

**IDENTIFIKASI LITOLOGI DAN KANDUNGAN FLUIDA
BERDASARKAN DATA *LOG* PADA LAPISAN PROSPEK
SUMUR R1, R2, R4 DAN R5 DI CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

(Skripsi)

Oleh

Retno Gayatri

NPM 1855051010



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**IDENTIFIKASI LITOLOGI DAN KANDUNGAN FLUIDA
BERDASARKAN DATA *LOG* PADA LAPISAN PROSPEK
SUMUR R1, R2, R4 DAN R5 DI CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

Oleh

Retno Gayatri

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

ABSTRAK

IDENTIFIKASI LITOLOGI DAN KANDUNGAN FLUIDA BERDASARKAN DATA *LOG* PADA LAPISAN PROSPEK SUMUR R1, R2, R4 DAN R5 DI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

Retno Gayatri

Kebutuhan akan minyak dan gas bumi semakin meningkat. Berbagai macam metode eksplorasi yang ada, salah satunya adalah metode *well logging*. *Well logging* merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas dan kejenuhan hidrokarbon. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui adanya migas di daerah Cekungan Sumatera Selatan dengan cara menghitung nilai S_w pada sumur R1, R2, R4 dan R5. Dimana pada penelitian ini menggunakan empat data sumur yaitu *log gamma ray*, *log resistivitas*, *log densitas* dan *log neutron*. Dan pada penelitian ini untuk menentukan litologi berdasarkan kurva *gamma ray* dan untuk menghitung nilai S_w menggunakan S_w Archie. Untuk rata-rata kedalaman lapisan prospek pada setiap sumur yaitu terdapat di 1001,09 meter dan untuk ketebalan rata-rata setiap lapisan prospek di setiap sumur yaitu 6,32 meter. Untuk jenis litologi pada setiap sumur pada setiap lapisan prospek diperkirakan ialah batupasir karbonat. Kemudian nilai S_w pada lapisan reservoir sumur R1 memiliki *range* 45-73% yang didominasi oleh minyak, kemudian sumur R2 memiliki *range* 42-70% yang didominasi oleh minyak, selanjutnya sumur R4 memiliki *range* 38-71% yang didominasi oleh minyak, dan pada sumur R5 memiliki *range* 33-75% yang didominasi oleh air.

Kata kunci: *well logging*, litologi, saturasi air.

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF LITHOLOGY AND FLUID CONTENT BASED ON LOG DATA IN PROSPECT LAYERS OF WELLS R1, R2, R4 AND R5 IN THE SOUTH SUMATRA BASIN

By

Retno Gayatri

The need for oil and natural gas is increasing. Various methods of exploration exist, one of which is the well logging method. Well logging is a method of measuring the physical quantities of rock relative to the depth of the drilled hole. The purpose of well logging is to obtain lithology information, porosity measurements, resistivity measurements, and hydrocarbon saturation. This research was conducted to determine the presence of oil and gas in the South Sumatra Basin by calculating the value of S_w in wells R1, R2, R4, and R5. This study made use of four distinct types of data gamma ray logs, resistivity logs, density logs, and neutron logs. In this study, the lithology was determined using the gamma-ray curve, and the S_w value was calculated using S_w Archie. The average depth of the prospect layer in each well is 1001,09 meters, and the average thickness of the prospect layer in each well is 6,32 meters. For the type of lithology in each well in each prospect layer, it is estimated that carbonate sandstones. Then the value of S_w in the reservoir layer of well R1 has a range of 45-73% which is dominated by oil, then well R2 has a range of 42-70% which is dominated by oil, then well R4 has a range of 38-71% which is dominated by oil, and in well R5 the range is 33-75% which is dominated by water.

Keyword: well logging, lithology, water saturation.

Judul Skripsi : **IDENTIFIKASI LITOLOGI DAN KANDUNGAN FLUIDA BERDASARKAN DATA LOG PADA LAPISAN PROSPEK SUMUR R1, R2, R4 DAN R5 DI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa : **Retno Gayatri**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1855051010

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'R. Ordas Dewanto', written over a faint circular stamp.

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

Pembimbing II

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'I Gede Boy Darmawan', written over a faint circular stamp.

I Gede Boy Darmawan, S.Si., M.Eng.
NIP. 19880505 201903 1019

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

A large, stylized handwritten signature in black ink, appearing to be 'Karyanto', written over a faint circular stamp.

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

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

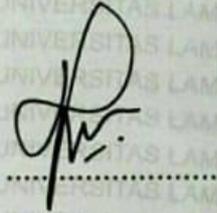
Ketua

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



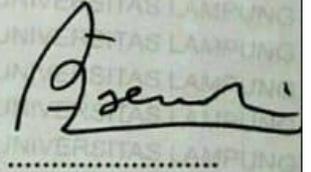
Sekretaris

: I Gede Boy Darmawan, S.Si., M.Eng.



Penguji

Bukan pembimbing : Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.



2. Dekan Fakultas Teknik



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



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 26 Januari 2023

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa skripsi 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, 13 Februari 2023



Retno Gayatri
NPM. 1855051010

RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama Retno Gayatri yang dilahirkan di Bogor, pada tanggal 2 Oktober 2000. Penulis dilahirkan sebagai anak pertama dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak Deddy dan Ibu Rodiah. Dengan adik bernama Dzaky Pranaja dan Diah Sekar Sulistianty. Penulis mengawali pendidikan dengan bersekolah di Taman Kanak-kanak di TK Istiqomah Guppi Kotabumi pada tahun 2005-2006. Pendidikan Sekolah Dasar di SDN 02 Wonomarto Kotabumi pada tahun 2006-2012.

Pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMPN 06 Kotabumi pada tahun 2012-2015, pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMAS Hang Tuah Kotabumi yang diselesaikan pada tahun 2015-2018. Pada tahun 2018, penulis melanjutkan studi di perguruan tinggi dan terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung. Penulis aktif di beberapa organisasi kemahasiswaan di dalam kampus. Seperti terdaftar sebagai anggota bidang Multimedia Informasi Hima TG Bhuwana pada periode 2019/2020. Kemudian terdaftar sebagai anggota divisi *public relationship* SEG SC Unila pada periode 2020/2021. Lalu, sebagai sekretaris bidang Multimedia Informasi Hima TG Bhuwana pada periode 2021. Dan sebagai ketua divisi PSDM SM-IAGI SC Unila periode 2021.

Pada bulan Februari tahun 2021 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Karang kedempel, Kecamatan Kotabumi Utara, Kabupaten Lampung Utara. Lalu pada bulan Mei 2021, penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) di Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung dengan judul “**Identifikasi Reservoir Migas Dan Nilai Sw Menggunakan Metode Well Logging Pada Sumur G4 Di Cekungan Bintuni, Papua Barat**”. Pada Juni 2022, penulis melakukan penelitian Tugas Akhir (TA) di Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung dengan judul skripsi “**Identifikasi Litologi Dan Kandungan Fluida Berdasarkan Data Log Pada Lapisan Prospek Sumur R1, R2, R4 Dan R5 Di Cekungan Sumatera Selatan**” Hingga pada akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada Januari 2023.

PERSEMBAHAN

Dengan penuh rasa syukur, ku persembahkan karya ini untuk:

Kedua Orang Tuaku yang tersayang dan tercinta,

Ayahanda Deddy dan Ibunda Rodiah

“Tanpa dukungan, dorongan dan doa ayah dan mama, Eno mungkin tidak bisa menjadi orang seperti sekarang ini. Terimakasih banyak ayah dan mama.”

Adik-adikku tersayang,

Dzaky Pranaja dan Diah Sekar Sulistianty

“Terimakasih banyak kepada adik-adik ku yang telah mendukung dan mendoakan ku selama ini.”

Almamater kebanggaanku,

Teknik Geofisika Universitas Lampung

“Banyak pembelajaran yang didapat selama berkuliah disini. Terimakasih banyak semoga aku semakin kuat dan dapat menerapkan apa saja yang sudah didapat selama berkuliah.”

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis haturkan kepada Allah SWT karena telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya, sehingga Skripsi ini dapat diselesaikan dengan baik. Shalawat serta salam semoga selalu tercurah kepada Nabi Muhammad SAW. Skripsi ini merupakan salah satu syarat untuk menyelesaikan tahap Strata 1 (S1) Teknik Geofisika Universitas Lampung. Penulis menyadari bahwa dalam penyusunan Skripsi ini tidak lepas dari kesalahan. Karena itu, penulis mengharapkan saran dan kritik yang bersifat membangun dari pembaca untuk kemajuan kita bersama. Semoga Skripsi ini berguna dan dapat menunjang perkembangan ilmu pengetahuan serta dapat bermanfaat khususnya bagi penulis dan juga bagi para pembaca pada umumnya.

Bandar Lampung, 13 Februari 2023

Penulis,



Retno Gayatri

SANWACANA

Puji syukur penulis ucapkan kehadirat Allah SWT, karena atas rahmat dan hidayah-Nya skripsi ini dapat diselesaikan. Skripsi dengan judul **“Identifikasi Litologi Dan Kandungan Fluida Berdasarkan Data Log Pada Lapisan Prospek Sumur R1, R2, R4 Dan R5 Di Cekungan Sumatera Selatan”** adalah salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik di Universitas Lampung. Dalam pengerjaan skripsi ini penulis banyak mendapatkan doa, saran, dorongan, serta bimbingan dari berbagai pihak. Oleh karena itu dengan segala hormat dan kerendahan hati perkenankanlah penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Allah SWT, yang selalu membantu baik dalam kesulitan maupun kemudahan, yang selalu memberkahi dalam hidup penulis.
2. Mama dan Ayah tercinta yang tak henti-hentinya mendidik, berkorban, berdoa dan mendukung penulis dalam segala hal terutama pendidikan.
3. Adik-adik yang penulis sayangi, Dzaky Pranaja dan Diah Sekar Sulistianty yang selalu mendukung dan menyemangati penulis. Selalu mendoakan agar penulis diberi kemudahan dan kelancaran dalam perkuliahan.
4. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. sebagai pembimbing I atas arahan, kritik dan saran, motivasi, dan bimbingan yang telah diberikan selama proses perkuliahan dan penyusunan skripsi.
6. Bapak I Gede Boy Darmawan, S.Si., M. Eng. selaku pembimbing II atas arahan, kritik dan saran, motivasi, dan bimbingan yang telah diberikan selama proses perkuliahan dan penyusunan skripsi.

7. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T. selaku penguji yang telah memberikan kritik dan masukan terhadap penyusunan skripsi.
8. Ibu dan Bapak Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati dan terimakasih atas semua ilmu yang telah diberikan.
9. Seluruh Staf Tata Usaha Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah banyak memberikan bantuan.
10. Bang Fikri Rahman yang selalu memberikan bantuan, semangat dan dukungan selama penyusunan skripsi ini.
11. Winona Putri Prihadita dan A'isah Yuliantina selaku rekan Kerja Praktik di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
12. Berlian Anisya Vira dan Anisha Syafira Putri selaku rekan Tugas Akhir di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
13. Grup "Bumi Manti", Ade, Okta, Rindi sebagai teman terbaik bagi penulis, yang selalu membantu dan menyemangati.
14. Grup "Kucing Imoet", Ari, Denta, Alek, Budzar, Julpan dan As'ad sebagai teman terbaik bagi penulis, yang selalu membantu, menyemangati dan mendengarkan keluh-kesah penulis.
15. Keluarga Besar Teknik Geofisika Angkatan 2018 (TGASAK) yang telah menjadi keluarga terbaik bagi penulis selama kuliah.
16. Kakak dan Adik tingkat Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
17. Serta seluruh pihak yang terlibat dalam penyusunan Skripsi ini, penulis mengucapkan terimakasih 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, 13 Februari 2023

Penulis,



Retno Gayatri

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK.....	iii
ABSTRACT.....	iv
HALAMAN PERSETUJUAN.....	v
HALAMAN PENGESAHAN.....	vi
HALAMAN PERNYATAAN.....	vii
RIWAYAT HIDUP.....	viii
HALAMAN PERSEMBAHAN.....	ix
KATA PENGANTAR.....	x
SANWANCANA.....	xi
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR GAMBAR.....	xvi
DAFTAR TABEL	xx
I. PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Manfaat Penelitian	2
II. TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 Lokasi Daerah Penelitian	3
2.2 Geologi Regional	4
2.3 Stratigrafi	6
2.3.1 Batuan Dasar.....	7
2.3.2 Formasi Lahat	8
2.3.3 Formasi Talang akar	8

2.3.4 Formasi Baturaja.....	9
2.3.5 Formasi Gumai.....	9
2.3.6 Formasi Air Benakat.....	10
2.3.7 Formasi Muara Enim.....	10
2.3.8 Formasi Kasai.....	11
2.4 Sistem Petroleum.....	11
2.4.1 Batuan Induk.....	11
2.4.2 Batuan Reservoir.....	11
2.4.3 Migrasi.....	12
2.4.4 Perangkap.....	12
2.4.5 Batuan Penutup.....	13
2.5 Penelitian Sebelumnya.....	13
III. TEORI DASAR.....	16
3.1 <i>Well Logging</i>	16
3.1.1 Peralatan <i>Logging</i>	18
3.2 Jenis-Jenis <i>Well Logging</i>	19
3.2.1 <i>Log Gamma Ray</i>	19
3.2.2 <i>Log Resistivitas</i>	21
3.2.3 <i>Log Densitas</i>	23
3.2.4 <i>Log Neutron</i>	26
3.3 Sifat-sifat Fisik Batuan Reservoir.....	27
3.3.1 Volume <i>Shale (Vsh)</i>	28
3.3.2 Porositas(ϕ).....	29
3.3.3 Resistivitas Air (<i>Rw</i>).....	34
3.3.4 Saturasi Air (<i>Sw</i>).....	34
IV. METODE PENELITIAN.....	39
4.1 Waktu dan Tempat Penelitian.....	39
4.2 Perangkat Lunak.....	40
4.3 Data Penelitian.....	40

4.4	Prosedur Penelitian	41
4.5	Diagram Alir	44
V.	HASIL DAN PEMBAHASAN.....	45
5.1	Data Penelitian	45
5.2	Interpretasi Kualitatif	45
5.2.1	Lapisan Prospek Reservoir	45
5.3	Interpretasi Kuantitatif	59
5.3.1	Volume <i>Shale</i>	59
5.3.2	Porositas	62
5.3.3	Resistivitas Air	67
5.3.4	Saturasi Air	80
5.3.5	Hubungan nilai S_w manual dan S_w Techlog	94
VI.	KESIMPULAN DAN SARAN.....	114
5.1	Kesimpulan	114
5.2	Saran	115
	DAFTAR PUSTAKA.....	116

