

**ANALISIS NILAI SATURASI AIR BERDASARKAN
SOFTWARE DAN PERHITUNGAN MANUAL UNTUK
MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA DI LAPANGAN "X"
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

(Skripsi)

Oleh

Herlian Eka Putra

1815051043



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**ANALISIS NILAI SATURASI AIR BERDASARKAN
SOFTWARE DAN PERHITUNGAN MANUAL UNTUK
MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA DI LAPANGAN "X"
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh

Herlian Eka Putra

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

ANALISIS NILAI SATURASI AIR BERDASARKAN *SOFTWARE* DAN PERHITUNGAN MANUAL UNTUK MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA DI LAPANGAN "X" CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

Herlian Eka Putra

Cekungan Sumatera Selatan adalah salah satu cekungan penghasil hidrokarbon yang ada di Indonesia. Namun penurunan produksi hidrokarbon terjadi setiap tahunnya sehingga diperlukan eksplorasi untuk menemukan cadangan baru. Salah satu metode yang digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon adalah metode well logging. Secara sederhana well logging dapat diartikan sebagai pencatatan perekaman dan penggambaran sifat, karakter, ciri, data, keterangan, dan urutan bawah permukaan secara berkelanjutan dan teratur selaras dengan majunya alat yang dipakai. Dalam penelitian ini menggunakan empat data sumur log yaitu sumur H-52, H-81, H-83, dan H-84. Data yang digunakan berupa data log gamma ray, neutron, densitas, dan resistivitas. Pengolahan dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif. Dimana secara kualitatif mendapatkan zona-zona reservoir dari keempat sumur. Terdapat 6 zona reservoir pada sumur H-52, sumur H-81 memiliki 19 zona reservoir, terdapat 17 zona reservoir pada sumur H-83 dan 9 zona reservoir pada sumur H-84. Kemudian secara kualitatif dilakukan analisa menggunakan *software* dan juga secara manual untuk mencari nilai dari saturasi air tiap zona reservoir tersebut. Sumur H-52 memiliki nilai saturasi air yang relatif kecil yaitu dibawah 0.5 sedangkan sumur H-81 sebagian besar didominasi dengan nilai S_w yang sedang 0.4-0.6 untuk sumur H-83 dan H-84 sebagian besar memiliki nilai S_w yang tinggi dimana lebih dari 0.6. sehingga dari nilai saturasi air tersebut dapat diinterpretasikan fluida pengisi reservoir nya hingga didapatkan pada sumur H-52 dan H-81 reservoirnya didominasi dengan fluida pengisi berupa gas. Sedangkan pada sumur H-83 dan H-84 didominasi dengan fluida pengisi berupa minyak.

Kata kunci : Cekungan Sumatera Selatan, Hidrokarbon, Saturasi Air, Well Log

ABSTRACT

WATER SATURATION VALUE ANALYSIS USING SOFTWARE AND MANUAL CALCULATION TO DEFINE RESERVOIR FLUID IN “X” FIELD SUMATRA SELATAN BASIN

By

Herlian Eka Putra

South Sumatera Basin is one of the basins that produce hydrocarbons in Indonesia. However, the decline in hydrocarbon production occurs every year, so exploration is needed to find new reserves. One of the methods used in hydrocarbon exploration is the well logging method. In simple terms, well logging can be interpreted as recording and describing the nature, character, characteristics, data, information, and subsurface sequences on an ongoing and regular basis in accordance with the advancement of the tools used. In this study, four log well data were used, namely the H-52 well, H-81, H-83, and H-84. The data used are gamma ray, neutron, density, and resistivity log data. Processing is done qualitatively and quantitatively. Where qualitatively get reservoir zones from the four wells. There are 6 reservoir zones in well H-52, well H-81 has 19 reservoir zones, there are 17 reservoir zones in well H-83 and 9 reservoir zones in well H-84. Then a qualitative analysis was carried out using software and also manually to find the value of the water saturation of each reservoir zone. The H-52 well has a relatively small water saturation value, which is below 0.5, while the H-81 well is mostly dominated by a moderate S_w value of 0.4-0.6 for the H-83 and H-84 wells, most of which have a high S_w value which is more than 0.6. so that from the water saturation value it can be interpreted for the reservoir filling fluid to obtain the H-52 and H-81 wells where the reservoir is dominated by gaseous filling fluid. Meanwhile, the H-83 and H-84 wells are dominated by oil as the filling fluid.

Key Words : South Sumatera Basin, Hydrocarbon, Water Saturation, Well Log

Judul Skripsi : **ANALISIS NILAI SATURASI AIR BERDASARKAN SOFTWARE DAN PERHITUNGAN MANUAL UNTUK MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA DI LAPANGAN "X" CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa : **Herlian Eka Putra**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1815051043**

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

Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si.
NIP. 19720626 200012 1001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

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

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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

Sekretaris : **Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si.**

Anggota : **Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**

2. Dekan Fakultas Teknik

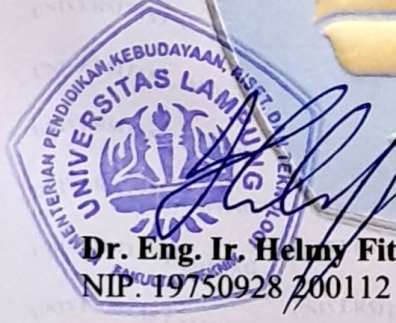
Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. }

NIP. 19750928 200112 1002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **28 Juli 2023**



Handwritten signatures of the members of the examination team, corresponding to the names listed above.



PERNYATAAN

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, 2 Agustus 2023

Penulis



Herlian Eka Putra

NPM. 1815051043

RIWAYAT HIDUP



Nama lengkap penulis adalah Herlian Eka Putra, lahir di Tanjungkarang pada tanggal 22 Maret 2000. Merupakan anak tunggal dari pasangan Hendri Suhartono dan Linda Liana. Penulis memulai pendidikan dari Taman Kanak-kanak (TK) Pertiwi di Bandar Lampung sejak tahun 2004 hingga 2006. Pendidikan selanjutnya ditempuh di Sekolah Dasar Negeri (SDN) 02 Rawa Laut yang diselesaikan pada tahun 2012. Setelah itu, pendidikan dilanjutkan pada Sekolah Menengah Pertama Negeri (SMPN) 01 Bandar Lampung yang diselesaikan pada tahun 2015. Untuk pendidikan selanjutnya ditempuh di Sekolah Menengah Atas Negeri (SMAN) 02 Bandar Lampung yang diselesaikan pada tahun 2018.

Pada tahun 2018 penulis melanjutkan pendidikan pada tingkat perguruan tinggi di Universitas Lampung Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika. Selama masa perkuliahan, penulis aktif dalam beberapa organisasi seperti menjadi Anggota Bidang Multimedia dan Informasi Himpunan Mahasiswa TG Bhuwana (Hima TG Bhuwana) pada periode 2020. Yang kemudian pada periode berikutnya, penulis ditunjuk sebagai Ketua Bidang Multimedia Informasi Hima TG Bhuwana periode 2021. Selain itu penulis juga ikut aktif sebagai *staff* internal dan advokasi BEM Fakultas Teknik Universitas Lampung pada tahun 2020. Juga penulis menjadi Asisten Koordinator *Publication and Documentation Departement* pada kegiatan *Geophysics Whiz Event and Seminar (GWES) Unila* pada tahun 2020 dan anggota *Publication and Documentation Departement* untuk GWES tahun 2021. Penulis juga aktif dalam AAPG Unila SC sebagai *Member of Public Relation Departement* pada periode 2021 dan ditunjuk sebagai *Head of Public Relation Departement* untuk AAPG Unila SC pada periode 2022. Selain itu penulis juga

dipercayakan sebagai Asisten Praktikum beberapa mata kuliah diantaranya Geologi Dasar. Metode Well Logging, Metode Seismik, dan Metode Elektromagnetik.

Pada tahun 2022 penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) di Jurusan Teknik Geofisika Unila dengan judul **“MENENTUKAN NILAI VSH DAN RW PADA SUMUR H1 DAN H2 LAPANGAN HR CEKUNGAN SUMATERA SELATAN”**. Pada akhir masa studi penulis melakukan penelitian Tugas Akhir untuk memperoleh gelar Sarjan Teknik dengan judul **“ANALISIS NILAI SATURASI AIR BERDASARKAN *SOFTWARE* DAN PERHITUNGAN MANUAL UNTUK MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA DI LAPANGAN "X" CEKUNGAN SUMATERA SELATAN”**.

PERSEMBAHAN

Puji syukur saya panjatkan pada Allah SWT atas terselesaikannya skripsi ini dengan baik dan lancar. Skripsi ini saya persembahkan untuk:

PAPA DAN MAMA TERCINTA

Yang telah selalu ada dalam setiap waktu memberikan kasih sayang, dukungan, doa, semangat dan arahan hingga dapat menyelesaikan skripsi ini. Terima kasih yang tak terhitung dan belum dapat terbalaskan hingga saat ini yang semoga dapat saya balas di suatu hari nanti dengan membuat bangga.

Teknik Geofisika Unila 2018

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Semua pihak yang terlibat dalam proses pembuatan dan penyusunan skripsi ini. saya ucapkan terimakasih banyak

“Belajarlh untuk melakuan Kerja Cerdas bukan Kerja Keras, karena tenagamu terbatas dan masalah hidup ini tidak terbatas. Jadi kerja cerdas lah supaya kita dapat menyelesaikan banyak masalah dengan tenaga yang lebih sedikit. Karena hidup ga melulu soal masalah, jadi nikmatilah selagi bisa 😊”

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 dengan judul “**ANALISIS NILAI SATURASI AIR BERDASARKAN *SOFTWARE* DAN PERHITUNGAN MANUAL UNTUK MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA DI LAPANGAN "X" CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**”. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan Skripsi ini adalah untuk memenuhi salah satu syarat untuk menyelesaikan pendidikan sarjana dan mencapai gelar sarjana teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung. Terima kasih yang tak terhitung 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, sehingga sangat diharapkan kritik dan saran yang membangun. Semoga semua yang tertulis di dalam Skripsi ini dapat memberikan manfaat kepada siapapun, baik kalangan umum maupun akademisi untuk kemajuan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 2 Agustus 2023

Penulis,



Herlian Eka Putra
NPM. 1815051043

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 dengan baik. Tak lupa pula shalawat serta salam yang selalu tucurahkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammad *Shallallahu 'alaihi wasallam* yang menjadi suri tauladan bagi kita.

Skripsi ini berjudul “**ANALISIS NILAI SATURASI AIR BERDASARKAN *SOFTWARE* DAN PERHITUNGAN MANUAL UNTUK MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA DI LAPANGAN "X" CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**” merupakan skripsi dari penelitian yang dilakukan penulis untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik.

Dalam penyelesaian Skripsi ini, banyak pihak yang telah terlibat dan kesempatan ini penulis ingin mengucapkan rasa terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua tercinta yang selalu menjadi kebanggaan hidup penulis Ibu Linda Liana dan Almarhum Hendri Suhartono yang telah banyak memberi dukungan, mencintai dan menyayangi dengan sepenuh hati.
2. Bapak Karyanto, S.Si., M.T., selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
3. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku dosen Pembimbing 1 skripsi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah banyak

meluangkan waktu memberi masukan, koreksi dan pengarahannya dalam mengerjakan skripsi ini.

