

**ANALISIS PETROFISIKA UNTUK MENENTUKAN *OIL-WATER CONTACT* PADA FORMASI TALANGAKAR,
LAPANGAN “FBT”, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN**

(Skripsi)

Oleh

FEBRINA BUNGA T



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2017**

ABSTRAK

ANALISIS PETROFISIKA UNTUK MENENTUKAN *OIL-WATER CONTACT* PADA FORMASI TALANGAKAR, LAPANGAN “FBT”, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Oleh

Febrina Bunga T

Dalam melakukan analisis petrofisika, terdapat banyak metode pada setiap propertinya. Oleh karena itu, perlu ditentukan metode yang tepat pada setiap properti petrofisika yang cocok untuk diaplikasikan pada lapangan penelitian agar tidak terjadi penyimpangan pada saat interpretasi. Properti petrofisika terdiri dari *volume shale*, porositas, saturasi air, dll. Penelitian ini menggunakan enam data sumur yaitu FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT06 juga dibantu dengan data *core* yang terdapat pada FBT03. Data *core* dijadikan acuan dalam analisis petrofisika karena dianggap telah mewakili atau sudah mendekati kondisi reservoir yang sebenarnya pada lapangan. Daerah yang digunakan pada penelitian ini terletak pada Formasi Talang Akar, Lapangan “FBT”, Cekungan Sumatra Selatan. Untuk *volume shale*, metode yang paling sesuai dengan kondisi Lapangan “FBT” merupakan metode *gamma ray-neutron-density* karena cocok dengan *photo core* dan litologi. Lalu untuk porositas efektif, metode yang paling sesuai dengan kondisi Lapangan “FBT” merupakan metode *neutron-density-sonic* karena mendekati data *core*. Dan untuk saturasi air, metode yang paling sesuai untuk kondisi Lapangan “FBT” merupakan metode indonesia karena sesuai dengan *oil shows*. Setelah dilakukan perhitungan properti petrofisika yang tepat dapat ditentukan *oil-water contact*. *Oil-water contact* ini nantinya berguna untuk menentukan cadangan hidrokarbon. Didapatkan *oil-water contact* pada kedalaman 2277.5 feet pada FBT01, 2226.5 feet pada FBT02, 2312.5 feet pada FBT03, 2331 feet pada FBT04, 2296 feet pada FBT05, dan 2283.5 feet pada FBT06. Perbedaan kedalaman *oil-water contact* pada Formasi Talangakar, Lapangan FBT disebabkan karena adanya suatu struktur dibawah permukaan.

Kata kunci: properti petrofisika, *oil-water contact*, *core*, analisis petrofisika.

ABSTRACT

PETROPHYSICAL ANALYSIS FOR DETERMINE OIL-WATER CONTACT AT TALANGAKAR FORMATION, “FBT” FIELD, SOUTH SUMATRA BASIN

By

Febrina Bunga T

In conducting petrophysics analysis, there are many methods on each property. Therefore, it is necessary to determine the exact method on each petrophysical property suitable for application in the field of research in order to avoid irregularities at the time of interpretation. The petrophysical property consists of volume shale, porosity, water saturation, etc. This research used six well data named FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, and FBT06 and also assisted with core data contained in FBT03. Core data used as a reference in petrophysical analysis because it was considered to have represented or closed to the actual reservoir conditions in the field. The area in this research was in Talangakar Formation, "FBT" Field, South Sumatra Basin. The most suited volume shale method for “FBT” field condition was gamma ray-neutron-density method by seeing its photo core and lithology. As for the effective porosity, the most suited method for the field was neutron-density-sonic method by its core. And for the water saturation method, the most suited method for the field was Indonesia method as it was accordance with the oil shows. After doing the petrophysics calculation, we got the determined oil-water contact. Oil-water contact was useful to determine the hydrocarbon reserves. Oil-water contact was obtained at a depth of 2277.5 feet on FBT01, 2226.5 feet on FBT02, 2312.5 feet on FBT03, 2331 feet on FBT04, 2296 feet on FBT05, and 2283.5 feet on FBT06. The oil-water contact depth differences at Talangakar formation in FBT field caused by structure in subsurface.

Keywords: petrophysical property, oil-water contact, core, petrophysical analysis.

**ANALISIS PETROFISIKA UNTUK MENENTUKAN *OIL-WATER CONTACT* PADA FORMASI TALANGAKAR,
LAPANGAN “FBT”, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN**

Oleh

FEBRINA BUNGA T

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTRIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2017**

Judul Skripsi : **ANALISIS PETROFISIKA UNTUK
MENENTUKAN *OIL-WATER CONTACT*
PADA FORMASI TALANGAKAR,
LAPANGAN "FBT", CEKUNGAN
SUMATRA SELATAN**

Nama Mahasiswa : **Febrina Bunga T**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1315051021

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



Pembimbing I

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001

Pembimbing II

Karyanto, S.Si., M.T.
NIP 19691230 199802 1 001

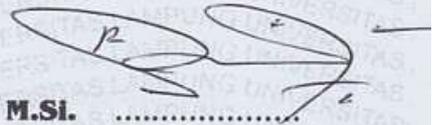
2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP 19720928 199903 1 001

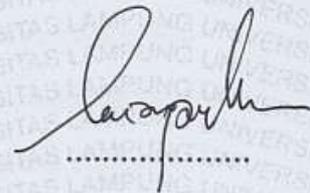
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

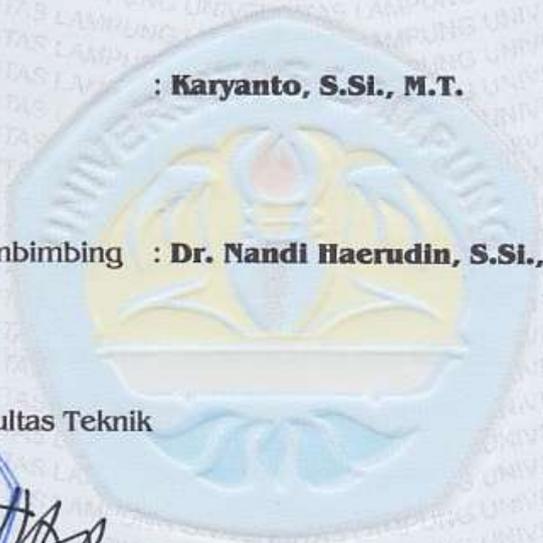
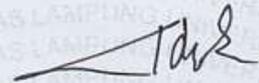
Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.



Sekretaris : Karyanto, S.Si., M.T.



**Penguji
Bukan Pembimbing : Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**



2. Dekan Fakultas Teknik



Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.
NIP 19620717 198703 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 11 September 2017

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis bukan merupakan karya dari orang lain melainkan berdasarkan pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan tertentu dalam penulisan skripsi ini terdapat karya atau pendapat orang lain yang ditulis menurut sumbernya sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka secara jelas sesuai dengan norma, kaidah dan etika penulisan ilmiah.

Apabila pernyataan saya ini tidak benar maka saya bersedia dikenakan sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 11 September 2017

METERAI
TEMPEL
82DF4ABF156820822
ENAM RIBU RUPIAH
6000

Febrina Bunga T
NPM. 1315051021

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Tangerang pada tanggal 3 Februari 1996, sebagai anak ketiga dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak Djarot Santoso dan Ibu Widorini. Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-kanak di TK Puspa Indah Tangerang Selatan pada tahun 2001, Pendidikan Sekolah Dasar di Madrasah Pembangunan UIN Jakarta pada tahun 2007, pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMPN 11 Jakarta pada tahun 2010, pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMAN 70 Jakarta yang diselesaikan pada tahun 2013.

Pada tahun 2013, penulis melanjutkan studi di perguruan tinggi dan terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung. Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif di beberapa organisasi kemahasiswaan seperti Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HIMA TG) pada periode 2014/2016, sebagai anggota SBM (Sosial, Budaya, dan Masyarakat). Selain organisasi internal kampus, penulis juga aktif dalam organisasi eksternal yaitu sebagai anggota AAPG (*American Association of Petroleum Geologist*) SC Unila

sebagai staff *guest lecture* pada tahun 2014/2015, menjadi anggota SEG (*Society of Exploration Geophysicsts*) Unila sebagai anggota *workshop* SEG (*Society of Exploration Geophysicsts*) pada tahun 2014/2017.

Pada bulan Januari tahun 2016 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Giham Sukamaju, Kecamatan Sekincau, Kabupaten Lampung Barat. Pada bulan Agustus 2016 penulis melaksanakan Kerja Praktik di PT Chevron Pacific Indonesia, Rumbai, Pekanbaru yang bertempat pada satuan kerja *Applied Reservoir Management, Asset Operation Geology* dan melakukan pengolahan data dengan judul “**Quality Control Pada Data Logging dan Aplikasinya Dalam Studi Geomekanik Sederhana Lapangan Balam Selatan, Cekungan Sumatra Tengah**” selama kurang lebih satu bulan. Pada bulan April–Mei tahun 2017 penulis melaksanakan Tugas Akhir (TA) selama kurang lebih 2 bulan di PT Medco E&P Indonesia, dengan judul “**Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Oil-Water Contact Pada Formasi Talangakar, Lapangan “FBT”, Cekungan Sumatra Tengah**”. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada 11 September 2017.

PERSEMBAHAN

Dengan penuh rasa syukur, kan ku persembahkan skripsi ini kepada :

*Kedua Orangtuaku tercinta,
(Djarot Santoso dan Widorini)*

*Kakak-kakakku tersayang,
(Adhitya Budiarmo dan Priyo Wijanarko)*

*Almamater kebanggaanku,
(Teknik Geofisika Universitas Lampung)*

KATA PENGANTAR

Alhamdulillahirobbilalamin, segala puji dan syukur bagi ALLAH SWT yang telah memberikan nikmat, karunia dan perlindungan-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul “*Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Oil-Water Contact Pada Formasi Talangakar, Lapangan “FBT”, Cekungan Sumatra Selatan*” sebagai salah satu bagian dari kurikulum dan salah satu syarat bagi penulis untuk menyelesaikan studi sebagai Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Skripsi ini merupakan hasil kegiatan Tugas Akhir di PT Medco E&P Indonesia. Namun demikian, penulis menyadari masih banyak ketidaksempurnaan dan banyak kelemahan dalam Skripsi ini. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun agar dapat memperbaiki dan menyempurnakan nya. Semoga Skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

Penulis

Febrina Bunga T

SANWACANA

Dalam pelaksanaan dan penyelesaian skripsi ini tentunya tidak lepas dari bimbingan dan dukungan berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada pihak-pihak yang bersangkutan yaitu:

1. Allah S.W.T yang telah memberikan nikmat dan karuniaNya atas kelancaran dalam penyusunan skripsi ini
2. Kedua orangtuaku tercinta, Mama dan Papa atas segala yang diberikan. Doa dan harapan yang selalu kalian sampaikan. Motivasi terbesarku untuk menyelesaikan pendidikan. Janjiku untuk membahagiakan kalian, membalas piluh yang telah kalian lakukan demi aku. Tak ada kata yang bisa mengutarakan rasa cintaku kepada kalian. Semoga Allah selalu melindungi dan memberikan kesehatan kepada Mama dan Papa
3. Kakak-kakakku tersayang, Mas Galih dan Mas Didon yang tidak henti-hentinya memberikan dukungan kepada penulis
4. Bapak Prof. Drs. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung
5. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. sebagai pembimbing pertama yang banyak memberikan arahan dan saran dalam penyempurnaan isi skripsi

7. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. sebagai pembimbinga kedua yang telah memberikan saran dan bimbingan dalam penyusunan skripsi
8. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si, M.Si sebagai sebagai penguji yang telah memberi kritik, saran dan bimbingan dalam perbaikan-perbaikan skripsi
9. Seluruh dosen pengajar Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah berbagi ilmu dan pengalaman selama perkuliahan
10. PT Medco E&P Indonesia sebagai perusahaan yang telah memberi kesempatan untuk melaksanakan Tugas Akhir
11. Ibu Joan Caroline Lumban Tobing yang telah mengizinkan penulis untuk melaksanakan tugas akhir di PT Medco E&P Indonesia
12. Mba Andika Widyasari yang telah membimbing penulis selama melaksanakan tugas akhir di PT Medco E&P Indonesia
13. Para pegawai PT Medco E&P Indonesia departemen Eksplorasi yang telah berbaik hati berbagi ilmunya kepada penulis
14. Sahabat-sahabat dekat penulis, Mozza Pratidina dan Berdina Lisvia Syahrin yang sudah menemani dalam suka dan duka, memberikan support dan mewarnai hidup penulis
15. Teman-teman dekat penulis, Haidar Ali, Edy Haryanto Sirait, Ryan Donovan, dan Putu Sai Krisna yang selalu penulis repotkan dan yang paling pengertian dengan penulis
16. Keluarga Besar Teknik Geofisika Unila, terutama angkatan 2013 sebagai teman berdiskusi terbaik dan juga telah memberikan dukungan dan semangat untuk penulis

17. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu atas segala motivasi, bantuan dan dukungannya selama penulis menempuh bangku perkuliahan sampai menyelesaikan skripsi

Penulis

Febrina Bunga T

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	i
ABSTRACT	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN	ix
KATA PENGANTAR	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI	xiv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Fisiografi Regional.....	4
2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan.....	6
2.2.1 Batuan Pra-Tersier	6
2.2.2 Formasi Lahat/Lemat	7
2.2.3 Formasi Talang Akar	7
2.2.4 Formasi Baturaja.....	9

2.2.5 Formasi Gumai/Telisa.....	9
2.2.6 Formasi <i>Lower</i> Palembang (Air Benakat)	10
2.2.7 Formasi <i>Middle</i> Palembang (Muaraenim)	10
2.2.8 Formasi <i>Upper</i> Palembang (Kasai).....	10
2.2.9 Formasi Ranau	11
2.3 <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatra Selatan.....	12
2.3.1 Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	12
2.3.2 Kematangan (<i>Maturity</i>).....	13
2.2.3 Migrasi	13
2.2.4 Reservoar	14
2.2.5 Batuan Penutup (<i>Seal</i>).....	14
2.2.6 Jebakan (<i>Trap</i>)	14
III. TEORI DASAR	
3.1 Konsep Dasar <i>Well Logging</i>	16
3.2 Jenis-jenis Kurva Log	17
3.2.1 Log <i>Gamma Ray</i>	17
3.2.2 Log <i>Resisitivity</i>	18
3.2.3 Log Neutron	21
3.2.4 Log Densitas	22
3.2.5 Log Sonic	23
3.2.6 Log Caliper.....	25
3.3 Data Inti (<i>Core</i>).....	28
3.4 Petrofisika	29
3.4.1 <i>Volume Shale (Vsh)</i>	29
3.4.2 Porositas	31
3.4.3 Saturasi Air (<i>Sw</i>)	34
3.5 <i>Oil-Water Contact</i>	36
IV. METODOLOGI PENELITIAN	
4.1 Waktu dan Tempat Penelitian.....	38
4.2 Alat dan Bahan Penelitian.....	39
4.3 Prosedur Penelitian	39
4.3.1 Studi Literatur	39
4.3.2 Persiapan dan Pengumpulan Data.....	39
4.3.3 Pengolahan Data	42
4.4 Diagram Alir	44
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1 Prosedur Penelitian	45
5.1.1 Evaluasi <i>Volume Shale</i>	45
5.1.2 Evaluasi Porositas Efektif.....	53
5.1.3 Evaluasi Saturasi Air.....	57
5.1.4 Evaluasi <i>Oil-Water Contact</i>	62
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	
6.1 Kesimpulan	72
6.2 Saran	73

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Fisiografi regional Cekungan Sumatra Selatan	4
Gambar 2.2. Pembagian Sub-Cekungan Sumatra Selatan.....	5
Gambar 2.3. Stratigrafi regional Cekungan Sumatra Selatan.....	11
Gambar 2.4. <i>Petroleum system</i>	12
Gambar 3.1. Respon log GR terhadap batuan	18
Gambar 3.2. Profil sumur bor terinvasi lumpur	20
Gambar 3.3. Respon log resistivitas terhadap batuan.....	20
Gambar 3.4. Respon log neutron terhadap batuan.....	21
Gambar 3.5. Respon log densitas terhadap batuan.....	23
Gambar 3.6. Respon log akustik terhadap batuan	25
Gambar 3.7. Respon log caliper terhadap batuan.....	27
Gambar 3.8. Porositas total dan porositas efektif.....	32
Gambar 3.9. GOC dan WOC.....	37
Gambar 4.1. Diagram alir	44
Gambar 5.1. Penentuan Metode <i>Volume Shale</i>	46
Gambar 5.2. <i>Core Depth Matching</i>	48
Gambar 5.3. Data <i>Core 1 (Vsh)</i>	50
Gambar 5.4. Data <i>Core 3 (Vsh)</i>	51

Gambar 5.5. NPHI <i>Shale</i> dan RHOB <i>Shale</i>	53
Gambar 5.6. DT <i>Shale</i>	54
Gambar 5.7. Penentuan Metode Porositas Efektif.....	55
Gambar 5.8. Resistivitas <i>Shale</i>	57
Gambar 5.9. Penentuan R_w Menggunakan <i>Chart Schlumberger</i>	58
Gambar 5.10. Penentuan Metode Saturasi Air	60
Gambar 5.11. Penentuan OWC pada FBT01	63
Gambar 5.12. Penentuan OWC pada FBT02	64
Gambar 5.13. Penentuan OWC pada FBT03	65
Gambar 5.14. Penentuan OWC pada FBT04	66
Gambar 5.15. Penentuan OWC pada FBT05	67
Gambar 5.16. Penentuan OWC pada FBT06	68
Gambar 5.17. Peta Struktur Kedalaman Lapangan FBT	69
Gambar 5.18. Korelasi Formasi Lapangan FBT.....	70

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 3.1. Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu	22
Tabel 3.2. Variasi harga transite time matrik berbagai litologi.....	25
Tabel 4.1. Pelaksanaan kegiatan penelitian.....	38
Tabel 4.2. Kelengkapan data setiap sumur.....	39
Tabel 4.3. Kelengkapan data <i>log</i> setiap sumur.....	40
Tabel 5.1. <i>Vshale</i> Lapangan FBT	52
Tabel 5.2. Porositas Efektif Lapangan FBT	56
Tabel 5.3. Resistivitas Air Formasi Lapangan FBT	59
Tabel 5.4. Saturasi Air Lapangan FBT.....	61

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Industri minyak dan gas bumi di dunia memegang peranan penting dalam menunjang program pembangunan setiap negara. Ketergantungan terhadap bahan bakar fosil ini memicu eksploitasi secara terus menerus, sehingga diperlukan kegiatan eksplorasi yang dapat mempertahankan produksi minyak dan gas bumi secara konstan. Untuk itu dibutuhkan teknologi yang tepat untuk memprediksi keberadaan potensi hidrokarbon yang terdapat di bawah permukaan bumi. Karakterisasi reservoir menjadi salah satu metode yang dipilih oleh perusahaan minyak dan gas. Terdapat banyak metode pula dalam mengkaraterisasi reservoir yang disesuaikan penggunaannya dengan objek yang diteliti.

Petrofisika merupakan suatu cabang ilmu dari geofisika yang mempelajari sifat fisik dari suatu batuan. Analisis petrofisika sangat penting untuk mengetahui kualitas dan karakterisasi batuan reservoir berdasarkan sifat fisiknya yang berupa kandungan lempung, porositas, dan saturasi air. Sifat fisik tersebut dikenal dengan istilah properti petrofisika. Dalam melakukan analisis petrofisika dibutuhkan suatu input utama berupa data log yang akan memberikan informasi secara vertikal mengenai sifat fisis dari batuan pada formasi tersebut. Terkadang diperlukan juga data *core* (contoh batuan dari sumur bor) untuk referensi dari hasil analisis

petrofisika. Untuk dapat menganalisis petrofisika, diharuskan memahami dasar-dasar teori *well logging*.

Penelitian ini dilatar belakangi oleh penelitian-penelitian sebelumnya yaitu penelitian tentang Analisis Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw Berbagai Metode (Rosyidan, dkk, 2015), Analisis *Oil-Water Contact* dan Estimasi Saturasi Hidrokarbon Berdasarkan Data *Well Logging* (Setyowiyoto dan Samsuri, 2006). Analisis dan Integrasi Data Log, Data *Scal*, Data *Core*, Data Uji Sumur, serta Data Produksi Untuk Mengetahui Harga *Cut-Off* Petrofisika dan Kontak Minyak-Air Lapangan Kejora (Cekungan Jawa Timur Utara) (Fauzia dan Triwibowo, 2015).

Berdasarkan dari penelitian-penelitian sebelumnya, terdapat banyak metode untuk menentukan setiap properti petrofisika. Oleh karena itu, penelitian ini sangat penting dilakukan untuk mengetahui setiap metode pada properti petrofisika yang cocok untuk diaplikasikan pada lapangan penelitian. Pengolahan dari penelitian ini juga akan menghasilkan gambaran batas kontak fluida yang nantinya bisa digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan metode pada setiap properti petrofisika yang sesuai pada Lapangan “FBT” berdasarkan data log dan data *core*.
2. Menentukan nilai properti petrofisika pada Lapangan “FBT”.
3. Menentukan *oil-water contact* berdasarkan properti petrofisika pada Lapangan “FBT”.

1.3 Batasan Masalah

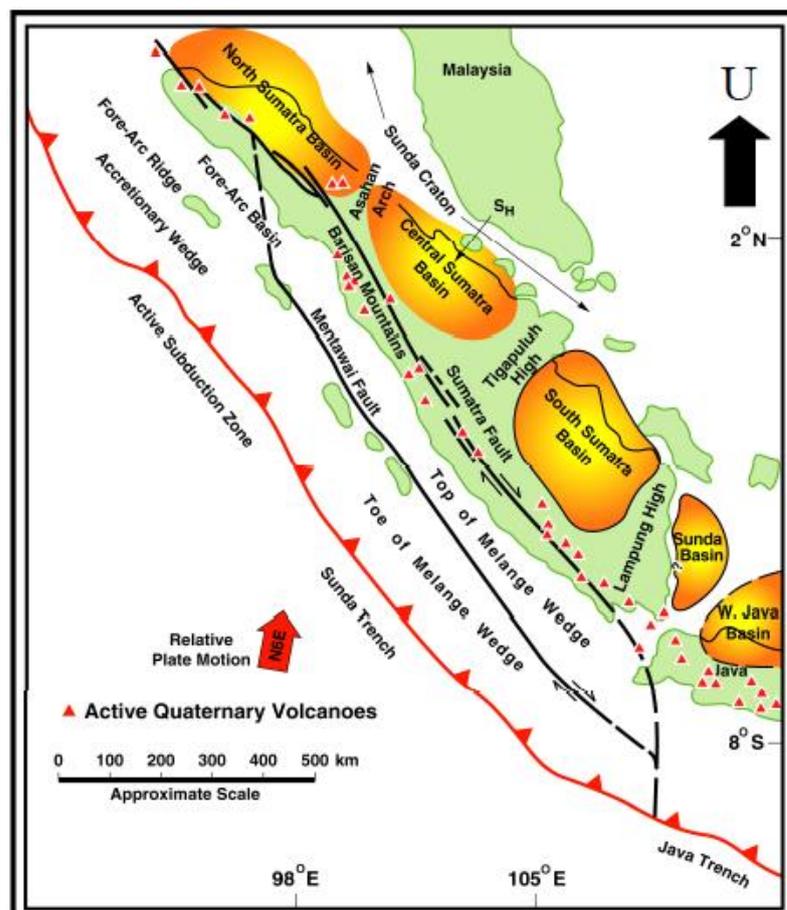
Batasan masalah dalam penelitian pada tugas akhir adalah sebagai berikut:

1. Data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan 6 data sumur beserta data *core* dari salah satu sumur pada Lapangan FBT, Cekungan Sumatera Selatan.
2. Menentukan salah satu metode dari setiap properti petrofisika seperti kandungan lempung, porositas, dan saturasi air lalu membandingkan hasilnya dengan data *core*.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Fisiografi Regional

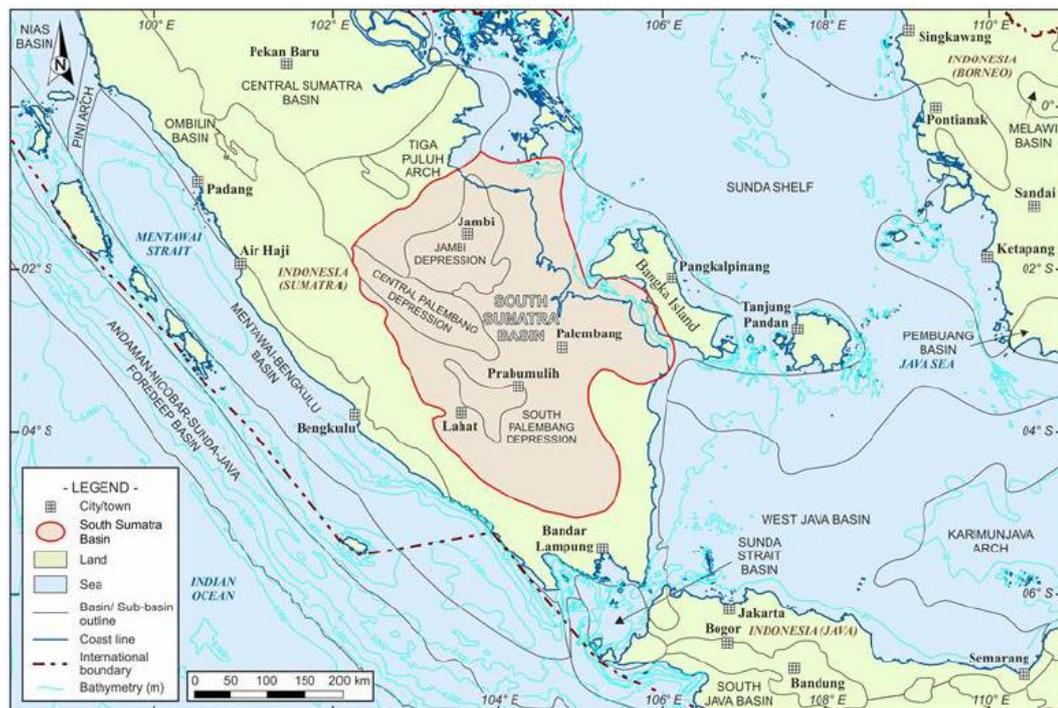
Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan sedimentasi tersier penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia. Secara fisiografi, PT. Medco E&P Indonesia mempunyai daerah operasi yang berada pada Cekungan Sumatera Selatan.



