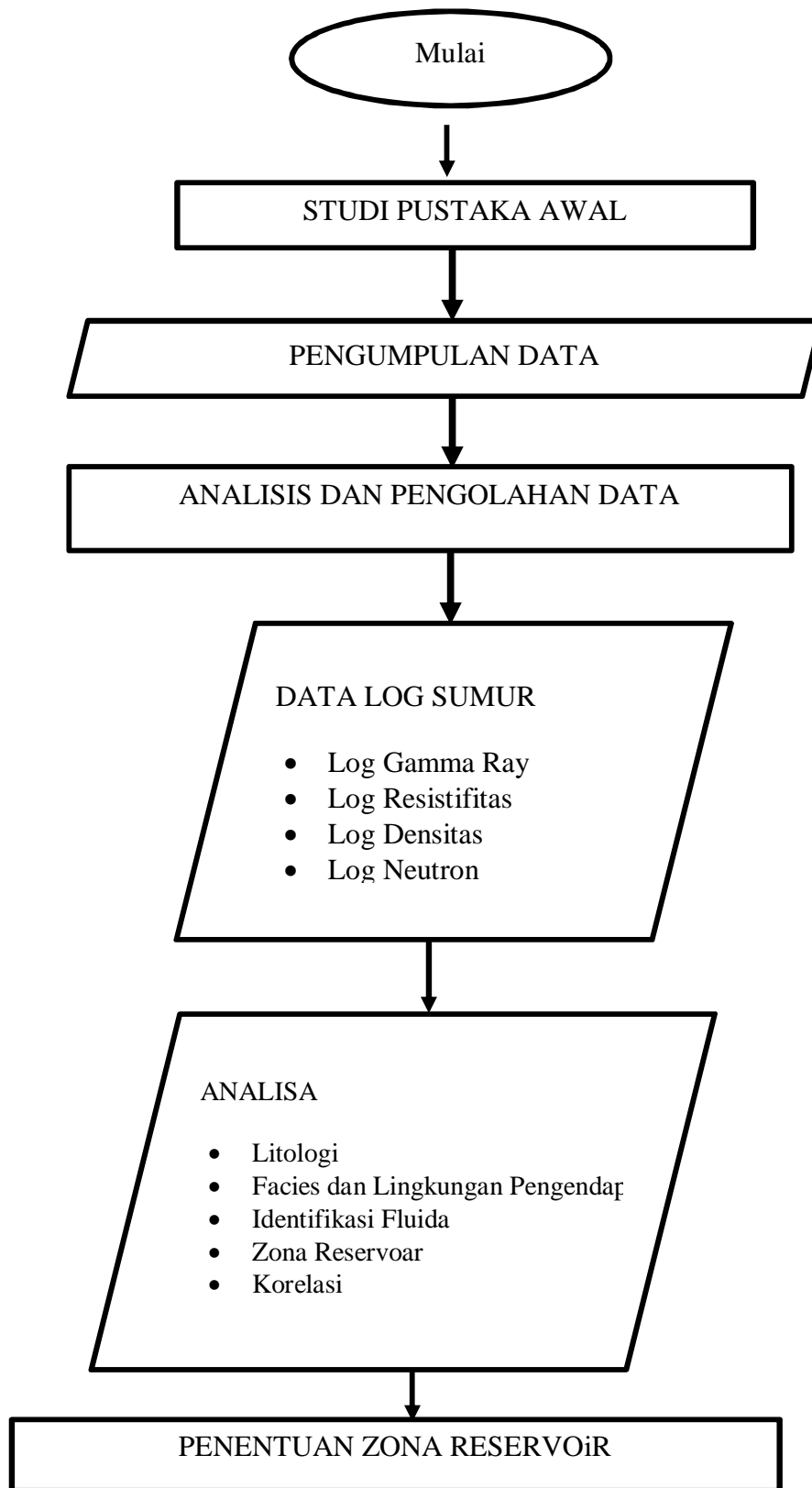
4.2. Data Sekunder

Data primer merupakan data utama yang digunakan dalam penelitian ini, data ini disediakan oleh pihak perusahaan dan selanjutnya dianalisa oleh penulis, meliputi:

4.2.1 Data Log Sumur

Data log ini telah disajikan dengan satuan kedalaman *True Vertical Depth Sub Sea* (TVDSS). Dalam penelitian ini, data log sumur diambil 2 sumur dari Lapangan “AJIW” di daerah telitian.

Data log sumur disajikan dalam bentuk penampang dan terdiri dari kombinasi kurva-kurva log (Gambar 4.1) Gamma Ray (GR), log resistivitas (ILD, ILM, HLLD, HLLS, RLA2, RLA3, RLA 5), log densitas (RHOB, NPHI)



Gambar 2.1 Bagan Alir Penelitian

Untuk melakukan korelasi, pertama-tama dilakukan penentuan marker. Marker disini menggunakan batuan batubara. Marker batubara ini di korelasikan terlebih dahulu dari satu sumur ke sumur lainnya untuk diketahui geometri penyebarannya. Setelah diketahui penyebaran marker batubara, kemudian menentukan lapisan batupasir yang akan di analisis yaitu lapisan batuan reservoir

Untuk lingkungan pengendapan dan facies Lapangan “AJIW” ditentukan melalui interpretasi elektrofasis pada masing – masing log sumur.