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Lokasi Cekungan Sumatera Selatan Dan Batas-Batasnya	3
2. Peta Geologi Regional Daerah Penelitian	5
3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	7
4. Operasi Kegiatan <i>Logging</i>	18
5. Grafik <i>Log Gamma Ray</i> Terhadap Respon Litologi	20
6. Grafik <i>Log Resistivitas</i>	23
7. Grafik <i>Log Densitas</i> Terhadap Respon Litologi	25
8. Respon <i>Log Neutron</i> Terhadap Batuan	27
9. Interpretasi Kuantitatif Menghitung Saturasi Air	36
10. Interpretasi Kualitatif Zona Reservoir	37
11. Interpretasi Kuantitatif Menghitung Saturasi Air	38
12. <i>Triple Combo</i> Pada <i>Software</i> Techlog	42
13. <i>Triple Combo</i>	43
14. Diagram Alir Penelitian	44
15. Lapisan Prospek Reservoir 1 Sumur R1	46
16. Lapisan Prospek Reservoir 2 Sumur R1	46
17. Lapisan Prospek Reservoir 3 Sumur R1	47
18. Lapisan Prospek Reservoir 4 Sumur R1	47
19. Lapisan Prospek Reservoir 5 Sumur R1	48
20. Lapisan Prospek Reservoir 6 Sumur R1	48
21. Lapisan Prospek Reservoir 7 Sumur R1	48
22. Lapisan Prospek Reservoir 1 Sumur R2	49
23. Lapisan Prospek Reservoir 2 Sumur R2	49

24. Lapisan Prospek Reservoir 3 Sumur R2.....	50
25. Lapisan Prospek Reservoir 4 Sumur R2.....	50
26. Lapisan Prospek Reservoir 5 Sumur R2.....	50
27. Lapisan Prospek Reservoir 6 Sumur R2.....	51
28. Lapisan Prospek Reservoir 7 Sumur R2.....	51
29. Lapisan Prospek Reservoir 1 Sumur R4.....	52
30. Lapisan Prospek Reservoir 2 Sumur R4.....	52
31. Lapisan Prospek Reservoir 3 Sumur R4.....	53
32. Lapisan Prospek Reservoir 4 Sumur R4.....	53
33. Lapisan Prospek Reservoir 5 Sumur R4.....	53
34. Lapisan Prospek Reservoir 6 Sumur R4.....	54
35. Lapisan Prospek Reservoir 7 Sumur R4.....	54
36. Lapisan Prospek Reservoir 8 Sumur R4.....	55
37. Lapisan Prospek Reservoir 9 Sumur R4.....	55
38. Lapisan Prospek Reservoir 10 Sumur R4.....	55
39. Lapisan Prospek Reservoir 1 Sumur R5.....	56
40. Lapisan Prospek Reservoir 2 Sumur R5.....	56
41. Lapisan Prospek Reservoir 3 Sumur R5.....	57
42. Lapisan Prospek Reservoir 4 Sumur R5.....	57
43. Lapisan Prospek Reservoir 5 Sumur R5.....	57
44. Lapisan Prospek Reservoir 6 Sumur R5.....	58
45. Lapisan Prospek Reservoir 7 Sumur R5.....	58
46. <i>Chart Schlumberger</i>	68
47. <i>Pickett plot</i> sumur R1	70
48. <i>Chart Schlumberger</i>	72
49. <i>Pickett plot</i> sumur R2.....	73
50. <i>Chart Schlumberger</i>	75
51. <i>Pickett plot</i> sumur R4.....	76
52. <i>Chart Schlumberger</i>	78
53. <i>Pickett plot</i> sumur R5	79
54. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 1 Sumur R1	84
55. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 2 Sumur R1	84

56. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 3 Sumur R1	84
57. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 4 Sumur R1	85
58. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 5 Sumur R1	85
59. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 6 Sumur R1	85
60. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 7 Sumur R1	86
61. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 1 Sumur R2	86
62. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 2 Sumur R2	86
63. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 3 Sumur R2	87
64. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 4 Sumur R2	87
65. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 5 Sumur R2	87
66. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 6 Sumur R2	88
67. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 7 Sumur R2	88
68. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 1 Sumur R4	88
69. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 2 Sumur R4	89
70. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 3 Sumur R4	89
71. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 4 Sumur R4	89
72. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 5 Sumur R4	90
73. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 6 Sumur R4	90
74. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 7 Sumur R4	90
75. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 8 Sumur R4	91
76. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 9 Sumur R4	91
77. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 10 Sumur R4	91
78. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 1 Sumur R5	92
79. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 2 Sumur R5	92
80. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 3 Sumur R5	92
81. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 4 Sumur R5	93
82. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 5 Sumur R5	93
83. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 6 Sumur R5	93
84. Kurva <i>Log Sw</i> Manual Dan Techlog Lapisan Prospek 7 Sumur R5	93
85. Hubungan <i>Sw</i> Manual Dan <i>Sw</i> Techlog Lapisan Prospek 1 Sumur R1	95
86. Hubungan <i>Sw</i> Manual Dan <i>Sw</i> Techlog Lapisan Prospek 2 Sumur R1	95
87. Hubungan <i>Sw</i> Manual Dan <i>Sw</i> Techlog Lapisan Prospek 3 Sumur R1	96

88. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 4 Sumur R1.....	96
89. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 5 Sumur R1.....	97
90. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 6 Sumur R1.....	98
91. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 7 Sumur R1.....	98
92. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 1 Sumur R2.....	99
93. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 2 Sumur R2.....	99
94. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 3 Sumur R2.....	100
95. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 4 Sumur R2.....	101
96. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 5 Sumur R2.....	101
97. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 6 Sumur R2.....	102
98. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 7 Sumur R2.....	102
99. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 1 Sumur R4.....	103
100. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 2 Sumur R4.....	104
101. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 3 Sumur R4.....	104
102. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 4 Sumur R4.....	105
103. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 5 Sumur R4.....	105
104. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 6 Sumur R4.....	106
105. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 7 Sumur R4.....	107
106. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 8 Sumur R4.....	107
107. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 9 Sumur R4.....	108
108. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 10 Sumur R4.....	109
109. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 1 Sumur R5.....	109
110. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 2 Sumur R5.....	110
111. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 3 Sumur R5.....	110
112. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 4 Sumur R5.....	111
113. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 5 Sumur R5.....	112
114. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 6 Sumur R5.....	112
115. Hubungan Sw Manual Dan Sw Techlog Lapisan Prospek 7 Sumur R5.....	113

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Penelitian Sebelumnya	14
2. Densitas Matriks Dan Fluida Dari Batuan	31
3. Skala Penentuan Baik Tidaknya Kualitas Nilai Porositas Batuan Suatu Reservoar	32
4. Interpretasi Saturasi Fluida Hasil Data Lab	36
5. Pelaksanaan Kegiatan Penelitian.....	39
6. Data <i>Log</i> Pada Sumur Penelitian.....	40
7. Nilai IGR Dan <i>Vshale</i> Sumur R1.....	62
8. Nilai IGR Dan <i>Vshale</i> Sumur R2.....	62
9. Nilai IGR Dan <i>Vshale</i> Sumur R4.....	63
10. Nilai IGR Dan <i>Vshale</i> Sumur R5	63
11. Nilai Porositas Pada Sumur R1	70
12. Nilai Porositas Pada Sumur R2	70
13. Nilai Porositas Pada Sumur R4.....	71
14. Nilai Porositas Pada Sumur R5	71
15. Nilai LLD, RHOB dan NPHI <i>Zona Water Bearing</i>	73
16. Hasil <i>Crossplot</i> Pada <i>Chart Schlumberger</i> Sumur R1	74
17. Nilai LLD, RHOB dan NPHI <i>Zona Water Bearing</i>	76
18. Hasil <i>Crossplot</i> Pada <i>Chart Schlumberger</i> Sumur R2.....	77
19. Nilai LLD, RHOB dan NPHI <i>Zona Water Bearing</i>	79
20. Hasil <i>Crossplot</i> Pada <i>Chart Schlumberger</i> Sumur R4.....	80
21. Nilai LLD, RHOB dan NPHI <i>Zona Water Bearing</i>	82
22. Hasil <i>Crossplot</i> Pada <i>Chart Schlumberger</i> Sumur R5.....	83
23. Nilai <i>Rw</i> Setiap Sumur Penelitian.....	85

24. Nilai S_w Dan Jenis Kandungan Fluida Sumur R1 Penelitian.....	87
25. Nilai S_w Dan Jenis Kandungan Fluida Sumur R2 Penelitian	87
26. Nilai S_w Dan Jenis Kandungan Fluida Sumur R4 Penelitian	87
27. Nilai S_w Dan Jenis Kandungan Fluida Sumur R5 Penelitian	88
28. Nilai Korelasi.....	94

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

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 dan Sidi, 2000).

Telah dilakukan penelitian sebelumnya oleh Catuneanu (2006) menemukan potensi minyak dan gas bumi yang masih banyak tersimpan di berbagai cekungan, salah satunya ialah Cekungan Sumatera Selatan yang merupakan cekungan yang memiliki potensi paling besar terdapatnya hidrokarbon. Kemudian oleh Septianingrum dkk., (2014) mendapatkan nilai saturasi air rata-rata pada formasi Baturaja adalah sebesar 38% dengan jenis kandungan ialah gas dan litologi batugamping. Dalam menentukan litologi ini berdasarkan kurva log densitas dan log neutron. Selanjutnya, oleh Yunafrison dkk., (2018) mendapatkan rata-rata nilai saturasi air yaitu 34% dengan jenis kandungan gas. Reservoir pada formasi yang diteliti yaitu formasi Air Benakat dengan litologi batupasir.

Pada penelitian ini berfokus untuk menentukan litologi dan kandungan fluida pada Cekungan Sumatera Selatan. Untuk menentukan litologi dengan melihat defleksi kurva *gamma ray*. Untuk menentukan kandungan fluida sendiri

berdasarkan nilai saturasi air. Oleh karena itu pada penelitian ini menggunakan metode *well logging*. Menurut Harsono (1997), *well logging* merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan *log* ini adalah untuk menentukan zona dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dalam penelitian ini yaitu:

1. Menentukan lapisan prospek reservoir berdasarkan analisis *well logging* pada daerah penelitian.
2. Menentukan litologi berdasarkan kurva *gamma ray* pada lapisan prospek penelitian.
3. Menentukan kandungan fluida dan hubungan antara nilai saturasi air manual dan nilai saturasi air menggunakan *software* Techlog pada lapisan prospek penelitian.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam penelitian ini yaitu menentukan litologi dan kandungan fluida yang didapatkan dari pengolahan data *log* menggunakan empat data sumur yaitu R1, R2, R4 dan R5 pada daerah prospek penelitian menggunakan *software* Techlog.

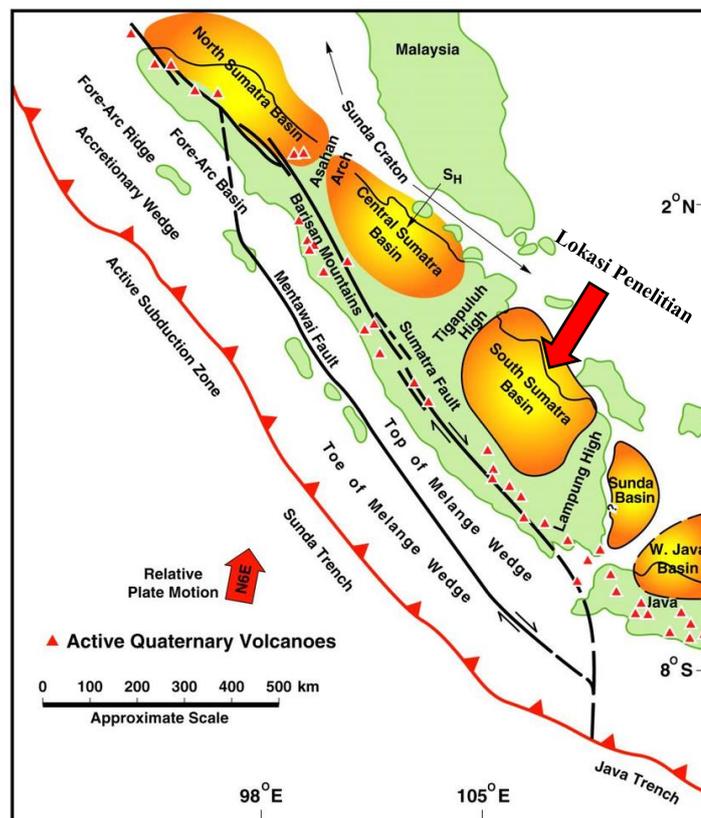
1.4 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat penelitian yaitu memberikan informasi mengenai lapisan prospek reservoir serta litologi dan kandungan fluida sebagai bahan acuan bahwa sumur tersebut layak untuk diproduksi.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian ini berada di Cekungan Sumatera Selatan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1. Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan penghasil hidrokarbon di Indonesia dan termasuk dalam susunan cekungan busur belakang (De Coster, 1974). Cekungan ini terbentuk akibat interaksi antara Lempeng Paparan Sunda (bagian dari lempeng Asia) dan Samudera Hindia. Luas cekungan ini adalah 168.300 km² (Blake, 1989).



Gambar 1. Lokasi Cekungan Sumatera Selatan dan batas-batasnya (Pertamina BPPKA, 1997).