Gambar 2.1. Fisiografi regional Cekungan Sumatera Selatan (Heidrick dan Aulia, 1993)

Cekungan Sumatra Selatan berarah Barat Laut-Tenggara. Cekungan ini dibatasi oleh Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatra Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah.

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur (*back-arc basin*) yang berkembang sepanjang tepi barat dan selatan Paparan Sunda. Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Heidrick dan Aulia, 1993). Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi 4 Sub-Cekungan yakni: Sub-Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Utara, Sub-Cekungan Palembang Tengah dan Sub-Cekungan Palembang Selatan (Bishop, 2001). Daerah penelitian ini merupakan Sub-Cekungan Palembang Selatan.



Gambar 2.2. Pembagian Sub-Cekungan Sumatera Selatan (Medco, 2017)

2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah

Secara umum, sedimentasi di Cekungan Sumatera Selatan terjadi dalam dua fase (Coster, 1974), yaitu:

1. Fase Transgresi

Selama fase pengendapan yang terjadi pada fase transgresi, penurunan dasar cekungan lebih cepat daripada proses sedimentasi, sehingga terbentuk urutan fasies non marin, transisi, laut dangkal dan laut dalam.

2. Fase Regresi

Fase ini merupakan kebalikan dari fase transgresi, dimana pengendapan lebih cepat dibandingkan dengan penurunan dasar cekungan, sehingga terbentuk urutan seperti fasies laut dangkal, transisi dan non marin.

2.2.1 Batuan Pra-Tersier

Formasi ini merupakan batuan dasar (*basement rock*) dari Cekungan Sumatra Selatan. Tersusun atas batuan beku Mesozoikum, batuan metamorf Paleozoikum-Mesozoikum, dan batuan karbonat yang termetamorfosa. Batuan Paleozoikum akhir dan batuan Mesozoikum tersingkap dengan baik di Bukit Barisan lalu Pegunungan Tigapuluh dan Pegunungan Duabelas berupa batuan karbonat berumur permian yaitu Granit dan Filit. Batuan dasar yang tersingkap di Pegunungan Tigapuluh terdiri dari filit yang terlipat kuat berwarna kecoklatan berumur Permian. Lebih ke arah Utara tersingkap Granit yang telah mengalami pelapukan kuat. Warna pelapukan adalah merah dengan butir-butir kuarsa terlepas akibat pelapukan tersebut. Kontak antara Granit dan filit tidak teramati karena selain kontak tersebut tertutupi pelapukan yang kuat, daerah ini juga tertutup hutan yang lebat. Umur Granit adalah Jura, hal ini berarti Granit mengintrusi batuan filit.

2.2.2 Formasi Lahat/Lemat

Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan berumur Paleosen-Awal Oligosen. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Formasi ini memiliki ketebalan >2000 m terutama dibagian tengah graben, dan pada bagian tinggian endapan ini tidak dijumpai. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/*alluvial-fluvial* sampai dengan *lacustrine*. Formasi ini dibagi menjadi dua bagian, yaitu:

1. Lahat, terdiri dari breksi vulkanik dan aglomerat dengan fragmen utama berupa batuan beku andesit/basaltis, tufa, batupasir tufaan, kadang dijumpai intrusi dan aliran lava. Anggota ini biasa disebut juga tuff kikum atau lemat tua.
2. Lemat memiliki satu anggota, yaitu *benakat shale* (Coster, 1974) yang disebut lemat muda. Lemat berupa klastik kasar terdiri atas batupasir, batulempung, fragmen batuan, breksi, “Granite Wash“, kadang dijumpai sisipan batubara dan tufa. *Benakat shale* terdiri dari batuan klastik halus dan terdiri dari serpih abu-abu kecoklatan, kadang berselang-seling dengan lapisan serpih tufaan, batulanau dan batupasir serta sisipan tipis batubara.

2.2.3 Formasi Talang Akar

Setelah pengendapan Formasi Lahat, terjadi proses erosi secara regional. Bukti erosi ini diperlihatkan oleh Formasi Talang Akar yang terendapkan tidak selaras diatas Formasi Lahat. Setelah masa hiatus umur Oligosen Tengah, kemudian diendapkan sedimen pada topografi yang rendah pada Oligosen Akhir. Formasi ini

terbagi menjadi dua bagian yaitu *Lower Talang Akar* dan *Upper Talang Akar* karena distribusi dan variasi litologi secara vertikal dan lateral (Kamal, dkk, 2005).

Pada *Lower Talang Akar* terdapat dua bagian, yaitu GRM dan TRM:

1. *Gritsand Member (GRM)*

Anggota ini disusun oleh sedimen klastik kasar seperti batupasir konglomeratan, batupasir kuarsa, serpih dan sisipan batubara dengan struktur sedimen berupa struktur perlapisan bersusun, perlapisan silang-siur dan sejajar.

2. *Transitional Member (TRM)*

Anggota ini tersusun oleh sedimen klastik sedang-halus seperti perselingan batupasir, serpih, batulanau, sisipan batubara, batu lempung karbonan, serta hadirnya glaukonit yang melimpah. Lingkungan pengendapan anggota satuan ini adalah lingkungan transisi-laut dangkal (Pertamina-BEICIP, 1985).

Pada *Upper Talang Akar* juga terdapat dua bagian yaitu, *basal clastic* dan *pendopo shale*:

1. *Basal Clastic*

Anggota ini disusun oleh batuan klastik butir kasar seperti batupasir kasar, konglomeratan, kerikil, dan breksi.

2. *Pendopo Shale*

Anggota ini tersusun oleh serpih, batuan klastik berbutir halus, dan batukapur dari lingkungan laut dangkal.

Formasi ini berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal. Ketebalan formasi ini pada bagian selatan cekungan mencapai 460–610 meter, sedangkan

pada bagian utara cekungan mempunyai ketebalan kurang lebih 300 meter (Coster, 1974).

2.2.4 Formasi Baturaja

Formasi Baturaja memiliki umur Miosen Awal-Miosen Tengah bagian bawah. Formasi diendapkan pada lingkungan darat sampai laut dangkal. Ketebalan formasi ini sekitar 200-250meter. Litologi pada formasi ini terdiri dari batugamping terumbu, kalkarenit dengan sisipan serpih gampingan.

2.2.5 Formasi Gumai/Telisa

Formasi merupakan fase transgresi laut maksimum yang diendapkan pada lingkungan laut dalam dimana air laut menggenangi hampir seluruh cekungan. Formasi ini terdiri dari serpih dengan *foraminifera* melimpah. Formasi ini berumur Miosen Tengah sampai Miosen Akhir dan memiliki ketebalan berkisar antara 6000–9000 *feet* (1800–2700 meter). Pada formasi ini terdapat dua anggota, yaitu DSM dan TSM:

1. *Gumai Deepwater Sandstone Member (DSM)*

Anggota ini terdiri batupasir halus, batulanau, dan serpih. Alasan untuk memisahkan DSM Grup Talang Akar adalah perbedaan dalam litologi dan distribusi lateral DSM di cekungan dari batupasir tersebut di Grup Talang Akar.

2. *Telisa Sandstone Member (TSM)*

Anggota ini penting karena distribusinya sangat signifikan. Batu pasir sangat halus untuk berbutir halus, berkapur, sangat argilaceous, glauconitis,

dan umumnya memiliki porositas dan permeabilitas yang buruk. Batu pasir diendapkan di perairan laut dangkal (Argakoesoemah et al, 2005).

2.2.6 Formasi *Lower Palembang* (Air Benakat)

Formasi Air Benakat diendapkan selaras di atas Formasi Gumai. Formasi ini memiliki ketebalan lapisan antara 100 sampai 130 meter. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal, yang juga menunjukkan awal dari siklus regresi. Formasi Air Benakat memiliki umur Miosen Akhir. Formasi Air Benakat memiliki ciri-ciri batuan berupa serpih gampingan kaya akan foraminifera dengan sisipan batugamping pada bagian bawah. Semakin ke atas dijumpai sisipan-sisipan batupasir yang banyak mengandung glaukonit dan presentase kandungan batupasir semakin ke atas semakin besar.

2.2.7 Formasi *Middle Palembang* (Muaraenim)

Formasi ini terdiri dari batulempung, serpih, batupasir, dan beberapa lapisan batubara. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal, transisi hingga darat dengan ketebalan berkisar antara 450 meter-750 meter. Umur dari formasi ini adalah Miosen Akhir hingga Pliosen Awal.

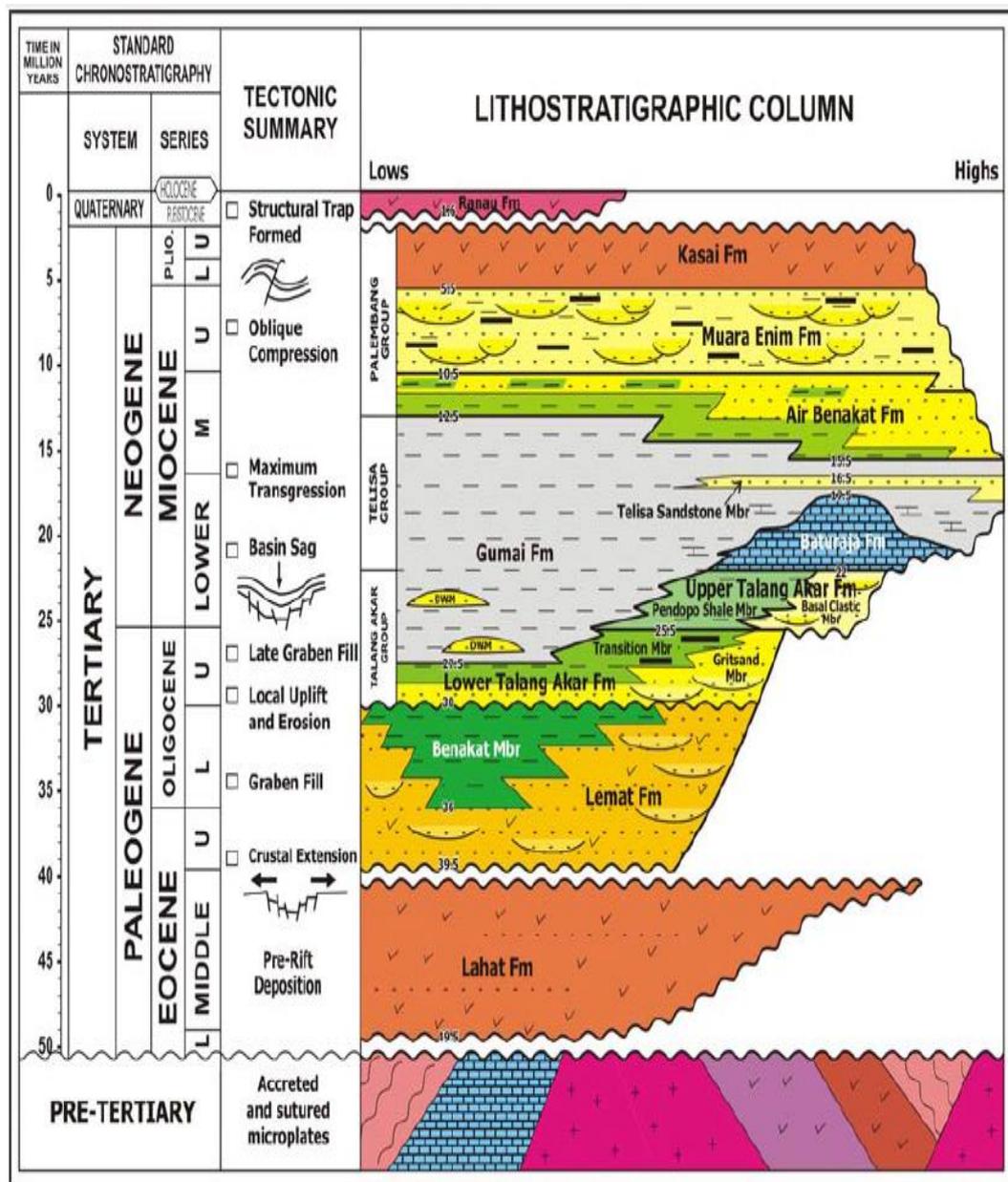
2.2.8 Formasi *Upper Palembang* (Kasai)

Formasi ini merupakan formasi yang paling muda di Cekungan Sumatra Selatan. Formasi ini diendapkan selama orogenesis pada Plio-Pleistosen dan dihasilkan dari proses erosi Pegunungan Barisan dan Tigapuluh. Komposisi dari formasi ini terdiri dari batupasir tuffan, lempung, dan kerakal dan lapisan tipis batubara. Umur dari formasi ini tidak dapat dipastikan, tetapi diduga Plio-

Pleistosen. Lingkungan pengendapannya darat. Formasi ini mempunyai ketebalan antara 500-1000 meter.

