

**IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA BERDASARKAN NILAI
POROSITAS DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN “B”
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

(Skripsi)

Oleh

Berlian Anisya Vira

1815051041



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2022

**IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA BERDASARKAN NILAI
POROSITAS DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN “B”
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

**Oleh
BERLIAN ANISYA VIRA**

Skripsi

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

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2022

ABSTRAK

IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA BERDASARKAN NILAI POROSITAS DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN ‘B’ CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT

Oleh

BERLIAN ANISYA VIRA

Metode *well logging* diaplikasikan pada empat titik sumur eksplorasi. Interpretasi data untuk mengetahui kandungan fluida pada reservoir Cekungan Bintuni, Papua Barat. Penelitian ini menggunakan empat titik sumur yang terdiri dari sumur B1, B2, B3, dan B4. Untuk mengetahui kandungan fluida digunakan data porositas *core* dan porositas *log*. Interpretasi yang dilakukan yaitu interpretasi kualitatif untuk mengetahui zona target dan kuantitatif untuk menghitung nilai V_{shale} , porositas dan saturasi air. Hasil penelitian didapatkan sumur B1 memiliki 4 zona target dan nilai S_w perhitungan porositas *log* rata-rata 46% dan S_w perhitungan porositas *core* rata-rata 39% dengan kandungan fluida kedua perhitungan berjenis gas, pada sumur B2 memiliki 6 zona target dan nilai S_w perhitungan porositas *log* rata-rata 43% dan S_w perhitungan porositas *core* rata-rata 42% dengan kandungan fluida gas, pada sumur B3 memiliki 5 zona target dan nilai S_w perhitungan porositas *log* rata-rata 43% dan S_w perhitungan porositas *core* rata-rata 43% dengan kandungan fluida gas, pada sumur B4 memiliki 6 zona target dan nilai S_w perhitungan porositas *log* rata-rata 42% dan S_w perhitungan porositas *core* rata-rata 40% dengan kandungan fluida gas.

Kata Kunci: kandungan fluida, porositas, saturasi air

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF FLUID CONTENT BASED ON POROSITY VALUE OF CORE DATA AND LOG DATA IN FIELD 'B' BINTUNI BASIN, WEST PAPUA

By

BERLIAN ANISYA VIRA

The well logging method was applied to four exploration well points. Interpretation of data to determine fluid content in the reservoir of the Bintuni Basin, West Papua. This study uses four well points consisting of wells B1, B2, B3, and B4. To determine the fluid content, core porosity and log porosity data are used. The interpretation is qualitative to determine the target zone and quantitative to calculate the value of V_{shale} , porosity and air saturation. The results showed that well B1 has 4 target zones and the S_w value for log porosity calculations averages 46% and S_w for core porosity calculations averages 39% with the second fluid content calculated as gas, well B2 has 6 target zones and the S_w value for calculating porosity log average 43% and S_w core porosity calculation average 42% with gas fluid content, B3 well has 5 target zones and S_w value log porosity calculation average 43% and S_w core porosity calculation average 43% with gas fluid content, well B4 has 6 target zones and S_w values for log porosity calculations average 42% and S_w core porosity calculations average 40% with gas fluid content.

Keyword: fluid content, porosity, water saturation

Judul Skripsi

: **IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA
BERDASARKAN NILAI POROSITAS DATA
CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN
'B' CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Nama Mahasiswa

: **Berlian Anisya Vira**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1815051041