2.2 Geologi Regional

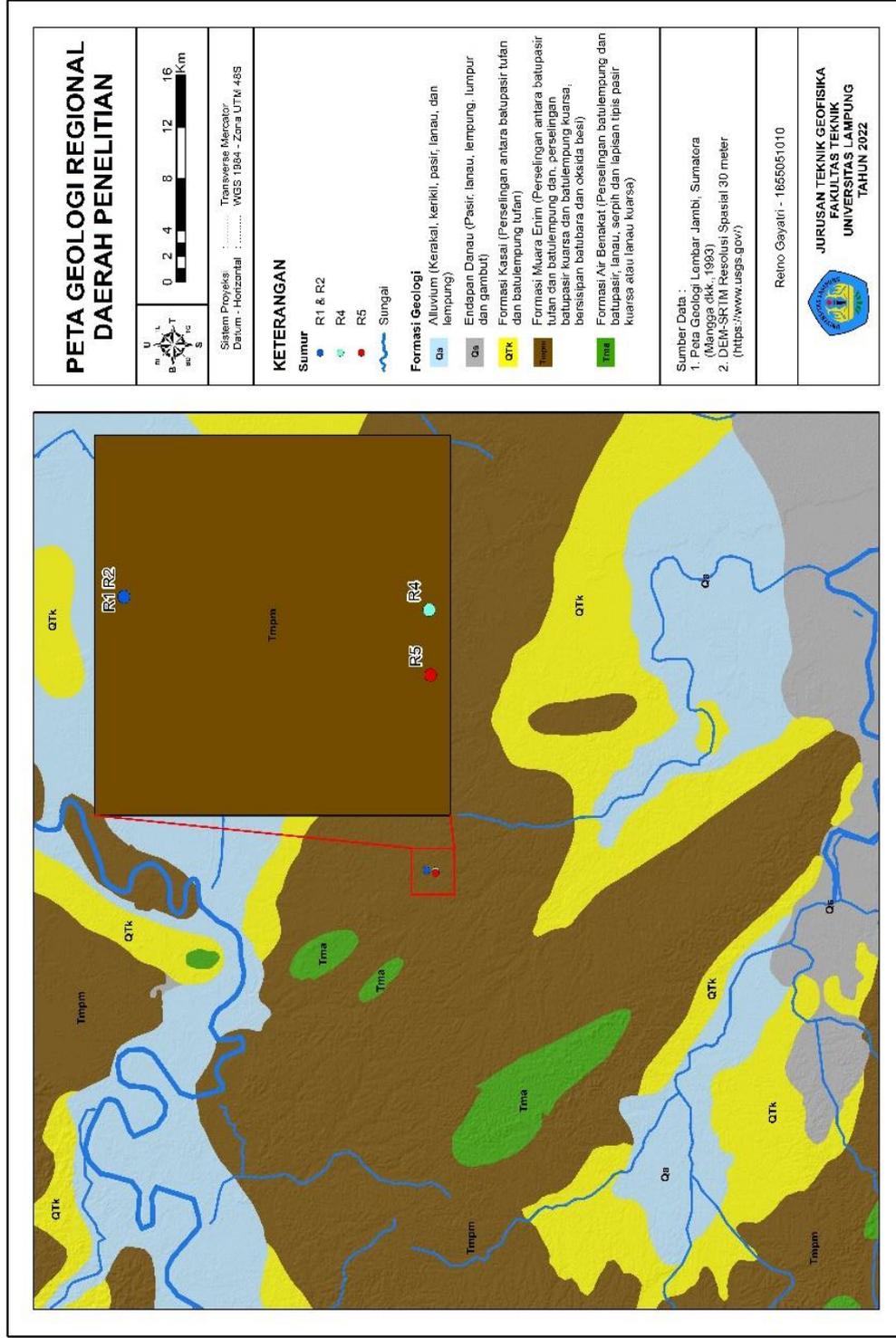
Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Paparan Sunda di timur laut, kemudian di tenggara dibatasi oleh Tinggian Lampung, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah barat daya dan juga Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di barat laut. Menurut Pulunggono (1992) evolusi cekungan Sumatera diawali sejak Mesozoik dan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*), Tektonik dari Cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Hendrick, 1993).

Sejarah penyusunan Cekungan Sumatera Selatan memiliki beberapa kesamaan dengan sejarah penyusunan Cekungan Sumatera Tengah. Batas antara kedua cekungan tersebut merupakan daerah yang membentang dari timur laut-barat daya melalui bagian utara Pegunungan Tigapuluh. Cekungan ini berbentuk asimetris dan di sebelah barat daya dibatasi oleh sesar-sesar dan singkapan-singkapan batuan Pra-Tersier yang terangkat sepanjang kawasan kaki pegunungan Barisan. Sedangkan, di sebelah timur laut dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari paparan Sunda. Kedua daerah tinggian tersebut tertutup oleh laut dangkal saat Miosen awal sampai Miosen tengah (Siallagan dkk, 2019).

Menurut Bishop (2001), Secara umum Cekungan Sumatera Selatan dapat dibagi lagi menjadi 4 Sub Cekungan yakni:

1. Sub Cekungan Jambi
2. Sub Cekungan Palembang Utara
3. Sub Cekungan Palembang Tengah
4. Sub Cekungan Palembang Selatan

Deformasi tektonik yang mempengaruhi Cekungan Sumatera Selatan dapat dibagi menjadi tiga fase tektonik utama (Pulunggono, et al., 1992). Ketiga fase tektonik ini adalah orogenesis kompresional Pra-Tersier (Mesozoikum tengah), tektonisme Kapur Akhir-Eosen, dan orogenesis kompresional Plio-Pleistosen. Pada Gambar 2 merupakan peta geologi regional daerah penelitian.



Gambar 2. Peta Geologi Regional Daerah Penelitian (di modifikasi dari Lembar Jambi, Sumatera dari Mangga dkk, 1993).

2.3 Stratigrafi

Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari siklus sedimentasi besar yang diawali fase transgresi dan berakhir pada fase regresi. Siklus ini diawali dengan siklus *non-marine*, dimana terlihat dari proses pengendapan Formasi Lahat pada oligosen awal dan kemudian diikuti oleh Formasi Talang Akar yang mengalami pengendapan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi sendiri terus berkembang hingga miosen awal, dan berkembang formasi Baturaja yang terdiri dari batuan karbonat yang terendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef*, dan *intertidal*. Untuk fase transgresi maksimum sendiri diendapkan pada Formasi Gumai bagian bawah dimana terdiri dari *shale* laut dalam selaras dengan Formasi Baturaja.

Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya Formasi Gumai bagian atas serta diikuti dengan pengendapan Formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Laut menjadi semakin dangkal pada pliosen awal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari persilangan antara batupasir dengan *claystone* dengan ada sisipan berupa batubara. Formasi Muara Enim juga terbentuk pada pliosen awal yang berlangsung hingga pliosen akhir yang terdapat pengendapan batu konglomerat, batu apung dan lapisan batupasir *tuffa* (Siallagan dkk., 2019).

Urutan stratigrafi dari Cekungan Sumatera Selatan ini dapat dilihat pada Gambar 3 berdasarkan urutan tua ke muda (Koesoemadinata, 1980) dimana diawali dengan siklus pengendapan darat kemudian berangsur menjadi pengendapan laut lalu kembali menjadi pengendapan darat.

UMUR	KELOMPOK	FORMASI	TEBAL (m)	LIITOLOGI	Fasies				
					TERRESTRIAL	LITORAL	HERBIC	HERBIC DEEP	
Kwartar				Pasir, lanau, lempung, aluvial.					
Plistosen	PALEMBANG	Kasai		Kerikil, pasir tuffan, dan lempung konkresi vulkanik, tuff batuapung					
Pliosen		Muara Enim	150 - 750	Lempung, lempung pasiran, pasir dan lapisan tebal batubara.					
Miosen		Atas	Air Benakat		Lempung pasiran dan napalan, banyak pasir dengan glaukonit, kadang gampingan.				
		Tengah	Gumai	2200	Napal, lempung, serpih, serpih lanauan, kadang-kadang gamping dan pasir tipis, Globigerina biasa terdapat				
Oligosen	TELUSA	Batu Raja	0-160	Napal, gamping terumbu dan gamping lempungan					
		Talangakar	0 - 1100	Pasir, pasir gampingan, lempung, lempung pasiran sedikit batubara, pasir kasar pada dasar penampang di banyak tempat.					
		LAF	0 - 300	Tuff ungu, hijau, merah dan coklat, lempung tuffan, breksi dan konglomerat.					
Eosin	Atas								
	Tengah								
Paleosen	Bawah								
Mesozoikum Paleozoikum		Pra-Tersier		Batuan beku aneka warna dan batuan sedimen yang termetamorfisir tingkat rendah.					

Gambar 3. Stratigrafi cekungan Sumatera Selatan (Koesoemadinata, 1980).

2.3.1 Batuan Dasar

Batuan dasar (pra tersier) meliputi batuan kompleks Paleozoikum serta batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku dan batuan karbonat. Batuan dasar tertua, yang terdeformasi paling lemah, dianggap sebagai bagian dari Lempeng-mikro Malaka, mendasari bagian utara dan timur cekungan. Di selatan terdapat lempeng-mikro Mergui yang terdeformasi kuat, dimana kemungkinan adalah fragmen kontinental yang relatif lebih lemah. Lempeng-mikro Malaka dan

Mergui sendiri dipisahkan oleh fragmen yang terdeformasi dari material yang asalnya dari selatan dan bertumbukan. Batuan seperti granit, vulkanik dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) menjadi dasar bagian lainnya dari cekungan Sumatera Selatan. Morfologi dari batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada Eosen-Oligosen. Lokasi serta luas dari gejala inversi atau pensesaran mendatar pada Plio-Pleistosen, karbon dioksida lokal yang dimana mengandung hidrokarbon gas, juga rekahan-rekahan yang terbentuk dari batuan dasar (Ginger, 2005).

2.3.2 Formasi Lahat

Formasi Lahat merupakan salah satu formasi yang terletak di Cekungan Sumatera Selatan yang diperkirakan terbentuk pada Oligosen Awal (Sardjito dkk., 1991). Formasi Lahat merupakan formasi yang terdiri dari batuan sedimen paling awal yang terendapkan di Cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terjadi di bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak merata. Pengendapan ini terjadi di lingkungan terestrial atau aluvial-aluvial hingga lapisan air limbah. Formasi fasies batupasir di bagian bawah meliputi kerikil, batupasir kasar dan batu bulat. Dimana fasies serpih berada di bagian atas (Benakat *shale*), terdiri dari serpih berinsersi aluvial, batu pasir halus dan tufa. Oleh karena itu, *shale* yang terbentuk di lingkungan perairan danau dapat menjadi batuan induk. Di tepi genangan, ketebalannya sangat rendah atau bahkan tidak ada sama sekali, sedangkan pada elevasi sub-cekungan Palembang bagian selatan dan tengah, ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger dan Fielding, 2005).

2.3.3 Formasi Talang Akar

Batuan sedimen pada Formasi Talang Akar terbentuk bersamaan dengan fase regresi. Selama fase *thermal sag* pada akhir *syn-rift* hingga awal *postrift* dari evolusi tektonik Cekungan Sumatera Selatan, terjadi

pengendapan fluvial hingga delta di cekungan tersebut. Kecenderungan dari proksimal terbentuk *braid-plain* dengan kandungan pasir yang dominan, sedangkan pada daerah distal terbentuk *meander belt* dan sedimen *overbank* yang lebih sedikit kandungan pasirnya. Saat pengendapan sedimen ini menunjukkan adanya pengaruh tepian hingga laut sebagai akibat berlanjutnya *subsidence*. Akibatnya, bagian ini cenderung mengalami penebalan di tengah cekungan dan penipisan pada tepian cekungan (Ginger dan Fielding, 2005).

2.3.4 Formasi Baturaja

Formasi Baturaja terbentuk sejajar dengan Formasi Talang Akar pada Miosen Awal. Formasi ini dibentuk oleh jaringan lapisan karbonat setebal 20-75 m dengan tambahan endapan karbonat dan terumbu setebal 60-120 m. Pada batuan karbonat, terdapat serpih dan serpih batugamping yang terendapkan di laut lepas dan berkembang di dataran tinggi (Bishop, 2001). Kandungan karbonat diperoleh dari tambang batugamping. Kualitas reservoir karbonat terbaik terletak di bagian selatan cekungan dan lebih jarang di bagian utara sub-cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Sebaran fasies batugamping yang terdapat pada Formasi Batu Raja meliputi batugamping, batulempung dan boulder. Pada bagian bawahnya tersusun dari batugamping kristalin, terutama semen kalsit dan tersusun dari batuan berpori bioplastik, foram sedikit berkerut dan di beberapa tempat berurat.

2.3.5 Formasi Gumai

Selama Miosen awal, peristiwa transgresif terus menghasilkan endapan serpih laut, batulanau, dan batupasir dengan sejumlah kecil batuan karbonat yang ditemukan di elevasi bawah permukaan. Pada puncak peristiwa transatlantik, deposisi laut terbuka menyebabkan dominasi serpih termineralisasi Glauconite di cekungan tersebar luas untuk membentuk segel regional. Setelah itu, sedimentasi delta terjadi secara

bertahap di sepanjang cekungan dan sedimentasi transisi sampai air laut dangkal mulai menggantikan serpih laut dalam (Ginger dan Fielding, 2005).

2.3.6 Formasi Air Benakat

Kondisi laut terbuka pada akhir Miosen Bawah secara bertahap digantikan oleh kondisi laut dan pantai yang lebih dangkal. Ini adalah hasil dari pasokan lumpur terus menerus dari pantai ke cekungan. Dengan pengecualian cekungan tengah, reservoir dengan kualitas baik batupasir dangkal Miosen Tengah yang umum di cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005). Di tepi cekungan akan menjadi pantai hingga dataran pantai yang luas. Akibat aktivitas batuan beku di Bukit Barisan, sebagian besar batu pasir mengandung material plastik vulkanik yang cukup besar. Hal ini menyebabkan penurunan kualitas waduk terutama di bagian barat.

2.3.7 Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim terbentuk selama siklus regresi kedua selama pertambahan laut dangkal di atas pasir kontinental, delta dan lempung dari Miosen Akhir hingga Pliosen. Periode regresi kedua dibedakan dari pengendapan pertama (Formasi Air Benakat) dengan tidak adanya batupasir *glauconite* dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Akresi awal terjadi di lingkungan dataran pantai berawa di selatan cekungan Sumatera Selatan, di mana deposit batubara besar dibuat. Akresi berikutnya terjadi di lingkungan delta, di mana rantai tebal lokal serpih dan batupasir terjadi. Siklus regresi kedua terjadi pada akhir Miosen dan berakhir dengan tanda-tanda pertama tektonik Plio-Pleistosen, menciptakan penutupan cekungan dan awal pengendapan batupasir lepas pantai. Pada Formasi Muara Enim terdapat oksida besi berupa kayu yang dikongkritkan dan disilisifikasi. Sedangkan formasi batubara pada formasi ini dapat berupa lignit. Ketebalan Formasi Muara Enim

menipis di utara dan menebal di selatan dengan ketebalan 750 m (Uskup, 2001).

2.3.8 Formasi Kasai

Selama Pliosen, vulkanisme Bukit Barisan meningkat dan komposisi resin vulkanik juga lebih tinggi daripada di sebagian besar Sumatera Selatan. Sedimen yang terbentuk antara lain: tuf, lempung dan batu pasir plastis vulkanik. Adanya pengangkatan dan erosi selama inversi Pleistosen dan pengendapan lain di antara lipatan menyebabkan pembentukan morfologi saat ini (Ginger dan Fielding, 2005).

2.4 Sistem Petroleum

Cekungan Sumatera Selatan sering disebut sebagai cekungan produksi minyak dan gas bumi. Hal ini dibuktikan dengan adanya antiklin yang dihubungkan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang ada. Letak rembesan ini berada pada kaki Bukit Gumai dan Pegunungan Barisan. Dengan adanya peristiwa rembesan ini, dapat diinterpretasikan sebagai indikasi awal adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan sistem petroleumnya.

2.4.1 Batuan Induk (*source rock*)

Hidrokarbon Cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* Formasi Talangakar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* sebagian besar diendapkan pada batas semi-kerikil. Selain itu, batugamping Formasi Baturaja dan serpih Formasi Gumai juga berpeluang menghasilkan hidrokarbon di daerah tersebut (Bishop, 2001). Gradien suhu di Cekungan Sumatera Selatan adalah sekitar 49°C/km. Kemiringan ini lebih kecil dari Cekungan Tengah Sumatera, sehingga minyak akan cenderung dalam.