2.2.9 Formasi Ranau

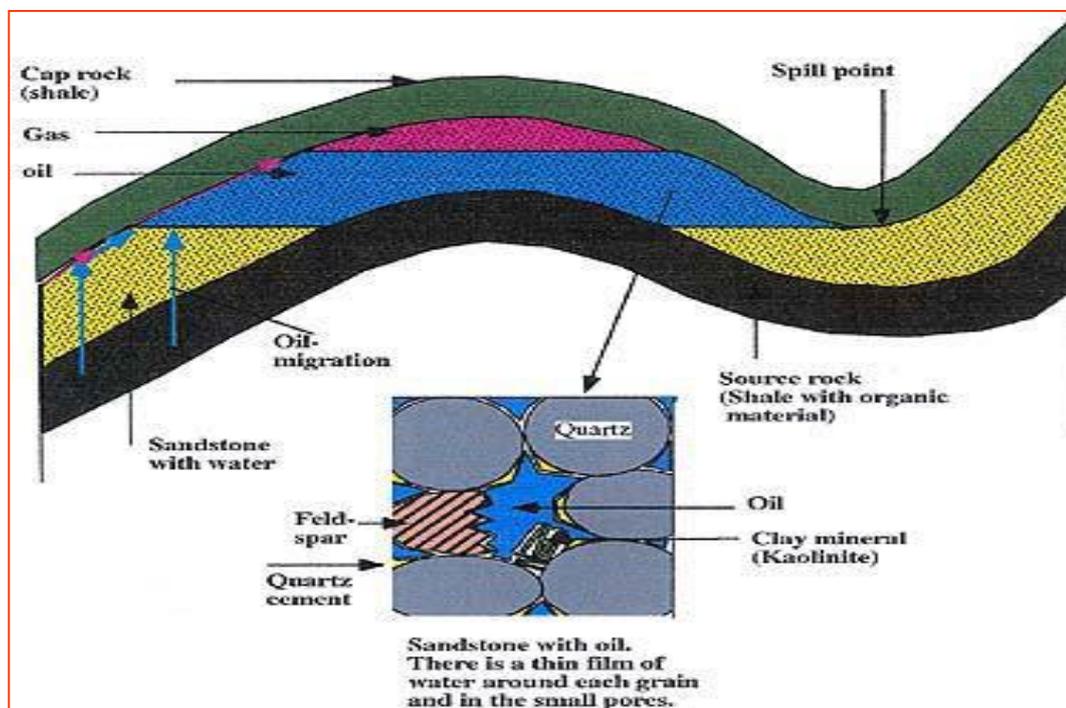
Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Kasai, dicirikan oleh kehadiran batuan vulkanik andesitik-basaltik berwarna gelap. Formasi ini terdapat di Pegunungan Barisan, bagian selatan.



Gambar 2.3. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Kamal, dkk, 2005)

2.3 Petroleum System Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang produktif sebagai penghasil minyak dan gas. Hal itu dibuktikan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang dihubungkan oleh adanya antiklin. Letak rembesan ini berada di kaki bukit Gumai dan pegunungan Barisan. Sehingga dengan adanya peristiwa rembesan tersebut, dapat digunakan sebagai indikasi awal untuk eksplorasi adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*.



Gambar 2.4. Petroleum System (Chevron, 2006)

2.3.1 Batuan Induk (Source Rock)

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas *half-graben*. Selain itu pada batu gamping formasi Batu Raja dan *shale* dari formasi

Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001). Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat didominasi oleh coaly fasies dan memiliki potensi source rock yang sangat baik dengan nilai TOC lebih besar dari 3% dan nilai HI lebih besar dari 300. Potensi source rock didominasi oleh tipe kerogen II / III yang berasal dari bahan tanaman, dengan minor-leptinite, alga dan komponen exinite.

Sistem pemanasan (*kitchen*) batuan induk di Cekungan Sumatera Selatan adalah akibat panas yang dihasilkan oleh bidang-bidang sesar yang terbuka pada *graben / half graben*, sehingga cukup untuk menghasilkan hidrokarbon.

2.3.2 Kematangan (*Maturity*)

Gradien geotermal rata-rata di Cekungan Sumatera Selatan adalah 2.89° per 100 feet Dengan asumsi generasi *threshold oil* 250°F , kedalaman rata-rata atas *oil window* di Cekungan Sumatera Selatan adalah 1700 m (5600 kaki). Dengan asumsi generasi *threshold gas* 300 derajat F, kedalaman rata-rata ke window gas atas adalah sekitar pada 2300 m (7300 kaki).

Kematangan hidrokarbon dari Lemat dan Formasi Talang Akar dimulai pada Miosen Akhir, yang dipengaruhi oleh aliran panas yang meningkat terkait dengan proses tektonik Miosen Akhir, dan memasuki gas window pada Pliosen atau Pliosen Akhir. Hidrokarbon yang terjebak juga mungkin kembali bermigrasi mengikuti orogeny Pliosen-Pleistosen.

2.3.3 Migrasi

Migrasi hidrokarbon di Cekungan Sumatera Selatan ditafsirkan sebagai migrasi lateral dan atau migrasi vertikal. Migrasi lateral terjadi pada bagian dalam

cekungan. Akibat migrasi ini, terjadi pengisian hidrokarbon pada perangkap-perangkap stratigrafi yang terbentuk pada zona engsel (*hinge zone*). Migrasi secara vertikal terjadi melalui bidang patahan dan bidang ketidakselarasan antara batuan dasar dengan lapisan sedimen di atasnya. Migrasi sekunder memegang peranan penting dalam proses akumulasi dan pemerangkapan hidrokarbon mengingat posisi perangkap merupakan daerah tinggian purba (*old basement high*).

2.3.4 Reservoir

Penghasil minyak dan gas utama di cekungan Sumatera Selatan adalah batupasir pada waktu Eosen-Oligosen dari Formasi Talang Akar, karbonat reef dari Formasi Baturaja dan batu pasir Formasi Air Bekanat.

2.3.5 Batuan Penutup (*Seal*)

Batuan penutup pada umumnya merupakan lapisan lempung yang tebal dari Formasi Telisa, Formasi Palembang Bawah dan Formasi Palembang Tengah. Selain itu, terjadinya perubahan fasies kearah lateral atau adanya sesar-sesar dapat juga bertindak sebagai penutup atau tudung. Lempung pada Formasi Telisa menjadi penutup pada reservoir karbonat Formasi Baturaja.

2.3.6 Jebakan (*Trap*)

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2000). Selain itu jebakan hidrokarbon pada cekungan Sumatra Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada cekungan Sumatra Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan

struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (pliosen sampai pleistosen) (Ariyanto, 2011).

III. TEORI DASAR

3.1 Konsep Dasar Well Log

Well Logging merupakan metode pengukuran parameter-parameter fisika, dalam lubang bor, yang bervariasi terhadap kedalaman sumur. Hasil analisis data *log* sumur dapat digunakan untuk mengetahui karakteristik *reservoir* (segi porositas, saturasi air, dan permeabilitas) yang digunakan antara lain untuk menentukan arah eksplorasi dan produksi selanjutnya (Irawan dan Utama, 2011). Berdasarkan proses kerjanya, *logging* dibagi menjadi dua jenis, yaitu:

1. *Logging while drilling* (LWD), dilakukan pada saat pemboran sumur atau *Measurement while drilling* (MWD) yang merupakan *directional survey*, memakai azimuth untuk sumur yang berbelok.
2. Log sumur dengan kabel (*wireline log*), dilakukan setelah operasi pemboran selesai. *Wireline log* dapat dilakukan dengan dua cara yaitu:
 - a. *Openhole Logging*, kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang belum dilakukan pemasangan *casing*. Pada umumnya semua jenis log dapat dilakukan pada tahap ini
 - b. *Casedhole Logging*, kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan *casing*. Pada tahap ini hanya log tertentu yang dapat dilakukan seperti log Gamma Ray, Caliper, NMR, dan CBL.

- c. *Production Logs*, dilakukan untuk menentukan apakah minyak masih bisa diproduksi atau tidak dan untuk menentukan kualitas semen.

Secara kualitatif dengan data sifat-sifat fisik tersebut kita dapat menentukan jenis litologi dan jenis fluida pada formasi yang tertembus sumur. Sedangkan secara kuantitatif dapat memberikan data-data untuk menentukan ketebalan, porositas, permeabilitas, kejenuhan fluida, dan densitas hidrokarbon.

3.2 Jenis-jenis Kurva Log

Kurva log memiliki berbagai. Adapun jenis-jenis kurva log adalah sebagai berikut:

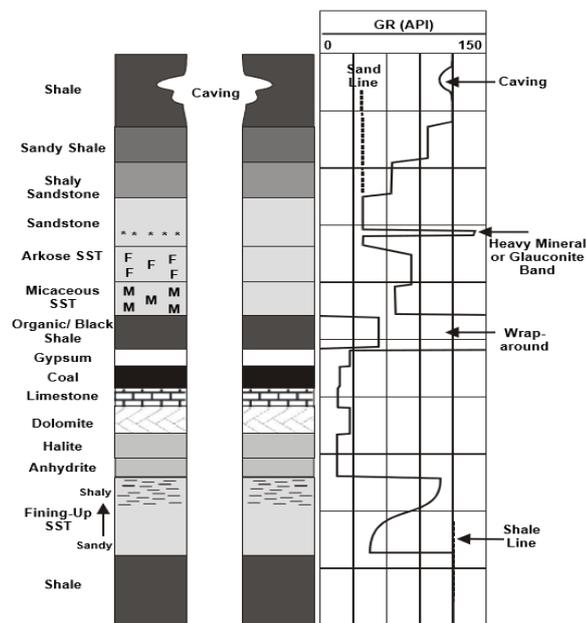
3.2.1 Log *Gamma Ray* (GR)

Log *Gamma Ray* merupakan salah satu log yang mengukur radioaktif yang dipancarkan dari batuan yang didasarkan bahwa setiap batuan memiliki komposisi komponen radioaktif yang berbeda-beda, sehingga dapat digunakan untuk mendeteksi ataupun mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti Uranium (U) dengan nomor atom 92, Thorium (Th) dengan nomor atom 90, dan Potassium (K) dengan nomor atom 19.

Pada batuan sedimen, unsur-unsur radioaktif terkonsentrasi dalam lapisan batu lempung, sehingga besar kecilnya intensitas radioaktif akan menunjukkan ada tidaknya mineral-mineral lempung. Batuan yang mempunyai kandungan lempung tinggi akan mempunyai konsentrasi radioaktif yang tinggi. Pada lapisan permeable yang bersih (*clean sand*), kurva log GR menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali bila lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif seperti pottasium feldspar, mika, atau glaukonit yang tinggi.

Oleh sebab itu, log *gamma ray* sering digunakan dalam interpretasi batu pasir-lempung yang nantinya dapat digunakan untuk menghitung *volume* dari batu lempung (*Vsh*).

Kegunaan dari log GR ini adalah untuk mengidentifikasi litologi (*permeable* dan *impermeable*), menghitung kandungan serpih (*Vsh*), *depth control*, dan korelasi antar sumur. *Gamma Ray log* dinyatakan dalam satuan API (*American Petroleum Institute*). Alat yang digunakan umumnya ada dua yaitu, *Standard Gamma Ray Tool* (SGT) dan *Natural Gamma Ray Spectrometry Tool* (NGT).