Program Studi

: Teknik Geofisika

Fakultas

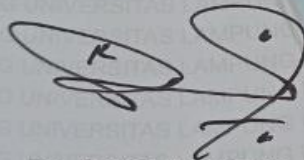
: Teknik

MENYETUJUI

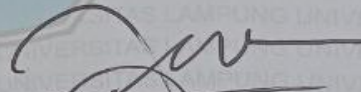
1. Komisi Pembimbing

Pembimbing 1

Pembimbing 2

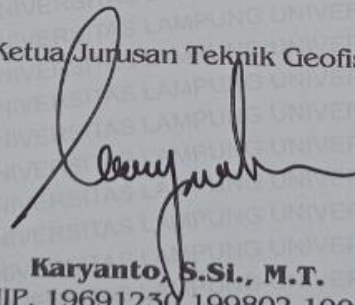


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 19661222 199603 1001



Rustadi S.Si., M.T.
NIP. 19720511 199703 1002

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 : **Rustadi, S.Si., M.T.**

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

2. Dekan Fakultas Teknik

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

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **13 Desember 2022**

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, 20 Desember 2022



Berlian Anisya Vira
1815051041

RIWAYAT HIDUP



BERLIAN ANISYA VIRA, dilahirkan di Kotabumi, Lampung Utara pada tanggal 31 Mei 2000. Anak kedua dari pasangan Ayahanda Ismail dan Ibunda Suraya Mega. Pendidikan Taman Kanak-kanak (TK) Restu Ibu di Kotabumi diselesaikan pada tahun 2006, Pendidikan Sekolah Dasar (SD) di SD Negeri 02 Kota Alam diselesaikan pada tahun 2012, Pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMPN 08 Kotabumi diselesaikan pada tahun 2015, Pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMAN 03 Kotabumi diselesaikan pada tahun 2018. Pada tahun 2018 penulis melanjutkan pendidikan di Universitas Lampung Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika. Pada tahun 2021 penulis melakukan Kerja Praktik (KP) di PT. Lampug Geosains Survey dengan Judul **“APLIKASI METODE WELL LOGGING UNTUK MENGIDENTIFIKASI POTENSI AKUIFER AIR TANAH PADA SUMUR “B” LAMPUNG SELATAN”**. Penulis aktif di beberapa organisasi, yaitu pada tahun 2020-2021 penulis menjadi anggota di beberapa organisasi seperti pada Bidang Kaderisasi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana), Dinas Eksternal pada BEM FT, Divisi Internal pada SEG SC Unila. Pada tahun 2021 penulis menjadi bendahara umum pada himpunan Hima TG Bhuwana, divisi Internal pada SEG SC Unila, dan anggota Divisi Pengembangan Sumber Daya Manusia (PSDM) pada SM-IAGI. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya dengan skripsi yang berjudul **“IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA BERDASARKAN NILAI POROSITAS DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN ‘B’ CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT”**

PERSEMBAHAN

Dengan mengucapkan puji syukur kepada Allah SWT, atas berkat, rahmat serta karunia-Nya atas telah selesainya skripsi ini dengan lancar dan baik. Skripsi ini saya persembahkan untuk:

AYAH DAN IBU TERCINTA

ISMAIL

&

SURAYA MEGA

Yang selalu memberikan dukungan, semangat, kasih sayang, doa, motivasi dan segala yang diberikan tiada hentinya untuk penulis. Mungkin penulis tidak akan bisa membalas semua kasih dan sayang yang telah diberikan namun penulis selalu berdoa semoga ayah dan ibu sehat selalu, dilimpahi karunia tiada henti, bahagia dan tetap disisi penulis hingga akhir hayat. Penulis akan selalu berusaha menjadi anak yang dapat membanggakan keluarga.

KAKAK DAN ADIK TERCINTA

ISMA REGA ANDRIAN SYAPUTRA

MUTIARA RATU AULIA

Yang telah menjadi *support system* selama ini. Kakak yang sangat saya sayangi terima kasih untuk segala bimbingan dan kasih sayang tiada henti, selalu ada dalam suka dan duka disegala proses saya, semoga Uka sehat selalu dan dilimpahi rezeki serta dikuatkan bahunya. Untuk adik tercinta terima kasih atas dukungan, doa dan semangatnya semoga kita semua bisa menjadi anak yang sukses dan bisa sama-sama membahagiakan ayah dan ibu

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji syukur kepada Allah SWT, atas berkat, rahmat serta karunia-Nya, Penulis dapat menyusun Skripsi dengan judul “**IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA BERDASARKAN NILAI POROSITAS DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN ‘B’ CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**”. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan Skripsi ini adalah untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung. Selama penulisan Skripsi ini banyak sekali terdapat hambatan yang dialami. Namun berkat adanya bantuan, serta bimbingan dari berbagai pihak, hingga Skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Penulis menyadari bahwa tidak tertutup kemungkinan didalam Skripsi ini terdapat kekurangan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun demi kesempurnaan Skripsi ini. Semoga ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis khususnya dan bagi para pembaca pada umumnya, serta bagi perkembangan ilmu pengetahuan

Bandar Lampung, 20 Desember 2022

Penulis,



Berlian Anisya Vira
NPM. 1815051041

SANWACANA

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah *Subhanahu Wa Ta'ala* Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini. Tak lupa pula shalawat serta salam yang selalu tercurahkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammad *Shallallahu 'alaihi wasallam* yang menjadi suri tauladan bagi kita

Skripsi ini berjudul **“IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA BERDASARKAN NILAI POROSITAS DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN ‘B’ CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT”** merupakan skripsi dari penelitian yang dilakukan penulis untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik.