4. Bapak Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si., selaku dosen pembimbing 2 skripsi atas bimbingan, diskusi, arahan serta motivasi dalam mengerjakan Tugas Akhir.
5. Bapak Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si., selaku penguji skripsi saya yang telah memberikan masukan dan saran pada skripsi saya.
6. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan.
7. Teman-teman yang menjadi kawan diskusi selama menajalankan Skripsi ini Farhan, Naira, Pegita, Eno, dan Winona, .
8. Warga Kontrakan Pink Arnas, Tectona, Nanda, Andiko, Joy, Aiz, Ikram, Farhan, Arsy, dan Nurul yang telah membantu dalam pelaksanaan Skripsi.
9. Keluarga Besar Teknik Geofisika 2018 (TGasak) yang telah memberikan motivasi dan membantu dalam penyusunan Skripsi ini.
10. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Bandar Lampung, 2 Agustus 2023
Penulis,



Herlian Eka Putra

DAFTAR ISI

	Halaman
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR TABEL	viii
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Manfaat Penelitian.....	4
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Lokasi Penelitian	5
2.2 Geologi Regional.....	6
2.3 Stratigrafi.....	7
2.3.1 Batuan Dasar.....	8
2.3.2 Formasi Lahat	9
2.3.3 Formasi Talang Akar	9
2.3.4 Formasi Baturaja.....	10
2.3.5 Formasi Gumai	10
2.3.6 Formasi Air Benakat.....	10
2.3.7 Formasi Muara Enim	11
2.3.8 Formasi Kasai	11
2.4 <i>Petroleum System</i>	12
2.4.1 Batuan Induk (<i>Source Rock</i>).....	12
2.4.2 Batuan Reservoir (<i>Reservoir Rocks</i>).....	12
2.4.3 Migrasi.....	13
2.4.4 Perangkap (<i>Trap</i>).....	13
2.4.5 Batuan Penutup (<i>Seal Rock</i>)	14

III. TEORI DASAR	
3.1 <i>Well Logging</i>	15
3.1.1 <i>Wireline Logging</i>	16
3.1.2 <i>Logging While Drilling</i>	17
3.2 Jenis-jenis <i>Well Logging</i>	17
3.2.1 <i>Log Gamma Ray (GR)</i>	17
3.2.2 <i>Log Resistivitas</i>	18
3.2.3 <i>Log Neutron</i>	20
3.2.4 <i>Log Densitas</i>	21
3.3 Sifat-Sifat Fisik Batuan Reservoir.....	23
3.3.1 <i>Volume Shale (Vshale)</i>	23
3.3.2 Porositas.....	24
3.3.3 Saturasi Air	27
3.4 Resistivitas Air Formasi	32
IV. METODOLOGI PENELITIAN	
4.1 Alat dan Bahan	34
4.2 Waktu dan Tempat Penelitian	34
4.3 Jadwal Penelitian	35
4.4 Prosedur Penelitian.....	35
4.5 Diagram Alir.....	37
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1 Data Penelitian.....	38
5.2 Pembahasan	38
5.2.1 <i>Triple Combo</i>	38
5.2.2 Interpretasi Kualitatif.....	42
5.2.3 Perhitungan Volume Shale	53
5.2.4 Pencarian Nilai <i>Rw</i>	56
5.2.5 Perhitungan <i>Sw</i> dan Analisis Kandungan Fluida	67
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	
6.1 Kesimpulan.....	82
6.2 Saran	82
DAFTAR PUSTAKA	83

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta lokasi penelitian.....	5
2. Lokasi cekungan sumatera selatan dan batas-batasnya.....	6
3. Stratigrafi cekungan Sumatera Selatan.	8
4. Operasi kegiatan <i>logging</i>	16
5. Grafik <i>log gamma ray</i> terhadap respon litologi	18
6. Grafik <i>log resistivity</i>	19
7. Respon <i>log</i> neutron terhadap batuan	21
8. Grafik <i>log</i> densitas terhadap respon litologi	22
9. Interpretasi kualitatif saturasi air.....	29
10. Interpretasi kuantitatif saturasi air.....	30
11. Interpretasi kualitatif zona reservoir.....	31
12. Diagram alir penelitian.....	37
13. <i>Triple Combo</i> Sumur H-52	39
14. <i>Triple Combo</i> Sumur H-81	40
15. <i>Triple Combo</i> Sumur H-83	41
16. <i>Triple Combo</i> Sumur H-84	42
17. Zona reservoir 1-4 Sumur H-52	43
18. Zona reservoir 5 dan 6 sumur H-52	43
19. Zona reservoir 1 – 4 sumur H-81	44
20. Zona reservoir 5-10 sumur H-81	45
21. Zona reservoir 11-19 sumur H-81	46
22. Zona reservoir 1-8 sumur H-83.....	48
23. Zona reservoir 9 dan 10 sumur H-83	48
24. Zona reservoir 11-17 sumur H-83.....	49

25. Zona reservoir satu sumur H-84.....	50
26. Zona reservoir 2-5 sumur H-84.....	51
27. Zona reservoir 6-9 sumur H-84.....	51
28. Volume shale sumur H-52	53
29. Volume shale sumur H-81	54
30. Volume shale sumur H-83	55
31. Volume shale sumur H-84	56
32. Zona <i>water bearing</i> sumur H-52.....	57
33. Koreksi porositas dan penentuan litologi sumur H-52.....	58
34. <i>Pickett plot</i> sumur H-52	59
35. Zona <i>water bearing</i> sumur H-81	59
36. Koreksi porositas dan penentuan litologi sumur H-81.....	60
37. <i>Pickett plot</i> sumur H-81	61
38. Zona <i>water bearing</i> sumur H-83.....	62
39. Koreksi porositas dan penentuan litologi sumur H-83.....	63
40. <i>Pickett plot</i> sumur H-83	64
41. Zona <i>water bearing</i> sumur H-84.....	64
42. Koreksi porositas dan penentuan litologi sumur H-84.....	65
43. <i>Pickett plot</i> sumur H-84	66
44. Data yang digunakan dalam perhitungan manual pada sumur H-52	68
45. Perhitungan Sw secara manual untuk sumur H-52	68
46. Parameter Sw pada <i>software</i> IP yang digunakan dalam sumur H-52	69
47. Parameter Sw <i>water</i> pada <i>software</i> IP pada sumur H-52.....	69
48. Tampilan nilai Sw pada sumur H-52	70
49. Parameter Sw pada <i>software</i> Techlog.....	70
50. Tampilan dari <i>Software Techlog</i> setelah pengolahan Sw	71
51. Zona reservoir 1-4 sumur H-52 beserta nilai Sw nya	72
52. Zona reservoir 5-6 sumur H-52 beserta nilai Sw nya	72
53. Zona reservoir 1-4 sumur H-81 beserta nilai Sw nya	74
54. Zona reservoir 5-10 sumur H-81 beserta nilai Sw nya	74
55. Zona reservoir 11-19 sumur H-81 beserta nilai Sw nya	75
56. Zona reservoir 1-8 sumur H-83 beserta nilai Sw nya	77

57. Zona reservoir 9 dan 10 sumur H-83 beserta nilai Sw nya	77
58. Zona reservoir 11-17 sumur H-83 beserta nilai Sw nya	78
59. Zona reservoir satu sumur H-84 beserta nilai Sw nya	79
60. Zona reservoir 2-5 sumur H-84 beserta nilai Sw nya	80
61. Zona reservoir 6-9 sumur H-84 beserta nilai Sw nya	80

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir.....	24
2. Densitas matriks dan fluida dari batuan	25
3. Interpretasi saturasi fluida	28
4. Jadwal Penelitian.....	35
5. Zona reservoir sumur H-52	44
6. Zona reservoir sumur H-81	47
7. Zona reservoir sumur H-83	50
8. Zona reservoir sumur H-84	52
9. Titik-titik zona <i>water bearing</i> sumur H-52.....	57
10. Zona <i>water bearing</i> sumur H-52 setelah dilakukan koreksi dan penentuan litologi.	58
11. Titik-titik zona <i>water bearing</i> sumur H-81	60
12. Zona <i>water bearing</i> sumur H-81 setelah dilakukan koreksi dan penentuan litologi.	61
13. Titik-titik zona <i>water bearing</i> sumur H-83.....	62
14. Zona <i>water bearing</i> sumur H-83 setelah dilakukan koreksi dan penentuan litologi.	63
15. Titik-titik zona <i>water bearing</i> sumur H-84.....	65
16. Zona <i>water bearing</i> sumur H-84 setelah dilakukan koreksi dan penentuan litologi	66
17. Zona-zona reservoir dan nilai Sw sumur H-52	72
18. Zona-zona reservoir dan nilai Sw sumur H-61	75
19. Zona-zona reservoir dan nilai Sw sumur H-83	78

20. Zona-zona reservoir dan nilai Sw sumur H-84 80

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu dari beberapa cekungan penghasil minyak bumi dan gas yang ada di Indonesia. Cekungan Sumatera Selatan adalah salah satu cekungan penghasil hidrokarbon yang ada di Indonesia dan termasuk dalam tatanan cekungan busur belakang (De Coster, 1974). Cekungan dengan luas 168.300 km² ini sendiri terbentuk akibat interaksi antara lempeng Asia dan Samudra Hindia.

Konsumsi untuk bahan bakar yang semakin hari semakin meningkat, membuat kebutuhan akan hidrokarbon juga meningkat. Penggunaan minyak bumi dan gas ini sekarang sudah memasuki semua aspek kebutuhan kehidupan manusia. Seiring dengan meningkatnya kebutuhan akan hidrokarbon, penurunan produksi hidrokarbon justru terjadi di Indonesia dikarenakan cadangan-cadangan yang sudah dieksploitasi sejak lama semakin menipis untuk jumlah produksinya. Sebagaimana yang dirilis oleh direktorat jenderal minyak dan gas bumi (2020) yang menunjukkan grafik produksi minyak mentah dan kondensat serta produksi gas bumi yang relatif menurun setiap tahunnya.

Oleh karena itu, perusahaan-perusahaan yang mengelola sektor energi semakin gencar dalam proses eksplorasi untuk mencari cadangan baru dari hidrokarbon untuk memenuhi kebutuhan. Dalam proses eksplorasi ini sendiri akan memakan waktu cukup lama dan juga diperlukan tenaga ahli dari berbagai bidang. Salah satu nya adalah bidang geofisika dimana, akan diperlukan seorang ahli *well logging* untuk mengelola data *log* yang akan sangat berguna untuk proses eksplorasi.

Well logging sendiri adalah 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 (Schlumberger, 1958). 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.

