

**ESTIMASI VOLUME HIDROKARBON DAN IDENTIFIKASI
JENIS FLUIDA BERDASARKAN NILAI SATURASI AIR
LAPANGAN RY CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

(Skripsi)

Oleh

**GAYATRI HANDAYANI
2015051068**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2024**

**ESTIMASI VOLUME HIDROKARBON DAN IDENTIFIKASI
JENIS FLUIDA BERDASARKAN NILAI SATURASI AIR
LAPANGAN RY CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh

GAYATRI HANDAYANI

Skripsi

**Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK**

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2024**

ABSTRAK

ESTIMASI VOLUME HIDROKARBON DAN IDENTIFIKASI JENIS FLUIDA BERDASARKAN NILAI SATURASI AIR LAPANGAN RY CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

Gayatri Handayani

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan sedimentasi yang menjadi salah satu cekungan penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia. Formasi muara enim menjadi fokus lokasi dalam penelitian ini. Penelitian ini menggunakan analisis petrofisika dan evaluasi formasi untuk mengetahui zona reservoir sumur, mengetahui nilai parameter petrofisika, mengidentifikasi jenis kandungan fluida, dan mengestimasi cadangan hidrokarbon sumur lapangan RY. Penelitian ini menggunakan tujuh data sumur yaitu sumur GH-52, GH-77, GH-81, GH-83, GH-84, GH-89, dan GH-90. Penelitian ini menghasilkan tujuh zona target tiap sumur penelitian. Dari hasil analisis kuantitatif didapatkan nilai *volume shale* pada sumur GH-52 memiliki *range* 4-7%, GH-77 *range* 4-10%, GH-81 *range* 2-4%, GH-83 *range* 2-4%, GH-84 *range* 5-7%, GH-89 *range* 1-3%, dan GH-90 memiliki *range* 1-4%. Didapatkan nilai porositas pada sumur GH-52 memiliki *range* 11-17%, GH-77 sebesar 9-47%, GH-81 sebesar 12-23%, GH-83 sebesar 11-19%, GH-84 sebesar 10-29%, GH-89 sebesar 14-20%, dan GH-90 sebesar 18-73%. Kemudian didapatkan nilai saturasi air pada sumur GH-52 sebesar 17-71%, GH-77 sebesar 11-51%, GH-81 sebesar 16-36%, GH-83 sebesar 24-73%, GH-84 sebesar 30-50%, GH-89 sebesar 23-42%, dan GH-90 sebesar 4-71%. Berdasarkan saturasi air, jenis kandungan fluida pada zona reservoir sumur GH-52 seluruhnya berupa gas, GH-77 didominasi gas, GH-81 seluruhnya berupa gas, GH-83 didominasi gas, GH-84 didominasi gas, GH-89 seluruhnya berupa gas, dan GH-90 didominasi minyak dan gas. Berdasarkan hasil pemodelan 2D dan 3D didapatkan bahwa zona reservoir hidrokarbon total memiliki elevasi kedalaman sebesar -2636 meter dan ketebalan sebesar 74,5 meter dengan ketebalan reservoir rata-rata 10,6 meter. Nilai *volume bulk* total sebesar 173250 m³ dan volume cadangan hidrokarbon sebesar 134252 US Barel.

Kata Kunci : Cekungan Sumatera Selatan, Petrofisika, *Volume Bulk*

ABSTRACT

ESTIMATION OF HYDROCARBON VOLUME AND IDENTIFICATION OF FLUID TYPE BASED ON FIELD WATER SATURATION VALUE IN THE SOUTH SUMATRA BASIN

By

Gayatri Handayani

The South Sumatra Basin is a sedimentary basin that is one of the largest hydrocarbon producing basins in Indonesia. The Muara Enim formation is the focus location in this study. This study uses petrophysical analysis and formation evaluation to determine the well reservoir zone, determine the petrophysical parameter values, identify the type of fluid content, and estimate the hydrocarbon reserves of the RY field well. This study uses seven well data, namely wells GH-52, GH-77, GH-81, GH-83, GH-84, GH-89, and GH-90. This study produces seven target zones for each research well. From the results of quantitative analysis, it was found that the shale volume value in the GH-52 well had a range of 4-7%, GH-77 range 4-10%, GH-81 range 2-4%, GH-83 range 2-4%, GH-84 range 5-7%, GH-89 range 1-3%, and GH-90 has a range of 1-4%. The porosity values obtained in the GH-52 well range from 11-17%, GH-77 9-47%, GH-81 12-23%, GH-83 11-19%, GH-84 10-29%, GH-89 14-20%, and GH-90 18-73%. Then the water saturation value was obtained in the GH-52 well of 17-71%, GH-77 of 11-51%, GH-81 of 16-36%, GH-83 of 24-73%, GH-84 of 30-50%, GH-89 of 23-42%, and GH-90 of 4-71%. Based on water saturation, the type of fluid content in the reservoir zone of the GH-52 well is entirely gas, GH-77 is dominated by gas, GH-81 is entirely gas, GH-83 is dominated by gas, GH-84 is dominated by gas, GH-89 is entirely gas, and GH-90 is dominated by oil and gas. Based on the results of 2D and 3D modeling, it was found that the total hydrocarbon reservoir zone has a depth elevation of -2636 meters and a thickness of 74,5 meters with an average reservoir thickness of 10,6 meters. The total bulk volume value is 173250 m³ and the hydrocarbon reserve volume is 134252 US Barrels.

Keyword : South Sumatra Basin, Petrophysics, Bulk Volume

Judul Skripsi : **Estimasi Volume Hidrokarbon Dan Identifikasi Jenis Fluida Berdasarkan Nilai Saturasi Air Lapangan RY Cekungan Sumatera Selatan**

Nama Mahasiswa : **Gayatri Handayani**

Nomor Pokok Mahasiswa : **2015051068**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**



MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing 1

Pembimbing 2

Dr. Ordas Dewanto, S.Si, M.Si
NIP. 19661222 199603 1001

Prof. Dr. Ir. Muhammad Sarkowi, S.Si, M.Si. IPU.
NIP. 19711210 199702 1001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Karyanto, S.Si, M.T.
NIP. 19691230 199802 1001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

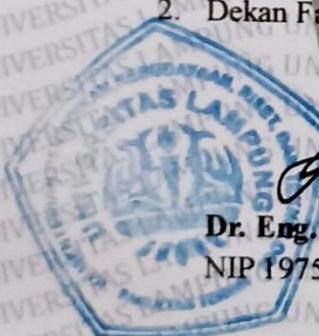
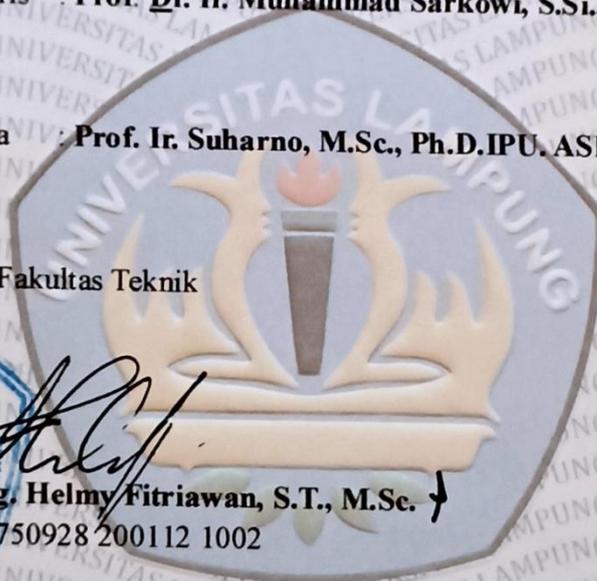
Ketua : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**

Sekretaris : **Prof. Dr. Ir. Muhammad Sarkowi, S.Si., M.Si. IPU.**

Anggota : **Prof. Ir. Suharno, M.Sc., Ph.D.IPU. ASEAN Eng**

2. Dekan Fakultas Teknik

Dr. Eng. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.
NIP 19750928 200112 1002



Tanggal Ujian Skripsi : 2 Agustus 2024

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa sripsi yang saya tulis ini 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.

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

Bandar Lampung, 10 Agustus 2024

Penulis



Gayatri Handayani

NPM. 2015051068

RIWAYAT HIDUP



Gayatri Handayani lahir di Desa Semuli Jaya pada tanggal 21 April 2002 sebagai anak kedua dari tiga bersaudara, dari pasangan Bapak Timbul Suwondo dan Ibu Sriyana. Dengan kakak bernama Iqbal Henderawan dan adik bernama Bintang Adi Negoro. Penulis mengawali pendidikan formal di Sekolah Dasar di SD 2 Semuli Jaya yang diselesaikan pada tahun 2014, Sekolah Menengah Pertama di SMP Negeri 1 Abung Semuli yang diselesaikan pada tahun 2017, dan Sekolah Menengah Atas di SMAN 1 Abung Semuli yang diselesaikan pada tahun 2020. Pada tahun 2020 penulis melanjutkan pendidikan di perguruan tinggi negeri, tepatnya di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif di berbagai kegiatan organisasi, baik secara internal di lingkungan jurusan maupun secara eksternal, antara lain: Anggota Bidang Sains dan Teknologi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (2021/2022 dan 2022/2023), Anggota Divisi Publication dan Documentation SEG SC Unila 2023, dan Ketua Divisi Publication dan Documentation SEG SC Unila 2024.

Dalam bidang keilmuan dan akademik penulis aktif dalam kegiatan Program Kreativitas Mahasiswa (PKM) yang diselenggarakan oleh Belmawa di setiap tahunnya dan tiga kali lolos pendanaan dan insentif PKM. Adapun judul proposal yang lolos pendanaan dan insentif PKM antara lain: Pendanaan PKM GFK tahun 2021 dengan judul “Aksi Bencana: Aplikasi Edukasi, Evakuasi, Serta Aspirasi Bencana Alam Terintegrasi Agent-Based Modeling dan Sistem Informasi Geografis Nasional” sebagai anggota, Insentif PKM GFT tahun 2023 dengan judul

“Integrated-Smart Household Wastewater: Pemanfaatan Air Limbah Rumah Tangga sebagai Solusi Penanggulangan Dini Kebakaran Hutan Berbasis IoT” sebagai anggota, dan Insentif PKM AI tahun 2024 dengan judul “Analisis Petrofisika Menggunakan Metode Deterministik Dalam Penentuan Zona Reservoir Hidrokarbon Pada Sumur YZD-1 Formasi Minas Cekungan Sumatera Tengah” sebagai ketua. Selain itu penulis juga mengikuti kegiatan pemilihan mahasiswa berprestasi tingkat jurusan dan meraih posisi kedua sebagai mahasiswa berprestasi jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Pada tahun 2023 penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) – LEMIGAS dengan judul "**Kerja Praktik di Unit Bidang Geofisika Eksplorasi PT LEMIGAS Dengan Menganalisis Sumur YZD-1 Cekungan Sumatera Tengah Menggunakan Kajian Petrofisika**". Pada akhir masa studi penulis melakukan penelitian Tugas Akhir untuk memperoleh gelar sarjana teknik dengan judul "**Estimasi Cadangan Hidrokarbon dan Identifikasi Jenis Fluida Berdasarkan Nilai Saturasi Air Lapangan RY Cekungan Sumatera Selatan**".

PERSEMBAHAN

Puji syukur penulis penjatkan kehadiran Allah SWT atas terselaikannya skripsi ini dengan baik dan lancer. Skripsi ini saya persembahkan untuk:

IBU DAN AYAH TERCINTA

TIMBUL SUWONDO

&

SRIYANA

Yang tiada hentinya memberikan kasih sayang, doa, motivasi, semangat, dan segala dukungan yang tidak terhingga.

KAKAK DAN ADIK TERCINTA

IQBAL HENDRAWAN & BINTANG ADI NEGORO

Yang telah memberikan doa, semangat dan dukungannya

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

**Semua yang terlibat dalam proses pembuatan dan penyusunan skripsi ini,
saya ucapkan terima kasih.**

MOTTO

*Setiap lapisan tanah yang kita gali membawa cerita yang belum pernah kita
dengar.*

*Setiap gempa bumi yang kita rasakan adalah bahasa bumi yang harus kita
pahami.*

*Geofisikawan menggabungkan sains dan petualangan
menyatukan keberanian dan ketelitian untuk mengungkap
misteri bumi yang terdalam.*

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis haturkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul “**Estimasi Volume Hidrokarbon Dan Identifikasi Jenis Fluida Berdasarkan Nilai Saturasi Air Lapangan Ry Cekungan Sumatera Selatan**”. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan Skripsi ini adalah untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung. Selama penulisan Skripsi ini banyak sekali terdapat hambatan yang dialami. Terima kasih penulis sampaikan kepada semua pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan Skripsi ini. Penulis pun menyadari mungkin masih terdapat kekurangan di dalam Skripsi ini. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun demi kesempurnaan Skripsi ini. Semoga Skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis khususnya dan bagi para pembaca pada umumnya, serta bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 10 Agustus 2023

Penulis



Gavatri Handayani

NPM. 2015051068

SANWACANA

Puji syukur penulis haturkan kepada Allah *Subhanahu Wa Ta'ala* Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini. Tak lupa pula shalawat serta salam yang selalu tercurahkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammad Shallallahu 'alaihi wasallam yang menjadi suri tauladan bagi kita. Skripsi dengan judul "**Estimasi Volume Hidrokarbon Dan Identifikasi Jenis Fluida Berdasarkan Nilai Saturasi Air Lapangan Ry Cekungan Sumatera Selatan**" adalah salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik di Universitas Lampung. Dalam pengerjaan skripsi ini penulis banyak mendapatkan semangat, doa, dukungan, saran, serta bimbingan dari berbagai pihak. Dengan segala hormat dan kerendahan hati perkenankanlah penulis untuk mengucapkan terimakasih kepada:

1. Allah SWT yang dimana selalu memberikan jalan kemudahan bagi penulis
2. Bapak, Mamak, terima kasih atas doa, dukungan, kesabaran, serta bantuan moril dan materil yang tak hentinya diberikan.
3. Kakak dan adik penulis yang tersayang, Iqbal Hendrawan dan Bintang Adi Negoro yang selalu mendukung dan menyemangati penulis dan selalu mendoakan penulis supaya diberikan kemudahan dan kelancaran dalam menyelesaikan skripsi ini.
4. Keluarga Darmo dan Wagiman selaku keluarga besar yang senantiasa mendukung dan mendoakan penulis dalam menjalankan perkuliahan di Teknik Geofisika.
5. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si sebagai Dosen Pembimbing I atas segala bimbingan, ilmu, kritik dan saran, selama pengerjaan Tugas Akhir.

7. Bapak Prof. Dr. Ir. Muhammad Sarkowi, S.Si., M.Si. IPU. sebagai Dosen Pembimbing II atas segala bimbingan dan arahnya dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
8. Bapak Prof. Ir. Suharno, M.Sc., Ph.D.IPU. ASEAN Eng., sebagai Dosen Penguji yang telah meluangkan waktunya untuk memberikan ilmu, serta koreksi terhadap tugas akhir saya, sehingga menjadi suatu karya yang lebih baik lagi.
9. Bapak I Gede Boy Darmawan, M. Eng., sebagai dosen pembimbing akademik yang telah banyak memberi masukan, saran, dan bimbingan selama perkuliahan.
10. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung atas ilmu dan bekal masa depan yang akan selalu bermanfaat.
11. *I want to thank me for believing in me. I want to thank me for doing all this hard work. I wanna thank me for never quitting. I wanna thank me for being me at all times and everything.*
12. Muhammad Raihan Yazid sebagai seorang yang penulis sayangi, terima kasih atas waktu, bantuan, dukungan, semangat, serta doa dan selalu menghibur penulis.
13. Asep selaku kawan yang telah banyak membantu penulis selama pembuatan dan penyusunan tugas akhir ini.
14. Risma dan Mutiara sebagai sahabat penulis yang telah banyak meluangkan waktu dan selalu support penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
15. Nida dan Chika sebagai sahabat penulis yang selalu menjadi *support system* penulis dalam setiap langkah sekolah dan perkuliahan.
16. Kawan – kawan Grup *Learning by Doing* (LBD) yang telah banyak menghibur dan mendukung penulis untuk terus semangat dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
17. Teman-teman Teknik Geofisika 2020 (PATAKIS) yang telah menjadi keluarga terbaik bagi penulis selama kuliah. Terima kasih atas semangat, dan doa untuk penulis.
18. Serta semua pihak-pihak yang terlibat penulis ucapkan terima kasih banyak

Akhir kata, penulis menyadari bahwa Skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, akan tetapi sedikit harapan semoga Skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua. Aamiin.