Adapun dalam penyelesaian Skripsi ini, terdapat banyak pihak yang terlibat, yang mana pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan rasa terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang mana Telah memberikan saya kesehatan dan kelancaran dalam melakukan pembuatan Skripsi.
2. Kedua orang tua tercinta yang selalu menjadi kebanggaan hidup penulis Bapak Ismail dan Ibu Suraya Mega yang telah banyak memberi dukungan, mencintai dan menyayangi dengan sepenuh hati.
3. Kedua saudara saya Isma Rega Andrian Syaputra dan Mutiara Ratu Aulia selaku kakak dan adik yang selalu memberikan dukungan dan semangat.
4. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing pertama yang telah memberikan arahan, bimbingan serta dukungan dalam menjalankan skripsi.

6. Bapak Rustadi, S.Si., M.T., selaku pembimbing kedua yang telah memberikan masukan dan saran dalam proses penyelesaian skripsi ini.
7. Bapak Prof. Drs. Ir. Suharno, M.Sc., Ph. D., IPU., ASEAN Eng. Selakuk penguji yang telah bersedia meluangkan waktu, serta senantiasa memberikan saran dan masukan.
8. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah mengajarkan banyak ilmu dan wawasan.
9. Sahabat-sahabat tercinta saya fira medan, mila, mbun, boy, priti, pika yang penulis sayangi dari lubuk hati terdalam, terima kasih telah menemani penulis selama berada di dunia perkuliahan, banyak suka, duka dan segala kenangan yang sudah terlewati bersama, terima kasih selalu memberikan arahan, masukan, dan *support* yang tiada henti, maaf jika penulis memiliki banyak kekurangan dan kesalahan.
10. Keluarga Besar Teknik Geofisika 2018 (Tgasak) yang telah memberikan motivasi dan membantu dalam penyusunan skripsi ini.
11. Serta semua pihak yang terlibat baik secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan skripsi ini.
12. *Last but not least, I wanna thank me I wanna thank me for believing in me, I wanna thank me for doinng all this hard work I wanna thank me for having no days off. I wanna thank me for never quitting I wanna thank me for always being a giver and tryna give more than I receive. I wanna thank me for tryna do more right than wrong I wanna thank me for just being me at all times.*

Bandar Lampung, 20 Desember 2022

Penulis,



Berlian Anisya Vira

NPM. 1815051041

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
PERSETUJUAN	v
PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	ix
KATA PENGANTAR	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvi
DAFTAR TABEL	xix
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1

1.2	Tujuan Penelitian	2
1.3	Batasan Masalah	2
1.4	Manfaat Penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA		
2.1	Lokasi Daerah Penelitian.....	4
2.2	Geologi Regional	5
2.2.1	Sesar Sorong	6
2.2.2	Sesar Tarera Aiduna	7
2.2.3	Lengguna <i>Fold Belt</i> (LFB)	7
2.2.4	Palung Seram	7
2.3	Stratigrafi Cekungan Bintuni Papua Barat	7
2.3.1	Formasi Kemum.....	9
2.3.2	Kelompok Aifam.....	9
2.3.3	Formasi Tipuma	9
2.3.4	Kelompok Kembelengan	9
2.3.5	Formasi Warimpi	10
2.3.6	Kelompok Batu Gamping <i>New Guinea</i>	10
2.3.7	Formasi Klasafet	10
2.3.8	Formasi Stenkol	11
2.4	Penelitian Sebelumnya	11
III. TEORI DASAR		
3.1	<i>Petroleum System</i> Cekungan Bintuni.....	13
3.1.1	Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	14
3.1.2	Batuan Reservoir	14
3.1.3	Migrasi.....	14
3.1.4	Perangkap (<i>Trap</i>)	15
3.1.5	Batuan Penutup (<i>Seal Rock</i>)	15
3.2	<i>Well Logging</i>	15
3.2.1	<i>Log Gamma Ray</i>	17
3.2.2	<i>Log Spontaneous Potential (SP)</i>	20
3.2.3	<i>Log Resistivitas</i>	21
3.2.4	<i>Log Densitas</i>	23

3.2.5 Log Neutron	25
3.2.6 Log Sonic	27
3.3 Sifat fisik Batuan Reservoir	29
3.3.1 Kandungan Serpih (<i>Volume Shale</i>)	29
3.3.2 Porositas	30
3.3.3 Permeabilitas.....	35
3.3.4 Saturasi Air (<i>Sw</i>).....	36
3.3.5 Inti Batuan (<i>Core</i>)	41
IV. METODE PENELITIAN	
4.1 Tempat Dan Waktu Penelitian.....	43
4.2 <i>Time Schedule</i>	44
4.3 Alat Dan Bahan.....	45
4.4 Prosedur Penelitian	45
4.4.1 Studi Literatur	45
4.4.2 Pengumpulan Data	45
4.4.3 Pengolahan Data	45
4.5 Diagram Alir.....	46
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1 Data Penelitian.....	48
5.2 Pengolahan dan Interpretasi	48
5.2.1. Interpretasi Kualitatif.....	48
5.2.2. Interpretasi Kuantitatif	59
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	
6.1. Kesimpulan.....	118
6.2. Saran.....	119
DAFTAR PUSTAKA	