Data-data yang didapatkan dari proses *well logging* ini akan digunakan lebih lanjut dalam proses eksplorasi dimana akan kemudian dapat dikombinasikan dengan data-data dari metode lain untuk mendapatkan hasil interpretasi yang lebih baik terkait gambaran bawah permukaan terutama dalam pencarian daerah reservoir hidrokarbon. Menentukan reservoir sendiri salah satu penentu kualitas dari reservoirnya adalah nilai shalnya. Dimana Jumlah *shale* pada suatu formasi atau reservoir dapat mempengaruhi sifat atau kualitas formasi atau reservoir tersebut seperti mengurangi porositas efektif, mengurangi permeabilitas, dan merubah resistivitas (Asquith, 1982). Seperti beberapa penelitian sebelumnya yang dilakukan di Cekungan Sumatera Selatan, dilakukan analisis terhadap fluida pengisi reservoir menggunakan nilai S_w . Dimana di Cekungan Sumatera Selatan sendiri berdasarkan penelitian sebelumnya sebagian besar diisi oleh fluida gas. Misalnya pada penelitian oleh Siallagan, dkk (2019) dimana memiliki rata-rata S_w yang menjadikan fluida pengisinya berupa gas. Selain itu juga penelitian oleh Sirait, dkk tahun 2022 dimana dilakukan pada tiga sumur di Cekungan Sumatera Selatan ini juga berdasarkan S_w nya merupakan fluida gas yang mengisi reservoirnya. Sehingga diperlukan perhitungan dari volume shale. Selain itu, nilai volume shale ini sendiri digunakan untuk menentukan persamaan yang akan digunakan dalam perhitungan saturasi air. Selain itu nilai resistivitas air formasi juga dibutuhkan dalam perhitungan saturasi air dimana akan digunakan untuk mendapatkan nilai saturasi air dari tiap daerah reservoir di dalam sumur sendiri. Nilai saturasi air (S_w) ini lah yang akan selanjutnya dapat digunakan untuk analisa fluida pengisi reservoir.

Dalam pencarian nilai Sw sendiri umumnya dilakukan menggunakan persamaan Archie dimana dalam perhitungannya dapat dilakukan dengan secara manual maupun dengan bantuan *software-software* yang ada seperti *software IP, Techlog, LogView, Petrel*, dan masih banyak lagi. Sebagaimana yang dilakukan pada penelitian oleh Purba, dkk (2018) dilakukan pencarian nilai Sw menggunakan bantuan *software IP*, lalu pada penelitian oleh Dewanto dan Winona (2021) dimana dilakukan perhitungan dengan bantuan *software Techlog*, serta penelitian-penelitian lain yang dilakukan perhitungan dengan bantuan *software* maupun secara manual. Dalam penelitian ini sendiri dilakukan perhitungan dengan cara manual dan juga menggunakan *software* mendapatkan nilai Sw yang kemudian akan dianalisis untuk mendapatkan kandungan fluida pengisi reservoir.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan banyaknya zona-zona reservoir pada empat sumur di Cekungan Sumatera Selatan.
2. Menentukan nilai saturasi air menggunakan *Software*, dan secara manual.
3. Menentukan jenis fluida pengisi reservoir pada keempat sumur di Cekungan Sumatera Selatan.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam pelaksanaan penelitian ini adalah

1. Data yang digunakan adalah data sekunder dari empat sumur yaitu sumur H-52, H-81ST, H-83, dan H-84.
2. Mendapatkan nilai saturasi air yang dihitung menggunakan *Software* dan secara manual.
3. Serta mengetahui fluida pengisi reservoir melalui nilai saturasi airnya.

1.4 Manfaat Penelitian

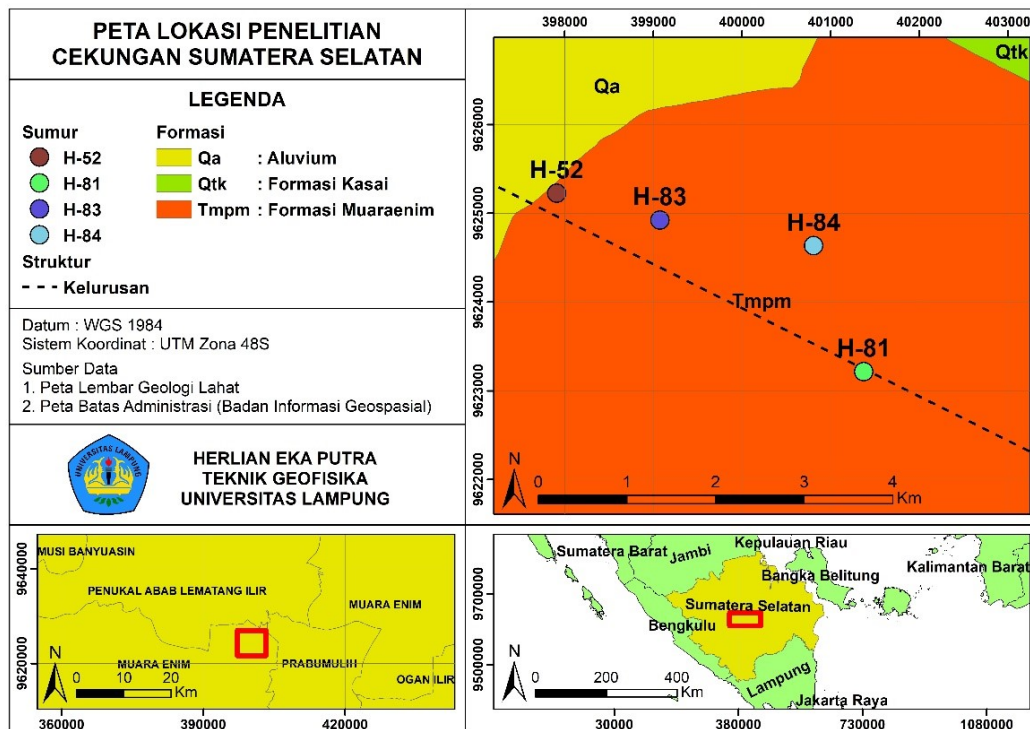
Adapun manfaat penelitian dalam pelaksanaan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui daerah reservoir pada keempat sumur di Cekungan Sumatera Selatan serta fluida pengisinya.
2. Mengetahui perbedaan hasil perhitungan nilai saturasi air yang didapatkan dari *software* dan manual..

II. TINJAUAN PUSTAKA

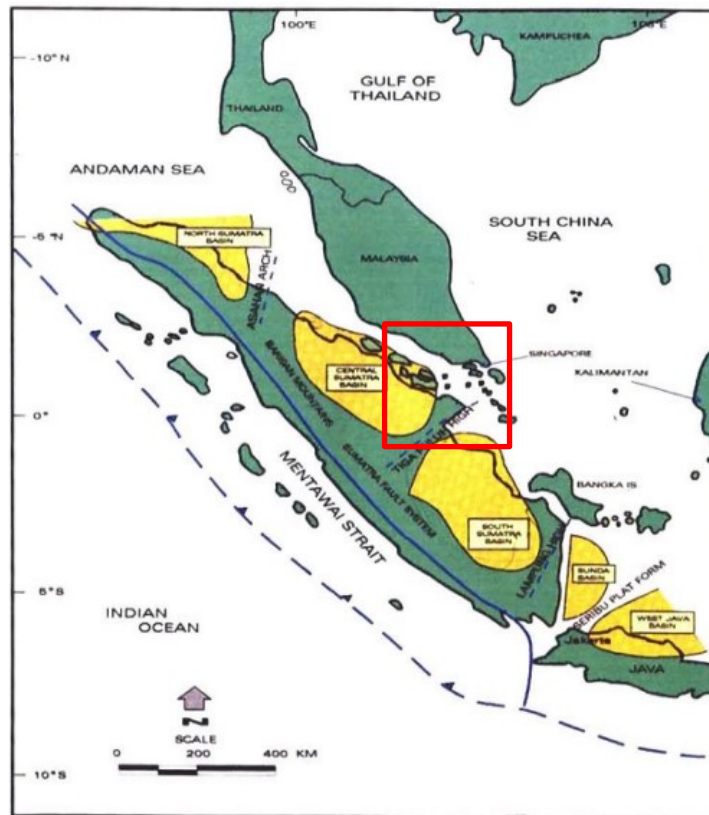
2.1 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian ini terletak di area Cekungan Sumatera Selatan tepatnya pada formasi Tmpm (Formasi Muara Enim). Cekungan Sumatera Selatan adalah salah satu cekungan penghasil hidrokarbon yang ada di Indonesia dan termasuk dalam tatanan cekungan busur belakang (De Coster, 1974). Cekungan ini sendiri terbentuk akibat adanya interaksi antara lempeng Paparan Sunda (bagian dari lempeng Asia) dan Samudera Hindia. Luas cekungan ini adalah 168.300 km² (Blake, 1989).



Gambar 1. Peta lokasi penelitian

2.2 Geologi Regional



Gambar 2. Lokasi cekungan sumatera selatan dan batas-batasnya (Pertamina BPPKA)

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).

Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Sumatera Tengah adalah satu cekungan besar dimana keduanya dipisahkan oleh Pegunungan Tiga puluh. Cekungan ini terbentuk sebagai hasil dari adanya pergerakan ulang sesar bongkah pada batuan pra-tercier dimana diikuti dengan adanya kegiatan vulkanik. Terdapat daerah peninggian batuan dasar pada terciar dan berbagai depresi di dalam daerah

Cekungan Sumatera Selatan. Perbedaan relief dalam batuan dasar ini diperkirakan terjadi karena pematahan dasar yang berjarak dalam bongkah-bongkah. Sangat ditentukan dengan adanya Depresi Lematang di Cekungan Palembang, yang dibatasi dengan jelas oleh jalur patahan dari Pendopo Antiklinorium dan Patahan Lahat di sebelah barat laut dari Paparan Kikim (Siallagan dkk., 2019).

2.3 Stratigrafi

Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus sedimentasi besar yang dimulai sejak fase transgresi pada awal siklus dan pada akhir siklusnya diakhiri pada fase regresi. Siklus ini dimulai dari siklus *non-marine*, dimana dilihat 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*. 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 batu pasir pada lingkungan pantai dan delta. Laut menjadi semakin dangkal pada pliosen awal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan 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 4 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)	LITOLOGI	Fasies				
					TERESTRIAL	LUNAR	HERC	HERC DEEP	
Kwartir				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					
	Bawah	Batu Raja	0-160	Napal, gamping terumbu dan gamping lempungan					
Oligosen	TELUSA	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.				
Eosen	PALEMBANG								
Paleosen	TELUSA								
Mesozoikum Paleozoikum		Pra-tercier		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) terdiri atas batuan kompleks Paleozoikum serta batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, 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/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 masuk dalam Cekungan Sumatera Selatan yang diduga terbentuk pada usia Oligosen Awal (Sardjito dkk., 1991). Formasi Lahat adalah formasi yang tersusun atas batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terjadi pada bagian paling dalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak sejajar. Pengendapan terjadi dalam lingkungan darat atau aluvial-fluvial sampai dengan lapisan lacustrine. Pembentukan fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari kerikil, batupasir kasar, dan konglomerat. Dimana fasies shale terletak di bagian atas (Benakat *Shale*) tersusun atas batu serpih sisipan lanau, batupasir halus, dan tufa. Sehingga *shale* yang terbentuk pada lingkungan *lacustrine* dapat menjadi batuan induk. Pada bagian pinggir graben memiliki ketebalan yang sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian intra-graben sub-cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger dkk., 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 pada tengah cekungan dan penipisan pada tepian cekungan (Ginger dkk., 2005).

2.3.4 Formasi Baturaja

Formasi Batu Raja terbentuk sejajar di atas Formasi Talang Akar pada usia Miosen Awal. Formasi ini terbentuk dari susunan karbonat platforms dengan memiliki nilai ketebalan 20-75 m dengan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Pada batuan karbonat dapat dijumpai keberadaan *shale* dan *calcareous shale* yang terendapkan pada laut dalam dan berkembang area tinggian (Bishop, 2001). Kandungan karbonat didapatkan dari pengendapan dari batugamping. Karbonat yang memiliki kualitas reservoir terbaik umumnya terletak pada selatan cekungan dan lebih jarang pada bagian utara Sub-Cekungan Jambi (Ginger dkk., 2005). Penyebaran fasies batugamping yang dijumpai pada Formasi Batu Raja diantaranya adalah *wackestone*, *mudstone*, dan *packstone*. Pada bagian bawah tersusun atas batugamping kristalin yang dominan oleh semen kalsit dan tersusun atas *wackstone* bioklastik, sedikit *plentic foram*, dan di beberapa tempat terdapat *vein*.