Formasi Baturaja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga matang awal dalam produksi gas termal di beberapa bagian cekungan yang dalam, sehingga memungkinkan untuk menghasilkan gas dalam sistem minyak dan gas (Bishop, 2001) .

2.4.2 Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Pada Cekungan Sumatera Selatan, terdapat beberapa formasi yang dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada *basement* yaitu Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan formasi Gumai. Lalu untuk Sub Cekungan Palembang Selatan, pembuatan hidrokarbon terbesar adalah berasal dari Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja. *Basement* yang berpotensi sebagai reservoir berada di daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang di dalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada *basement* ini terdiri dari granit dan kuarsa yang memiliki porositas efektif sebesar 7%. Pada Formasi Talang Akar secara umum terdiri dari *quartzzone sandstone*, *siltstone*, dan pengendapan *shale*. Sehingga untuk *sandstone* sangat baik untuk menjadi reservoir.

2.4.3 Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini berlangsung secara horizontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horizontal berlangsung di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* ke batuan reservoir dari Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi vertikal berlangsung juga melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Serta adanya resapan hidrokarbon pada Formasi Muara Enim dan Formasi Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pleistosen.

2.4.4 Perangkap (*Trap*)

Jebakan hidrokarbon utama disebabkan karena adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara sehingga menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini terjadi akibat terdapatnya kompresi yang dimulai saat awal Miosen yang berkisar pada 2 hingga 3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001). Selain itu jebakan hidrokarbon yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan diakibatkan oleh struktur. Tipe jebakan struktur pada Cekungan Sumatera Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini bersamaan juga dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga merupakan sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon.

2.4.5 Batuan Penutup

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

2.5 Penelitian Sebelumnya

Dalam penelitian ini, penulis menggunakan beberapa referensi dari penelitian lain yang sebelumnya sudah melakukan penelitian di daerah ini maupun daerah lain dan memiliki substansi yang hampir sama dengan penelitian yang sedang penulis susun. Referensi ini digunakan untuk membantu dalam analisis dan membuktikan teori yang telah ada sebelumnya. Penelitian tersebut yaitu:

Tabel 1. Penelitian Sebelumnya

No.	Nama Penulis dan Tahun	Metode	Hasil
1.	Sirait dkk., (2022)	<i>Well Logging</i>	Hasil analisa jenis fluida reservoir yang terkandung pada tiga sumur DS-19 dengan nilai S_w 10.5%, CS-21 dengan nilai S_w 27.1%, RS-23 dengan nilai S_w 22.4% dengan jenis kandungan fluida berupa gas. Dan litologinya yaitu <i>shaly sand</i> .
2.	Gahana dkk., (2019)	<i>Well Logging</i>	Hasil nilai saturasi air rata-rata dari setiap zona di Lapangan Y yaitu: Zona A memiliki nilai saturasi air rata-rata 77%, Zona B memiliki nilai saturasi air rata-rata 67%, Zona C memiliki nilai saturasi air rata-rata 71% dan Zona D memiliki nilai saturasi air rata-rata 74%. Dengan litologi pada formasi Talang Akar didominasi oleh <i>clean sand</i> .
3.	Ramadhan dkk., (2019)	<i>Well Logging</i>	Hasil perhitungan rata-rata saturasi air pada setiap zona yaitu zona A 95.76%, zona B 90.25%, zona C 92.33%, zona D 77.49%, zona E 92.01%, zona F 89.48% dan zona G 87.50%. Reservoir pada formasi yang diteliti yaitu formasi Talang Akar di lapangan DR terdapat pada batupasir zona D. Reservoir batupasir zona D memiliki rata-rata porositas 17.8% dengan

		permeabilitas sebesar 336.21 mD yang berarti reservoir tersebut tergolong sangat baik.
4.	Yunafriison dkk., <i>Well Logging</i> (2018)	Hasil nilai saturasi air rata-rata pada reservoir Air Benakat adalah sebesar 34%. Pada formasi Air Benakat ini litologi yang dominan adalah batupasir.
5.	Septianingrum dkk., <i>Well Logging</i> (2014)	Hasil nilai saturasi air rata-rata pada reservoir Baturaja adalah sebesar 0.38 atau 38%. Pada formasi Baturaja ini litologi yang dominan adalah batugamping. Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, maka dapat disimpulkan bahwa reservoir batugamping tersebut adalah reservoir yang prospek dan dapat berperan sebagai reservoir hidrokarbon.

III. TEORI DASAR

3.1 *Well Logging*

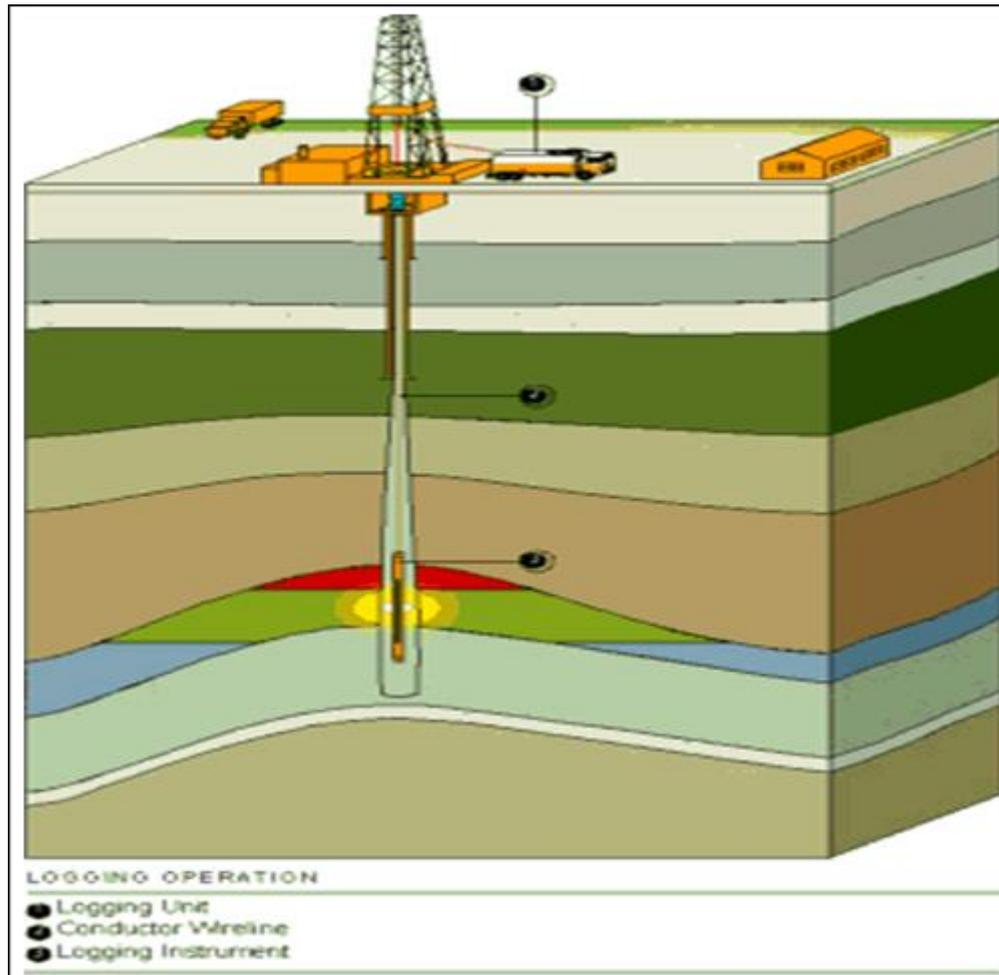
Menurut Harsono (1997), *well logging* adalah pengukuran besaran-besaran fisik terhadap kedalaman lubang bor. Tujuan dari *well logging* untuk menerima informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama berdasarkan penggunaan *log* ini merupakan untuk memilih zona dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi pada suatu reservoir. *Well logging* secara sederhana diartikan sebagai suatu pencatatan perekaman penggambaran sifat, karakter, ciri, data, keterangan, dan urutan bawah permukaan secara bersambung dan teratur selaras dengan majunya alat yang dipakai. Sehingga diagram yang didapatkan merupakan gambaran hubungan antara kedalaman dengan karakter atau sifat yang ada pada formasi tersebut (Rider, 1996).

Well Logging dipakai untuk mengetahui sifat fisika berdasarkan batuan menggunakan memakai dua metode interpretasi data *log* (*log interpretation*). Berdasarkan hal diatas disebutkan bahwa data *log* bisa menginterpretasi litologi bawah permukaan (Dewanto, 2009). Untuk melakukan *logging* kita membuat sumur (*well*) terlebih dahulu yang dalam prinsip-prinsipnya dimasukkan kedalam sumur dan dicatat sifat fisik dalam kedalaman eksklusif. Pencatatan dilakukan menggunakan kedalaman, lalu *diplot* ke suatu *log* yang memiliki skala eksklusif dan rekaman pada bentuk digital. *Well logging* merupakan catatan yang terus menerus mengenai sifat batuan pada permukaan pada lubang sumur berdasarkan kedalaman sumur itu sendiri. Dalam identifikasi suatu reservoir yang bersifat ekonomis, dapat dilakukan berdasarkan beberapa *log* seperti *log gamma ray*, *log spontaneous*,

potential, *log* resistivitas, *log* densitas, *log neutron* dan *log* sonik (Anugrah, 2015).

Dalam aplikasi *well logging*, truk *logging* diatur segaris dengan kepala sumur dan kabel *logging* yang dimasukkan melalui dua buah roda-katrol. Roda katrol atas diikat dalam sebuah alat pengukur tegangan kabel. Di dalam truk *logging* terdapat alat penunjuk beban yang memperlihatkan tegangan kabel atau berat total alat. Roda katrol bawah di ikat dalam struktur menara bor dekat dengan mulut sumur. Setelah alat-alat *logging* disambungkan menjadi satu dilakukan juga pemeriksaan ulang dan kalibrasi sekali lagi agar yakin bahwa alat tersebut berfungsi dengan baik dan tidak terpengaruh oleh suhu tinggi atau lumpur. Alat *logging* lalu ditarik dengan kecepatan tetap dan dimulailah proses perekaman data. Untuk mengumpulkan semua data yang diperlukan, seringkali diadakan beberapa kali perekaman dengan kombinasi enam belas alat yang berbeda (Harsono, 1997). Sistem pengiriman data pada saat dilapangan dapat menggunakan jasa satelit atau telepon, sehingga data *log* dari lapangan dapat segera dikirimkan ke pusat komputer untuk diolah lebih lanjut.

Pelaksanaan *wireline logging* adalah kegiatan yang dilakukan dengan memasukkan alat yang disebut sonde ke dalam lubang pemboran hingga ke dasar lubang. Pencatatan dilakukan menggunakan menarik sonde tadi menurut dasar lubang hingga ke kedalaman yang diinginkan menggunakan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai Gambar 4. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva *log* vertikal yang sama dengan kedalamannya dan menggunakan skala tertentu sesuai dengan keperluan pemakainya.



Gambar 4. Operasi Kegiatan *Logging* (Mastoadji, 2007).

3.1.1 Peralatan *Logging*

Peralatan *logging* yaitu meliputi peralatan rekam, *winch*, *telescopic boom*, *probe*, *sonde*, dan lain-lain. Yang biasanya dipasang pada mobil observasi dan hasil yang diperoleh dari pengukuran kemudian direkam dalam *chart* dan data *digital* dalam satu waktu untuk analisa lebih lanjut. Berikut merupakan beberapa peralatan *logging* yaitu :

1. *Geophysical Logging* merupakan sebuah unit yang dipergunakan untuk mendeteksi lapisan batuan, setelah terlebih dulu dilakukan pemboran.
2. *Probe FGDC* merupakan serangkaian komponen elektronik yang dibungkus atau dilindungi oleh pipa *stainless steel* yang panjangnya 2,74 m dengan diameter 2,4 inch, dilengkapi dengan *Caliper arm*.

3. *Caliper arm* merupakan alat yang digunakan untuk mengukur besarnya diameter lubang. Dalam hal ini adalah lubang yang telah di bor. *Caliper arm* ini terbuat dari *stainless steel* dengan panjang 30 cm dan lebar 3 cm.
4. *Winch System* merupakan serangkaian yang terdiri dari kabel *sling* yang di dalamnya terdapat 4 kabel. Berfungsi untuk menurunkan dan menaikkan *probe* FGDC.
5. *Genset/Generator portable* merupakan mesin pembangkit listrik, yang berkapasitas 220 Volt. Untuk *input* yaitu 2,0 KVA dan 2,2 KVA untuk *output*.
6. *Tripod* merupakan serangkaian dari katrol dan 3 buah besi yang berfungsi sebagai penopang kabel *sling*.
7. *Speed control* merupakan alat elektronik yang berfungsi sebagai pengatur lajunya kecepatan kabel *sling* yang turun atau naik.
8. DB-9 atau kabel data merupakan suatu rangkaian kabel dan konektor, yang berfungsi sebagai alat komunikasi antara komputer dengan *Digital Data Logger* (DDL).

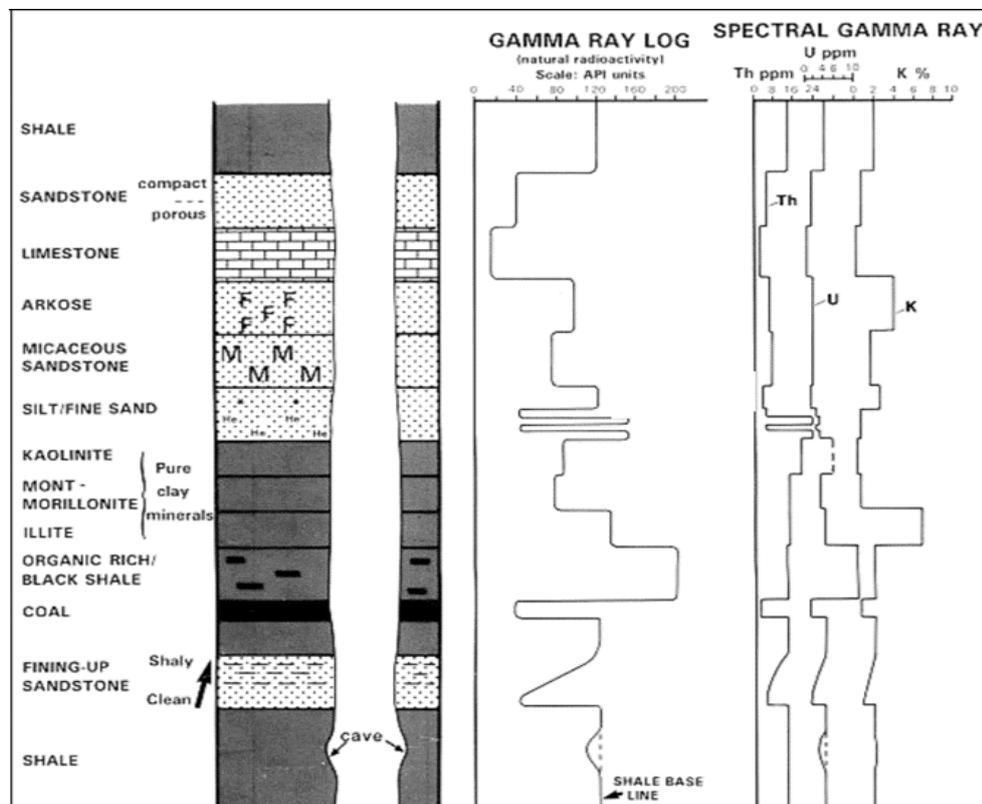
3.2 Jenis-Jenis Well Logging

Berikut merupakan beberapa jenis-jenis *well logging* yang dipakai pada penelitian ini yaitu:

3.2.1 Log Gamma Ray (GR)

Log gamma ray (GR) merupakan *log* yang memanfaatkan sinar *gamma* dalam perekaman, yaitu dengan memanfaatkan unsur-unsur radioaktif yang berada dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Prinsip *log gamma ray* (GR) yaitu perekaman radioaktivitas alami bumi. Radioaktivitas GR berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu *uranium* (U), *thorium* (Th), dan *potassium* (K) yang secara kontinu memancarkan GR pada bentuk pulsa-pulsa energi radiasi yang tinggi, sinar *gamma* ini mampu menembus batuan kemudian dideteksi oleh sensor sinar *gamma* yang umumnya berupa detektor sintilasi. Setiap GR

yang terdeteksi akan menyebabkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam merupakan jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (Harsono, 1997).