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta Lokasi Daerah Penelitian	4
2. Peta Geologi Regional Cekungan Bintuni.....	5
3. Stratigrafi Cekungan Bintuni	8
4. <i>Petroleum System</i>	13
5. Operasi Kegiatan <i>Logging</i>	17
6. Respon <i>Log Gamma Ray</i>	18
7. <i>Log Spontaneous Potential</i>	20
8. Respon <i>Log Resistivitas</i>	23
9. Respon <i>Log Density</i>	25
10. Respon <i>Log Neutron</i>	27
11. Prinsip Kerja <i>Log Sonic</i>	28
12. Matriks Batuan.....	31
13. Interpretasi Kuantitatif Menghitung Saturasi Air	39
14. Interpretasi Kuantitatif Menghitung Saturasi Air	40
15. Interpretasi Kualitatif Zona Reservoir	41
16. Diagram Alir.....	47
17. Zona Target Reservoir 1 Sumur B1	49
18. Zona Target Reservoir 2 Sumur B1	50

19. Zona Target Reservoir 3 Sumur B1	50
20. Zona Target Reservoir 4 Sumur B1	50
21. Zona Target Reservoir 1 Sumur B2	51
22. Zona Target Reservoir 2 Sumur B2	51
23. Zona Target Reservoir 3 Sumur B2	52
24. Zona Target Reservoir 4 Sumur B2	52
25. Zona Target Reservoir 5 Sumur B2	53
26. Zona Target Reservoir 1 Sumur B3	53
27. Zona Target Reservoir 2 Sumur B3	54
28. Zona Target Reservoir 3 Sumur B3	54
29. Zona Target Reservoir 4 Sumur B3	55
30. Zona Target Reservoir 5 Sumur B3	55
31. Zona Target Reservoir 1 Sumur B4	56
32. Zona Target Reservoir 2 Sumur B4	56
33. Zona Target Reservoir 3 Sumur B4	57
34. Zona Target Reservoir 4 Sumur B4	57
35. Zona Target Reservoir 5 Sumur B4	57
36. Zona Target Reservoir 6 Sumur B4	58
37. <i>Chart Schlumberger</i> Sumur B1	61
38. <i>Picket Plot</i> Sumur B1.....	63
39. <i>Chart Schlumberger</i> Sumur B2	65
40. <i>Picket Plot</i> Sumur B2.....	67

41. <i>Chart Schlumberger</i> Sumur B3	69
42. <i>Picket Plot</i> Sumur B3.....	71
43. <i>Chart Schlumberger</i> Sumur B4	73
44. <i>Picket Plot</i> Sumur B4.....	75

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Respon Litologi Perlapisan Batuan.....	19
2. Nilai Resistivitas	21
3. Karakteristik Resistivitas Batuan.....	22
4. Densitas Matriks dan Fluida Dari Batuan	33
5. Harga Densitas Matriks Batuan	33
6. Skala Kualitas Batuan Terhadap Porositas.....	35
7. Interpretasi Saturasi Fluida.....	38
8. Pelaksanaan Kegiatan Penelitian	44
9. Daerah Target Reservoir Sumur B1 Hingga B4	58
10. Zona <i>Water Bearing</i> Sumur B1	60
11. Hasil <i>Crossplot</i> Pada <i>Chart Schlumberger</i> Sumur B1.....	62
12. Zona <i>Water Bearing</i> Sumur B2	64
13. Hasil <i>Crossplot</i> Pada <i>Chart Schlumberger</i> Sumur B2.....	66
14. Zona <i>Water Bearing</i> Sumur B3	68
15. Hasil <i>Crossplot</i> Pada <i>Chart Schlumberger</i> Sumur B3.....	70
16. Zona <i>Water Bearing</i> Sumur B4	72
17. Hasil <i>Crossplot</i> Pada <i>Chart Schlumberger</i> Sumur B4.....	74
18. Rata-rata Nilai I_{GR} dan V_{shale} Lapisan Reservoir Pada Sumur B1-B4.....	78
19. Perhitungan Nilai Porositas Efektif Sumur B1 Target 1	83
20. Nilai Porositas Hasil Perhitungan <i>Log</i> Dan Nilai Porositas Hasil Pengukuran Core Sumur B1	84
21. Nilai Porositas Hasil Perhitungan <i>Log</i> Dan Nilai Porositas Hasil Pengukuran Core Sumur B2	85