Bandar Lampung, 10 Agustus 2024

Penulis

A handwritten signature in black ink, consisting of a large, stylized initial 'G' followed by several vertical strokes and a horizontal line at the bottom.

Gayatri Handayani

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
PERSETUJUAN	v
PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	x
KATA PENGANTAR	xii
SANWACANA	xiii
DAFTAR ISI	xvi
DAFTAR TABEL	xix
DAFTAR GAMBAR	xxi
I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penelitian.....	2
1.3. Batasan Masalah.....	2
1.4. Manfaat Penelitian.....	2
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Lokasi Daerah Penelitian.....	3
2.2 Geologi Regional dan Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan	5

2.3 Tektonostratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	7
2.4 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.....	11
2.5 <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan	14
III. TEORI DASAR	
3.1 <i>Well Logging</i>	16
3.2 Akuisisi Data <i>Well Logging</i>	17
3.3 Jenis – Jenis <i>Log</i>	20
3.4 Analisis Petrofisisika	25
3.5 Evaluasi Formasi	31
3.6 <i>Volume bulk</i> Batuan.....	32
IV. METODE PENELITIAN	
4.1 Waktu dan Tempat Penelitian	35
4.2 Perangkat Lunak.....	36
4.3 Data Penelitian	36
4.4 Prosedur Penelitian.....	36
4.5 Diagram Alir.....	41
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1 Hasil Penelitian	43
5.1.1 Analisis Kualitatif	43
5.1.2 Analisis Kuantitatif	54
5.1.3 Korelasi Zona Reservoir.....	70
5.1.4 Pemodelan 2D	75
5.1.5 Pemodelan 3D	83
5.2 Pembahasan	88
5.2.1 Analisis Kualitatif	89
5.2.2 Analisis Kuantitatif	90
5.2.3 Analisis Korelasi Zona Reservoir	92
5.2.4 Analisis Kedalaman Zona Reservoir Hidrokarbon	92
5.2.5 Analisis Pemodelan 2D Ketebalan Zona Hidrokarbon	95
5.2.6 Analisis Pemodelan 3D dan Volume Bulk Reservoir Hidrokarbon.....	96
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	

6.1 Kesimpulan.....	99
6.2 Saran.....	100

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).	28
Tabel 2. Densitas matriks berbagai litologi (Schlumberger, 1989).	29
Tabel 3. Interpretasi saturasi fluida hasil data lab (Adim, 1991).....	30
Tabel 4. Jadwal Rincian Kegiatan Tugas Akhir	35
Tabel 5. Kelengkapan data sumur LAS	37
Tabel 6. Data koordinat sumur pemboran	38
Tabel 7. Zona target reservoir sumur GH-52	45
Tabel 8. Zona target reservoir sumur GH-77	46
Tabel 9. Zona target reservoir sumur GH-81	48
Tabel 10. Zona target reservoir sumur GH-83	49
Tabel 11. Zona target reservoir sumur GH-84	51
Tabel 12. Zona target reservoir sumur GH-89	53
Tabel 13. Zona target reservoir sumur GH-90	54
Tabel 14. Hasil perhitungan IGR dan <i>volume shale</i> sumur GH-52	54
Tabel 15. Hasil perhitungan IGR dan <i>volume shale</i> sumur GH-77	55
Tabel 16. Hasil perhitungan IGR dan <i>volume shale</i> sumur GH-81	55
Tabel 17. Hasil perhitungan IGR dan <i>volume shale</i> sumur GH-83	55
Tabel 18. Hasil perhitungan IGR dan <i>volume shale</i> sumur GH-84	56
Tabel 19. Hasil perhitungan IGR dan <i>volume shale</i> sumur GH-89	56
Tabel 20. Hasil perhitungan IGR dan <i>volume shale</i> sumur GH-90	56
Tabel 21. Hasil perhitungan porositas efektif sumur GH-52	57
Tabel 22. Hasil perhitungan porositas efektif sumur GH-77	57

Tabel 23. Hasil perhitungan porositas efektif sumur GH-81.....	58
Tabel 24. Hasil perhitungan porositas efektif sumur GH-83.....	58
Tabel 25. Hasil perhitungan porositas efektif sumur GH-84.....	59
Tabel 26. Hasil perhitungan porositas efektif sumur GH-89.....	59
Tabel 27. Hasil perhitungan porositas efektif sumur GH-90.....	60
Tabel 28. <i>Water bearing</i> dan hasil crossplot porositas sumur GH-52	61
Tabel 29. <i>Water bearing</i> dan hasil crossplot porositas sumur GH-77	62
Tabel 30. <i>Water bearing</i> dan hasil crossplot porositas sumur GH-81.	63
Tabel 31. <i>Water bearing</i> dan hasil crossplot porositas sumur GH-83.	64
Tabel 32. <i>Water bearing</i> dan hasil crossplot porositas sumur GH-84	65
Tabel 33. <i>Water bearing</i> dan hasil crossplot porositas sumur GH-89.	66
Tabel 34. <i>Water bearing</i> dan hasil crossplot porositas sumur GH-90.	67
Tabel 35. Hasil nilai resistivitas air formasi (Rw).	67
Tabel 36. Hasil perhitungan saturasi air sumur GH-52	68
Tabel 37. Hasil perhitungan saturasi air sumur GH-77.	68
Tabel 38. Hasil perhitungan saturasi air sumur GH-81.	68
Tabel 39. Hasil perhitungan saturasi air sumur GH-83	69
Tabel 40. Hasil perhitungan saturasi air sumur GH-84.	69
Tabel 41. Hasil perhitungan saturasi air sumur GH-89.	69
Tabel 42. Hasil perhitungan saturasi air sumur GH-90.	70
Tabel 43. Ketebalan dan kedalaman zona reservoir sumur penelitian.....	83
Tabel 44. Nilai <i>volume bulk</i> reservoir hidrokarbon.	84
Tabel 45. Volume hidrokarbon sumur penelitian.....	88

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Peta lokasi daerah penelitian lapangan RY	3
Gambar 2. Peta cekungan di daerah Sumatera (Bishop, 2001)	4
Gambar 3. Fase tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Pulunggono dkk., 1992)..	6
Gambar 4. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Argakoesoemah & Kamal, 2004).....	8
Gambar 5. <i>Petroleum system</i> Cekungan Sumatera Selatan	12
Gambar 6. Operasi kegiatan <i>logging</i> (Mastoadji, 2007) (a), <i>Well logging sonde</i> (b)	18
Gambar 7. Alat akuisisi <i>logging</i> , <i>Power pack</i> (Booz, 2017).....	18
Gambar 8. Alat akuisisi <i>logging</i> , <i>Winch</i> (Booz, 2017).....	19
Gambar 9. Alat akuisisi <i>logging</i> , <i>Pressure control equipment</i> (Booz, 2017)	19
Gambar 10. Respon <i>log gamma ray</i> terhadap litologi (Rider, 2002).	21
Gambar 11. Respon <i>log resistivitas</i> (Rider, 2002).....	22
Gambar 12. Respon <i>log densitas</i> (Rider, 2002).....	23
Gambar 13. Respon <i>neutron log</i> (Rider, 2002)	24
Gambar 14. Respon <i>log sonic</i> (Rider, 2002)	25
Gambar 15. Variasi indeks resistivitas dengan saturasi air.....	31
Gambar 16. Grafik penentuan <i>volume bulk</i> batuan	34
Gambar 17. Diagram alir penelitian	42
Gambar 18. Zona target reservoir 1 dan 2 pada sumur GH-52.....	43
Gambar 19. Zona target reservoir 3 dan 4 pada sumur GH-52.....	44
Gambar 20. Zona target reservoir 5 dan 6 pada sumur GH-52	44
Gambar 21. Zona target reservoir 7 pada sumur GH-52	44
Gambar 22. Zona target reservoir 1 dan 2 pada sumur GH-77	45

Gambar 23. Zona target reservoir 3 dan 4 pada sumur GH-77	45
Gambar 24. Zona target reservoir 5 dan 6 pada sumur GH-77	45
Gambar 25. Zona target reservoir 7 pada sumur GH-77	46
Gambar 26. Zona target reservoir 1 dan 2 pada sumur GH-81	46
Gambar 27. Zona target reservoir 3 pada sumur GH-81	47
Gambar 28. Zona target reservoir 4 pada sumur GH-81	47
Gambar 29. Zona target reservoir 5 pada sumur GH-81	47
Gambar 30. Zona target reservoir 6 dan 7 pada sumur GH-81	47
Gambar 31. Zona target reservoir 1 dan 2 pada sumur GH-83	48
Gambar 32. Zona target reservoir 3, 4, dan 5 pada sumur GH-83	48
Gambar 33. Zona target reservoir 6 pada sumur GH-83	49
Gambar 34. Zona target reservoir 7 pada sumur GH-83	49
Gambar 35. Zona target reservoir 1 dan 2 pada sumur GH-84	50
Gambar 36. Zona target reservoir 3, 4 dan 5 pada sumur GH-84	50
Gambar 37. Zona target reservoir 6 dan 7 pada sumur GH-84	51
Gambar 38. Zona target reservoir 1 dan 2 pada sumur GH-89	51
Gambar 39. Zona target reservoir 3 pada sumur GH-89	52
Gambar 40. Zona target reservoir 4 dan 5 pada sumur GH-89	52
Gambar 41. Zona target reservoir 6 dan 7 pada sumur GH-89	52
Gambar 42. Zona target reservoir 1 pada sumur GH-90	53
Gambar 43. Zona target reservoir 2, 3, dan 4 pada sumur GH-90	53
Gambar 44. Zona target reservoir 5, 6 dan 7 pada sumur GH-90	53
Gambar 45. <i>Well section</i> sumur GH	71
Gambar 46. <i>Well corelation</i> 1	72
Gambar 47. <i>Well corelation</i> 2	73
Gambar 48. <i>Well corelation</i> 3	74
Gambar 49. Peta kedalaman <i>top</i> zona target reservoir 1	75
Gambar 50. Peta kedalaman <i>bottom</i> zona target reservoir 1	76
Gambar 51. Peta kedalaman <i>top</i> zona target reservoir 2	76
Gambar 52. Peta kedalaman <i>bottom</i> zona target reservoir 2	77
Gambar 53. Peta kedalaman <i>top</i> zona target reservoir 3	77

Gambar 54. Peta kedalaman <i>bottom</i> zona target reservoir 3.....	78
Gambar 55. Peta kedalaman <i>top</i> zona target reservoir 4.....	78
Gambar 56. Peta kedalaman <i>bottom</i> zona target reservoir 4.....	79
Gambar 57. Peta ketebalan zona reservoir 1	80
Gambar 58. Peta ketebalan zona reservoir 2.....	80
Gambar 59. Peta ketebalan zona reservoir 3.....	81
Gambar 60. Peta ketebalan zona reservoir 4.....	81
Gambar 61. Peta ketebalan zona reservoir 5.....	82
Gambar 62. Peta ketebalan zona reservoir 6.....	82
Gambar 63. Peta ketebalan zona reservoir 7.....	83
Gambar 64. Pemodelan 3D zona reservoir 1	84
Gambar 65. Pemodelan 3D zona reservoir 2	84
Gambar 66. Pemodelan 3D zona reservoir 3	85
Gambar 67. Pemodelan 3D zona reservoir 4	85
Gambar 68. Pemodelan 3D zona reservoir 5	86
Gambar 69. Pemodelan 3D zona reservoir 6	86
Gambar 70. Pemodelan 3D zona reservoir 7	87
Gambar 71. Pemodelan 3D zona reservoir total	87

I. PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Di Indonesia kebutuhan akan minyak dan gas bumi semakin meningkat hingga saat ini. Hal tersebut disebabkan karena minyak dan gas bumi masih menjadi sumber energi utama bagi masyarakat maupun sektor industri. Namun, hal tersebut tidak diimbangi dengan jumlah cadangan hidrokarbon yang tiap tahun semakin menipis. Hal tersebut mendorong berbagai sektor sumber daya untuk mengoptimalkan pencarian dan produksi minyak dan gas bumi. Salah satu lokasi yang menjadi daerah penghasil minyak dan gas bumi yang melimpah adalah Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan yang memiliki peranan yang sangat penting selaku penghasil hidrokarbon di Indonesia. Cekungan ini mendapat perhatian yang sangat besar dalam dunia eksplorasi minyak serta gas bumi semenjak ditemukannya rembesan minyak di sebagian zona. Kerangka stratigrafi daerah cekungan Sumatera Selatan pada umumnya dikenal satu daur besar (*Megacycle*) terdiri dari fase transgresi yang diikuti oleh fase regresi (Darman & Sidi, 2000).

Lokasi dari penelitian ini berada pada Lapangan "RY" yang terletak di daerah Cekungan Sumatera Selatan, dengan formasi yang menjadi obyek penelitian merupakan reservoir Formasi Muara Enim. Estimasi jumlah cadangan terkira pada Lapangan "RY" sangat penting untuk pengembangan lapangan dan meningkatkan produktivitas cadangan minyak dan gas bumi pada lapangan minyak bumi tersebut. Studi geofisika dan geologi terus dilakukan untuk meningkatkan produktivitas pada lapangan minyak bumi tersebut. Adapun studi geofisika yang sering dilakukan yaitu analisis petrofisika dan evaluasi formasi. Analisis petrofisika penting dilakukan sebelum perhitungan cadangan.

Analisis ini bertujuan untuk mengetahui parameter fisika batuan seperti kandungan serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air dalam suatu formasi. Sedangkan evaluasi formasi bertujuan untuk mengidentifikasi reservoir, memperkirakan atau mengestimasi cadangan hidrokarbon, dan mengestimasi perolehan hidrokarbon.

I.2. Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dalam melaksanakan penelitian ini sebagai berikut:

1. Menentukan zona target reservoir pada sumur GH-52, GH-77, GH-84, GH-81, GH-89, dan GH-90 pada Lapangan RY Cekungan Sumatera Selatan.
2. Menentukan nilai parameter petrofisika (*Volume shale*, porositas, dan saturasi air) pada zona target reservoir Lapangan RY Cekungan Sumatera Selatan.
3. Mengidentifikasi jenis kandungan fluida berdasarkan nilai saturasi air pada sumur penelitian di Lapangan RY Cekungan Sumatera Selatan.
4. Membuat pemodelan 2D dan 3D sebaran zona reservoir hidrokarbon dan mengestimasi hidrokarbon berdasarkan nilai *volume bulk* di Lapangan RY Cekungan Sumatera Selatan.

I.3. Batasan Masalah

Adapun batasan masalah pada penelitian ini yaitu pengolahan data dan analisis data sekunder *well logging* menggunakan 7 data sumur yaitu GH-52, GH-83, GH-77, GH-84, GH-81, GH-89, dan GH-90 untuk mengidentifikasi jenis kandungan fluida berdasarkan saturasi air, menghitung *volume bulk* dan estimasi hidrokarbon pada lapangan RY Cekungan Sumatera Selatan.