Gambar 5. Grafik Log Gamma Ray terhadap Respon Litologi (Rider, 2002).

Unsur radioaktif umumnya berada dalam *shale* dan sedikit sekali di dalam *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, batubara, *gypsum* dan lainnya. Oleh karena itu, *shale* akan memberikan respon kepada *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya. Sinar *gamma* sangat efektif dalam membedakan lapisan *permeable* dan *impermeable* karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat pada serpih yang *impermeable*, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang biasanya ditemukan pada lapisan *permeable*. Contoh rekaman *log gamma ray* yaitu seperti pada Gambar 5 dimana pada lapisan *permeable* (batuan pasir atau batuan karbonat) nilai bacaan *log GR* rendah sedangkan untuk lapisan *impermeable*

(serpih/*shale*) maka nilai *log GR* tinggi. Pada *log GR* kita juga mengenal istilah dengan yang dinamakan SGR. Sama seperti *GR log*, *spectral gamma ray log* mengukur radioaktivitas alami dari formasi (Schlumberger, 1989).

Prinsip kerja *log gamma ray* adalah mendeteksi arus yang ditimbulkan oleh ionisasi yang terjadi karena adanya interaksi pada sinar *gamma* dari formasi gas ideal yang terdapat pada tempat ionisasi yang ditempatkan pada *sonde*. Besarnya arus yang diberikan sebanding dengan intensitas sinar *gamma* yang bersangkutan. Didalam formasi hampir semua batuan sedimen mempunyai sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi pada mineral *clay* (Asquith dan Krygowski, 2004).

Dalam pelaksanaannya, pengukuran *log gamma ray* dilakukan dengan menurunkan instrumen *log gamma ray* kedalam lubang bor dan merekam radiasi sinar *gamma* untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval perekaman *gamma ray* secara vertikal sebesar 0,5 *feet*. Sinar *gamma* dapat menembus logam dan semen, maka *log gamma ray* dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dipasang *casing* ataupun telah dilakukan *cementing*. Walaupun terjadi atenuasi, sinar *gamma* karena *casing*, tetapi energinya masih cukup kuat untuk mengukur sifat radiasi *gamma* pada formasi batuan di sampingnya (Zain, 2011).

3.2.2 Log Resistivitas (Tahanan Jenis)

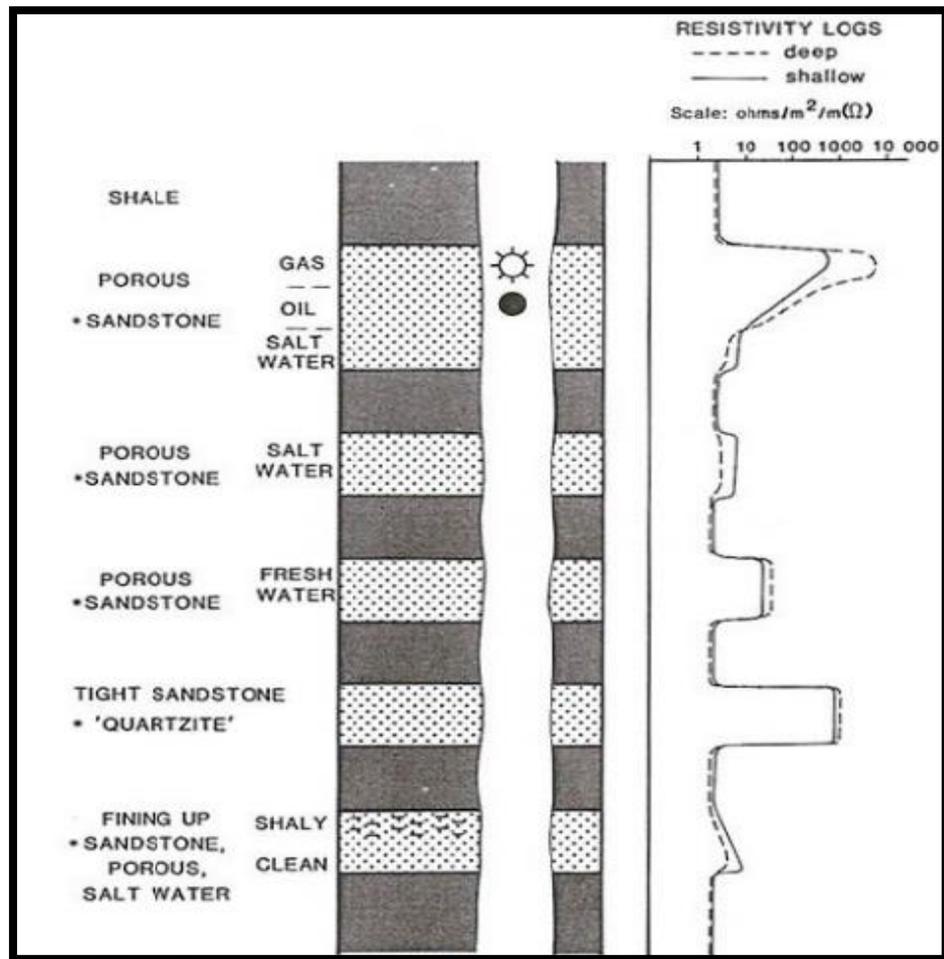
Log resistivitas adalah *log* yang mengukur resistivitas suatu formasi. Resistivitas formasi dapat diukur menggunakan induksi maupun elektroda seperti *Laterolog*, *microlog* dan *micro laterolog*. Kegunaan *log resistivitas* adalah untuk membedakan zona hidrokarbon dan air (Nukefi, 2007). Tahanan jenis dari formasi merupakan salah satu parameter yang penting untuk menentukan saturasi hidrokarbon. Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Thomas, 1984).

Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. *Log* resistivitas merupakan *log* elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona yang mengandung air ataupun hidrokarbon, zona permeabel dan zona berpori. Standar *log* resistivitas seperti *laterolog* dan *induction log* menggunakan gelombang elektromagnetik dengan frekuensi sekitar 35 sampai 20.000 Hz. Pada reservoir, nilai konduktivitas dipengaruhi oleh salinitas dan distribusi dari air formasi yang dikontrol oleh tipe porositas dan *wettability* dari formasi (Harsono, 1997).

Menurut Harsono (1997), resistivitas suatu formasi bergantung dalam resistivitas air, banyaknya kandungan fluida dan struktur geometri pori. Batuan dengan jenis permeabel memiliki resistivitas yang dipengaruhi jenis batuan dan fluida pengisi pori batuan. Berdasarkan jangkauan pengukuran, *log* resistivitas dapat dibedakan menjadi tiga macam yaitu:

1. *Lateral Log Shallow* (LLS) merupakan suatu pengukuran dengan jangkauan yang dangkal, hal tersebut untuk mengukur harga resistivitas daerah *flushed zone* (R_{xo}).
2. *Lateral Log Medium* (LLM) merupakan pengukuran dengan jangkauan sedang yang mana pengukuran ini untuk mengukur nilai resistivitas *transition zone*.
3. *Lateral Log Deep* (LLD) merupakan pengukuran dengan jangkauan paling dalam yang mana untuk mengukur nilai resistivitas formasi pada daerah *uninvaded zone*.

Resistivitas formasi batuan merupakan salah satu parameter utama dalam menentukan saturasi air (*water saturation*) yang berguna untuk mencari kandungan saturasi hidrokarbon.



Gambar 6. Grafik *Log Resistivitas* (Rider, 1996).

3.2.2 *Log Densitas*

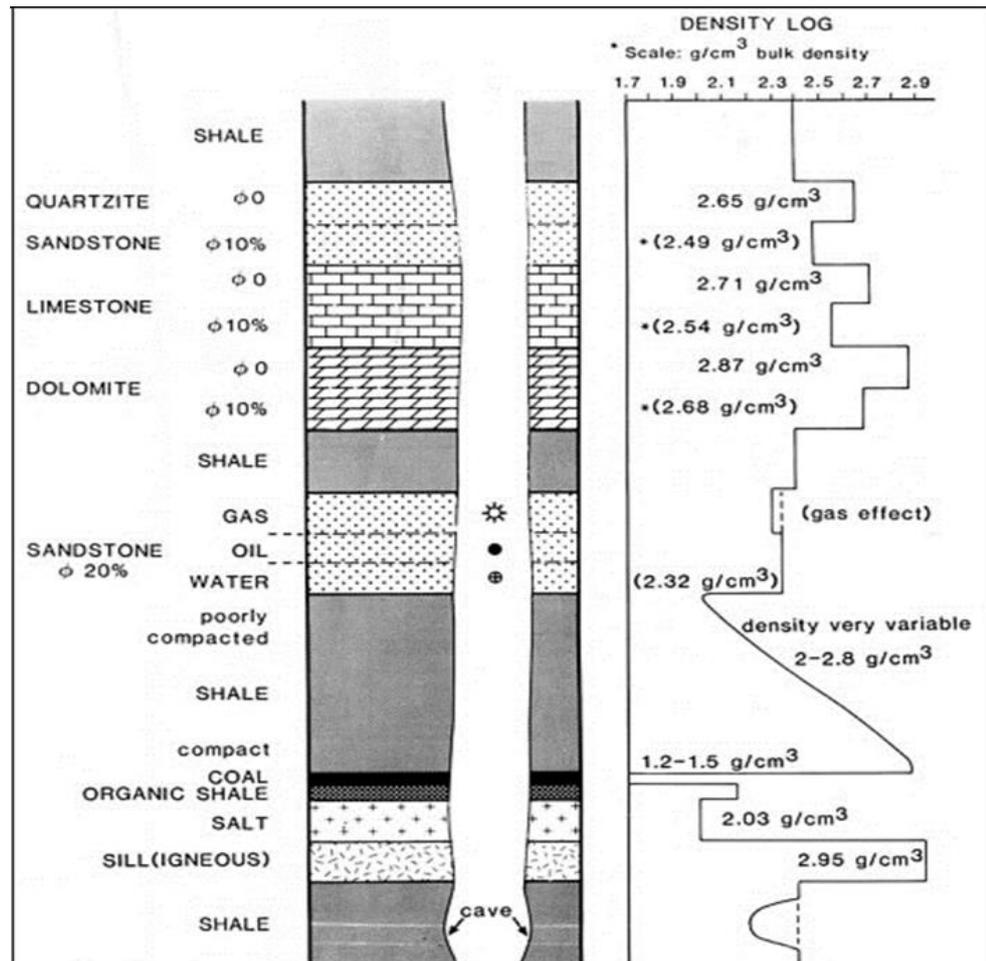
Log densitas digunakan bersama dengan *log neutron* untuk menentukan porositas batuan. Densitas yang diukur pada *log* ini adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori batuan atau disebut dengan *bulk density*. *Log densitas* merekam secara terus menerus dari *bulk density* formasi. Densitas yang diukur merupakan semua densitas dari batuan termasuk batubara. Secara geologi *bulk density* adalah fungsi dari densitas dari mineral-mineral pembentuk batuan (misalnya matriks) dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 1996).

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

Bulk density (ρ_b) merupakan indikator yang penting untuk menghitung porositas bila dikombinasikan dengan kurva *log* neutron, karena kurva *log* densitas ini akan menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya. Selain itu apabila *log* densitas dikombinasikan dengan *log* neutron, maka akan dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan hidrokarbon atau fluida yang terdapat di dalam formasi, menentukan besarnya densitas hidrokarbon (ρ_h) dan membantu dalam evaluasi lapisan *shaly*.

Volume batuan yang diidentifikasi dengan alat *log* densitas tergantung pada jarak antara sumber radioaktif dan detektor. Pada kasus batuan yang tidak memerlukan resolusi tinggi, lebih baik menggunakan jarak antara sumber dan detektor yang lumayan jauh yaitu *long spacing density tool* (Rider, 1996).

Respon *log* densitas sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 7.



Gambar 7. Grafik Log Densitas terhadap Respon Litologi (Rider, 1996).

Energi yang kembali setelah terjadi benturan akan diterima lagi oleh detektor yang memiliki jarak tertentu dengan sumbernya. Semakin lemah energi yang kembali maka akan menunjukkan semakin banyak elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin banyak atau padat butiran atau mineral penyusun batuan persatuan volume yang menjadi indikasi densitas dari batuan. Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari:

- Besarnya densitas matriks batuan.
- Besarnya porositas batuan.
- Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan.