22. Nilai Porositas Hasil Perhitungan <i>Log</i> Dan Nilai Porositas Hasil Pengukuran <i>Core</i> Sumur B3	87
23. Nilai Porositas Hasil Perhitungan <i>Log</i> Dan Nilai Porositas Hasil Pengukuran <i>Core</i> Sumur B4	89
24. Nilai Sw Hasil Perhitungan Porositas <i>Log</i> ($Sw-\Phi_{log}$) Sumur B1	93
25. Nilai Sw Hasil Perhitungan Porositas <i>Log</i> ($Sw-\Phi_{log}$) Sumur B2	95
26. Nilai Sw Hasil Perhitungan Porositas <i>Log</i> ($Sw-\Phi_{log}$) Sumur B3	99
27. Nilai Sw Hasil Perhitungan Porositas <i>Log</i> ($Sw-\Phi_{log}$) Sumur B4	102
28. Nilai Sw Hasil Perhitungan Porositas <i>Core</i> ($Sw-\Phi_{core}$) Sumur B1	107
29. Nilai Sw Hasil Perhitungan Porositas <i>Core</i> ($Sw-\Phi_{core}$) Sumur B2	109
30. Nilai Sw Hasil Perhitungan Porositas <i>Core</i> ($Sw-\Phi_{core}$) Sumur B3	111
31. Nilai Sw Hasil Perhitungan Porositas <i>Core</i> ($Sw-\Phi_{core}$) Sumur B4	113
32. Nilai Sw Hasil Perhitungan Porositas <i>Log</i> ($Sw-\Phi_{log}$) Dan Porositas <i>Core</i> ($Sw-\Phi_{core}$) Sumur B1 - B4	117

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Cekungan Bintuni merupakan salah satu cekungan besar di Kawasan Timur Indonesia. Cekungan ini memiliki potensi hidrokarbon yang besar dan sampai saat ini hanya terdapat beberapa lapangan minyak dan gas yang berproduksi di Cekungan Bintuni. Sejak ditemukan cadangan gas yang besar di Teluk Bintuni pada 1997, hal ini mendorong pemerintah untuk melakukan percepatan kegiatan eksplorasi mengenai penemuan potensi hidrokarbon baik terhadap lapangan migas baru maupun lapangan migas yang sedang berproduksi. Berdasarkan Peta Cekungan Sedimen Indonesia (Badan Geologi, 2010), Cekungan Bintuni memiliki luas hingga ± 30.000 km, namun sampai sekarang ini hanya terdapat beberapa lapangan minyak dan gas yang berproduksi.

Telah dilakukan penelitian sebelumnya oleh Moruk dkk (2020) mengenai penentuan *Volume Shale* (*Vshale*), porosita, resistivitas air (*rw*) dan saturasi air (*Sw*) untuk menentukan cadangan gas. Kemudian penelitian oleh Farhan dkk (2019) mengenai analisis perhitungan saturasi air (*Sw*) untuk menentukan kandungan minyak pada zona reservoir dengan berbagai metode perhitungan *Sw*.

Secara umum penentuan zona reservoir hidrokarbon dengan cara menggabungkan *log gamma ray* (*GR*), *log* resistivitas, serta *log* neutron dan *log* densitas. Jika nilai *GR* kecil dan nilai resistivitas tinggi serta terdapat separasi diantara *log* densitas dan *log* neutron maka diinterpretasikan sebagai zona reservoir. Penelitian ini berfokus untuk mengidentifikasi kandungan fluida berdasarkan nilai porositas hasil perhitungan data *log* dan nilai porositas data *core* pada lapangan “B” Cekungan Bintuni, Papua Barat. Untuk menentukan jenis kandungan fluida digunakan analisis

parameter petrofisika yang nantinya akan didapatkan nilai porositas efektif. Selanjutnya untuk mengetahui kandungan fluida maka dilakukan perhitungan nilai saturasi air (S_w). Nilai S_w yang dihitung merupakan S_w berdasarkan perhitungan porositas *log* dan S_w berdasarkan perhitungan porositas *core*. Nilai saturasi air yang didapatkan yaitu 2 jenis nilai saturasi air yang gunanya untuk melihat kecocokan antara perhitungan *log* dan pengukuran *core*. Kemudian akan didapatkan jenis kandungan fluida yang ada pada daerah penelitian. Sehingga pada penelitian ini menggunakan metode *well logging*. Menurut Harsono (1997), *well logging* merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan *log* ini adalah untuk menentukan zona dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini yaitu sebagai berikut:

1. Menentukan zona target sumur B1, sumur B2, sumur B3 dan sumur B4 pada Lapangan 'B' Cekungan Bintuni Papua Barat.
2. Menentukan nilai porositas efektif berdasarkan data *log* pada zona target lapisan reservoir sumur B1, sumur B2, sumur B3 dan sumur B4 pada Lapangan 'B' Cekungan Bintuni Papua Barat.
3. Menentukan nilai S_w hasil perhitungan porositas *log* dengan S_w perhitungan porositas *core*.
4. Mengidentifikasi jenis kandungan fluida pada sumur B1, sumur B2, sumur B3, dan sumur B4 pada Lapangan 'B' Cekungan Bintuni Papua Barat.