2.3.5 Formasi Gumai

Selama Awal Miosen peristiwa transgresi terus berlanjut hingga menghasilkan pengendapan *marine shale*, batulanau, dan batupasir dengan sedikit batuan karbonat yang dijumpai pada ketinggian *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, 2005).

2.3.6 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 dkk., 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.

2.3.7 Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim terbentuk pada siklus regresi kedua dalam pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batulempung pada umur Miosen Akhir sampai Pliosen. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (Formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal berlangsung di lingkungan rawa-rawa dataran pantai pada bagian selatan Cekungan Sumatera Selatan yang menciptakan deposit batubara yang luas. Pengendapan selanjutnya terjadi pada area lingkungan delta plain dimana terjadi secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua berlangsung pada Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menciptakan penutupan cekungan dan onset pengendapan lingkungan non marine Batupasir. Pada Formasi Muara Enim adanya keterdapatannya oksida besi yang berupa konkresi-konkresi dan *silicified wood*. Sedangkan pembentukan batubara pada formasi ini dapat berupa lignit. Untuk ketebalan Formasi Muara Enim tipis pada arah utara dan menebal ke sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

2.3.8 Formasi Kasai

Selama Pliosen, proses vulkanisme dari Bukit Barisan semakin meningkat dan komponen volkaniklastik juga semakin tinggi hampir di seluruh Sumatera Selatan. Sedimen yang terbentuk antara lain: tuff, batulempung, dan batupasir volkaniklastik. Adanya *uplift* dan erosi selama terjadinya inversi pada Pleistosen

dan pengendapan lebih lanjut di antara lipatan menyebabkan terbentuknya morfologi seperti saat ini (Ginger dkk., 2005).

2.4 *Petroleum System*

Cekungan Sumatera Selatan adalah salah satu cekungan yang aktif dalam produksi minyak dan gas bumi. Selain itu juga dibuktikan dengan adanya antiklin serta rembesan minyak dan gas yang ada. Beberapa rembesan sendiri berada di kaki Bukit Gumai serta di Pegunungan Barisan. Dengan adanya rembesan ini juga dapat dijadikan sebagai indikasi awal dari adanya cadangan hidrokarbon di bawah permukaan. Dengan adanya rembesan ini maka diindikasikan adanya juga sistem petroleum di daerah Cekungan Sumatera Selatan ini. Adapun sistem petroleumnya adalah sebagai berikut :

2.4.1 *Batuan Induk (Source Rock)*

Cadangan hidrokarbon yang ada di Cekungan Sumatera Selatan berasal dari batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada Formasi Talang Akar. Menurut Bishop (2001) Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks half-graben, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas half-graben. Selain itu pada batu gamping Formasi Baturaja dan *shale* dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya. Gradian temperatur di Cekungan Sumatera Selatan lebih rendah dibandingkan dengan Cekungan Sumatera Tengah. Dimana Cekungan Sumatera Selatan memiliki gradian temperatur sekitar $49^{\circ}\text{C}/\text{Km}$. Gradien temperatur yang lebih kecil ini akan menyebabkan minyak cenderung berada di tempat yang dalam. Formasi Baturaja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada petroleum system.

2.4.2 *Batuan Reservoir (Reservoir Rocks)*

Terdapat beberapa formasi di Cekungan Sumatera Selatan yang menjadi reservoir hidrokarbon yang efektif, seperti pada batuan dasar, Formasi Lahat, Formasi

Talang Akar, Formasi Baturaja, serta Formasi Gumai dan juga di Formasi Muara Enim. Dimana produksi hidrokarbon terbesar sendiri berasal dari Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja. Pada basement, yang berpotensi menjadi daerah reservoir terletak pada daerah *uplifted* serta *paleohigh* yang terdapat rekahan serta mengalami pelapukan. Batuannya sendiri terdiri dari granit dan kuarsit dengan porositas efektif $\pm 7\%$. Untuk Formasi Talang Akar secara umum terdiri atas *quarzone sandstone*, *siltstone*, dan pengendapan *shale*. Sehingga pada *sandstone* sangat baik untuk menjadi reservoir.

2.4.3 Migrasi

Migrasi hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan terjadi secara horizontal maupun vertikal dari batuan induk serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi secara horizontal terjadi di sepanjang kemiringan *slope* yang kemudian membawa hidrokarbon dari batuan induk ke batuan reservoir pada Formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Sedangkan untuk migrasi vertikal terjadi melalui rekahan dan daerah sesar turun mayor. Adanya resapan hidrokarbon pada Formasi Muara Enim dan Formasi Air Benakat adalah bukti yang menjadi indikasi terjadinya migrasi secara vertikal melalui sesar kala Pliosen sampai Pleistosen.

2.4.4 Perangkap (*Trap*)

Jebakan hidrokarbon utama disebabkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama kali di eksplorasi. Antiklin ini sendiri dibentuk karena adanya kompresi yang dimulai saat Awal Miosen dimana berkisar antara 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001). Jebakan hidrokarbon yang ada pada Cekungan Sumatera Selatan juga dapat berupa struktur. Tipe jebakan struktur pada Cekungan Sumatera Selatan umumnya dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan oleh struktur tua sendiri berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon.

2.4.5 Batuan Penutup (*Seal Rock*)

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

III. TEORI DASAR

3.1 *Well Logging*

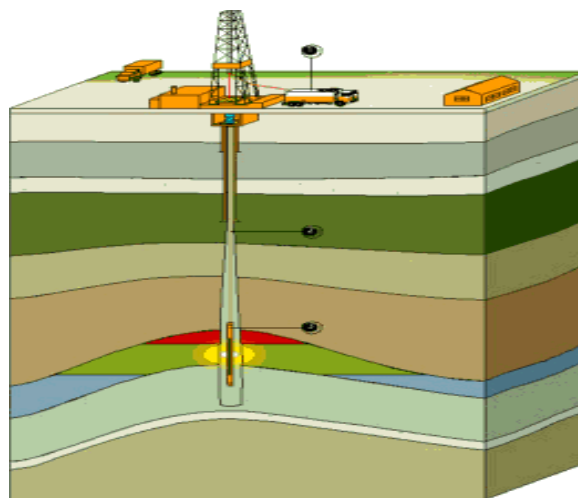
Log adalah suatu grafik kedalaman (atau waktu), dari satu set data yang dimana menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan dalam sebuah sumur (Harsono,1997). Secara sederhana *well logging* dapat diartikan sebagai pencatatan perekaman dan penggambaran sifat, karakter, ciri, data, keterangan, dan urutan bawah permukaan secara berkelanjutan dan teratur selaras dengan majunya alat yang dipakai. Hingga akan dihasilkan gambaran hubungan antara kedalaman dengan karakter atau sifat yang ada pada formasi tersebut (Rider, 1996). Menurut Dewanto (2009), *Well Logging* digunakan untuk mengetahui sifat fisika dari batuan dengan menggunakan 2 metode interpretasi data log (*Log Interpretation*). Berdasarkan hal tersebut di atas menjelaskan bahwa data log dapat menginterpretasi litologi bawah permukaan termasuk potensi sebaran batubara sehingga diharapkan dengan penelitian ini dapat menjadi masukan untuk tahap eksplorasi selanjutnya. *Well logging* merupakan catatan yang menerus mengenai sifat batuan di bawah permukaan dalam lubang sumur berdasarkan kedalaman sumur itu sendiri. Dalam mengidentifikasi suatu reservoir yang bersifat ekonomis, dapat dilakukan dari beberapa *log* seperti *log gamma ray*, *log spontaneous potential*, *log resistivitas*, *log densitas*, *log neutron* dan *log sonik* (Anugrah, 2015).

Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi berupa litologi, pengukuran porositas, pengukuran nilai resistivitas serta kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan *log* sendiri adalah menentukan zona dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir (Harsono,

1997). Berdasarkan hasil kurva-kurva yang menunjukkan parameter tersebut dapat diinterpretasikan jenis-jenis dan urutan dari litologi dan juga ada tidaknya komposisi hidrokarbon di formasi di dalam daerah penelitian. Sehingga, metode *well logging* adalah metode yang dapat menghasilkan data-data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif maupun secara kuantitatif adanya komposisi hidrokarbon. Metode *well logging* sendiri menurut (Ellis dkk., 2009) sendiri dibagi menjadi dua metode yaitu :

3.1.1 *Wireline Logging*

Wireline logging adalah perekaman dengan menggunakan kabel setelah dilaksanakan pengeboran dan pipa pengeboran telah diangkat. Pelaksanaan *wireline logging* ini merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat *sonde* ke dalam lubang pengeboran sampai ke dasar lubang. Pencatatan sendiri dilakukan dengan menarik *sonde* dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan konstan dan menerus. Kegiatan ini utamanya dilakukan tepat segera setelah pengeboran selesai. Hasil pengukuran tersebut akan ditampilkan dalam kurva *log* vertikal yang berbanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai dengan keperluan. Rampilah data dari hasil metode ini adalah bentuk log grafik kedalaman dari set kurva yang menunjukkan parameter hasil pengukuran berkesinambungan dalam sebuah sumur (Harsono, 1997).



Gambar 4. Operasi kegiatan *logging* (Mastroadji, 2007)

3.1.2 *Logging While Drilling*

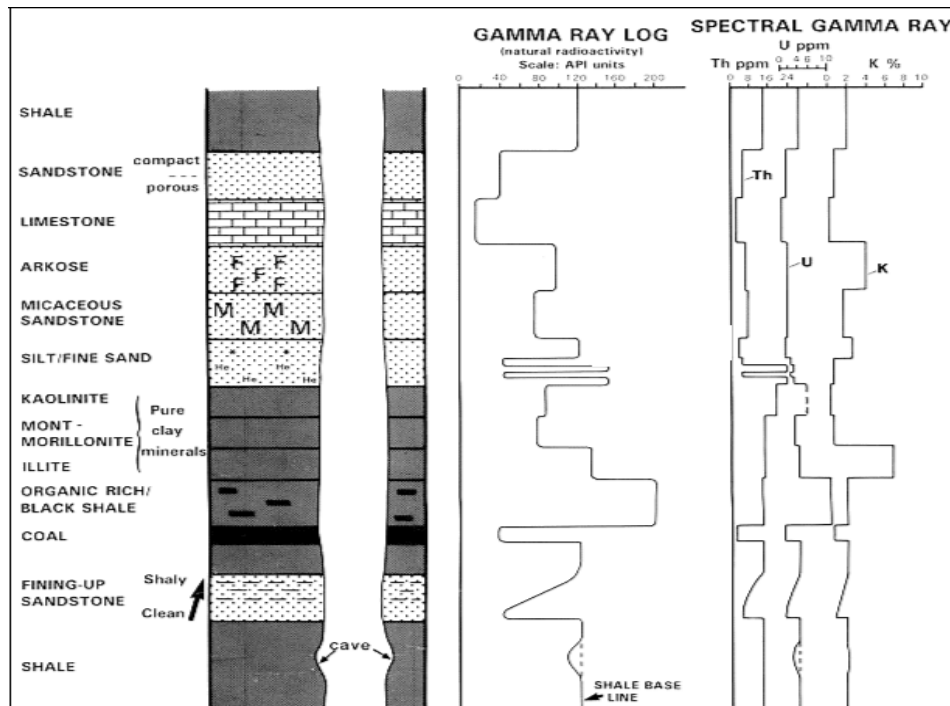
Menurut (Hartono., 1997) *Logging While Drilling* (LWD) merupakan suatu metode pengambilan data log dimana *logging* dilakukan bersamaan dengan proses pengeboran. Ini dapat dilakukan karena alat *logging* yang digunakan ditempatkan dalam *drill collar*. Pada proses LWD, pengukuran dilakukan secara langsung (*real time*) oleh *measurement while drilling*). Alat LWD terdiri dari tiga bagian, yaitu : sensor logging bawah lubang bor, sebuah sistem transmisi data, juga sebuah penghubung permukaan. Sensor logging ini sendiri ditempatkan di belakang mata bor (*drill bit*), tepatnya pada *drill collar* (lengan yang berfungsi memperkuat *drill string*) dan aktif selama pemboran dilakukan (Bateman, 1985).