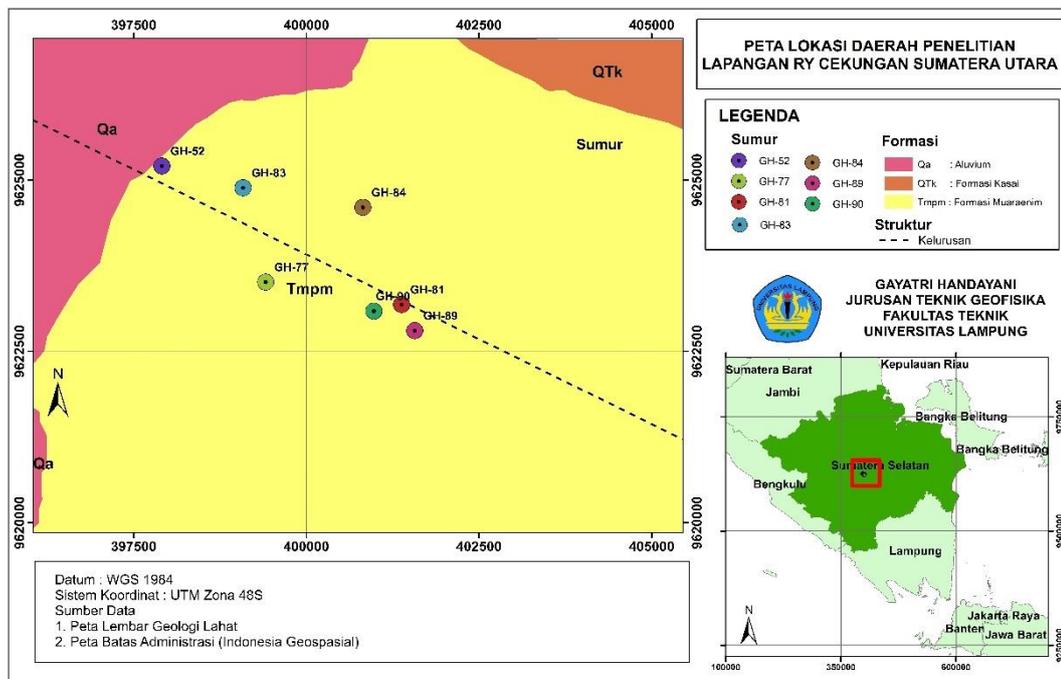
I.4. Manfaat Penelitian

Adapun manfaat pada penelitian ini yaitu memberikan informasi mengenai besar estimasi volume hidrokarbon agar dijadikan salah satu acuan yang akan membantu ke tahap produksi pada daerah lapangan ini.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

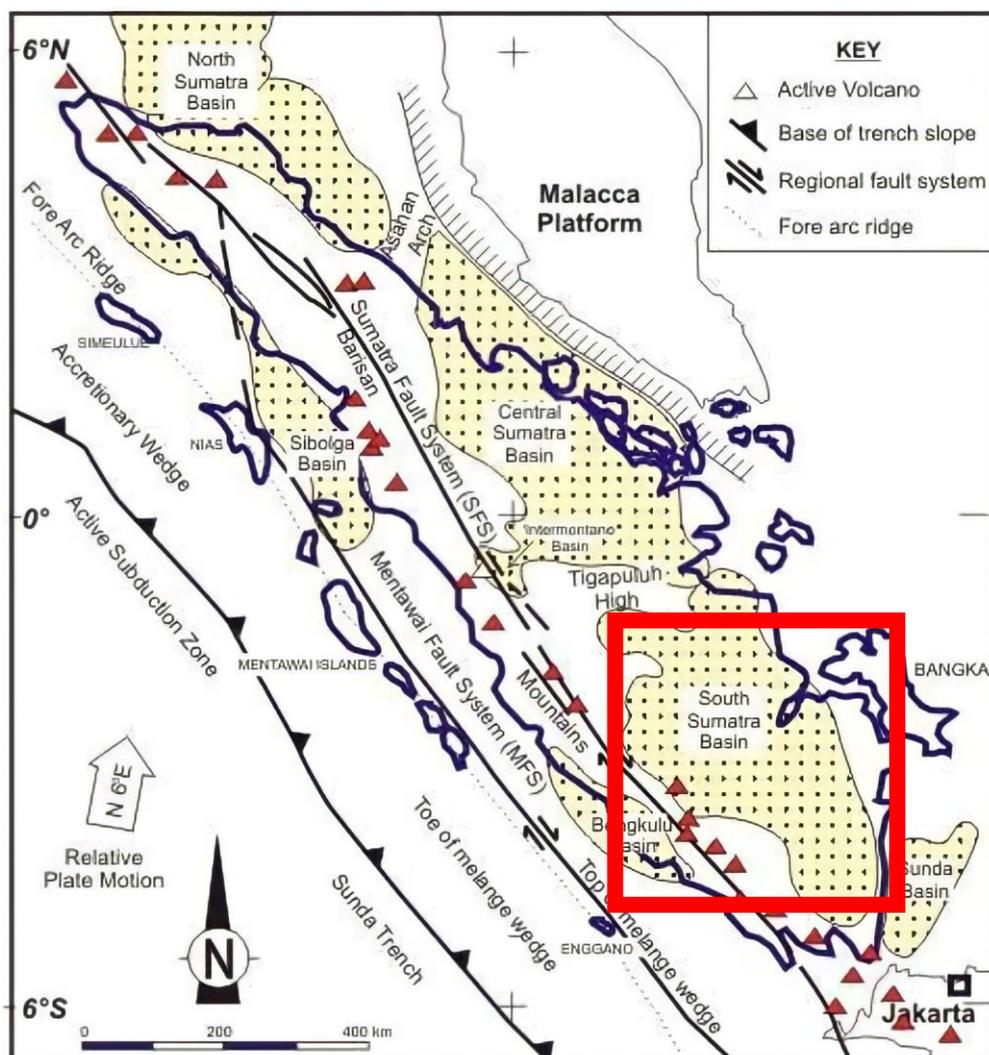
Lokasi penelitian berada di dalam area Cekungan Sumatera Selatan yang mencakup wilayah administrasi kabupaten Muara Enim, Provinsi Sumatera Selatan. Terdapat 7 sumur yang tersebar di 3 desa atau kelurahan. 4 sumur berada di Desa Gunung Raja, 2 sumur berada di Desa Uripan Baru, dan 1 sumur berada di Desa Pangkalan Babat, Kecamatan Rambang Dangku, Kabupaten Muara Enim, Sumatera Selatan. Tujuh sumur pemboran tersebut memiliki jarak antar sumur yang tidak begitu jauh yaitu hanya sekitar kurang lebih 0,5 sampai 2 km antar sumur. Adapun untuk sebaran titik sumur pemboran dapat dilihat pada gambar 1.



Gambar 1. Peta lokasi daerah penelitian lapangan RY.

2.2 Geologi Regional dan Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan termasuk salah satu dari tiga buah cekungan besar penghasil minyak dan gas bumi di Pulau Sumatera. Evolusi cekungan Sumatera diawali sejak Mesozoik dan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Cekungan ini dibatasi oleh Paparan Sunda di timur laut, kemudian dibatasi oleh Tinggian Lampung di bagian tenggara, dibatasi Pegunungan Bukit Barisan di bagian barat daya dan juga Pegunungan Dua Belas serta Pegunungan Tiga Puluh di barat laut. (Pulunggono dkk., 1992)



Gambar 2. Peta cekungan di daerah Sumatera (Bishop, 2001).

Cekungan ini terbagi menjadi empat sub cekungan utama (Sub Cekungan Jambi, Sub Cekungan Palembang Utara, Sub-Cekungan Palembang Selatan, dan Sub

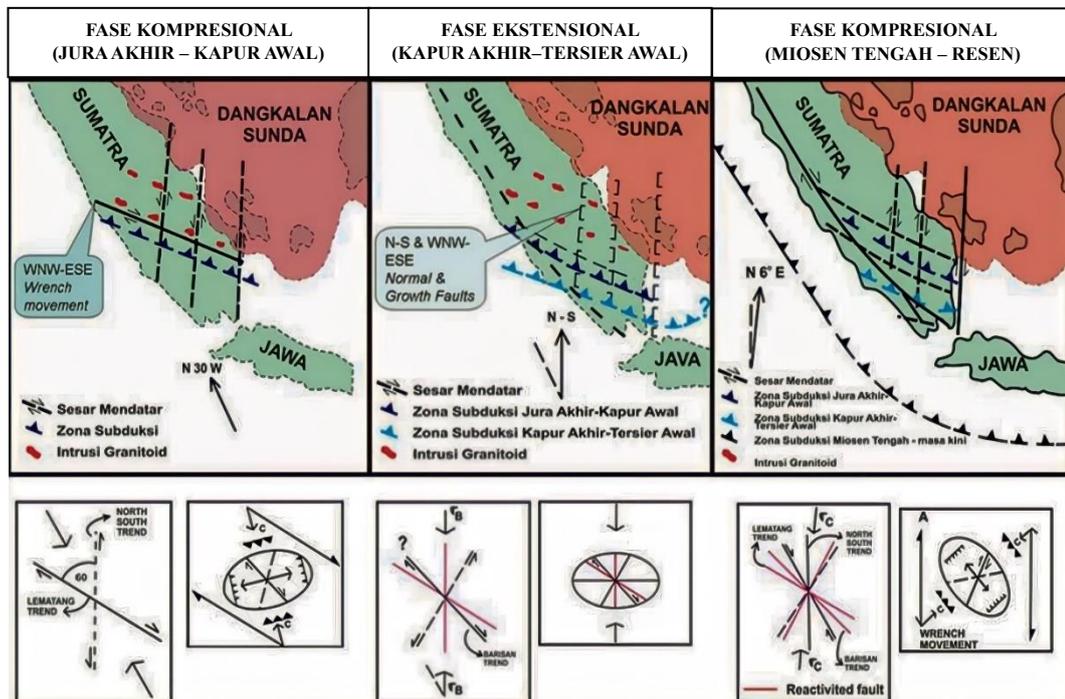
Cekungan Palembang Tengah). Cekungan Sumatera Selatan tersusun dari sedimen Tersier yang letaknya tidak selaras (*unconformity*) di atas permukaan metamorfik dan batuan beku Pra-Tersier. Menurut Blake (1989), menyebutkan bahwa Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang berumur Tersier yang terbentuk akibat dari adanya interaksi antara Paparan Sunda dan lempeng Samudera India. Daerah ini memiliki luas sekitar $330 \times 510 \text{ km}^2$ dengan sebelah barat daya dibatasi oleh singkapan Pra-Tersier Bukit Barisan, di sebelah barat dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh, di sebelah timur dibatasi oleh Paparan Sunda (*Sunda Shield*), dan ke arah tenggara dibatasi oleh Tinggian Lampung (Wisnu & Nazirman, 1997).

2.3 Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan

Pulunggono dkk. (1992) menjelaskan bahwa peristiwa tektonik yang berperan dalam perkembangan Pulau Sumatera dan Cekungan Sumatera Selatan digolongkan kepada 4 fase utama yaitu:

1. Fase Kompresi atau Fase *Rifting* (Jura–Kapur) adalah fase yang berlangsung dari Kala Jura awal sampai Kapur. Fase tektonik ini menghasilkan Sesar mendatar dekstral berarah barat laut–Tenggara. Sesar tersebut seperti Sesar Lematang, Kepayang, Saka, dan trend berarah utara – Selatan. Selain itu fase tektonik ini menyebabkan terjadinya pergerakan mendatar dan intrusi granit berumur Jurasik – Kapur.
2. Fase *Tensional* (Kapur Akhir – Tersier Awal) merupakan fase tensional pada Kala Kapur Akhir sampai Tersier Awal yang menghasilkan Sesar normal dan Sesar tumbuh berarah utara – selatan dan barat laut – tenggara. Pada fase ini sedimentasi mengisi Cekungan di atas batuan dasar bersamaan dengan kegiatan gunung api.
3. Fase *Sagging* (Fase Tektonik Miosen atau Intra Miosen) merupakan fase ketiga dimana terjadi adanya aktivitas tektonik Miosen atau Intra Miosen yang menyebabkan pengangkatan tepi-tepi Cekungan dan diikuti pengendapan bahan-bahan klastika.

4. Fase Kompresional (Miosen – Pliosen) merupakan fase terakhir aktivitas tektonik dimana Cekungan Sumatera Selatan mengalami peningkatan tektonik sebagai akibat tumbukan konvergensi Lempeng Samudra Hindia yang lebih kuat dengan Lempeng *Sundaland* pada akhir Miosen. Pada fase menyebabkan terbentuknya perlipatan- perlipatan, Sesar mendatar, reaktifasi Sesar berumur Paleogen, mereaktifasi struktur *geologi* yang lebih tua menjadi struktur *inverse* (*uplifted*) serta membentuk kompleks antiklinorium berarah tenggara – barat laut.



Gambar 3. Fase tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Pulunggono dkk., 1992)

Diperkirakan telah terjadi tiga kali orogenesis yang membentuk kerangka struktur Cekungan Sumatera Selatan. Tiga orogenesis tersebut yakni terjadi pada zaman Mesozoikum Tengah, Kapur Akhir – Tersier Awal dan Plio Plistosen. Setelah orogenesis terakhir, kondisi struktur *geologi* regional wilayah tersebut seperti terlihat pada saat ini yaitu:

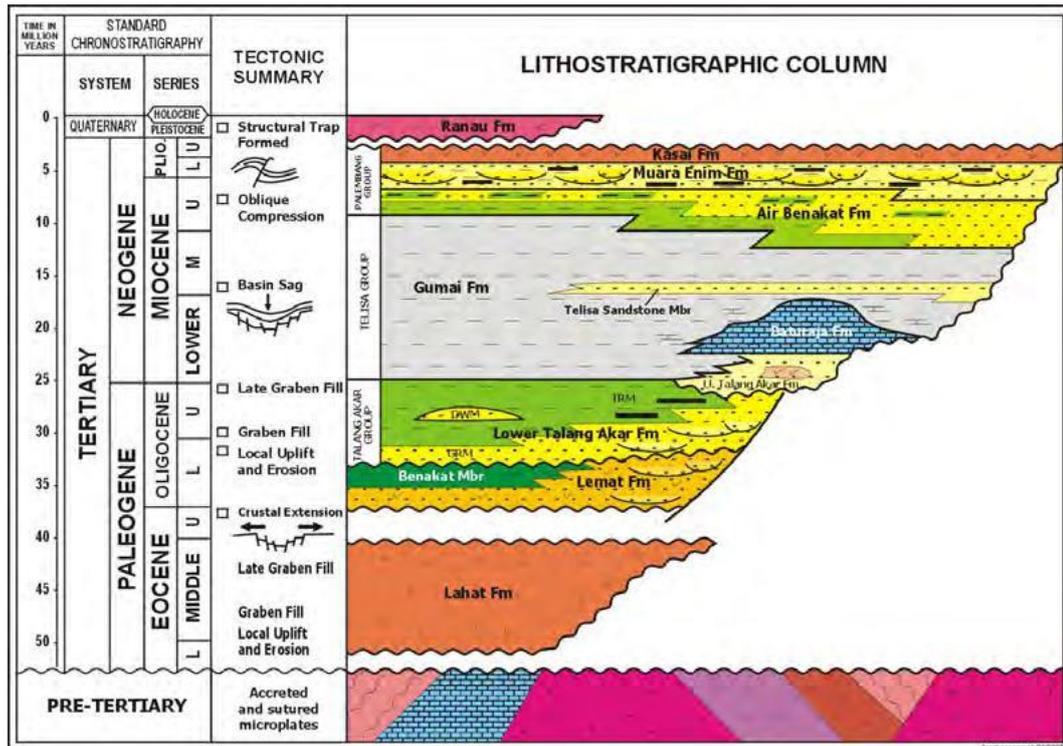
1. Zona Sesar Semangko terbentuk akibat tumbukan antara Lempeng Sumatera Hindia dan Pulau Sumatera. Tumbukan ini menghasilkan gerak rotasi diantara keduanya.

2. Perlipatan berarah utama barat laut–Tenggara dimana sebagai akibat efek gaya kopel Sesar Semangko.
3. Sesar-Sesar yang berasosiasi dengan perlipatan dan Sesar-Sesar Pra Tersier yang mengalami peremajaan.