1.3. Batasan Masalah

Adapun batasan masalah penelitian yaitu, sebagai berikut:

1. Data *log* sumur yang diolah menggunakan data sekunder empat sumur yaitu sumur B1, sumur B2, sumur B3 dan sumur B4 pada Lapangan 'B' Cekungan Bintuni Papua Barat.

2. Menentukan nilai porositas efektif pada keempat sumur menggunakan data *well logging*.
3. Identifikasi kandungan fluida berdasarkan nilai S_w hasil porositas perhitungan *log* dan S_w perhitungan porositas *core*.

1.4. Manfaat Penelitian

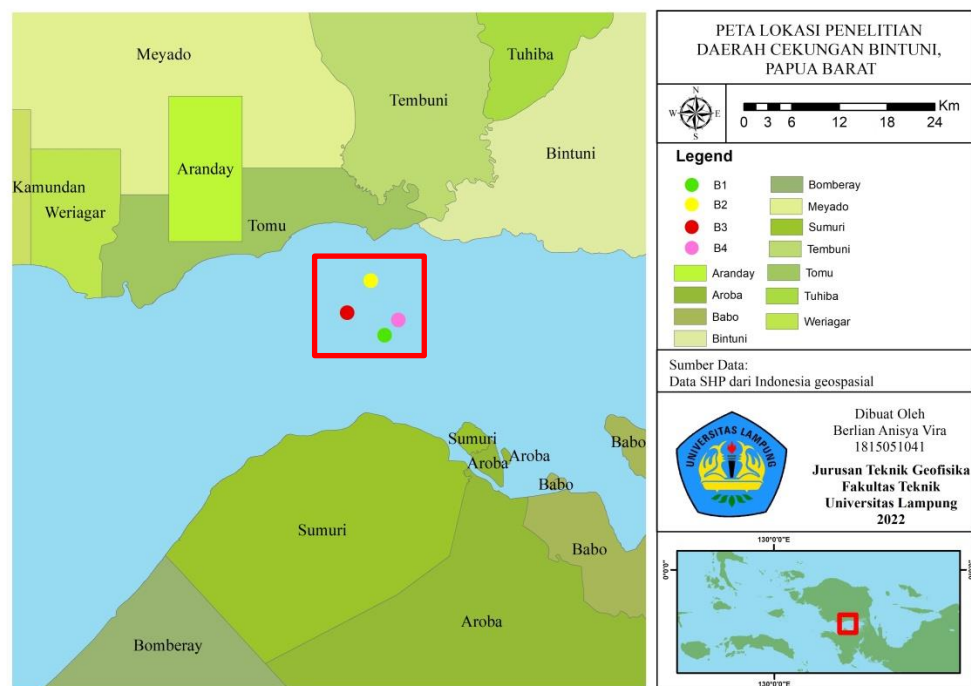
Adapun manfaat penelitian yaitu, sebagai berikut:

1. Mengetahui perbandingan nilai porositas hasil perhitungan *log* dengan pengukuran *core*.
2. Mengetahui jenis kandungan fluida yang terdapat pada sumur B1, sumur B2, sumur B3 dan sumur B4 Lapangan 'B' Cekungan Bintuni Papua Barat.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Daerah Penelitian