4.2.2. Kepala Log (*Log Header*)

Kepala log merupakan salah satu bagian dari lembaran log yang sangat penting untuk analisis log yang berisi informasi-informasi yang berhubungan dengan pengambilan data log pada suatu sumur. (Tabel 4.1)

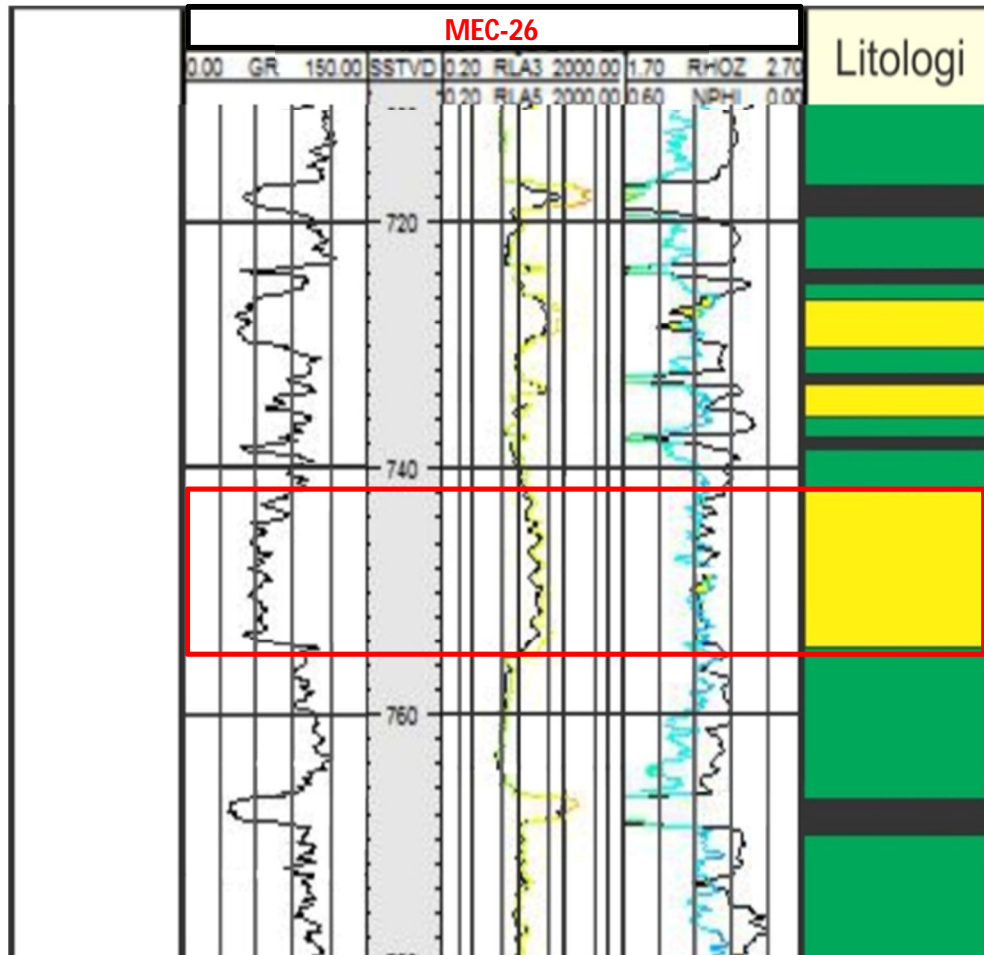
Tabel 4.1 Data *Log Header* Sumur Lapangan “AJIW”

Well	Surface X	Surface Y
MAC-26	535XXX	9949XXX
MAC-27	535XXX	9949XXX

4.2.3. Kurva Log

Data yang diperoleh dari kurva log merupakan data terpenting dalam penelitian petrofisik karena data ini merupakan seluruh pengukuran dalam lubang yang meliputi parameter-parameter sifat fisik batuan yang diidentifikasi sebagai reservoir. Data yang dapat diperoleh dari kurva log ada bermacam-macam tergantung dari alat log yang digunakan dalam pemboran.

Jumlah sumur yang digunakan pada penelitian ini adalah 2 sumur dan masing-masing sumur mempunyai kumpulan data log. Data sumur berupa nilai log *Caliper*, log *Gamma ray* (GR), log *Resistivity* (ILD, ILM, HLLD, HLLS RLA2, RLA3 dan RLA5), log *Porosity* (*Neutron* (NPHI), *Density* (RHOB)), tetapi tidak semua sumur yang mempunyai data lengkap seperti di atas. Data log ini telah disajikan dalam skala kedalaman *True Vertical Depth Sub Sea* (TVDSS). Data kurva log yang digunakan dan sangat penting adalah log GR (0 - 200 gamma API), log resistivitas yaitu LLD (0.2 - 2000 ohmm), LLS (0.2 - 2000 ohmm), log *Porosity* (*Neutron* (NPHI) (0,6-0), *Density* (RHOB) (1,7-2,7).