Cekungan Sumatera Selatan secara umum dipengaruhi oleh dua periode tektonik yang utama. Periode tektonik pertama (fase *rifting*) terjadi pada masa Eosen hingga Oligosen yang menghasilkan konfigurasi batuan dasar berarah *block faulting* barat laut-tenggara dan graben berarah utara-selatan (*Benakat Gulley*) dalam Cekungan Sumatera Selatan. Fase tektonik *rifting* (Eosen-Oligosen) mengakibatkan terbentuknya Sesar Kikim di sebelah timur, Sesar Klingi di sebelah barat, dan Sesar Lematang di sebelah Utara. Blok turun dari ketiga Sesar tersebut merupakan daerah depresi sebagai Lematang/*Muara Enim Deep* dan *Musi Platform* yang berada pada blok naik sebagai *horst*. Kemudian periode tektonik kedua (fase kompresif) terjadi pada akhir Pliosen atau awal Pleistosen yang menghasilkan sebagian besar struktur dan Antiklinorium Palembang Utara, Antiklinorium Pendopo–Limau, Antiklinorium Muara Enim, dan Antiklinorium Pegunungan Gumai. Selanjutnya, daerah tersebut terdeformasi cukup kuat yang mengakibatkan daerah tersebut terangkat dan terlipat dengan sumbu perlipatan berarah relatif barat laut – Tenggara (Muhartanto & Iskandar, 2006).

2.4 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan umumnya terdiri dari suatu transgresi dan diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok Telisa (Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai). Kemudian kelompok Palembang diendapkan selama fase regresi (Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai). Sedangkan pada Formasi Lemat dan *older* Lemat terendapkan sebelum fase transgresi utama. Menurut (Argakoesoemah & Kamal, 2004), stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan adalah sebagai berikut :



Gambar 4. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Argakoesoemah & Kamal, 2004).

I.4.1 *Basement*

Batuan dasar terdiri dari batuan kompleks Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, serta batuan karbonat. Batuan tertua yang terdeformasi paling lemah diperkirakan merupakan bagian dari lempeng mikro Malaka yang mendasari bagian utara dan timur cekungan tersebut. Di selatan terdapat lempeng mikro Mergui yang mengalami deformasi kuat dimana kemungkinan merupakan fragmen kontinental yang relatif lemah. Lempeng mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen yang terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan bertumbukan. Bagian dasar lainnya dari cekungan Sumatera Selatan yaitu batuan seperti granit, vulkanik dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir). *Morfologi* dari batuan dasar diperkirakan mempengaruhi *morfologi rift* pada Eosen-Oligosen (Ginger, 2005).

I.4.2 **Formasi Lahat**

Formasi Lahat diperkirakan berumur Oligosen Awal. Formasi Lahat merupakan

batuan sedimen pertama yang terendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Formasi ini terendapkan secara tidak selaras dan pembentukan dari formasi ini hanya terdapat pada bagian paling dalam dari cekungan. Lingkungan pengendapan formasi lahat terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan *lacustrine*. Di bagian bawah terdapat fasies batupasir yang terdiri atas batupasir kasar, kerikil, dan konglomerat. Fasies serpih yang terletak di bagian atas (benakat serpih) terdiri atas batuan serpih dengan sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Oleh karena itu, batuan induk ini didapatkan dari *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine*. Pada bagian tepi graben ketebalannya sangat tipis dan hampir tidak ada, namun pada bagian tinggian intra-graben bagian selatan dan tengah sub cekungan Palembang ketebalannya mencapai 1000 meter (Ginger & Fielding, 2005).

I.4.3 Formasi Talang Akar

Pada Formasi Talang Akar, batuan sedimen terbentuk bersamaan dengan fase regresi. Pengendapan fluvial hingga delta terjadi selama fase *thermal sag* pada akhir *syn-rift* sampai awal *postrift* dari evolusi tektonik Cekungan Sumatera Selatan di cekungan tersebut. Kecenderungan dari proksimal terbentuk *braid-plain* dengan kandungan pasir yang dominan, sedangkan pada *meander belt* dan sedimen *overbank* yang lebih sedikit kandungan pasirnya terbentuk pada daerah distal. Saat pengendapan sedimen ini menunjukkan adanya pengaruh tepian hingga laut sebagai akibat berlanjutnya *subsidence*. Akibatnya, bagian ini cenderung mengalami penebalan pada tengah cekungan dan penipisan pada tepian cekungan (Ginger & Fielding, 2005).

I.4.4 Formasi Baturaja

Formasi Baturaja diperkirakan berumur Miosen. Formasi ini diendapkan secara sejajar di atas Formasi Talang Akar pada Miosen Awal. Formasi ini terdiri atas karbonat *platforms* dengan ketebalan rata-rata sebesar 20-75 meter serta ditambah karbonat *build-up* dan *reef* yang mempunyai ketebalan sebesar 60-120 meter. Dalam batuan karbonat tersebut didapatkan *calcareous shale* dan *shale* yang terendapkan di sekitar laut dalam dan berkembang pada daerah *platform* dan

tinggian (Bishop, 2001). Endapan yang berasal dari batugamping ini merupakan hasil produksi karbonat yang sudah berjalan cukup baik di masa sekarang. Keduanya berada pada *platform* di tepi cekungan serta *reef* yang berada pada tinggian intra-basinal. Karbonat dengan kualitas tinggi di reservoir umumnya berada di bagian selatan cekungan dan pada bagian utara sub-cekungan Jambi jarang ditemui (Ginger & Fielding, 2005).

I.4.5 Formasi Gumai

Berlanjutnya dari peristiwa transgresi selama Awal Miosen yang menghasilkan pengendapan marine *shale*, batu lanau, dan batupasir serta sedikit batuan karbonat pada tinggian *basement*. Selama puncak peristiwa transgresi, pengendapan pada laut terbuka menyebabkan adanya dominasi *shale* yang mengandung mineral glaukonit pada cekungan tersebut yang tersebar luas hingga membentuk seal secara regional. Kemudian sedimentasi delta secara progradasi terjadi pada sepanjang cekungan dan sedimen transisi hingga laut dangkal mulai menggantikan *shale* laut terbuka. Suplai sedimen didominasi pada daerah *platform* ke arah timur dan timur laut, meskipun pada saat itu suplai sedimen volkaniklastik menjadi salah satu sumber dari tinggian yang terisolasi di bagian barat (Ginger & Fielding, 2005).

I.4.6 Formasi Air Benakat

Kondisi laut dalam pada akhir dari Miosen Awal secara gradual tergantikan oleh laut yang lebih dangkal dan kondisi tepian laut. Hal ini merupakan hasil dari berlanjutnya suplai sedimen dari tepian menuju ke arah cekungan. Dengan pengecualian pada tengah cekungan, reservoir batupasir laut dangkal dengan kualitas yang baik pada Miosen Tengah tersebar luas di Cekungan Sumatera Selatan (Ginger & Fielding, 2005). Pada tepian cekungan akan dijumpai tepian laut hingga dataran pantai tersebar luas. Sebagai hasil dari aktivitas batuan beku Bukit Barisan, sebagian besar batupasir mengandung material volkaniklastik yang cukup signifikan. Hal ini mengakibatkan adanya penurunan kualitas reservoir, khususnya pada bagian barat.

I.4.7 Formasi Muara Enim

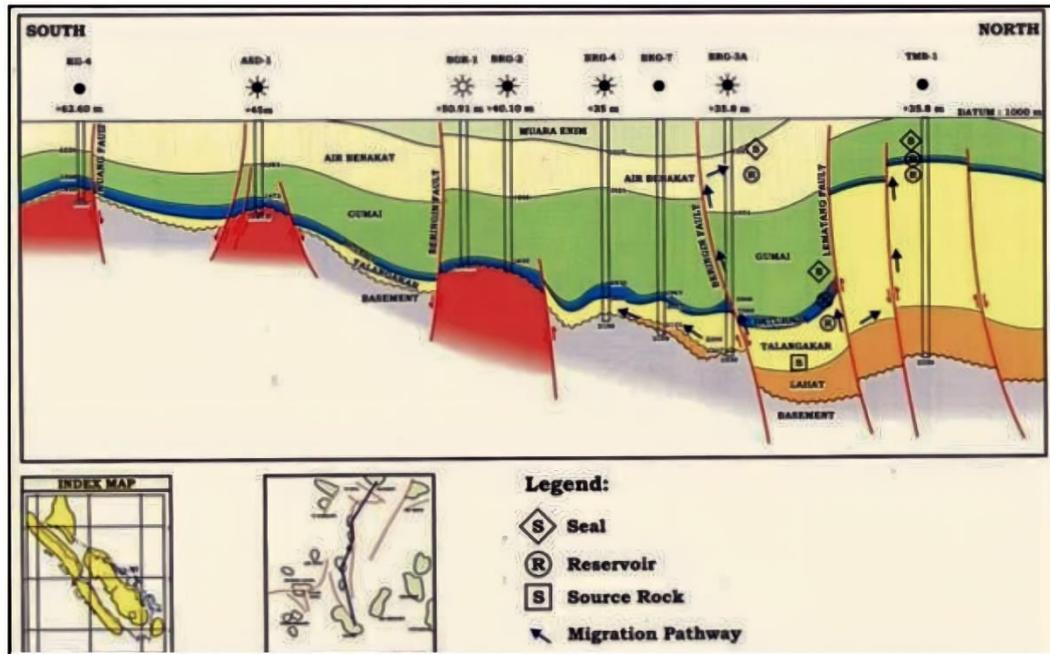
Formasi Muara Enim terendapkan pada Miosen Akhir sampai Pliosen Dimana merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal hingga *continental sands*, delta dan batulempung. Pengendapan awal formasi ini terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan Cekungan Sumatera Selatan yang menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan selanjutnya terjadi pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan onset pengendapan lingkungan non marine Batupasir pada Formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada Formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silicified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada Formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan Formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 meter (Bishop, 2001).

I.4.8 Formasi Kasai

Formasi Kasai merupakan formasi yang paling muda di Cekungan Sumatera Selatan. Formasi ini terendapkan selama orogenesis pada Plio-Pleistosen. Proses vulkanisme dari Bukit Barisan semakin meningkat dan komponen volkaniklastik juga semakin tinggi hampir di seluruh Sumatera Selatan selama waktu Pliosen. Sedimen yang terbentuk pada formasi ini terdiri atas *tuff*, batulempung, dan batu pasir vulkanik lastik. Adanya *uplift* dan erosi selama terjadinya inversi pada Pleistosen serta pengendapan lebih lanjut di antara lipatan menjadi penyebab terbentuknya morfologi seperti saat ini (Ginger & Fielding, 2005).

I.5 *Petroleum System* Cekungan Sumatera Selatan

Petroleum System adalah studi yang dilakukan untuk mendapatkan gambaran hubungan antara batuan induk aktif, komponen *geologi*, proses yang dibutuhkan dari tahap awal pembentukan hingga hidrokarbon yang termaturasi dapat terakumulasi dan terperangkap.



Gambar 5. Sistem *petroleum* di Cekungan Sumatera Selatan

Menurut Ariyanto (2011), Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan produktif penghasil minyak dan gas. Hal tersebut dibuktikan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang dihubungkan oleh adanya antiklin. Rembesan ini terletak 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* (Ariyanto, 2011). Menurut Bishop (2001), *Petroleum system* pada Cekungan Sumatera Selatan antara lain sebagai berikut:

1.5.1 Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk penghasil hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan merupakan batuan induk *lacustrine* formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada Formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* terendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan batuan *terrestrial coal* dan *coaly shale* terendapkan secara luas pada batas *half-graben*. Hidrokarbon pada daerah lokal juga diperkirakan dapat dihasilkan dari batu gamping Formasi Batu Raja dan *shale* dari Formasi Gumai. Hal tersebut karena Formasi Baturaja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari Cekungan.

I.5.2 Batuan Reservoir

Beberapa formasi yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan dapat menjadi reservoir penyimpan hidrokarbon yang efektif. Beberapa formasi tersebut antara lain adalah basement, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, dan Formasi Gumai. Sedangkan produksi hidrokarbon terbesar pada sub Cekungan Palembang Selatan berasal dari Formasi Talang Akar dan Formasi Batu Raja. Basement yang berpotensi sebagai reservoir terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang di dalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan granit dan kuarsit menjadi batuan penyusun basement memiliki porositas efektif sebesar 7%. Formasi Talang Akar diperkirakan menjadi formasi yang mengandung hidrokarbon terbesar di Cekungan Sumatera Selatan yaitu sebesar 75% produksi minyak keseluruhan cekungan. Formasi Talang Akar memiliki permeabilitas sebesar 5 *Darcy* dan porositas berisar 15-30% (Bishop, 2001). Formasi Batu Raja yang menjadi reservoir karbonat pada bagian atas merupakan zona yang porous dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (*tight*). Formasi Batu Raja memiliki porositas berkisar antara 10-30% dan permeabilitas sekitar 1 *Darcy*.

I.5.3 Batuan Penutup (Seal)

Batuan penutup Cekungan Sumatera Selatan umumnya berupa lapisan *shale* cukup tebal yang terdapat di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Gumai (*intraformational seal rock*). Seal pada reservoir batugamping Formasi Baturaja juga merupakan lapisan *shale* yang berasal dari Formasi Gumai. *Shale* yang bersifat *intraformational* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon pada reservoir batupasir Formasi Air Benakat dan Muara Enim,

I.5.4 Trap (Jebakan)

Adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi pada jebakan hidrokarbon utama. Antiklin tersebut terbentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001). Jebakan hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan juga diakibatkan oleh struktur daerah tersebut. Tipe dari jebakan struktur yang ada

pada Cekungan Sumatera Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua berkombinasi dengan Sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Selain itu jebakan struktur tua juga berupa Sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir pegunungan.

I.5.5 Migrasi

Migrasi hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan terjadi secara horizontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horizontal terjadi sepanjang kemiringan slope yang mengangkut hidrokarbon dari *source rock* dalam ke batuan reservoir dari Formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Sedangkan migrasi vertikal terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah Sesar turun mayor. Bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pleistosen adalah terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat.

I.6 Penelitian Terdahulu

Beberapa penelitian mengenai keberadaan potensi hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara telah dilakukan oleh banyak peneliti, berikut diantaranya:

1. Pratiknyo dkk. (2018) telah melakukan penelitian dengan judul “Estimasi Cadangan Migas Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Interpretasi Seismik Pada Formasi Talang Akar Dan Formasi Lemat di Lapangan “RF” Cekungan Sumatera Selatan”. Dari penelitian tersebut dijelaskan bahwa berdasarkan analisis kualitatif *log* diketahui *litologi* yang berkembang pada daerah penelitian yaitu batupasir dan serpih. Analisa kuantitatif memperkirakan rata-rata nilai kandungan serpih (V_{sh}) di bawah 30%, porositas efektif di atas 12%, saturasi air efektif (S_w) di bawah 70%, permeabilitas di atas 13 mD dengan kandungan minyak dan gas bumi. Lalu, dari analisis petrofisika diketahui tiga zona reservoir di daerah penelitian yaitu TAF-SS-A, TAF-SS-B, dan LEMAT-SS. Berdasarkan hasil interpretasi seismik menunjukkan bahwa struktur *geologi* yang berkembang pada daerah penelitian adalah sesar normal berarah timur

laut- barat daya dan berarah barat laut-tenggara. Setiap struktur secara umum relatif terpisah dengan batas GOC (*Gas Oil Contact*) ataupun batas OWC (*Oil Water Contact*) yang berbeda. Berdasarkan perhitungan cadangan minyak dan gas bumi menggunakan metode volumetrik, total OOIP pada Formasi Lemat sebesar 7,85 MMSTB dan total OGIP pada Formasi Talang Akar sebesar 1343,15 MMSCFD.

2. Maulana dkk. (2016) telah melakukan penelitian dengan judul “Analisis Petrofisika dan Perhitungan Cadangan Gas Alam Lapangan “Kapasida” Formasi Baturaja Cekungan Sumatera Selatan”. Penelitian ini menjelaskan bahwa rata-rata nilai kandungan serpih tiap sumur adalah 18,2 %, 12,55 %, 20 %, dan 40 %. Nilai rata-rata nilai porositas pada tiap sumur adalah 16,4 %, 14,6 %, 15,3 %, 12,7 %. Rata-rata nilai saturasi air pada tiap sumur adalah 40 %, 62 %, 67 %, dan 64 %. Rata-rata nilai permeabilitas pada tiap sumur adalah 34,65mD, 61,15mD, 157,3mD. Selanjutnya rata-rata nilai penggal (*cut-off*) adalah $V_{Shale} \leq 0,7$, $PHIE \geq 8 \%$, $SW \leq 70 \%$, Permeabilitas $\geq 1mD$. Cadangan gas alam pada 2 kompartemen reefal diestimasi dan hasil perhitungan cadangan pada kompartemen Utara adalah sebesar 5 BSCF dan kompartemen Selatan sebesar 6 BSCF.
3. Septianingrum dkk. (2014) telah melakukan penelitian yang berjudul “Penentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon Pada Tahap Eksplorasi Dengan Analisis Petrofisika Formasi Baturaja Lapangan “Irfa” Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan”. Penelitian ini menjelaskan bahwa hasil analisis petrofisika berupa nilai rata-rata volume serpih adalah 0,22 atau 22%, nilai porositas efektif adalah 0,26 atau 26%, nilai saturasi air rata-rata adalah sebesar 0,38 atau 38%, nilai permeabilitas rata-rata adalah sebesar 371 mD. Sedangkan nilai *gross sand* sebesar 55,25 feet, nilai *net sand* sebesar 46,63 feet dan nilai *net pay* sebesar 12,25 feet.