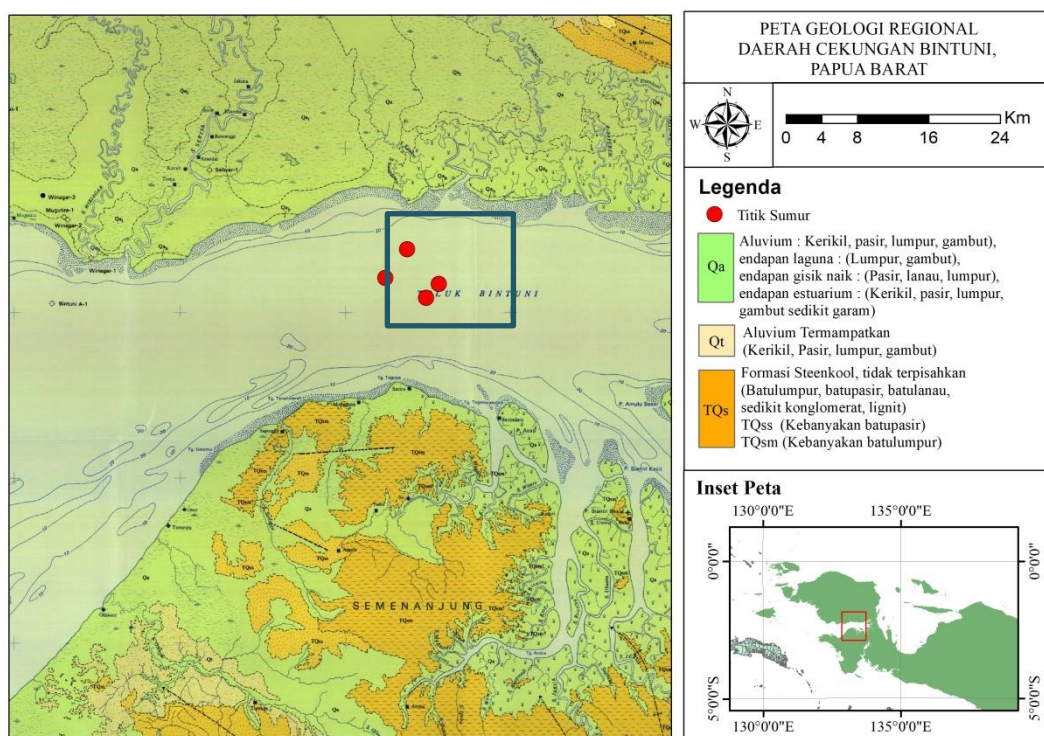
Lokasi daerah penelitian yang digunakan pada penelitian ini terletak di kawasan Cekungan Bintuni Kabupaten Papua Barat, Papua. Didapatkan data sumur B1, B2, B3, dan B4 pada Lapangan “B” Cekungan Bintuni. Cekungan ini memiliki luas $\pm 30.000 \text{ km}^2$ dan terletak di kawasan Teluk Bintuni Papua Barat, tak jauh dari kepala dan leher burung. Untuk peta lokasi daerah penelitian yang dapat dilihat pada Gambar 1 dibawah ini:



Gambar 1. Peta lokasi daerah penelitian

2.2. Geologi Regional

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 pengangkatan 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 batu gamping 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 (Marten, 2012). Adapun peta geologi regional Cekungan Bintuni yang terdapat pada Gambar 2 dibawah ini:



Gambar 2. Peta geologi regional cekungan bintuni (Suparman dkk., 1990)

Cekungan Bintuni merupakan cekungan panjang Miosen Akhir hingga Kuartar. Cekungan itu menempati tepi barat Steenkool dan beberapa bagian lembar yang ada di utara, selatan dan barat. Endapan yang terlonggok dalam cekungan ini secara keseluruhan dihubungkan dengan Formasi Steenkool dan di sudut barat laut dengan Batupasir Tusunawai (Visser dan Hermes, 1962).

Sebagian dari batas timur Cekungan Bintuni bertepatan dengan alas Jalur Lipatan Lengguru, yaitu bidasan yang diprakirakan. Di utara sesar naik Arguni yang didalikan itu adalah tepi Cekungan Bintuni yang dapat dinyatakan dengan lantek yang tergusur oleh berbagai sesar berarah barat laut. Berbagai retakan dengan arah yang demikian itu memotong Formasi Steenkool di bagian barat laut. Diperkirakan peretakan itu terjadi lagi di sementara tempat atau dasarnya merupakan kelanjutan penyesaran yang berasal pada waktu berkembangnya Jalur Lipatan Lengguru. Demikian pula, lipatan dalam Formasi Steenkool yang arahnya terutama ke barat daya hingga utara-barat daya mungkin berupa struktur sampir atau mungkin pula mencerminkan lipatan seumur dengan Jalur Lipatan Lengguru pada waktu pengendapan dalam Cekungan Bintuni (Dow dkk., 1986).

Pembentukan Cekungan Bintuni boleh jadi sezaman dengan pembidasan dan pelipatan Jalur Lipatan Lengguru. Pelipatan tektonik pada Jalur Lengguru sebagaimana tampak dari hasil nyuguan gayabarat mungkin saja menyebabkan pelesakan tambahan yang menyebabkan terbentuknya Cekungan Bintuni (Dow dkk., 1986).

Kepala burung terdiri dari beberapa struktur elemen penting yang berada di daerah kepala burung tersebut, diantaranya sebagai berikut:

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 yaitu sesar mendatar kiri (*left-lateral strike-slip fault*).

2.2.2. Sesar Tarera Aiduna

Sesar Tarera Aiduna merupakan sesar mayor yang berada di daerah kepala burung dimana sesar ini terletak di sebelah selatan dengan arah sesar barat-timur.