3.2 Jenis-jenis *Well Logging*

Jenis log sendiri terdiri dari banyak jenis, namun ada empat tipe atau jenis log yang biasanya digunakan dalam interpretasi, yaitu :

3.2.1 *Log Gamma Ray (GR)*

Log gamma ray (GR) adalah *log* yang menggunakan sinar *gamma* dalam perekamannya, dimana dengan memanfaatkan unsur-unsur radioaktif yang terdapat di lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Prinsip dari *log gamma ray* (GR) adalah 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 dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi sinar gamma ini mampu menembus batuan dan dideteksi oleh sensor sinar gamma yang umumnya berupa detektor sintilasi. Setiap GR yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (Harsono, 1997).



Gambar 5. Grafik *log gamma ray* terhadap respon litologi (Rider, 2002)

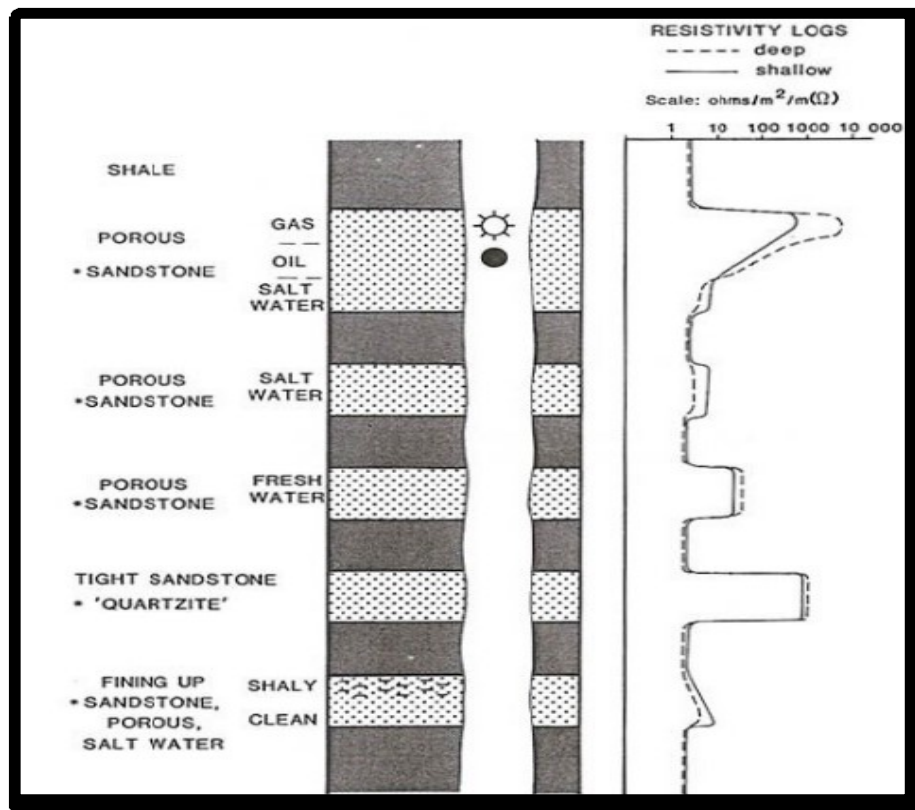
Unsur-unsur radioaktif kana banyak ditemukan dalam *shale* dan relatif sedikit dalam batuan seperti *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, batubara, *gypsum*, dan lain-lain. Sehingga *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat tinggi dibandingkan batuan lainnya. Selain itu, dalam penggambaran daerah *permeable* dan *impermeable log gamma ray* akan membantu karena unsur-unsur radioaktif sendiri cenderung berpusat pada serpihn yang merupakan *impermeable* dan tidak banyak ditemukan dalam batuan *permeable* seperti batuan pasir atau karbonat. Selain itu, terdapat juga istilah *log SGR* atau disebut sebagai *spectral gamma ray log* dimana sama seperti GR untuk mengukur resistivitas dari formasi. *Log SGR* ini sendiri berbeda dimana dia dapat membedakan konsentrasi radioaktif berdasarkan unsur-unsurnya yaitu *potassium*, *uranium*, dan *thorium* di dalam batuan (Schlumberger, 1989).

3.2.2 Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Thomer, 1984). Nilai resistivitas akan rendah apabila batumannya mudah untuk

mengalirkan arus listrik, sebaliknya nilai resistivitas akan tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik.

Log Resistivity sendiri digunakan untuk menentukan zona hidrokarbon dan zona air, selain itu dapat juga mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matriks tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori (Siallagan dkk., 2019).



Gambar 6. Grafik *log resistivity* (Rider.,1996)

Terdapat dua macam pengukuran *log resistivitas*, yaitu *Laterolog* yang meliputi *Laterolog Log Deep (LLD)*, *Laterolog Log Shallow (LLS)*, *Micro Spherically Focused Log (MSFL)*, dan *Induction Log* yang meliputi *Induction Log Deep (ILD)*, *Induction Log Shallow (ILS)*, *Spherically Focused Log (SFL)*. Dimana mengacu dari adanya perbedaan zona di sekitar dinding lubang pemboran, zona terinvasi dapat terindikasi dari rekaman *log MSFL* atau *SFL*. Sedangkan untuk zona transisi dapat terindikasi dari rekaman *log LLS* atau *ILM*. Untuk zona jauh dapat terbaca dari *log LLD* atau *ILD*.

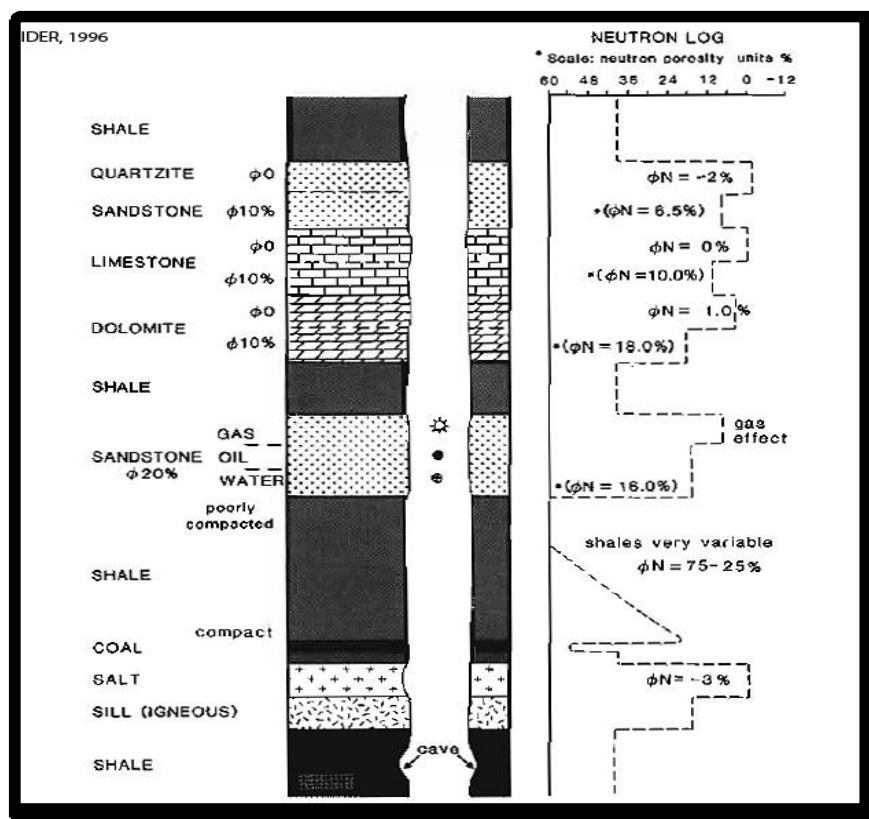
Resistivitas suatu formasi bergantung dalam resistivitas air, banyaknya kandungan fluida dan struktur geometri pori. Batuan dengan jenis permeable memiliki resistivitas yang dipengaruhi jenis batuan dan fluida pengisi pori batuan. Berdasarkan jangkauan pengukuran, log resistivitas dapat dibedakan menjadi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

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

3.2.3 Log Neutron

Log neutron adalah *log* porositas yang dimana mengukur jumlah ion hidrogen pada suatu formasi. *Log neutron* sendiri digunakan bersama dengan *log* densitas untuk mengukur porositas batuan. Apabila pori terisi gas maka nilainya akan lebih kecil. Hal ini sendiri disebabkan karena gas memiliki ion hidrogen yang lebih kecil dari pada air ataupun minyak. Gejala penurunan nilai porositas neutron ini disebut *gas effect*. Selain *gas effect*, ada juga *shale effect* yang 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). 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.

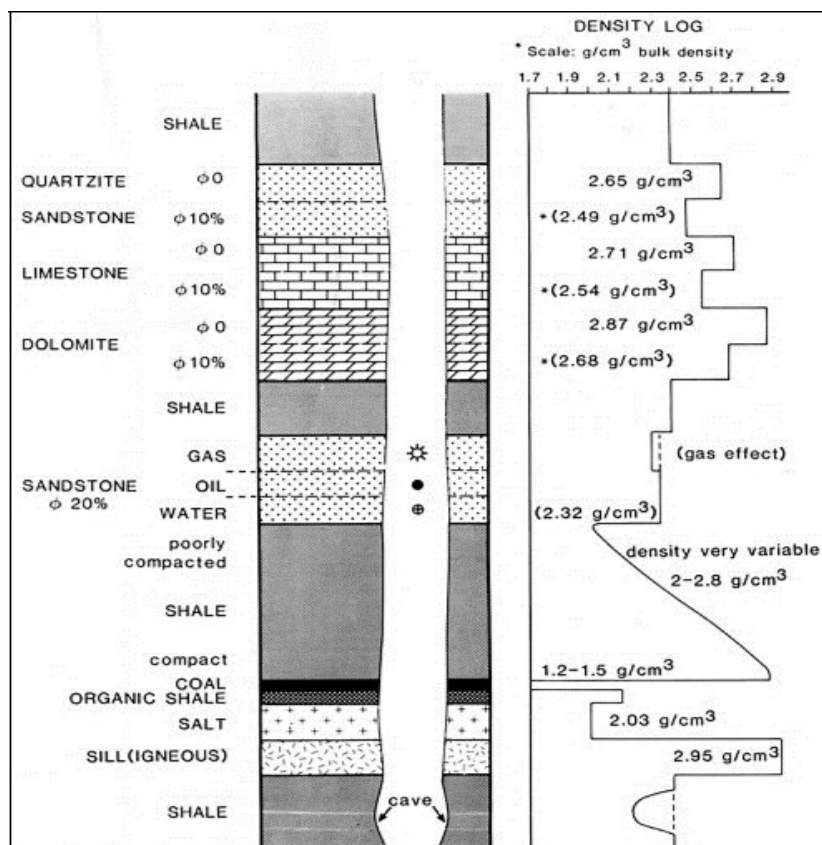


Gambar 7. Respon log neutron terhadap batuan (Rider., 2002)

3.2.4 Log Densitas

Log densitas ini digunakan bersamaan 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. 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). 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).