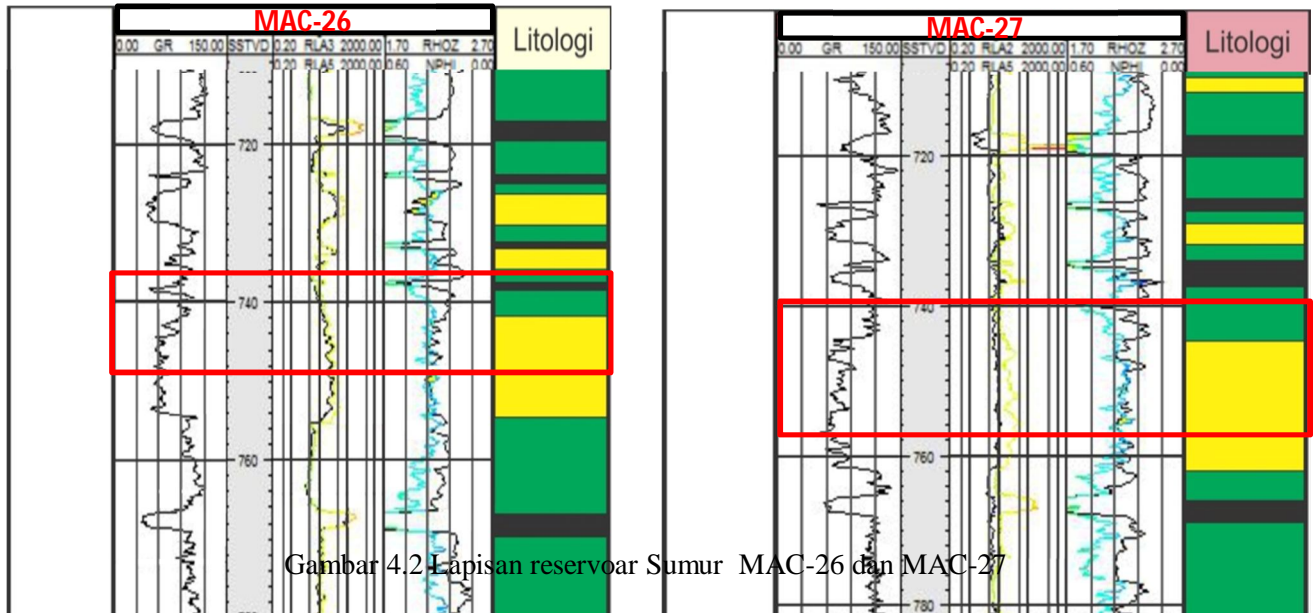
Gambar 4.1 Contoh kurva log kombinasi sumur

4.3. Zona Lapisan Reservoar

Setelah melakukan tiga analisa awal yaitu identifikasi litologi, facies dan lingkungan pengendapan serta kandungan fluida maka kemudian baru dapat di tentukan lapisan reservoar yang menjadi fokus penelitian. Zona lapisan reservoir tersebut, yaitu sumur MAC-26 dan sumur MAC-27. Selain dari ke dua sumur tersebut tidak di temukannya zona lapisan reservoir.

4.3.1. Sumur MAC-26 dan MAC-27

Pola log *Gamma ray*, *Resistivity*, *Neutron* dan *Density* yang merupakan lapisan reservoir .



Gambar 4.2 Lapisan reservoir Sumur MAC-26 dan MAC-27

4.4 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika ini merupakan analisa kuantitatif untuk mengetahui properti dari interval batuan atau formasi *Volume Shale* (V_{sh}), porositas, saturasi air formasi (S_w), dan cadangan hidrokarbon dari masing – masing lapisan reservoir yang diteliti. Untuk penentuan nilai dari saturasi air menggunakan metode Indonesia, dikarenakan bahwa asumsi adanya kandungan lempung yang terdapat pada lapisan reservoir daerah telitian. Dalam menghitung saturasi air diperlukan beberapa data petrofisik dan data penunjang lainnya. Fokus analisis petrofisik ini pada dua sumur, yaitu MAC-26 sumur MAC-27.