3.2.4 Log Neutron

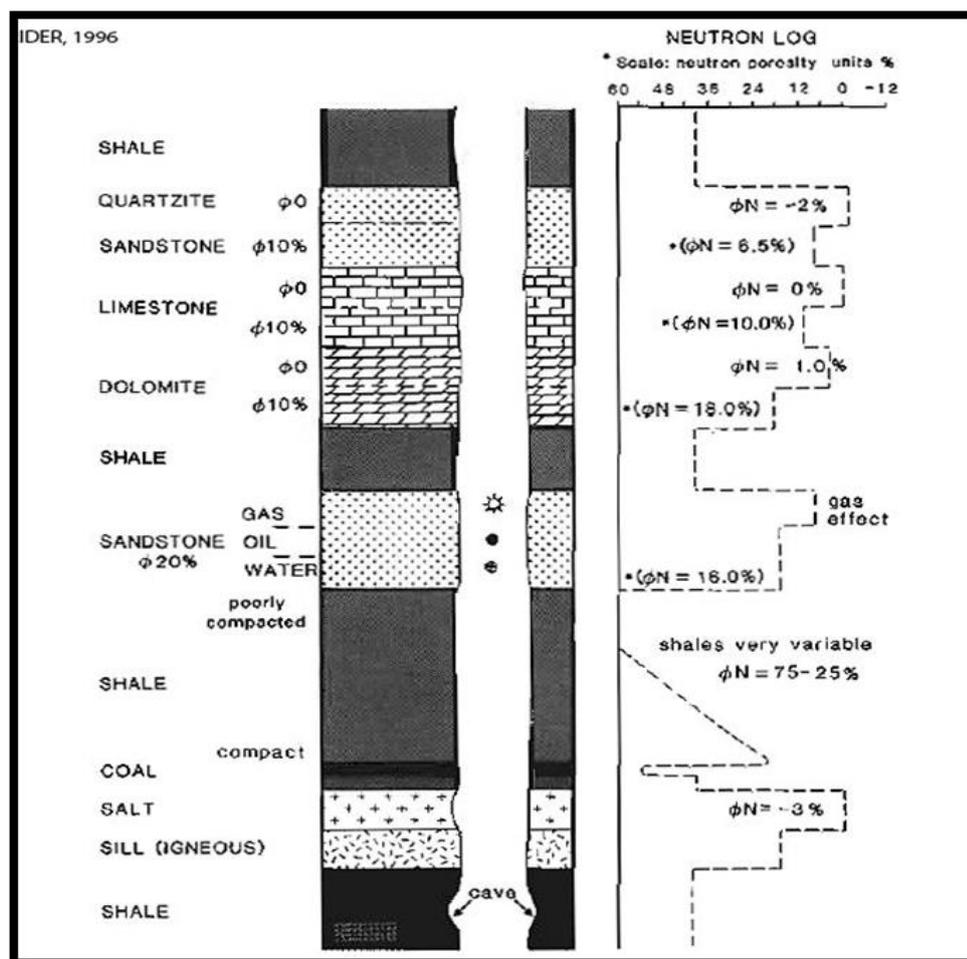
Log neutron merupakan *log* porositas yang mengukur jumlah ion hidrogen pada suatu formasi. *Log* neutron digunakan bersama dengan *log* densitas untuk mengukur porositas batuan. Apabila pori yang terisi oleh gas, maka neutron porositas yang terhitung akan lebih kecil. Hal ini karena gas memiliki jumlah ion hidrogen lebih sedikit dibandingkan dengan air maupun minyak. Gejala penurunan nilai neutron porositas ini disebut *gas effect* (Nukefi, 2007). Alat NPHI tidak mengukur volume pori secara langsung. Alat ini bekerja dengan memancarkan partikel-partikel neutron energi tinggi dari suatu sumber ke dalam formasi batuan. Partikel-partikel neutron ini akan bertumbukan dengan atom-atom pada batuan sehingga mengakibatkan tidak adanya energi dan kecepatan.

Selain *gas effect*, ada juga *shale effect* yang dapat mempengaruhi nilai neutron porositas. *Shale effect* adalah gejala kenaikan nilai neutron porositas yang terjadi akibat kandungan *shale*. Hal ini terjadi karena ion hidrogen pada struktur lempung dan air yang terikat dalam lempung ikut terhitung sebagai ion hidrogen seperti dalam pori (Nukefi, 2007). Fungsi dari *log* neutron, antara lain:

- Untuk menentukan porositas total.
- Untuk mendeteksi adanya formasi gas setelah dikombinasikan dengan *porosity tool*.
- Untuk menentukan korelasi batuan.

Kandungan air akan memperbesar harga porositas neutron. Jika pori-pori didominasi oleh minyak dan air harga porositas neutron kecil. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai *log* neutron kecil mendekati batuan sangat kompak (2 – 6%), karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil daripada minyak dan air. Batuan yang kompak dimana porositas mendekati nol akan menurunkan harga neutron. Lapisan serpih mempunyai porositas besar antara 30 – 50% dalam kurva *log*,

tetapi permeabilitas mendekati nol. Pengaruh serpih dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron. Kandungan air asin atau air tawar dalam batuan akan memperbesar harga porositas neutron. Kurva *log* neutron ini tidak dapat untuk korelasi karena tidak mewakili litologi suatu batuan di bawah ini.



Gambar 8. Respon *Log* Neutron terhadap batuan (Rider, 1996).

3.3 Sifat-sifat Fisik Batuan Reservoir

Sifat-sifat batuan yang penting dalam analisis *log* adalah porositas, saturasi air dan permeabilitas. Porositas dan saturasi air digunakan dalam perhitungan *initial hydrocarbon in place*, sedangkan permeabilitas digunakan dalam menentukan kelajuan dari aliran fluida (Harsono, 1997).

3.3.1 Volume Shale (V_{shale})

Shale mengidentifikasi batuan berbutir halus yaitu batupasir sangat halus, batulanau dan batulempung. Volume *shale* (V_{shale}) pada reservoir mempresentasikan kualitas suatu reservoir. Nilai V_{shale} yang kecil menunjukkan semakin bersih suatu reservoir sehingga memudahkan fluida untuk bergerak mengisi dalam pori-pori demikian sebaliknya. Perhitungan V_{shale} pada penelitian ini menggunakan *log Gamma Ray* (GR). V_{shale} dari log GR dengan cara menentukan garis minimum (*sand baseline*) dan garis maksimum (*shale baseline*) dari nilai GR pada masing-masing interval kedalaman (Utomo dkk., 2019).

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{Min}}{GR_{Max} - GR_{Min}} \quad (1)$$

Persamaan volume *shale* terbagi beberapa yaitu:

1. *Larionov Tertiary* digunakan untuk batuan tersier. Batuan *larionov* digunakan untuk mengkalibrasi jumlah kandungan serpih nilai *log gamma ray* dengan difraksi sinar x.

$$V_{shale} = 0,083 \times ((2^{3,7 \times IGR}) - 1) \quad (2)$$

2. *Larionov Old Rock* digunakan untuk batuan yang berumur tua

$$V_{shale} = 0,33 \times ((2^{3,7 \times IGR}) - 1) \quad (3)$$

Keterangan:

GRlog	= Nilai GR pada lapisan yang akan dihitung
GRmin	= Nilai minimal log GR (<i>non-shale zone</i>)
GRmax	= Nilai maksimal log GR (<i>shale zone</i>)
I_{GR}	= Indeks <i>Gamma Ray</i>

Dalam menggunakan metode perhitungan volume serpih harus berdasarkan kondisi batuan interval yang divalidasi dengan data pengeboran, sehingga dapat memperoleh nilai serpih yang sesuai dengan kondisi batuan bawah permukaan, hal tersebut dilakukan dikarenakan hasil perhitungan volume serpih akan mempengaruhi perhitungan parameter fisik batuan lainnya.

3.3.2 Porositas (ϕ)

Porositas adalah bagian dari volume total batuan yang berpori. Besarnya porositas dari suatu formasi tergantung pada ukuran, bentuk butiran dan distribusi butiran (sortasi). Sortasi merupakan pemilihan ukuran butir yang bila semakin besar butir maka porositas akan semakin besar. Ada beberapa alat yang dapat digunakan menentukan porositas yaitu *log* neutron, *log* densitas, dan *log* sonik (Harsono, 1997).

Porositas berdasarkan proses geologinya diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer merupakan porositas yang terjadi bersamaan atau segera setelah proses pengendapan batuan. Jenis batuan sedimen yang mempunyai porositas primer adalah batuan konglomerat, batu pasir dan karbonat. Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan.

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen (Levorsen, 1954). Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen. Ada beberapa alat untuk menentukan porositas yaitu *log* neutron, *log* densitas (semua formasi, tapi pada prinsipnya bekerja pada batuan yang kurang kompak dan batuan *shaly*), dan *log sonic* (dalam batuan keras dan *consolidated* atau kompak).

Menurut Koesoemadinata (1980) porositas dapat dibedakan sebagai berikut:

- Porositas Primer

Porositas primer adalah porositas yang terjadi pada waktu pengendapan batuan, dimana besar kecilnya porositas tersebut sangat dipengaruhi oleh susunan butiran, bentuk atau kebundaran butiran, kompaksi dan sedimentasi.

- Porositas Sekunder

Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi oleh adanya proses geologi setelah terjadinya pengendapan batuan, proses pembentukan porositas tersebut antara lain karena pelarutan, retakan dan rekahan.

Ada 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif.

Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut :

$$\text{Porositas Absolut } (\phi) = \frac{(\text{Volume Pori-Pori Total})}{(\text{Volume Total Batuan})} \times 100\% \quad (4)$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai :

$$\text{Porositas Efektif } (\phi_e) = \frac{(\text{Volume Pori-Pori Berhubungan})}{(\text{Volume Total Batuan})} \times 100\% \quad (5)$$

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

1. Porositas Densitas (ϕ_D)

Dalam menentukan porositas batuan dipengaruhi oleh litologi kandungan fluida batuan. Porositas dari *log* densitas dinotasikan dengan (ϕ_D) yang mempunyai harga sesuai dengan persamaan berikut.

$$\phi_D = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad (6)$$

Koreksi porositas densitas (ϕ_{DC})

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

Porositas Densitas Shale (ϕ_{Dsh})

$$\phi_{Dsh} = (\rho_{ma} - \rho_{sh}) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad (8)$$

Keterangan:

ϕ_D	: Porositas Densitas
ϕ_{DC}	: Koreksi Porositas Densitas
ρ_{ma}	: Densitas Matriks Batuan
ρ_b	: Densitas Matriks Batuan Dari Pembacaan <i>Log</i>
ρ_f	: Densitas Fluida Batuan
ϕ_{Dsh}	: Porositas Densitas <i>Shale</i>
V_{shale}	: Volume <i>Shale</i>

Tabel 2. Densitas matriks dan fluida dari batuan (Asquith, 2004).

Litologi	Fluida	ρ_{ma} (kg/m ³)	ρ_f (kg/m ³)
<i>Sandstone</i>	-	2,644	-
<i>Limestone</i>	-	2,71	-
<i>Dolomite</i>	-	2,877	-
-	<i>Fresh Water Mud</i>	-	1
-	<i>Salt Water Mud</i>	-	1,15
-	<i>Oil Mud</i>	-	900

2. Porositas Neutron (ϕ_N)

Log neutron merupakan *log* porositas yang mengukur konsentrasi ion hidrogen pada formasi. Ketika pori terisi dengan gas bukan minyak atau air, maka nilai porositas neutron akan rendah. Hal ini terjadi karena konsentrasi hidrogen pada gas lebih sedikit daripada minyak maupun air. Nilai porositas neutron rendah yang disebabkan karena gas ini disebut *gas effect* (Nukefi, 2007).

Nilai porositas yang dapat ditentukan dari *log* neutron berupa porositas total dengan persamaan sebagai berikut.

Koreksi porositas neutron

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

Keterangan:

ϕ_N : Porositas Neutron (dibaca langsung dari kurva *log*)

ϕ_{NC} : Koreksi Porositas Neutron

ϕ_{Nsh} : Porositas Neutron *Shale*

V_{shale} : Volume *Shale*

Pada dasarnya perbedaan dari kedua jenis porositas tersebut hanyalah untuk mempermudah dalam mengidentifikasi jenis porositas. Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir adalah seperti yang terlihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1978).

Persentase Porositas	Keterangan
0% - 5%	Diabaikan
5% - 10%	Buruk
10% - 15%	Cukup
15% - 20%	Baik
20% - 25%	Sangat Baik
>25%	Istimewa

Nilai porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data sumur, yaitu dari data *log* densitas, *log* neutron, dan *log* kecepatan. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik.

Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya. Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi) proses diagenesa dan kandungan semen, kedalaman dan tekanan. Porositas didefinisikan sebagai persentase ruang pori dalam volume total batuan. Ruang pori sendiri diartikan sebagai ruang dalam tubuh batuan yang tidak diisi oleh zat padat.

Dengan demikian, porositas yang dimaksud di atas adalah ruang pori total, bukan ruang pori efektif. Ruang pori total mencakup semua ruang yang tidak terisi oleh zat padat, baik ruang yang berhubungan maupun ruang yang tidak berhubungan. Ruang pori efektif adalah ruang-ruang pori yang berhubungan satu sama lain (Koesoemadinata, 1980). Pada suatu batuan, besarnya porositas tergantung pada pemilahan ukuran butir dan tidak selalu mutlak pada ukuran butir. Jika suatu batuan memiliki pemilahan yang baik dimana besar butirnya seragam maka batuan tersebut akan memiliki porositas yang lebih baik dibandingkan dengan batuan yang ukuran butirnya bervariasi.

Adapun porositas memiliki rentang nilai antara 1-0, di mana semakin rapat suatu formasi maka akan memiliki porositas yang semakin kecil. Terdapat 2 jenis porositas, yaitu:

a. Porositas Total

Porositas total merupakan perbandingan keseluruhan ruang kosong yang ada di dalam batuan terhadap total volume batuan.

$$\phi_{tot} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (10)$$

b. Porositas efektif

Porositas efektif merupakan porositas yang dapat dilalui oleh fluida, dan tidak termasuk porositas yang tidak berhubungan satu sama lain. Untuk dapat menentukan porositas dari suatu formasi dapat digunakan *log* porositas, antara lain : *log sonic*, *log RHOB*, dan *log NPHI*.

$$\Phi_{eff} = \sqrt{\frac{\Phi_{Nc^2} + \Phi_{Dc^2}}{2}} \quad (11)$$

3.3.3 Resistivitas Air (R_w)

Sebelum melakukan perhitungan *water saturation*, diperlukan nilai resistivitas (R_w) tiap formasi. Ada dua cara untuk mendapatkan nilai R_w , yaitu:

1. Metode *sample water analysis*.
2. Metode *pickett plot*.

Zona yang memiliki air mempunyai nilai resistivitas paling rendah dibandingkan minyak dan gas, selain itu zona reservoir dapat diketahui dengan adanya persilangan (*crossover*) antara *log NPHI* dan *log RHOB*, yang mana *log NPHI* lebih rendah dibandingkan dengan *log NPHI*. Semakin lebar *crossover* maka dapat diidentifikasi sebagai gas, sementara separasi yang dimiliki kecil dapat diidentifikasi sebagai air.

3.3.4 Saturasi Air (S_w)

Saturasi atau biasa dikenal sebagai kejenuhan air ini adalah perbandingan kuantitas volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas keseluruhan batuan (Harsono, 1997). Tujuan menentukan kejenuhan air ini adalah untuk mengidentifikasi zona yang mengandung hidrokarbon, jika fluida terkandung pada pori-pori batuan hanya air maka nilai S_w sama dengan satu, tetapi apabila yang terkandung pada

pori-pori batuan adalah fluida hidrokarbon maka nilai S_w akan lebih kecil dari satu. Terdapat beberapa metode atau model saturasi yang digunakan sesuai dengan kondisi lingkungan pengendapan, kandungan lempung, dan litologi target reservoir diantaranya Archie dan Simandoux (Harsono, 1997).