Gambar 8. Grafik *log* densitas terhadap respon litologi (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 diatas sumber radiasi. Intensitas sinar *gamma* yang dipantulkan tergantung dari densitas formasi. 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.

3.3 Sifat-Sifat Fisik Batuan Reservoir

Terdapat beberapa sifat-sifat batuan yang penting dalam analisis *log* yaitu porositas, saturasi air, serta permeabilitas. Porositas serta Saturasi Air akan dapat digunakan dalam perhitungan *Initial Hydrocarbon in Place*, sedangkan permeabilitas digunakan dalam menentukan kelajuan dari aliran fluida (Harsono, 1997).

3.3.1 Volume Shale (*Vshale*)

Perhitungan volume shale digunakan agar dapat menghitung kuantitas *shale* yang ada dalam suatu formasi batuan. Dalam perhitungan lapisan yang mempunyai sisipan berupa *shale* maupun serpih menggunakan persamaan *volume shale* yang dapat diperoleh umumnya dari *log gamma ray*. Salah satu perhitungan yang paling sering digunakan adalah index gamma ray (IGR) yang umumnya dapat dijadikan sebagai perhitungan *volume shale* itu sendiri dimana disebut juga sebagai *Vsh Linear Gr Index* dimana persamaan yang digunakan adalah

$$Vsh = IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

Dimana :

Vsh = Volume Shale

IGR = Gamma Ray Index

GR_{log} = Nilai GR pada lapisan tersebut.

GR_{max} = Nilai GR paling maksimum, sama dengan shale base line.

GR_{min} = Nilai GR saat defleksi paling minimum.

Namun persamaan tersebut terkadang terjadi kesalahan dalam perhitungan volume shale terutama pada batuan muda dimana perhitungan menghasilkan estimasi nilai volume yang terlalu besar. Sehingga, juga digunakan persamaan perhitungan Vsh model Larionov untuk batuan tersier dimana persamaannya adalah sebagai berikut

$$Vsh_{LarionovTertiaryRocks} = 0.083 (2^{(3.7-IGR)} - 1) \quad (2)$$

Dimana :

Vsh = Volume Shale

IGR = Gamma Ray Index

GR_{log} = Nilai GR pada lapisan tersebut.

GR_{max} = Nilai GR paling maksimum, sama dengan shale base line.

GR_{min} = Nilai GR saat defleksi paling minimum.

3.3.2 Porositas

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).

Tabel 1. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1980)

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

Menurut Koesoemadinata (1980), 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. porositas sendiri dapat dibedakan sebagai berikut :

1. 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.

2. Porositas Sekunder

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.

Adapun perhitungan porositas sendiri dapat dilakukan dengan beberapa cara,

1. Porositas Berdasarkan Log Densitas

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3)$$

Dimana,

ϕ_D = Porositas berdasarkan log densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks (gr/cc)

ρ_b = Densitas bulk yang terbaca pada kurva log densitas (gr/cc)

ρ_f = Densitas fluida (gr/cc)

Dimana untuk nilai dari densitas matriks dan fluida dari batuan sendiri adalah sebagai berikut :

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

Litologi	Fluida	$\rho_{ma}(Kg/m^3)$	$\rho_f(Kg/m^3)$
Sandstone		2644	
Limestone		2710	
Dolomite		2877	

Litologi	Fluida	$\rho_{ma}(Kg/m^3)$	$\rho_f(Kg/m^3)$
	Fresh Water Mud		1000
	Salt Water Mud		1150
	Oil Mud		900

Kemudian dapat dilakukan koreksi dari pengaruh shale terhadap nilai dari porositas densitas ini, dimana persamaannya berdasarkan *Schlumberger* (1989) adalah

$$\phi_{DC} = \phi_D - (\phi_{DSh} \times Vsh) \quad (4)$$

Dimana,

ϕ_{DC} = Porositas Densitas Terkoreksi

ϕ_D = Porositas Densitas

ϕ_{DSh} = Nilai Porositas Densitas pada *Shale* dan RHOB pada GR_{Max}

VSh = Volume *Shale*

2. Porositas Berdasarkan Log Neutron

Log Neutron sendiri sudah menghitung nilai dari porositas, namun masih diperlukan koreksi, pada hal ini dilakukan koreksi terhadap pengaruh shale yang ada. Dimana menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$\phi_{NC} = \phi_N - (\phi_{NSh} \times Vsh) \quad (5)$$

Dimana,

ϕ_{NC} = Porositas Neutron Terkoreksi

ϕ_N = Porositas Neutron

ϕ_{NSh} = Nilai Porositas Neutron pada *Shale* dan RHOB pada GR_{Max}

Vsh = Volume *Shale*

Pada suatu batuan, besarnya porositas tergantung pada pemilahan ukuran butir dan tidak selalu mutlak pada ukuran butir. Jika suatu batuan memiliki pemilahan yang baik di mana 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:

1. Porositas Total

Porositas total merupakan perbandingan keseluruhan ruang kosong yang ada di dalam batuan terhadap total volume batuan. Dimana berdasarkan Bassiouni (1994), porositas totalnya dapat dihitung dengan persamaan :

$$\phi_T = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (6)$$

Dimana,

ϕ_N = Porositas Berdasarkan Log Neutron

ϕ_D = Porositas Berdasarkan Log Densitas

ϕ_T = Porositas Total

2. Porositas Efektif

Porositas efektif merupakan porositas yang dapat dilalui oleh fluida, dan tidak termasuk porositas yang tidak berhubungan satu sama lain. Porositas efektif adalah porositas total yang tidak terisi oleh *shale*. Porositas efektif ditentukan berdasarkan nilai porositas dan volume *shale*. Persamaan untuk porositas efektif (Harsono, 1997), adalah sebagai berikut :

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2}{2}} \quad (7)$$

Dimana,

ϕ_{NC} = Porositas Neutron Terkoreksi

ϕ_{DC} = Porositas Densitas Terkoreksi

ϕ_{eff} = Porositas Efektif

3.3.3 Saturasi Air

Saturasi atau biasa dikenal sebagai kejenuhan air ini adalah perbandingan kuantitas volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas keseluruhan batuan. 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, Simandoux, Indonesian, *Waxman Smith* dan *Dual Water* (Harsono, 1997).

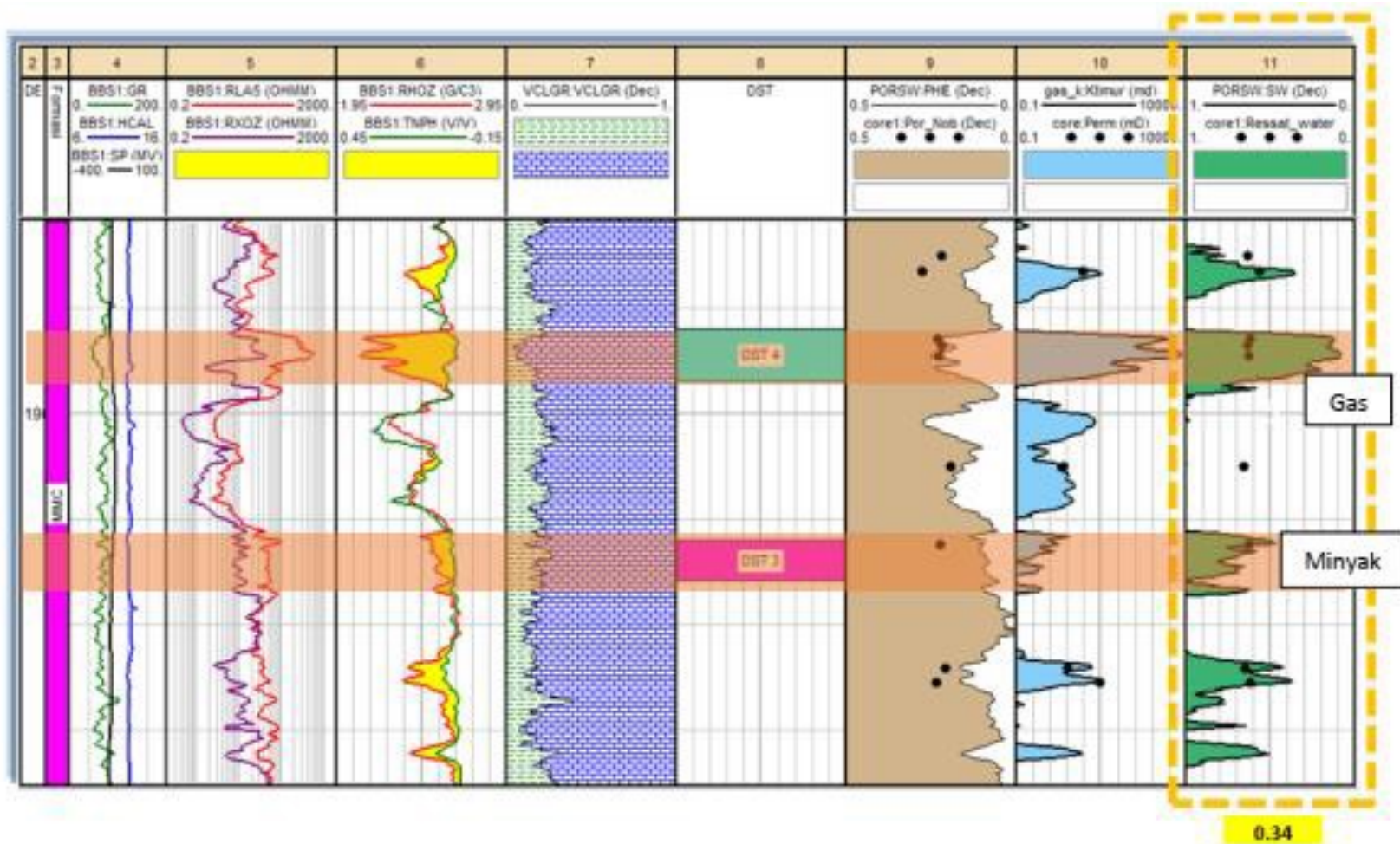
Penentuan jenis kandungan di dalam reservoir (air, minyak, dan gas) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air Formasi (S_w) dalam hasil batasan umum harga S_w sebagai berikut :

Tabel 3. Interpretasi saturasi fluida (Adim, 1991).