4.4.1 Volume Shale (V_{sh})

Pada tahap perhitungan V_{sh} data yang di input berupa data Log Gamma Ray, Perhitungan V_{sh} pada penelitian ini menggunakan log *Gamma Ray* (GR) dengan asumsi bahwa mineral radioaktif lain selain mineral lempung tidak hadir dalam suatu lapisan. Data yang dimasukkan berupa Gamma Ray minimum, Gamma Ray

maksimum, sehingga menghasilkan koreksi Volume Shale. Untuk menghitung volume shale dapat digunakan persamaan sebagai berikut :

$$Vsh = \frac{(GR_{log} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})}$$

Keterangan:

Vsh : Volume shale (dec)

GRlog : Nilai Gamma Ray pada Zona Target (gAPI)

GRmax : Nilai dari Gamma Ray Maksimum (gAPI)

Gr min : Nilai dari Gamma Ray Minimum (gAPI)

Contoh : Interval 742 - 743 pada sumur MAC-26

GRlog : 78,42 GRmin : 36,59 GRmax : 123,99

$$Vsh = \frac{78,42 - 36,59}{123,99 - 36,59} = 0,478604$$

4.4.2 Perhitungan Nilai Porositas

Porositas dihitung dengan menggunakan dua parameter yaitu log densitas dan log neutron. Porositas dari density log biasanya dinotasikan dengan ϕ_D yang mempunyai harga sesuai dengan persamaan dibawah ini:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Keterangan:

ϕ_D : Porositas Densitas(dec)

ρ_b : log densitas dibaca pada saat GR zona teliti(gr/cc)

ρ_{ma} : densitas matrik batuan(gr/cc)

ρ_f : densitas fluida(gr/cc)

Contoh : Interval 742 – 743 pada sumur MAC-26

ρ_{ma} : 2,65 ρ_b : 2,16 ρ_f : 1

$$\phi_D = \frac{2,65 - 2,16}{2,65 - 1} = 0,297$$

Untuk Porositas Neutron (ϕ_N) didapatkan dari nilai log neutron pada zona telitian = 0,34

Koreksi porositas ϕ_D dan ϕ_N terhadap *shale* dan perhitungan porositas efektif (ϕ_e) :

$$\phi_{Dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Keterangan:

ϕ_{Dsh} : Porositas Densitas *Shale*(dec)

ρ_b : log densitas dibaca pada saat GR pada saat Gr max(gr/cc)

ρ_{ma} : densitas matrik batuan(gr/cc)

ρ_f : densitas fluida(gr/cc)

Contoh : Interval 742 – 743 pada sumur MAC-26

ρ_{ma} : 2,65

ρ_b : 2,32

ρ_f : 1

$$\phi_{Dsh} = \frac{2,65 - 2,32}{2,65 - 1} = 0,200$$

ϕ_{Nsh} = nilai NPHI pada saat GR paling tinggi (Max) = $\phi_{Nsh} = 0,430$

besarnya porositas density yang dikoreksi terhadap shale (ϕ_{DC}) dapat diketahui dari persamaan dibawah ini:

$$\phi_{DC} = \phi_D - (V_{sh} \times \phi_{Dsh})$$

Keterangan:

ϕ_{DC} : Porositas Densitas Terkoreksi(dec)

ϕ_D : Porositas Densitas(dec)

V_{sh} : Volume *Shale*(dec)

ϕ_{Dsh} : Porositas Densitas *Shale*(dec)

besarnya porositas neutron yang telah dikoreksi terhadap shale (ϕ_{NC}) dapat diketahui dari persamaan di bawah ini :

$$\phi_{NC} = \phi_N - (V_{sh} \times \phi_{Nsh})$$

Keterangan:

ϕ_{NC} : Porositas Neutron Terkoreksi(dec)

ϕ_N : Porositas Neutron Terkoreksi(dec)

Vsh : Volume *Shale*(dec)

ϕ_{Nsh} : Porositas Neutron *Shale*(dec)

Contoh : Interval 742 - 743 pada sumur MAC-26

Dimana Nilai

$$\phi_D = 0,297 \qquad Vsh = 0,478604 \qquad \phi_{Dsh} = 0,200$$

$$\phi_N = 0,340 \qquad \phi_{Nsh} = 0,430$$

$$\phi_{DC} = 0,297 - (0,478604 \times 0,200) = 0,201$$

$$\phi_{NC} = 0,340 - (0,478604 \times 0,430) = 0,13$$

Porositas Efektif (ϕ_e) Menentukan porositas efektif dengan persamaan di bawah ini :

$$\phi_e = \sqrt{\frac{(\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2)}{2}}$$

Keterangan:

ϕ_e : Porositas efektif(dec)

ϕ_{DC} : Porositas Densitas Terkoreksi(dec)

ϕ_{NC} : Porositas Neutron Terkoreksi(dec)

Contoh: interval 742 – 743 pada sumur MAC-26

Dimana Nilai:

$$\phi_{DC}^2 = 0,201 \qquad \phi_{NC} = 0,13$$

$$\phi_e = \sqrt{\frac{(0,201)^2 + (0,13)^2}{2}} = 0,167725$$

4.4.3. Tahanan Jenis Air Formasi

Perhitungan harga tahanan jenis air formasi (R_w) dengan menggunakan rumus:

$$R_w = \frac{R_t \times \phi_e^2}{0,81}$$

Keterangan:

R_w : Tahanan Jenis Air Farmasi((ohm.m)

R_t : Resistivity Sebenarnya, Dibaca Pada Log Resistivity

ϕ_e^2 : Porositas Efektif,

0,81 : (ketetapan dalam Formula Humble)

Contoh : Interval 742 – 743 pada sumur MAC-26

Dimana nilai

R_t : 23,24 $\phi_e = 0,167725$

$$R_w = \frac{23,24 \times (0,167725)^2}{0,81} = 0,807132$$

4.4.4. Saturasi Air Formasi (S_w)

Dikarenakan daerah telitian berada di formasi yang ada di Indonesia yaitu formasi balikpapan, metode yang digunakan peneliti untuk menghitung harga saturasi air formasi adalah metode *Indonesia*. Adapun alasan lain menggunakan metode ini, yaitu :

1. Adanya batuan *shale* atau *clay* di dalam batuan pasir (*shaly sand*).
2. Biasanya digunakan untuk *fresh water formation*

□ **Metode *Indonesia***

R_w dan porositas yang digunakan adalah hasil perhitungan ϕ_e (porositas efektif hasil pengurangan terhadap volume *shale*) untuk metode *shaly sand*.

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{1}{R_t \left(\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e}{\sqrt{R_w}} \right)^2} \right)}$$

Keterangan:

Rt : Resistivity Sebenarnya, Dibaca Pada Log Resistivity Zona Teliti

ϕ_e : Porositas Efektif(dec)

Vsh : Volume Shale(dec)

Rsh : Resistivitas Shale Dibaca Saat Gr Max(ohm.m)

Sw : Saturasi Air Formasi(dec)

Rw : Resistivitas Air Formasi(ohm.m)

Contoh : Interval 743 – 742 pada sumur MAC-26

Dimana nilai

Rt= 23,24 $\phi_e = 0,167725$ Vsh= 0,478604

Rsh : 5,58 Rw : 0,807132

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{1}{23,24 \left(\frac{0,478604 \left(1 - \frac{0,478604}{2} \right)}{\sqrt{5,58}} + \frac{0,167725}{\sqrt{0,807132}} \right)^2} \right)} = 0,608642$$

Saturasi Air Formasi (Sw) = 0,608642

Saturasi Hidrokarbon (Sh) = 1 - 0,608642 = 0,391358

4.4.5. Peta Persebaran Porositas (*Porosity Map*)

Peta porositas ini adalah peta yang menggambarkan tingkat porositas yang terdapat pada Lapangan “AJIW”. Dari hasil analisa yang dilakukan, di dapat hasil berupa peta sebaran porositas yang memiliki tingkat porositas berbeda.

Nilai - nilai dari porositas ini didapatkan saat analisa petrofisik yang telah di lakukan sebelumnya (Tabel 4.3).

Tabel 4.3 Tabulasi Data Porositas Lapangan “AJIW”

SUMUR	Nilai Porositas (decimal)
MAC-26	0,23
MAC-27	0,24

Dari hasil analisa peta sebaran porositas didapat hasil perbedaan nilai porositas pada masing - masing sumur. Berdasarkan dari Tabel 4.3 dapat diinterpretasikan bahwa nilai porositas sumur MAC-26 dan MAC-27 semakin ke arah timur nilainya semakin kecil.

4.4.6. Peta Persebaran Saturasi Air (*Saturation Water Map*)

Peta saturasi air ini adalah peta yang menggambarkan tingkat saturasi air yang terdapat pada Lapangan “AJIW”. Dari hasil analisa yang dilakukan, di dapat hasil berupa peta sebaran saturasi air yang memiliki tingkat saturasi air berbeda. Nilai - nilai dari saturasi ini didapatkan saat analisa petrofisik yang telah di lakukan sebelumnya

Tabel 4.4 Tabulasi Data Saturasi Air Reservoar MAC-26 dan Reservoar MAC-27

SUMUR	Nilai Saturasi Air (decimal)
MAC-26	0,67
MAC-27	0,77

Dari hasil analisa peta sebaran saturasi air didapat hasil perbedaan nilai saturasi air pada masing - masing sumur. Berdasarkan dari Tabel 4.4 dapat diinterpretasikan bahwa nilai saturasi air lapisan sumur tersebut semakin ke arah barat daya nilainya semakin kecil.

BAB V

PEMBAHASAN

Data yang digunakan pada analisis penelitian ini adalah log sumur. Data log sumur digunakan untuk menentukan atau mengidentifikasi litologi batuan, kemenerusan lapisan, lingkungan pengendapan dan facies lapisan reservoir yang diteliti serta perhitungan petrofisik. Dari hasil analisis data tersebut akan dibahas baik atau tidaknya penyebaran kualitas dari reservoir yang diteliti.

Fokus penelitian ini adalah analisis dan pembuatan peta bawah permukaan serta perhitungan besarnya cadangan hidrokarbon yang akan dibuat berdasarkan analisis 2 data log sumur, yaitu sumur MAC-26 dan sumur MAC-27.

Analisis data log sumur dilakukan pada tiap – tiap sumur di Lapangan “AJIW” dengan menganalisis kurva log *Gamma Ray*, *Resistivity*, *Neutron* dan *Densitas* dengan metode chronostratigrafi yang bertujuan untuk mengetahui gambaran distribusi lapisan reservoir secara umum.