Gambar 3.1. Respon log GR terhadap batuan (Rider, 2002)

3.2.2 Log Resistivity

Log resistivitas adalah rekaman tahanan jenis formasi ketika dilewati oleh kuat arus listrik, dinyatakan dalam ohmmeter (Schlumberger, 1989). Resistivitas ini mencerminkan batuan dan fluida yang terkandung di dalam pori-porinya. Log resistivitas digunakan untuk identifikasi jenis fluida (air formasi dan hidrokarbon) dan batas kontak fluidanya, menghitung nilai resistivitas air formasi dan saturasi air.

Ketika suatu formasi di bor, air lumpur pemboran akan masuk kedalam formasi sehingga membentuk 3 zona yang terinvasi dan mempengaruhi pembacaan log, yaitu:

1. *Flushed Zone*

Merupakan zona infiltrasi yang terletak paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh air filtrat lumpur yang mendesak komposisi semula (gas, minyak, ataupun air tawar). Zona itu juga dapat menunjukkan *permeability*.

2. *Transition Zone*

Merupakan zona infiltrasi yang lebih dalam keterangan zona ini ditempati oleh campuran dari air filtrat lumpur dengan komposisi semula.

3. *Uninvaded Zone*

Merupakan zona yang tidak mengalami infiltrasi dan terletak paling jauh dari lubang bor, serta seluruh pori-pori batuan terisi oleh komposisi semula.

Menurut jenis alatnya, log ini dibagi menjadi dua yaitu:

1. Laterolog, dipakai jika kondisi lapangan memiliki resistivitas yang tinggi dan menggunakan lumpur pemboran *salt muds*. Terdapat 3 pembacaan pada log ini, yaitu:

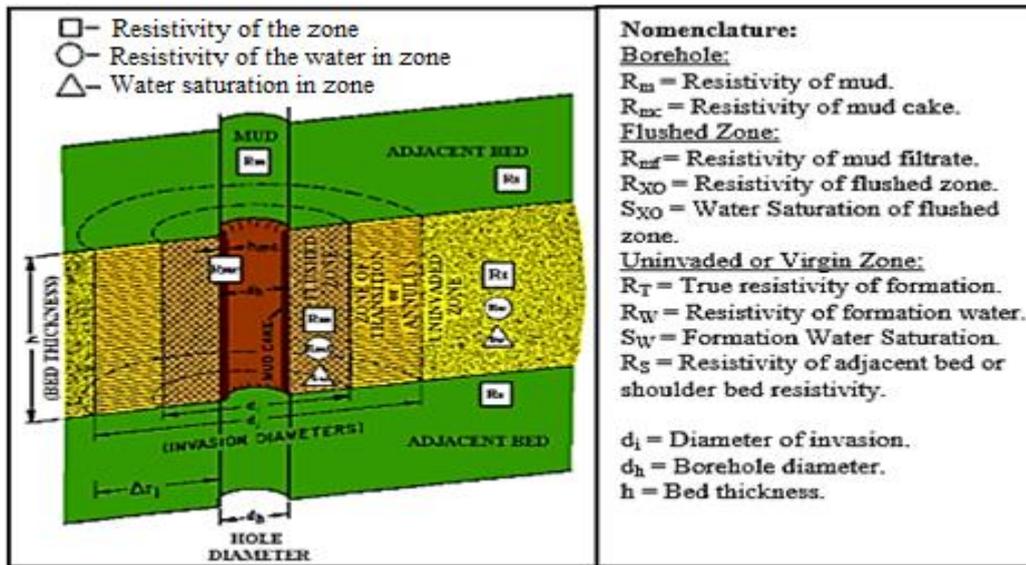
- a. *Lateralog Deep* (LLD), pengukuran pada *uninvaded zone*
- b. *Lateralog Shallow* (LLS), pengukuran pada *transition zone*
- c. *Micro Spherically Focused Log* (MSFL), pengukuran pada *flushed zone*

2. Induksi, dipakai jika kondisi lapangan memiliki resistivitas yang rendah dan menggunakan lumpur pemboran yang *fresh water muds/oil base muds*.

Terdapat tiga pembacaan pada log ini, yaitu:

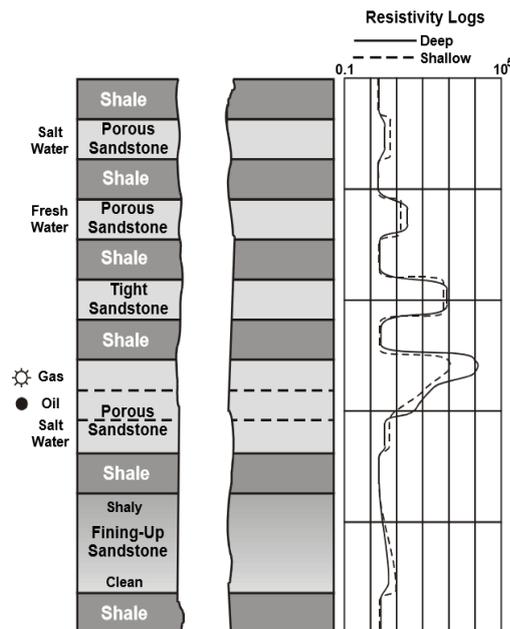
- a. *Induction Log Deep* (ILD), pengukuran pada *uninvaded zone*

- b. *Induction Log Shallow (ILS)*, pengukuran pada *transition zone*
- c. *Micro Spherically Focused (MFS)*, pengukuran pada *invaded zone*



Gambar 3.2. Profil sumur bor terinvasi lumpur (Schlumberger, 1989)

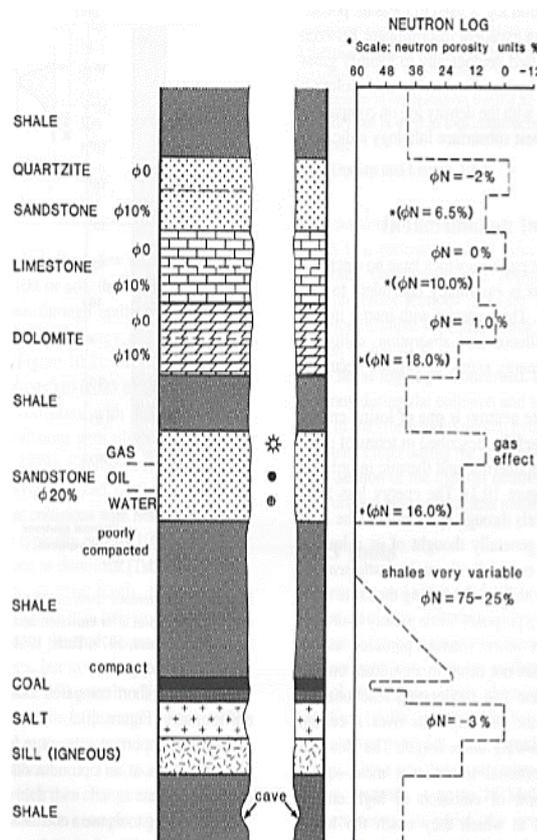
Pada log resistivitas apabila resistivitas *deep* dan *shallow* berbeda jauh karena *mud filtrate* terinvasi, dapat dikatakan bahwa lapisan tersebut *permeable* karena fluida dapat mengalir pada batuan porous. Log ini biasanya memiliki rentang antara 0.2 hingga 2000 ohm.m dengan kurva log logaritmik.



Gambar 3.3. Respon log resistivitas terhadap batuan (Rider, 2002)

3.2.3 Log Neutron

Menurut Schlumberger (1958), log neutron berguna untuk penentuan besarnya porositas batuan. Prinsip dasar dari alat ini adalah memancarkan neutron secara terus menerus dan konstan pada lapisan. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material-material dari formasi tersebut. Akibatnya neutron kehilangan energi, besar kecilnya energi yang hilang tergantung dari perbedaan massa neutron dengan massa material pembentuk batuan/formasi (Doveton, 1986). Hilangnya energi yang paling besar adalah bila neutron bertumbukan dengan suatu atom yang mempunyai massa yang sama atau hampir sama, seperti halnya atom hidrogen. Log neutron merespon *hydrogen index* dalam formasi. Gas mempunyai kandungan *hydrogen index* yang lebih rendah dibanding minyak dan air.



Gambar 3.4. Respon log neutron terhadap batuan (Rider, 2002)

3.2.4 Log Densitas

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/cm³. Prinsip dasar dari log ini adalah menembakkan sinar gamma ke dalam formasi, dimana sinar gamma ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar gamma yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi.

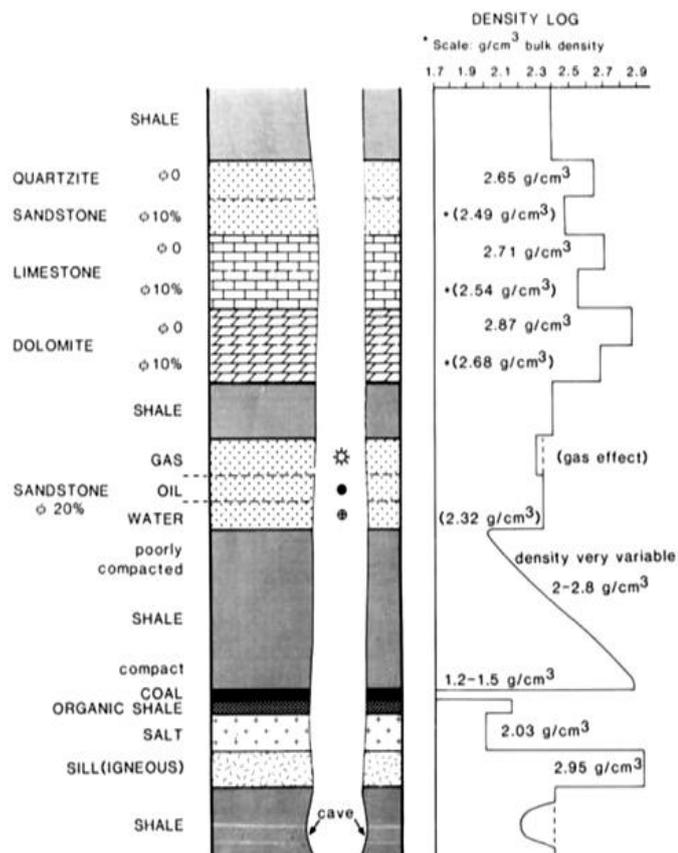
Tujuan utama dari log densitas adalah menentukan porositas dengan mengukur *density bulk* batuan, disamping itu bisa dikombinasikan dengan log neutron untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau fluida yang terdapat di dalam formasi, juga menentukan densitas hidrokarbon dan membantu di dalam evaluasi lapisan *shaly*. Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon kurva RHOB dan NPHI akan memiliki kurva yang rapat, semakin rapat maka menunjukkan lapisan tersebut semakin bersih dan apabila terjadi *cross over* maka menunjukkan lapisan tersebut mengandung gas. Jikan kurva RHOB dan NPHI semakin terpisah maka lapisan tersebut semakin *shaly*.

Tabel 3.1. Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu (Harsono, 1997)

Batuan	Kandungan Fluida	Densitas (gr/cc)
<i>Shale</i>	-	2,20 – 2,50
Lapisan <i>clean</i>	Air asin	2,25 – 2,45
Lapisan <i>clean</i>	Minyak	2,20 – 2,35
Lapisan <i>clean</i>	Gas	2,00 – 2,35
Lapisan batubara	-	1,60 – 1,90

Harga-harga pada **Tabel 3.1.** bersifat tidak mutlak tergantung dari karakteristik batuan setempat, dan untuk meyakinkan adanya zona-zona hidrokarbon masih perlu

ditunjang dengan data-data lain seperti kurva Rt, NPHI, dan GR. Terkecuali lapisan batubara yang mempunyai harga densitas yang khas yaitu sangat rendah.



Gambar 3.5. Respon log densitas terhadap batuan (Rider, 2002)

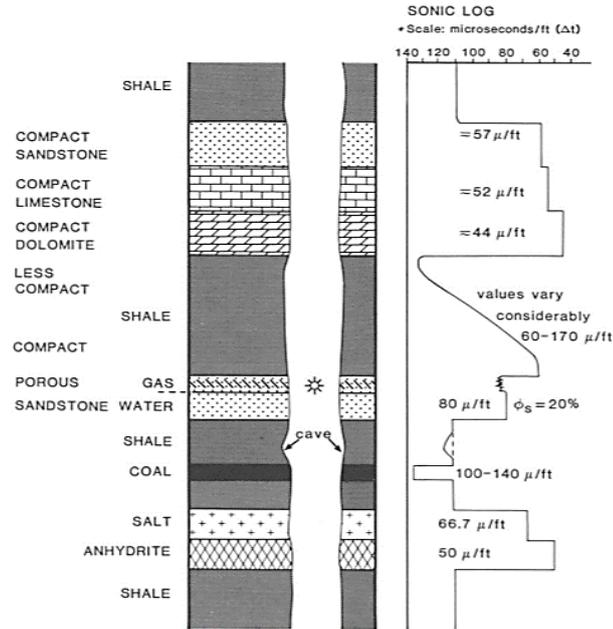
3.2.5 Log Sonic

Log sonik adalah log yang menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan kedalam formasi sehingga pantulan suara yang kembali diterima oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut “*interval transit time*” atau Δt yang merupakan waktu yang dibutuhkan oleh gelombang suara untuk merambat didalam batuan formasi sejauh satu *feet*. Besar atau kecilnya Δt yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan, sifat elastisitas batuan, kandungan fluida, porositas dan tekanan formasi. Faktor – faktor yang berpengaruh pada kurva Δt , yaitu:

1. *Shale, shale* mempunyai porositas besar meski permeabilitas mendekati nol. Sehingga kandungan *shale* akan memperbesar nilai Δt .
2. Kekompakan batuan, semakin kompak maka akan semakin memperkecil porositas sehingga akan menurunkan nilai Δt .
3. Kandungan air, kandungan air dalam batuan cenderung menyebabkan nilai kurva Δt membesar.
4. Kandungan minyak, air (terutama air asin) mempunyai sifat penghantar suara yang lebih baik dibanding minyak. Sehingga adanya minyak akan memperkecil nilai Δt .
5. Kandungan gas, gas merupakan penghantar suara yang tidak baik, sehingga akan memperkecil nilai Δt .

Secara kuantitatif, log sonic dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile* selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan *sand-shale*. Log ini juga dapat digunakan untuk identifikasi litologi, mungkin juga dalam penentuan batuan induk, kompaksi normal, *overpressure*, dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996).

Log sonic dapat diaplikasikan untuk menentukan *sonic porosity* (ϕ_s), menentukan *volume of shale* (V_{sh}), menentukan litologi bersama log lain, *time-depth relationship*, menentukan koefisien refleksi, *mechanical properties*, dan menentukan kualitas semen.



Gambar 3.6. Respon log akustik terhadap batuan (Rider, 2002)

Tabel 3.2. Variasi harga transite time matrik berbagai litologi (Chevron, 2016).

Litologi	Δt_{ma} ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
Batuan pasir	55.5
Gamping	47.5
Dolomit	43.5
Garam	67
Selubung Baja	57
Air	189

Pada **Tabel 3.2.** dapat dilihat beberapa harga transite time matrik (Δt_{ma}) dengan berbagai lithologi.

3.2.6 Log Caliper

Manfaat utama dari log caliper adalah untuk mengetahui diameter lubang bor yang selanjutnya berguna untuk perhitungan *volume* lubang bor pada kegiatan penyemenan. Saat *drill bit* masuk mulai melakukan aktivitas pengeboran, tentunya akan ada respon yang berbeda dari tiap litologi saat 'diterobos' oleh *drill bit*, ada

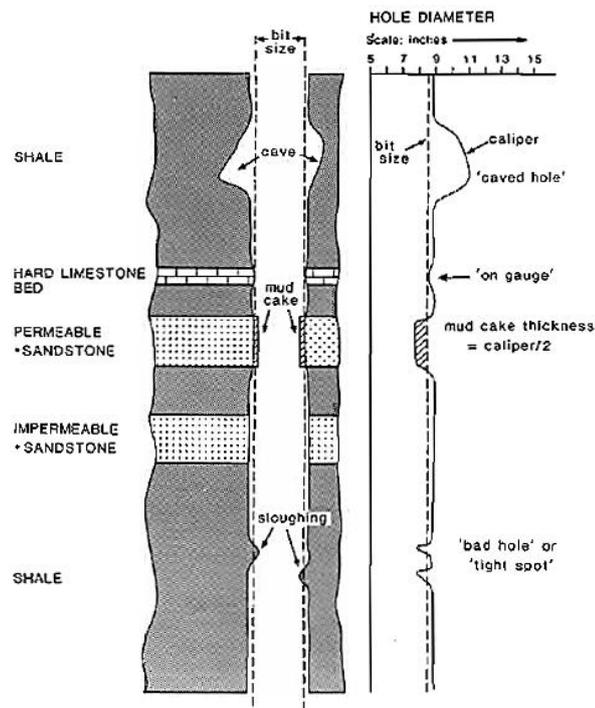
yang sulit (alias keras/*hard rock*), maka nanti lubang bor yang dihasilkan akan sempit. Sebaliknya, jika batuan yang dibor adalah batuan yang lunak, maka jelas sudah hasil lubang bornya akan lebar. Dalam log caliper nantinya dikenal istilah-istilah sebagai berikut:

- 1 *Caving*: diameter yang besar yang dihasilkan saat *drill bit* menerobos batuan yang lunak, misalnya *coal*, *shale* atau batulempung atau batuan lain yang lunak secara fisik. Batuan lunak tersebut mudah patah dan runtuh, saat *drill bit* membor bagian litologi tersebut hasilnya akan ada *cave* atau *caving*. *Mud drilling* nantinya juga akan mengisi bagian *caving* ini.
- 2 *Mud Cake*: karena adanya perbedaan tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi, maka akan terjadi *mud cake* dan filtrat lumpur. Jika lapisan tersebut semakin porous maka *mud cake* yang terbentuk akan makin tebal. *Mud cake* akan memperkecil diameter lubang bor. Biasanya terjadi saat *drill bit* melewati batuan permeable yang kaya fluida (air formasi biasanya). *Mud cake* terbentuk saat lumpur pengeboran (*drilling mud*) bertemu dengan formasi air dan kemudian menempel di batuan permeable tersebut sehingga terbentuk *mud cake*.
- 3 *Sloughing*: biasanya disebabkan karena batuan yang sangat masif. *Sloughing* ini akan dengan cepat dikenali dengan adanya penyempitan diameter *borehole*. *Sloughing* adalah salah satu yang dihindari saat pengeboran.
- 4 *On Gauge*: kondisi dimana diameter lubang bor = diameter *drill bit*. *On Gauge* ini yang nantinya agak sulit untuk diinterpretasi karena tidak muncul kenampakan khusus di hasil caliper log-nya.

Secara umum, *log caliper* dapat digunakan untuk kebutuhan sebagai berikut:

1. Membantu interpretasi litologi bawah permukaan
2. Indikator zona permeabilitas dan porositas akibat adanya *mudcake*
3. Menghitung tebal *mudcake*
4. Menghitung *volume* lubang bor
5. Menghitung kebutuhan semen untuk *casing*
6. Indikasi kualitas lubang bor
7. Membantu menentukan formasi terkonsolidasi dan kedalaman pemasangan *casing*, dan lain sebagainya.

Pada *shale*, respon caliper log biasanya akan nampak sebagai peningkatan diameter *borehole* (*caving*). Dengan mengkorelasikan terhadap log *gamma ray* (GR), akan semakin jelas jika terdapat anomali naik untuk diameter *borehole* dimana nilai log GR besar, maka dapat diinterpretasikan secara kualitatif sebagai lapisan *shale*.



Gambar 3.7. Respon log caliper terhadap batuan (Rider, 2002)

3.3 Data Inti (*Core*)

Pengertian *Core* adalah sampel atau contoh batuan yang diambil dari bawah permukaan dengan suatu metode tertentu. *Core* umumnya diambil pada kedalaman tertentu yang prospektif oleh perusahaan minyak atau tambang untuk keperluan lebih lanjut. Data *Core* merupakan data yang paling baik untuk mengetahui kondisi bawah permukaan, tapi karena panjangnya terbatas, maka dituntut untuk mengambil data-data yang ada secara maksimal.

Data yang diambil meliputi jenis batuan, tekstur, struktur sedimen dan sifat fisik batuan itu sendiri. Selain itu juga dapat mengetahui harga porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida yang terkandung dalam batuan tersebut. Alasan utama dilakukannya pengambilan data *Core* di lapangan yaitu:

1. Keperluan startigrafi, dimana perusahaan minyak akan mengambil data formasi *Core* pada daerah *development well*.
2. Keperluan analisis ada tidaknya kandungan hidrokarbon pada formasi tersebut, dimana perusahaan minyak akan mengambil data *core* pada daerah yang belum terbukti ada kenampakan hidrokarbonnya. (*wild cat* atau *exploratory*).

Adapun tujuan pengambilan data *core* secara primer adalah untuk mendapatkan data antara lain:

1. Data detail tentang reservoir (fasies, struktur sedimen, lingkungan pengendapan, umur, tipe porositas, mineralogi, dll)
2. Data petrofisika dan kualitas batuan, seperti porositas, permeabilitas, saturasi, tekanan kapiler dll
3. Kalibrasi log

4. Studi *Fracture* dan Struktur

Sedangkan data sekunder, yaitu:

1. Mengetahui *Formation Boundary* (batas formasi)
2. Skala besar struktur sedimen
3. Data *paleontology*
4. Mendapatkan data sampel analisis geokimia yang tidak terkontaminasi
5. Pemetaan bawah permukaan zona prospek

3.4 Petrofisika

Proses pengerjaan analisis petrofisika adalah menghasilkan data-data yang diperlukan untuk proses analisis geologi lebih lanjut. Untuk memberikan hasil analisis dengan tingkat akurasi yang lebih baik, metoda interpretasi dan perhitungan dikontrol oleh data *core* seperti *Routine Core Analysis (RCAL)* dan *Special Core Analysis (SCAL)*, analisis air formasi, serta data-data tes yang pernah dilakukan. Tidak semua sumur memiliki data-data ini. Oleh karena itu, sumur-sumur yang memiliki data-data *core* dijadikan acuan sebagai kontrol kualitas dari hasil interpretasi dan perhitungan petrofisika sumur-sumur lain. Sumur-sumur acuan ini dianggap dapat mewakili atau sudah mendekati kondisi reservoir yang sebenarnya di lapangan. Untuk mengestimasi potensi reservoir harus diketahui parameter-parameter fisika batuan, yaitu:

3.4.1 *Volume Shale (Vsh)*

Volume shale atau yang dikenal sebagai *Vshale* merupakan persentasi atau desimal fraction dari shale pada sebuah volume batuan. Karena *shale* biasanya memiliki nilai radioaktif yang tinggi maka sinar gamma log dapat digunakan untuk

menghitung *volume shale* di reservoir berpori. Adanya *shale* atau *clay* pada suatu batuan sedimen menyebabkan terjadinya penyimpangan interpretasi log. Pada umumnya *shale* menurunkan harga porositas efektif dan menaikkan harga saturasi air. Dalam petrofisik perlu dilakukan perhitungan *volume shale* terutama pada lapisan *shaly sand*. Terdapat beberapa perhitungan yang bisa digunakan untuk menghitung kandungan *shale* dalam suatu batuan, yaitu:

1. *Linear*

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

2. *Clavier*

$$Vsh = 1.7\sqrt{3.38 - (IGR + 0.7)^2}$$

3. *Stieber*

$$Vsh = \frac{IGR}{3 - 2 IGR}$$

4. *Larionov Tertiery*

$$Vsh = 0.083 (2^{(3.7 IGR)} - 1)$$

5. *Larionov Old Rocks*

$$Vsh = 0.33 (2^{(2 IGR)} - 1)$$

Dimana:

IGR = indeks gamma ray

GR_{log} = pembacaan gamma ray log

GR_{min} = pembacaan gamma ray minimum performasi

GR_{max} = pembacaan gamma ray maksimum performasi

6. Neutron–Density

$$Vsh = \frac{(X1 - X0)}{(X2 - X0)}$$

Dengan,

$$X0 = NPHI_{ma}$$

$$X1 = NPHI + M1 \times (RHOB_{ma} - RHOB)$$

$$X2 = NPHI_{sh} + M1 \times (RHOB_{ma} - RHOB_{sh})$$

$$M1 = \frac{NPHI_{fl} - NPHI_{ma}}{RHOB_{fl} - RHOB_{ma}}$$

Dimana:

$NPHI$ = pembacaan nilai porositas pada log

$NPHI_{ma}$ = nilai porositas matriks batuan (*sandstone* = -0.1)

$NPHI_{sh}$ = nilai porositas pada batuan serpih

$NPHI_{fl}$ = nilai porositas fluida (air = 1)

$RHOB$ = pembacaan nilai densitas pada log

$RHOB_{ma}$ = nilai densitas matriks batuan (*sandstone* = 2.65)

$RHOB_{sh}$ = nilai densitas pada batuan serpih

$RHOB_{fl}$ = nilai densitas fluida (air = 1)

7. GRND (Gamma Ray–Neutron Density)

$$Vsh = \frac{Vsh_{GR} + Vsh_{ND}}{2}$$

3.4.2 Porositas

Porositas adalah bagian dari volume total batuan yang berpori dan tidak terisi oleh benda padat (Harsono, 1997). Ukuran butiran batuan akan mempengaruhi tinggi rendahnya porositas, jika ukuran butiran relatif seragam maka porositas akan

tinggi. Namun untuk ukuran butiran bervariasi maka porositas akan lebih rendah karena butiran yang kecil akan mengisi ruang diantara butiran yang besar sehingga dapat menghalangi masuknya fluida pada batuan. Porositas (Φ) adalah kemampuan suatu batuan untuk menyimpan fluida. Porositas adalah perbandingan ruang kosong /pori-pori dalam batuan dengan keseluruhan volume batuan dikali 100 (untuk menyatakan persen).

$$\Phi = \frac{\text{volume pori}}{\text{volume batuan}} \times 100\%$$

Dengan,

$$\text{Volume pori} = \text{volume batuan} - \text{volume butir}$$

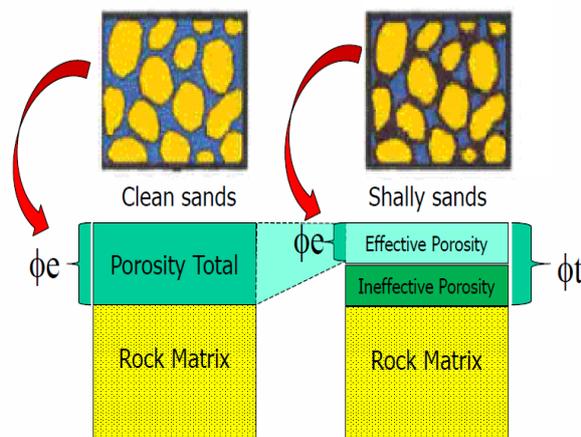
Porositas dibagi menjadi dua macam, yaitu:

1. Porositas Total

Total dari keseluruhan pori yang terhubung maupun pori yang terisolasi yang terdapat dalam batuan tanpa mempertimbangkan hubungan antar pori.

2. Porositas Efektif

Total pori yang terhubung dalam batuan sehingga fluida dapat mengalir diantaranya. Porositas efektif harus dikurangi dengan volume serpih sebagai salah satu penyebab terhalangnya aliran fluida.



Gambar 3.8. Porositas total dan porositas efektif (Medco, 2017)

Porositas yang menjadi target penelitian adalah porositas efektif atau porositas total yang telah dikurangi oleh faktor kandungan lempung. Terdapat beberapa metode dalam menghitung porositas efektif, yaitu:

1. Densitas

$$\Phi_{Dcorr} = \Phi_D - (RHOB_{sh} \times Vsh)$$

Dengan,

$$\Phi_D = \frac{RHOB_{ma} - RHOB}{RHOB_{ma} - RHOB_{fl}}$$

Dimana,

Vsh = Kandungan lempung pada batuan

$RHOB$ = pembacaan nilai densitas pada log

$RHOB_{ma}$ = nilai densitas matriks batuan (*sandstone* = 2.65)

$RHOB_{sh}$ = nilai densitas pada batuan serpih

$RHOB_{fl}$ = nilai densitas fluida (air = 1)

2. Neutron-Densitas

$$\Phi_{ND} = \sqrt{\frac{(\Phi_{Ncorr})^2 + (\Phi_{Dcorr})^2}{2}}$$

Dengan,

$$\Phi_{Ncorr} = ((1.02 \times NPHI) + 0.0425) - (NPHI_{sh} \times Vsh)$$

Dimana,

Vsh = Kandungan lempung pada batuan

$NPHI$ = pembacaan nilai porositas pada log

$NPHI_{sh}$ = nilai porositas pada batuan serpih

3. Sonic

$$\phi_{Scorr} = \frac{DT - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \times \frac{1}{DT_{sh}}$$

Dimana,

DT = pembacaan nilai densitas pada log

DT_{ma} = nilai densitas matriks batuan (*sandstone* = 55.5)

DT_{sh} = nilai densitas pada batuan serpih

DT_{fl} = nilai densitas fluida (air = 200)

4. Neutron-Densitas-Sonic

$$\phi_{NDS} = \frac{\phi_{ND} + \phi_{Scorr}}{2}$$

3.4.3 Saturasi Air (S_w)

Saturasi air adalah bagian ruang pori yang terisi air atau volume pori batuan yang terisi oleh air, sedangkan bagian yang terisi dari hidrokarbon disebut dengan saturasi hidrokarbon (Sh) yang memiliki nilai $(1-S_w)$ (Harsono, 1997). Tujuan menentukan saturasi air ini untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon, jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai $S_w=1$, tetapi jika pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka $S_w<1$. Dalam perhitungan saturasi air ini diperlukan nilai resistivitas air formasi (R_w) yang bisa didapatkan dengan berbagai cara, salah satunya dengan *chart schlumberger*. Ada beberapa metode saturasi air yang digunakan sesuai dengan kondisi lingkungan pengendapan, kandungan lempung dan litologi target reservoir antara lain:

1. Archie

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{\Phi^m \times R_t}}$$

Dimana,

Φ = porositas efektif

R_t = true resistivity dari formasi

R_w = resistivitas air formasi pada temperature formasi

a = faktor tortosity

m = eksponen sementasi

n = eksponen saturasi

2. Simandoux

$$S_w = \frac{0.4 \times R_w}{\Phi^2} \left[-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + 5 \left(\frac{\Phi^2}{R_t \times R_w}\right)} \right]$$

Dimana,

Φ = porositas efektif

R_t = true resistivity dari formasi

R_w = resistivitas air formasi pada temperature formasi

V_{sh} = kandungan lempung pada batuan

R_{sh} = nilai resistivitas pada batuan serpih

3. Indonesia

$$S_w = \left[\frac{\sqrt{\frac{1}{R_t}}}{\frac{V_{sh}(1-0.5 V_{sh})}{\sqrt{R_{sh}}} + \sqrt{\frac{\Phi^m}{a \times R_w}}} \right]^{\frac{2}{n}}$$

Dimana,

Φ = porositas efektif

R_t = *true resistivity* dari formasi

R_w = resistivitas air formasi pada temperature formasi

V_{sh} = kandungan lempung pada batuan

R_{sh} = nilai resistivitas pada batuan serpih

a = faktor *turtosity*

m = eksponen sementasi

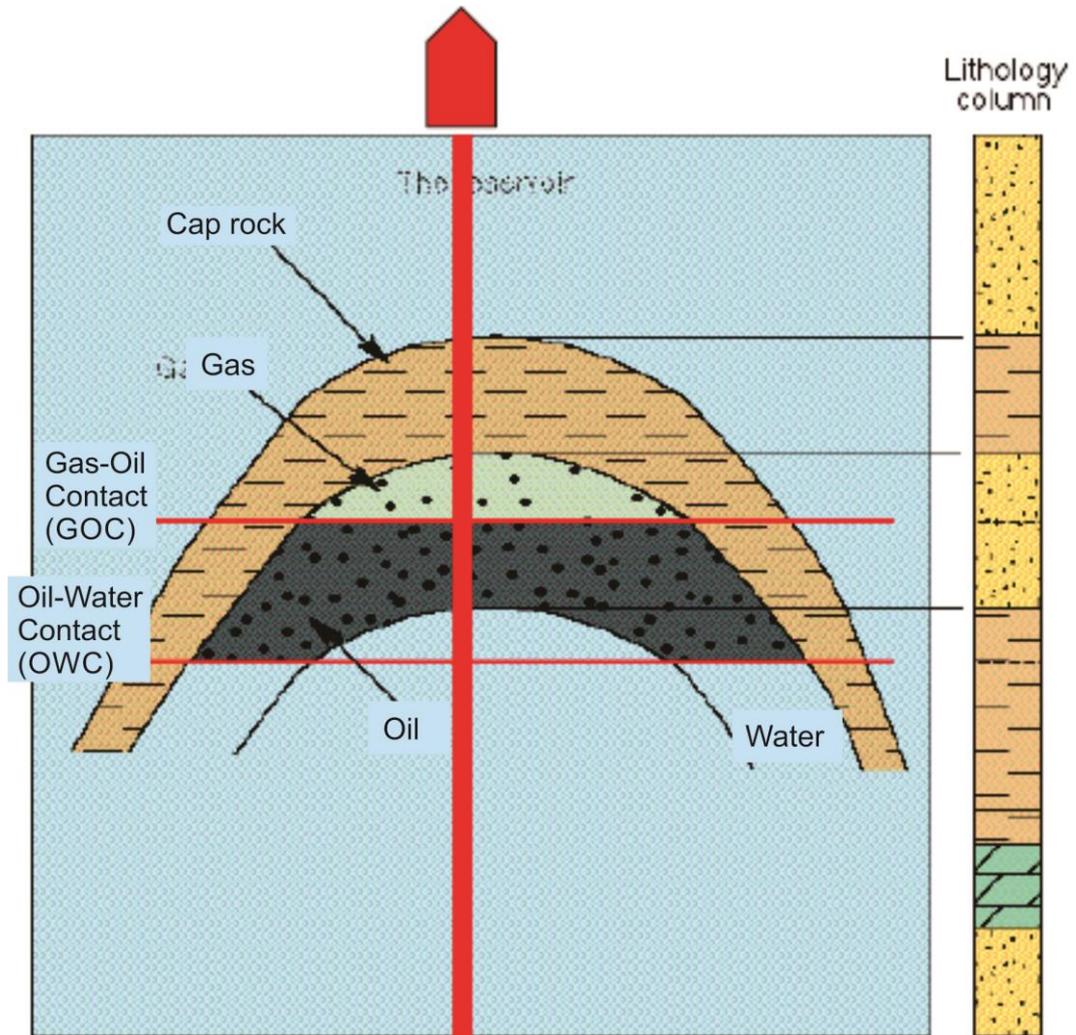
n = eksponen saturasi

3.5 Oil-Water Contact

Batas antara zona minyak dan zona air atau zona gas dan zona air, masing-masing disebut sebagai *Water-Oil Contact* (WOC) dan *Gas-Water Contact* (GWC), perlu diketahui dalam upaya menghitung atau memperkirakan volume minyak atau gas mula-mula di tempat (*Original Oil In Place* atau *Original Gas In Place*). Batas antara zona gas dan zona minyak disebut *Gas-Oil Contact* (GOC). Penentuan atau perkiraan batas (*contact*) dapat dilakukan dengan menggunakan data atau kombinasi data yang ada berikut ini:

1. Data hasil interpretasi *log* (log resistivitas dan log neutron-densitas)
2. Data RFT (*Repeat Formastion Tester*), yaitu data gradien tekanan statik
3. Data analisa fluida reservoir, terutama sifat-sifat fisiknya
4. Data analisa batuan inti

Bila semua data tersebut ada, maka penentuan WOC atau GWC harus terintegrasi. Pada situasi tertentu mungkin saja hanya sebagian data yang tersedia dan ini harus dimanfaatkan semaksimal mungkin.



Gambar 3.9. GOC dan WOC (Medco, 2017)

4.2 Alat dan Bahan Penelitian

Adapun alat dan bahan yang digunakan pada penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Data Log (*Gamma Ray, Caliper, Bit Size, SP, Resistivitas, Neutron, Densitas, DRHO, Sonic, PEF*)
2. Data Laboratorium (*Photo Core, Perforasi, Analisis Air, SCAL, RCAL*)
3. Data Suhu
4. *Marker* Geologi
5. Litologi daerah penelitian
6. *Software* dan *Hardware*

4.3 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.3.1 Studi Literatur

Pada tahapan studi literatur, penulis mempelajari geologi regional daerah penelitian dan teori-teori dasar terkait penelitian.

4.3.2 Persiapan dan Pengumpulan Data

Tabel 4.2. Kelengkapan data setiap sumur

Data	FBT01	FBT02	FBT03	FBT04	FBT05	FBT06
LAS	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<i>Photo Core</i>	-	-	✓	-	-	-
Perforasi	-	-	✓	-	-	-
RCAL	-	-	✓	-	-	-
SCAL	✓	-	-	-	-	-
Analisis Air	✓	-	-	-	-	-
Suhu	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Marker	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Litologi	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Dalam penelitian ini digunakan 6 data sumur, yaitu FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT 06. Kelengkapan data sumur dapat dilihat pada **Tabel**

4.2. Data-data sumur yang dipakai pada penelitian ini dalah sebagai berikut:

1. Data Log

Pada penelitian ini menggunakan data log yang berupa .las dari 6 sumur, yaitu FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT06. Pada 6 sumur ini memiliki berbagai variasi log yang dapat dilihat pada **Tabel 4.3.**

Tabel 4.3. Kelengkapan data log setiap sumur

Data Log	FBT01	FBT02	FBT03	FBT04	FBT05	FBT06
GR	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CALI	✓	✓	✓	✓	✓	✓
SP	✓	✓	✓	✓	✓	✓
MSFL	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ILM	✓	✓	✓	-	✓	✓
ILD	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NPHI	✓	✓	✓	✓	✓	✓
RHOB	✓	✓	✓	✓	✓	✓
DRHO	✓	✓	✓	✓	✓	✓
DT	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PEF	✓	✓	✓	✓	✓	✓

2. Data Laboratorium

Data dari laboratorium digunakan untuk membantu dalam interpretasi log. *Photo core* digunakan untuk membantu dalam menentukan kandungan lempung (*Vsh*) pada batuan yang dibantu dengan litologi. *RCAL (Routine Core Analysis)* digunakan untuk membantu dalam menentukan nilai porositas pada batuan yang dibantu dengan litologi. Lalu hasil analisis air dilihat nilai salinitasnya untuk menentukan resistivitas air formasi (R_w). *SCAL (Special Core Analysis)* dilihat nilai nilai a (faktor turtosity), m (eksponen sementasi), dan n (eksponen saturasi) yang digunakan untuk

menghitung nilai saturasi air (S_w). Dan yang terakhir ada data perforasi yang digunakan untuk membantu dalam menentukan nilai saturasi air (S_w).

