

**EVALUASI PETROFISIK BERDASARKAN DATA
WELL LOGGING PADA LAPISAN “Z”, LAPANGAN
“X” DAN FORMASI “Y” CEKUNGAN SUMATRA
TENGAH**

Tugas Akhir

Oleh:

ABILL AKEGA FADA

153610014

PRODI TEKNIK GEOLOGI FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

**EVALUASI PETROFISIK BERDASARKAN DATA
WELL LOGGING PADA LAPISAN “Z”, LAPANGAN
“X” DAN FORMASI “Y” CEKUNGAN SUMATRA
TENGAH**

Tugas Akhir



Oleh:

ABILL AKEGA FADA

153610014

**PRODI TEKNIK GEOLOGI FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2021

HALAMAN PENGESAHAN

JUDUL : EVALUASI PETROFISIK BERDASARKAN DATA WELL
LOGGING PADA LAPISAN "Z", LAPANGAN "X" DAN
FORMASI "Y" CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

PENYUSUN : ABILLAKEGA FADA

153610014

Telah disetujui dan disahkan sebagai Laporan Tugas Akhir

Pekanbaru, 2 November 2021

Menyetujui

Pembimbing


Budi Prayitno. ST. MT

NIDN. 1010118403

Mengetahui

Ketua Prodi Teknik Geologi


Budi Prayitno. ST. MT

NIDN. 1010118403

HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN PENELITIAN

Dengan ini saya menyatakan :

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

Pekanbaru, 22 Oktober 2021

Penulis



Abill Akca Fada
153610014

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai sivitas akademik Universitas Islam Riau, Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Abill Akega Fada

NPM : 153610014

Program Studi : Teknik Geologi

Fakultas : Teknik

Jenis Karya : Skripsi

Menyetujui untuk memberikan Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalti Free Right*) kepada Universitas Islam Riau demi kepentingan pengembangan ilmu pengetahuan atas karya ilmiah saya yang berjudul: **EVALUASI PETROFISIK BERDASARKAN DATA WELL LOGGING PADA LAPISAN "Z", LAPANGAN "X" DAN FORMASI "Y" CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak tersebut maka Universitas Islam Riau berhak menyimpan, mengalih mediakan/format, mengelola dalam bentuk pangkalan data, merawat dan mempublikasikan karya ilmiah saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta. Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Pekanbaru, 22 Oktober 2021

Yang Menyatakan,



Abill Akega Fada

EVALUASI PETROFISIK BERDASARKAN DATA WELL LOGGING PADA LAPISAN “Z”, LAPANGAN “X” DAN FORMASI “Y” CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

ABILL AKEGA FADA

Program Studi Teknik Geologi

SARI

Cekungan Sumatera Tengah memiliki luas sekitar 103.500 Km². Cekungan Sumatera Tengah diipisahkan dari Cekungan Sumatera Utara oleh Tinggian Asahan, sedangkan di bagian selatannya dipisahkan oleh Pegunungan Tigapuluh. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui analisis Kualitatif dan Kuantitatif data *Well* berdasarkan pendekatan Petrofisika dan mengetahui permodelan dan penyebaran peta Volume shale, Porositas, Saturasi Water pada *Well* daerah penelitian. Manifestasi permukaan satuan formasi batuan yang melewati daerah penelitian dari tua ke muda meliputi formasi minas endapan permukaan tua dan endapan permukaan muda. Metode yang digunakan dalam pengerjaan data penilaian formasi ini dengan menggunakan metode deskriptif. Metode deskriptif adalah menjelaskan data-data yang digunakan kemudia dilakukan analisis terhadap data-data tersebut. Untuk mencapai metode tersebut dilakukan beberapa tahapan yaitu tahapan penelitian, tahapan studi pustaka, dan tahapan pengumpulan data. Lapangan KEGA memiliki 10 (sepuluh) sumur dengan penamaan KEGA 1, Kega 2, dan seterusnya. Dalam melakukan analisis geologi dan petrofisika dilakukan berdasarkan pola dari gambaran data kurva log pemboran yang dihasilkan.

Kata Kunci : Kualitatif dan kuantitatif, Analisa Petrofisika, *Well*

**EVALUASI PETROFISIK BERDASARKAN DATA WELL LOGGING PADA
LAPISAN “Z”, LAPANGAN “X” DAN FORMASI “Y” CEKUNGAN
SUMATRA TENGAH**

ABILL AKEGA FADA

Geological Engineering Study

ABSTRACT

The Central Sumatra Basin has an area of about 103,500 Km². The Central Sumatra Basin is separated from the North Sumatra Basin by the Asahan Highlands, while in the southern part it is separated by the Tigapuluh Mountains. This research was conducted to determine the qualitative and quantitative analysis of Well data based on the Petrophysical approach and to determine the modeling and distribution of shale Volume, Porosity, Water Saturation maps in the Well research area. Surface manifestations of rock formation units that pass through the study area from old to young include minas formations of old surface deposits and young surface deposits. The method used in working on this formation assessment data is descriptive method. Descriptive method is to explain the data used and then analyze the data. To achieve this method, several stages were carried out, namely the research stage, the literature study stage, and the data collection stage. KEGA field has 10 (ten) wells with the names KEGA 1, Kega 2, and so on. In conducting geological and petrophysical analysis, it is carried out based on the pattern from the resulting drilling log curve data description.

Keywords : Qualitative and quantitative, Petrophysical Analysis, Well

KATA PENGANTAR

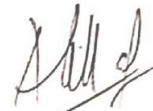
Puji dan syukur kehadiran Allah SWT karena berkat rahmat dan hidayah-Nyalah proposal ini dapat diselesaikan tepat pada waktunya. Proposal Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu syarat kelulusan di Program Studi Teknik Geologi, Universitas Islam Riau.

Penulis mengucapkan terimakasih kepada pihak yang telah membantu dalam pembuatan proposal ini, diantaranya:

1. Kepada kedua orang tua penulis yang selalu memberikan dukungan dan doanya.
2. Kepada dosen pembimbing Bapak Budi Prayitno. ST. MT yang telah membimbing penulis untuk menyelesaikan proposal ini.
3. Kepada Rektor UIR, Dekan Fakultas Teknik, Ketua Prodi Geologi, Sekjur Geologi dan seluruh Dosen Teknik Geologi.
4. Kepada Agung DW, kak sinta, FebyNur yang tidak bosan mengingatkan saya dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
5. Kepada Rekan-rekan yang telah membantu saya menyelesaikan Tugas Akhir ini salah satunya Mahasiswa Angkatan 15, Meyola, Wenika, Alfahmi, Veridaus, Caca, Mifta, Irham, Harlan, Ferdy Frederich, Rhesa Jamin, Uwi, teman-teman di Pangkalan dan juga rekan-rekan yang belum disebutkan namanya yang telah memberi Support kepada saya.

Penulis menyadari bahwa tak ada gading yang tak retak. Masih banyak kekurangan dalam penulisan laporan ini. Maka dari itu, penulis mohon kritik dan saran yang membangun guna perbaikan di masa yang akan datang.

Pekanbaru, 22 Oktober 2021



ABILL AKEGA FADA

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
HALAMAN PERNYATAAN KEASLIAN PENELITIAN	ii
HALAMAN PESETUJUAN PUBLIKASI	iii
SARI	iv
KATA PENGANTAR	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	x
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian.....	2
1.4. Manfaat Penelitian	2
1.5. Batasan Masalah	3
1.6. Lokasi Penelitian.....	3
1.7. Waktu Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Fisiografi Regional.....	5
2.2 Geologi Regional	6
2.3 Stratigrafi Regional.....	7
2.4 Struktur Geologi dan Tektonik Cekungan Sumatera Tengah	9
2.4.2 Petroleum Sistem	10
2.5 Teori Dasar.....	11
2.5.1 Analisa Log.....	11
2.5.2 Log Caliper	13
2.5.3 Log Radioaktif.....	13
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	19
3.1 Objek Penelitian.....	19

3.2 Peralatan Penelitian.....	19
3.3 Metode Penelitian	19
3.4.1 Tahapan Penelitian.....	20
3.4.2 Tahap Analisa dan Interpretasi Data	20
3.4 Alur Penelitian	31
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	33
4.1 Ketersediaan Data	33
4.2 Analisa Data Sumur	34
4.2.1 Analisis Kualitatif	34
4.2.2 Analisis Kualitatif Sumur.....	40
4.3 Peta Penyebaran Petrofisik.....	49
4.3.1 Peta Vshale.....	49
4.3.2 Peta Porositas	50
4.3.3 Peta Saturasi Air	50
4.3.4 Peta Korelasi Porositas terhadap Sebaran Fasies.....	52
4.3.5 Peta Net to Gross	53
4.3.6 Peta Top Struktur Formasi Bekasap	54
4.3.7 Volumetrik / Cadangan Deterministik	55
BAB V PENUTUP.....	56
5.1 Kesimpulan	56
5.2 Saran.....	57
DAFTAR PUSTAKA.....	58

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Hal
2.1 Fisiografi Cekungan Sumatera Tengah	5
2.2 Peta Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah	7
2.3 Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah	8
2.4 Evolusi Cekungan Sumatera Tengah	10
2.5 Skema Modern Wireline Logging.....	12
2.6 Respon Log Caliper.....	13
2.7 Respon Log Gamma Ray	14
2.8 Respon Log Density	15
2.9 Respon Log Neutron	16
2.10 Respon Log Spontaneous Potensial	17
3.1 Grafik Picket Plot.....	29
3.2 Bagan Alir Penelitian	32
4.1 Sebaran Sumur Daerah Penelitian	33
4.2 Korelasi Sikuen Stratigrafi pada Daerah Penelitian.....	36
4.3 Korelasi Sebaran Fasies pada Daerah Penelitian	37
4.4 Penentuan Konta Fluida berdasarkan Sumur Referensi KEGA-05	38
4.5 Penentuan Kontak Fluida Minyak dan Air	39
4.6 Data Input/Parameter Log-conditioning	40
4.7 Kurva Log Gamma Ray Sumur Kega 1	41
4.8 Penentuan Parameter Densitas Matrik	43
4.9 Parameter Input dan Output Menggunakan Modul Batamen-Konen	44
4.10 Grafik Picket Plot RW	47
4.11 Zona Waktu Bearing	47
4.12 Peta Sebaran Vshale	49
4.13 Peta Sebaran Porositas	50
4.14 Peta Sebaran SW	51
4.15 Peta Sebrana vs Fasies Pie Chart	52

4.16 Peta Net to Gross.....	53
4.17 Peta Struktur Kedalaman Top Formasi	54

DAFTAR TABEL

Tabel	Hal
1.1 Jadwal Kegiatan Tugas Akhir	4
3.1 Klasifikasi Pemerian Porositas.....	26
3.2 Densitas Matriks	26
3.3 Densitas Fluida.....	27
4.1 List Data Sumur Lapangan KEGA	34
4.2 Hasil Perhitungan Vshale.....	42
4.3 Hasil Perhitungan Porositas	46
4.4 Hasil Perhitungan Saturasi Air dan hidrokarbon	48
4.5 Hasil Analisa Net to Gross.....	53
4.6 Nilai Cadangan Lapangan KEGA.....	55

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cekungan Sumatera Tengah memiliki luas sekitar 103.500 Km². Cekungan Sumatera Tengah dipisahkan dari Cekungan Sumatera Utara oleh Tinggian Asahan, sedangkan di bagian selatannya dipisahkan dari Cekungan Sumatera Selatan oleh Pegunungan Tigapuluh. Pada Cekungan Sumatera Tengah Terdapat kelompok Sihapas yang termasuk didalamnya Formasi Bekasap, fokus pada penelitian ini adalah Formasi Bekasap. Formasi Bekasap mempunyai kisaran umur Miosen Awal. Litologi penyusun berupa batupasir dengan kandungan glaukonit di bagian atasnya serta sisipan serpih, batu gamping tipis dan lapisan tipis batubara. Oleh karena itu diperlukan suatu penelitian untuk karakterisasi suatu reservoir, salah satunya dengan analisa data log.

Metode petrofisika sangat berperan penting untuk karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir pada analisis petrofisika dilakukan dengan mempelajari litologi, porositas, saturasi air, dan permeabilitas lapisan batuan di bawah permukaan. Penentuan litologi melalui identifikasi log gamma ray bertujuan untuk membedakan lapisan permeabel atau bukan. Log densitas dan log neutron dapat digunakan untuk menghitung porositas lapisan batuan, dan log resistivitas digunakan untuk mencari saturasi air lapisan batuan. Dengan menganalisis keempat parameter tersebut kita dapat menentukan daerah reservoir pada suatu formasi. Hasil akhirnya adalah pendeskripsian zona reservoir berdasarkan zona gross reservoir dan net reservoir dalam suatu formasi.

Dalam rangka peningkatan hasil pengembangan tersebut, dibutuhkan interpretasi bawah permukaan dengan menggunakan data log melalui pendekatan petrofisika yang dikombinasikan dengan pengembangan ilmu geologi agar komponen petroleum system yang menjadi fokus penelitian pada tulisan ini, yaitu batuan reservoir yang berasal dari Formasi “Y”, Cekungan Sumatra Tengah untuk Evaluasi perhitungan petrofisik ini agar mendapat pemodelan , penyebaran well dan juga dapat menentukan zona prospek hingga cadangan minyak pada daerah penelitian.

1.2 Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah yang menjadi batasan masalah dalam pembahasan penelitian penulis, yaitu :

1. Bagaimanakah analisis Kuantitatif dan Kualitatif data *well* berdasarkan pendekatan Petrofisika ?
2. Bagaimanakah pemodelan dan penyebaran peta atribut system petroleum berdasarkan pendekatan petrofisika ?
3. Bagaimanakah penentuan dan perhitungan zona prospek daerah penelitian ?

1.3 Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dari pelaksanaan penelitian ini adalah untuk memenuhi salah satu persyaratan kurikulum Program Strata 1 (S-1) pada Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

Tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Mengetahui karakteristik data kualitatif dan kuantitatif data *well* daerah penelitian
2. Untuk mengetahui pemodelan dan penyebaran peta Volume shale, Porositas, Saturasi Water pada *well* daerah penelitian.
3. Untuk mengetahui zona prospek dan cadangan pada daerah penelitian.

1.4 Manfaat penelitian

Penelitian tugas akhir ini memiliki manfaat dibidang industri minyak dan gas bumi diantaranya sebagai berikut :

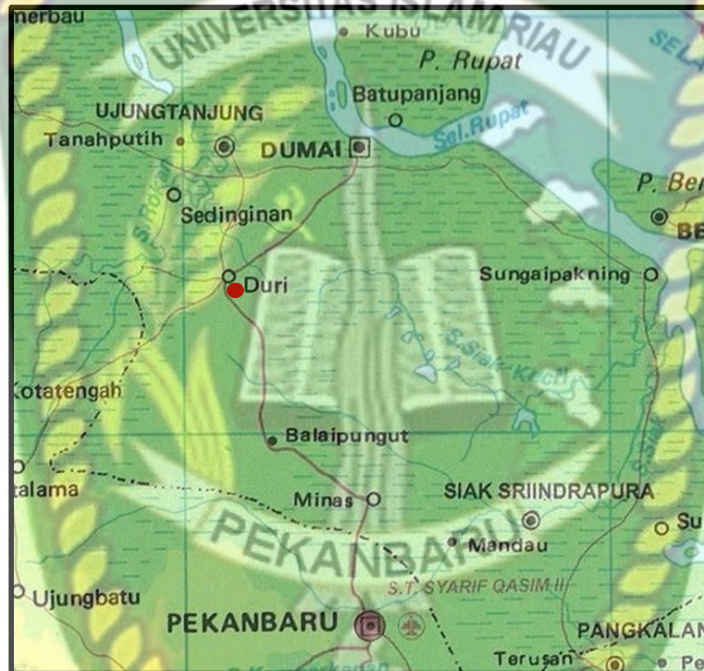
- } Bermanfaat bagi siswa/mahasiswa untuk menambah ilmu pengetahuan dalam bidang penelitian
- } Bermanfaat bagi pemerintah dalam hal pengambilan kebijakan eksplorasi
- } Bermanfaat bagi industri/perusahaan dalam melakukan eksplorasi lanjut

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah penelitian yaitu Evaluasi petrofisik berdasarkan data *Well Logging* pada lapisan “Z”, lapangan “X”, dan Formasi “Y” cekungan sumatera tengah.