Archie menyusun persamaannya yang kemudian kita kenal dengan *Archie* formula:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad (12)$$

Rumus ini dipakai sebagai dasar interpretasi data *log* sampai sekarang. Persamaan Archie tersebut biasanya digunakan pada *clean sand formation*. Dari persamaan Archie tersebut, diturunkan menjadi beberapa persamaan yang cocok digunakan pada *shaly sand formation*, antara lain:

Simandoux Equation:

$$S_w^c = \frac{a \cdot R_w}{2 \cdot \phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{shale}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \phi^m}{a \cdot R_w \cdot R_t} - \frac{V_{shale}}{R_{sh}}} \right] \quad (13)$$

Dimana:

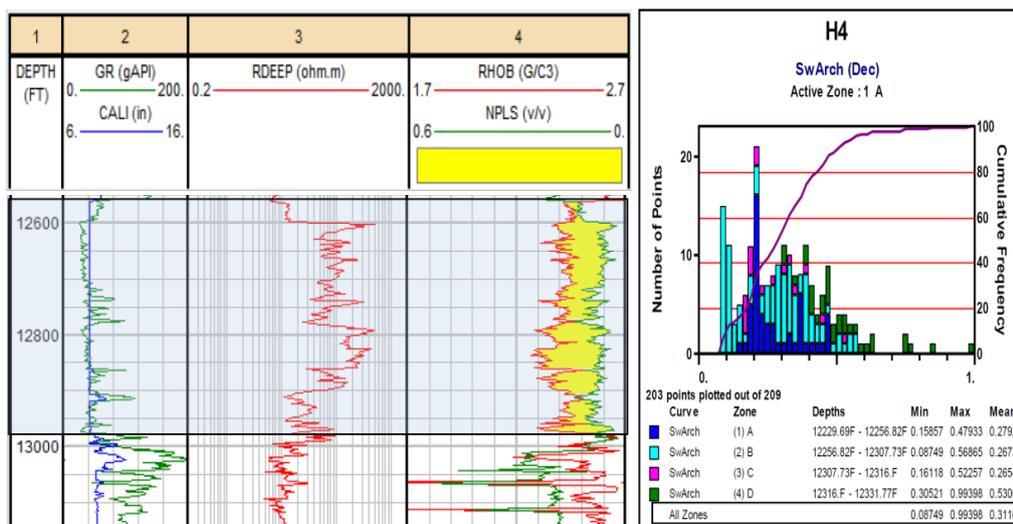
- S_w = Saturasi air formasi (%)
- m = Faktor Sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2, 2,15)
- a = Faktor Tortuosity (batugamping = 1; batupasir = 0,62)
- n = Eksponen Saturasi (1,8 – 2,5, umumnya 2,0)
- ϕ = Porositas Efektif (%)
- R_w = Resistivitas air formasi (Ωm)
- R_t = Resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas (Ωm)
- R_{sh} = Resistivitas pada *shale* (Ωm)
- C = Untuk batupasir 0,4 dan untuk batugamping 0,45

Menurut Adim tahun 1991, penentuan jenis kandungan di dalam reservoir (gas, minyak dan air) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi (S_w) dalam hasil batasan umum harga S_w untuk lapangan yang belum dikenal dimana rentang nilai S_w adalah sebagai berikut:

Tabel 4. Interpretasi Saturasi Fluida hasil data lab (Adim, 1991).

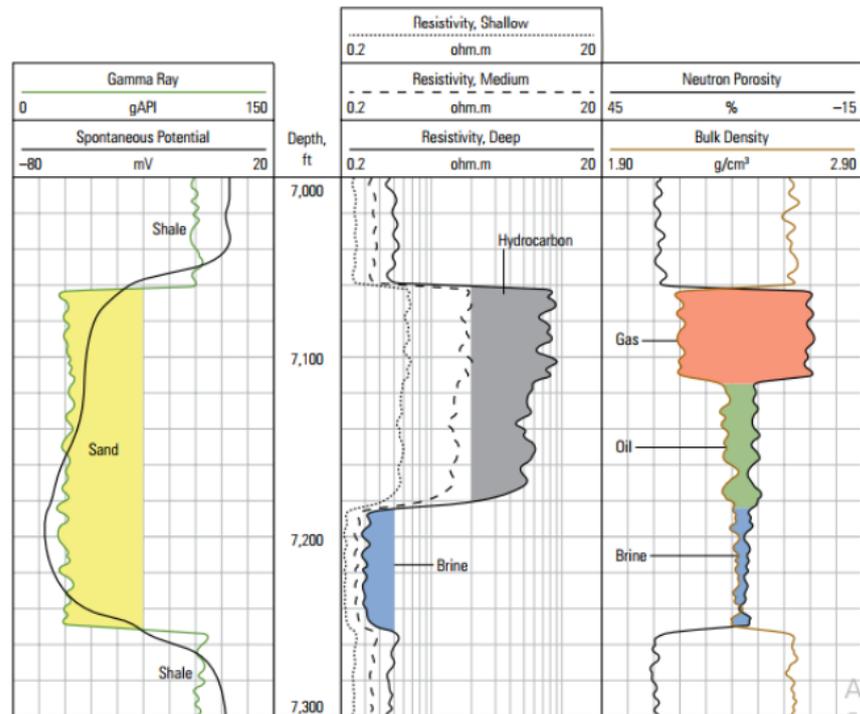
So Rata-rata	Sw Rata-rata	Perkiraan Jenis Reservoir
< 3%	< 50%	Res. Gas
2 - 5%	< 60%	Res. Minyak + gas
> 5%	< 50 - 70%	Res. Minyak
< 1%	> 70 - 75%	Res. Air

Untuk menguatkan dari pernyataan (Adim, 1991), literatur pertama menggunakan penelitian (Putri, 2017), untuk mendukung pernyataan Adim, 1991. Terlihat pada Gambar 10 untuk *log gamma ray* yang terekam cenderung rendah dan memberi arti bahwa zona tersebut adalah permeable, dengan perekaman *log resistivitas* tinggi dan adanya separasi antara *log neutron porosity* dan *rho bulk* yang besar. Nilai saturasi air yang terukur ialah 27% dengan kandungan fluida gas.

**Gambar 9.** Interpretasi kuantitatif menghitung saturasi air (Putri, 2017).

Pada Gambar 10 dibawah ini, menunjukkan serangkaian pengukuran *logging* mencakup kurva *log SP*, *log GR*, *log resistivitas*, *log neutron*, dan *log densitas*. Respon *log gamma ray* membedakan nilai *log gamma ray* pasir yang rendah dari nilai serpih yang lebih tinggi. Kurva *log spontaneous potential* umumnya mirip dengan *log gamma ray*. Kolom berikutnya, yang

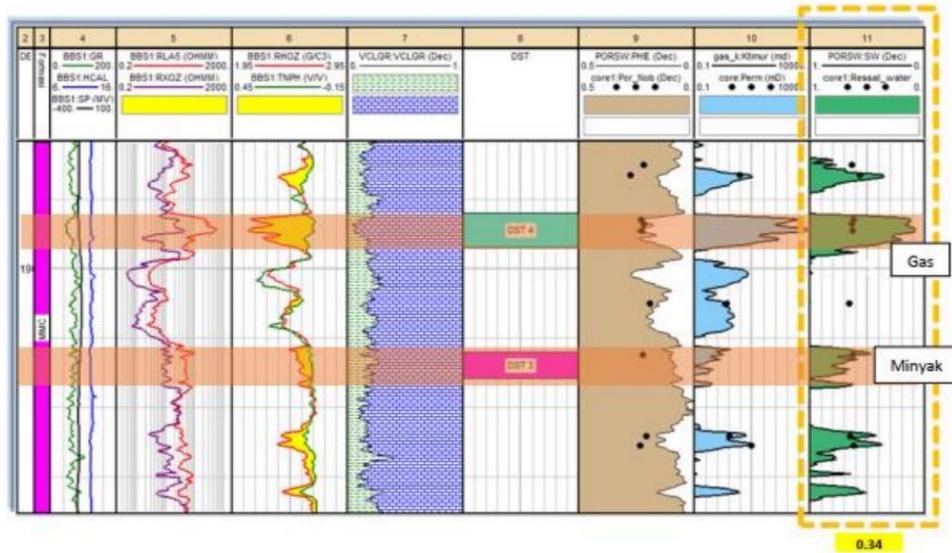
disebut trek kedalaman, menunjukkan kedalaman dimana pengukuran dilakukan. Pada pengukuran *log* resistivitas terlihat lebih tinggi di zona hidrokarbon dari pada di zona jenuh air di bagian bawah pasir. Baik *neutron porosity* dan *bulk density* memberikan ukuran porositas. Dalam zona *hydrocarbon-bearing zone*, pemisahan kurva bervariasi tergantung pada jenis cairan yang ditemui. Dalam gambar tersebut, pengisi fluida gas memperlihatkan nilai resistivitas yang tinggi dengan defleksi ke kanan dengan separasi *neutron porosity* dan *bulk density* yang besar. Sedangkan untuk pengisi fluida minyak memperlihatkan nilai resistivitas yang tinggi dengan defleksi ke kanan dengan separasi *neutron porosity* dan *bulk density* yang sedang.



Gambar 10. Interpretasi Kualitatif Zona Reservoar (Varhaug, 2016).

Pada Gambar 11 merupakan penelitian Malinda (2018), terlihat bahwa zona yang mengandung fluida gas mempunyai separasi antara *log* neutron dan *rho bulk* yang besar dan hasil saturasi air yang rendah

dengan defleksi ke kiri. Sedangkan zona yang mengandung minyak fluida minyak yang mempunyai separasi *log* neutron dan *rho bulk* yang sedang serta dihasilkan saturasi air yang menengah.



Gambar 11. Interpretasi kuantitatif menghitung saturasi air (Malinda dkk., 2018).

Dari sumber literatur antara Adim (1991), Putri (2017), Varhaug (2016) dan Malinda dkk., (2018) memiliki keterkaitan satu sama lain yang membuat teori tersebut digunakan dalam penelitian ini untuk mendukung pencarian zona reservoir pada sumur.

4.2 Perangkat Lunak

Adapun perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. *Software Techlog*

Software Techlog untuk melakukan interpretasi dasar dan lanjutan pada data sumur. Untuk melakukan analisis petrofisika dengan menggambarkan *log* sumur.

2. *Software Arcgis 10.3*

Penelitian ini menggunakan Arcgis untuk membuat peta geologi regional daerah penelitian.

3. *Microsoft Word 2016 dan Excel 2016*

Microsoft Word 2016 digunakan dalam pembuatan laporan dan *Microsoft Excel 2016* digunakan untuk perhitungan.

4.3 Data Penelitian

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Data sumur (.Las)

Penelitian ini menggunakan 4 data sumur yaitu R1, R2, R4, dan R5 yang terletak di Cekungan Sumatera Selatan. Dengan *log* yang dipakai adalah *log gamma ray*, *log resistivitas*, *log neutron porosity*, dan *log densitas*.

Tabel 6. Data *log* pada sumur penelitian

Well	GR	LLD	RHOB	NPHI
R1	√	√	√	√
R2	√	√	√	√
R4	√	√	√	√
R5	√	√	√	√

2. Peta lokasi penelitian, peta geologi, dan stratigrafi regional daerah penelitian

4.4 Prosedur Penelitian

Dalam penelitian ini, prosedur untuk melaksanakan penelitian dibagi menjadi 3 bagian yaitu :

4.4.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahapan awal untuk mengumpulkan data yang berkaitan dengan penelitian yaitu seperti tinjauan pustaka dan teori dasar yang dapat memudahkan dalam penelitian.

4.4.2 Persiapan dan Pengumpulan Data

Tahapan ini merupakan tahapan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dalam melakukan penelitian ini. Data yang digunakan dalam penelitian ini ialah berupa data *log* sumur (.LAS).

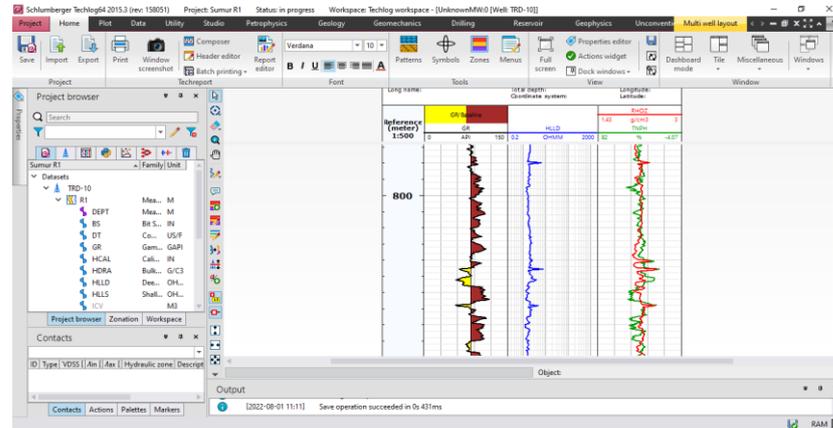
4.4.3 Pengolahan Data

Pada penelitian ini, data yang digunakan berupa data *log* dari sumur R1, R2, R4 dan R5 pada cekungan Sumatera Selatan. Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan *software* Techlog. Data hasil rekaman pada setiap sumur dilakukan interpretasi secara kualitatif dan kuantitatif sehingga diperoleh hasil parameter-parameter petrofisika seperti porositas, kandungan shale dan saturasi air untuk zona reservoir dari masing-masing sumur. Tahapan pengolahan data, dilakukan dari mulai input data berformat .Las yang berisi data *log*, hingga analisa kuantitatif dari parameter-parameter petrofisika.

4.4.3.1 Input Data

Pada tahap proses *loading* data awal dilakukan dengan membuat *project* baru yang akan digunakan untuk pengolahan data *well log*, setelah dibuat *project* baru kemudian klik *import* data, selanjutnya *load to the import buffer*. Lalu, pilih *datasets* kemudian *import* ke *project browser*.