Analisis data log sumur yang dilakukan antara lain adalah penentuan jenis litologi, facies dan lingkungan pengendapan, kandungan fluida, serta yang terakhir adalah penentuan zona reservoir.

Penentuan jenis litologi dilakukan pertama kali dalam melakukan analisa data log sumur. Jenis litologi yg mempunyai nilai *Gamma Ray* bersifat permeable lah yang di jadikan penentuan awal lapisan reservoir.

Log *Resistivity*, *Neutron* dan *Density* dicocokkan dengan lapisan yang bersifat permeable. Nilai Log *Resistivity* yang besar mengindikasikan kandungan fluida pada lapisan batuan memiliki kemampuan menghantarkan listrik kecil (konduktor), begitu juga sebaliknya. Bentuk separasi antara log *Neutron* dengan log *Density* juga sangat berpengaruh. Separasi yang dimaksud adalah apabila defleksi log *Neutron* berada di

sebelah kanan daripada defleksi log *Densitas*. Kandungan fluida dapat dibagi menjadi 3 yaitu air, minyak atau gas. Fluida berupa air, apabila nilai defleksi kurva log *Resistivity* kecil, bentuk separasi dari kurva log *Neutron* dengan log *Density* tidak beraturan atau sempit serta terkadang kedudukan log *Neutron* berada di sebelah kiri dari log *Densitas*. Fluida berupa minyak, apabila nilai defleksi kurva log *Resistivity* besar dari nilai fluida air, bentuk separasi dari kurva log *Neutron* dengan log *Density* tidak beraturan dari sempit sampai sedang. Fluida berupa gas, apabila nilai defleksi kurva log *Resistivity* sangat besar atau lebih besar dari nilai fluida minyak, bentuk separasi dari kurva log *Neutron* dengan log *Density* tidak beraturan dari besar terkadang berbentuk seperti kupu - kupu.

Pada sumur MAC-26 lapisan reservoir pada kisaran kedalaman -742 mdpl sampai -754 mdpl (kisaran ketebalan 12 meter) di interpretasikan sebagai batupasir karena nilai dari log *Gamma Ray* yang kecil dengan kisaran nilai 48,76–82,88 gAPI. Pada sumur MAC-27 lapisan reservoir pada kisaran kedalaman -745 mdpl sampai -762 mdpl (kisaran ketebalan 17 meter) di interpretasikan sebagai batupasir karena nilai dari log *Gamma Ray* yang kecil dengan kisaran nilai 64,03 – 89,39 gAPI. Dapat disimpulkan bahwa lapisan reservoir sumur MAC-26 dan MAC-27 terdapat pada kisaran kedalaman -742 mdpl sampai -762 mdpl (kisaran ketebalan 10 – 20 meter) yang di interpretasikan sebagai batupasir dengan kisaran nilai dari log *Gamma Ray* 48,76–89,39 gAPI.

Pada sumur MAC-26 lapisan reservoir di interpretasikan sebagai facies *Crevasse Splay* dengan lingkungan pengendapan *Lower Delta Plain*, yang terletak pada sequence boundary 1 pada system tract LST (Low System Tract). Pada sumur MAC-27 lapisan reservoir di interpretasikan sebagai facies *Distributary Channel* dengan lingkungan pengendapan *Lower Delta Plain*, yang terletak pada sequence boundary 1 pada system tract LST (Low System Tract).Dapat disimpulkan bahwa lapisan reservoir memiliki facies *Crevasse Splay* dan *Distributary Channel*

dengan lingkungan pengendapan *LowerDelta Plain*, yang terletak pada sequence boundary 1 pada system tract LST (Low System Tract).

Pada sumur MAC-26 lapisan reservoir diinterpretasikan sebagai fluida minyak dan air, karena nilai defleksi kurva log *Resistivity* sama sampai lebih besar dari nilai fluida air, bentuk separasi dari kurva log *Neutron* dengan log *Density* tidak beraturan atau sempit. Pada sumur MAC-27 lapisan reservoir diinterpretasikan sebagai fluida minyak, karena nilai defleksi kurva log *Resistivity* besar dari nilai fluida air, bentuk separasi dari kurva log *Neutron* dengan log *Density* tidak beraturan dari sempit sampai sedang.

Korelasi yang dilakukan ada dua yaitu korelasi struktur dan korelasi stratigrafi. Korelasi ini saling berkaitan dan hasil dari korelasi struktur dan stratigrafi dapat di jadikan peta bawah permukaan yang sangat berkaitan dengan sub bab berikutnya.

Korelasi struktur dilakukan bertujuan untuk mengetahui kondisi struktur bawah permukaan dimana diawali dengan menentukan *marker* yang nantinya akan digunakan sebagai bidang kesamaan waktu / umur pengendapan dalam penarikan kesamaan litologi dari interpretasi pola kurva log. Marker yang digunakan adalah marker batubara sebagai penunjuk adanya *flooding surface*. Penentuan lapisan yang sama dapat dilihat dari pola defleksi dari log *Gamma Ray*. Adanya perubahan – perubahan defleksi dari log ini merupakan penciri pada tiap – tiap di lapisan di masing – masing sumur.