1.6 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian berada pada lapangan KEGA daerah Duri Field



Peta Administrasi Provinsi Riau, lokasi penelitian terdapat pada daerah Duri Field, kecamatan Mandau, kabupaten bengkalis.

1.7 Waktu Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan mulai bulan 20 Desember 2020 sampai bulan Januari 2021 yang terdiri dari tahap persiapan, kajian pustaka, pengolahan data, penyusunan laporan dan penelitian ini diharapkan selesai pada akhir januari 2021

Tabel 1.1 Jadwal Kegiatan Tugas Akhir Secara Umum

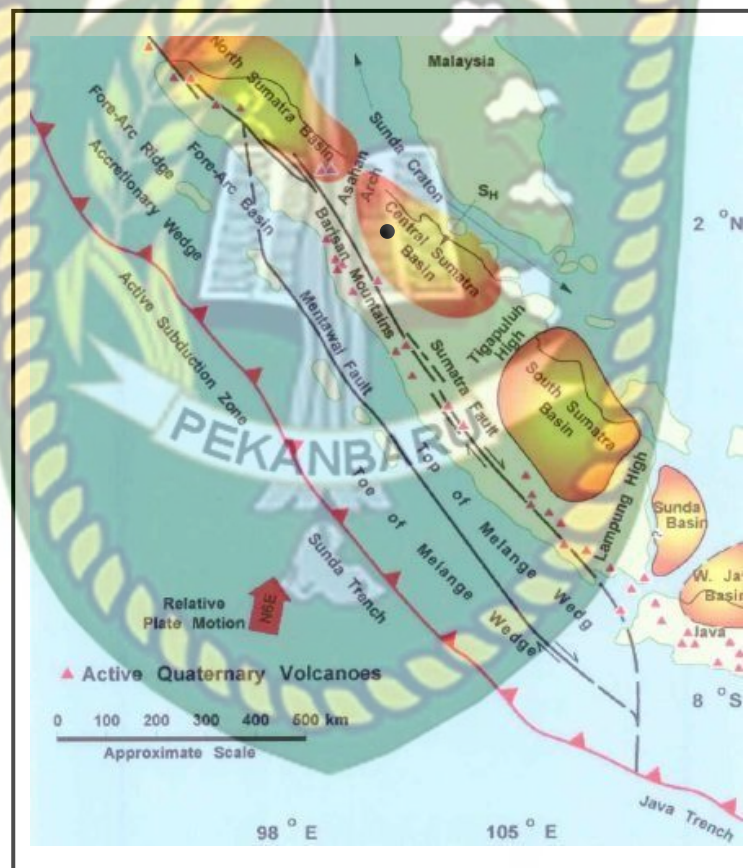
NO	KEGIATAN	2020				2021																																															
		DES				JAN				FEB				MAR				APR				MEI				JUN				JUL				AGTS				SEP				OKT				NOV				DES			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4												
1	Penerimaan Data dari Perusahaan																																																				
2	Proses Pengerjaan Data Perusahaan																																																				
3	Analisis Data Kualitatif																																																				
4	Pengolahan Data Kuantitatif																																																				
5	Penyelesaian Laporan																																																				
6	Revisi																																																				
7	Seminar Hasil																																																				

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Fisiografi Regional

Heidrick dan Aulia (1999) memaparkan bahwa Cekungan Sumatera Tengah secara fisiografi terletak di antara Cekungan Sumatera Utara dan Cekungan Sumatera Selatan yang dipisahkan oleh Tinggian Tigapuluh. Cekungan Sumatera Tengah dibatasi oleh Bukit Barisan di sebelah barat dan baratdaya, dibagian timur dibatasi oleh semenanjung Malaysia, dibagian utara dibatasi oleh Busur Asahan, dan dibagian tenggara oleh Tinggian Tigapuluh, namun batas bagian selatan tidak diketahui secara baik. (Gambar 2.1)



Gambar 2.1 Kerangka tektonik sumatera(Heidrick dan Aulia, 1993) **Lokasi Penelitian**

Kecamatan Mandau merupakan salah satu kecamatan yang termasuk dalam wilayah administrasi Kabupaten Bengkalis.

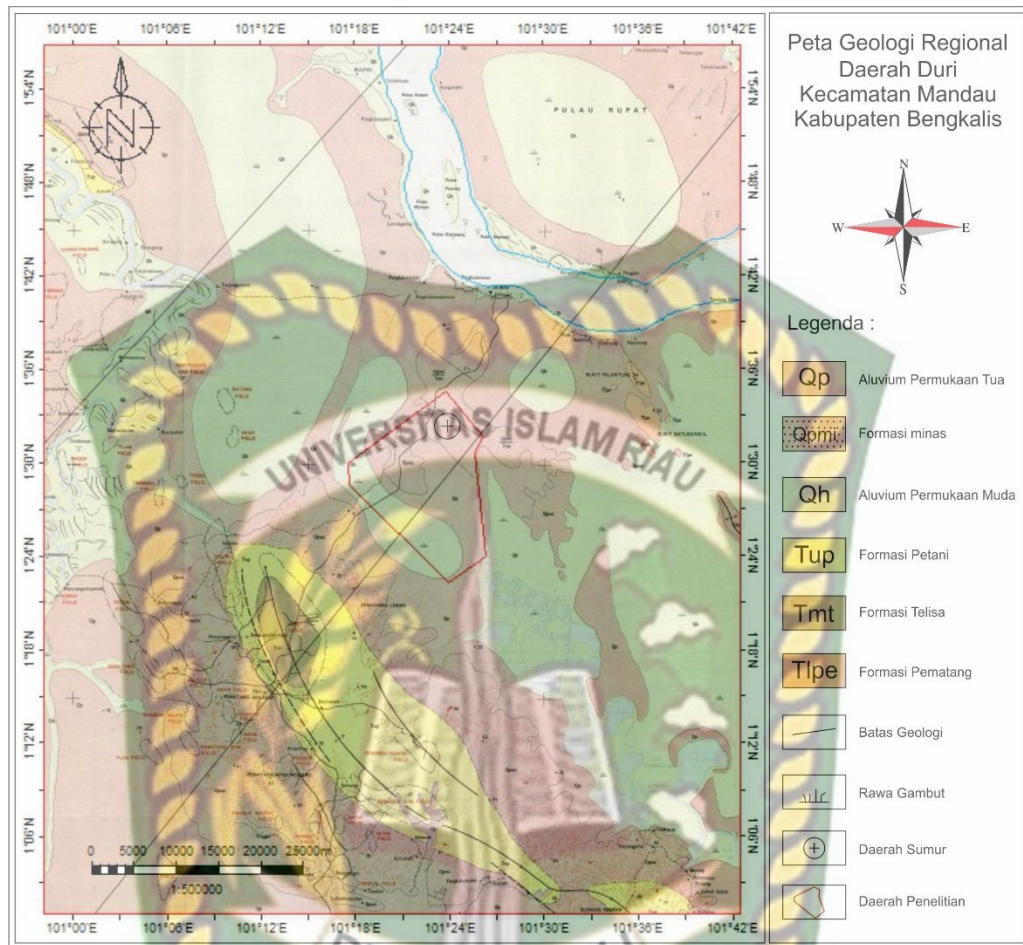
Kecamatan Mandau terbentang antara 0°56'12"LU- 1°28'17"LU dan 100°56'10" BT - 101°43'26" BT, dengan ibukotanya di Air Jamban dengan luas wilayah seluas 155 km^a.

Daerah penelitian terletak di daerah Duri kecamatan Mandau dengan karakteristik dataran . Dataran pada daerah penelitian digunakan sebagai lahan perkebunan sawit dan kebun karet, daerah penelitian memiliki lahan yang luas dan juga terdapat lahan rawa yang cukup bergambut. Elevasi pada daerah penelitian 47-113 m. kemiringan lereng pada daerah penelitian tergolong relatif landai antara 0-4 derajat. Sungai pada daerah penelitian merupakan sungai yang sudah memiliki stadia tua, hal ini tercermin dari penampang sungai yang sudah membentuk penampang U yang menandakan tingkat erosi lanjut sudah terhenti, namun proses pengendapan masih berlangsung. ciri yang lain adalah pola meandering yang dapat dilihat pada beberapa area. Pola sungai yang hadir merupakan pola dendritic. Struktur-struktur pada area penelitian tidak dapat teridentifikasi hal ini karena proses denudasional sudah membuat lapisan-lapisan batuan formasi pada area penelitian menjadi lapuk dan terekam dengan baik. Selain itu aktivitas manusia juga mengakibatkan kondisi geologi daerah penelitian sudah tertutup oleh endapan sedimen kuarter.

2.2 Geologi Regional

Manifestasi permukaan satuan formasi batuan yang melewati daerah penelitian dari tua ke muda meliputi formasi minas endapan permukaan tua dan endapan permukaan muda.

formasi yang menjadi pusat dalam penelitian ini tidak tersingkap diatas permukaan dari area penelitian. Namun secara tatanan sedimentology stratigrafi batuan penyusun formasi pada daerah penelitian dapat di korelasikan dengan kelompok sihapus yang terdiri dari mudstone, batulanau, dan batupasir. (Cameron, dkk., 1982

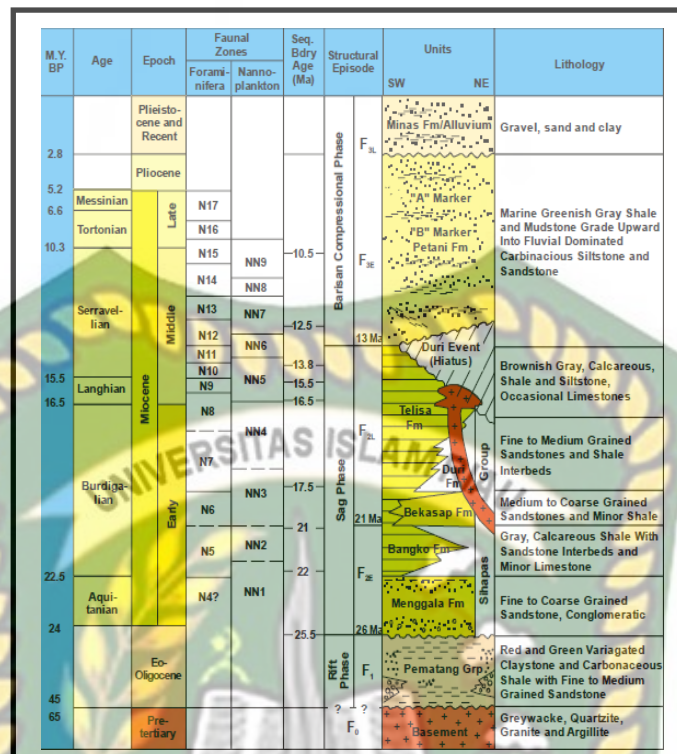


Gambar 2.2 Peta geologi regional

2.3 Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional didalam Cekungan Sumatera Tengah tersusun dari beberapa unit formasi dan kelompok batuan dari yang tua ke muda.

Stratigrafi Tersier di Cekungan Sumatera Tengah dari yang tua hingga paling muda adalah Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas (Formasi Menggala, Bangko, Besakap dan Duri), Formasi Telisa, Formasi Petani dan diakhiri oleh Formasi Minas.



Gambar 2.3 Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah
(Modifikasi dari Hedrick dan Aulia, 1993)

Kelompok Sihapas

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidakselaras diatas Kelompok Pematang. Unit-unit sedimen merupakan sekuen transgresif yang menyebabkan penenggelaman lingkungan pengendapan darat menjadi *fluvial-deltaic*. Kelompok Sihapas terbagi menjadi empat formasi yaitu: Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Duri.

- **Formasi Menggala**, merupakan formasi paling tua di Kelompok Sihapas, diperkirakan berumur Miosen Awal. Litologinya atas batupasir halus sampai kasar yang bersifat konglomeratan. Lingkungan pengendapannya berupa *Braided river* sampai *non-marine*
- **Formasi Bangko**, berumur sekitar Miosen Awal. Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Menggala. Litologinya berupa serpih abu-abu yang bersifat gampingan berselingan dengan batupasir halus sampai sedang. Lingkungan pengendapannya *open marin shelf*

- **Formasi Bekasap**, mempunyai kisaran umur Miosen Awal. Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Bangko. Litologi penyusunnya berupa batupasir dengan kandungan glaukonit di bagian atasnya serta sisipan serpih, batu gamping tipis dan lapisan tipis batubar. Lingkungan pengendapan dari *estuarine*, *intertidal*, *inner-neritic* sampai *middle/outer*.
- **Formasi Duri**, merupakan bagian teratas dari Kelompok Sihapas. Formasi Duri diendapkan secara selaras diatas Formasi Bekasap dan diperkirakan berumur Miosen Awal. Litologinya berupa batupasir berukuran halus sampai *medium* diselingi serpih dan sedikit batugamping. Lingkungan Pengendapan adalah *barrier bar complex* dan *delta front*.

2.4 Struktur Geologi dan Tektonik Cekungan Sumatera Tengah

Tektonik Cekungan Sumatera tengah dicirikan oleh blok-blok patahan dan *transcurrent faulting*, seperti pengangkatan, *gravity tectonic*, *gliding* dan lipatan kompresi. Sistem blok-blok patahan mempunyai orientasi penjajaran utara-selatan membentuk rangkain *hors* dan *graben* (Mertosono dan Nayoan, 1974).

Heidrick dan Aulia, 1993 menyatakan bahwa perkembangan struktur di Sumatera Tengah secara geometri dan kinematika dibagi menjadi 4 episode tektonik utama (**Gambar 2.2**) yang dinotasikan sebagai F0, F1, F2 dan F3.

- Episode Tektonik F0

Batuan dasar Pra-Tersier di Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari lempeng samudera dan lempeng benua. Pada Pra-Tersier terjadi deformasi pada *besement* yang menyebabkan adanya sesar yang berorientasi NW-SE dan NNW-SSE.

- Episode Tektonik F1

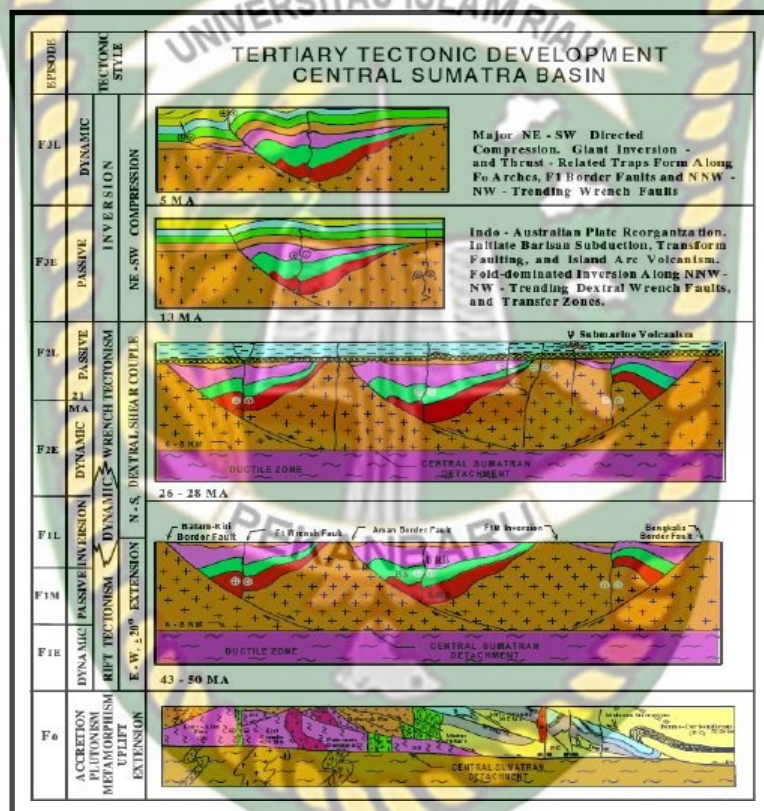
Episode tektonik F1 yang terjadi pada Eosen Awal-Oligosen Akhir mengawali perkembangan kerangka tektonik Tersier yang disebut juga fase *rifting*. Heidrick dan Aulia, 1993.

- Episode Tektonik F2

Fase ini berlangsung antara Akhir Oligosen- Miosen Tengah, fase ini disebut juga fase *saging*. Dilihat dari aktifitas tektonik, fase ini diawali dengan berhentinya aktivitas pembentukan struktur *rifting*.