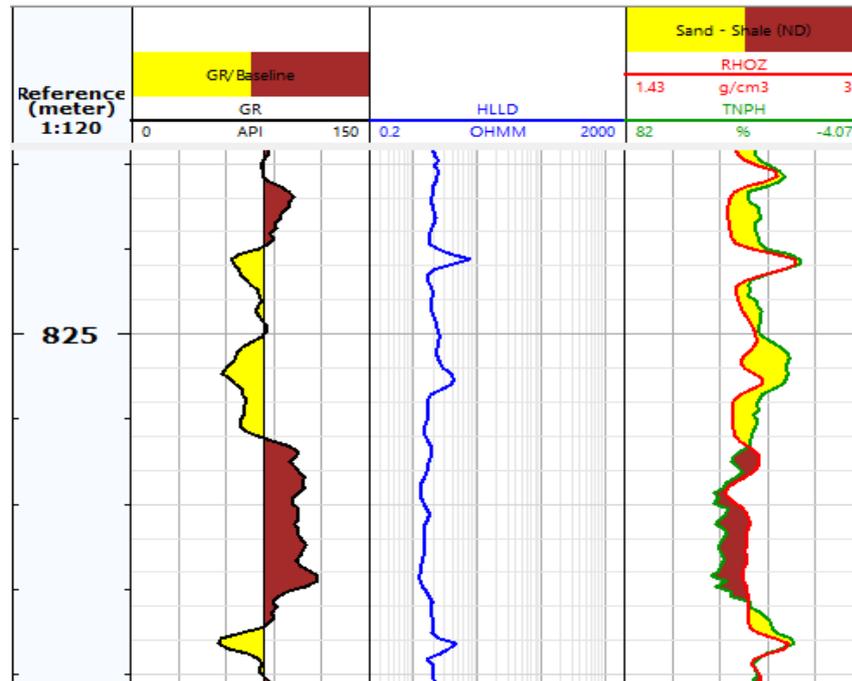
Setelah data sumur dimasukkan, tampilkan *log* dengan memilih menu menu *plot* lalu klik *log view*. Kemudian *edit main families*, skala, dan warna masing-masing *log* pada menu data, *families database* kemudian akan terlihat seperti pada gambar di bawah ini.



Gambar 12. Triple Combo pada software Techlog

4.4.2 Analisa Kualitatif

Data *log* yang dimiliki masing-masing sumur yaitu *log gamma ray*, *log resistivitas*, *log densitas*, *log neutron* pengolahan dilakukan menggunakan *software techlog* yang kemudian dibuat *triple combo* dengan memanfaatkan keempat jenis *log* diatas dan selanjutnya menentukan lapisan reservoir yang mana ciri-cirinya ialah memiliki nilai *gamma ray* yang relatif rendah, untuk nilai resistivitas dapat menentukan jenis fluida di dalamnya. Selanjutnya harus terdapat separasi antara *log neutron* dan *log densitas*. Yang mana jika syarat diatas sudah terpenuhi maka ada zona tersebut diperkirakan merupakan lapisan prospek.



Gambar 13. *Triple Combo*

Hasil pengolahan tersebut kemudian dijadikan sebagai bahan untuk analisa kualitatif dengan tujuan untuk menentukan zona permeabel dan non permeabel, zona potensi hidrokarbon, fluida pengisi hidrokarbon dan litologi secara kualitatif.

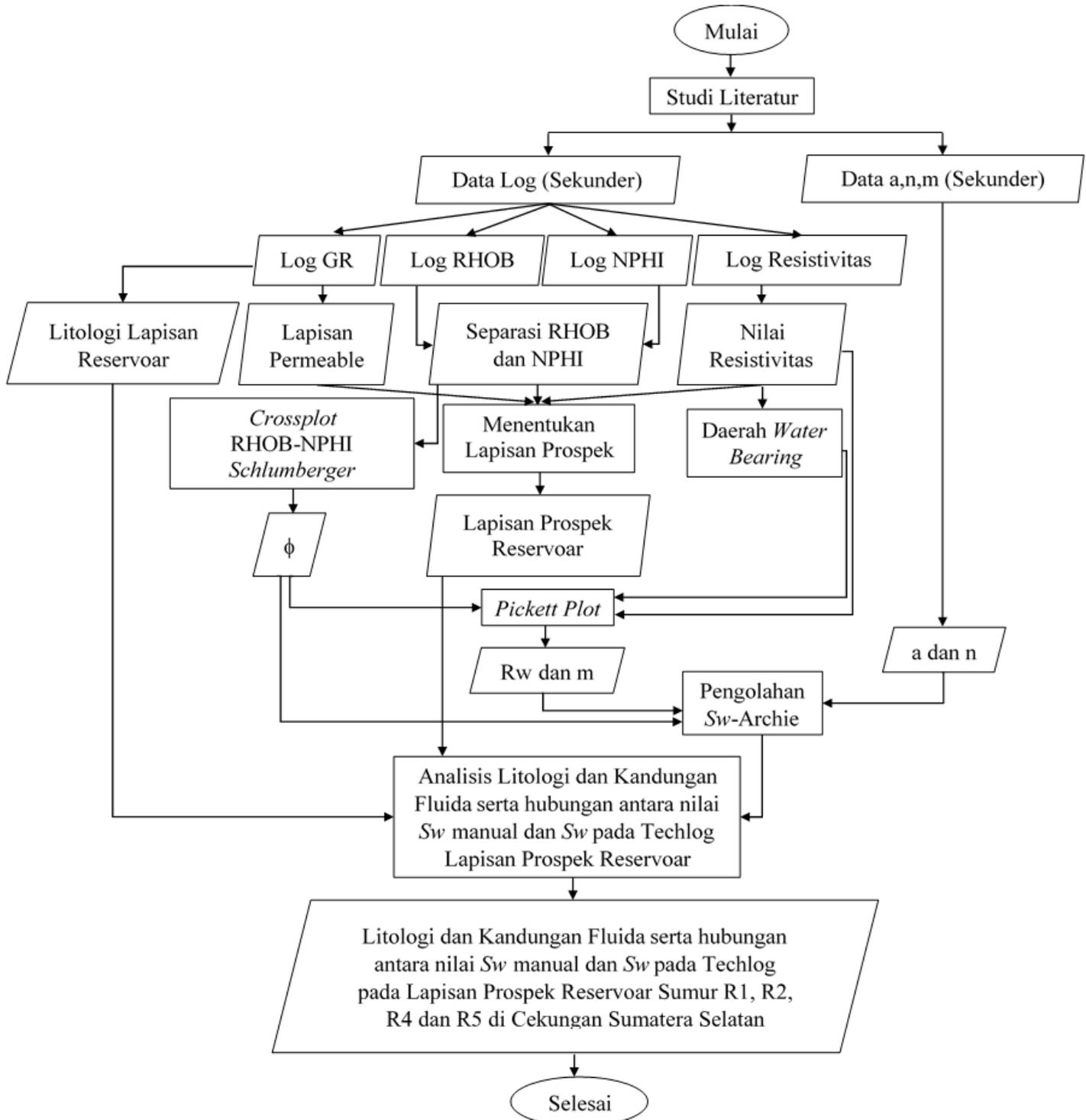
4.4.3 Analisa Kuantitatif

Selanjutnya dilakukan perhitungan volume *shale* (V_{shale}). Selanjutnya dilakukan perhitungan resistivitas air formasi (R_w) yang dimana pada penelitian ini menggunakan metode *pickett plot*. Proses dimulai dengan menentukan zona *water bearing* dimana zona ini ditandai dengan memiliki nilai *gamma ray* yang rendah, lalu resistivitas rendah. Dari zona ini diambil beberapa titik sampel yang akan digunakan pada tahap selanjutnya. Selanjutnya, dilakukan koreksi terhadap nilai porositas yang dilakukan dengan melakukan *ploting* terhadap *chart schlumberger* yang akan mendapatkan jenis litologi dan juga nilai dari porositas terkoreksi. Nilai porositas ini selanjutnya akan di *plot* dalam *pickett plot*

bersamaan dengan nilai resistivitas dari titik sampel awal tersebut. Hasil dari *pickett plot* ini akan menunjukkan nilai resistivitas air formasi. Lalu dilakukan perhitungan saturasi air.

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir pada Tugas Akhir akan ditunjukkan pada Gambar 14 dibawah ini.



Gambar 14. Diagram Alir Penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil interpretasi kualitatif pada sumur R1 diperoleh lapisan prospek reservoir sebanyak 7 lapisan reservoir, lalu pada sumur R2 diperoleh lapisan prospek reservoir sebanyak 7 lapisan reservoir, selanjutnya pada sumur R4 diperoleh lapisan prospek reservoir sebanyak 10 lapisan reservoir, dan pada sumur R5 diperoleh lapisan prospek reservoir sebanyak 7 lapisan reservoir dan rata-rata kedalaman lapisan prospek pada setiap sumur yaitu 1001,09 meter dan untuk ketebalan rata-rata pada setiap sumur yaitu 6,32 meter.
2. Berdasarkan hasil interpretasi kualitatif yang dilihat dari kurva *gamma ray* pada setiap lapisan prospek pada sumur R1, R2, R4 dan R5 didominasi dengan litologi batupasir karbonat.
3. Berdasarkan hasil perhitungan S_w pada lapisan prospek sumur R1 didominasi dengan jenis kandungan fluida yaitu minyak dengan nilai S_w yaitu berkisar 45-73%. Selanjutnya pada lapisan prospek sumur R2 didominasi dengan jenis kandungan fluida yaitu minyak dengan nilai S_w yaitu berkisar 42-70%. Lalu pada lapisan prospek sumur R4 didominasi dengan jenis kandungan fluida yaitu minyak dengan nilai S_w yaitu berkisar 38-71%. Dan pada lapisan prospek sumur R5 didominasi dengan jenis kandungan fluida yaitu air dengan nilai S_w yaitu berkisar 33-75%. Selanjutnya, hubungan antara perhitungan nilai S_w manual dengan nilai S_w pada *software* Techlog diperkirakan korelasinya dari kuat hingga sangat kuat.

6.2 Saran

Adapun saran pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan ini sebaiknya menambahkan data *core*. Karena data *core* mewakili kondisi batuan sebenarnya dan lebih akurat jika dibandingkan dengan data *log* dan juga data *core* digunakan untuk melakukan validasi nilai hasil perhitungan analisis petrofisik terhadap data *log*.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. 1991. *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir, Volume 1*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral, Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi "LEMIGAS", Jakarta.
- Anugrah, P.A. 2015. *Evaluasi Formasi Bekasap dan Bangko pada Lapangan Mandala di Cekungan Sumatera Tengah dengan Metode Deterministik*. Skripsi. Jakarta: Universitas Indonesia
- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto, K. dan Ramadhan, A. 2018. Analisis Petrofisika Dan Penyebab Low Resistivity Reservoir Zone Berdasarkan Data Log, Sem, Xrd Dan Petrografi Pada Lapangan X Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 4, No. 2.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis*. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologist.
- Blake. 1989. The Geological Regional and Tectonic of South Sumatera Basins. *Proceeding Indonesia Petroleum Association 11th Annual Convention*.
- Bishop, G.M. 2001. South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar Cenozoic Total Petroleum System. *USGS. Open File Report 99-50-S*, p. 22.
- Catuneanu, O. 2006. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Amsterdam, Netherlands: Elsevier.
- Courteney, T.H. 1990. *Mechanical Behavior of Materials*. Singapore: McGraw.Hill.
- Darman, H. dan Sidi, F. H. 2000. *An Outline of the Geology of Indonesia*. Jakarta: Publikasi Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
- De Coster G.L. 1974, The Geology of the Central and South Sumatra Basins. *In proceedings Indonesian Petroleum Association*. Third Annual Conbention, Jakarta, pp 77-110.

- Dewanto, O. 2009. *Well Logging*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dwiyono, I.F. dan Winardi, S. 2014. Kompilasi Metode Water Saturation Dalam Evaluasi Formasi. *Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7*.
- Ginger, D. dan Fielding, K. 2005. *The Petroleum and Future Potential of The South Sumatra Basin*. Indonesian Petroleum Association.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi Dan Aplikasi Log*. Edisi Revisi-8 Mei, Schlumberger Oil Services. Indonesia.
- Heidrick, T.L. dan Aulia, K. 1993. A structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. Indonesia Petroleum Association. *Proceeding 22th Annual Convention*. Jakarta. Vol. 1, p. 285-316
- Koesoemadinata, R.P. 1978. *Geologi Minyak Bumi*. Bandung: Penerbit ITB.
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*: Edisi 1-2. Jurusan Teknik Geologi ITB. Bandung
- Levorsen, A.I. 1954. *Geology Of Petroleum*. San Fransisco. W.H. Freeman & Company.
- Malinda, D. A., Dewanto, O., dan Karyanto. 2018. Analisis Petrofisika Dalam Penentuan Zona Prospek Dan Estimasi Cadangan Hidrokarbon Pada Sumur DMA-01 Dan DMA-04 Lapisan-9 Formasi "DMA" Cekungan "X". *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 2, No.17.
- Mangga, S.A., Santoso, S. dan Herman, B. 1993. *Peta Geologi Lembar Jambi Sumatera*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung, Jawa Barat.
- Mastoadji, E. 2007. *Basic Well Log Interpretation*. Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- Nukefi, A. 2007. *Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat*. Skripsi. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- PERTAMINA BPPKA. 1997. *Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods and Application*. Volume XI, Kutai Basin. p. 134.

- Putri, H.L. 2017. *Analisis Petrofisika Dan Karakterisasi Reservoir Migas Berdasarkan Data Log Dan Data Core Pada Sumur H2, H4, H5, Dan H6 Lapangan HLP Cekungan Bintuni, Papua Barat*. Skripsi. Bandar Lampung: Universitas Lampung.
- Pulunggono, A., Agus, H. S. dan Kosuma, C. G. 1992. Pre-Tertiary and Tertiary fault systems as a framework of the South Sumatra Basin; a study of SAR-maps. *Proceeding IPA*. Vol. 1, p. 339-360.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition. Sutherland, Skotlandia.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition. Interprint Ltd.: Malta.
- Sardjito, F.E., Djumlati., dan Hamen, S. 1991. Hydrocarbon Prospect Of Pre Tertiary Basement In Kuang Area, South Sumatera. *Proceeding Of IPA*, 20th Annual Convention. Indonesia.
- Sarwono, J. 2006. *Metode Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*. Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Schlumberger. 1997. *Log Interpretation Charts*. Schlumberger: Texas
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Application*. Texas :Seventh Printing.
- Septianingrum, R., Nugroho, H., Hidajat, W. K., Rachman, H., dan Heriadji, Y. 2014. Penentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon Pada Tahap Eksplorasi Dengan Analisis Petrofisika Formasi Baturaja Lapangan “Irfa” Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan. *Geological Engineering E-Journal*. Vol. 6, No.2.
- Siallagan, F., Dewanto, O. dan Mulyatno, B. S. 2019. Analisis Reservoir Migas berdasarkan Parameter Petrofisika dari 7 Sumur di Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 3, No. 2.
- Thomas, D.H. 1984. Seismic Application of Sonic Logs. *Technical paper British Petroleum Co. Ltd*.
- Utomo, W., Rahman, A. dan Adiwilaga, M.H. 2019. Evaluasi Formasi Dan Perhitungan Volume Hidrokarbon Pada Formasi Talang Akar, Lapangan S, Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah Indonesia*. Vol. 4, No. 7.
- Varhaug, M. 2016. *Basic Well Log Interpretation*. Schlumberger: Oilfield Review.
- Yunafriison, A., Luthfi, M., Witasta, N. dan Sufi, M. 2018. Analisis Petrofisika Reservoir Batupasir Formasi Air Benakat, Berdasarkan Data Log, Pada Lapangan “Pt”, Sumatera Selatan. *Jurnal Online Mahasiswa Bidang Teknik Geologi*. Vol. 1, No. 1.