III. TEORI DASAR

3.1 *Well Logging*

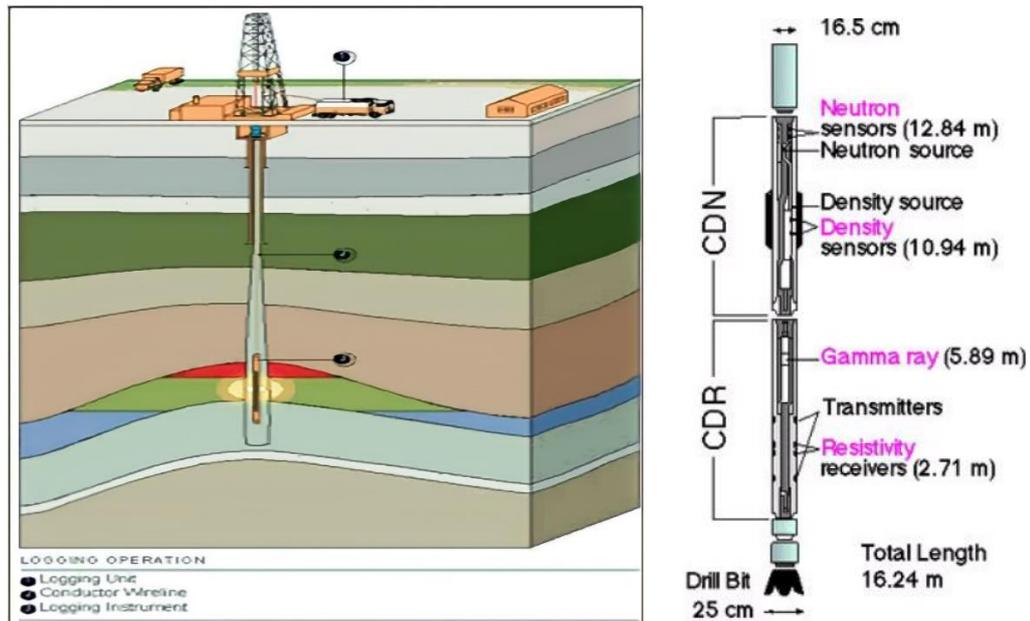
Well logging adalah salah satu metode geofisika yang mengukur parameter fisis batuan reservoir yang dapat memberikan informasi bawah permukaan. Informasi bawah permukaan tersebut meliputi karakteristik litologi, ketebalan lapisan, kandungan fluida, korelasi struktur, dan kontinuitas batuan pada lubang bor (Gordon H, 2004). Menurut Schlumberger (1972), *well logging* merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan. *Well logging* sederhananya diartikan sebagai suatu perekaman, pencatatan, dan penggambaran dari sifat, karakter, ciri, data, keterangan, dan urutan bawah permukaan secara bersambung dan teratur selaras dengan majunya alat yang dipakai. Hal tersebut menghasilkan diagram yang merupakan gambaran hubungan antara kedalaman (*depth*) dengan karakter atau sifat yang ada pada formasi tersebut (Rider, 1996).

Well logging merupakan teknik yang umumnya digunakan dalam eksplorasi mineral maupun minyak dan gas bumi untuk menganalisis formasi geologi yang dibor (Hustrulid, 2006). Data batuan hasil pengeboran (*core data*) akan dianalisis di laboratorium untuk mengetahui sifat asli per lapisan. Selain itu data yang dihasilkan berupa data sumur (*data log*) yang menyajikan data yang digunakan dalam analisis petrofisika dan interpretasi geologi, hingga perhitungan *resource*. Dengan *well logging* akan didapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan kejenuhan hidrokarbon untuk evaluasi formasi dan identifikasi litologi bawah permukaan.

3.2 Akuisisi Data *Well Logging*

Dalam pelaksanaan *well logging* truk *logging* diatur segaris dengan kepala sumur, kabel *logging* dimasukkan melalui dua buah roda katrol. Roda katrol diikat pada sebuah alat pengukur tegangan kabel. Di dalam kabin *logging* atau truk *logging* terdapat alat penunjuk beban yang menunjukkan tegangan kabel atau berat total alat. Roda katrol bawah diikat pada struktur menara bor dekat dengan mulut sumur. Setelah alat-alat *logging* disambungkan, menjadi satu diadakan serangkaian pemeriksaan ulang dan kalibrasi sekali lagi dilakukan supaya yakin bahwa alat berfungsi dengan baik dan tidak terpengaruh oleh suhu tinggi atau lumpur. Alat *logging* kemudian ditarik dengan kecepatan tetap, maka dimulailah proses perekaman data. Untuk mengumpulkan semua data yang diperlukan, sering kali diadakan beberapa kali perekaman dengan kombinasi alat yang berbeda (Harsono, 1997).

Sistem pengiriman data di lapangan dapat menggunakan jasa satelit atau telepon, sehingga data *log* dari lapangan dapat langsung dikirim ke pusat komputer untuk diolah lebih lanjut. Pelaksanaan *wireline logging* yaitu kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut sonde ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencatatan dilakukan dengan menarik sonde tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva *log* vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai dengan keperluan pemakainya. Hasil dari rekaman tersebut akan diperoleh kurva *log* yang memberikan gambaran hubungan antara kedalaman dan sifat fisika batuan. Setiap batuan memiliki sifat fisis yang khas sehingga dari kurva hasil perekaman akan dapat diinterpretasikan kedalaman, ketebalan, dan juga jenis *litologi* yang berada pada suatu sumur pemboran.



(a)

(b)

Gambar 6. Operasi kegiatan *logging* (Mastoadji, 2007) (a), *Well Logging Sonde* (b)

Alat-alat utama yang digunakan dalam akuisisi *logging*, antara lain:

a. *Power Pack*

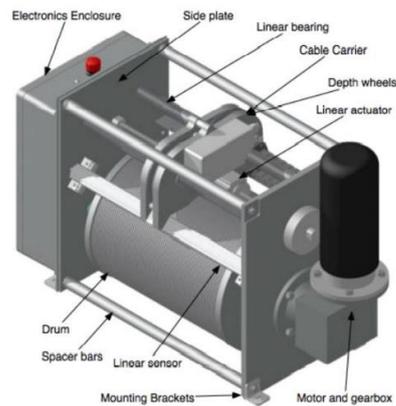
Power pack merupakan bagian yang memberikan tenaga pada pengoperasian alat. *Power pack* memberikan tenaga hidrolik untuk memutar drum pada *line* sehingga kawat dapat ditarik ulur.



Gambar 7. Alat akuisisi *logging*, *Power pack* (Booz, 2017)

b. *Winch*

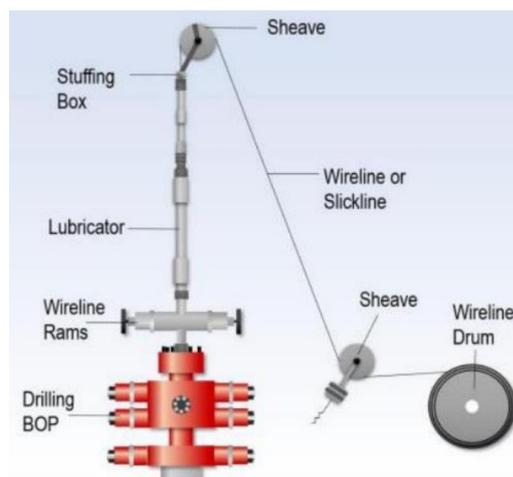
Winch merupakan drum besar untuk menggulung kawat *sickline* yang berputar karena adanya tenaga dari *power pack* melalui *ger box* sehingga kawat dapat masuk ke dalam sumur dan dapat ditarik kembali.



Gambar 8. Alat akuisisi *logging*, *Winch* (Booz, 2017)

c. *Pressure Control Equipment*

Pressure control equipment merupakan perlengkapan di permukaan yang berfungsi untuk menjaga tekanan selama operasi berlangsung.



Gambar 9. Alat akuisisi *logging*, *Pressure control equipment* (Booz, 2017)

Pressure control equipment terdiri dari beberapa bagian yaitu:

1. *Stuffing box* : Alat untuk mengisolasi tekanan dengan menyekat daerah di sekitar kawat.
2. *Lubricator* : Batang seperti pipa yang dirangkai dibawah *stuffing box*
3. *Quick union* : Alat penyambung rangkaian *lubricator*
4. *Wireline BOP* : Terdiri dari 2 ram yaitu *blind ram* dan *shear ram*. *Blind ram* berfungsi menutup sumur dengan tidak memutus kawat sedangkan *shear ram* dapat menutup sumur dengan memutus kawat.

Ellis dan Singer (2008) membagi metode dan yang digunakan untuk memperoleh data *log* menjadi dua macam, yaitu:

1. *Wireline Logging*

Wireline logging sendiri merupakan perekaman dengan menggunakan kabel setelah pengeboran dilaksanakan dan pipa pengeboran telah diangkat. Pelaksanaan *wireline logging* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut *sonde* ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencatatan dilakukan dengan menarik *sonde* tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva *log* vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya. Tampilan data hasil metode tersebut adalah dalam bentuk *log* yaitu grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997).

2. *Logging While Drilling*

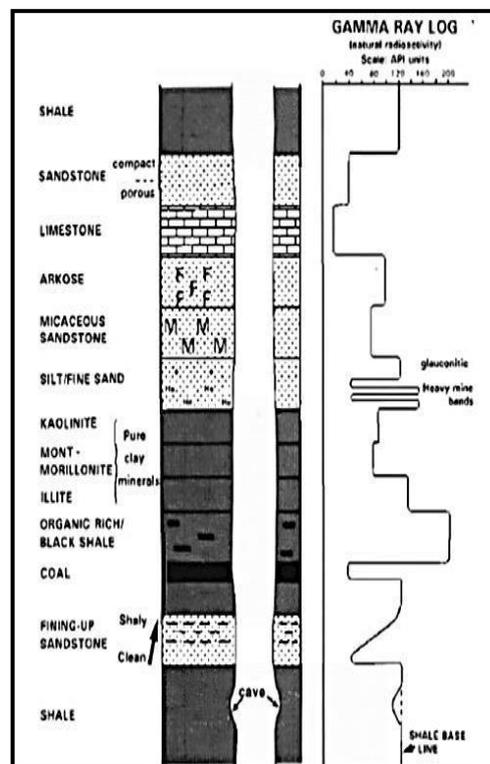
Logging while drilling (LWD) merupakan suatu metode pengambilan data *log* dimana *logging* dilakukan bersamaan dengan pemboran. Hal ini dikarenakan alat *logging* tersebut ditempatkan di dalam *drill collar*. Pada LWD, pengukuran dilakukan secara *real time* oleh *measurement while drilling* (Harsono, 1997). Alat LWD terdiri dari tiga bagian, yaitu: *sensor logging* bawah lubang bor, sebuah sistem transmisi data, dan sebuah penghubung permukaan. Sensor *logging* ditempatkan di belakang *drill bit*, tepatnya pada *drill collars* (lengan yang berfungsi memperkuat *drill string*) dan aktif selama pemboran dilakukan (Bateman, 1985)

3.3 Jenis – Jenis Log

3.3.1 Log Gamma ray

Log gamma ray merupakan hasil suatu pengukuran yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. *Log gamma ray* digunakan karena sinar gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan yang tidak

permeabel. Unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam *shale* yang tidak permeabel dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeabel sehingga nilai *gamma ray* menunjukkan nilai yang lebih besar pada lapisan tidak permeabel. Prinsip pengukuran *log gamma ray* adalah mengukur dan mencatat intensitas radioaktif alami yang didapatkan oleh formasi sebagai fungsi hasil peluruhan radioaktif yang terdapat dalam formasi batuan. Unsur-unsur radioaktif tersebut antara lain Thorium (Th), Uranium (U), dan Potassium (K) (Harsono, 1997).

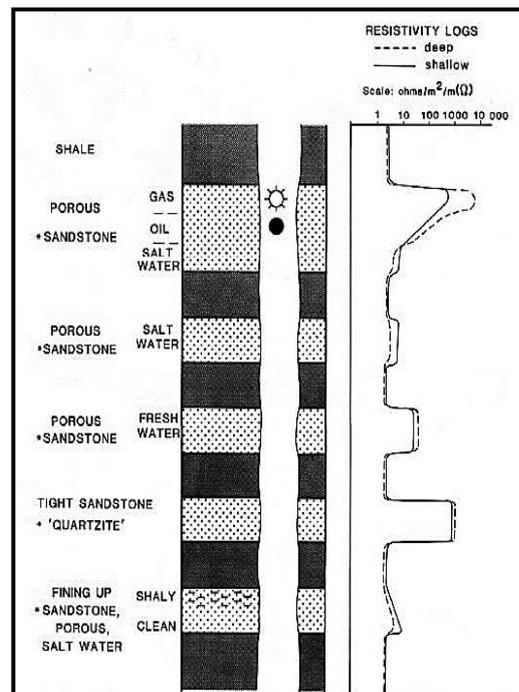


Gambar 10. Respon *log gamma ray* terhadap litologi (Rider, 2002).

Log gamma ray dapat digunakan untuk mengevaluasi kandungan serpih (Vsh), mendeterminasi lapisan permeabel, mengevaluasi mineral radioaktif, mengevaluasi lapisan mineral radioaktif, dan mengkorelasi serta analisis fasies bawah permukaan. Di dalam formasi hampir semua batuan sedimen mempunyai sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi pada mineral *clay* (Asquith & Krygowski, 2003 dalam Bagenda, 2017).

3.3.2 Log Resistivitas

Resistivitas merupakan parameter kemampuan batuan untuk menghambat arus listrik yang melaluinya. Arus listrik dapat merambat melalui sebuah formasi hanya karena adanya air di dalam formasi. *Log* resistivitas adalah *log* yang mengukur resistivitas suatu formasi. Resistivitas formasi dapat diukur menggunakan induksi maupun elektroda seperti *laterolog*, *mikrolog* dan *mikro laterolog*. Kegunaan *log* resistivitas adalah untuk membedakan zona hidrokarbon dan air (Nukefi, 2007).



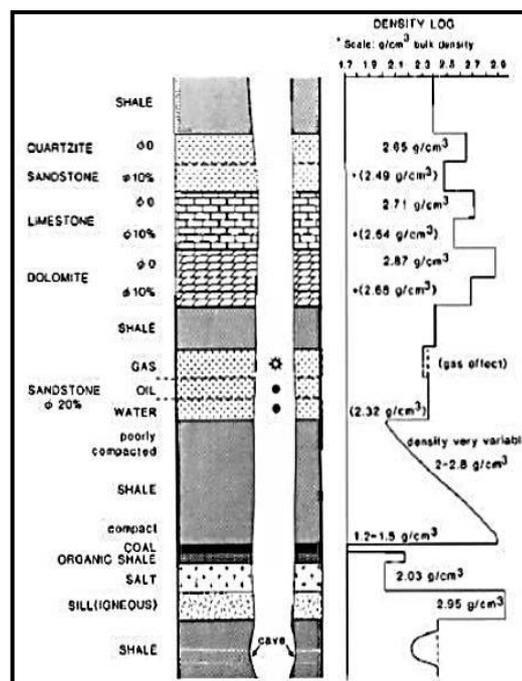
Gambar 11. Respon *log* resistivitas (Rider, 2002).