- Episode Tektonik F3

Fase ini terjadi pada Akhir Miosen-Resent. Fase ini disebut juga fase kompresi. Pada fase ini terbentuk ketidakselarasan regional dan Formasi Petani dan Minas diendapkan tidakselaras diatas Kelompok Sihapas.



Gambar 2.4 Evolusi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

2.4.1 Landasan Teori

Teori dalam bab ini meliputi semua aspek hidrokarbon sebagai topik utama pembahasan penilaian formasi yang meliputi :

2.4.2 Petroleum Sistem

2.4.2.1 Batuan Sumber (Source Rock)

Endapan lakustrin pada fasies *Brown shale* kelompok Pematang dikenal

sebagai batuan induk penghasil hidrokarbon di Cekungan Sumatera Tengah. Dua fasies organik yang diidentifikasi pada formasi *Brown shale* adalah *algal-amorphous facies* (tipe I dan tipe I – II) dan *carbonaceous facies* (tipe III).

2.4.2.2 Reservoir dan Seal

Batuan reservoir pada Cekungan Sumatera Tengah merupakan batuan sedimen *post-rift*. Grup Sihapas merupakan kelompok batuan reservoir utama di Cekungan Sumatera Tengah. Grup Sihapas ini terdiri dari endapan *early post syn-rift*. Menggala, endapan fluvial transisi, endapan delta sihapas, dan endapan pasir marine Telisa. Selain dari Grup Sihapas, endapan pasir *syn-rift* dari formasi pematang juga menjadi reservoir target di Cekungan Sumatera Tengah.

2.4.2.3 Perangkap dan Batuan Penyekat

Rangkaian struktur di Cekungan Sumatera Tengah menjadi grup genetik F1, F2, dan F3. Grup genetik ini diklasifikasikan terhadap rezim struktur yang berkembang, secara regional dikontrol oleh sejumlah sesar mendatar arah utara – selatan, berupa *wrench fault*.

2.4.2.4 Trap dan Migrasi

Migrasi terjadi sepanjang retakan, sesar dan ketidakselarasan. Susunan keseluruhan struktur graben telah ditunjukkan oleh arah migrasi, baik primer maupun sekunder. Migrasi yang terjadi adalah hidrokarbon keluar dari sumber ke arah *flexural hinge* graben sepanjang garis tepi batas sesar.

2.5 Teori dasar

2.5.1 Analisa Log

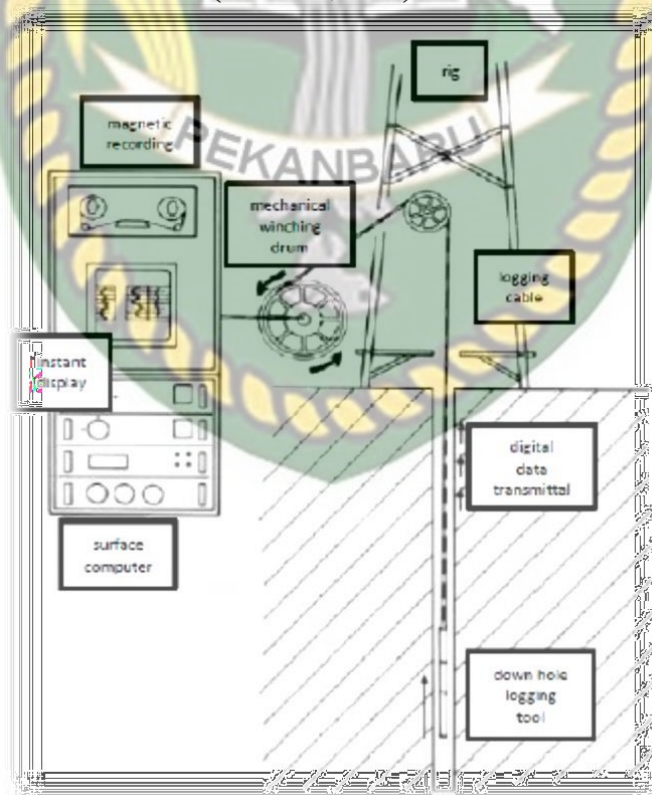
Log adalah suatu grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara kesinambungan di dalam sumur (Harsono, 1997).

Coring merupakan metode yang digunakan untuk mengambil batu inti (core) dari dalam lubang bor (Bateman, 1985). Coring penting untuk mengkalibrasi model petrofisik dan mendapat informasi yang tidak

diperoleh melalui log.

Petrofisika adalah salah satu cabang ilmu geofisika yang mempelajari sifat fisik batuan (Ahsanitaqwm, 2016). Sedangkan pengertian logging adalah mengumpulkan data bawah permukaan agar dapat digunakan untuk melakukan penilaian terhadap formasi yang meliputi zona reservoir, kandungan formasi (fluida), petrofisik reservoir dan tekanan bawah permukaan (Setyowiyoto dkk, 2002).

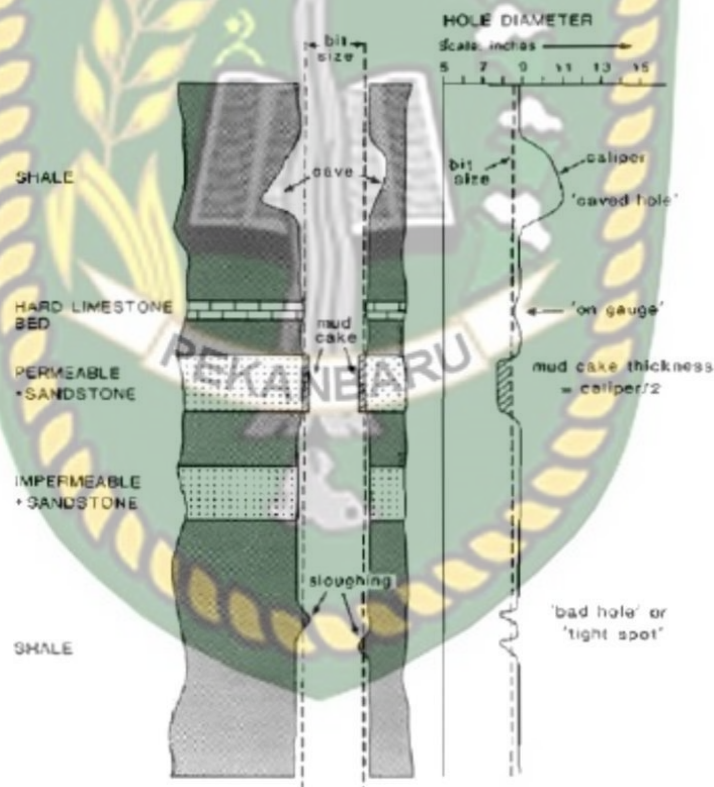
Evaluasi formasi adalah proses analisis ciri dan sifat fisik batuan di bawah permukaan dengan menggunakan hasil pengukuran lubang bor. Tujuan dari evaluasi formasi untuk mengidentifikasi reservoir dan memperkirakan cadangan hidrokarbon. Evaluasi formasi membutuhkan berbagai macam pengukuran dan analisis yang saling melengkapi satu sama lain. Pengukuran dan analisis yang saling melengkapi satu sama lain. Tujuan utama dari evaluasi formasi adalah untuk mengidentifikasi reservoir, memperkirakan cadangan hidrokarbon, dan memperkirakan perolehan hidrokarbon (Harsono, 1997).



Gambar 2.5 Skema modern wireline logging (Rider, 2002)

2.5.2 Log Capiler

Log caliper adalah salah satu log mekanik yang mengukur keadaan lubang bor untuk mengetahui zona washout, breakout dan lain lain. Pengukuran keadaan lubang bor ini dilakukan menggunakan alat caliper yang memiliki two-arm dan four-arm. Manfaat log caliper sangat banyak, yang paling utama adalah untuk menghitung volume lubang bor untuk menentukan volume semen pada operasi cementing, selain itu dapat berguna untuk pemilihan bagian gauge yang tepat untuk setting packer (misalnya operasi DST), untuk korelasi lithology karena log caliper dapat membedakan lapisan permeabel dengan lapisan consolidated (Lynch, 1962).



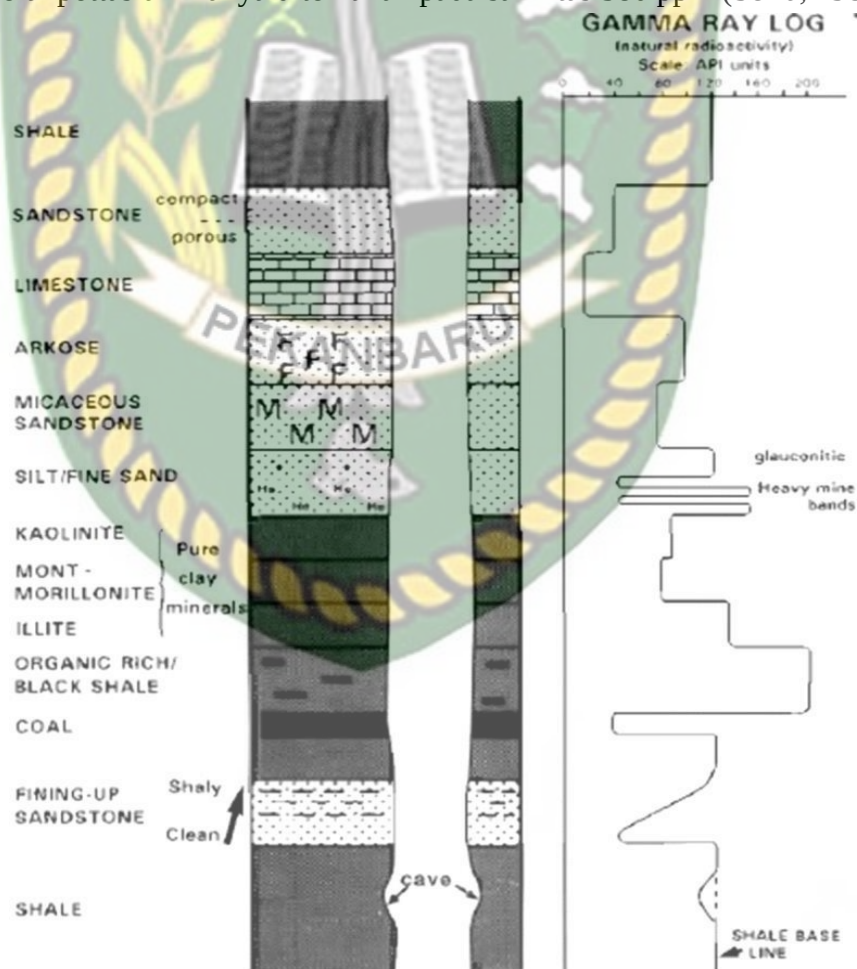
Gambar 2.6 Respon log caliper (Rider, 2002)

2.5.3 Log Radioaktif

Log yang menggunakan radioaktif dalam proses recording adapun log tersebut yaitu:

2.5.3.1 Log Gamma Ray

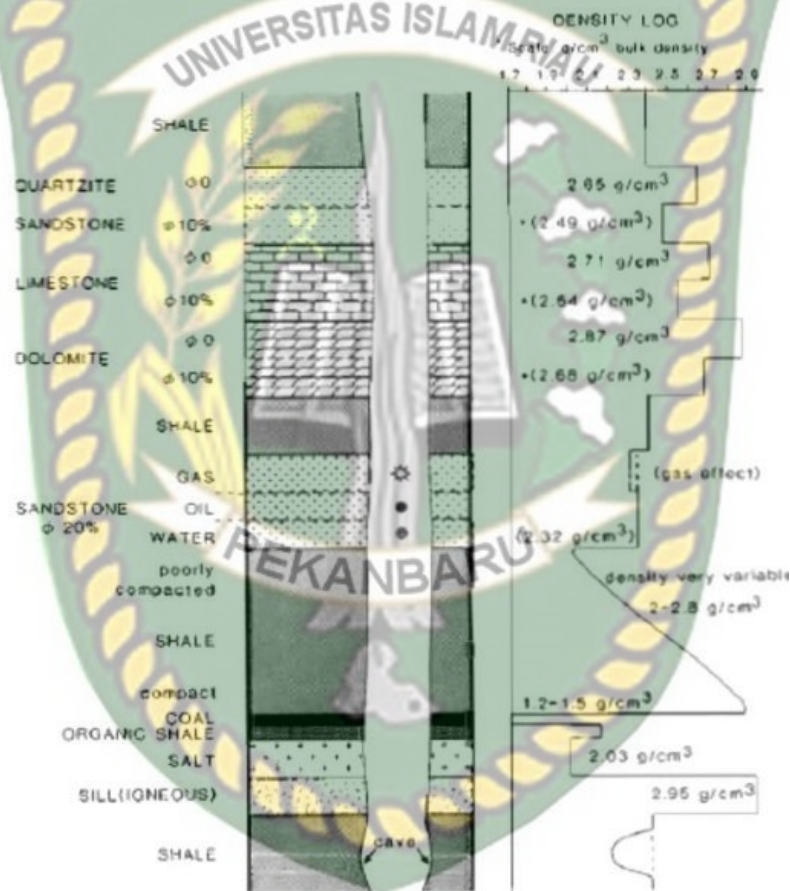
Log gamma ray adalah salah satu log radioaktif, alat log gamma ray mengukur natural emisi gamma ray dari subsurface. Log gamma ray ini bisa digunakan pada saat open hole maupun cased hole. Radioaktif yang direkam alat gamma ray ini adalah K (Potassium), Th (Thorium), dan U (Uranium) (Bateman, 1985). Alat logging ini juga bisa digunakan untuk mengestimasi Vsh (Volume Shale) pada suatu sumur dengan menggunakan natural gamma ray ataupun spectral gamma ray. Gamma ray juga dijadikan log untuk membedakan sandstone dan shale, karena alat ini mengukur kandungan radioaktif suatu formasi. Mineral radioaktif bisa juga ditemukan pada sandstone yang memiliki heavy minerals seperti pyrite, glauconite (Rider, 2002) maupun golongan mineral mica (biotite). Mineral pottasium hanya ditemukan pada salinitas 380 ppm (Serra, 1984).



Gambar 2.7 Respon log gamma ray (Rider, 2002)

2.5.3.2 Log Density

Log density adalah log yang mengukur bulk density formasi, ini juga termasuk matrix dan fluida yang terperangkap di dalam pori-pori. Secara kuantitatif log density digunakan untuk mengukur porositas (porosity) dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon (HC). Secara kualitatif log ini digunakan untuk menentukan lithology dan jenis mineral tertentu, log ini juga bisa digunakan untuk mengidentifikasi fracture pada formasi (Rider, 2002)

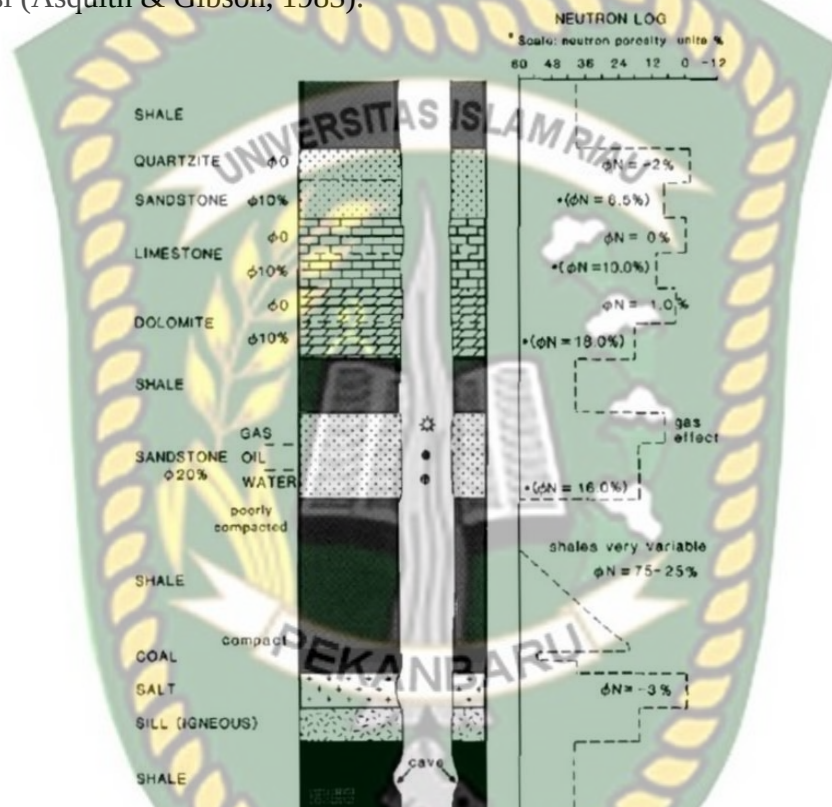


Gambar 2.8 Respon log density (Rider, 2002)

2.5.3.3 Log Neutron

Log Neutron merekam Hydrogen index (HI) dari formasi. HI merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam formasi. Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (Porosity Unit). Log neutron juga disebut sebagai log

porositas. Respon log neutron sangat tergantung pada lithology, spasi antara detector dan sumber yang terakhir adalah perbedaan tipe detector. Neutron log sumbernya dibuat dari campuran americium dan beryllium yang akan mengemisikan neutron. Setelah di emisikan neutron ke dalam formasi, neutron akan kehilangan energi sehingga kita bisa mengetahui kandungan hidrogen di dalam formasi tersebut. Sedangkan energi yang hilang itu adalah porositas formasi (Asquith & Gibson, 1983).