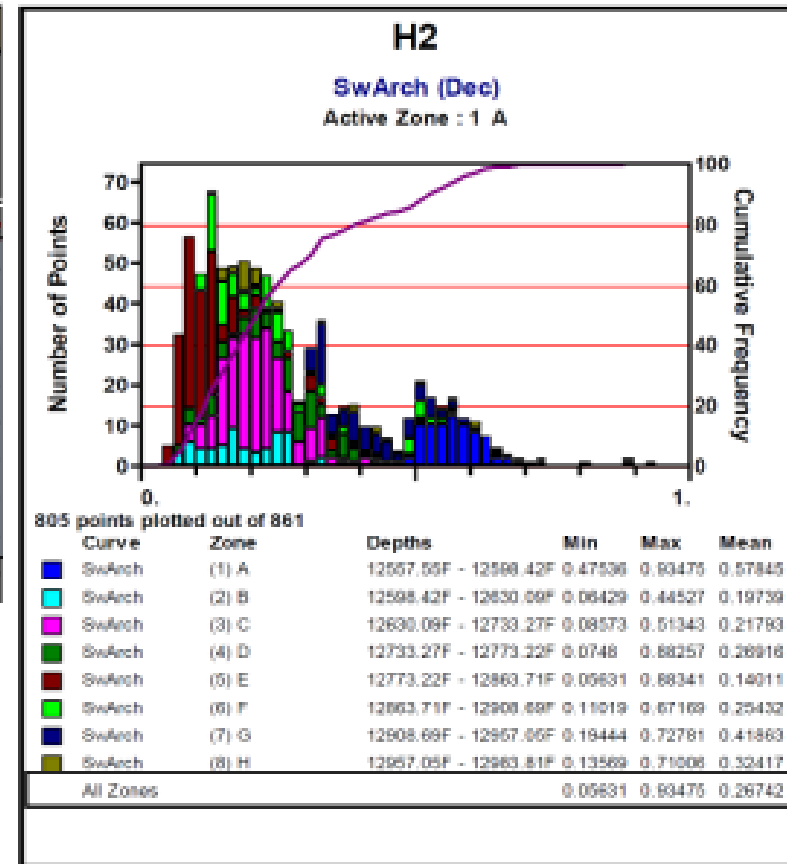
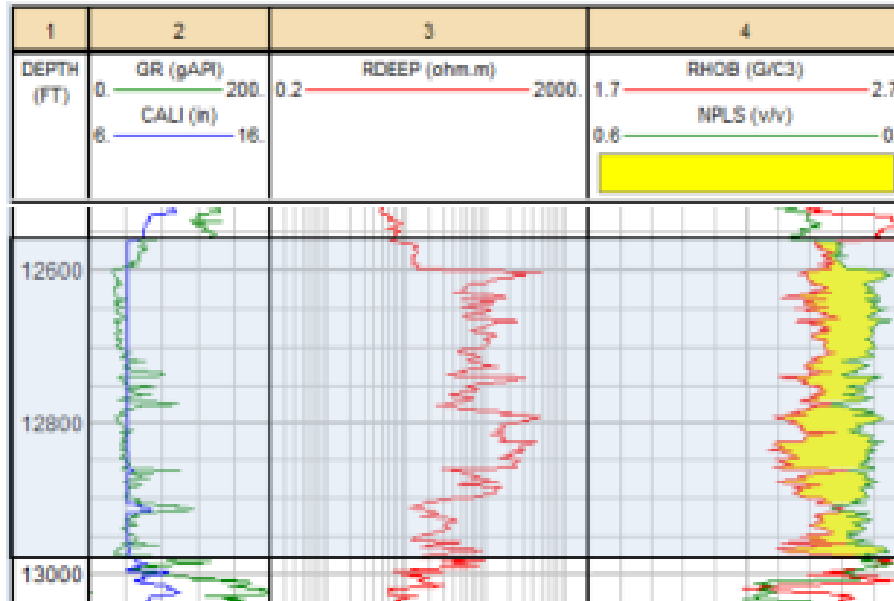
So Rata-rata	S_w Rata-rata	Perkiraan Jenis Reservoir
<3%	<50%	Gas
2-5%	<60%	Gas dan Minyak
>5%	<50-70%	Minyak
<1%	>70-75%	Air

Kemudian, pada penelitian oleh Malinda Arief (2018) terlihat pada zona yang mengandung fluida gas mempunyai separasi antara *log neutron porosity* dan *rho bulk* yang besar dan juga saturasi air yang rendah. Sedangkan untuk fluida minyak memiliki separasi antara *log neutron* dan *log densitas* yang sedang serta saturasi air menengah.

Pada penelitian yang dilakukan oleh Lisiana Putri (2017) di tunjukkan untuk log gamma ray yang terekam cenderung rendah dan memberi arti bahwa zona tersebut ialah permeable, dengan perekaman log resistivitas tinggi dan separasi antara *log neutron porosity* dan *log densitas* yang besar. Nilai saturasi air yang terukur adalah 27% dengan kandungan fluida gas.

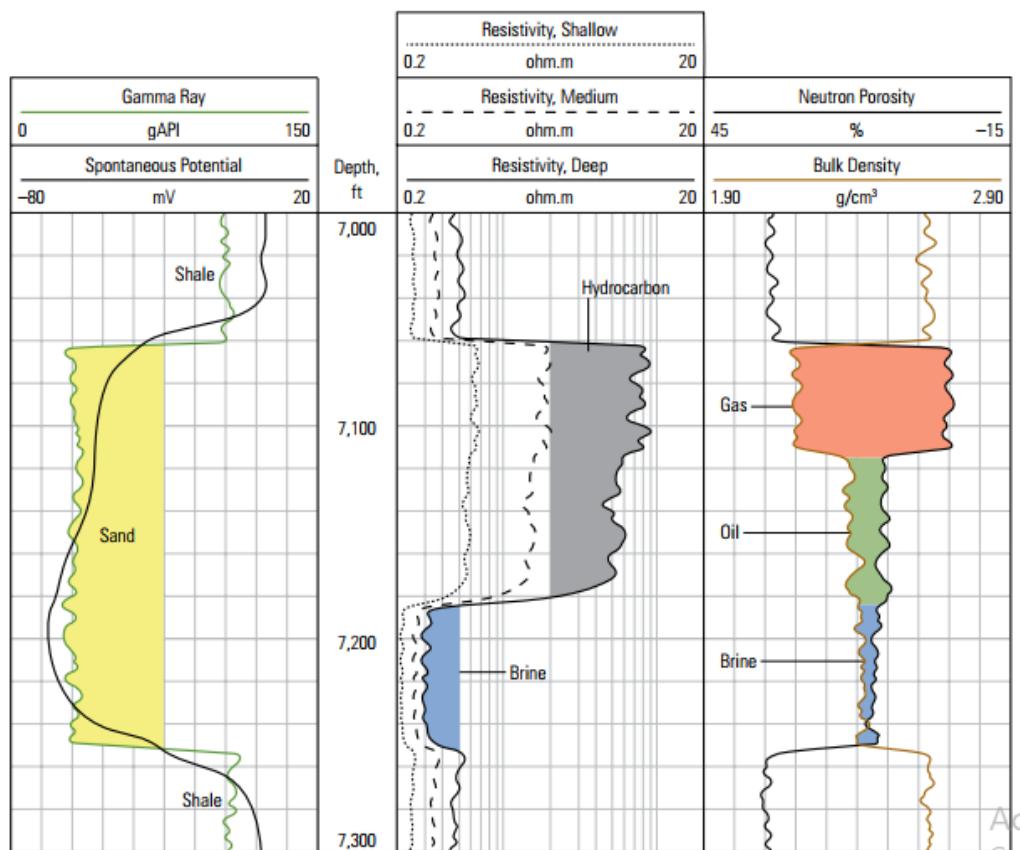


Gambar 9. Interpretasi kualitatif saturasi air (Malinda Arief, 2018)



Gambar 10. Interpretasi kuantitatif saturasi air (Lisiana Putri, 2017)

Selain itu, berdasarkan Varhaug (2016), menunjukkan serangkaian pengukuran *logging* mungkin mencakup kurva *spontaneous potential*, sinar gamma, resistivitas, neutron, dan densitas dalam satu presentasi. Respon sinar gamma (*Track 1*) membedakan nilai sinar gamma pasir yang rendah dari nilai serpih yang lebih tinggi. Kurva *spontaneous potential* umumnya mengikuti tren yang mirip dengan sinar gamma. Kolom berikutnya, yang disebut trek kedalaman, menunjukkan kedalaman dimana pengukuran dilakukan. Di seberang formasi batupasir, pengukuran resistivitas (*Track 2*) terlihat lebih tinggi di zona hidrokarbon daripada di zona jenuh air di bagian bawah pasir. Baik *porosity neutron* dan *bulk density* (*Track 3*) 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 kiri dengan separasi *porosity neutron* dan *bulk density* yang besar. Sedangkan untuk pengisi fluida minyak memperlihatkan nilai resistivitas yang tinggi dengan defleksi ke kiri dengan separasi *porosity neutron* dan *bulk density* yang sedang.



Gambar 11. Interpretasi kualitatif zona reservoir (Varhaug, 2016)

Saturasi air adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total. Perhitungan saturasi air pada daerah dengan reservoir bersih (tidak terlalu banyak mengandung *shale*) dapat dihitung dengan persamaan saturasi air Archie seperti berikut (Archie, G. E., 1941).

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad (8)$$

Dimana,

S_w = Saturasi air formasi (%)

m = Faktor Sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2, 2.15)

a = Faktor Turtuosity (batugamping = 1; batupasir = 0.62)

n = Eksponen Saturasi (1.8 – 2.5, umumnya 2.0)

ϕ = Porositas Efektif (%)

R_t = True Resistivity (Ωm)

R_w = Resistivitas air formasi (Ωm)

Sedangkan untuk daerah yang mengandung cukup banyak *shale* (umumnya *shaly sand*) dapat dihitung dengan persamaan simandoux sebagai berikut (Dewan, J.T., 1983)

$$S_w^c = \frac{a \cdot R_w}{2 \cdot \phi^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \phi^m}{a \cdot R_w \cdot R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (9)$$

S_w = Saturasi air formasi (%)

m = Faktor Sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2, 2.15)

a = Faktor Turtuosity (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 = True Resistivity (Ωm)

R_{sh} = Resistivitas pada *shale* (Ωm)

C = Untuk batupasir 0.4 dan untuk batugamping 0.45

3.4 Resistivitas Air Formasi

Resistivitas air formasi adalah tahanan jenis air yang berada di formasi pada suhu formasi. Untuk simbol yang digunakan untuk resistivitas air formasi sendiri

adalah R_w . Nilai resistivitas air formasi ini sendiri akan menjadi parameter untuk menentukan saturasi air. Metode *pickett plot* dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten, dan R_w -nya konstan. Metode ini didasarkan pada formula Archie. Selain digunakan untuk memperkirakan S_w , metode ini dapat pula digunakan untuk memperkirakan R_w , yaitu dengan membuat *crossplot* antara R_t dan porositas pada kertas log-log (Anastasya, 2016).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang diperlukan selama penelitian ini berlangsung adalah sebagai berikut:

1. Laptop
2. *Software* Techlog64 2015.3
3. *Software Interactive Petrophysics*
4. *Software Arcgis*
5. *Corel Draw X7*
6. Data Log

4.2 Waktu dan Tempat Penelitian

Adapun penelitian ini dilaksanakan pada :

Waktu : Januari 2023 - Juli 2023

Tempat : Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung
Jl. Prof. Dr. Ir. Sumantri Brojonegoro No.1, Gedong Meneng,
Kec. Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung 35141

4.3 Jadwal Penelitian

Di bawah ini disajikan tabel jadwal penelitian dari kegiatan penelitian yang dilakukan.

Tabel 4. Jadwal Penelitian

Kegiatan	Januari				Februari				Maret				April				Mei				Juni				Juli			
	Minggu				Minggu				Minggu				Minggu				Minggu				Minggu							
	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	Ke-	
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur																												
Pengumpulan Data																												
Pengolahan Data																												
Penyusunan Laporan dan Usul																												
Bimbingan Seminar Usul																												
Seminar Usul																												
Penyusunan Skripsi																												
Revisi dan Bimbingan Hasil																												
Seminar Hasil																												
Revisi dan Persiapan Sidang Komprehensif																												
Sidang Komprehensif																												

4.4 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur percobaan yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahapan awal untuk mengumpulkan data. Data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar sehingga dapat mempermudah dalam penelitian. Pada tahapan studi literatur,

penulis mempelajari tatanan geologi dan stratigrafi regional daerah penelitian. Pada tahap ini juga penulis mempelajari terkait *well logging*.

2. Persiapan dan Pengumpulan Data

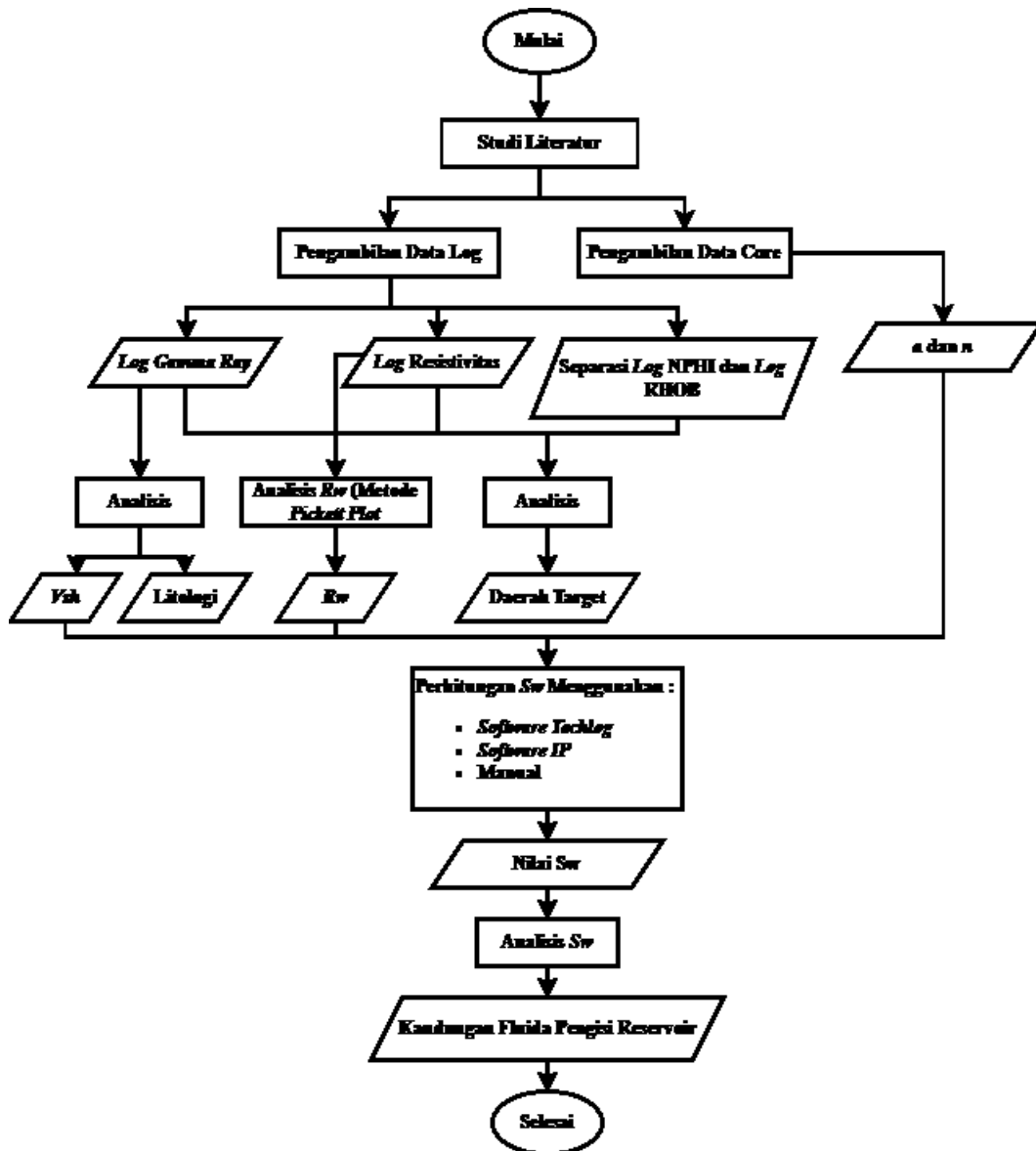
Tahapan persiapan dan pengumpulan data merupakan tahapan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dalam penelitian ini. Data yang digunakan pada penelitian berupa data log.

3. Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan empat sumur, yaitu Sumur H52, H-81ST, H-83 dan H-84. Keempat sumur ini berada di Cekungan Sumatera Selatan. Pengolahan diawali dengan menganalisis secara kualitatif daerah yang merupakan zona reservoir pada tiap sumur. Setelah itu ditentukan zona-zona yang termasuk *water bearing* untuk kemudian dapat dilakukan pencarian nilai saturasi air formasi (Rw) menggunakan metode *Pickett Plot*. Setelah didapatkan nilai Rw, selanjutnya pengolahan dilakukan secara manual dan juga menggunakan *software*. Pengolahan ini dilakukan hingga mendapatkan nilai Saturasi Air (Sw). Nilai Sw yang didapatkan juga digunakan untuk analisa fluida pengisi reservoir.

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir penelitian ini adalah sebagai berikut :



Gambar 12. Diagram alir penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

1. Terdapat 6 zona reservoir pada sumur H-52, sumur H-81 memiliki 19 zona reservoir, terdapat 17 zona reservoir pada sumur H-83 dan 9 zona reservoir pada sumur H-84.
2. Sumur H-52 memiliki nilai Sw yang relatif kecil yaitu dibawah 0.5 sedangkan sumur H-81 sebagian besar didominasi dengan nilai Sw yang sedang 0.4-0.6 untuk sumur H-83 dan H-84 sebagian besar memiliki nilai Sw yang tinggi dimana lebih dari 0.6.
3. Pada sumur H-52 dan H-81 reservoirnya didominasi dengan fluida pengisi berupa gas. Sedangkan pada sumur H-83 dan H-84 didominasi dengan fluida pengisi berupa minyak.

6.2 Saran

Diperlukan data tambahan berupa data core untuk analisis lebih lanjut kandungan fluida reservoir, serta data seismik untuk analisa penyebaran dan analisa lebih lanjut untuk mengetahui besarnya cadangan yang ada di daerah tersebut

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. 1991. *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir, Volume 1*. Jakarta : Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS".
- Anastasya, P. R. 2015. Analisis Penentuan Zona Produktif dan Perhitungan Cadangan Minyak Awal dengan Menggunakan Data Logging Pada Lapangan Apr. *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*.
- Archie, G. E. 1941. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Transactionsof AIME*. 146 (01), 54-62.
- Asquith., George., Gibson., dan Charles. 1982. *Basic Well Log Analysis For Geologist*. Tulsa: AAPG.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well log Analysis Second Edition, AAPG Methods in Exploration series no.16*. Oklahoma: American Association of Petroleum Geologist.
- Bassiouni, Z. 1994. *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs, Volume 4*. Dallas : Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Bateman, R.M. 1985. *Open-hole Log Analysis & Formation Evaluation*. Boston: International Human Resources Development Corporation.
- Bishop, G.M. 2001. *USGS Open File Report: South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar Cenozoic Total Petroleum System*. Colorado: U. S. Geological Survey.
- De Coster G. L. 1974. The Geology of the Central and South Sumatera Basins. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, Third Annual Convention*.
- Dewan, J.T. 1983. *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*. Oklahoma : PennWell Publishing Company.

- Dewanto, O. 2009. *Well Logging*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O., dan Prihadita, W. P. 2021. Perbandingan Nilai Porositas Hasil Perhitungan Log dan Pengukuran Core Pada Sumur A-1 dan B-1 Di Cekungan Sumatera Tengah. In *Prosiding Seminar Nasional Ilmu Teknik dan Aplikasi Industri Fakultas Teknik Universitas Lampung*,(4), 137-1.
- Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. 2020. *Statistik Minyak dan Gas Bumi Semester I 2020*. Indonesia : Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Ginger, D dan Fielding, K. 2005. The Petroleum and Future Potential of The South Sumatera Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Assocoation*.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Edisi Revisi-8 Mei*, Indonesia: Schlumberger Oil Services.
- Heidrick, T.L dan Aulia, K. 1993. Astructural and Tectonic Model of TheCoastal Plain Block, Central SumateraBasin, Indonesia. *Proceedings Indonesian Petroleum Assocoation*.
- Koesoemadinata R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas bumi, Edisi-2. Jilid 1 dan 2*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Lisiana Putri, H., Dewanto, O., Haerudin, N. 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. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*.
- Malinda Arief, D., 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*. 2(17), 2356-1599.
- Mastoadji, E. 2007. *Basic Well Log Interpretation*. Semarang: Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- Nadhifah, N. 2022. Potensi Minyak dan Gas Bumi Pada Formasi Cepu Berdasarkan Integrasi Data Sumur Dan Geokimia Di Cekungan Jawa Timur Utara. *Skripsi*. Teknik Geofisika Universitas Lampung. 1-114.

- Nukefi, A. 2007. *Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Pulunggono, A., Agus Haryo, S., dan Kosuma, C. G. 1992. Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems as A Framework of The South Sumatera Basin; A Study of SAR-Maps. *21st Annual Convention Proceedings Indonesian Petroleum Assocoation*.
- Purba, R.L., Dewanto, O., dan Mulyatno, B. S. 2018. Estimasi Kandungan Serpih (Vsh), Porositas Efektif ($\emptyset E$) dan Saturasi Air (Sw) Untuk Menghitung Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoir Limestone Lapangan "PRB" Di Sumatera Selatan Menggunakan Data Log Dan Petrofisika. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(3), 90-102.
- 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*, Teknik Geofisika Universitas Lampung. 1-92.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs. Second Edition*. Malta: Interprint Ltd.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs. Second Edition*. Sutherland: Rider-French Publications.
- Sardjito., Fadianto, E., Djumlati., dan Hamen., S. 1991. Hydrocarbon Prospect of Pre Tertiary Basement In Kuang Area, South Sumatera. *20th Annual Convention Proceedings Indonesian Petroleum Assocoation*.
- Schlumberger. 1958. *Introduction to Well Logging*, Indonesia: Schlumberger Well Services.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Application*. Texas: Seventh Printing.
- Schlumberger, 1997. *Log Interpretation charts*. Texas: Schlumberger Ltd.
- Siallagan, F., Dewanto, O., dan Mulyatno, B. S. 2019. Analisis Reservoir Migas berdasarkan Parameter Petrofisika dari 7 Sumur di Cekungan Sumatera Selatan. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, 3(2), 52-64.
- Sirait, D. S., Afifah, R. S., dan Karmila, K. 2022. Analisis Jenis Fluida Reservoir Berdasarkan Nilai Sw dan Log Sumur Ds-19, Cs-21, Rs-23 Formasi Air

Benakat Cekungan Sumatera Selatan. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 4(1), 114-128.

Thomer. 1984. *Field Geologist*, The Hague Geological Department.

Varhaug, M. 2016. *Basic Well Log Interpretation*, Schlumberger: Oilfield Review.