Semakin banyak jumlah air yang terdapat dalam pori, maka semakin kecil resistivitas yang dihitung. Sebaliknya, semakin banyak jumlah hidrokarbon yang terdapat dalam pori, maka semakin besar resistivitas yang dihitung. Hal ini dikarenakan hidrokarbon merupakan insulator atau non konduktif seperti halnya matriks dan butiran (Asquith dan Krygowski, 2003 dalam Bagenda, 2017).

3.3.3 *Log* Densitas

Log densitas digunakan untuk mengukur densitas batuan berupa densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori-pori batuan di sepanjang lubang bor. Prinsip kerjanya yaitu dengan cara memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor.

Intensitas sinar gamma yang dipantulkan tergantung dari densitas formasi (Dewan, 1983). Tujuan utama dari *log* densitas adalah untuk menentukan porositas dengan mengukur densitas *bulk* batuan, digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air. Selain itu *log* ini digunakan bersama-sama dengan neutron *log* dengan tujuan untuk menentukan densitas hidrokarbon (ρ_h) dan membantu dalam mengevaluasi lapisan *shale* (Asquith dan Krygowski, 2004). Respon *Log* densitas dapat dilihat pada gambar 5.

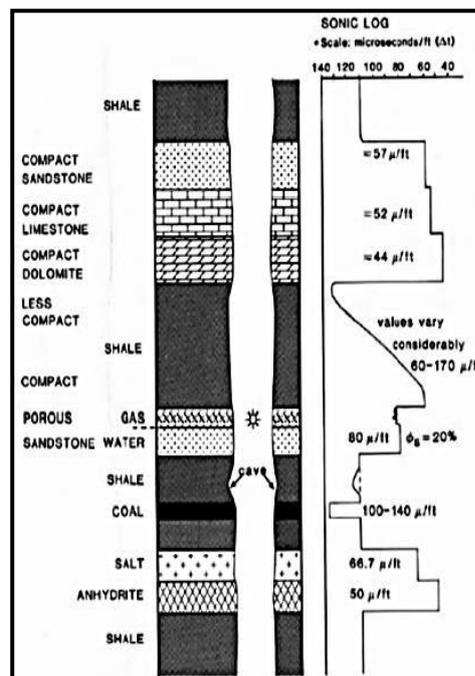


Gambar 12. Respon *log* densitas (Rider, 2002).

3.3.4 Log Neutron

Menurut Prastio (2020), *log* neutron digunakan untuk membedakan formasi yang porous dan mendeterminasi porositasnya. *Log* ini mendeteksi keberadaan hidrogen di dalam formasi. Pada formasi bersih pori – pori telah terisi oleh air atau minyak. *Log* neutron merefleksikan porositas yang terisi oleh fluida. Prinsip dasar dari *log* neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Menurut (Wisnu, 2019) kegunaan *log* neutron ini adalah antara lain: Menentukan porositas yaitu mendeteksi porositas primer dan sekunder dalam

pasangan pemancar-penerima sehingga pengaruh dari lubang bor dapat dikesilkan. Prinsip kerja alat ini pada formasi homogen yaitu, gelombang yang dipancarkan dari pemancar akan menyebar dengan cepat melalui lumpur, tergantung dari pada sudut pancarnya. Sebagian gelombang akan dibelokkan atau dipantulkan dan sebagian lagi akan menyebar sebagai gelombang sekunder sepanjang dinding sumur. Secara objektif, alat sonic adalah untuk mengukur waktu perambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu. (Harsono, 1997). Secara kualitatif *log* ini digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori- pori batuan. Menurut Shandika, (2016) kegunaan sonic *log* adalah untuk mengukur volume batuan yang digunakan dalam analisis seismik, melengkapi data untuk *synthetic seismograms*, dan dapat mengidentifikasi ada tidaknya rekahan di dalam formasi.



Gambar 14. Respon *log* sonic (Rider, 2002).

3.4 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan salah satu proses yang penting dalam mengetahui karakteristik suatu reservoir di mana prosesnya yaitu menganalisis sifat fisika dan kimia dari batuan serta luida yang dikandungnya. Petrofisika menekankan pada analisis sifat-sifat yang berhubungan dengan sistem pori, distribusi dari fluida dan

karakteristik alirannya yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi dan mengevaluasi reservoir hidrokarbon, sumber hidrokarbon, akuifer, serta batuan *seal*/penudung. Selain itu Analisis petrofisika dapat mengetahui zona reservoir, jenis litologi, identifikasi prospek hidrokarbon, porositas, *volume shale* dan saturasi air (Maulana, 2016).

3.4.1 *Volume shale*

Kandungan Serpih atau yang dikenal sebagai *Volume of shale* merupakan persentase atau desimal *fraction* dari *shale* pada sebuah volume batuan (Rider, 2002). *Volume shale* (V_{sh}) menunjukkan seberapa banyak kandungan *shale/clay* dalam suatu batuan. Hal tersebut berpengaruh terhadap sifat batuan karena *shale/clay* menjadi penghambat suatu batuan untuk mengalirkan fluida karena bersifat impermeabel. Semakin besar kandungan *clay* yang terdapat pada batuan tersebut maka akan mudah menghambat fluida untuk berada di batuan tersebut, sehingga batuan menjadi kurang baik untuk menjadi sebuah reservoir (Ulum dkk., 2012). Kandungan serpih (V_{sh}) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \quad (1)$$

Dengan:

- I_{GR} : Indeks *shale gamma ray* %
- GR_{log} : Respon *log gamma ray* pada lapisan yang ingin dihitung
- GR_{clean} : Respon *log* pada zona yang bebas *shale* (GR_{min})
- GR_{sh} : Respon *log* di zona *shale* (GR_{sh})

Dimana GR adalah *gamma ray* yang sudah dinormalisasi menggunakan satu nilai mean dan standar deviasi dari sebuah lapangan. Tiap pengukuran *gamma ray* pada reservoir menghasilkan nilai dan range nilai yang berbeda-beda karena perbedaan kondisi lubang bor dan alat dari masing-masing *service company*. Sehingga butuh sebuah *well* yang menjadi referensi pada suatu lapangan. GRmin adalah nilai *gamma ray* dari *clean sand*, sedangkan GRmax adalah nilai *gamma ray* dari *shale*.

Gamma ray memiliki satuan API. Menurut (Asquith dan Krygowski, 2004) terdapat beberapa rumus lain cara menghitung dari *Vshale* selain rumus sederhana di atas:

1. Berdasarkan persamaan Larionov pada Tertiary rocks:

$$Vsh = 0,083 \times (2^{3,7 \times I_{GR}} - 1) \quad (2)$$

2. Berdasarkan persamaan Steiber:

$$Vsh = \frac{I_{GR}}{3 - 2 \times I_{GR}} \quad (3)$$

3. Berdasarkan persamaan Clavier:

$$Vsh = 1,7 - [(3,38 - (I_{GR} + 0,7)^2)^{1/2}] \quad (4)$$

4. Berdasarkan persamaan Larionov pada older rock:

$$Vsh = 0,33 \times (2^{2 \times I_{GR}} - 1) \quad (5)$$

3.4.2 Porositas

Menurut Schlumberger (1989) Porositas adalah suatu bagian di dalam batuan yang seperti pori-pori yang dapat berisi fluida. Porositas juga diartikan sebagai suatu perbandingan dari volume pori terhadap volume total batuan. Sedangkan menurut Harsono (1997), Porositas suatu medium adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat. Porositas terdiri dari porositas total dan porositas efektif. Porositas total adalah rasio volume rongga atau pori dibagi dengan volume total dari batuan, sedangkan porositas efektif adalah rasio pori batuan yang saling terhubung dengan volume total keseluruhan batuan. Untuk menghitung porositas dapat menggunakan persamaan

$$\phi_{total} = \frac{\text{Volume pori}}{\text{Volume total batuan}} \quad (6)$$

$$\phi_{efektif} = \frac{\text{Volume pori yang berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \quad (7)$$

Berdasarkan proses *geologinya* porositas diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Menurut Schlumberger (1989), porositas primer adalah porositas yang terjadi bersamaan setelah proses pengendapan batuan. Sedangkan porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses

pengendapan batuan antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan. Porositas menunjukkan seberapa besar volume dari batuan tersebut menampung hidrokarbon. Semakin besar porositas pada batuan reservoir memungkinkan batuan tersebut menampung lebih banyak fluida hidrokarbon. Berdasarkan kualitas, porositas pada batuan reservoir dibedakan menjadi beberapa kelas pada tabel 1 secara umum.

Tabel 1. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).

Nilai porositas	Kualitas (umum)
0 – 5%	Diabaikan (<i>Negligible</i>)
5 – 10%	Buruk (<i>Poor</i>)
10 – 15%	Cukup (<i>Fair</i>)
15 – 20%	Baik (<i>Good</i>)
20 – 25%	Sangat Baik (<i>Very Good</i>)
>25%	Istimewa (<i>Excellent</i>)

Porositas juga dapat dihitung menggunakan *log* densitas, *log* neutron dan *log* sonic, maka persamaan yang digunakan yaitu pada persamaan 8 hingga persamaan

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (8)$$

$$\phi_{tot} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (9)$$

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{\phi_{Dc}^2 + \phi_{Nc}^2}{2}} \quad (10)$$

Dimana,

$$\phi_{Dc} = \phi_D - (\phi_{Dsh} \times V_{sh}) \quad (11)$$

$$\phi_{Nc} = \phi_N - (\phi_{Nsh} \times V_{sh}) \quad (12)$$

Keterangan :

ϕ_D : Porositas densitas

ρ_{ma}	: Densitas matriks batuan (gr/cc) (Lihat table 2)
ρ_b	: Densitas matriks batuan dari <i>log</i> (gr/cc) atau RHOB
ρ_f	: Densitas fluida batuan (nilai 1,1 untuk <i>mud</i> , 1 untuk <i>fresh water</i>)
ϕ_{tot}	: Porositas total
ϕ_N	: Porositas neutron / NPHI
ϕ_{Dc}	: Koreksi porositas densitas
ϕ_{Nc}	: Koreksi porositas neutron
ϕ_{Dsh}	: Porositas densitas <i>shale</i> terdekat
ϕ_{Nsh}	: Porositas neutron <i>shale</i> terdekat
V_{sh}	: <i>Volume shale</i>

Menurut schlumberger densitas matriks batuan dapat dijadikan dalam klasifikasi berbagai *litologi* yang dapat dilihat pada tabel 2.

Tabel 2. Densitas matriks berbagai *litologi* (Schlumberger, 1989).

Litologi/Mineral	ρ_{ma} (g/cm³)
<i>Soil</i>	1,92
<i>Clay</i>	2,21
<i>Sand</i>	2
<i>Sandstone</i>	2,35
<i>Shale</i>	2,032
<i>Limestone</i>	2,55
<i>Dolomite</i>	2,7

3.4.3 Saturasi Air

Saturasi atau disebut juga kejenuhan air adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total, sedangkan bagian yang terisi oleh hidrokarbon disebut dengan saturasi hidrokarbon (*Sh*) yang memiliki nilai (1-*Sw*) (Harsono, 1997). Zona reservoir, tidak sepenuhnya terisi oleh hidrokarbon. Hal ini yang menjadi alasan tetap dilakukan perhitungan dalam penentuan saturasi air dalam formasi (Asquith dan Krygowski, 2004). Terdapat asumsi umum yaitu bahwa reservoir mula-mula terisi air dengan selang masa perubahan waktu *geologi*,

minyak dan gas terbentuk di tempat lain pindah ke Formasi berpori menggantikan air pada ruang pori yang lebih besar. Namun hidrokarbon pindahan ini tidak bisa menggantikan semua air. Perhitungan saturasi air pada interval penelitian dengan persamaan saturasi air Archie seperti yang terlihat di bawah ini:

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \quad (13)$$

Keterangan:

S_w	= Saturasi air	m	= Eksponen sementasi
n	= Eksponen saturasi	R_w	= <i>Resistivity</i> formasi air
a	= Faktor <i>tortuosity</i>	R_t	= <i>True resistivity</i>

Kemudian jika saturasi air archie dihitung menggunakan persamaan:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad (14)$$

Keterangan:

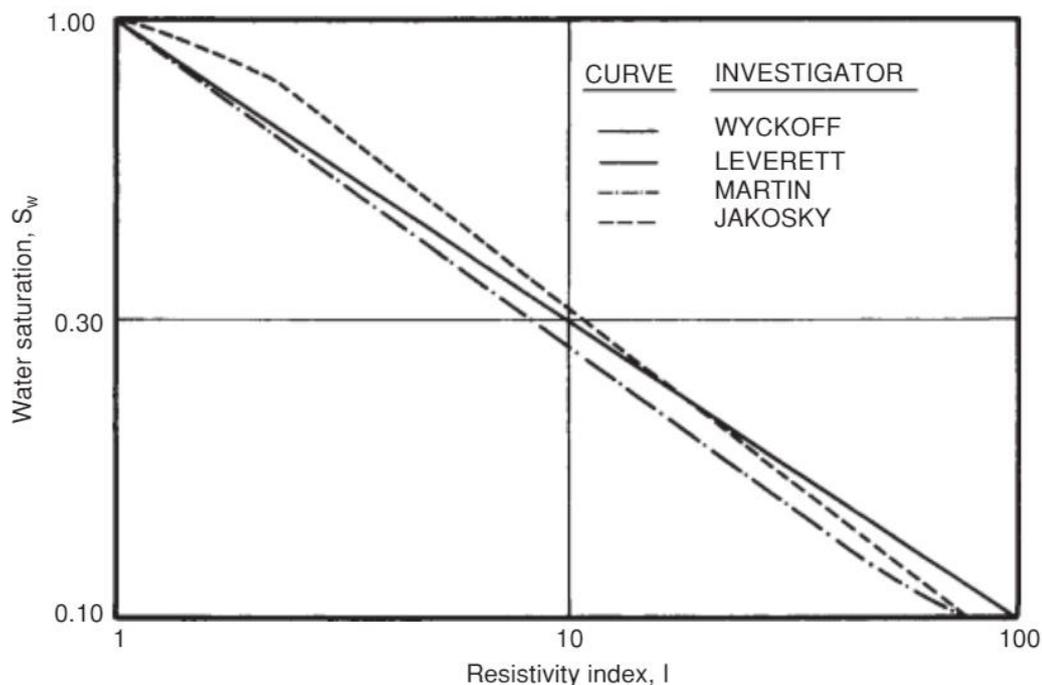
S_w	= Saturasi air	ϕ	= Porositas
R_w	= <i>Resistivity</i> formasi air	R_t	= <i>True resistivity</i>

Penentuan jenis kandungan fluida pada reservoir (gas, minyak dan air) didapat dari hasil perhitungan saturasi air dalam hasil batas umum harga S_w untuk lapangan yang belum teridentifikasi (Adim, 1991). Rentang nilai S_w sebagai berikut

Tabel 3. Interpretasi saturasi fluida hasil data lab (Adim, 1991)

So Rata-rata	S_w Rata-rata	Perkiraan Jenis Reservoir
< 3%	< 50%	Res. Gas
2 - 5%	< 60%	Res. Minyak + Gas
> 5%	< 50 - 70%	Res. Minyak
< 1%	>70 - 75%	Res. Air

Nilai Saturasi air berhubungan dengan indeks resistivitas formasi. Mengutip karya Archie tahun 1942 memetakan rasio resistivitas dengan S_w pada kertas log-log yang dapat dilihat pada gambar 15. Untuk saturasi air hingga sekitar 0,15 atau 0,20, persamaan perkiraan berikut tampaknya berlaku, terlepas dari apakah minyak atau gas adalah fluida nonkonduktor. Untuk pasir bersih dan untuk batupasir terkonsolidasi, nilai n mendekati 2,0.