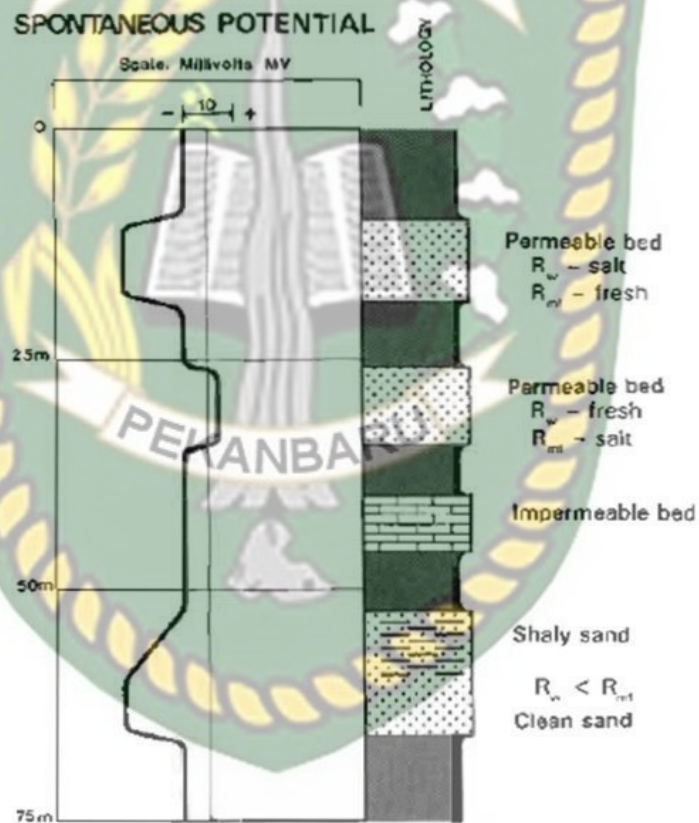
Gambar 2.9 Respon log neutron (Rider, 2002)

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

2.5.3.4 Log Spontaneous Potential (SP)

Log SP (Spontaneous Potential) adalah log yang mengukur perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dan sebuah elektroda yang ada pada lubang bor. Dalam pengukurannya ini log SP bisa digunakan untuk menentukan lapisan permeable, memberikan nilai R_w , dan mengestimasi kelempungan dari batuan reservoir (Dewan, 1983).

Satuan log SP ini adalah Mv. Log SP harus digunakan pada mud yang bersifat konduktif dan tidak bisa digunakan pada mud yang bersifat non-konduktif. *Hydrocarbon suppression* adalah pengurangan nilai SP yang lebih besar dari *shale base line* (Asquith & Gibson, 1983).



Gambar 2.10 Respon log spontaneous potensial (Rider, 2002)

2.5.3.5 Log Resistivity

Log resistivity adalah log yang mengukur tahanan jenis suatu formasi (Rider, 2002). Alat yang digunakan adalah resistivity tools, yang dibagi menjadi 2, yaitu induction logs dan laterolog. Satuan log ini adalah ohm-m. Tahanan jenis pada batuan memperlihatkan hubungan antara sifat kelistrikan pada batuan itu sendiri dengan porositas dan saturasi air. Dengan menggunakan tahanan jenis ini juga bisa disimpulkan bahwa daerah tersebut memiliki kehadiran hidrokarbon (Bassiouni, 1994).



BAB III

METODE PENELITIAN

3.1. Objek Penelitian

Dalam penelitian tugas akhir ini, yang menjadi sasaran objek penelitian adalah sebagai berikut :

- Mengetahui sifat fisik batuan reservoir berdasarkan data kualitatif dan kuantitatif pada daerah penelitian.
- Mengetahui permodelan dan penyebaran peta Vshale, Porositas dan Saturasi Air pada daerah penelitian.
- Mengetahui zona prospek dan cadangan pada daerah penelitian.

3.2. Peralatan Penelitian

Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah:

- Laptop
- Alat Tulis
- Data *Well Log*
- Software

3.3. Metode Penelitian

Metode yang digunakan dalam pengerjaan data Penilaian Formasi ini dengan menggunakan metode deskriptif, metode deskriptif adalah menjelaskan data – data yang digunakan kemudian dilakukan analisis terhadap data – data tersebut. Untuk mencapai metode tersebut dilakukan beberapa tahapan.

3.4.1. Tahapan Penelitian

Secara umum tahapan penelitian dibagi menjadi empat bagian yaitu tahapan pendahuluan, tahapan pengumpulan data, tahapan analisis, interpretasi, dan tahapan penyusunan laporan. Dimana tahapan – tahapan tersebut dibagi lagi menjadi beberapa tahap yaitu :

3.4.1.1 Studi Pustaka

Studi pustaka dilakukan bertujuan supaya dapat menunjang penelitian mengenai geologi regional Cekungan Sumatera Tengah, analisis data log dan pemetaan bawah permukaan, maupun dasar – dasar geologi lainnya yang mendukung dalam melakukan analisis data.

3.4.1.2 Tahap pengumpulan data

1. Data Primer

a. Data log

Data log yang digunakan adalah data log sumur Gamma Ray (GR), log resistivity (ILD), log sonic (DT), log caliper, log densitas, dan Log Neutron dari Lapangan X. Pada lapangan ini sumur yang digunakan ada pada daerah penelitian.

b. Data batuan inti

Data batuan inti yang diperoleh terdapat pada satu sumur yaitu sumur yang menjadi sumur kunci dari perhitungan petrofisika. Data batuan inti nantinya akan dipergunakan dalam menginterpretasikan litologi serta validasi hasil perhitungan secara petrofisika dengan data core yang merupakan hasil analisa laboratorium daerah penelitian.

c. Data petrofisik

Untuk menganalisa petrofisik dari data log menggunakan perangkat lunak Microsoft Office Excel 2010. Dari data petrofisik akan diketahui nilai porositas ($\emptyset$) dan Saturasi Air (S_w) yang selanjutnya akan menjadi parameter dalam perhitungan cadangan.

2. Data Sekunder dan data pendukung lainnya.

a. Data Pendukung

Data pendukung berasal dari referensi – referensi peneliti terdahulu yang mengkaji sistem analisis petroleum di cekungan Natuna Barat. Hal ini dilakukan bertujuan agar dapat memahami dan mengetahui kondisi regional daerah penelitian.

3.4.2. Tahap Analisis dan Interpretasi Data

Tahap analisis dan interpretasi data ini harus melewati beberapa tahapan untuk mendapatkan hasil berupa penilaian formasi di daerah penelitian. Tahap ini meliputi :

3.4.2.1. Interpretasi log sumur

Berdasarkan data log sumur dapat dilakukan analisa kualitatif yang meliputi litologi, interpretasi lingkungan pengendapan dan interpretasi fluida. Umumnya untuk menentukan jenis litologi suatu lapisan dilakukan dengan menggunakan data log. Jenis kurva log yang sangat berperan untuk menentukan litologi suatu lapisan biasanya menggunakan log Gamma Ray (GR), Log Resistivity dan Log Porosity. Hal ini dapat diinterpretasi berdasarkan pola – pola deflaksi dan bentukan log. Interpretasi lingkungan

pengendapan dilakukan dengan cara melihat pola – pola umum yang terbentuk oleh kurva GR pada daerah penelitian. Log sumur memiliki beberapa bentuk dasar yang bisa mencirikan karakteristik suatu lingkungan pengendapan.

3.4.2.2. Interpretasi Petrofisik

Interpretasi petrofisik dilakukan untuk mengetahui nilai porositas dan saturasi air dari reservoir. Nilai porositas dan saturasi air akan menunjukkan perkembangan yang berkembang dalam suatu reservoir yang berlainan litologinya. Rumus yang digunakan dalam menghitung nilai saturasi air adalah persamaan Indonesia. Rumus ini digunakan karena cenderung memberikan hasil yang optimal. Hasil dari analisa petrofisik ini akan menjadi parameter dalam perhitungan cadangan.

3.4.2.2.1. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika adalah hal terpenting untuk mengetahui karakteristik dari lapisan reservoir, dengan analisis ini diketahui besarnya V_{shale} , porositas, saturasi air, dan resistivitas air.

1. Penentuan Zona Lapisan Reservoir

Reservoir adalah formasi batuan porous dan permeabel yang bagian atas dan bagian bawahnya dibatasi lapisan impermeabel. Biasanya lapisan ini akan mengandung fluida tertentu baik itu hidrokarbon maupun air formasi. Dalam penentuan lapisan reservoir pada penelitian ini dilakukan dengan cara analisis secara petrofisika.

Penentuan zona reservoir melihat pada beberapa aspek diantaranya :

- a. Batuan yang poros dan permeable, hal ini dapat merujuk pada satuan batupasir yang dilihat dari nilai GR rendah dan nilai densitas rendah.
- b. Zona reservoir biasanya mengandung fluida, dimana hal ini bisa dilihat dalam log resistivitas (log LLD dan LLS).

2. Penentuan Volume Shale (Vsh)

Kandungan serpih penting untuk dihitung, karena akan mempengaruhi parameter yang lain. Biasanya kandungan serpih dihitung berdasarkan rumus (Harsono, 1997):

Keterangan:

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{sand}}{GR_{sh} - GR_{sand}} \quad (1)$$

IGR = Indeks *Gamma Ray*

Grlog = Bacaan *Log Gamma Ray*

GRsand = *Sand baseline* pada *Gamma Ray*

GRSshale = *Shale baseline* pada *Gamma Ray*

Nilai yang dihitung dari indeks sinar gamma (IGR) yang sesuai untuk volume shale baik dalam pasir konsolidasi atau tidak dikonsolidasi ditentukan. Volume shale juga dihitung secara matematika dari indeks gamma ray dengan mengikuti formula Dresser Atlas, 1979 sebagai berikut:

Untuk yang lebih tua (*older rocks*), *consolidated*:

$$V_{sh} = 0.33 [2^{(2 \times IGR)} - 1.0] \quad (2)$$

Atau batuan Tersier (*Tertiary rocks*), *unconsolidated* :

$$V_{sh} = 0.083 [2^{(3.7 \times IGR)} - 1.0] \quad (3)$$

Di beberapa literatur, IGR dianggap sama dengan

$$V_{sh} \text{ (IGR} = V_{sh}) \quad (4)$$

3. Penentuan Harga Porositas (Φ)

Pori-pori atau rongga-rongga merupakan sifat dasar batuan reservoir yang menjadi tempat fluida terperangkap. Perbandingan antara volume pori-pori dengan volume total batuan disebut porositas (Sherrif, 1990). Dalam reservoir minyak, porositas menggambarkan persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas. Porositas berdasarkan proses geologinya diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder yang akan dijabarkan sebagai berikut :

1. Porositas primer merupakan porositas yang terjadi bersamaan atau segera setelah proses pengendapan batuan. Jenis batuan sedimen yang mempunyai porositas primer adalah batuan konglomerat, batu pasir dan karbonat.
2. Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan. Porositas dapat ditentukan dari beberapa macam log, diantaranya dari log densitas, neutron, sonik dan kombinasi dari dua macam log tersebut (Harsono, 1997).

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas absolut dan porositas efektif.

1. Porositas efektif (ΦE)

Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (bulk volume) yang dinyatakan dalam persen (Judson, 1987).

2. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen (Loversen, 1954). Secara matematik dapat ditulis sesuai persamaan sebagai berikut:

$$\phi_{abs} \frac{v_p}{v_b} \times 100 \quad (5)$$

Keterangan :

ϕ_{abs} : Porositas absolute (%)

V_p : Volume pori – pori batuan (cm^3) V_b : Volume bulk (total) batuan (cm^3)

Jika menghitung porositas total dan porositas efektif berdasarkan dari log maka dapat digunakan dengan cara mencari porositas densitas dan porositas neutron. Perhitungan porositasnya adalah sebagai berikut:

1. Porositas Densitas

$$\phi_D \frac{p_{ma} - p_b}{p_{ma} - p_f} \quad (6)$$

Koreksi Porositas Densitas

$$\phi_{Dc} = \phi_D - (\phi_{Dsh} \times V_{sh}) \quad (7)$$

Keterangan :

ϕ_D : porositas densitas

ϕ_{Nc} : Koreksi porositas neutron

ϕ_{Dc} : koreksi porositas densitas

p_{ma} : densitas matrix batuan, (gr/cc)

p_b : densitas matrix batuan dari pembacaan log, (gr/cc)

p_f : densitas fluida batuan (gr/cc)

ϕ_{dsh} : porositas *density shale* (%)

Vsh : Volume shale dari nilai Vsh min

Tabel 3.1. Klasifikasi Pemerian Porositas (Koesoemadinata, 1980)

Porositas	Klasifikasi
0 - 5	Dapat diabaikan (Negligible)
5 - 10	Buruk (Poor)
10 - 15	Cukup (Fair)
15 - 20	Baik (Good)
20 - 25	Sangat Baik (Very Good)
>25	Istimewa (Excelent)

Tabel 3.2. Densitas matriks dari berbagai litologi (Schlumberger, 1973)

Litologi/Mineral	(gr/cc)
Batupasir	2,648
Batugamping	2,710
Dolomit	2,876
Anhidrit	2,977
Garam	2,032

Tabel 3.3. Densitas fluida (Hawaii Manoa University)

Jenis Fluida	(g/mL)
Fresh water	1.000 - 1.010
Air Payau	1.010 - 1.020
Seawater	1.020 – 1.030
Hyper Saline water	1.30 – 1.060

2. Porositas Neutron (ϕ_N)

ϕ_N dibaca langsung dari kurva log.

Total porositas (ϕ_{Tot})

$$\phi_{Tot} = \frac{\phi_n + \phi_d}{2} \quad (8)$$

koreksi porositas neutron (ϕ_{Nc})

$$\phi_{Nc} = \phi_N - (\phi_{Nsh} - V_{sh}) \quad (9)$$

Keterangan :

ϕ_{Nc} : koreksi porositas neutron

ϕ_{Dc} : koreksi porositas densitas

porositas neutron shale terdekat (ϕ_{Nsh})

3. Porositas Densitas – Neutron (ϕ_e)

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2}{2}} \quad (10)$$

Di dalam formasi batuan reservoir minyak dan gas bumi tersusun atas berbagai macam mineral (material) dengan ukuran butir yang sangat bervariasi, oleh karenanya harga porositas dari suatu lapisan ke lapisan

yang lain akan selalu bervariasi. Faktor utama yang menyebabkan harga porositas bervariasi yang akan dijabarkan sebagai berikut :

1. Ukuran dan Bentuk Butir

Ukuran butir tidak mempengaruhi porositas total dari seluruh batuan, tetapi mempengaruhi besar kecilnya pori-pori antar butir. Sedangkan bentuk butir didasarkan pada bentuk penyudutan (ketajaman) dari pinggir butir. Sebagai standar dipakai bentuk bola, jika bentuk butiran mendekati bola maka porositas batuan akan lebih meningkat dibandingkan bentuk yang menyudut.

2. Distribusi dan Penyusunan Butiran

Distribusi di sini adalah penyebaran dari berbagai macam besar butir yang tergantung pada proses sedimentasi dari batuan. Umumnya jika batuan tersebut diendapkan oleh arus kuat maka besar butir akan sama besar. Sedangkan susunan adalah pengaturan butir saat batuan diendapkan.

3. Derajat Sementasi dan Kompaksi

Kompaksi batuan akan menyebabkan makin mengecilnya pori batuan akibat adanya penekanan susunan batuan menjadi rapat. Sedangkan sementasi pada batuan akan menutup pori-pori batuan tersebut.

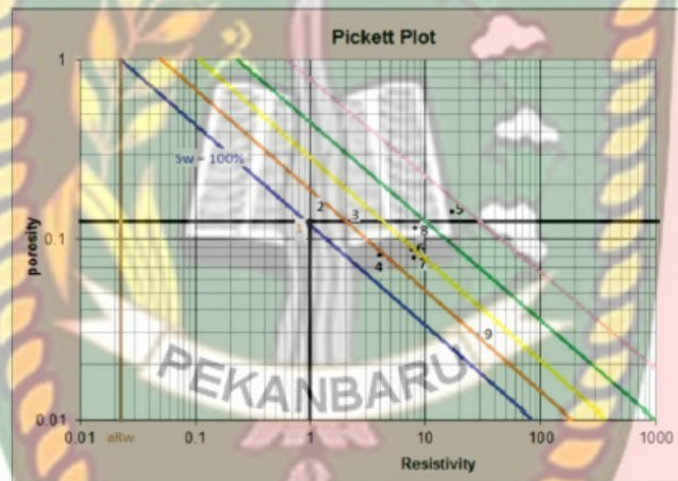
4. Resistivity Water (R_w)

Resistivitas air formasi adalah tahanan jenis air yang berada di formasi pada suhu formasi. Simbol resistivitas air formasi adalah R_w . Resistivitas air formasi salah satu parameter yang penting untuk menentukan harga saturasi air.

Metode pickett plot dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten, dan R_w -nya konstan. Metode ini didasarkan

pada formula Archie. Selain digunakan untuk memerkirakan S_w , metode ini dapat pula digunakan untuk memerkirakan R_w , yaitu: dengan membuat crossplot antara R_t dan porositas pada kertas log. Titik-titik yang terluar pada crossplot tersebut terletak pada suatu garis yang disebut R_o line. Semua titik pada garis ini mempunyai $S_w = 100\%$ atau $S_w = 1$.

Pada titik potong antara garis $S_w = 1$ dengan porositas 100%, maka : Bila a diketahui (harga 1 biasanya untuk limestone dan 0.85 untuk sandstone), maka besarnya R_w dapat ditentukan. Di bawah ini pada Gambar 12 terdapat grafik untuk menentukan nilai R_w menggunakan pickett plot.



Gambar 3.1 Grafik *Pickett Plot*

5. Saturation Water (S_w)

Saturasi air merupakan salah satu parameter fisik batuan yang sangat penting dalam menentukan kelayakan sumur untuk diproduksi, Saturasi air merupakan fraksi (atau persentase) volume pori dari batuan reservoir yang terisi oleh air Selama ini terdapat asumsi umum bahwa volume pori yang tidak terisi oleh air berarti terisi oleh hidrokarbon. Mendeterminasi saturasi air dan hidrokarbon merupakan salah satu tujuan

dasar dari well logging (Sugiarto, dkk, 2013).

Jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori- pori batuan, maka nilai $S_w = 1$, tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai $S_w < 1$. Determinasi harga kejenuhan air (S_w) dari log resistivitas dalam formasi yang bersih (non-shaly), berdasarkan pada rumus (Archie, G.E.,1941) :

$$S_w = \left(\frac{1}{RI} \right)^{\frac{1}{n}} = \left(\frac{F * R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \rightarrow S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad (11)$$

Keterangan =

S_w : Saturasi Air

a : tortuosity factor

R_w : Resistivitas air formasi

ϕ : Porositas

m : cementation factor

R_t : Resistivitas formasi ($R_t = LLD$)

Metode Archie ini memiliki kelebihan diantaranya dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan shale atau clean sand formation. Pada beberapa kasus metode archie juga dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang memiliki kandungan batuan karbonat. Persamaan Archie merupakan dasar dari berbagai metode yang muncul setelahnya.

Sedangkan untuk zona yang mengandung shale digunakan rumus persamaan indonesia, rumus S_w persamaan indonesia adalah sebagai

berikut:

$$S_w = \sqrt{\frac{1}{Rt \frac{V_{sh}(1-\frac{V_{sh}}{2})}{R_{sh}} + \frac{\phi}{\sqrt{a \cdot R_w}}}} \quad (12)$$

Keterangan

S_w = Saturasi Air

V_{shale} = Volume shale

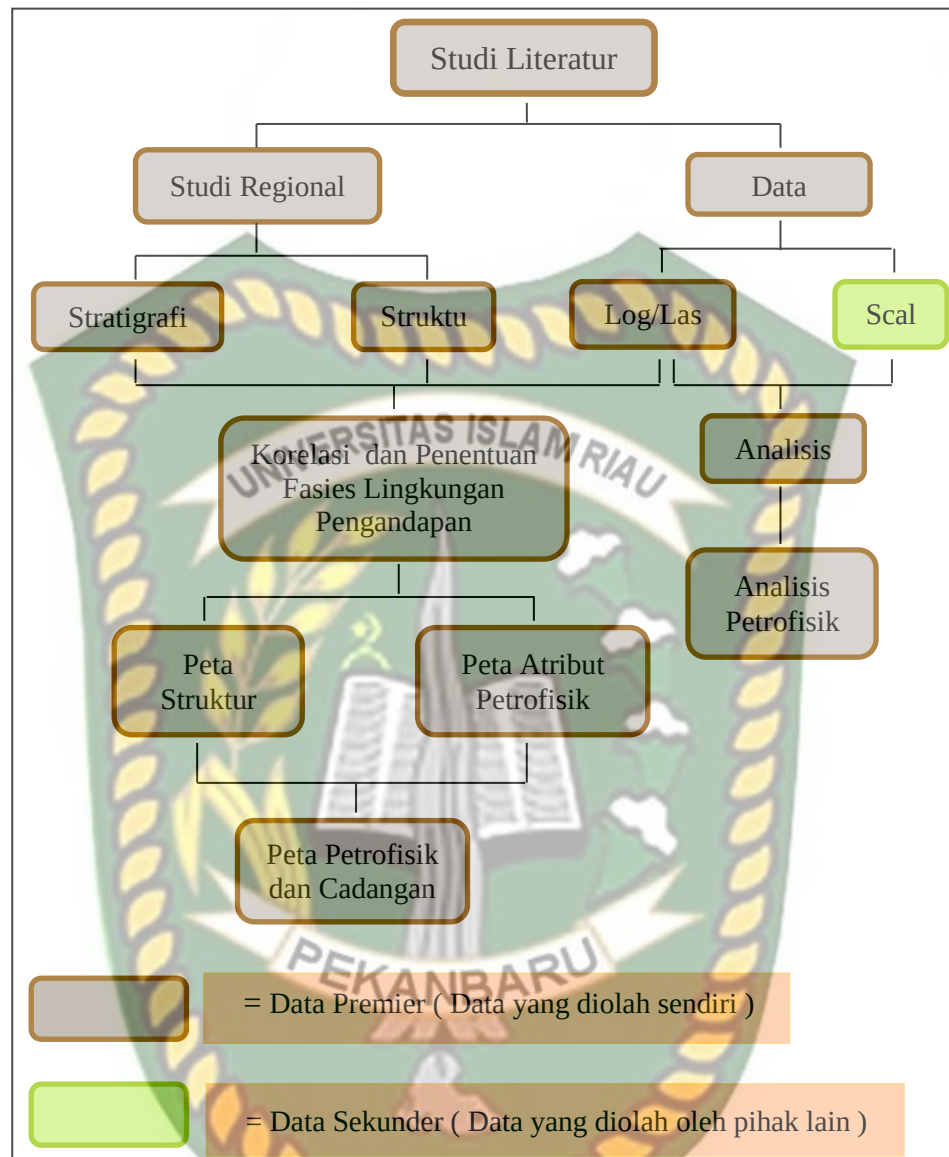
R_t = Resistivitas Formasi, dibaca dari kurva resistivitas

R_{sh} = Resistivitas pada zona shale

R_w = Resistivitas air formasi

3.4. Alur Penelitian

Kegiatan penelitian dilakukan dengan alur yang sistematis dan terperinci bertujuan agar kegiatan dapat berjalan lancar. Adapun alur kegiatan penelitian dimulai dari studi pustaka, pengumpulan data dan proses data penelitian berupa perhitungan Volume Shale, Porositas, dan Saturasi Air. Dari perhitungan tersebut dapat dibuat pembuatan peta V_{shale} , Peta Porositas, dan Peta Saturasi Air. Adapun alur kegiatan penelitian dari awal sampai akhir dapat dilihat pada gambar dibawah ini



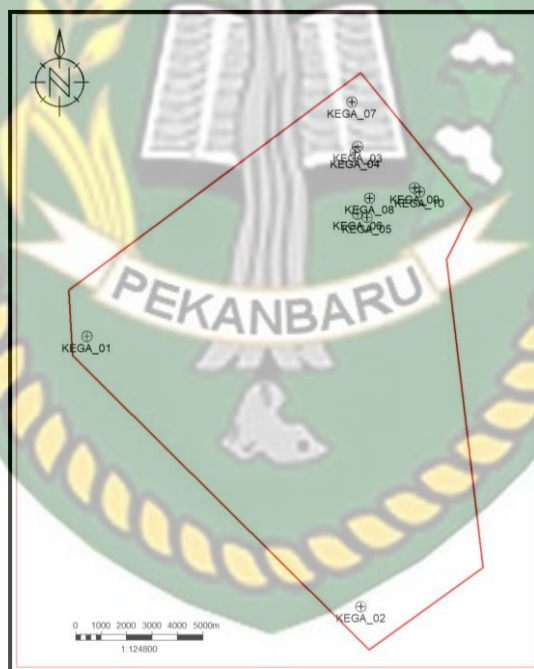
Gambar 3.2. Bagan Alir Penelitian

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Ketersediaan Data

Lapangan KEGA memiliki 10 (Sepuluh) sumur dengan penamaan KEGA 1, KEGA2, KEGA 3 dan seterusnya. Lapangan ini tidak memiliki data batuan inti, baik dalam bentuk batuan inti konvensional maupun batuan inti SCAL (*sidewall core analysis*), sehingga dalam melakukan analisis geologi dan petrofisika dilakukan berdasarkan pola dari gambaran data kurva log pemboran yang dihasilkan.



Gambar 4.1 Sebaran Sumur Daerah Penelitian

Ketersediaan data pada masing-masing sumur telah ditabulasi pada tabel 4.1. adapun kelengkapan data yang dapat digunakan dalam analisis terdiri dari data log caliper yang digunakan untuk melakukan koreksi lubang pemboran, log *gamma ray* (GR) dan log spontaneous potensial yang digunakan untuk menganalisis

elektro fasies berdasarkan pola kurva yang dihasilkan, log densitas total, porositas neutron, resistivitas dan temperatur log yang digunakan untuk melakukan analisis petrofisika termasuk log GR didalamnya.

Tabel 4.1 List Data Sumur Lapangan KEGA Pada Daerah Penelitian

No	Name	Caliper			GR/SP			Densitas		Porositas Neutron		Resistivity			Temperatur
		BIT	CLDC	BS	GRGM	GGME	SPDL	DEN	DCOR	NPOR	NPRS	DDL	DSL	MRRS	
1	KEGA_01	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	KEGA_02	✓	✓	No	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	KEGA_03	✓	✓	No	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4	KEGA_04	✓	✓	No	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5	KEGA_05	✓	✓	No	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	KEGA_06	✓	✓	No	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	KEGA_07	✓	✓	No	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	KEGA_08	✓	✓	No	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
9	KEGA_09	✓	✓	No	✓	No	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	No
10	KEGA_10	✓	✓	No	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

4.2 Analisis Data Sumur

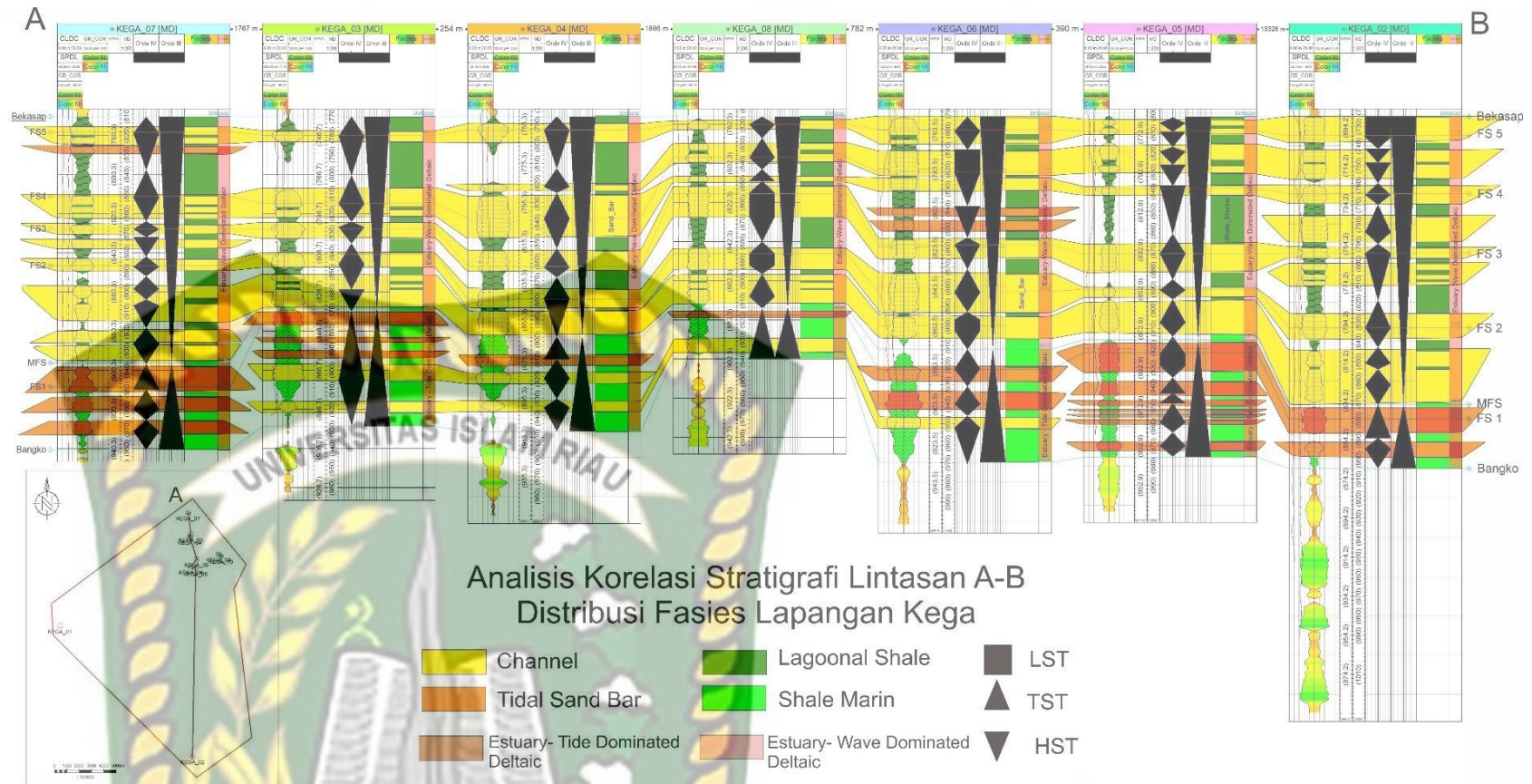
4.2.1 Analisis Kualitatif

Analisis Kualitatif dilakukan menggunakan data log sumur dengan memperkirakan masing-masing litologi batuan berdasarkan perlakuan hasil rekaman data log GR dari kurva yang dihasilkan. Mengacu terhadap pembagian satuan litologi berdasarkan elektrofases dari klasifikasi Walker dan James (1992) dan dimodifikasi berdasarkan Dalrymple, Zaitlin & Boyd (1992) maka fasies pada daerah penelitian dipisahkan menjadi 4 fasies dan 2 tipe deposisional pengendapan. Adapun fasies tersebut meliputi fasies *channel*, *tidal sand bar*, *lagoon* shale dan *marine shale* yang tersebar pada seluruh area penelitian. Adapun deposisional pengendapan fasies berada pada daerah estuari yang didominasi oleh pasang surut dan gelombang air laut. Pembagian fasies dan deposisional pengendapan ini juga didasarkan dengan pendekatan-pendekatan dari analisis penelitian terdahulu.

Dalam melakukan analisis fasies hal yang dilakukan adalah mengkorelasi masing-masing sumur dengan memperhatikan pola-pola sikuen stratigrafi yang berkembang pada area penelitian. Adapun hasil analisis yang didapatkan area

penelitian terdiri dari beberapa Flooding Surface(FS) yaitu FS 1 hingga FS5 yang ditemukan pada seluruh sumur, dan dibatasi dengan 1 bidang maximum flooding surface (MFS) yang menandakan peralihan pengaruh pasang surut menjadi dipengaruhi oleh gelombang pada area penelitian. Untuk hubungan antara lapisan reservoir satu dan lainnya berhubungan selaras.

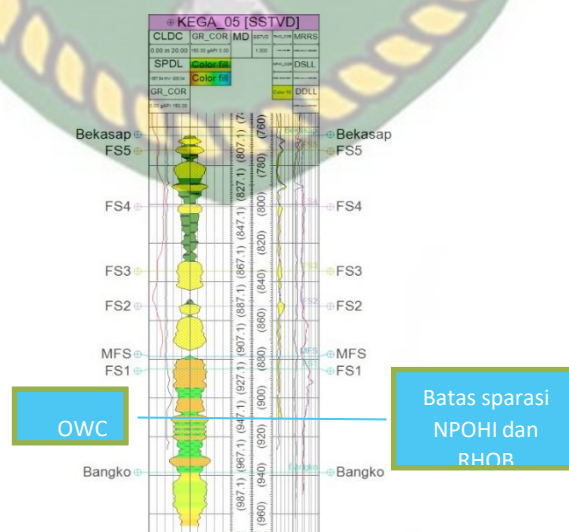




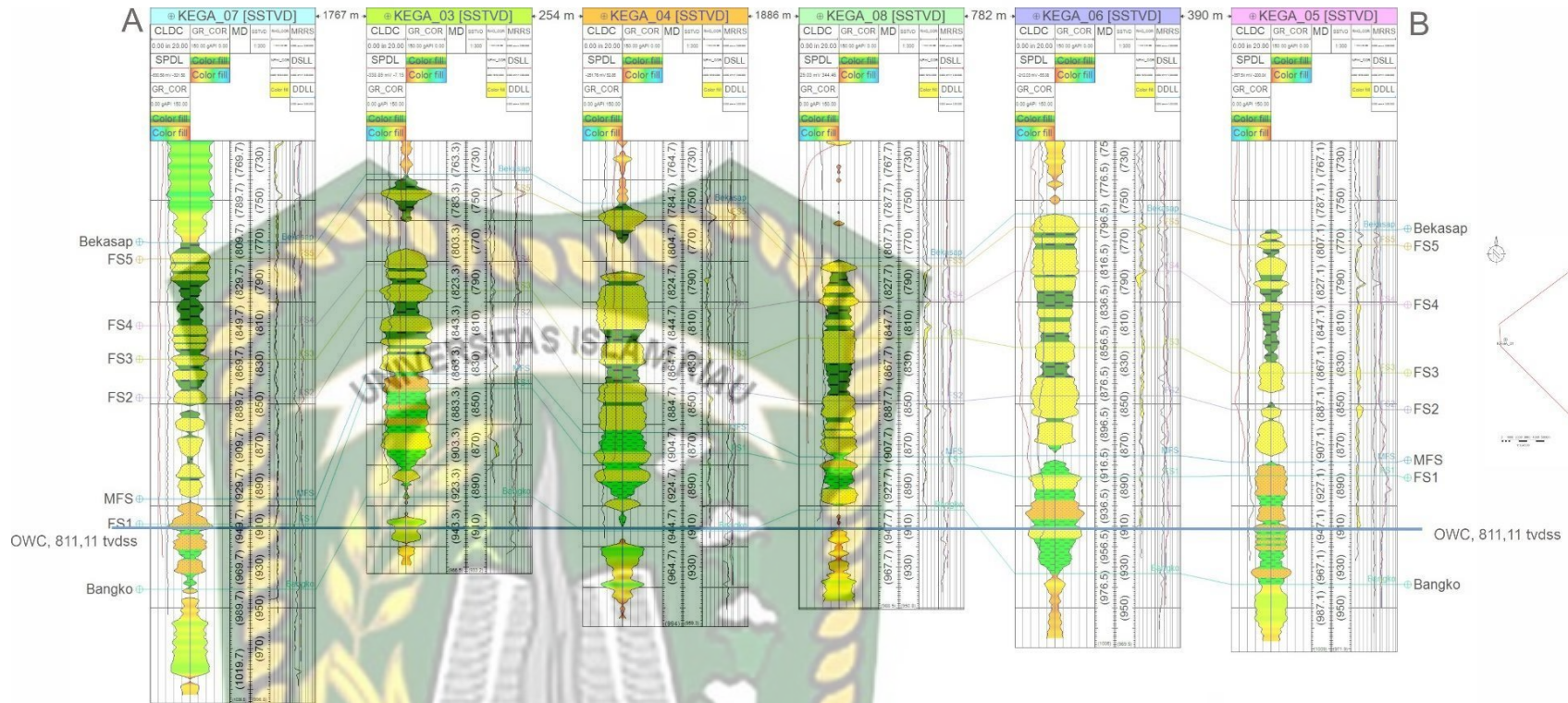
Gambar 4.3 Korelasi Sebaran Fasies pada Daerah Penelitian

fase regresi penurunan muka air laut relatif yang akan mempengaruhi proses pengendapan. Pada kedua fase ini juga dapat diamati bahwa fasies batupasir pada beberapabagian secara suksesi vertikal mengalami diskritisasi atau terpisah dengan batupasir yang lainnya, diperkirakan lapisan tersebut merupakan lapisan channel lain yang terbentuk namun mengalami isolasi yang didefinisikan sebagai bar.

Setelah melakukan pendefinisian fasies baik sebaran secara vertikal maupun lateral, analisis kualitatif berikutnya adalah penentuan kontak fluida antara hidrokarbon dan juga air. Adapun secara studi regional pada daerah penelitian merupakan daerah yang menghasilkan hidrokarbon berupa minyak bumi. Definisi dari kontak fluida sendiri mengacu terhadap sparasi yang terbentuk antara persilangan dari log densitas (RHOB) terhadap log Porositas Neutron (NPHI). Selain sparasi tersebut parameter berikutnya yang digunakan untuk menentukan identifikasi secara kualitatif juga dengan mengamati nilai resistivitas suatu lapisan, untuk resistivitas minyak biasanya akan berada pada angka 10 Ω . Sehingga dengan mengamati pola dan karakteristik dari log kontak fluida ditentukan pada kedalaman 811.11 ft tvdss dengan memperhatikan korelasi U-S (Gambar 4.4) yang sudah dilakukan dan sumur referensi pada sumur KEGA-05 (Gambar 4.5).



Gambar 4.4 Penentuan Kontak Fluida berdasarkan Sumur Referensi KEGA-05



Gambar 4.5 Penentuan Kontak Fluida Minyak dan Air (OWC)

4.2.2 Analisis Kuantitatif Sumur

Analisis kuantitatif dilakukan pada zona reservoir untuk mendapatkan nilai porositas efektif, permeability dan perhitungan saturasi air yang kemudian digunakan dalam perhitungan cadangan hidrokarbon pada zona prospek pada lapisan reservoir. Pada lapangan ini lapisan reservoir dapat teridentifikasi pada lapisan batupasir baik pada fasies channel maupun pada fasies bar. Adapun parameter utama yang digunakan dalam melakukan perhitungan menggunakan data log utamanya terdiri dari log gamma ray, log neutron dan densitas total serta log resistivitas. Parameter berikutnya yang dibutuhkan adalah data analisis scall yang merupakan parameter tambahan, data ini menggunakan data yang diacu pada penelitian sebelumnya pada formasi bekasap. Adapun data scal yang digunakan sebagai parameter adalah *turtuiostry factor* (a), massa jenis matriks (ρ_{ma}) dan massa jenis fluida (ρ_{fluida}). Untuk penelitian pada lapangan ini nilai a yang digunakan bernilai 1, m bernilai 1.6754 dan n bernilai 1.8082. Perhitungan Petrofisik dilakukan dengan menggunakan metode deterministik karena keterbatasan dari data yang tersedia, sehingga perhitungan dengan menggunakan metode multimin tidak bisa dilakukan.



ID	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	RUN_1
1	Interval	In_Out	Option for formation temperature	ALPHA'B	OPT_FT	TLI/BLI	
2	Interval	In_Out	Option for reference	ALPHA'B	OPT_REF	DEPTH	
3	Interval	In_Out	Option for resistivity mudcake calc	ALPHA'B	OPT_HMC_RES	SRT	
4	Interval	In_Out	Top log interval temperature	DEGF	TLT	93	
5	Interval	In_Out	Top log interval (TMD)	FEET	TLT	740	
6	Interval	In_Out	Bottom log interval temperature	DEGF	BLT	113	
7	Interval	In_Out	Bottom log interval (TMD)	FEET	BLT	1041	
8	Interval	In_Out	Option for form'n/hydro pressure	ALPHA'B	OPT_FP	MUD_DENS	
9	Interval	In_Out	Drilling fluid density	LB/G	DFD	8.9	
10	Interval	In_Out	Resistivity of mud sample	OHMM	RMS	0.157	
11	Interval	In_Out	Mud sample temperature	DEGF	MST	77	
12	Interval	In_Out	Resistivity of filtrate sample	OHMM	RMFS	0.14	
13	Interval	In_Out	Mud filtrate sample temperature	DEGF	MFST	74	
14	Interval	In_Out	Resistivity of mudcake sample	OHMM	RMCS	0.21	
15	Interval	In_Out	Mudcake sample temperature	DEGF	MCST	69	
16	Interval	In_Out	Drilling bit size	IN	BS	11.75	
17	Interval	Output	Salinity of mud	PPM	SALM	RUN.SALM	
18	Interval	Output	Salinity of mud filtrate	PPM	SALMF	RUN.SALMF	
19	Log	Input	Depth	FEET	DEPTH	DEPTH	
20	Log	Input	Caliper from nuclear/porosity	IN	CALI_POR	CALI	
21	Log	Input	Caliper from resistivity/sonic	IN	CALI_RES	CALI	
22	Log	Input	Density log	G/C3	RHO	RHO_COR	
23	Log	Input	Photo-electric factor	B/E	PEF	PEF	
24	Log	Input	True formation resistivity	OHMM	RT	LLD	
25	Log	Input	Flushed zone resistivity	OHMM	RXO	MSFL	
26	Log	Output	Formation temperature	DEGF	FTEMP	FTEMP	
27	Log	Output	Formation/hydrostatic pressure	PSI	FPRESS	FPRESS	
28	Log	Output	Mud resistivity	OHMM	RM	RM	
29	Log	Output	Mud filtrate resistivity	OHMM	RMF	RMF	
30	Log	Output	Mudcake resistivity	OHMM	RMCS	RMCS	
31	Log	Output	Mudcake from nuclear/porosity	IN	HMC_POR	HMC_POR	
32	Log	Output	Mudcake from resistivity/sonic	IN	HMC_RES	HMC_RES	
33	Log	Output	Photo-electric cross-section	B/C3	U	U	
34	Log	Output	True formation conductivity	MH/M	CT	CT	
35	Log	Output	Flushed zone conductivity	MH/M	CXO	CXO	

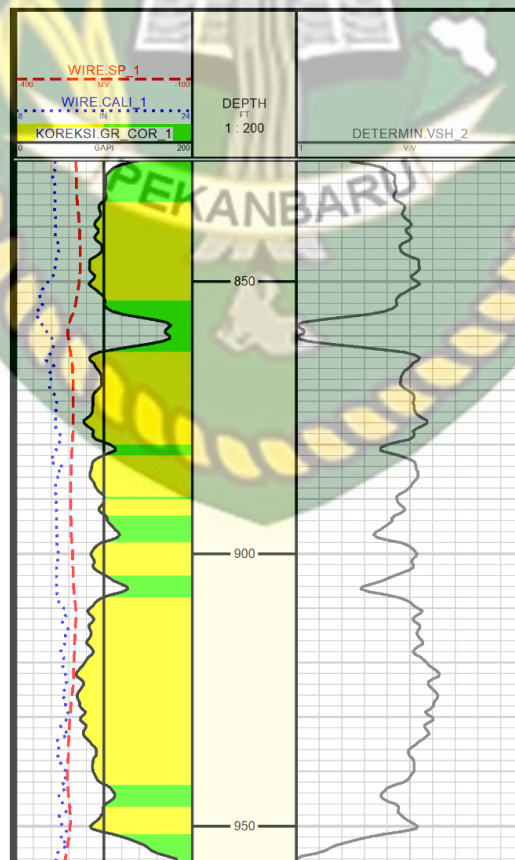
Gambar 4.6 Data input/parameter dalam melakukan *log-conditioning* pada sumur KEGA-01

Dalam melakukan analisis dan perhitungan log yang digunakan sudah dilakukan *conditioning* dan *enviromental correction*, hal tersebut dilakukan agar kondisi log sudah dalam kondisi ideal dan baik dalam melakukan analisis petrofisika. Setiap parameter *log conditioning* didapatkan dari report yang sudah ada dalam data log komputasi (format las). Data-data tersebut berupa data resistivity mudcake sample, data temperatur dll (Gambar 4.4).

Dalam melakukan analisis petrofisik software yang digunakan

4.2.2.1 Perhitungan Volume Shale (Vsh)

Dalam analisis perhitungan petrofisik diawali dengan penentuan nilai Vshale yaitu dengan menentukan nilai gamma ray maximum, minimum dan gammaray log pada batupasir atau yang lebih dikenal sebagai *cut off* lapisan reservoir. (Gambar 4.1)



Gambar 4.7 Kurva Log Gamma Ray Sumur Kega 1

Dalam perhitungan vshale (IGR atau Vsh) dalam perhitungannya dilakukan dengan kondisi cekungan regional, daerah penelitian terletak pada cekungan Sumatra Tengah yang merupakan lingkungan transisi memiliki kandungan shale yang tinggi. Igr dalam hasil perhitungan tidak memperkecil nilai shale pada reservoir. Perhitungan Vshale pada lapangan KEGA yang terdapat pada 10 sumur. Dalam perhitungan Vshale lapangan kega, Cekungan Sumatra Tengah, memiliki nilai log gamma ray minimal yaitu dengan rata-rata 58.25 API dan nilai log gamma ray maksimum rata-rata 158.39 API. Dari 10 sumur pada lapangan kega ini nilai log gamma ray maksimum tertinggi yaitu pada sumur LOG kega 5 dengan nilai 166.91 API.

Dalam perhitungan tersebut log GR digunakan memperoleh nilai shale melalui perbandingan beberapa parameter, adapun formulasi yang digunakan untuk mendapatkan nilai GR tersebut adalah sebagai berikut:

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{sand}}{GR_{sh} - GR_{sand}}$$

Perhitungan vshale dilakukan melalui software adapun untuk hasil vshale yang didapat dalam rata-rata dapat diperhatikan pada tabel dibawah ini :

No	Nama Sumur	Grmax	Grmin	Vshale Rata-Rata
1	Kega 1	164.50	60.09	0.43
2	Kega 2	166.44	61.49	0.48
3	Kega 3	162.73	62.45	0.38
4	Kega 4	161.94	56.39	0.32
5	Kega 5	166.91	74.70	0.55
6	Kega 6	155.39	35.38	0.42
7	Kega 7	159.87	59.39	0.53
8	Kega 8	158.54	66.49	0.55
9	Kega 9	137.10	40.48	0.42
10	Kega 10	150.49	65.61	0.44

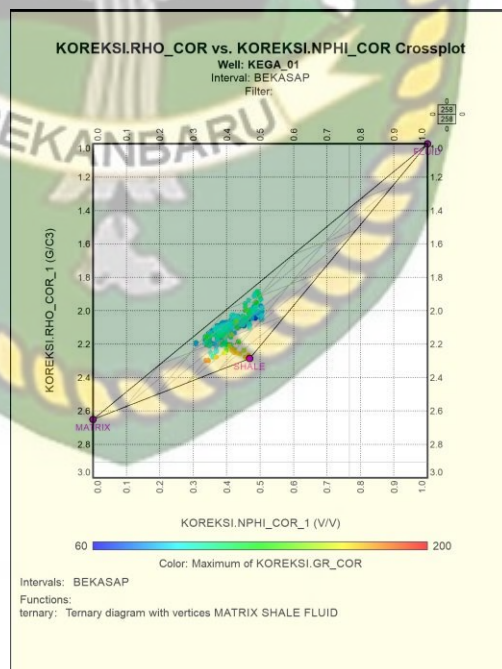
Tabel 4.2 Hasil Perhitungan Vshale Lapangan Kega

4.2.2.2 Perhitungan Porositas

Perhitungan porositas merupakan perhitungan yang mengetahui besar rongga dan terisi oleh fluida didapat dengan cara mengkombinasikan antara nilai log densitas, neutron dan mengkoreksinya dengan V_{shale} untuk memperoleh nilai porositas efektif. Nilai porositas neutron yang digunakan langsung dengan membaca nilai pada kurva log neutron. Perhitungan nilai porositas ini menggunakan persamaan Bateman-Konen yang menggunakan data densitas dalam perhitungannya. Adapun parameter yang akan digunakan dalam analisis ini adalah sebagai berikut:

1. Densitas *wet shale* dan *dry shale*

Densitas *wet shale* dan *dry shale* digunakan untuk perhitungan nilai porositas shale yang digunakan untuk menentukan nilai porositas efektif. Berdasarkan hasil plot diagram ternary plot maka densitas shale yang didapatkan adalah sebesar 2.2831 untuk wet clay dan 2.78 untuk dry shale (Gambar 4.5).



Gambar 4.8 Penentuan Parameter Densitas Matrik menggunakan Diagram Plot Ternary

2. Densitas Matrik dan Densitas Air Formasi

Densitas matrik dan densitas air formasi didapatkan dari penggunaan plot silang antara porositas inti dan log densitas (DDL) dimana dari hasil plot silang tersebut diperoleh nilai densitas matrik yaitu 2.65 dan densitas air formasi 1 yang mengindikasikan densitas air tawar.

3. Perhitungan Porositas Neutron – Densitas

Dari parameter input yang sudah didapatkan melalui diagram *ternary* dan data log (gambar 4.6), selanjutnya akan dilakukan perhitungan nilai porositas berdasarkan ekuation bateman-konan yang menggunakan data porositas neutron dan densitas dalam perhitungannya.

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	BEKASAP
1	Interval	In_Out	Option for total/effective phi	ALPHA*10	OPT_PHITYPE	☐	TOTAL
2	Interval	In_Out	Shale neutron porosity	V/V	NPHI_SH	☐	0.485452
3	Interval	In_Out	Fluid density	G/C3	RHO_FL	☐	1
4	Interval	In_Out	Shale density	G/C3	RHO_SH	☐	2.2831
5	Interval	In_Out	Dry shale density	G/C3	RHO_DSH	☐	2.78
6	Interval	In_Out	Formation water density	G/C3	RHO_W	☐	1
7	Interval	In_Out	Shale total porosity	V/V	PHIT_SH	☐	0.26
8	Interval	In_Out	Maximum allowed PHIE	V/V	PHIE_MAX	☐	0.3
9	Interval	In_Out	Maximum secondary porosity index	V/V	SPI_MAX	☐	0.1
10	Interval	In_Out	Option to allow bad hole logic	LOGICAL	OPT_BH	☐	No
11	Interval	In_Out	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	☐	No
12	Log	Input	Density log	G/C3	RHO	☒	RHO_COR
13	Log	Input	Neutron porosity log	V/V	NPHI	☒	NPHI
14	Log	Input	Limited volume of shale	V/V	VSH	☒	DETERMIN.VSH
15	Log	Output	PHIT from density-neutron	V/V	PHIT_DN	☒	PHIT_DN
16	Log	Output	Limited total porosity	V/V	PHIT	☒	PHIT
17	Log	Output	PHIE from density-neutron	V/V	PHIE_DN	☒	PHIE_DN
18	Log	Output	Limited effective porosity	V/V	PHIE	☒	PHIE
19	Log	Output	True matrix density	G/C3	RHO_MAT	☒	RHO_MAT
20	Log	Output	Apparent matrix density	G/C3	RHO_MAA	☒	RHO_MAA
21	Log	Output	Volume of dry shale	V/V	VOL_DRYSHL	☒	VOL_DRYSHL
22	Log	Output	Volume of shale water	V/V	VOL_SHLWAT	☒	VOL_SHLWAT

Gambar 4.9 Parameter input dan output dalam melakukan perhitungan porositas (total dan efektif) menggunakan modul Bateman-Konen.

Untuk menghitung porositas neutron – densitas (ϕ_{ND}) secara sederhana jika dijabarkan Perhitungan porositasnya adalah sebagai berikut :

Contoh perhitungan porositas densitas:

$$\phi D = \frac{pma - pb}{pma - pf}$$

$$\phi D = \frac{2.65 - 2.03}{2.65 - 1} = 0.38$$

koreksi porositas densitas :

$$\phi Dc = \phi D - (\phi Dsh \times Vsh)$$

$$\phi Dc = 0.35 - \left(\frac{2.65 - 2.11}{2.65 - 1} \right) = 0.26$$

contoh perhitungan porositas neutron :

$$\phi Nc = \phi N - (\phi Nsh - Vsh) \phi Nc$$

$$= 0.40 - (0.43 - 0.35) = 0.32$$

dari hasil perhitungan perhitungan porositas densitas dan porositas neutron tersebut kemudian dilakukan perhitungan porositas neutron – densitas (ϕND)

$$\phi Tot = \frac{\phi n + \phi D}{2}$$

$$\phi Tot = \frac{0.40 + 0.38}{2} = 0.39$$

untuk hasil yang lebih terinci dari perhitungan menggunakan software dalam analisis maka jika dirata-ratakan nilai porositas yang didapat pada masing-masing sumur pada interval Formasi Bekasap ke Formasi Bangko dapat diamati pada tabel 4.3

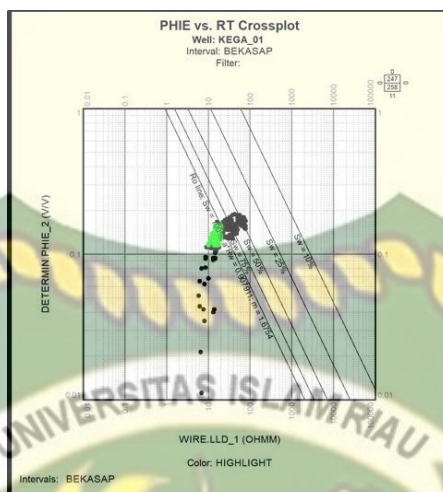
No	Nama Sumur	Avg Por.Eff.	Avg PHIT
1	Kega 1	0.1356	0.2768
2	Kega 2	0.1229	0.2379
3	Kega 3	0.1141	0.25
4	Kega 4	0.1361	0.2797
5	Kega 5	0.0751	0.2555
6	Kega 6	0.157	0.2503
7	Kega 7	0.0947	0.2294
8	Kega 8	0.1337	0.3082
9	Kega 9	0.0907	0.2513
10	Kega 10	0.1163	0.244

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Porositas Lapangan Kerja

4.2.2.3 Resistivitas Air (R_w)

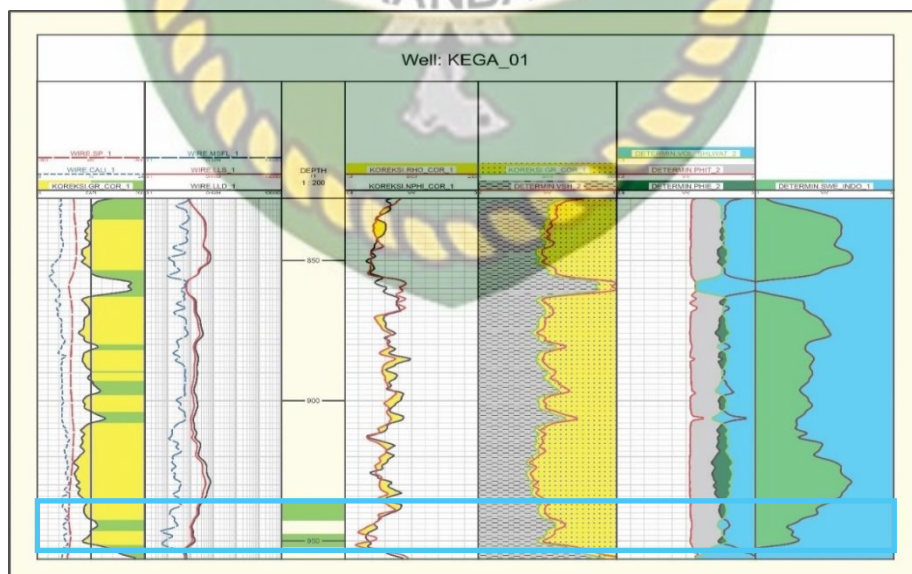
Resistivitas air merupakan nilai konduktivitas yang dibaca log resistivitas seperti DDLL pada zona formasi. Ada beberapa cara penentuan nilai resistivitas air diantaranya melalui log SP, picket plot dan melalui perhitungan factor formasi yang kesemuanya melalui perhitungan dengan persamaan tertentu. Pada penelitian kali ini digunakan picket plot untuk mendapatkan nilai resistivitas air.

Metode picket plot dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten dan R_w nya konsisten. Metode ini didasarkan pada formula Archie. Selain digunakan untuk memperkirakan S_w , metode ini dapat pula digunakan untuk memperkirakan R_w , yaitu: dengan membuat crossplot tersebut terletak pada suatu garis yang disebut Ro line. semua titik pada garis ini mempunyai $S_w = 100\%$ atau $S_w = 1$. Pada titik potong antara garis $S_w = 1$ dengan porositas 100%, maka : bila a diketahui (harga 1 biasanya untuk limestone dan 0.8 untuk sandstone), maka besarnya R_w dapat ditentukan. Dalam analisis penentuan R_w dapat dilihat pada gambar 4.7 penentuan nilai R_w berdasarkan picket plot dari log *resistivity* yang di crossplot terhadap nilai porositas untuk menentukan batasan lapisan yang jenuh akan air.



Gambar 4.10 Grafik Picket Plot Rw Kega 1 (warna hijau menandakan reservoir yang sudah jenuh air)

Pada metode picket plot ini didapatkan nilai R_w sebesar 0.907911 dengan nilai m berada pada 1.6754. zona yang digunakan untuk metode picket plot ini adalah zona water bearing. Zona water bearing (jenuh air) ditunjukkan dengan nilai DDLL atau resistivitas yang kecil (pada lapisan reservoir). Secara teoritis nilai resistivitas air akan lebih kecil dibandingkan minyak dan gas. Tetapi, gas memiliki resistivitas yang lebih tinggi daripada minyak.



Gambar 4.11 Zona Water Bearing Sumur Kega 1 (Kotak Berwarna Biru)

4.2.2.4 Saturasi Air

Saturasi air berfungsi untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon pada reservoir. Jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai $S_w = 1$, tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai $S_w < 1$. Semakin tinggi persentase air dalam porositas maka nilai kandungan minyak akan semakin sedikit. Persamaan untuk menghitung nilai S_w digunakan rumus persamaan Indonesia yaitu persamaan 12. Secara sederhana dalam perhitungan untuk mendapatkan nilai S_w dapat diterapkan pada pengerjaan berikut:

$$S_w = \frac{1}{\sqrt{\frac{0.35 \left(\frac{1 - 0.35}{2} \right)}{3.59} + \frac{0.38}{\sqrt{0.62 \cdot 0.19}}}}$$

$$S_w = 0.80$$

$$S_{xo} = 1 - S_w$$

$$S_{xo} = 1 - 0.80 = 0.2$$

Dalam melakukan perhitungan S_w menggunakan software didapatkan Saturasi air pada daerah penelitian pada tabel 4.4.

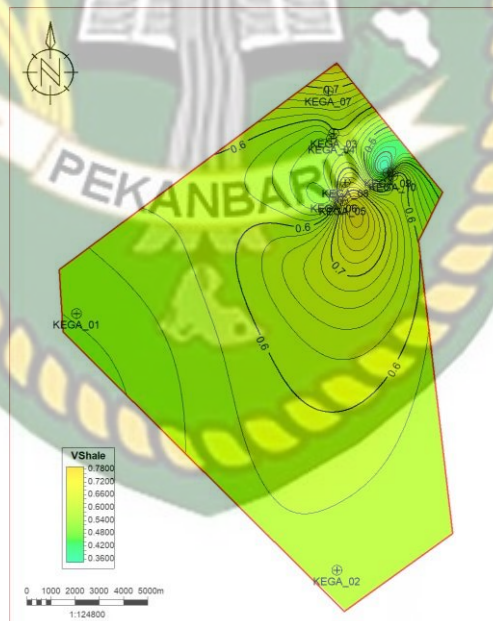
Table 4.4 Hasil perhitungan saturasi air efektif *avarage* dan saturasi hidrokarbon average .

No	Nama Sumur	Avg S_w	Avg S_{xo}
1	Kega 1	0.58776	0.41224
2	Kega 2	0.94851	0.05149
3	Kega 3	0.86422	0.13578
4	Kega 4	0.726	0.274
5	Kega 5	0.94434	0.05566
6	Kega 6	0.57803	0.42197
7	Kega 7	0.67165	0.32835
8	Kega 8	0.77352	0.22648
9	Kega 9	0.64637	0.35363
10	Kega 10	0.71159	0.28841

4.3 Peta Penyebaran Petrofisik

4.3.1 Peta Vshale

Pada lapangan kega jika diamati nilai Vshale mengalami gradasi dari selatan menuju ke utara, pada bagian tengah dari SW-NE terlihat ada penumpukan shale pada daerah tersebut, diperkirakan pada kawasan tersebut merupakan tubuh channel yang menjadi arus alir sungai purba sehingga lapisan batupasir tidak terendapkan pada bagian tersebut, sementara pada sisi kiri dan kanan nya terdapat penipisan shale yang menandakan bahwa pada bagian tersebut lapisan batupasir yang berasosiasi dengan bar dapat terbentuk dengan baik. Arah shale out sendiri tersebar searah dengan pengendapan pada daerah penelitian yaitu utara menuju selatan. Jika dikaitkan dengan pola sikuen stratigrafi yang terbentuk pada daerah penelitian (gambar 4.2) semakin kesalatan

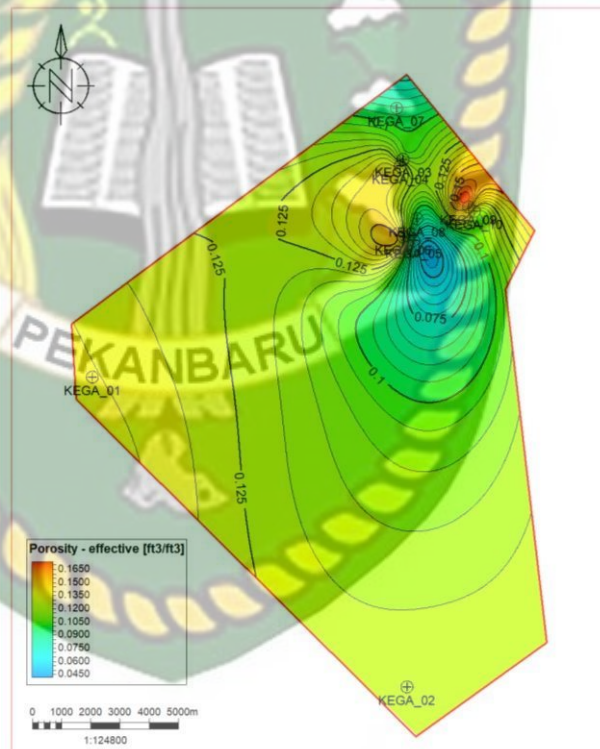


shale mengalami penebalan

Gambar 4.12 Peta Sebaran Vshale pada Lapangan Kega

4.3.2 Peta Porositas

Peta porositas lapangan kega cekungan Sumatra tengah menunjukkan nilai porositas yang dominan sedang - tinggi. Nilai porositas rendah terdapat pada sumur kega 5, kega 9, kega 7, dimana nilai porositas efektif rata-rata didapatkan pada range 0.0751 – 0.0947. Nilai porositas sedang - tinggi didominasi pada bagian timur dan barat peta dengan nilai kisaran yang berada pada 0.11 hingga 0.157. pada umumnya nilai porositas yang tinggi didominasi oleh porositas batupasir yang berasosiasi dengan lingkungan pengendapan bar.

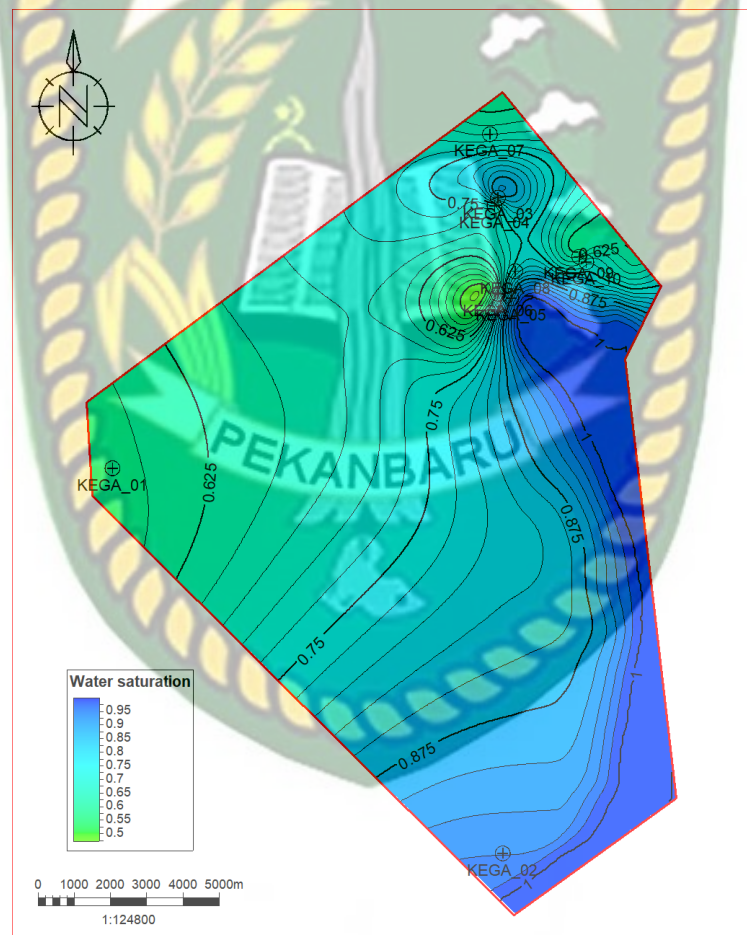


Gambar 4. 13 Peta Sebaran Porositas pada Lapangan Kega

4.3.3 Peta Saturasi Air

Peta SW lapangan kega cekungan Sumatra tengah menunjukkan nilai sw yang dominan sedang – tinggi. Nilai tertinggi berada pada . nilai sw sedang

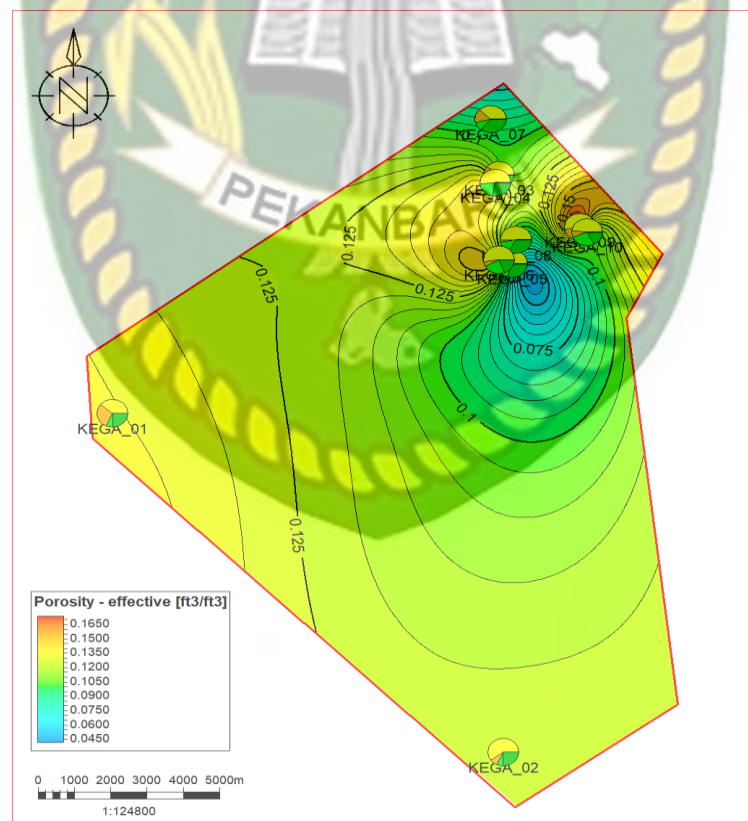
ditunjukkan pada titik sumur kega 1, kega 3, kega 4, kega 8 kega 9 dan kega 10 dengan range nilai 0.84 – 0.88. nilai sw tinggi terdapat pada bagian timur peta pada sumur kega 5 dan kega 7 dengan range nilai 0.89 – 0.9. sumur yang memiliki nilai sw rendah dapat di interpretasikan sebagai sumur yang prospek atau memiliki kandungan hidrokarbon yang tinggi, sedangkan sumur yang memiliki nilai sw tinggi dapat di interpretasikan sebagai sumur yang tidak prospek karena kandungan hidrokarbon yang rendah.



Gambar 4.14 Peta Sebaran SW pada Lapangan Kega

4.3.4 Peta Korelasi Porositas terhadap Sebaran Fasies

Korelasi antara porositas dan sebaran fasies yang digambarkan menggunakan *Pie Chart* (diagram pie), menunjukkan bahwa pada fasies yang didominasi oleh bar akan lebih dominan memiliki porositas efektif yang berkembang dengan baik, sementara itu untuk daerah yang didominasi dengan fasies channel perkembangan porositas tidak memperlihatkan nilai yang baik, hal ini diperkirakan karena adanya pengaruh shale yang juga ikut terbentuk selama proses pengendapan, sehingga kondisi dari reservoir cenderung tidak membentuk clean sand dan bahkan dari karakteristik log pada korelasi menunjukkan karakter log yang sudah menyerupai batuan shally sand. Namun untuk memastikan hal tersebut akan lebih baik jika dilakukan koreksi terhadap data core.



Gambar 4.15 Sebaran Porositas vs Fasies Pie Chart

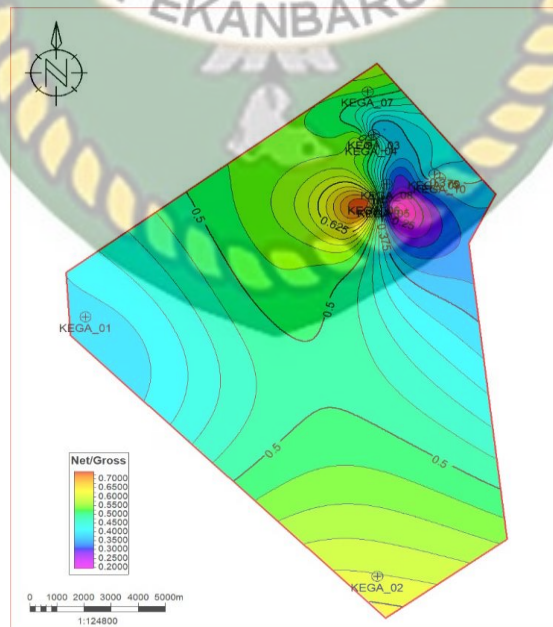
4.3.5 Peta Net to Gross

Untuk melihat arah sebaran reservoir maka dapat digenerate dari perbandingan antara data net batupasir (reservoir) terhadap total ketebalan formasi. Hasil yang didapatkan dapat diamati pada tabel 4.5.

Tabel 4.5 Hasil Analisis Net to Gross

No	Nama Sumur	Thickness	Net Sand	NTG
1	Kega 1	128.73	50.17	0.38973
2	Kega 2	179.76	108.16	0.601691
3	Kega 3	158.26	61.76	0.390244
4	Kega 4	160.88	82.64	0.513675
5	Kega 5	173.97	59.34	0.341093
6	Kega 6	148.75	92.27	0.620303
7	Kega 7	123.56	64.54	0.522337
8	Kega 8	176.66	61.98	0.350843
9	Kega 9	170.14	66.67	0.391854
10	Kega 10	134.34	50.36	0.37487

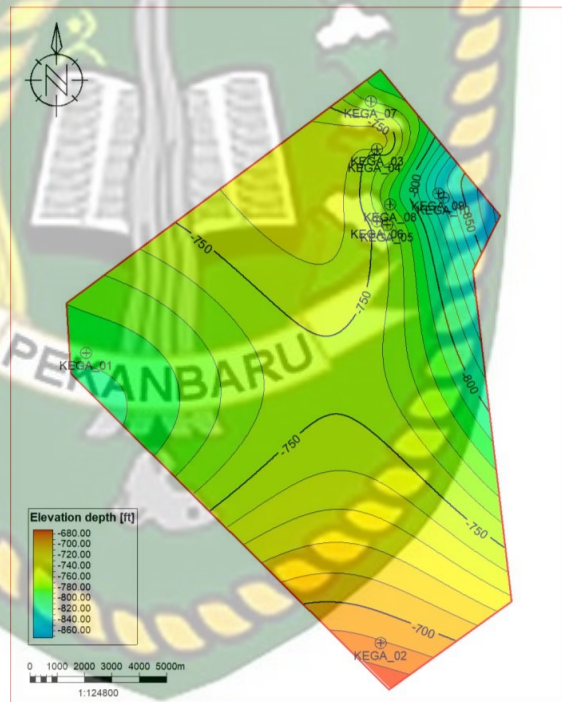
Selanjutnya setelah didapatkan hasil perhitungan tersebut, terakhir adalah melakukan pembuatan peta net to gross, dimana pola yang dihasilkan pada peta NTG cenderung mengikuti pola porositas.



Gambar 4.16 Peta NtG pada Lapangan Kega

4.3.6 Peta Top Struktur Formasi Bekasap

Peta top struktur Formasi Bekasap dihasilkan melalui interpretasi penentuan batas atas dan bawah pada sumur KeVga-1 hingga Kega-10. Dari peta tersebut dapat diamati adanya struktur berupa tinggian pada bagian utara dan selatan peta yang diperkirakan sebagai struktur antiklin yang berkembang pada daerah penelitian. Karena tidak tersedianya data seismik sehingga untuk data fault sedikit sulit didefinisikan, namun secara interpretasi menggunakan data sumur tidak tampak adanya perubahan kedalaman yang signifikan sebagai pertanda adanya aktivitas pergeseran akibat sesar.



Gambar 4.17 Peta Struktur Kedalaman pada Top Formasi Bekasap

4.3.7 Volumetrik / Cadangan Deterministik

Setelah seluruh data selesai dilakukan analisis, dengan menggunakan nilai rata-rata masing-masing parameter petrofisik yaitu nilai porositas efektif sebesar 0.12 (12%), N/G sebesar 45% dan saturasi air sebesar 75% dengan kontak fluida berada pada kedalaman -811.11 ft tvdss didapatkan nilai cadangan pada lapangan Kega sebesar 316 BSTB.

Tabel 4.6. Nilai cadangan lapangan Kega

Case	Bulk volume [106 ft ³]	Net volume [106 ft ³]	STOIIP [BSTB]
Bekasap	133358	60011	316

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari penelitian ini maka hasil analisis dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Dari daerah penelitian ditemukan adanya 2 tipe litologi secara umum yaitu batupasir dan juga shale (serpih). Dimana masing-masing litologi tersebut terbagi atas beberapa fasies secara suksesi vertikal yaitu fasies *channel dan tidal sand bar* untuk batupasir serta fasies *shale lagoonal dan marine shale* untuk litologi batuserpih. Kedua fasies ini dipisahkan berdasarkan deposisional lingkungan pengendapan yaitu *deltaic tide dominated* dan *deltaic wave dominated* yang berubah seiring adanya proses perubahan muka air laut.
2. Lapisan yang menjadi reservoir pada daerah penelitian terdiri dari multiple reservoir yang didominasi oleh batupasir *channel* dan juga fasies *bar* yang lebih menunjukkan sifat *isolated reservoir*.
3. Secara umum batupasir yang didominasi oleh fasies *tidal sand bar* lebih memiliki *vshale* yang relatif rendah dan juga nilai porositas yang baik. Hal tersebut dikarenakan pada lapisan tersebut didominasi oleh lapisan batupasir bersih sangat sedikit sekali dipengaruhi oleh lapisan pengotor berupa sisipan shale (serpih) atau lapisan pengotor lainnya.
4. Cadangan yang dihitung dengan parameter porositas sebesar 12%, N/G sebesar 45% dan juga nilai SW sebesar 75% didapatkan dengan total sebesar 316 BSTB (OOIP).

5.2 Saran

Sementara saran dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Diperlukannya data core untuk validasi lanjutan terhadap perhitungan setiap parameter petrofisik dan mendefenisikan fasies yang ada.
2. Dibutuhkannya data seismik sebagai penunjang agar mengetahui hubungan dan konektivitas antar tiap lapisan reservoir satu dengan lainnya.
3. Dibutuhkan data produksi hidrokarbon pada daerah penelitian serta data penunjang produksi lainnya seperti water cut off dll, agar nilai yang didapat dalam perhitungan dapat dikoreksi dan lebih akurat dalam validasinya
4. Diharapkan pada penelitian berikutnya dapat dilakukan pemodelan statik agar dapat mengetahui variasi angka yang dihasilkan dari perhitungan petrofisika maupun analisis fasies baik secara vertikal maupun lateral.

DAFTAR PUSTAKA

- Fickry. 2004. *Panduan Kuliah Gamma Ray Log*. Universitas Indonesia. Depok.
- Haris, et all. 2009. *Exploration of Barent Sea Hydrocarbon Potential*. University of Indonesia.
- Dewanto, Ordas. 2008. *Estimasi Cadangan Hidrokarbon Pada Batuan Reservoir Bersih Menggunakan Metode Interpretasi Analisa Log*. Bandar Lampung.
- Harland, W.B dan Dowdeswell, EK (editor). 1998. *Geological Evaluation of the Barents Shelf Region*. Graham and Trotman, London. 176 pp.
- R.M Iarsen, T. Fjaeran., Skarpnes. O, 1993. *Hydrocarbon Potensial of the Norwegian Barents Sea Based on Recent Well Result*.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta.
- Interactive Petrophysics Software Service Ltd, 2007, *Ip Help manual Version 3.4*
- Iqbal, Praha. 2009. *Evaluasi Cadangan Minyak Berdasarkan Petrofisika*. Universitas Padjajaran Bandung.
- Asquith and Gibson. 1982. *Basic Well Log Analysis For Geologist*. Tsula Oklama : AAPG
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log* . Jakarta : Schlumberger Oilfield Service
- Teguh, Prasetyo dan Sugeng Herbianto. 1997. *First Screening Method Use in Low Contrast Low Resistivity Pay Evaluation Of Upper Cibulakan Reservoirs In The Field*. Jakarta.

- Akbari, D & Sutrisno. 2014. *Interpretasi dan Geophysical Well Logging dan Analisis Hubungan Density Log Density*. Jurnal
- Ellis, D.V & J.M. Singer. 1987. *Well Logging For Earth Scientists*. Second Edition. Published by Springer, Dordrecht, The Netherlands.
- Hynes, M. 2007. *Batuan dan Fosil*. Seri Pengetahuan. Penerbit Erlangga, Jakarta.
- Schlumberger. 1997. *Cased Hole Log Interpretation Principle/Application*. Fourth Printing. Published by Schlumberger Wireline and Testing, Houston, Texas.
- Serra, O. 1984. *Fundamentals of well-log Interpretation, 1 acquisition of Logging Data*. Published by Elsevier science, Amsterdam, The Netherlands.
- Rider, Malcolm. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, Seconds Edition, revised 2002*. Scotland : Whittles Publishing.
- Koesumadinata R.P. 1980. *Geological Minyak dan Gasbumi, Edisi-2. Jilid 1 dan 2*. Bandung : ITB
- Irawan, Deni dan Widya U. 2009. *Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) Penentuan Zona Hidrokarbon*. Jurnal.
- Bateman, R.M. 195. *Open-hole Log Analysis & Formation Evaluation*. Internasional.
- Dwiyono I.F dan Winardi, S. 2014. *Kompilasi Metode Water Saturation Dalam Evaluasi Formasi*. Yogyakarta.
- Dewanto, O. 2016. *Petrofisika Log*. Universitas Lampung. Lampung.
- Darling, T. 2005. *Well Logging and Formation Evaluation*. Gulf Freeway. Texas.