Pada korelasi struktur ini datum yang digunakan berupa kedalaman terukur vertikal sebenarnya (TVDS) dalam satuan meter yang sebelumnya telah di samakan dengan sumur – sumur lainnya. Selanjutnya pada daerah penelitian ditampilkan penampang korelasi struktur, dimana arah korelasi yang ditampilkan adalah dengan arah relatif Utara – Selatan (U - S) berjumlah 2 sumur dimulai dari sumur MAC-26 dan sumur MAC-27.

Bentukan struktur bawah permukaan yang terlihat pada korelasi struktur mencerminkan keadaan struktur yang ada sekarang ini. Hasil dari korelasi struktur sumur pada lapisan reservoir Formasi Balikpapan, Lapangan “AJIW”, Cekungan Kutai memiliki morfologi berupa tinggian pada bagian baratdaya. Hasil yang didapat dari korelasi struktur ini nantinya dapat digunakan sebagai data penunjang dalam menganalisa peta struktur kedalaman.

Korelasi dilakukan bertujuan untuk mengetahui arah dan geometri sedimentasi dari lapisan reservoir MAC-26 dan reservoir MAC-27 yang diawali menentukan *marker* yang nantinya akan digunakan sebagai bidang kesamaan waktu / umur pengendapan dalam penarikan kesamaan litologi dari interpretasi pola kurva log. Marker yang digunakan adalah marker batubara sebagai penunjuk adanya *flooding surface*. Penentuan lapisan yang sama dapat dilihat dari pola defleksi dari log *Gamma Ray*. Adanya perubahan – perubahan defleksi dari log ini merupakan penciri pada tiap – tiap di lapisan di masing – masing sumur.

Selanjutnya pada daerah penelitian ditampilkan penampang korelasi stratigrafi yang berjumlah 1 mengacu pada ada dua lapisan reservoir yaitu lapisan reservoir MAC-26 dan reservoir MAC-27, dimana arah korelasi yang ditampilkan adalah dengan arah relatif Utara – Selatan (U - S) berjumlah 10 sumur dimulai dari sumur MAC-26 dan sumur MAC-27.

Hasil dari korelasi struktur sumur pada lapisan reservoir Formasi Balikpapan, Lapangan “AJIW”, Cekungan Kutai diketahui bahwa masing – masing reservoir memiliki ketebalan yang beragam dimana pada bagian Barat lapisannya tebal dan semakin ke arah timur semakin menipis. Dapat diinterpretasikan bahwa arah sedimentasi dari yang tebal yaitu dari Barat menipis ke arah Timur.

BAB VI

KESIMPULAN

Dari hasil pengolahan dan analisis data pada sumur MAC-26 dan MAC-27, Formasi Balikpapan, Lapangan “AJIW” ,Cekungan Kutai didapatkan kesimpulan sebagai berikut :

1. Litologi pada sumur MAC-26 dan MAC-27 tersusun atas litologi batu pasir, batu lempung dan batu bara
2. Lingkungan pengendapan pada sumur MAC-26 dan MAC-27 adalah *Lower Delta Plain*, dengan fasies nya adalah *Distributary Channel* dan *Crevasse Splay*.
3. Berdasarkan analisis kuantitatif pada sumur MAC-26 dan MAC-27, Formasi Balikpapan, Lapangan“AJIW”dapat disimpulkan memiliki nilai porositas 0,23 -0,24 dan nilai saturasi air 0,67-0,77, yang merupakan zona Hidrocarbon.
4. Pada pada sumur MAC-26 dan MAC-27 peneliti menentukan batas OWC (*Oil Water Contact*), yaitu batas berada pada kedalaman -756 mdpl di sumur MAC-27.

DAFTAR PUSTAKA

- Allen, G.P., Laurier, D., Thouvenin, J.M., 1976, *Sediment Distribution Pattern In The Modern Mahakam Delta*, Indonesian Petroleum Association, Proceedings 5th Annual Convention Jakarta, p 159-178.
- Allen, G.P., 1994. Concept and application of sequence stratigraphy to siliclastic fluvial and shelf deposits. Total Scientific and Technical Centre, Saint-Remy les Chevreuse, Paris., p:4;32-33
- Allen, G.P. & Chamber, J.L.C, 1998, Sedimentation in The Modern and Miocene Mahakam Delta, Queensland University of Technology, Brisbane, Australia.
- Asquith, G.B. and Gibson, C.R. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologist*, AAPG, Tulsa.
- Biantoro, E., Muritno, B.P., Mamuaya, J.M.B., 1992, Inversion Faults As The Major Structural Control In The Northern Part Of The Kutai Basin, East Kalimantan, Proceedings of 21st Annual Convention of Indonesian Petroleum Association
- Billman, H.G. & L.Witoelar Kartaadipura (1974), Late Tertiary biostratigraphic zonation, Kutei Basin, offshore East Kalimantan. Proc. 3rd. Ann. Conv. Indon. Petrol. Assoc., p. 301 -310