Gambar 15. Variasi indeks resistivitas dengan saturasi air

3.5 Evaluasi Formasi

Evaluasi formasi merupakan bagian ilmu teknik perminyakan yang mempelajari mengenai segala sesuatu yang berhubungan dengan lapisan batuan atau reservoir. Evaluasi formasi batuan adalah proses analisis ciri dan sifat batuan bawah permukaan dengan menggunakan hasil pengukuran lubang sumur atau *logging* (Harsono, 1997). Evaluasi formasi membutuhkan berbagai pengukuran serta analisis yang saling melengkapi satu sama lain. Tujuan utama evaluasi formasi yaitu untuk mengidentifikasi reservoir, memperkirakan atau mengestimasi cadangan hidrokarbon, dan mengestimasi perolehan hidrokarbon (Harsono, 1997). Pada awalnya evaluasi formasi dimaksudkan untuk mendeskripsikan lokasi reservoir dan memperkirakan lokasi yang cocok untuk dilakukannya pemboran sumur yang baik.

Salah satu bagian dari evaluasi formasi adalah interpretasi *log* yang mana dilakukan untuk menentukan parameter batuan reservoir. Parameter utama yang penting ditentukan dari pengukuran *log* sumur adalah porositas dan fraksi ruang pori yang di isi dengan hidrokarbon. Sifat fisik batuan diperlukan untuk menganalisis suatu reservoir. Untuk menganalisa suatu reservoir, perlu diketahui sifat fisik atau karakteristik batuan yang mempengaruhi hasil pengukuran *logging* seperti resistivitas formasi, porositas, dan saturasi air. Pemahaman terhadap sifat-sifat dan konsep-konsep yang mewakili batuan reservoir sangat penting untuk interpretasi *log*. Interpretasi *log* akan memberikan hasil beberapa sifat-sifat fisik batuan yang diperlukan untuk menginterpretasi secara kualitatif dan kuantitatif ada tidaknya hidrokarbon di batuan reservoir.

3.6 *Volume Bulk* Batuan

Volume bulk adalah volume formasi total yang mencakup volume pori-pori dan volume batuan (DeSorcy, 1994). Nilai *volume bulk* didapatkan dari pemetaan bawah permukaan. *Volume bulk* adalah istilah yang digunakan dalam geologi dan ilmu bumi untuk mengacu pada volume total suatu bahan batuan atau material, termasuk volume dari batuan itu sendiri dan rongga- rongga yang mungkin ada di dalamnya. Konsep ini penting dalam pemahaman karakteristik fisik dan sifat geomekanika batuan. *Volume bulk* dapat memengaruhi sejumlah aspek, seperti sifat reservoir minyak dan gas alam, sifat pemadatan batuan, dan pergerakan bahan batuan dalam kerak bumi. Untuk menghitung *volume bulk* dibutuhkan luas area dan ketebalan reservoir. Nilai luasan reservoir merupakan luasan area peta struktur kedalaman yang telah ada *Oil water Contact* maupun *Gas Water Contact* dan dapat dihitung dengan *software* secara langsung. Perbandingan antara luas area diatas dan dibawah tersebut dikenal dengan rasio area yang dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{Rasio} = \frac{A_{n+1}}{A_n} \quad (15)$$

Dimana:

A_{n+1} = Luas area yang dilingkupi kontur n+1 (m^2)

A_n = Luas area yang dilingkupi kontur n (m^2)

3.6.1 Penentuan *Volume Bulk* Batuan Secara Analitis

Langkah pertama yang dilakukan dalam menentukan *volume bulk* batuan adalah membuat peta kontur bawah permukaan dan peta isopach. Peta kontur bawah permukaan merupakan peta yang menggambarkan garis-garis yang menghubungkan titik-titik dengan kedalaman yang sama pada setiap puncak formasi. Sedangkan peta isopach merupakan peta yang menggambarkan garis-garis yang menghubungkan titik-titik dengan ketebalan yang sama dari formasi produktif. Perhitungan volume reservoir dilakukan dengan menggunakan persamaan trapezoidal atau piramidal, yang dipengaruhi rasio luas antara kontur satu dengan kontur yang berada di atasnya (Tearpock & Bischke, 1991).

5.1 Metode Pyramidal

Metode pyramidal adalah perbandingan antara kontur yang berurutan kurang atau sama dengan 0,5 atau $\frac{A_{n+1}}{A_n} < 0,5$. Persamaan yang digunakan adalah:

$$Vb = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n + A_{n+1}}) \quad (16)$$

5.2 Metode Trapezoidal

Metode trapezoidal adalah metode yang digunakan jika harga perbandingan antara kontur yang berurutan lebih dari 0,5 atau $\frac{A_{n+1}}{A_n} > 0,5$. Persamaan yang digunakan adalah:

$$Vb = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1}) \quad (17)$$

Menurut Schon 1995, yang membahas berbagai aspek sifat fisik dari batuan, termasuk topik yang relevan dengan *volume bulk*, yang berhubungan dengan penemuan dan eksploitasi hidrokarbon. *Volume bulk* adalah volume total dari batuan yang mencakup ruang pori-pori di dalamnya. Untuk mencari volume hidrokarbon dalam batuan, terdapat beberapa rumus yang digunakan, tergantung

pada konteks dan data yang tersedia. Salah satu pendekatan yang umum digunakan adalah menggunakan metode porositas dan saturasi. Volume hidrokarbon dapat dihitung dengan mengalikan porositas dengan saturasi dan *volume bulk* batuan. Persamaan tersebut dapat dilihat pada persamaan di bawah ini

$$V_{hc} = V_b \times \phi \times (1 - S_w) \quad (18)$$

Keterangan

V_{hc} = Volume hidrokarbon

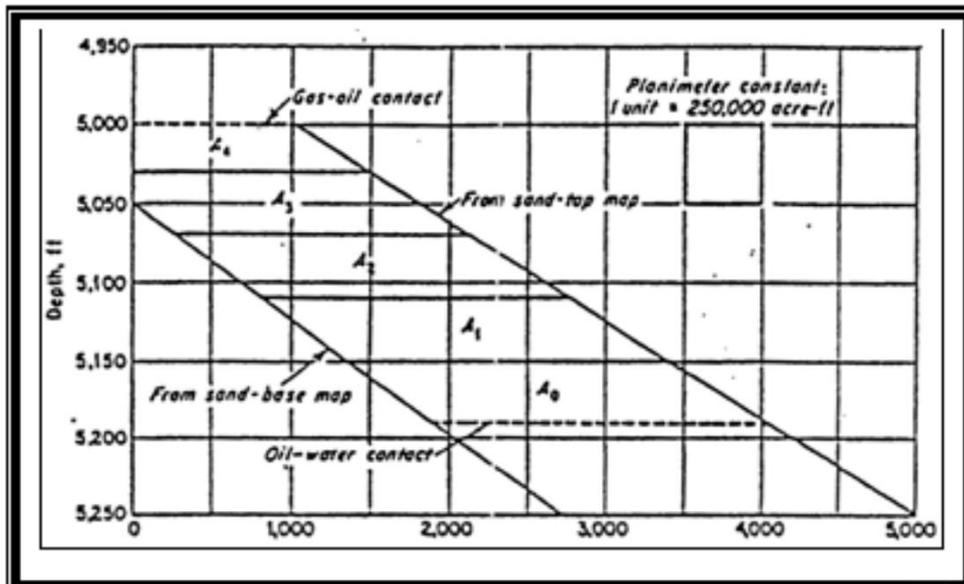
V_b = *Volume bulk* batuan

ϕ = Porositas

S_w = Saturasi Air

3.6.2 Penentuan *Volume Bulk* Batuan Secara Grafis

Penentuan *volume bulk* batuan secara grafis dilakukan dengan cara membuat plot antara ketebalan yang ditunjukkan oleh tiap-tiap garis kontur terhadap luas daerah masing-masing, seperti terlihat pada gambar 15. Dari gambar tersebut terlihat bahwa *volume bulk* batuan merupakan luas daerah yang ditunjukkan dibawah kurva.



Gambar 16. Grafik penentuan *volume bulk* batuan

4.2 Perangkat Lunak

Adapun perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

5.1 *Software Interactive petrophysics 3.5*

Software ini digunakan dalam *preprocessing* hingga *processing* selesai. *Software* ini juga digunakan dalam analisis petrofisika sumur dan pembuatan litologi berdasarkan data *log*

5.2 *Software Petrel 2017*

Software ini digunakan untuk melakukan korelasi dan membuat pemodelan 2D dan 3D sumur serta mengestimasi nilai volume hidrokarbon.

5.3 *Software Arcgis 10.7*

Software ini digunakan untuk digitasi peta lokasi penelitian supaya mendapatkan peta baru dan juga mengetahui koordinat sumur penelitian.

5.4 *Software Microsoft Excel 2019*

Software ini digunakan dalam pembuatan matriks data

4.3 Data Penelitian

Seluruh data yang digunakan pada penelitian ini bersumber dan dimiliki oleh pembimbing tugas akhir yaitu bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. Terdapat satu variasi data yang digunakan dalam Penelitian ini yaitu; data sekunder berupa data *logging* sumur GH-52, GH-83, GH-77, GH-84, GH-81, GH-89, dan GH-90 dalam format LAS (*Log ASCII Standard*).

4.4 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur yang digunakan pada penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

4.4.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahapan awal sampai akhir untuk mengumpulkan data atau informasi yang berkaitan dengan penelitian. Data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar dapat mempermudah dalam

proses penelitian maupun interpretasi hasil. Pada tahapan studi literatur, penulis mempelajari tatanan *geologi*, stratigrafi regional, kerangka tektonik, dan *petroleum system* daerah penelitian. Pada tahap ini juga penulis mempelajari terkait *well logging* dan evaluasi formasi, serta mengenai *volume bulk* batuan.

4.4.2 Pengumpulan data

Tahapan pengumpulan data dilakukan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dalam penelitian ini. Data yang digunakan pada penelitian ini berupa data *log* sumur berformat Las (*Log ASCII Standard*) yang berupa *log gamma ray*, *log resistivity*, *log neutron* dan *log densitas*. Setelah data terkumpul, selanjutnya yaitu pembuatan matriks. data yang bertujuan untuk mempermudah dalam melakukan analisis kualitas dan kelengkapan data. Adapun untuk kelengkapan data yang digunakan ditunjukkan pada tabel 4.

Tabel 5. Kelengkapan data sumur LAS.

Nama Sumur	Depth	Wireline Log							
		CALI	GR	SP	LLD	LLS	RHOB	NPHI	DT
GH-52	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GH-77	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GH-81	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GH-83	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GH-84	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GH-89	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GH-90	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

4.4.3 Digitasi Peta Penelitian

Data koordinat sumur tidak terdapat pada data *log* yang diberikan. Koordinat lokasi sumur didapatkan melalui peta lokasi penelitian milik Perusahaan berformat gambar. Oleh karena itu dilakukan *georeferencing* dan juga digitasi peta menggunakan *software* Arcgis 10.7 dengan tujuan untuk mendapatkan koordinat sumur dan juga peta lokasi penelitian yang lebih terinci. Adapun data koordinat sumur hasil digitasi peta dapat dilihat pada tabel 5.

Tabel 6. Data koordinat sumur pemboran

Nama Sumur	Koordinat	
	X	Y
GH-52	397907	9625204
GH-77	399410	9623510
GH-81	401379	9623182
GH-83	399082	9624886
GH-84	400818	9624600
GH-89	401569	9622801
GH-90	400977	9623087

4.4.4 Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan data *log* berupa data *log* GR, *log* resistivitas, *log* neutron, dan *log* densitas. Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan dua *software* yaitu *software interactive petrophysics* dan *software petrel*. Pengolahan pada awalnya akan di lakukan di *software interactive petrophysics* untuk menganalisis secara kualitatif dan kuantitatif sumur. Kemudian dilanjutkan pengolahan di *software petrel* untuk mendapatkan model 2D dan 3D, serta *volume bulk* untuk mengestimasi volume hidrokarbon sumur. Adapun tahapan pengolahan data dilakukan dengan beberapa tahap yaitu:

a. Input Data dan *Loading* Data

Proses input dan *loading* data dilakukan dengan memasukkan data-data ke dalam perangkat atau *software interactive petrophysics*. Pada tahap proses *loading* data awal dilakukan dengan membuat new database yang akan digunakan untuk pengolahan data, Pada saat pembuatan new database perlu menginput data start, stop, dan step yang ada pada data las. Setelah input data sumur berformat LAS dan *loading* data.

b. Analisis Kualitatif

Data *log* yang dimiliki masing-masing sumur yaitu *log gamma ray*, *log* resistivitas, *log* densitas, *log* neutron diolah menggunakan *software interactive petrophysics*.

Dari data tersebut setelah ditampilkan *triple combo* dan selanjutnya menentukan lapisan reservoir yang mana ciri-cirinya adalah memiliki nilai *gamma ray* yang relatif rendah, untuk nilai resistivitas dapat menentukan jenis fluida di dalamnya. Selanjutnya terdapat separasi antara *log* neutron dan *log* densitas. Jika syarat diatas sudah terpenuhi maka ada zona tersebut diperkirakan merupakan lapisan prospek.

c. Analisis Kuantitatif

Dalam analisis kuantitatif dilakukan untuk mengetahui nilai-nilai yang dibutuhkan dalam analisis petrofisika. Tahapan ini guna mencari nilai *volume shale*, porositas, saturasi air. Setelah dilakukan analisis kualitatif selanjutnya dilakukan perhitungan *volume shale* (*Vshale*). Selanjutnya dilakukan perhitungan porositas, dan perhitungan resistivitas air formasi (R_w) menggunakan metode *pickett plot* pada lapisan *water bearing*. Kemudian dilakukan perhitungan saturasi air. Pada perhitungan saturasi air digunakan saturasi air jenis *simandoux*. Nilai saturasi air ini digunakan untuk menentukan jenis fluida yang terkandung pada reservoir.

d. Loading data dan korelasi data sumur

Proses dilakukan pada perangkat lunak Petrel 2015. Pada proses ini data *log* di input dan kemudian menghasilkan tampilan titik-titik sumur pemboran berdasarkan koordinat. Titik-titik sumur ini selanjutnya dikorelasi berdasarkan letak sumur yang saling berdekatan.

e. Display Data Sumur

Pada korelasi antar sumur berdasarkan koordinat terdekat menghasilkan track data sumur berurut. Selanjutnya proses display data sumur dilakukan Dimana data yang digunakan yaitu data *log gamma ray*.

f. Korelasi zona target reservoir

Secara sederhana korelasi zona target reservoir merupakan korelasi yang didasarkan pada data target reservoir. Proses ini dilakukan dengan mengkorelasikan kesamaan zona reservoir dari masing-masing data sumur dengan membuat horizon-horizon tertentu.

g. Analisis Zona

Proses ini merupakan tahap analisis keberadaan zona reservoir hidrokarbon dengan menganalisis hubungan antara data sumur dengan hasil korelasi litostratigrafi yang dilakukan dengan cara menganalisis data *log* yang berupa *log* resistivitas dan *log* SP dengan *lito*logi dari masing-masing sumur.