3. Data Suhu

Data yang dipakai adalah suhu pada Formasi Talang Akar. Suhu pada Formasi Talang Akar ini dilihat dari nilai suhu permukaan dan nilai suhu pada saat logging berhenti dengan asumsi bahwa suhu akan meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman.

4. *Marker* Geologi

Marker geologi pada daerah penelitian digunakan sebanyak dua buah yaitu *TOP* Talang Akar sebagai batas atas Formasi Talang Akar dan *BOTTOM* Talang Akar sebagai batas bawah Formasi Talang Akar.

5. Litologi Daerah Penelitian

Litologi pada daerah penelitian digunakan untuk membantu dalam menginterpretasi kurva log agar didapatkan hasil data yang semirip mungkin dengan keadaan bawah permukaan.

6. *Software* dan *Hardware*

Software yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Microsoft Excel* 2013 untuk pengolahan data sumur di PT. Medco E&P Indonesia dan untuk tampilan log menggunakan *Interactive Petrophysics* yang dilakukan di Laboratorium Teknik Geofisika. Lalu *hardware* yang digunakan yakni sebuah laptop dengan spesifikasi *intel core i5* dan RAM 4GB.

4.3.3 Pengolahan Data

Berikut adalah tahapan pengolahan yang penulis lakukan selama penelitian, yaitu:

1. *Volume Shale (Vsh)*

Reservoir yang baik harus memiliki kandungan lempung yang minim, apabila kandungan lempung mendominasi reservoir maka akan sulit bagi hidrokarbon untuk memasuki reservoir tersebut. Oleh karena itu dilakukan evaluasi kandungan lempung untuk mengetahui keberadaan lempung pada reservoir tersebut. Indikator kandungan lempung selanjutnya akan digunakan untuk koreksi lempung pada perhitungan porositas dan saturasi air.

Pada penelitian ini terdapat enam metode untuk mengevaluasi kandungan lempung, yaitu Linear, *Clavier*, *Stieber*, *Larionov Tertiary*, *Neutron-Density*, dan gabungan antara *Gamma Ray-Neutron-Density*. Dari enam metode tersebut dibandingkan satu sama lain untuk memilih satu metode yang cocok untuk kondisi Lapangan FBT.

2. Porositas

Setelah mengevaluasi kandungan lempung selanjutnya menghitung porositas. Fokus penelitian ini yaitu porositas efektif yaitu nilai porositas total yang telah dikurangi faktor lempung.

Dilakukan perhitungan porositas sebanyak empat metode yaitu, *density*, *neutron-density*, *sonic*, dan *neutron-density-sonic*. Dari keempat metode tersebut dibandingkan metode mana yang cocok untuk kondisi lapangan FBT.

3. Saturasi air

Selanjutnya menentukan harga saturasi air formasi. Sebelum menghitung saturasi, dibutuhkan nilai resistivitas air formasi (R_w) yang didapatkan melalui tahap evaluasi nilai R_w menggunakan hubungan salinitas air formasi dan temperatur bawah permukaan.

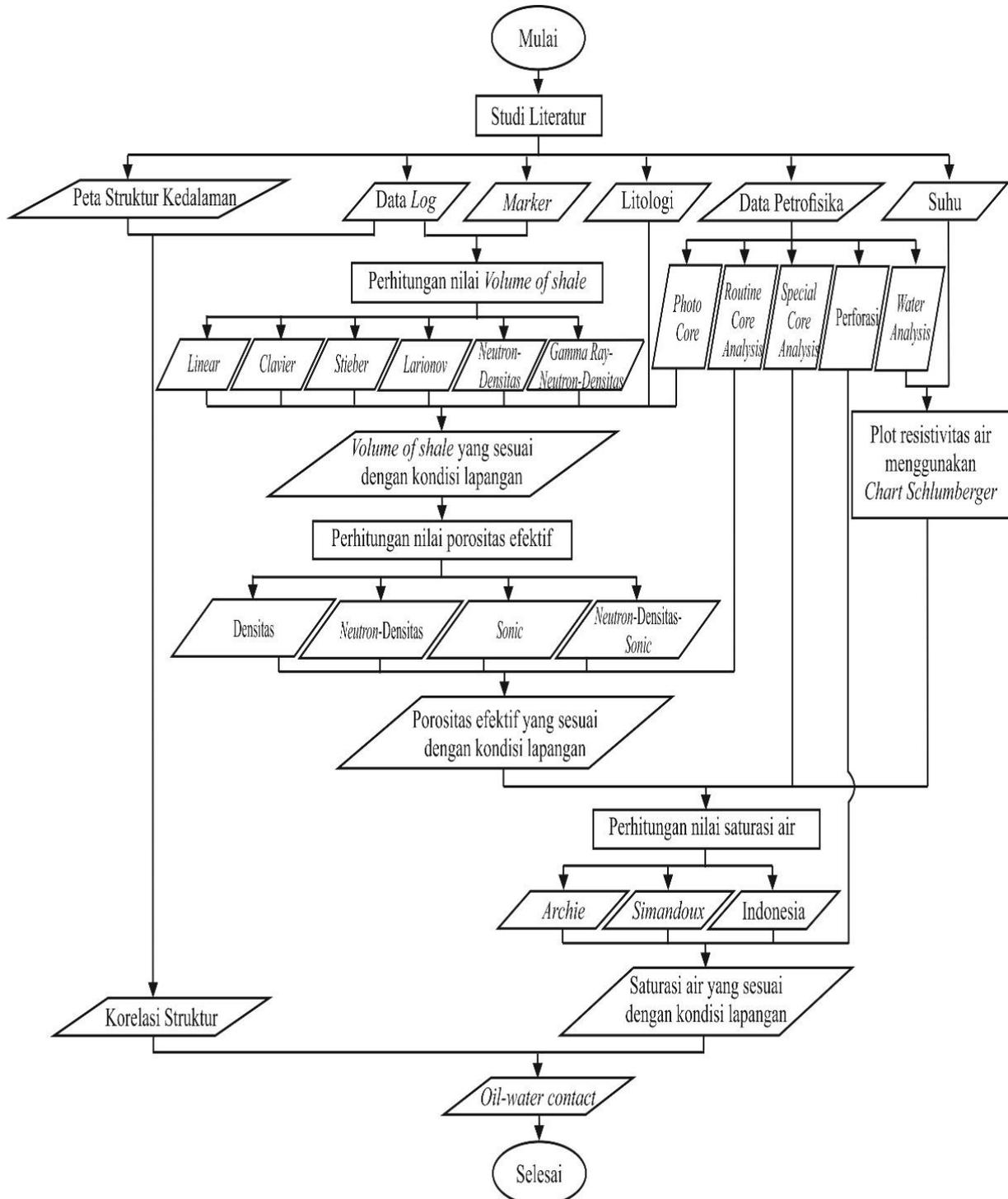
Ada beberapa metode untuk mendapatkan nilai saturasi air, antara lain persamaan *Archie*, persamaan *Simandoux*, dan persamaan Indonesia. Dari ketiga persamaan tersebut dibandingkan metode mana yang cocok untuk kondisi lapangan FBT.

4. *Oil-water contact*

Oil-water contact terdapat pada nilai saturasi 100% dimana semua batuan terisi oleh air.

4.4 Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 4.1**:



Gambar 4.1. Diagram alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dari kegiatan tugas akhir serta penelitian yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Pada lapangan FBT, metode yang paling sesuai merupakan metode *gamma ray-neutron-density* untuk *volume of shale* (V_{sh}) karena cocok dengan *photo core* dan litologi, lalu metode *neutron-density-sonic* untuk porositas efektif (PHIE) karena mendekati data *core*, dan metode indonesia untuk saturasi air (S_w) karena sesuai dengan *oil shows*.
2. V_{sh} pada FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT06 berturut-turut sebesar 0.6042, 0.5289, 0.4306, 0.5541, 0.5544, dan 0.5593. Lalu untuk Phie pada FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT06 berturut-turut sebesar 0.1864, 0.1733, 0.2005, 0.2048, 0.1872, dan 0.1676. Dan untuk S_w pada FBT01, FBT02, FBT03, FBT04, FBT05, dan FBT06 berturut-turut sebesar 0.7364, 0.6849, 0.6805, 0.6522, 0.5789, dan 0.6854.
3. OWC pada sumur FBT01 terdapat pada kedalaman 2277.5 feet, FBT02 pada kedalaman 2226.5 feet, FBT03 terdapat pada kedalaman 2312.5 feet, FBT04 pada kedalaman 2331 feet, FBT05 pada kedalaman 2296 feet, dan FBT06 pada kedalaman 2283.5 feet.

4. Pada sumur FBT03, FBT04, dan FBT06 ditemukan lebih dari satu OWC karena adanya beberapa *sand* yang berbeda fasies dalam satu formasi.

6.2 Saran

Berdasarkan pembahasan pada penelitian yang penulis lakukan pada tugas akhir, maka penulis menyarankan agar dilakukan korelasi yang lebih detail di setiap *sand* pada formasi.

DAFTAR PUSTAKA

- Argakoesoemah, R.M.I., Raharja, M., Winardhi, S., Tarigan, R., Maksum, T.F., dan Aimar, A., 2005. Telisa Shallow Marine Sandstone As An Emerging Exploration Target in Palembang High, South Sumatra Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention*, Jakarta.
- Bishop, M.G. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia*. USGS.
- Chevron. 2006. *Petroleum Geology of Central Sumatra Basins*, Riau. Tidak dipublikasikan.
- Chevron. 2016. *Chapter 4-Log Measurments, Formation Evaluation Fundamentals*, Riau. Tidak dipublikasikan.
- Coster, G.L. 1974. The Geology of Central and South Sumatra Basin. *Proceeding Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention*, Jakarta.
- Doveton, J. H. 1986. *Log Analysis of Subsurface Geology*. John Wiley and Sons. Inc., USA.
- Fauzia, S. dan Triwibowo, B. 2015. Analisis dan Integrasi Data Log, Data *Scal*, Data *Core*, Data Uji Sumur, serta Data Produksi Untuk Mengetahui Harga *Cut-Off* Petrofisika dan Kontak Minyak-Air Lapangan Kejora (Cekungan Jawa Timur Utara). *Jurnal Ilmu Kebumihan Teknologi Mineral, Vol.1, No. 1*, Yogyakarta.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Service.
- Heidrick, T.L. dan Aulia, K. 1993. A structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. *Proceeding Indonesian Petroleum Assosiation 22th Annual Convention, Vol. 1*, Jakarta.
- Irawan, D. dan Utama, W. 2009. Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi, dan Permeabilitas) untuk Menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan "ITS" Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika dan Aplikasinya. Vol. 5, No.1*, Surabaya.

- Kamal, A., Argakoesoemah, R.M.I., dan Solichin. 2005. A Proposed Basin-Scale Lithostratigraphy for South Sumatra Basin. *IAGI Special Publication of Sumatra Stratigraphy Workshop*, Riau.
- Medco. 2017. *Introduction to Formation Evaluation*, Jakarta. Tidak dipublikasikan.
- Medco. 2017. *Report of South Sumatra Basin Study*, Jakarta. Tidak dipublikasikan.
- Pertamina-Beicip. 1985. *Hydrocarbon potential of western Indonesia*, Jakarta.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Caithness, Scotland.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition, Scotland, Rider-French Consulting Ltd.
- Rosyidan, C., Satiawati, L., dan Satiyawira, B. 2015. Analisis Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw Berbagai Metode. *Proceeding Seminar Nasional Fisika, Vol. 4*, Jakarta.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Application*. Seventh Printing, Texas.
- Setyowiyoto, J. dan Samsuri, H. 2006. Analisis *Oil-Water Contact* dan Estimasi Saturasi Hidrokarbon Berdasarkan Data *Well Logging*. *Regional Postgraduate Conference on Engineering and Science*, Johore.