- Boggs, Sam, J.R., 2006. *Principles of Sedimentology and Stratigraphy (Fourth Edition)*. University of Oregon, Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey.
- Denison, Christopher N., 2000, *Reservoir Stratigraphy (Reservoir Architecture, Facies Distribution And Sequence Stratigraphic Framework)*, PT.CPI.
- Emery, D. and K. J. Myers, 1996. *Sequence Stratigraphy*. BP Exploration, Stockley Park, Uxbridge, London.
- Galloway, William, E. 1989. *Genetic Stratigraphic Sequences in Basin Analysis I: Architecture and Genesis of Flooding-Surface Bounded*. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin.
- Geology Division Of EMP SEMBERAH, 2004, *Semberah Group Geological Review*, PT Semberani Persada Oil (SEMCO), Jakarta
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Service.\
- Hall, R. 2009. *Hydrocarbon basins in SE Asia : understanding why they are there*. *Petroleum Geoscience*, Royal Holloway University of London.
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. ITB, Bandung.
- Kendall, CG.ST.C. 2003. *Sequence Stratigraphy - Basic*. PowerPoint of Sequence Stratigraphy - Introduction, Fall 2007.
- Leupold, W. and van de Vlerk, I.M., 1931. The Tertiary, *Leidsche Geologische ededelingen*, 5, p. 611-648
- Marks, E., Sujatmiko, Samuel, L., Dhanutirto. H., Ismoyowati, T., Sidik, B., 1982, *Cenozoic Stratigraphic Nomenclature in East Kutai Basin, Kalimantan*, Proceedings of the 11th Indonesian Petroleum Association, Jakarta., p:149-160

- McClay, K. R., T. Dooley, and G. Lewis, 1998, Analogue modelling of progradational delta systems: *Geology*, v. 29, no. 9, p. 771-774.
- Mora S., Gardini Marco, Kusumanegara Yohan & Wiwoko Agung, 2001, *Modern Ancient Deltaic Deposits and Petroleum System of Mahakam Area*. Proceeding Indonesia Petroleum Association, Total E & P Indonesia.
- Moss, S.J., Chambers, J.L.C., 1998, *Tertiary Facies Architecture In The Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia*, *Journal of Asian Earth Sciences*.
- Moss, S.J., Chambers, J.L.C., 1999. *Depositional Modelling and Facies Architecture of Rift and Inversion Episode in Kutei Basin, Kalimantan, Indonesia.*, Proceedings of the 27th Indonesian Petroleum Association, Jakarta, p:1-6; 11
- Paterson, D.W., Bachtiar, A., Bates, J.A., Moon, J.A., Surdam, R.C., 1997. *Petroleum System of the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia*, Petroleum System of SE Asia Australia Conference, May 1997. Proceedings Indonesia Petroleum Association, Jakarta., p:711-713
- Posamentier, H. W. and G. P. Allen, 1999, *Siliclastic Sequence Stratigraphy : Concepts and Applications*, Indonesian Sedimentologists Forum
- Rose & Hartono., 1978, *Modern, Ancient Deltaic Deposits and Petroleum System Of Mahakam Area*.
- Rider, Malcolm, 1996, *The Geological Interpretation of Well Logs*, Whittles Publishing, Scotland.

- Satyana, A.H., Nugroho, D., Surantoko, I., 1999. *Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutei, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia : major dissimilarities in adjoining basins*. *Journal of Asian Earth Sciences* 17. p;
- Schlumberger, 1986, *Log Interpretation Charts*, Schlumberger Well Service, Jakarta.
- Selley, R.C., 1985. *Ancient Sedimentary Environment and Their Subsurface Diagnosis 3rd edition*, Cornell University Press, Ithaca; New York.
- Supriatna, S., Sudrajat, A., Abidin, H.Z., 1995. *Geological Map of the Muara Tewe Quadrangle, Kalimantan*, Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Van de Weerd, A., and Armin R.A., 1992. *Origin and Evolution of the Tertiary Hydrocarbon Bearing Basins in Kalimantan (Borneo), Indonesia*. *AAPG Bulletin*, 76 (11).
- Van Wagoner, J.C., Mitchum, R.M., dkk, 1990, *Siliclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops*, USA, The American Association Of Petroleum Geologists.
- Walker, RG. James NP., 1992. *Facies Models Response to Sea Level Change*: Geological Assosiation of Canada.
- _____.2011.Buku Panduan Praktikum Geologi Minyak dan Gas Bumi.Laboratorium Geologi Migas UPN "Veteran" : Yogyakarta.

DAFTAR LAMPIRAN

1. Lampiran 1. Korelasi Struktur
2. Lampiran 2. Korelasi Stratigrafi
3. Lampiran 3. Peta Sebaran Porositas
4. Lampiran 4. Peta Sebaran Saturasi Air