h. Pemodelan 2D dan 3D

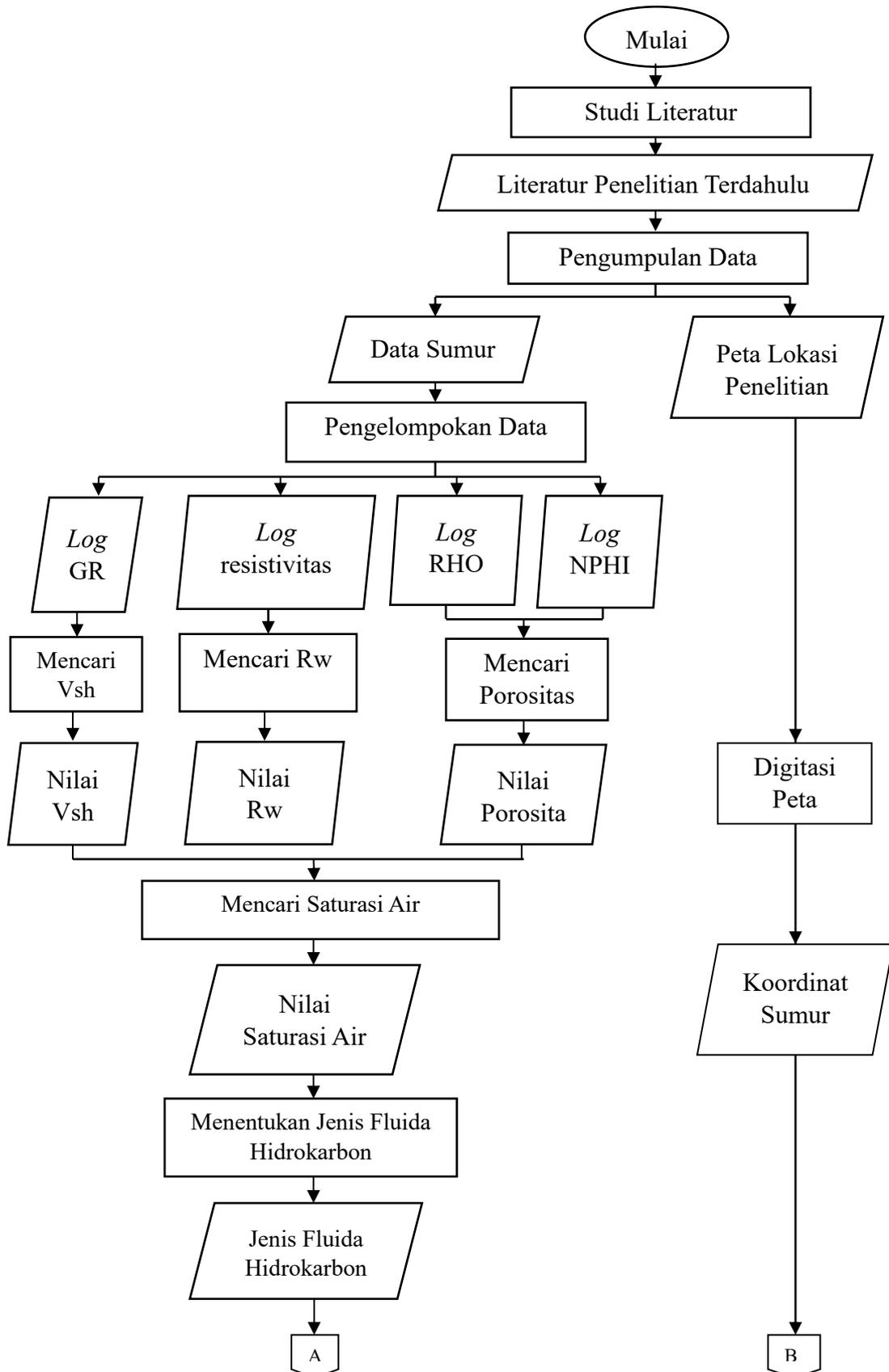
Pemodelan 2D dilakukan dengan memperhatikan sebaran zona reservoir hidrokarbon. Hasil dari pemodelan ini berupa peta kedalaman dan ketebalan reservoir. Sedangkan pemodelan 3D dilakukan untuk menunjukkan *sand body* dari daerah yang diduga zona reservoir. Dari hasil pemodelan 3D, maka dapat dilakukan estimasi nilai *volume bulk* dari masing-masing model.

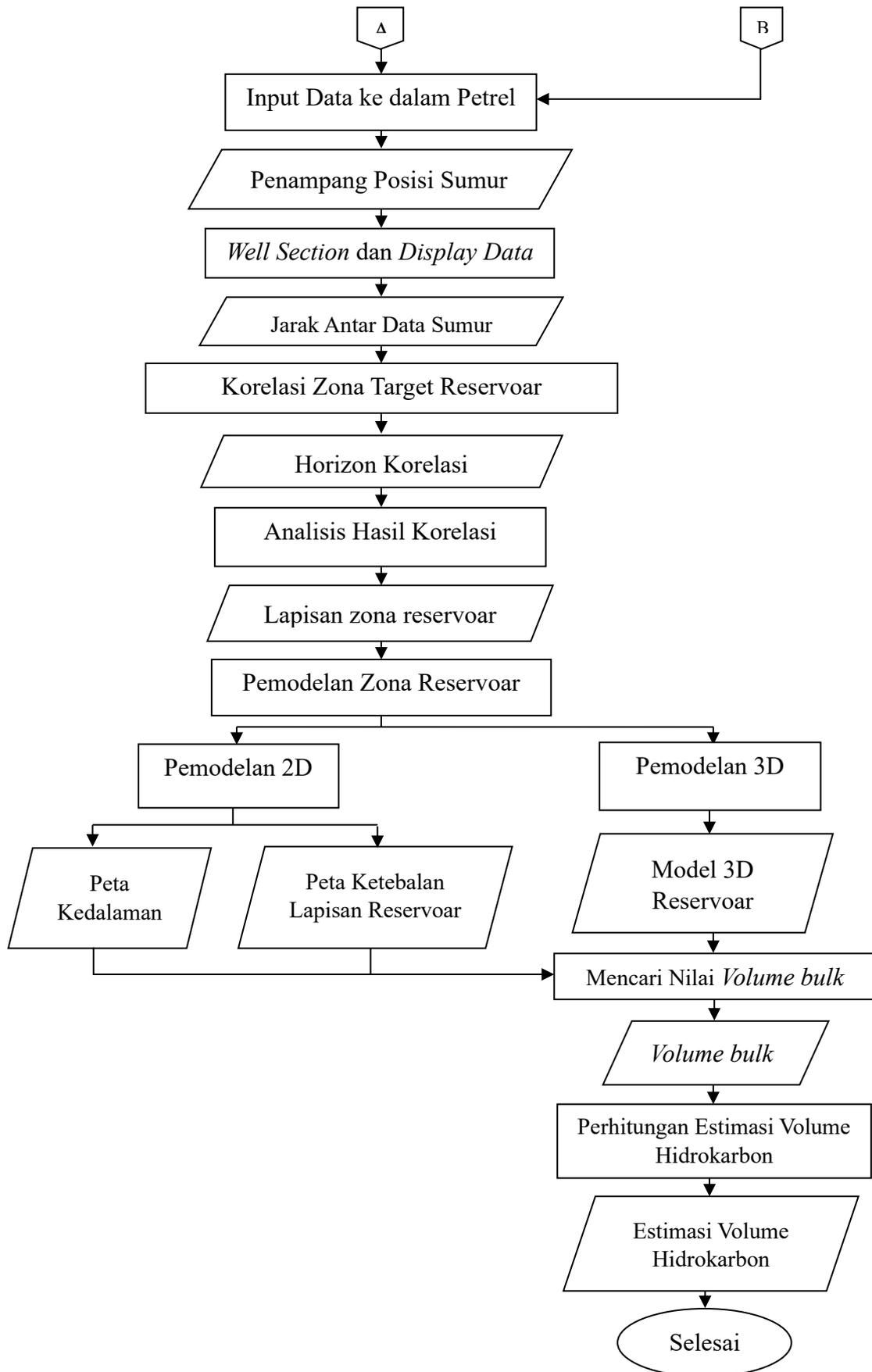
i. Perhitungan *Volume bulk* dan estimasi volume hidrokarbon

Pada perhitungan *volume bulk* dibutuhkan nilai saturasi air, saturasi minyak, dan saturasi gas. Hal tersebut dikarenakan hidrokarbon terdiri dari air, minyak dan gas maka masing-masing akan dihitung *volume bulk* nya. Dari perhitungan ini diperkirakan akan mendapatkan nilai estimasi volume hidrokarbon.

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir sebagai berikut





Gambar 17. Diagram alir penelitian

VI. KESIMPULAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil analisis kualitatif pada sumur penelitian yaitu sumur GH-52, GH-77, GH-84, GH-81, GH-89, dan GH-90 diperoleh zona reservoir masing-masing sebanyak tujuh zona dengan rata-rata kedalaman zona target yaitu 2424 meter dan ketebalan rata-rata zona prospek pada setiap sumur yaitu 3,42 meter.
2. Berdasarkan hasil analisis kuantitatif untuk mencari nilai *volume shale*, porositas, dan saturasi air didapatkan pada sumur GH-52 memiliki nilai rata-rata *volume shale* sebesar 5%, porositas efektif sebesar 14%, dan saturasi air sebesar 27%, sumur GH-77 memiliki nilai rata-rata *volume shale* sebesar 7%, porositas efektif sebesar 19%, dan saturasi air sebesar 33%, sumur GH-81 memiliki nilai rata-rata *volume shale* sebesar 3%, porositas efektif sebesar 16%, dan saturasi air sebesar 26%, sumur GH-83 memiliki nilai rata-rata *volume shale* sebesar 2%, porositas efektif sebesar 16%, dan saturasi air sebesar 48%, sumur GH-84 memiliki nilai rata-rata *volume shale* sebesar 6%, porositas efektif sebesar 16%, dan saturasi air sebesar 41%, sumur GH-89 memiliki nilai rata-rata *volume shale* sebesar 2%, porositas efektif sebesar 18%, dan saturasi air sebesar 31%, sumur GH-90 memiliki nilai rata-rata *volume shale* sebesar 2%, porositas efektif sebesar 29%, dan saturasi air sebesar 46%.
3. Berdasarkan perhitungan saturasi air dan nilai resistivitas jenis kandungan fluida pada zona reservoir pada sumur GH-52 seluruhnya berupa gas, pada

sumur GH-77 didominasi gas namun pada zona 1 dan 2 terkandung minyak dan gas. Pada sumur GH-81 seluruhnya berupa gas, pada sumur GH-83 didominasi gas namun zona 6 mengandung minyak dan gas, serta pada zona 7 mengandung minyak. Pada sumur GH-84 didominasi gas dan pada zona 6 berupa minyak dan gas. Pada sumur GH-89 seluruhnya berupa gas, dan pada sumur GH-90 didominasi minyak dan gas.

4. Berdasarkan hasil pemodelan 2D dan 3D didapatkan bahwa zona reservoir hidrokarbon total memiliki elevasi kedalaman sebesar -2635,74 meter dan ketebalan sebesar 265 meter dengan ketebalan reservoir rata-rata 37,9 meter. Kemudian nilai *volume bulk* total sebesar 173250 m³ dan cadangan hidrokarbon sebesar 134252 US Barel.

6.2 Saran

Adapun saran pada penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Berdasarkan penelitian ini sebaiknya menambahkan data tambahan seperti data *core*. Data *core* dapat mewakili kondisi batuan sumur yang sebenarnya sehingga lebih akurat dibandingkan data log. Data *core* juga digunakan untuk validasi hasil perhitungan petrofisika terhadap data log.
2. Perlu dilakukan penelitian dengan menambahkan data seismik untuk memvalidasi hasil pengolahan dan untuk menemukan struktur baru pada daerah penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Archie, G.E., 1942. *The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*, Dallas Meeting, Shell oil Co., Houston, Texas.
- Argakoesoemah, I., dan Kamal, A. 2004. Ancient Talang Akar deepwater sediments in South Sumatra Basin: a new exploration play. *Indonesian Petroleum Association*. 1: 251-267. <https://doi.org/10.29118/IPA.1730.251.267>.
- Ariyanto, Yonas. 2011. Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoir Pada Daerah “X”, Sumatera Selatan. *Skripsi*. FMIPA Universitas Indonesia.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologists. Oklahoma.
- Bagenda, N. A. 2017. Analisa Petrofisika Dengan Metode Multimin Pada Formasi Minahaki Lapangan “Y”, Cekungan Banggai. *Skripsi*. Makassar: Universitas Hasanussin.
- Bateman, R.M. 1985. *Open-hole Log Analysis & Formation Evaluation*. International Human Resources Development Corporation. Boston.
- Bishop, M. G. 2001. South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System. *Jurnal USGS*. Denver. Colorado. <https://doi.org/10.3133/ofr9950S>.
- Blake. 1989. The Geological Regional and Tectonic of South Sumatera Basins. *Proceeding Indonesia Petroleum Association 11th Annual Convention*.
- Booz, Allen, dan Hamilton. 2017. *Wireline Operations Research Final Report*. Bureau Of Safety and Environmental Enforcement

- . Darman, H., dan Sidi, F. H. 2000. *An Outline of the Geology of Indonesia*. Jakarta: Publikasi Ikatan Ahli Geologi Indonesia
- DeSorcy, G. J. 1993. *Definition and Guidelines for Classification of Oil and Gas Reserves*. Canada: The Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Calgary Section. <https://doi.org/10.2118/93-05-01>
- Dewan, J. T. 1983. *Essentials of Modern Prastio Open Hole Log Interpretation*. Tulsa: Pennwell Publishing Company
- Ginger, D., dan Fielding, K. 2005. The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatera Basin". *Journal Proceedings Indonesian Petroleum Association 2005*, IPA05-G-039, 67 – 89.
- Harsono, A. 1997. *Pengantar Evaluasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- Hustrulid, W. A. 2006. *Well Logging*. Dipetik 2023, dari Britannica: <https://www.britannica.com/technology/well-logging/additional-info#history>. Diakses pada 5 November 2023
- Koesoemadinata, R. P. 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung. ITB. Bandung.
- Maulana. M. I., Utama. W., dan Hilya. A. 2016. Analisis Petrofisika dan Perhitungan Cadangan Gas Alam Lapangan "Kapasida" Formasi Baturaja Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geosaintek*. 2(2). <https://doi.org/10.12962/j25023659.v2i2.1918>.
- Mastoadji, E., Kristanto. 2007. *Basic Well Log Interpretation*, Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- Muhartanto, A., dan Iskandar, E. 2006. Penentuan Peta Sebaran Potensi GMB (Sweet Spot Area) Di Daerah Bukit Asam, Sumatera Selatan. *Jurnal MINDAGI. USAKTI*. 10, 27 – 54.

- Nukefi, A. 2007. Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir “A”, Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. *Skripsi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Nurwidyanto, M.I., Noviyanti, I., dan Widodo, S. 2005. “Estimasi Hubungan Porositas dan Permeabilitas pada Batupasir (Study Kasus Formasi Kerek, Ledok, Selorejo)”. *Jurnal Berkala Fisika*. 8(3), 87 – 90.
- Prastio, E. 2020. Aplikasi Pulse Neutron Logging untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Baru di Lapangan X. *Jurnal Jaring Saintek (JJST)*, 2(2). <https://doi.org/10.31599/jaring-saintek.v2i2.318>.
- Pratikyo, S., Dewanto, O., Haerudin, N., dan Sulistiyono. 2017. Estimasi Cadangan Migas Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Interpretasi Seismik pada Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat di Lapangan “RF” Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. 3(1), 71–84. <http://dx.doi.org/10.23960/jge.v3i1.1079>.
- Pulunggono, A., Haryo, A., dan Kosuma, C. G. 1992. Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems As A Framework of The South Sumatra Basin, A Study of Sar-Maps. *Annual Convention Proceedings, October 1992*, 339–360.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Rider. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd edition*. Houston: Gulf Publishing Company.
- Sandhika, D. 2016. Interpretasi log untuk menentukan interval perforasi formasi K lapangan X. *Skripsi*. Universitas Trisakti.
- Schlumberger. 1972. *Schlumberger Log Interpretation Volume I*. Schlumberger Well Services. USA.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles / Applications*. Schlumberger Wireline & Testing: Texas

- Schon, J.H., 1995. *Seismic Exploration, Physical Properties of Rock Fundamental Theory and Principles of Petrophysics*. Pergamon.
- Septianingrum. R., Nugroho. H., Hidajat. K., Rachman. H., dan Heriadji. Y. 2014. Penentuan Zona Prospek Hidrokarbon Pada Tahap Eksplorasi Dengan Analisis Petrofisika Formasi Baturaja Lapangan “IRFA” Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal geological Engineering*. 6(2), 531-553.
- Tearpock, D.J., dan Bischke, R.E., 1991. *Applied Subsurface Geological Mapping*. Prentice Hall. New Jersey.
- Ulum, Y. N., Hastuti, E. W. D., dan Herlina, W. 2012. Studi Evaluasi Data *Logging* dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Universitas Sriwijaya*. 1, 1-7.
- Wisnu, M. 2019. Analisis Fasies dan Lingkungan Pengendapan Batupasir A, B dan C Formasi Talang Akar Berdasarkan Data *Log* dan Batuan Inti Pada Lapangan. *Skripsi*. Universitas Trisakti.
- Wisnu dan Nazirman. 1997. *Geologi Regional Sumatera Selatan*. Pusat Survei Geologi Badan Geologi Kementerian ESDM
- Zain, M. K. 2011. Analisa *Log* Petrofisika Dan Evaluasi Formasi Reservoir Pada Lapangan Boonsville. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia