

**IDENTIFIKASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN NILAI
 S_w UNTUK MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA PADA
ZONA TARGET RESERVOAR BERDASARKAN ANALISIS
ELEKTROFACIES MENGGUNAKAN METODE *LOG* DI
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

(Skripsi)

Oleh

**Ade Irma Anestatia
1865051001**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**IDENTIFIKASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN NILAI
 S_w UNTUK MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA PADA
ZONA TARGET RESERVOAR BERDASARKAN ANALISIS
ELEKTROFACIES MENGGUNAKAN METODE *LOG* DI
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Oleh

ADE IRMA ANESTATIA

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 LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN NILAI S_w UNTUK MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA PADA ZONA TARGET RESERVOAR BERDASARKAN ANALISIS *ELEKTROFACIES* MENGUNAKAN METODE *LOG* DI CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT

Oleh

ADE IRMA ANESTATIA

Cekungan Bintuni merupakan salah satu Cekungan Pra tersier–tersier yang berada di Kawasan Timur Indonesia. Terdapat banyak potensi hidrokarbon di Indonesia bagian timur terutama pada daerah kepala burung Papua. Telah dilakukan penelitian menggunakan dua titik sumur yang terdiri dari sumur A-2 dan A-4 di Cekungan Bintuni, Papua Barat menggunakan metode *well logging* untuk memberikan dugaan potensi hidrokarbon di bawah permukaan. Selanjutnya, dilakukan identifikasi lingkungan pengendapan reservoir dengan analisis elektrofases serta perhitungan parameter petrofisika. Lingkungan pengendapan merupakan tempat dimana suatu lapisan litologi mengalami proses pembentukan batuan atau proses sedimentasi. Dihilangkan bahwa dari penelitian ini, berdasarkan analisis elektrofases menunjukkan zona target reservoir berada memiliki pola elektrofases berupa *cylindrical* dan *serrated* dengan lingkungan pengendapan *shallow water* dan *Storm dominated shelf and distal deep-marine slope*. Sedangkan dari hasil perhitungan parameter petrofisika dihasilkan bahwa pada sumur A-2 didapatkan nilai saturasi air berada pada rentang 26 - 65% dengan kandungan fluida yaitu berupa gas, minyak dan gas, serta minyak. Dan pada sumur A-4 didapatkan nilai saturasi air berada pada rentang 46 - 55% dengan kandungan fluida yaitu berupa gas serta minyak dan gas.

Kata kunci: reservoir, elektrofases, lingkungan pengendapan , saturasi air.

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF SETTLEMENTAL ENVIRONMENT AND S_w VALUES TO KNOW THE FLUID CONTENT IN THE RESERVOAR TARGET ZONE BASED ON ANALYSIS OF ELECTROFACIES USING THE LOG METHOD IN THE BINTUNI BASIN, WEST PAPUA

By

ADE IRMA ANESTATIA

The Bintuni Basin is one of the pre-tertiary-tertiary basins in Eastern Indonesia. There is a lot of potential for hydrocarbons in eastern Indonesia, especially in the bird's head area of Papua. Research has been carried out using two point wells consisting of wells A-2 and A-4 in the Bintuni Basin, West Papua using the well logging method to provide an estimate of the potential for subsurface hydrocarbons. Next, identification of the reservoir depositional environment was carried out by means of electrofacies analysis and calculation of petrophysical parameters. The depositional environment is a place where a lithological layer undergoes a process of rock formation or a sedimentation process. It was found that from this study, based on electrofacies analysis, the reservoir target zone has an electrofacies pattern in the form of cylindrical and serrated with shallow water depositional environment and Storm dominated shelf and distal deep-marine slope. Meanwhile, from the calculation of the petrophysical parameters, it was found that in the A-2 well, the water saturation value was in the range of 26 - 65% with fluid content in the form of gas, oil and gas, and oil. And in well A-4, the water saturation value is in the range of 46 - 55% with fluid content in the form of gas and oil and gas.

Keywords: reservoir, electrofacies, depositional environment, water saturation.

Judul Skripsi : **IDENTIFIKASI LINGKUNGAN
PENGENDAPAN DAN NILAI S_w UNTUK
MENGETAHUI KANDUNGAN FLUIDA PADA
ZONA TARGET RESERVOAR
BERDASARKAN ANALISIS *ELEKTROFACIES*
MENGUNAKAN METODE *LOG* DI
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Nama Mahasiswa : *Ade Irma Anestatia*

Nomor Pokok Mahasiswa : 1865051001

Program Studi : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



Pembimbing 1

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

Pembimbing 2

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 : Ir. Syamsurijal Rasimeng, M.Si.



2. Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.
NIP.197309282001121002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 13 Januari 2023

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, 25 Januari 2023



Ade Irma Anestatia
1865051001

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Sumber Jaya Kab. Lampung Barat pada tanggal 18 April 2000, yang merupakan anak bungsu dari pasangan Bapak Asep Kusuma dan Ibu Ratna Yeti. Penulis menempuh pendidikan dimulai dari Taman Kanak-kanak (TK) Yapsi Sumberjaya pada tahun 2004 hingga 2005. Kemudian, penulis melanjutkan pendidikan ke Sekolah Dasar (SD) pada tahun 2006 hingga tahun 2012 di SD Negeri 3 Tugusari. Lalu, menempuh

pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) pada tahun 2012 hingga tahun 2015 di SMP Negeri 1 Sumberjaya Lampung Barat dan dilanjutkan ke jenjang Sekolah Menengah Atas (SMA) di SMA Negeri 1 Sumberjaya Lampung Barat pada tahun 2015 hingga tahun 2018. Pada saat SMA penulis aktif mengikuti organisasi SENI yaitu Sanggar Seni Cupido Divisi Musikalisasi Puisi dan Teater. Pada saat SMA penulis pernah mendapat penghargaan Teater Monolog Tingkat Provinsi tahun 2016, cabang Solo Song Putri tingkat Kabupaten tahun 2017, Penata Ilustrasi Musik teater Terbaik tingkat Provinsi tahun 2017, Penampil Teater Terbaik 3 Tingkat Provinsi tahun 2017. Selanjutnya, penulis melanjutkan pendidikan ke tingkat perguruan tinggi Negeri di Universitas Lampung Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur Prestasi Khusus pada tahun 2018.

Selama masa perkuliahan, penulis aktif dalam beberapa organisasi kemahasiswaan. Dalam periode 2019/2020, penulis aktif sebagai Anggota Bidang Multimedia

Informasi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana), serta tergabung dalam *Society of Exploration Geophysicist Student Chapter University of Lampung* (SEG SC Unila) periode 2019/2020 sebagai Bendahara Umum, dan Anggota Divisi PSDM SM-IAGI Unila periode 2021. Pada bulan September sampai dengan Oktober penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) di PT. Lampung Geosains Survei Kota Bandar Lampung, Lampung pada tahun 2021 dengan judul penelitian **“Identifikasi Zona Akuifer Air Tanah Pada Sumur AIA Menggunakan Metode Well Logging Pada Daerah X”**. Pada bulan Februari sampai dengan Maret tahun 2021, penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) Mandiri di Desa Tugusari, Kec. Sumberjaya, Kab. Lampung Barat. Kemudian, di akhir masa studi, penulis melakukan penelitian tugas akhir dengan judul **“Identifikasi Lingkungan Pengendapan dan Nilai Sw Untuk Mengetahui Kandungan Fluida Pada Zona Target Reservoir Berdasarkan Analisis *Elektrofacies* Menggunakan Metode Log di Cekungan Bintuni, Papua Barat”**.

PERSEMBAHAN

Alhamdulillahirobbil'alamin

Dengan mengucapkan rasa syukur yang begitu besar kepada Allah SWT, yang telah memberikan kesempatan, pengalaman, ketabahan, rasa semangat dan pantang menyerah dalam menulis karya ini

Maka

Penulis mempersembahkan karya ini untuk:

Kedua orang tua tercinta

Bapak Asep Kusuma dan Ibu Ratna Yeti

Terimakasih atas kerja keras, do" a serta dukungan yang selalu diberikan, baik dalam bentuk material, moral, semangat, cinta dan kasih sayang.

Penulis ingin melakukan yang terbaik untuk setiap kepercayaan yang diberikan.

Kakak-kakaku Tersayang,

Nia Astuti dan Anwar Arifin S.Kom

Kedua Ponakanku Tersayang

Arunna Malaikha dan Pandu Mahawira Adhitama

Terimakasih atas segala kasih sayang, do" a dan membantu dalam hal apapun, menjadi tempat bercerita dan menjadi penyemangat.

*Teknik Geofisika 2018 Universitas Lampung
Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung*

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

MOTTO

“Sebaik-baiknya manusia diantaramu adalah yang paling banyak manfaatnya bagi orang lain.”

(H.R.Bukhari)

Jika kamu berbuat baik (berarti) kamu berbuat baik untuk dirimu sendiri. Dan jika kamu berbuat jahat, maka (kerugian kejahatan) itu untuk dirimu sendiri.

(Q.S. Al-Isra[‘]: 7)

“Angin tidak berhambus untuk menggoyangkan pepohonan, melainkan menguji kekuatan akarnya.”

(Ali bin Abi Thalib)

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Warrahmatullahi Wabarakatuh

Puji syukur penulis sampaikan atas kehadiran, rahmat, dan hidayah Allah SWT sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian tugas akhir dan skripsi yang berjudul **“Identifikasi Lingkungan Pengendapan dan Nilai Sw Untuk Mengetahui Kandungan Fluida Pada Zona Target Reservoir Berdasarkan Analisis *Elektrofacies* Menggunakan Metode *Log* di Cekungan Bintuni, Papua Barat”** Adapun dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini penulis menyadari bahwa selesainya proses ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan berbagai pihak.

Skripsi ini merupakan syarat untuk menyelesaikan studi Strata-I Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Adapun dalam pelaksanaan maupun penulisan, penulis menyadari mungkin masih terdapat beberapa kekurangan dalam skripsi ini sehingga kritik dan saran yang bersifat membangun sangat diharapkan untuk hasil yang lebih baik. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat dan memberikan informasi yang baik bagi siapapun. Terima kasih.

Wassalamu'alaikum Warrahmatullahi Wabarakatuh

Penulis



Ade Irma Anestatia

SANWACANA

Alhamdulillah, puji syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT sehingga penelitian ini dapat terselesaikan dengan baik. Dalam pelaksanaan serta penyelesaian ini tentunya banyak pihak yang telah membantu dan mendukung penulis. Untuk itu, penulis ingin menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT, atas segala rahmat, hidayah dan karunia-Nya kepada penulis.
2. Kedua orang tua tercinta, yang tak henti-hentinya mendidik, berkorban, bekerja keras, berdoa dan selalu mendukung penulis disetiap langkah kehidupan terutama dalam hal pendidikan. Semoga kalian selalu diberi kesehatan dan dilindungi oleh Allah SWT.
3. Kakak-kakakku tersayang Nia Astuti dan Anwar Arifin S.Kom serta keponakanku Arunna Malaikha dan Pandu Mahawira Adhitama, yang selalu mendukung dan membantu dalam hal apapun, dan menjadi penyemangat penulis dalam menyelesaikan skripsi ini.
4. Seluruh keluarga besar yang selalu memberikan doa, semangat, dan dukungan kepada penulis.
5. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku Dosen pembimbing satu atas kesediaannya memberikan bimbingan, motivasi, saran dan kritik dalam proses penyelesaian skripsi ini.
7. Bapak Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si. selaku Dosen pembimbing dua atas kesediaannya memberikan bimbingan, motivasi, saran, dan kritik dalam proses penyelesaian skripsi ini.

8. Bapak Ir. Syamsurijal Rasimeng, M.Si. selaku Penguji di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
9. Bapak Prof. Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D. selaku Dosen Pembimbing Akademik.
10. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang penulis hormati. Terima kasih atas segala ilmu yang telah diberikan selama masa perkuliahan.
11. Jefri Riki R, S.T. yang telah menemani dan meluangkan waktu disela-sela kesibukannya, membantu dan memberi semangat kepada penulis untuk terus berjuang selama menjalankan perkuliahan dan menyelesaikan skripsi ini.
12. Teman seperjuangan Tugas Akhir Okta, Rindy, Eno, Miftahul, Supardi, Budzar, Ari atas segala bantuan, motivasi dalam penyelesaian skripsi ini.
13. Intan Kumala Utami, satu-satunya teman yang selalu mau direpotkan selama masa akhir perkuliahan. Terimakasih selalu memberikan hiburan, canda tawa, keluh kesah, semangat, dan juga tulus membantu dalam hal apapun.
14. Meli, Hilda, Fatimah sahabat sedari kecil yang hingga saat ini masih bertahan dan bersama. Terima kasih atas semua kenangannya.
15. Teman-teman KKN Desa Tugusari, Kecamatan Sumber jaya Intan, Dwi, Siti, Muhy, Syuja terimakasih atas semua kenangan dan pengalamannya.
16. Keluarga besar Teknik Geofisika 2018. Terima kasih atas dukungan kalian semua selama ini.
17. Serta semua pihak yang terlibat yang tidak bisa disebutkan satu persatu, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Akhir kata, Penulis menyadari mungkin masih terdapat kekurangan dalam penulisan skripsi ini dan masih jauh dari kesempurnaan, akan tetapi sedikit harapan semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua. Aamiin.

Penulis



Ade Irma Anestatia

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
PERSETUJUAN.....	iv
PENGESAHAN	v
PERNYATAAN.....	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN.....	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR.....	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI.....	xiv
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL.....	xix
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Manfaat Penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Lokasi Daerah Penelitian	4
2.2 Geologi Regional Cekungan Bintuni Papua Barat.....	5
2.2.1 Sesar Sorong	6
2.2.2 Sesar Tarera Aiduna.....	6
2.2.3 Lengguru <i>Fold-Belt</i>	6

2.2.4 Sesar <i>Through</i>	6
2.3 Stratigrafi Cekungan Bintuni Papua Barat.....	7
2.3.1 Formasi Kemum.....	9
2.3.2 Formasi Aifam	9
2.3.3 Formasi Tipuma	9
2.3.4 Formasi Kembelangan	9
2.3.4.1 Kembelangan Bawah.....	10
2.3.4.2 Kembelangan Atas.....	10
2.3.5 Formasi Warimpi	10
2.3.6 Kelompok Batu Gamping	10
2.3.7 Formasi Klasafet	11
2.3.8 Formasi Stenkool	11
2.4 <i>Petroleum System</i> Cekungan Bintuni Papua Barat	12
2.4.1 Batuan Induk (<i>Source rock</i>).....	12
2.4.2 Batuan Reservoar (<i>Reservoir rock</i>).....	12
2.4.3 Migrasi	12
2.4.4 Perangkap (<i>Trap</i>)	13
2.4.5 Batuan Penutup (<i>Seal</i>).....	13
2.5 Penelitian Sebelumnya.....	14

III. TEORI DASAR.....16

3.1 <i>Well Logging</i>	16
3.1.1 <i>Wireline Logging</i>	17
3.1.2 <i>Logging While Drilling</i>	17
3.2 Jenis-jenis <i>Log</i>	19
3.2.1 <i>Log Gamma Ray</i>	19
3.2.2 <i>Log Spontaneous Potential (SP)</i>	21
3.2.3 <i>Log Resistivitas</i>	22
3.2.4 <i>Log Densitas</i>	24
3.2.5 <i>Log Neutron</i>	26
3.2.6 <i>Log Caliper</i>	28
3.2.7 <i>Log Sonic</i>	28
3.3 Elektrofasis.....	29
3.4 Parameter Petrofisika	32

3.4.1 <i>Vshale</i>	33
3.4.2 Porositas	34
3.4.3 Resistivitas Air (<i>R_w</i>)	37
3.4.4 Saturasi Air (<i>S_w</i>)	37
IV. METODE PENELITIAN.....	42
4.1 Tempat dan Waktu Penelitian	42
4.2 <i>Time Schedule</i>	42
4.3 Alat dan Bahan	43
4.4 Prosedur Penelitian.....	43
4.5 Diagram Alir	47
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	48
5.1 Interpretasi Kualitatif Zona Target Reservoir	48
5.1.1 Interpretasi Kualitatif Zona Target Reservoir Sumur A-2	49
5.1.2 Interpretasi Kualitatif Zona Target Reservoir Sumur A-4	55
5.2 Analisis Lingkungan Pengendapan	59
5.3 Interpretasi Kuantitatif Zona Target Reservoir	67
5.3.1 Resistivitas Air (<i>R_w</i>)	68
5.3.2 Porositas	72
5.3.3 Saturasi Air (<i>S_w</i>)	73
VI. KESIMPULAN DAN SARAN.....	78
6.1 Kesimpulan	78
6.2 Saran.....	79
DAFTAR PUSTAKA	80

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Lokasi daerah penelitian	4
2. Elemen tektonik kepala burung.....	5
3. Stratigrafi bagian timur kepala burung, Papua Barat	8
4. Operasi kegiatan <i>logging</i>	18
5. Respon <i>log gamma ray</i>	20
6. <i>Log spontaneous potential</i>	22
7. Grafik <i>log resistivity</i>	24
8. Respon <i>log density</i>	26
9. Respon <i>log neutron</i>	27
10. Respon dan prinsip kerja <i>log sonic</i>	29
11. Pola <i>gamma ray</i> elektrofases	31
12. Penampang lingkungan pengendapan pada bagian (a) <i>Upper Delta Plain</i> , (b) <i>Lower Delta Plain</i> , (c) <i>Transitional Lower Delta</i>	32
13. Interpretasi kuantitatif saturasi air (Malinda Arief, 2018).....	39
14. Interpretasi kuantitatif saturasi air (Lisiana Putri, 2017)	40
15. Interpretasi kualitatif zona reservoir (Varhaug, 2016)	40
16. Diagram Alir.	47
17. Zona target pertama sumur A-2 pada Cekungan Bintuni.....	49
18. Zona target kedua sumur A-2 pada Cekungan Bintuni.....	49
19. Zona target ketiga sumur A-2 pada Cekungan Bintuni.....	50
20. Zona target keempat sumur A-2 pada Cekungan Bintuni.....	51
21. Zona target kelima sumur A-2 pada Cekungan Bintuni.....	51

22. Zona target keenam sumur A-2 pada Cekungan Bintuni	52
23. Zona target ketujuh sumur A-2 pada Cekungan Bintuni	53
24. Zona target kedelapan sumur A-2 pada Cekungan Bintuni	53
25. Zona target kesembilan sumur A-2 pada Cekungan Bintuni	54
26. Zona target kesatu sumur A-4 pada Cekungan Bintuni	55
27. Zona target kedua sumur A-4 pada Cekungan Bintuni.....	56
28. Zona target ketiga sumur A-4 pada Cekungan Bintuni.....	56
29. Zona target keempat sumur A-4 pada Cekungan Bintuni.....	57
30. Zona target kelima sumur A-4 pada Cekungan Bintuni	57
31. Zona target keenam sumur A-4 pada Cekungan Bintuni.....	58
32. <i>Pickett Plot</i> sumur A-2.....	69
33. <i>Pickett Plot</i> sumur A-4.....	70
34. Lapisan Prospek Kedalaman 1962.4-1964.7 m	74

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Nilai resistivitas.....	23
2. Densitas matriks berbagai litologi.....	36
1. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir	36
2. Interpretasi saturasi fluida hasil data lab	39
3. Pelaksanaan kegiatan penelitian	43
4. Hasil zona target sumur A-2 pada Cekungan Bintuni	55
5. Hasil zona target sumur A-4 pada Cekungan Bintuni	58
6. Analisis elektrofases sumur A-2 mengacu pada Kendall, (2005)	60
7. Analisis elektrofases sumur A-4 mengacu pada Kendall, (2005)	64
8. Hasil <i>crossplot</i> dari <i>schlumberger chart</i> sumur A-2.....	68
9. Hasil <i>crossplot</i> dari <i>schlumberger chart</i> sumur A-4.....	68
10. Hasil porositas efektif dari sumur A-2 Cekungan Bintuni.....	73
11. Hasil porositas efektif dari sumur A-4 Cekungan Bintuni.....	73
12. Nilai Sw dan perkiraan jenis reservoir sumur A-2	76
13. Nilai Sw dan perkiraan jenis reservoir sumur A-4	77

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cekungan Bintuni adalah salah satu Cekungan Pra tersier–Tersier yang berada di Kawasan Timur Indonesia (KTI). Berdasarkan pada peta Cekungan Sedimen Indonesia, cekungan Bintuni ini memiliki luas hingga $\pm 30.000 \text{ km}^2$, namun sampai sekarang ini hanya terdapat beberapa lapangan minyak dan gas yang berproduksi, yaitu Lapangan Minyak di Wiriagar (Petro Energy Utama Wiriagar), Lapangan Gas LNG Tangguh di Teluk Bintuni, Distrik Babo (BP), dan Lapangan Migas di Mogoi (Petro Papua Mogoi Wasian). Oleh karena itu, Cekungan Bintuni menarik untuk dikaji lebih jauh (Handyarso dan Padmawidjaja, 2017).

Well logging sendiri merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (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. Analisis *well logging* saat ini banyak digunakan karena kualitas datanya yang akurat. Salah satu data yang dapat diperoleh pada saat kegiatan ini adalah data *well logging*, dimana data ini menyajikan kurva-kurva *log* yang dapat menggambarkan sifat dan karakteristik batuan yang berada dibawah permukaan (*subsurface*).

Selain itu kurva-kurva ini juga dapat menginformasikan jenis fluida yang terkandung pada batuan tersebut.

Telah dilakukan penelitian sebelumnya oleh Ryka dkk (2020) penelitian menggunakan interpretasi hasil pola respon *log* diantaranya *serrated*, *blocky*, dan *bell*. Hasil interpretasi *log* daerah penelitian berada pada lingkungan pengendapan zona *transitional lower delta plain*. Kemudian penelitian oleh Syaeful dkk (2017) *log GR* yang menunjukkan bentuk *funnel*, bergerigi dan simetris, mengindikasikan fasies *shoreface*, *lagoon*, dan *tidal point bar*. Dan penelitian oleh Herlin (2014) penelitian tersebut dihasilkan analisa kualitatif yang menghasilkan informasi berupa zona reservoir pada setiap sumur. Dari sumur H2 berada pada kedalaman 12557.5-12982.5 ft, untuk sumur H4 berada pada kedalaman 12231.5-12332.5 , sumur H5 berada pada kedalaman 12575.2- 13010 ft dengan ketebalan 252.5 ft dan sumur H6 memiliki zona reservoir yang berada pada kedalaman 12770.5-13098ft. Sedangkan dari hasil analisa kuantitatif, didapatkan nilai parameter petrofisika untuk zona reservoir pada masing-masing sumur. Pada sumur H2, didapatkan nilai saturasi air sebesar 26%, sumur H4 sebesar 31%, sumur H5 sebesar 31%, dan H6 sebesar 23%.

Pembahasan yang dilakukan lebih terfokus pada interpretasi lingkungan pengendapan menggunakan analisis elektrofasis sebagai langkah awal mengetahui lingkungan pengendapan pada daerah yang akan dilakukan pengembangan eksplorasi/eksploitasi hidrokarbon. Konsep-konsep baru dalam pengembangan sebuah lapangan minyak seringkali muncul setelah dilakukan studi baru yang lebih detail. Salah satu studi yang dapat dilakukan adalah analisis elektrofasis. Penelitian dilakukan dimaksudkan untuk meningkatkan pemahaman mengenai interpretasi lingkungan pengendapan dengan analisa elektrofasis menggunakan dua data *log* yaitu sumur A-2 dan A-4.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian yang digunakan pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Menentukan zona target resevoir migas pada sumur A-2 dan sumur A-4 Cekungan Bintuni.
2. Mengetahui jenis lingkungan pengendapan pada zona target reservoir sumur A-2 dan A-4 berdasarkan pola elektrofases.
3. Menentukan nilai saturasi air (S_w) untuk mengetahui kandungan fluida pada sumur A-2 dan A-4 Cekungan Bintuni.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah yang digunakan pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Data *log* sumur yang diolah hanya menggunakan dua sumur yaitu A-2 dan A-4 pada Cekungan Bintuni.
2. Analisis yang digunakan yaitu merupakan analisis elektrofases.

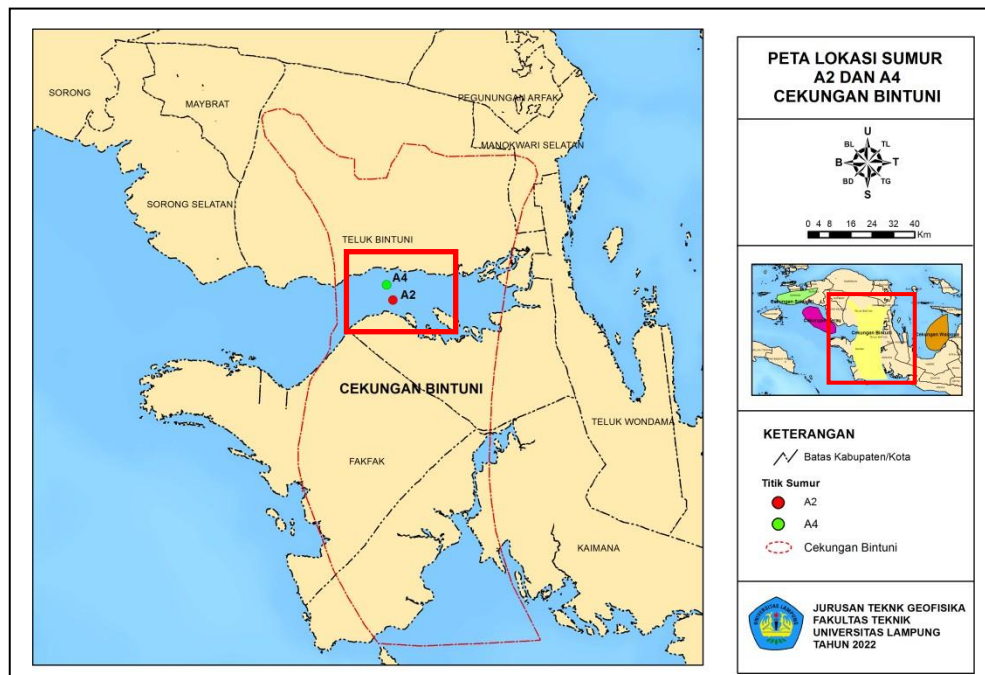
1.4 Manfaat Penelitian

Melalui penelitian ini diharapkan dapat mengetahui zona target reservoir migas dan nilai S_w untuk mengetahui kandungan fluida pada sumur A-2 dan A-4 Cekungan Bintuni menggunakan data *Well logging* dan mengetahui lingkungan pengendapannya yang ke depannya dapat digunakan untuk estimasi cadangan hidrokarbon dan pengembangan eksplorasi/eksploitasi hidrokarbon.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

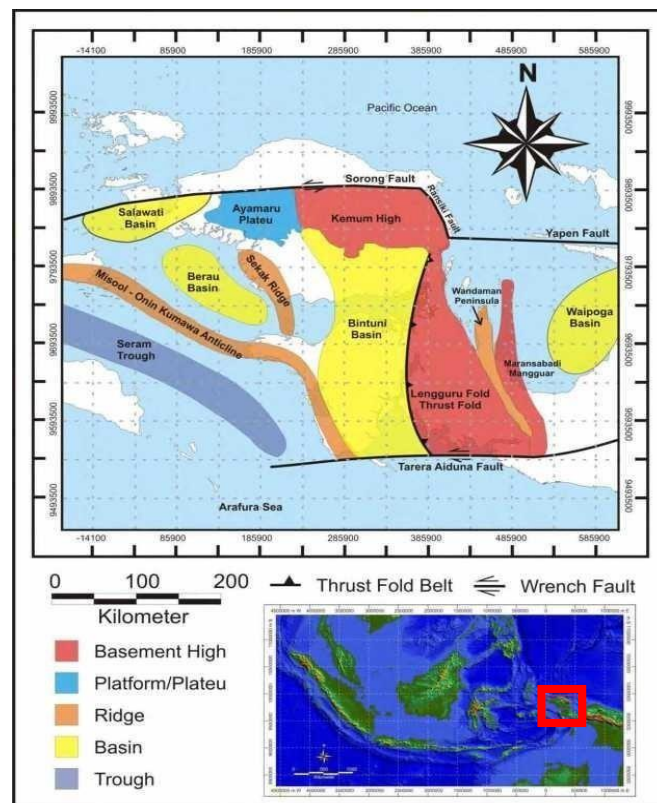
Lokasi daerah penelitian yang mencakup sumur A-2 dan A-4 yaitu terletak di Cekungan Bintuni, Kabupaten Papua Barat, Provinsi Papua, yang merupakan salah satu cekungan Pra Tersier-tercier yang berada di Kawasan Timur Indonesia (KTI). Secara geografis, Papua dibagi menjadi tiga komponen besar yaitu bagian Kepala-Leher Burung (KB), Leher Burung dan Badan Burung. Cekungan Bintuni berada di daerah Teluk Bintuni-Papua Barat, tepatnya terletak di bagian Kepala-Leher Burung. Berikut merupakan peta daerah penelitian yang dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Peta lokasi daerah penelitian.

2.2 Geologi Regional Cekungan Bintuni Papua Barat

Geologi regional Papua Barat mengalami deformasi pada umur Tersier Akhir, pada masa ini terjadi proses transgresi yang besar yang berarah Barat daya dan berakhir pada *New Guinea Mobile Belt* sehingga berbentuk Kepala dan Leher Burung. Kepala Burung merupakan pegunungan dengan relief kasar, terjal, sampai sangat terjal. Batuan yang tersusun berupa batuan gunung api, batuan ubahan, dan batuan intrusif asam sampai menengah. Morfologi ini berangsur berubah ke arah barat sampai selatan berupa dataran rendah aluvial, rawa dan plateau batu gamping. Kenampakan fisiografi dari Papua ini merupakan kenampakan dari keadaan geologi dan tektonik yang pernah terjadi di tempat tersebut. Menurut Visser dan Hermes (1962) kerak kontinen Lempeng Australia yang berada di bawah laut Arafura dan meluas ke arah utara merupakan dasar bagian selatan dari pegunungan Tengah Papua, batuan dasarnya tersusun oleh batuan sedimen paparan berumur Paleozoik sampai Kuartar Tengah.



Gambar 2. Elemen tektonik kepala burung (Setyaningsih, 2014)

Struktur elemen penting yang ada pada daerah Kepala Burung (KB), yaitu:

2.2.1 Sesar Sorong

Sesar Sorong adalah salah satu sesar mayor yang terletak di sebelah utara KB, dengan arah sesar berarah Timur-Barat. Jenis sesar sorong ini yakni sesar mendatar kiri (*left-Laterolog strike-slip fault*).

2.2.2 Sesar Tarera Aiduna

Sesar Tarera Aiduna juga merupakan sesar mayor yang berada di daerah KB dimana sesar ini terletak di sebelah selatan dengan arah sesar Barat-Timur.

2.2.3 Lengguru *Fold-Belt*

LFB merupakan serangkaian antiklin yang mempunyai arah umum Barat Laut-Tenggara, yang kemudian terangkat ketika terjadi proses *oblique* konvergen antara Lempeng Pasifik-Australia. Di sebelah selatan, LFB ini di potong oleh Sesar Tarera Aiduna. Pada saat LFB ini terbentuk, mengakibatkan adanya penurunan (*subsidence*) sehingga mengalami sedimentasi pada cekungan. LFB sebagian besar tersusun atas kelompok *New Guinea Limestone* (NGL) yang mengisi Cekungan Bintuni.

2.2.4 Seram *Through*

Palung Seram berada di sebelah Baratdaya KB. Sesar ini terbentuk akibat adanya konvergen lempeng Australia.

Cekungan Bintuni merupakan cekungan dengan luas $\pm 30.000 \text{ km}^2$ yang cenderung berarah utara-selatan dengan umur Tersier Akhir yang berkembang pesat selama proses pengangkat LFB ke timur dan Blok Kemum dari sebelah utara. Cekungan ini di sebelah timur berbatasan dengan Sesar Arguni, di depannya terdapat LFB yang terdiri dari batuan klastik berumur Mesozoik dan batugamping berumur Tersier yang mengalami perlipatan dan tersesarkan. Di sebelah barat cekungan ini ditandai dengan adanya tinggian struktural, yaitu Pegunungan Sekak yang meluas sampai ke utara, di sebelah utara terdapat Dataran Tinggi Ayamaru

yang memisahkan Cekungan Bintuni dengan Cekungan Salawati yang memproduksi minyak bumi. Di sebelah selatan, Cekungan Bintuni dibatasi oleh Sesar Tarera–Aiduna, sesar ini paralel dengan Sesar Sorong yang terletak di sebelah utara KB. Kedua sesar ini merupakan sesar utama di daerah Papua Barat.

2.3 Stratigrafi Cekungan Bintuni Papua Barat

Susunan litologi daerah Kepala Burung periode pra-tumbukan dianggap sebagai bagian dari Benua Indo-Australia, sehingga susunan endapan sedimen periode ini dapat diilustrasikan melalui perkembangan tektonik dan stratigrafi cekungan Benua Indo-Australia bagian utara (Henage, 1993).

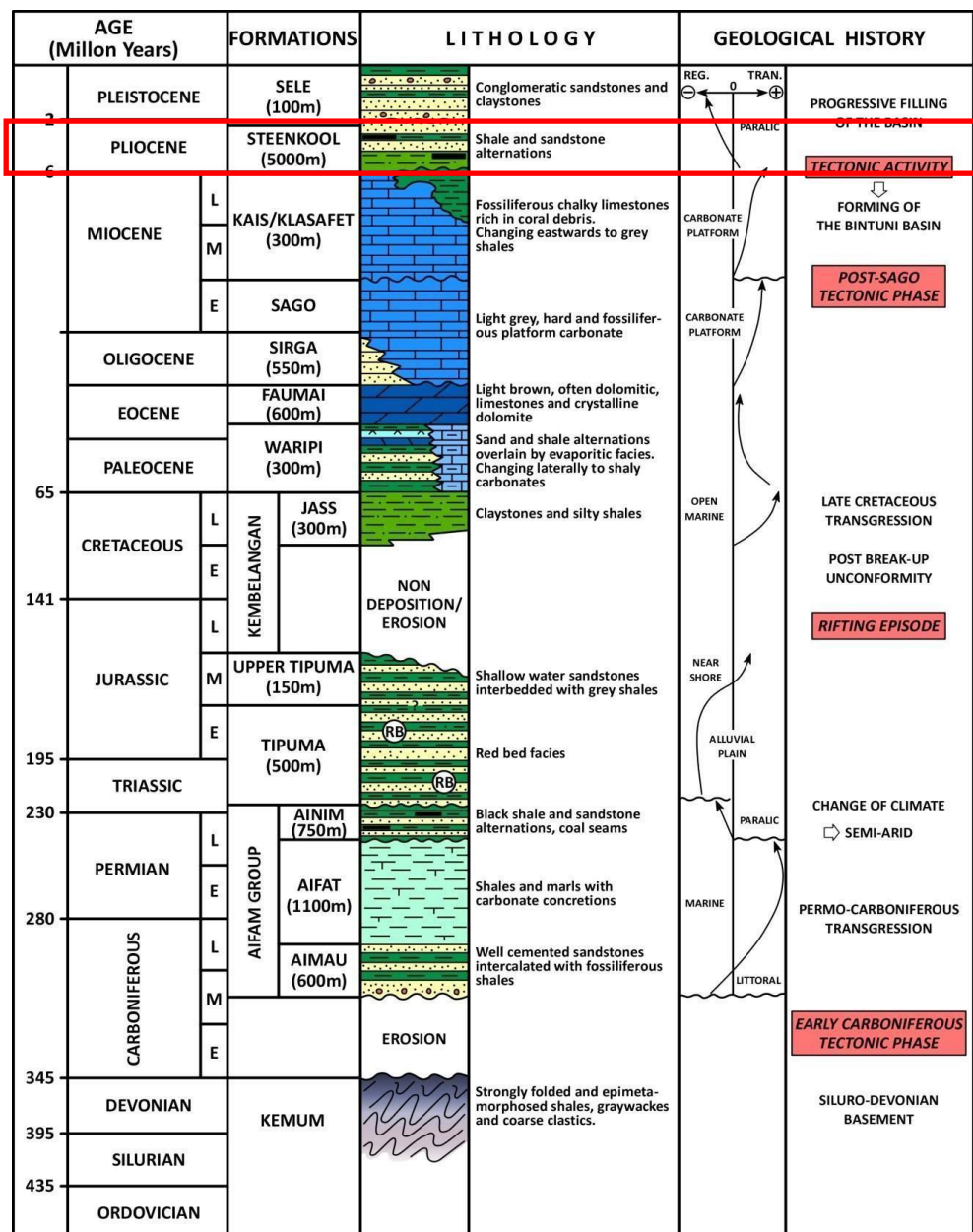
Stratigrafi Pratersier Cekungan Bintuni tidak terlepas dari stratigrafi daerah Kepala Burung secara umum. Menurut (Lemigas 2009), batuan tertua yang diendapkan adalah Formasi Kemum berumur Silur sampai Devon yang seiring perjalanan waktu telah terdeformasi sangat kuat.

Sedimen Kelompok Aifam kemudian menumpang di atasnya secara tidak selaras. Kelompok tersebut meliputi Formasi Aimau yang berumur Karbon, Formasi Aifat yang berumur Karbon sampai Perem, dan Formasi Ainim yang berumur Perem Akhir sampai Trias Awal.

Formasi Tipuma yang berumur Trias sampai Jura Awal menindih secara tidak selaras Formasi Ainim. formasi ini diendapkan secara tidak selaras dengan batumannya meliputi butupasir dan serpih. Diendapkan pada lingkungan alluvial kontinental dengan regresi laut. Formasi ini tersingkap di daerah barat Papua, dibatasi oleh tinggian-tinggian tua dan mengisi graben-graben yang ada.

Endapan Kelompok Kambelangan kemudian menindih di atas Formasi Tipuma secara selaras. Kelompok Kambelangan meliputi Formasi Kambelangan Bawah dan Formasi *Jass*. Dalam Kelompok ini, Formasi Kambelangan Bawah yang berupa endapan pasir laut dangkal yang berlapis dengan serpih berumur Jura Tengah sampai Akhir ditindih secara tidak

selaras oleh Formasi Jass yang berumur Kapur Akhir terdiri dari perlapisan batulempung dan serpih lanauan. Di atas Formasi *Jass* adalah sedimen berumur Tersier (**Gambar 3**). Sedimen Pra Tersier yang mempunyai potensi menjadi elemen esensial sistem minyak, yaitu batupasir Formasi Tipuma dan Kembelangan Bawah sebagai reservoir, serta serpih Formasi Ainim, Tipuma, Kembelangan Bawah, dan *Jass* sebagai batuan sumber.



Gambar 3. Stratigrafi bagian timur kepala burung, Papua Barat (Chevallierdan Berdenave, 1986).

Stratigrafi Cekungan Bintuni, Papua Barat dibagi menjadi beberapa Formasi, antara lain :

2.3.1 Formasi Kemum

Formasi Kemum merupakan batuan dasar sekuen turbiditi dari Cekungan Bintuni yang diendapkan pada sumur silur-Devon. Formasi ini terangkat di sebelah timur laut KB dan sepanjang laut timur Leher Burung. Litologi penyusun berupa batu lempung, *graywackes* dan klastik kasar. Formasi Kemum mengalami perlipatan dan intrusi batuan granit plutonik selama umur Devon.

2.3.2 Kelompok Aifam (Formasi Aimau, Formasi Aiduna/Aifat, Formasi Ainim)

Kelompok Aifam diendapkan di atas Formasi Kemum secara tidak selaras pada umur Karbon-Permian Akhir. Merupakan hasil transgresi-regresi selama Kapur dengan lingkungan pengendapan berupa fluvial deltaik, paparan hingga laut dangkal. Tiga formasi yang termasuk dalam Kelompok Aifam dari tua-muda diendapkan secara selaras yaitu: Formasi Aimau, Formasi Aifat, Formasi Ainim. Litologi kelompok ini berupa batu pasir, lempung dan batubara.

2.3.3 Formasi Tipuma

Proses regresi yang terjadi selama Permian Akhir terus terjadi sampai Triassic Awal-Jurasik Awal, pada umur ini diendapkan Formasi Tipuma yang terendapkan secara selaras diatas Kelompok Aifam. Litologi penyusunnya berupa batupasir dan serpih dan sedikit lapisan batugamping. Lingkungan pengendapannya di lingkungan laut dangkal.

2.3.4 Kelompok Kembelangan (Kembelangan Bawah dan Kembelangan Atas)

Pada umur Jurasik Awal-Kapur Akhir diendapkan Kelompok Kembelangan. Kelompok ini dibagi menjadi 2 dari tua-muda yaitu:Kembelangan Bawah dan Kembelangan Atas.

2.3.4.1 Kembelangan Bawah

Kembelangan Bawah diendapkan pada umur Jurasik Awal-Kapur Awal yang diendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Tipuma. Litologi penyusun berupa batu pasir, batuan karbonat dan batubara dengan lingkungan pengendapan berupa deltaik hingga laut tertutup. Formasi yang termasuk dalam Kembelangan Bawah yaitu Formasi Kopai dan Ayot.

2.3.4.2 Kembelangan Atas

Kembelangan atas diendapkan pada umur Kapur Awal-Akhir. Diendapkan secara tidak selaras diatas Kembelangan Bawah. Litologi penyusunnya berupa batupasir dan batulempung. Kembelangan terdiri dari tua-muda yakni batugamping Piniya, batupasir Ekmai dan Formasi *Jass*. Kembelangan Bawah dan Kembelangan Atas dipisahkan oleh adanya ketidakselarasan yang berumur Kapur Awal atau disebut dengan *intra-cretaceous unconformity* dan juga merupakan dari fase *rifting*.

2.3.5 Formasi Warimpi

Pada umur Paleosen diendapkan Formasi Warimpi yang diendapkan secara selaras diatas Kelompok Kembelangan Atas. Litologi penyusun Formasi ini berupa batupasir, batulempung dan serpih yang merupakan ciri dari endapan lingkungan laut dalam.

2.3.6 Kelompok Batu Gamping *New Guinea* (*New Guinea Limestone*)

Pada kala Tersier tepatnya umur Eosen-Miosen Tengah diendapkan Kelompok Batu Gamping *New Guinea*. Pada akhir Kapur terjadi penghentian suplai detritus klastik ke utara laut Australia, dan terjadi akumulasi karbonat yang merupakan sekuen batugamping yang tebal. Tiga formasi yang termasuk dalam Kelompok Batugamping *New Guinea* dari tua-muda yakni : Formasi Faumai yang berumur Eosen-Oligosen, Formasi Sirga berumur Miosen Awal dan Formasi Kais berumur Miosen Tengah.

Lapisan karbonat ini meluas sepanjang Cekungan Bintuni dengan lingkungan pengendapan berupa *shallow-shelf*. Kelompok Batugamping *New Guinea* ini diketahui merupakan batas akhir fase kompresi antara Lempeng Australia dengan Lempeng Pasifik. Merupakan *source rock* dan reservoir dari Cekungan Bintuni.

2.3.7 Formasi Klasafet

Formasi klasafet diendapkan pada umur miosen akhir-pliosen yang diendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Kais. Litologi penyusun dari Formasi Klasafet berupa batu serpih. Lingkungan pengendapan dari formasi ini berupa lingkungan *lagoon*. Berfungsi sebagai *seal* pada Cekungan Bintuni.

2.3.8 Formasi Steenkool

Pada pliosen awal-pleistosen, terjadi tektonik aktif sehingga membentuk Cekungan Bintuni dan Lengguru *Fold Belt* sehingga diendapkan Formasi *Steenkool*. Litologi dari Formasi ini berupa batu lanau, batu pasir serpihan, batulempung, dengan lingkungan pengendapan neritik. Diketahui Formasi ini berperan sebagai tudung (*seal*).

2.4 Petroleum System Cekungan Bintuni Papua Barat

Petroleum system merupakan elemen-elemen geologi dan proses-proses yang penting dalam hubungannya untuk menghasilkan dan menyimpan minyak bumi. Keberhasilan eksplorasi ditentukan oleh pemahaman terhadap *petroleum system* yang terdapat pada daerah tersebut. Terdapat lima bagian dari *system petroleum* yang dipengaruhi dengan kondisi geologi regional maupun lokal yang ada pada cekungan bintuni, yaitu :

2.4.1 Batuan Induk (*Source rock*)

Batuan induk adalah batuan yang banyak mengandung bahan-bahan organik sisa-sisa hewan dan tumbuhan yang mengalami pematangan sehingga terbentuk minyak dan gas bumi. Pada daerah penelitian, batuan induk potensial pada Cekungan Bintuni terdapat 3 zona yaitu serpih dan batubara Permian Akhir Formasi Ainim, batas laut hingga darat serpih dan batubara *Jurassic* Awal hingga tengah, dan Batulempung *calcareous* berumur Tersier dan batugamping Formasi Waripi dan Batugamping *New Guinea*.

2.4.2 Batuan Reservoir (*Reservoir rock*)

Batuan reservoir merupakan batuan yang bersifat porous (berpori-pori) dan kelolosan (permeabilitas) sehingga minyak dan gas bumi yang dihasilkan oleh batuan induk akan disimpan atau diakumulasikan di sini. Batuan reservoir yang terdapat pada cekungan Bintuni berupa batupasir pada formasi *Lower Kembelangan (Upper Jurassic)* dan batugamping pada formasi Kais dan Klasafet (*Middle Miocene*).

2.4.3 Migrasi

Migrasi hidrokarbon, merupakan proses perpindahan hidrokarbon dari lapisan induk menuju ke lapisan reservoir untuk dikonsentrasikan didalamnya. Migrasi dipercaya terjadi sepanjang sisi barat laut CekunganBintuni sepanjang sumbu antiklin dengan jarak

melebihi 50 kilometer. Migrasi hidrokarbon berupa migrasi primer dari *source rock* ke *carrier bed* dan migrasi sekunder dari *carrier bed* ke reservoir dan *trap*. Migrasi bergerak secara lateral melalui lapisan permeable batupasir dan pergerakan *vertical* migrasi dipengaruhi oleh adanya patahan atau rekahan.

2.4.4 Perangkap (*Trap*)

Perangkap merupakan bentukan-bentukan yang memungkinkan hidrokarbon terperangkap di dalamnya. Secara geologi perangkap yang merupakan tempat terjebakanya minyak dan gas bumi dapat dikelompokkan dalam tiga jenis perangkap, yaitu perangkap struktur, perangkap stratigrafi dan perangkap kombinasi dari keduanya. Perangkap struktur banyak dipengaruhi oleh kejadian deformasi perlapisan dengan terbentuknya struktur lipatan dan patahan yang merupakan respon dari kejadian tektonik. Perangkap stratigrafi dipengaruhi oleh variasi perlapisan secara vertikal dan lateral, perubahan fasies batuan & ketidakselarasan (Koesoemadinata,1980). Perangkap pada Cekungan Bintuni berupa perangkap struktur yaitu antiklin yang berumur lebih muda dari batuan reservoir diperkirakan berumur Miosen Akhir-Pliosen Awal.

2.4.5 Batuan Penutup (*Seal*)

Batuan penutup adalah suatu batuan sedimen yang kedap air sehingga hidrokarbon yang ada dalam reservoir tidak dapat keluar lagi. Lapisan penutup merupakan lapisan pelindung yang bersifat tak permeabel yang dapat berupa lapisan lempung, *shale* yang tak retak, batugamping pejal atau lapisan tebal dari batuan garam. Untuk batuan penutup pada Cekungan Bintuni berupa serpih pada Formasi Klasafet berumur Miosen Akhir serta endapan lebih muda yaitu Formasi *Steenkool* berumur Plio- Pleistosen yang tersusun atas perselang-seling batuan lanau, batuan lempung serta batupasir.

2.5 Penelitian Sebelumnya

Pada penelitian ini, yaitu menggunakan beberapa referensi dari penelitian sebelumnya sudah melakukan penelitian di daerah ini ataupun daerah lain serta 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:

Syaeful dkk (2017) telah melakukan penelitian mengenai Interpretasi Lingkungan Pengendapan Formasi Batuan Menggunakan Analisis Elektrofases di Lokasi Tapak Puspipstek Serpong. Pada Penelitian ini kegiatan karakterisasi material bawah permukaan penyusun pondasi tapak merupakan bagian dari studi tapak instalasi nuklir. Karakterisasi dilakukan dengan berbagai metode, diantaranya pemahaman tentang sistem pengendapan formasi batuan. Sebagai bagian dari metode interpretasi lingkungan pengendapan, analisis pemodelan fasies berdasarkan elektrofases memberikan informasi yang cepat mengenai sistem pengendapan suatu formasi batuan. Metodologi yang digunakan adalah dengan interpretasi *log* sinar *gamma* (*log* GR) menggunakan korelasi relatif antara variasi bentuk *log* dan fasies sedimentasi. Berdasarkan analisis diketahui Formasi Bojongmanik terbentuk pada lingkungan *marine-lagoonal* dengan pengaruh gelombang sangat rendah. *Log* GR yang menunjukkan bentuk *funnel*, bergerigi dan simetris, mengindikasikan fasies *shoreface*, *lagoon*, dan *tidal point bar*. Arah sedimentasi, cekungan, dan suplai pada pengendapan sedimen Formasi Bojongmanik diinterpretasikan relatif ke utara. Formasi Serpong diendapkan pada sistem sungai bermeander dan tersusun atas endapan *point bar*, *crevasse splay* dan *floodplain*. Hasil analisis ini diharapkan dapat menjadi panduan dalam analisis lanjutan terkait karakterisasi material pondasi.

Ryka (2020) melakukan penelitian mengenai Interpretasi Lingkungan Pengendapan Sumur R-2 Berdasarkan Analisis Elektrofases. Pada

penelitian tersebut karakterisasi lingkungan pengendapan dilakukan dengan analisis pemodelan fasies berdasarkan elektrofases yang dapat memberikan informasi yang cepat mengenai sistem pengendapan suatu formasi batuan. Tujuan penelitian ini untuk melakukan interpretasi penentuan lingkungan pengendapan daerah telitian sebagai referensi untuk pengembangan eksplorasi/eksploitasi hidrokarbon. Metodologi yang digunakan adalah interpretasi log sinar gamma (*log GR*) menggunakan korelasi relatif antara variasi bentuk log dan fasies sedimentasi. Pendekatan dalam penelitian ini menggunakan interpretasi hasil pola respon *log* diantaranya *serrated*, *blocky*, dan *bell*. Hasil interpretasi *log*, daerah penelitian berada pada lingkungan pengendapan zona *transitional lower delta plain*.

Herlin (2014) melakukan penelitian mengenai Analisis Petrofisika dan Karakteristik Reservoir Migas Berdasarkan Data *log* dan Data *core* Pada Sumur H2, H4, H5, dan H6 Lapangan HLP Cekungan Bintuni, Papua Barat. Pada penelitian tersebut dihasilkan analisa kualitatif yang menghasilkan informasi berupa zona reservoir pada setiap sumur. Zona reservoir dari sumur H2 berada pada kedalaman 12557.5-12982.5 ft, untuk sumur H4 berada pada kedalaman 12231.5-12332.5 , sumur H5 berada pada kedalaman 12575.2- 13010 ft dengan ketebalan 252.5 ft dan sumur H6 memiliki zona reservoir yang berada pada kedalaman 12770.5-13098ft. Sedangkan dari hasil analisa kuantitatif, didapatkan nilai parameter petrofisika untuk zona reservoir pada masing-masing sumur. Pada sumur H2, didapatkan nilai porositas efektif sebesar 10%, kandungan *shale/clay* sebesar 9% dan saturasi air sebesar 26%. Sumur H4 memiliki nilai porositas efektif sebesar 14%, kandungan *shale/clay* sebesar 5% dan saturasi air sebesar 31%. Sumur H5 memiliki nilai porositas efektif sebesar 12%, kandungan *shale/clay* sebesar 11% dan saturasi air sebesar 31%. Dan Sumur H6 memiliki nilai porositas efektif sebesar 9%, kandungan *shale/clay* sebesar 11% dan saturasi air sebesar 23%.

III. TEORI DASAR

3.1 *Well Logging*

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur untuk evaluasi Formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan. (Schlumberger, 1972). Metode *well logging* adalah perekaman data secara kontinu dari pengukuran yang dibuat pada satu lubang bor untuk menyelidiki variasi beberapa sifat fisis dari batuan yang berasal dari pengeboran lubang bor (Setiahadiwibowo, A., P. 2016). Metode *well logging* menghasilkan tingkat akurasi data yang relatif tinggi dibandingkan dengan metode lain, sehingga metode ini masih menjadi pilihan utama perusahaan dalam melakukan eksplorasi meskipun memerlukan biaya yang relatif mahal (Khasanah, 2019).

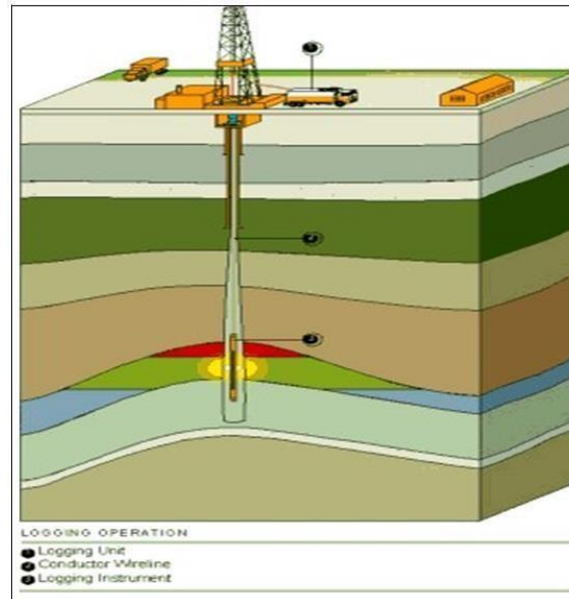
Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan, tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir (Harsono, 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, lain 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 & Singer (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 dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Hasil pengukuran tersebut akan ditampilkan dalam kurva *log* vertikal yang berbanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai dengan keperluan. Tampilan data dari hasil metode ini adalah bentuk *log* grafik kedalaman dari set kurva yang menunjukkan parameter hasil pengukuran berkesinambungan dalam sebuah sumur (Harsono, 1997).

3.1.2 *Logging While Drilling*

Menurut (Harsono, 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).



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

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

1. *Power Pack*

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

2. *Winch*

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

3. *Pressure Control Equipment*

Merupakan perlengkapan di permukaan yang berfungsi untuk menjaga tekanan selama operasi berlangsung.

Alat ini terdiri dari beberapa bagian, yaitu:

- *Stuffing box* : Alat untuk mengisolasi tekanan dengan menyekat daerah di sekitar kawat.
- *Lubricator* : Batang seperti pipa yang dirangkai dibawah *stuffing box*
Quick union : Alat penyambung rangkaian *lubricator*
- *Wireline BOP* : Terdiri dari 2 ram yaitu *blind ram* dan *shear ram*.

Blind ram berfungsi menutup sumur dengan tidak memutus kawat sedangkan *shear ram* dapat menutup sumur dengan memutus kawat.

3.2 Jenis-jenis Log

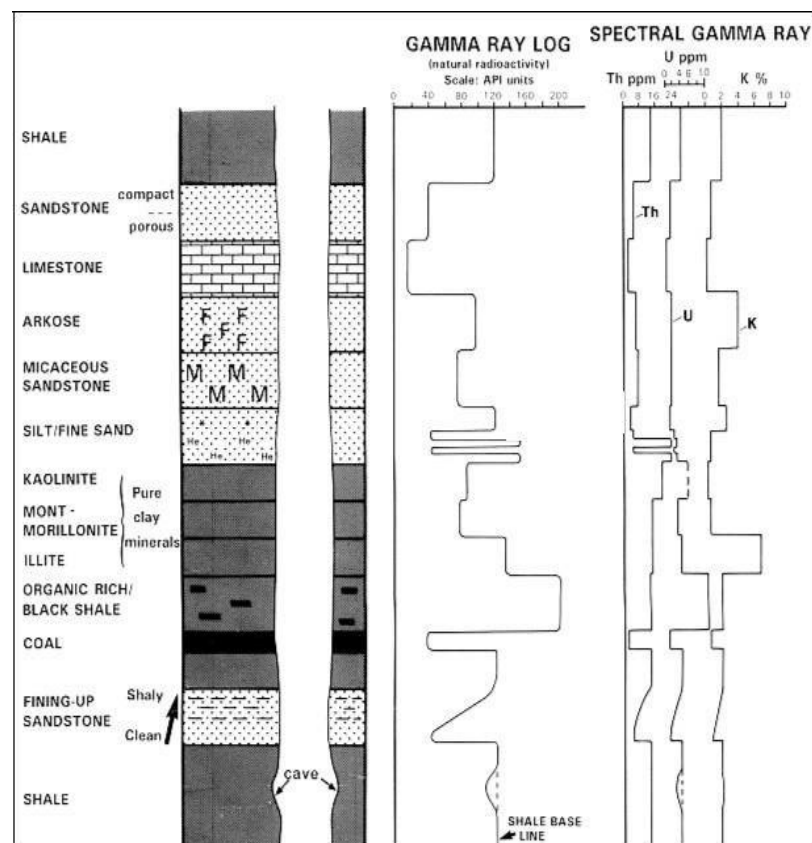
Jenis *log* sendiri terdiri dari banyak jenis, namun ada empat tipe atau jenis *log* yang biasanya digunakan dalam interpretasi, yaitu :

3.2.1 Log Gamma Ray

Log Gamma Ray (GR) merupakan hasil suatu pengukuran yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam Formasi, *log* jenis ini digunakan karena sinar gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan yang tidak permeabel, karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam *shale* yang tidak permeabel dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeable. Pengukuran *log gamma ray* dilakukan dengan menurunkan *instrument gamma ray log* ke dalam lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval perekaman *gamma ray* sebesar 0.5 ft (Harsono, 1997).

Prinsip pengukuran *log gamma ray* adalah mengukur dan mencatat intensitas radioaktif alami yang didapatkan oleh formasi sebagai fungsi hasil peluruhan radioaktif yang terdapat dalam formasi batuan. *Log Gamma Ray* merupakan metode yang digunakan untuk mengukur radiasi sinar *gamma* yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya Uranium, Thorium, Potassium dan Radium. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone, limestone, dolomite, coal, gypsum* dan lain-lain. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *gamma ray*

yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan lainnya (Erihartanti, 2015). Sedangkan Prinsip kerja *gamma ray log* adalah mendeteksi arus yang ditimbulkan oleh ionisasi yang terjadi karena adanya interaksi sinar gamma dari Formasi gas ideal yang terdapat pada kamar 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/shale* dibandingkan dengan respon batuan lain (Asquith, 2003).



Gambar 5. Respon *log gamma ray* litologi (Rider, 2002).

Menurut (Asquith dan Krygowski, 2004) *Log gamma ray* dapat digunakan untuk:

- Evaluasi kandungan serpih Vsh.
- Determinasi lapisan permeabel.
- Evaluasi mineral radioaktif.
- Evaluasi lapisan mineral radioaktif.
- Korelasi dan analisis fasies bawah permukaan.

Log gamma ray juga berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat *log SP* tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva *SP* kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), atau ketika *SP* tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*).

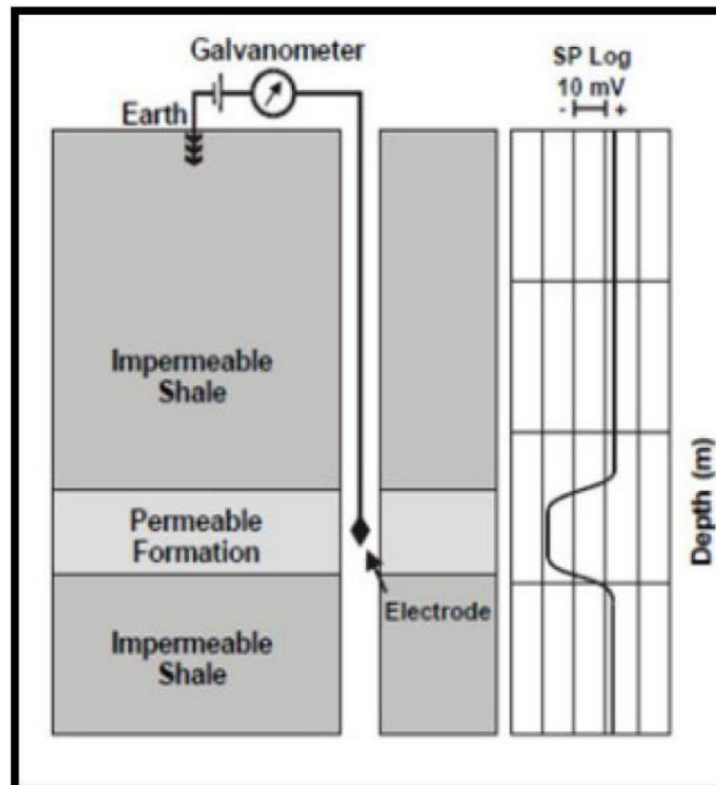
Pada batupasir dan batukarbonat mempunyai konsentrasi radioaktif rendah dan *gamma ray* bernilai rendah, sebaliknya pada batulempung serpih, mempunyai *gamma ray* tinggi. *Log gamma ray* memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang biasanya memiliki skala berkisar 0–150 API atau 0–200 API jika terdapat lapisan *organic rich shale*.

3.2.2 *Log Spontaneous Potential (SP)*

Log SP merupakan rekaman beda potensial antara elektroda yang bergerak secara alami pada sumur bor dan elektroda yang berada di permukaan. *Log SP* tidak dapat digunakan pada lumpur pengeboran yang bersifat non konduktif. Menurut (Asquith, 2004) kegunaan dari *Log SP* antara lain :

- Mengidentifikasi lapisan permeabel
- Mendeteksi batas lapisan permeabel
- Menentukan resistivitas air Formasi
- Menentukan volume *shale* pada lapisan permeabel

Pada *log SP*, apabila terdefleksi ke arah kiri merupakan zona permeabel seperti *Sandstone* dan apabila tidak terdefleksi merupakan zona non permeabel seperti *Shale* yang ditunjukkan pada Gambar 6.



Gambar 6. *Log spontaneous potential* (Glover, 2007).

3.2.3 Log Resistivitas

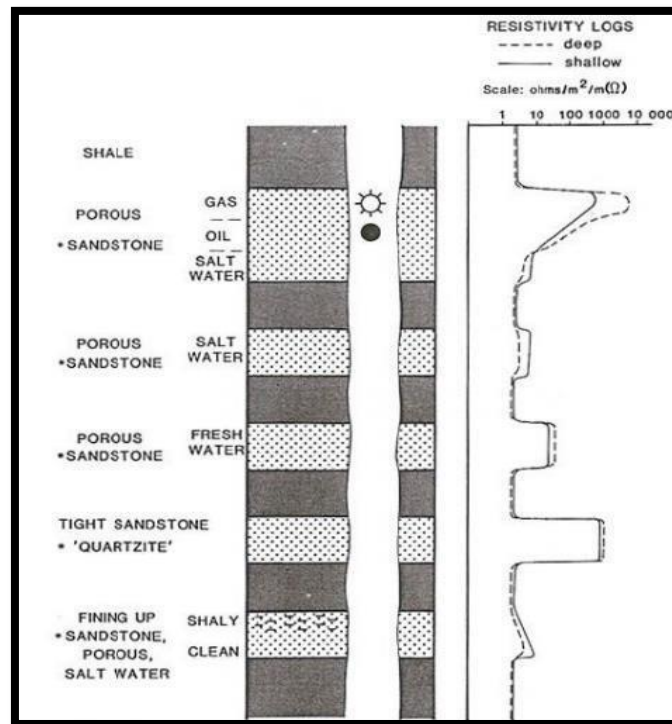
Log resistivitas adalah *log* yang mengukur resistivitas suatu formasi. Resistivitas formasi diukur menggunakan induksi maupun elektroda seperti laterolog, mikrolog dan mikrolaterolog. Kegunaan *log* resistivitas adalah untuk membedakan zona hidrokarbon dan air (Nukefi, 2007). *Log* resistivitas adalah metode yang digunakan untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air dan gas di sepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikannya. Untuk besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm Meter, biasanya dibuat dalam skala *logarithmic* dengan menggunakan rentang nilai antara 0,2 sampai dengan 2000 Ohm Meter. Metoda resistivitas logging ini dilakukan karena pada hakekatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu (Aprilia, 2018). Berikut adalah contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Nilai resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004)

Material	Resistivitas (Ohm meter)
<i>Limestone</i>	50 - 10 ²
<i>Sandstones</i>	1 - 10 ⁸
<i>Shales</i>	20 - 2x10 ³
<i>Dolomite</i>	100 - 10.000
<i>Sand</i>	1 - 1000
<i>Clay</i>	1 - 100
<i>Sea Water</i>	0.2

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.

Matriks dan butiran dalam batuan dianggap sebagai insulator atau non konduktif (buruk dalam mengalirkan arus listrik), sehingga kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan listrik sangat berhubungan dengan jumlah air (konduktif) dalam pori. Semakin banyak jumlah air yang terdapat dalam suatu pori maka semakin kecil resistivitas yang dihitung. Sebaliknya, semakin banyak jumlah hidrokarbon yang terdapat dalam pori maka akan semakin besar resistivitas yang dihitung. Hal ini dikarenakan hidrokarbon merupakan insulator atau non konduktif seperti halnya matriks dan butiran (Nukefi, 2007).



Gambar 7. Grafik *log* resistivitas (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.

3.2.4 Log Densitas

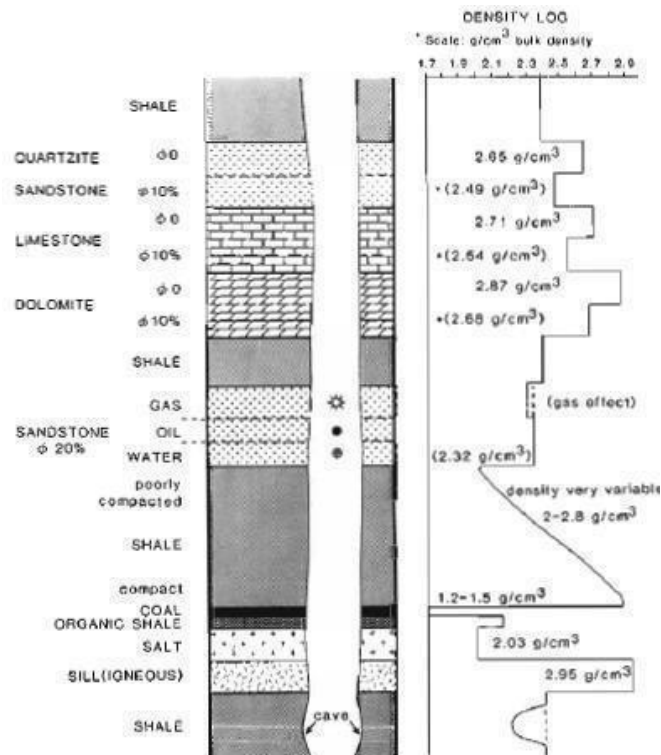
Log densitas ini digunakan bersamaan dengan *log* neutron untuk menentukan porositas batuan. Densitas yang diukur pada *log* ini adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori batuan atau disebut dengan *bulk density*. *Log* densitas merekam secara terus menerus dari *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).

Prinsip kerja *log* densitas adalah dengan cara memancarkan sinar *gamma* dari sumber radiasi sinar *gamma* yang diletakkan pada dinding lubang bor. Saat sinar *gamma* menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar *gamma* akan kehilangan sebagian dari energinya dan sebagian lagi dari energi tersebut akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan diatas sumber radiasi. Intensitas sinar *gamma* yang dipantulkan tergantung dari densitas formasi. Tujuan utama dari *log* densitas ini ialah menentukan porositas dengan mengukur densitas *bulk* batuan, selain itu juga dapat digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan neutron *log*, juga untuk menentukan densitas hidrokarbon (ρ_h) dan membantu dalam mengevaluasi lapisan *shale* (Asquith dan Krygowski, 2004).

Secara kuantitatif *log* densitas digunakan untuk mengukur porositas dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon (HC). Secara kualitatif *log* ini digunakan untuk menentukan litologi dan jenis mineral tertentu, *log* ini juga bisa digunakan untuk mengidentifikasi *fracture* pada formasi.

Dalam perhitungan porositas batuan menggunakan dua nilai densitas yang berbeda yaitu *bulk* densitas (ρ_b atau RHOB) dan densitas matriks (ρ_{ma}). *Bulk* densitas ialah densitas keseluruhan dari batuan yaitu bagian fluida dan solid batuan yang terukur oleh alat densitas *log*, sedangkan densitas matriks adalah densitas dari matriks batumannya saja (Asquith, 2004).



Gambar 8. Respon *log density* (Rider, 2002).

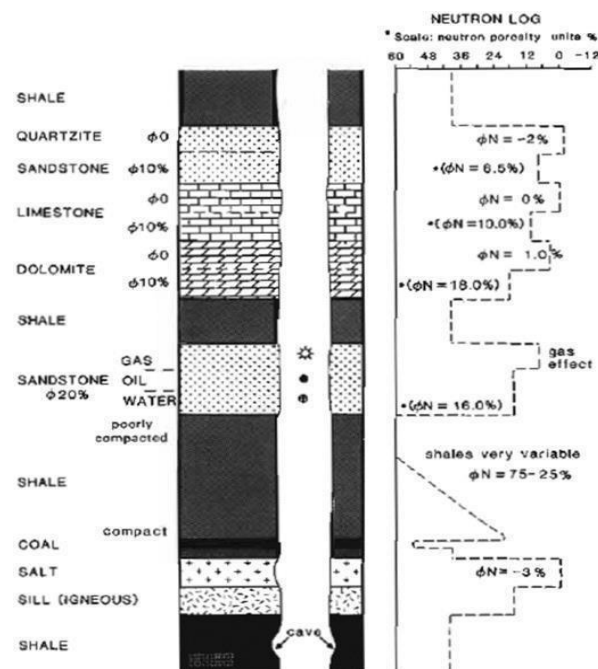
3.2.5 Log Neutron

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. Neutron terbentuk dari sumber kimia yang biasanya tercampur dengan *americium* dan *beryllium* yang mana secara kontinu menghasilkan neutron. Ketika neutron bertumbukkan dengan unsur kimia pada formasi, maka neutron tersebut

kehilangan beberapa energi. Dengan cukupnya kolusi (endapan), neutron diserap oleh nukleus dan sebuah *gamma ray* terpancarkan. Karena atom hidrogen ini hampir sama dengan massa dari neutron, energi maksimum hilang bersamaan dengan neutron bertumbukkan dengan atom hidrogen. Sehingga, energi yang hilang dapat disamakan dengan porositas formasi. Jadi, neutron porositas *log* tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogennya dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula (Asquith dan Krygowski, 2004).

Menurut (Wisnu, 2019) kegunaan log neutron ini ialah antara lain:

- Menentukan porositas yaitu mendeteksi porositas primer dan sekunder dalam formasi.
- Identifikasi litologi dengan menggunakan gabungan *log* densitas, neutron dan *sonic*.
- Identifikasi adanya hidrokarbon, dideteksi dengan gabungan *log* neutron dan densitas.



Gambar 9. Respon *log* neutron (Rider, 2002).

3.2.6 Log Caliper

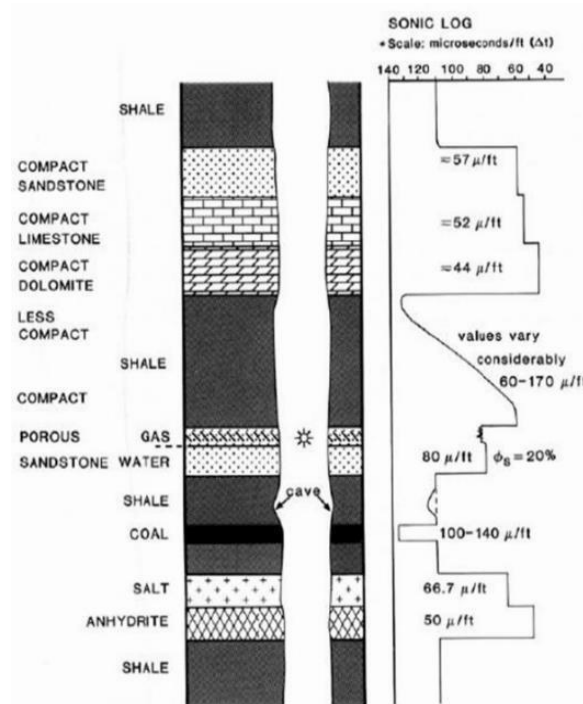
Alat *caliper* berfungsi untuk mengukur ukuran dan bentuk lubang bor. Alat mekanik sederhana *caliper* mengukur profil vertikal diameter lubang. *Log caliper* digunakan sebagai *contributor* informasi untuk keadaan litologi. Selain itu, *log* ini juga digunakan sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus (batuan reservoir) dengan terbentuknya kerak lumpur yang berasosiasi dengan *log gamma ray*, perhitungan tebal kerak lumpur, pengukuran volume lubang bor dan pengukuran volume semen yang dibutuhkan. (Siallagan., dkk, 2018).

3.2.7 Log Sonic

Log sonic merupakan log yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas suatu batuan sebagaimana pada *log* densitas dan juga *log* neutron. *Log sonic* ini menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan atau dipancarkan ke dalam suatu formasi hingga ditangkap kembali oleh *receiver*. Kecepatan suara melalui formasi batuan ini tergantung pada matriks batuan serta distribusi porositasnya. Alat yang biasa digunakan yaitu BHC (*Borehole Compensated Sonic Tool*) yaitu alat yang menggunakan rangkaian pasangan pemancar-penerima sehingga pengaruh dari lubang bor dapat dikecilkan. Prinsip kerja dari alat ini pada formasi homogen yaitu, gelombang yang dipancarkan dari pemancar akan menyebar dengan cepat melalui lumpur, tergantung dari pada sudut pancarnya. Sebagian gelombang akan dibelokkan atau dipantulkan dan sebagian lagi akan menyebar sebagai gelombang sekunder sepanjang dinding sumur. Objektif dari alat sonik adalah untuk mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu. (Harsono, 1997).

Secara kualitatif *log* ini digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori- pori batuan. Menurut (Shandika, 2016) kegunaan *log sonic* ini selain mengukur porositas batuan adalah sebagai berikut:

- Mengukur volume batuan yang digunakan dalam analisis *seismic*.
- Melengkapi data untuk *syntetic seismograms*.
- Dapat mengidentifikasi ada tidaknya rekahan di dalam formasi.



Gambar 10. Respon dan prinsip kerja *log sonic* (Rider, 2002).

3.3 Elektrofasis

Menurut (Walker dan James, 1992), pola-pola *log* menunjukkan energi pengendapan yang berubah yakni berkisar dari energi tingkat tinggi sampai rendah karena memiliki kemiripan dengan kemenerusan perubahan ukuran butir batuan. Umumnya pola *log* yang diamati yaitu pada kurva *gamma ray* atau *spontaneous potential* tetapi kesimpulan yang sama juga dapat didukung dari *log Neutron-Density*. *Log* sumur memiliki pola yang dapat mencirikan karakteristik suatu lingkungan pengendapan. Untuk melakukan analisis dengan menggunakan data dari *log*, maka dilakukan dengan mengidentifikasi polanya. Hal tersebut dapat dilakukan, karena pola *log* dapat mencerminkan peralihansukuran butir dari batuan. Analisis fasies diperlukan

untuk dapat mengetahui lingkungan pengendapan, karena lingkungan tempat terendapkannya sedimen memegang peranan penting dalam menentukan geometri, ketebalan, perluasan area reservoir, baik dalam tubuh batupasir maupun batuan karbonat. (Kendall, 2005) membagi pola tersebut berupa *cylindrical*, *serrated*, *bell*, *funnel*, dan *symmetrical* yang didasari dengan perubahan pada *log gamma ray*.

a. *Cylindrical*

Bentuk *cylindrical* diasosiasikan dengan akumulasi fasies yang heterogen pada lingkungan *shallow water*. Kondisi respon pertumbuhan *reef* terhadap kenaikan muka air laut relatif yaitu *keep-up carbonates shelf*.

b. *Serrated*

Bentuk *serrated* diasosiasikan dengan endapan *storm dominated shelf* dan *distal deep-marine slope* yang umumnya mengindikasikan lapisan tipis silang siur (*thin interbedded*) dengan *shale*.

c. *Bell*

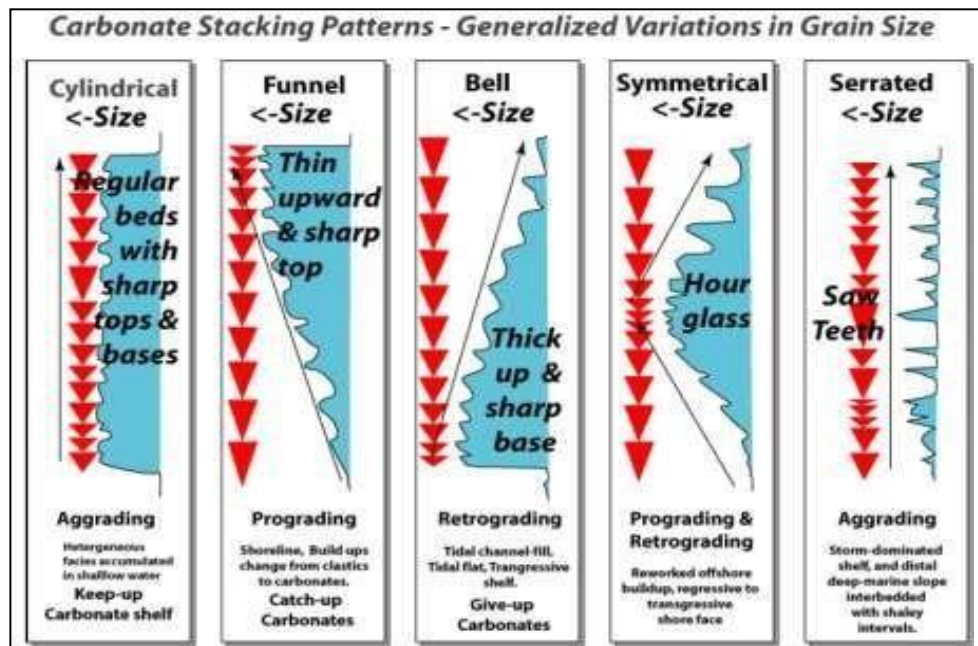
Bentuk *bell* diasosiasikan sebagai *fining upward* atau menghalus ke atas. Lingkungan pengendapan berupa *tidal-channel fill*, *tidal flat*, *transgressive shelf*. Kondisi respon pertumbuhan *reef* terhadap kenaikan muka air laut relatif yaitu *give-up carbonates shelf*.

d. *Funnel*

Bentuk *funnel* merupakan kebalikan dari bentuk *bell* dengan dampak ketidaksesuaian batas geologi dan tata waktu/runtunannya dan selalu diasosiasikan sebagai *coarsening-upward* atau mengkasar ke atas. Bentuk *funnel* menandakan jenis lingkungan pengendapan di sekitar *shoreline* dengan perubahan dari endapan *clastic* ke *carbonates*.

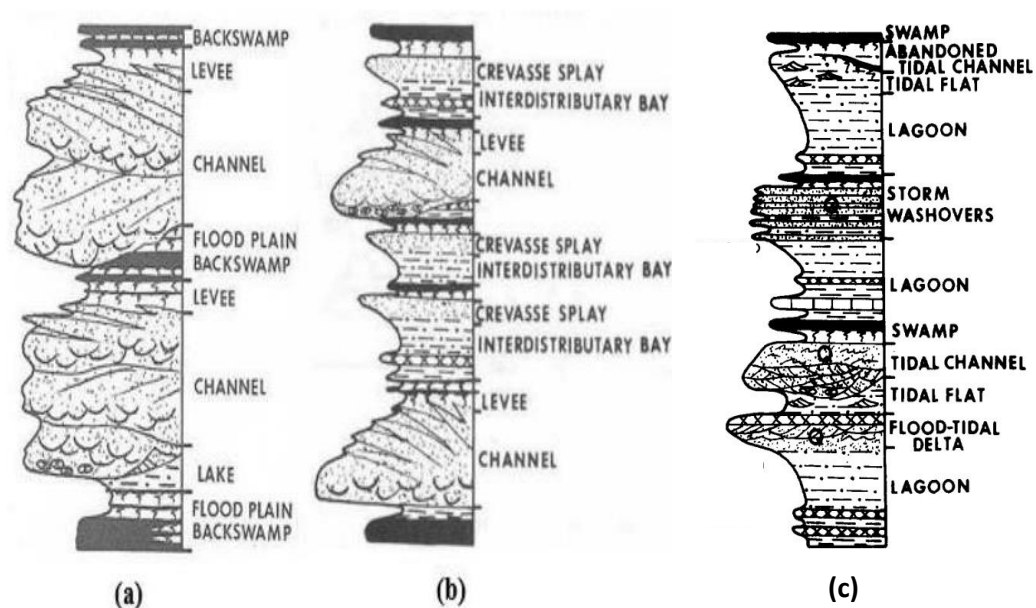
e. *Symmetrical*

Bentuk *symmetrical* merupakan keserasian kombinasi bentuk *bell-funnel* yaitu merupakan kombinasi *coarsening-fining upward*. Bentuk *symmetrical* merupakan hasil dari *reworked offshore build up*, dari regresif ke *transgresif shoreface*.



Gambar 11. Pola *gamma ray* elektrofasi (Kendall, 2005).

Identifikasi bermacam lingkungan pengendapan ditunjukkan oleh semua komponen sistem pengendapan dan letak lapisan batuan berdasar data profil data litologi *log GR*. Lingkungan pengendapan *lower delta plan* didominasi oleh endapan serpih dan batulanau yang mengkasar ke atas. Pada bagian bawah biasanya dijumpai lempung-serpih abu-abu gelap sampai hitam, di bagian atas dijumpai batu pasir dengan struktur *ripples* dan struktur lain yang ada hubungannya dengan arus. Hal ini menunjukkan bertambahnya energi pada perairan dangkal ketika teluk terisi endapan sedimen. Lingkungan pengendapan *upper delta plan*, endapannya didominasi tubuh batu pasir lentikuler berbentuk linear dan di bagian atasnya melidah dengan serpih abu-abu, batulanau, dan lapisan batubara. Mineral batupasirnya mempunyai ukuran butir menengah sampai kasar. Di atas bidang erosi dijumpai kerikil lepas dan hancuran batubara yang melimpah di bagian bawah, makin ke atas butiran menghalus pada batupasir. Lingkungan pengendapan *transitional lower delta* dijumpai diantara *lower* dan *upper delta plain* merupakan zona transisi yang mengandung karakteristik litofasi dari kedua sekuen tersebut.



Gambar 12. Penampang lingkungan pengendapan pada bagian (a) *Upper Delta Plain*, (b) *Lower Delta Plain*, (c) *Transitional Lower Delta* (Horne, 1978).

3.4 Parameter Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan salah satu proses yang penting dalam usaha untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir. Analisis petrofisika diawali oleh perolehan data bawah permukaan melalui proses *well logging* pada lubang pengeboran. Untuk melakukan analisis petrofisika diperlukan beberapa parameter penting batuan dalam suatu formasi, diantaranya adalah porositas, saturasi air, *shale volume* dan permeabilitas (Maulana, 2016).

Analisis petrofisika akan menghasilkan gambaran batas kontak fluida yang digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon dan menentukan kedalaman perforasi pada proses produksi. Berdasarkan analisis ini juga dapat diestimasi apakah hidrokarbon yang terdapat pada lapangan tersebut dapat menghasilkan energi yang besar dan bernilai ekonomis atau tidak (Herninda dkk., 2021). Analisis petrofisika yang digunakan untuk memperoleh sifat-sifat fisis dari suatu batuan yang mana merupakan salah satu untuk membedakan sifat dari reservoir dengan melakukan suatu kegiatan pengeboran yang disebut *well logging* pada sumur-sumur di daerah penelitian (Darling, 2005).

3.4.1 Volume *Shale*

Adanya *shale* pada suatu reservoir dapat mempengaruhi nilai porositas dan kejenuhan air yang terukur pada kurva *log*. Adanya *shale* dalam reservoir akan menyebabkan semua peralatan penghitung porositas (*log* sonik, *log* neutron dan *log* densitas) akan merekam porositas yang relatif besar. Pada *log* neutron–densitas angka porositas yang terbaca tidak terlalu besar apabila densitas *shale*-nya sama atau lebih besar daripada densitas matriks reservoir.

Hasil perhitungan *Vsh* ini diperlukan untuk interpretasi kuantitatif lebih lanjut, yaitu dalam penentuan porositas efektif dan saturasi air. Semakin sedikit volume *shale* pada suatu lapisan, maka semakin baik lapisan tersebut untuk menjadi reservoir, karena pori-pori yang terisi oleh lapisan pengotor dapat digantikan oleh fluida minyak maupun gas. Dengan sedikitnya jumlah pengotor, maka akan semakin besar nilai porositas total maupun porositas efektif suatu batuan. Dari hal ini dapat dilihat bahwa *Vsh* dan porositas memiliki hubungan yang berbanding terbalik (Kumalasari dkk.,2018). Langkah awal analisis ini adalah mengetahui volume *shale* berdasarkan *log* sinar *gamma* dan *log* neutron–densitas. Data *log gamma ray* yang dipakai untuk menentukan index *gamma ray* adalah *GRlog*, *GRmax*, *GRmin*, dengan persamaan :

$$IGR = \frac{GRLog - GRMin}{GRMax - GRMin} \quad (1)$$

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

Keterangan :

IGR = Indeks *gamma ray*

GRLog = Nilai *gamma ray* yang dibaca pada *log*

GRMin = Nilai *gamma ray* minimum

GRMax = Nilai *gamma ray* maksimum

Vsh = Volume *shale*

3.4.2 Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume pori batuan terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Pada formasi renggang besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butir, dan tidak tergantung pada ukuran butiran mutlak. Nilai porositas akan menjadi tinggi jika semua butirannya mempunyai ukuran butiran yang hampir sama dan sebaliknya akan menjadi rendah jika ukuran butirannya bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran yang besar. Porositas adalah representasi dari kemampuan suatu batuan reservoir untuk menyimpan fluida. (Harsono, 1997).

Menurut Koesoemadinata (1980) porositas dapat dibedakan sebagai berikut:

- Porositas Primer

Porositas primer ialah 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.

Terdapat 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas *absolut* dan porositas efektif. Porositas *absolut* merupakan perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan pada persamaan berikut :

$$Porositas (\emptyset) = \frac{(volume\ pori-pori)}{(volume\ total\ batuan)} \times 100\% \quad (3)$$

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

$$\text{Porositas efektif } (\emptyset_e) = \frac{(\text{volume pori-pori berhubungan})}{(\text{volume total batuan})} \times 100\% \quad (4)$$

Jika menghitung nilai porositas menggunakan parameter porositas neutron dan porositas densitas, maka dapat menggunakan deretan persamaan (5) hingga persamaan (9) sebagai berikut (Ramdhani, 2017) :

$$\emptyset D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (5)$$

$$\emptyset_{tot} = \frac{(\emptyset N + \emptyset D)}{2} \quad (6)$$

Persamaan porositas efektif (Harsono, 1997), yaitu:

$$\emptyset_{eff} = \sqrt{\frac{\emptyset D_c^2 + \emptyset N_c^2}{2}} \quad (7)$$

Dimana,

$$\emptyset D_c = \emptyset D - (\emptyset D_{sh} \times V_{sh}) \quad (8)$$

$$\emptyset N_c = \emptyset N - (\emptyset N_{sh} \times V_{sh}) \quad (9)$$

Keterangan :

$\emptyset D$ = Porositas densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks batuan (lihat **Tabel 2**)

ρ_b = Densitas matriks dari *log* atau RHOB

\emptyset_{tot} = Porositas total

$\emptyset N$ = Porositas neutron

$\emptyset D_c$ = Koreksi porositas densitas

$\emptyset N_c$ = Koreksi porositas neutron

$\emptyset D_{sh}$ = Porositas densitas *shale* terdekat

$\emptyset N_{sh}$ = Porositas neutron *shale* terdekat

V_{sh} = Volume *shale*

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

Litologi/Mineral	ρ_{ma} (g/cm³)
Batupasir	2,650
Batugamping	2,710
Dolomit	2,876
Anhidrit	2,977
Garam	2,032

Menurut Koesoemadinata (1980), 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, 1980)

Nilai Porositas (%)	Kualitas
0 – 5	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20	Baik (<i>good</i>)
20 – 25	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>25	Istimewa

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

3.4.3 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 dengan menggunakan :

1. Metode *sample water* analisis, dan
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* RHOB. Semakin lebar *crossover* maka dapat diidentifikasi sebagai gas, dan apabila separasi yang dimiliki kecil dapat diidentifikasi sebagai air.

3.4.4 Saturasi Air (S_w)

Saturasi air atau kejenuhan air adalah besarnya fraksi dari pori-pori batuan formasi yang terisi oleh air. Simbol untuk saturasi air adalah S_w . Perhitungan saturasi air dapat dibagi menjadi dua perhitungan S_w , yaitu pada *clean formation* dan *shaly formation* (Anastasya, 2016).

Saturasi air merupakan salah satu parameter fisik batuan yang sangat penting dalam menentukan kelayakan sumur untuk diproduksi, Saturasi air merupakan fraksi (atau persentase) volume pori dari batuan reservoir yang terisi oleh air. Selama ini terdapat asumsi umum bahwa volume pori yang tidak terisi oleh air berarti terisi oleh hidrokarbon. Mende terminasi saturasi air dan hidrokarbon merupakan salah satu tujuan dasar dari *well logging* (Sugiarto, dkk, 2013).

Jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai $S_w = 1$, tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai $S_w < 1$. Untuk zona yang mengandung *shale* (Manurung dkk., 2017).

Dalam menghitung saturasi air, terlebih dahulu adalah menentukan koefisien a , m , dan n . Nilai-nilai tersebut dapat diketahui dari analisa sampel *core* yang merupakan rangkaian dari suatu penilaian formasi. Karena keterbatasan data yang dimiliki, penentuan koefisien a , m , dan n ini menggunakan nilai standar oleh Asquith (1980). Dengan sedikitnya informasi yang dimiliki, nilai eksponen saturasi (n) bernilai sama dengan nilai m yaitu 2. Nilai tortuositas (a) bernilai 1 untuk sandstone dengan ukuran butir fine dan nilai porositas yang *excellent*. Pada formasi ini Faktor sementasi (m) bernilai 1 untuk *consolidated sandstone* (Asquith, 1980).

Archie (1942) mengembangkan formula untuk mengkalkulasi nilai saturasi air pada tabe 2 dengan mengasumsikan reservoir secara murni tersusun atas clean sand (pasir murni) dan satu-satunya medium yang konduktif adalah air yang menyaturasi reservoir. Pada beberapa kasus metode *archie* juga dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang memiliki kandungan batuan karbonat. Persamaan *Archie* merupakan dasar dari berbagai metode yang muncul setelahnya. Kekurangan metode ini diantaranya adalah bahwa metode ini tidak dapat menentukan nilai saturasi air dengan baik pada reservoir yang memiliki kandungan *shale*. Selain itu, persamaan ini juga tidak menganggap bahwa *shale* yang berada pada suatu formasi dapat meningkatkan pengukuran konduktivitas sehingga akan membuat nilai perhitungan menjadi kurang tepat (Ramdhani, 2017).

$$S_w^n = \frac{a \times R_w}{\emptyset^m \times R_t} \quad (10)$$

Keterangan :

S_w = Saturasi air (%)

a = Faktor tortuositi (gamping = 1; batupasir = 0,62)

m = Faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2,15)

n = Eksponen saturasi (1,8 – 2,5 dengan nilai umum 2,0)

\emptyset = Porositas efektif (%)

R_w = Resistivitas air (ohm.m)

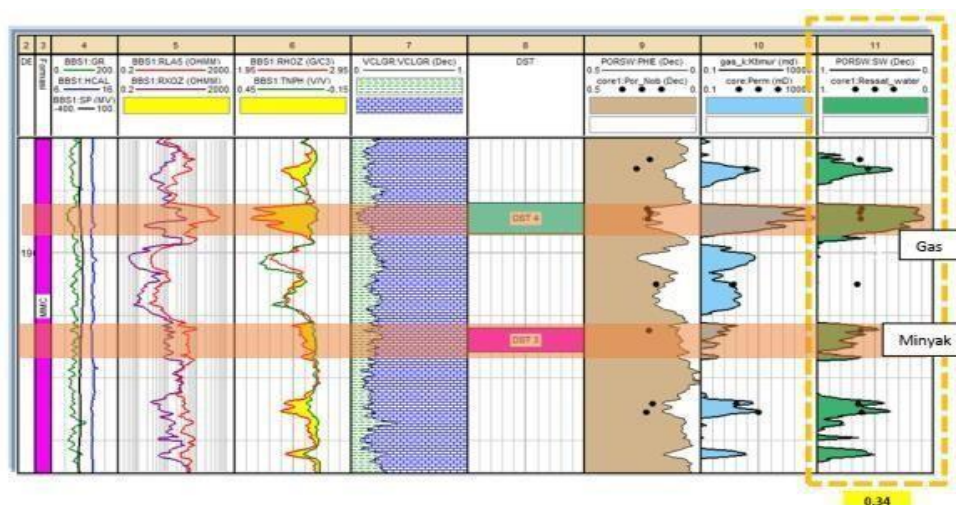
R_t = Resistivitas sebenarnya dari pembacaan *log* (ohm.m)

Adanya saturasi air (S_w), yang menunjukkan bahwa air yang tertinggal karena tegangan pada permukaan butiran, kontak butiran dan celah-celah yang sangat kecil. Air sisa tidak akan mengalir ketika Formasi diproduksi. Besarnya saturasi air sisa ini sangat dipengaruhi oleh porositas, ukuran pori, dan sifat dasar butiran matriks. (Adim, 1998 dalam Bagenda, 2017).

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 seperti di bawah ini:

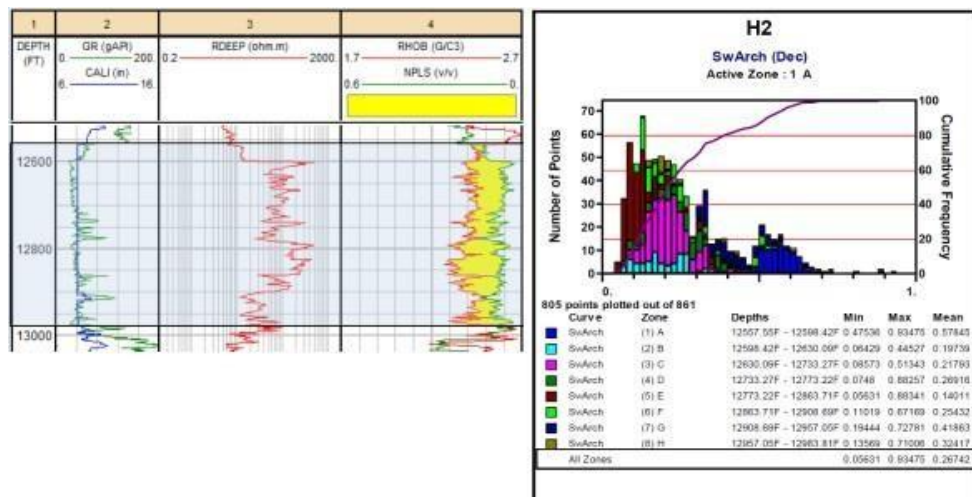
Tabel 4. Interpretasi saturasi fluida hasil data lab (Adim, 1991)

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



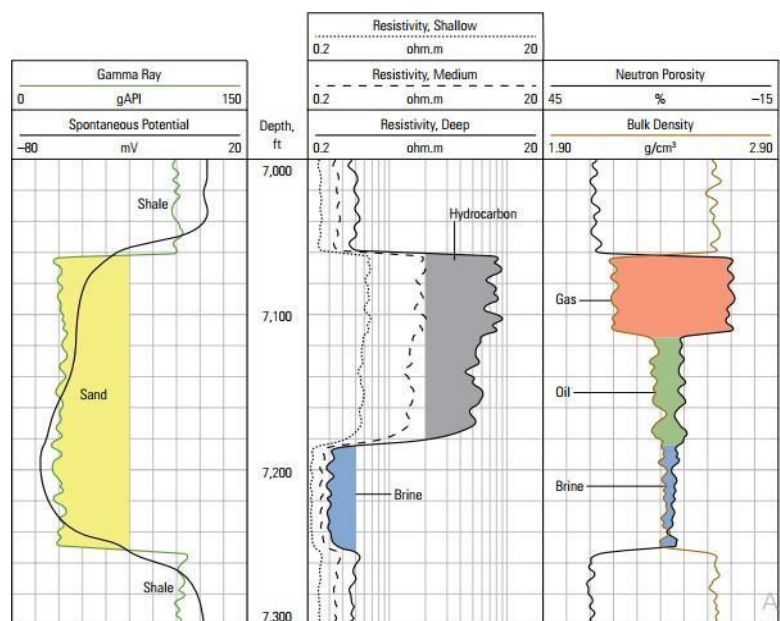
Gambar 13. Interpretasi kuantitatif saturasi air (Malinda dkk, 2018)

Selanjutnya untuk menguatkan dari pernyataan menurut (Adim, 1991), dari Gambar 13 diatas yang merupakan penelitian dari (Malinda dkk, 2018), dapat terlihat bahwasanya zona yang mengandung fluida gas mempunyai separasi antara *log neutron porosity* dan *rho bulk* yang besar serta dihasilkan saturasi air yang rendah dengan defleksi ke kiri. Sedangkan zona yang mengandung fluida minyak mempunyai separasi antara *log neutron porosity* dan *rho bulk* yang sedang serta dihasilkan saturasi air yang menengah.



Gambar 14. Interpretasi kuantitatif saturasi air (Putri, 2017).

Dan selanjutnya pada literatur kedua menggunakan penelitian (Putri, 2017), dimana untuk mendukung pernyataan Adim, 1991. Terlihat pada Gambar 14 diatas dimana untuk log *gamma ray* yang terekan cenderung rendah dan memberi arti bahwa zona tersebut ialah permeable, dengan perekaman *log resistivitas* tinggi dan separasi antara *log neutron porosity* dan *rho bulk* yang besar. Nilai saturasi air yang terukur ialah 27% dengan kandungan fluida gas.



Gambar 15. Interpretasi kualitatif zona reservoir (Varhaug, 2016).

Dapat dilihat dari Gambar 15 tersebut, 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 di mana 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.

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

IV. METODE PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun penelitian ini yaitu dilakukan di:

Tempat : Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi, Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung.

Alamat : Jl. Prof. Dr. Ir. Sumantri Brojonegoro No.1, Gedung Meneng, Kec. Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung 35141.

Waktu : Juli 2022 - Desember 2022.

4.2 Time Schedule

Di bawah ini disajikan tabel *Time Schedule* dari kegiatan Tugas Akhir yang dilakukan di Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi, Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung yang dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Pelaksanaan kegiatan penelitian

Kegiatan	Juli Minggu Ke-				Agustus Minggu Ke-				September Minggu Ke-				Oktober Minggu Ke-				November Minggu Ke-				Desember Minggu 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
Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Pengolahan Data		■	■	■	■	■	■	■																
Penyusunan Laporan			■	■	■	■	■	■																
Bimbingan Seminar Usul				■	■	■	■	■	■															
Seminar Usul									■															
Penyusunan Skripsi										■	■	■	■	■	■									
Revisi dan Bimbingan Hasil													■	■	■	■	■	■	■	■				
Seminar Hasil																				■				
Revisi dan Persiapan Sidang Komprehensif																					■	■		
Sidang Komprehensif																							■	

4.3 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Laptop
2. Data *log* sekunder (Lemigas)
3. *Software Techlog64* 2015
4. *Software Interactive Petrophysics V3.5*

4.4 Prosedur Penelitian

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

4.4.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahapan awal untuk mengumpulkan data. Data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka serta teori dasar sehingga dapat mempermudah penulis dalam penelitian ini. Pada tahapan studi literatur, penulis mempelajari tatanan geologi serta stratigrafi regional pada daerah penelitian. Pada tahap ini juga penulis mempelajari lebih dalam lagi mengenai *Well logging*.

4.2.2 Persiapan dan Pengumpulan Data

Tahapan persiapan dan pengumpulan data merupakan tahapan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dalam penelitian ini. Data yang digunakan pada penelitian yaitu berupa data *log* sumur (.LAS).

4.4.3 Pengolahan Data

Pada tahap ini data yang sudah terkumpul dilakukan suatu pengolahan data *log* untuk sumur A-2 dan A-4 menggunakan software *Techlog64 2015.3*. Interpretasi data sumur dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan untuk mendapatkan zona target reservoir dengan *quick look* pada *log gamma ray*, *log* resistivitas, dan separasi antara *log* neutron dengan *log* densitas. Pemilihan zona target reservoir dikategorikan dengan nilai *log gamma ray* rendah yang bersifat *permeable*, nilai *log* resistivitas tinggi, dan adanya separasi antara nilai *log* neutron rendah dan *log* densitas rendah. Pada zona target reservoir yang telah ditentukan kemudian dilakukan interpretasi kuantitatif dengan perhitungan parameter petrofisika berupa volume *shale*, porositas efektif, dan saturasi air. Formasi zona target berada pada umur tersier sehingga perhitungan dilakukan dengan persamaan volume *shale* oleh Larionov (1969).

Pada pengolahan menggunakan 2 data *log* sumur. Adapun jenis-jenis *log* yang digunakan pada penelitian ini yaitu *log gamma ray*, *log* resistivitas, *log* densitas dan *log* neutron. Pengolahan dilakukan menggunakan software *techlog* yang kemudian dibuat *triple combo* dengan memanfaatkan keempat jenis *log* diatas dan selanjutnya menentukan zona target reservoir yang mana ciri-ciri nya ialah memiliki nilai *log gamma ray* yang rendah serta

keberadaan hidrokarbon berada pada nilai *log* resistivitas yang tinggi dan terdapat separasi diantara *log* neutron dan *log* densitas.

Setelah itu dilakukan perhitungan petrofisika untuk interpretasi secara kuantitatif. Pertama yaitu menghitung nilai *Vshale* yang mengindikasikan jumlah keberadaan *clay/shale* pada suatu lapisan dengan menggunakan rumus yaitu sebagai berikut :

$$IGR = \frac{GRLog-GRMin}{GRMax-GRMin} \quad (11)$$

$$Vsh = 0,083(2^{3,7 \times IGR} - 1) \quad (12)$$

Kemudian dilakukan perhitungan nilai porositas yang mengindikasikan seberapa besar ruang yang menjadi tempat hidrokarbon berada. Dengan menggunakan rumus-rumus sebagai berikut :

$$\emptyset D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (13)$$

$$\emptyset_{tot} = \frac{(\emptyset N + \emptyset D)}{2} \quad (14)$$

$$\emptyset_{eff} = \sqrt{\frac{\emptyset D c^2 + \emptyset N c^2}{2}} \quad (15)$$

Dimana :

$$\emptyset D c = \emptyset D - (\emptyset D_{sh} \times Vsh) \quad (16)$$

$$\emptyset N c = \emptyset N - (\emptyset N_{sh} \times Vsh) \quad (17)$$

Setelah itu dilakukan perhitungan parameter petrofisikanya yaitu resistivitas air yang nantinya digunakan untuk mencari nilai saturasi airnya. Pada perhitungan resistivitas air ini menggunakan metode *pickett plot* yaitu: caranya pada kertas *log* dilakukan *crossplot* nilai-nilai dari *Rt* dan porositas *crossplot* schlumberger. Pada titik-titik yang terluar *crossplot* itu terletak di

suatu garis yang disebut *Ro line*. Semua titik yang berada di garis tersebut memiliki nilai $S_w = 100\%$ atau $S_w = 1$. Hingga pada suatu titik potong antara garis $S_w = 1$ dengan porositas 100%, maka jika nilai a diketahui (nilai 1 untuk *limestone* dan 0.8 untuk *sandstone*), maka besarnya R_w dapat diketahui.

Setelah nilai resistivitas airnya diketahui maka selanjutnya yaitu perhitungan nilai saturasi air (S_w). Nilai ini merepresentasikan dari jumlah kejenuhan/keberadaan air dalam suatu lapisan batuan yang dapat mempengaruhi jumlah keberadaan hidrokarbon pada suatu lapisan batuan. Dengan menggunakan rumus *Archie* maka nilai S_w dapat ditentukan yaitu sebagai berikut :

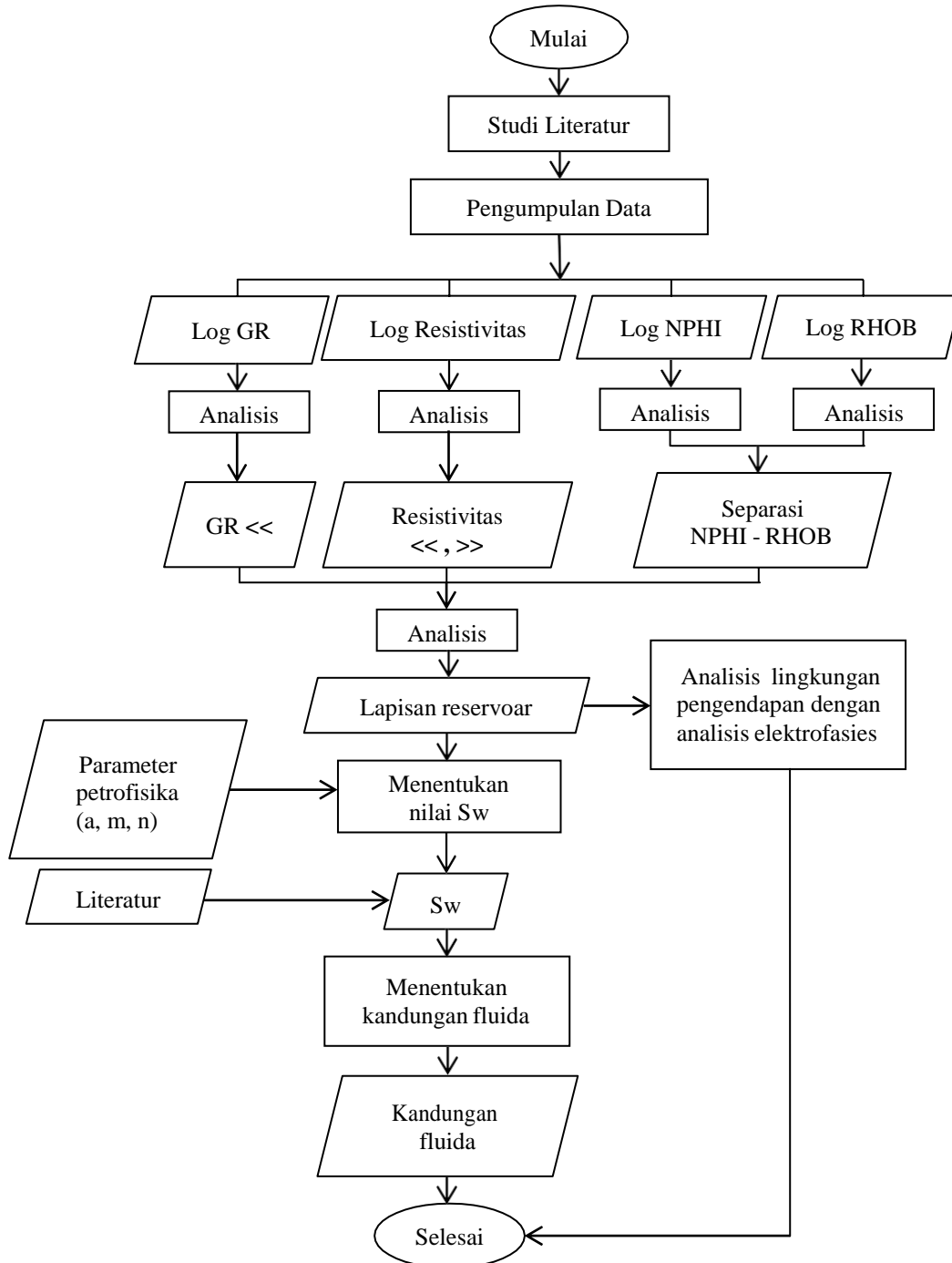
$$S_w^n = \frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t} \quad (18)$$

Pada 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 pada tabel menurut (Adim, 1991).

Selanjutnya untuk lingkungan pengendapan dianalisis dengan kurva *log gamma ray*, dan melakukan analisis dengan menggunakan data dari *log* lalu mengidentifikasi polanya sesuai dengan pola elektrofases.

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian kali ini adalah sebagai berikut:



Gambar 16. Diagram alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang dilakukan, dapat disimpulkan bahwa:

1. Sumur A-2 mempunyai 9 zona target reservoir migas yang terdapat pada kedalaman 1962.4- 3920.35 meter, dan sumur A-4 mempunyai 6 zona target reservoir migas yang terdapat pada kedalaman 1929.48 - 2822.85 meter.
2. Pada sumur lokasi penelitian, sumur A-2 dan A-4 memiliki pola pengendapan diantaranya *Cylindrical* dan *Serrated* dengan lingkungan pengendapan *Shallow water* dan *Storm dominated shelf and distal deep-marine slope*.
3. Pada sumur A-2 mempunyai nilai Sw dengan nilai diantara 17.54% - 34.68% yang diidentifikasi berupa gas, 51.41% berupa minyak dan gas, dan 65.84% berupa minyak. Sedangkan pada sumur A-4 mempunyai nilai Sw dengan nilai diantara 38.48% - 46.98 % yang diidentifikasi berupa gas, dan 52.74 % - 59.48 % berupa minyak dan gas.

6.2 Saran

Adapun saran terhadap penelitian ini yaitu diperlukannya data tambahan seperti data *core* agar dapat meningkatkan akurasi dan ketepatan dari analisa yang dilakukan untuk kedepannya.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. 1991. *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoar, Volume 1*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi “LEMIGAS”, Jakarta.
- Anastasya, P. R. 2016. Analisis Penentuan Zona Produktif dan Perhitungan Cadangan Minyak Awal dengan Menggunakandata Logging pada Lapangan Apr. In *PROSIDING SEMINAR NASIONAL CENDEKIAWAN*.
- 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. 2, No. 17.
- Archie, G. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Trans AIME*, 146, 54-62.
- Asquith, G.B. 1980. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. AAPG, Methods in Exploration Series. Oklahoma
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis : Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Bateman, R.M. 1985. *Open-hole Log Analysis & Formation Evaluation*. International Human Resources Development Corporation. Boston.
- Chevallier, B., dan Bordenave M. L. 1986. Contribution of geochemistry to the exploration in the Bintuni area, Irian Jaya. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 15th Annual Convention*, Vol. 1, Hal. 439-460.

- Darling, T. 2005. *Well Logging and Formation Evaluation*. Elsevier. Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. 2019. *Laporan Tahunan Capaian Program dan Kegiatan 2019*. Jakarta.
- Dewanto, O. 2016. *Petrofisika Log* Edisi 1. Universitas Lampung. Lampung.
- Ellis, D, V. dan Singer, J, M. 2009. *Well Logging for Earth Scientists: Second Edition*. Springer: Dordrecht, The Netherlands.
- Erihartanti., Siregar, S., S., dan Sota, I. 2015. Estimasi Sumber daya batubara berdasarkan data well logging dengan metode cross section di PT.Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab. Kapuas Kalimantan Tengah. Universitas Lambung Mangkurat.
- Glover, P. 2007. *Petrophysics MSc course notes*. Nottingham, United Kingdom.
- Handyarso, A., dan Padmawidjaja, T. 2017. Struktur Geologi Bawah Permukaan Cekungan Bintuni Berdasarkan Analisis Data Gayaberat. *Jurnal dan Sumberdaya Mineral*. Vol. 18, No. 2, Hal. 53 – 65.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi Dan Aplikasi Log*, Edisi Revisi-8 Mei, Schlumberger Oil Services, Indonesia.
- Henage, L. 1993. *Mesozoic and Tertiary tectonics of Irian Jaya: evidence for non rotation of Kepala Burung*. Proc. 22nd Ann. Conv. Indon. Petrol. Assoc., p. 763-792.
- Herninda, G., Abdurrokhim, dan Mohamad F. 2021. Petrofisika reservoir sand A formasi talang akar berdasarkan data well log di lapangan FR cekungan asri. *Padjadjaran Geoscience Journal*. Vol. 5, No.1.
- Horne, J. C. 1978. *Depositional Models in Coal Exploration and Mine Planning in Appalachian Region*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 62.
- Kendall, C. G. St. C. 2005. *Sequence Stratigraphy*. University of South Carolina. Columbia.

- Khasanah, U., Supriyanto, S., dan Djayus, D. 2019. Analisis Nilai Log Gamma Ray Dan Log Density Terhadap Variasi Kecepatan Perekaman Metode Well Logging “Robertson Geologging (RG)”. *GEOSAINS KUTAI BASIN*, 2(1).
- Koesoemadinata, R. P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi Edisi kedua*. Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Kumalasari, I. N., Dewanto, O., dan Mulyatno, B. S. 2018. Identifikasi persebaran dan sumur usulan menggunakan metode *well logging*, petrofisika inversi, seismik simultan dan pemodelan 3D geometri reservoir. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 1, No. 16.
- Larionov, V. V. 1969. *Borehole Radiometry*. U.S.S.R. Moscow.
- Lemigas, 2009. Paleogeografi dan Potensi HC Cekungan Pratersier Daerah Kepala Burung. *Program Penelitian dan Pengembangan Teknologi Eksplorasi Migas*. Lemigas Jakarta.
- 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*.
- Maulana, M. W. 2016. Analisis petrofisika dan penentuan zona potensi hidrokarbon lapangan kaprasida formasi baturaja cekungan sumatera selatan. *Jurnal Teknik IT*. Vol. 5, No.2 .
- Mastoadji, E. 2007. *Basic Well Log Interpretation*. Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- 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*. Vol.2 No.17. ISSN 2356-1599.
- Nukefi, Alvey. 2007. Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir “A”, Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna. Institut Teknologi Bandung.

- Ramdhani, E., Dewanto, O., Karyanto., dan Yulianto, N.2017. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Talang Akar menggunakan Analisis Petrofisika dan Sismik Inversi AI dengan Pendekatan Map Algebra pada Lapangan Bisma Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 4, No. 3.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition. Interprint Ltd.: Malta.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Schlumberger. 1958. *Introduction to Well Logging*, Indonesia: Schlumberger Well Services.
- Schlumberger. 1972. *Schlumberger Log Interpretation Volume I*. Schlumberger Well Services. USA.
- Setyaningsih, C. A. 2014. Pollen Pra-Tersier Daerah Kapala Burung, Papua. *Lembar Publikasi Minyak dan Gas Bumi*. Lemigas. Vol 48. ISSN: 2089-3396.
- Siallagan, F., Dewanto, O., dan Mulyatno, B.S. 2018. Analisis Reservoir Migas Berdasarkan Parameter Petrofisika Dari 7 Sumur Di Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 3, No. 2.
- Sugiarto, T. A., Sentosa, J. B., dan Warnana, D. D., 2013, Evaluasi formasi dan estimasi permeabilitas pada reservoir karbonat menggunakan carman kozceny, *Jurnal Sains Pomits*. Vol. 1, No. 1.
- Visser, W, A., dan Hermes, J, J. 1962. *Geological Results of The Exploration for oil in Netherlands New Guinea*. Koninklijk Nederlands Geologisch mijnbouwkundig Genootschap. Geologisch serie, deel XX. Speciaal nummer. Carried out by The „Nederlandsche Nieuw Guinee Petroleum Maatschappij“ 1935-1960. Staatdrukkerij-En Uitgeverijbedrijf 1962.
- Walker, R. G., dan James, N. P. 1992. *Facies Models: Response to Sea Level Change*. Geological Association of Canada. St John"s.