2.2.3. Lengguna *Fold-Belt* (LFB)

LFB merupakan serangkaian antiklin yang mempunyai arah umum Barat Laut-Tenggara, yang kemudian terangkat ketika terjadi proses *oblique convergent* antara Lempeng Pasifik-Indo Australia. Di sebelah selatan, LFB ini dipotong 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.

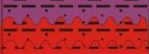
2.2.4. Palung Seram

Palung Seram berada di sebelah barat daya KB. Sesar ini terbentuk akibat adanya konvergen Lempeng Australia.

2.3. Stratigrafi Cekungan Bintuni

Stratigrafi Pratersier Cekungan Bintuni tidak terlepas dari stratigrafi daerah Kepala Burung secara umum. Menurut Lemigas (2005), 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. Endapan Kelompok Kambelangan kemudian menindih diatas Formasi Tipuma secara selaras. Kelompok Kambelangan meliputi Formasi Kambelangan Bawah dan Formasi Jass. Dalam Kelompok ini, Formasi Kambelangan Bawah yang berumur Jura Tengah sampai Akhir ditindih secara tidak selaras oleh Formasi Jass yang berumur Kapur Akhir. Di atas Formasi Jass adalah sedimen berumur Tersier

Sedimen Pratersier 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. Pada Gambar 3 berikut merupakan stratigrafi pada daerah penelitian.

AGE			BINTUNI		
UNITS		STRATIGRAPHIC	FORMATION	LITHOLOGY	
PLEISTOCENE			SELE	 Conglomeratic sandstone and clays	
PLIOCENE			STEENKOL	 Shale and sandstone alteration	
UPPER	MIOCENE		NEW GUINEA LST GROUP	KLASAFET	 Fossiliferous chalky limestone rich in coral debris. Changing eastwards to grey shale
MIDDLE				KAIS	
LOWER				SAGO	
OLIGOCENE				SIRGA	
EOCENE			FAUMAI	Light brown, often dolomitic, limestones and crystalline dolomite	
PALEOCENE			WARUPI	Sand and shale alterations overlain by evaporite facies changing laterally shally carbonates	
UPPER	CRETACEOUS		KAMBELANGAN GROUP	JASS	 Claystone and silty shale
LOWER				LOWER KEMBELANGAN	
UPPER	JURASSIC				 Shallow water sandstone interbedded with grey shale
MIDDLE					
LOWER					
TRIASSIC			TIPUMA	 Red bed facies	
UPPER	PERMIAN		AFIAM GROUP	AINIM	 Black shale and sandstone alterations, coal seams
MIDDLE				AIFAT	
UPPER	CARBONIFEROUS			AIMAU	 Shales and marl with carbonate
MIDDLE					
LOWER				 Sandstone intercalated with fossiliferous shales	
DEVONIAN			KEMUM	 Strongly folded and ephimetamorphosed shale, greywackes and coarse clastics	
SILURAN					
ORDOVICIAN					

LEMIGAS, 2005

Gambar 3. Stratigrafi cekungan bintuni (dimodifikasi dari Lemigas, 2005)

2.3.1. Formasi Kemum

Formasi kemum merupakan batuan dasar dari Cekungan Bintuni yang diendapkan pada umur silur-devon. Formasi ini berada di timur laut KB dan membujur disepanjang laut di timur Leher Burung. Litologi penyusunnya terdiri dari lempung, *greywacke*, dan batuan klastik kasar (Dow dkk., 2005)

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 transgresiregresi 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 berlangsung pada periode permian akhir berlanjut dari *triassic* awal-jurasik awal, dimana pada saat itu formasi tipuma terendapkan secara selaras diatas pada formasi aifam. Litologi penyusunnya terdiri atas batupasir, serpih, dan batugamping. Lingkungan pengendapannya berada di lingkungan laut dangkal.

2.3.4. Kelompok Kembelangan (Kembelangan Bawah dan Kembelangan Atas)

Kelompok Kembelangan diendapkan dari jurassic awal hingga kapur akhir. Kelompok ini dibagi menjadi dua yaitu kembelangan bawah dan kembelangan atas.

2.3.4.1. Kembelangan Bawah

Kembelangan bawah diendapkan pada sumur jurassic awal-awal kapur yang diendapkan secara tidak selaras pada formasi tipuma. Litologi penyusunnya terdiri dari batupasir, batuan karbonat, dan batubara, serta terdapat lingkungan pengendapan dari delta hingga daerah laut tertutup. Formasi yang termasuk dalam kembelangan bawah adalah formasi kopai dan formasi ayot

2.3.4.2. Kambelangan Atas

Kembelangan atas diendapkan pada kapur awal-akhir. Itu diendapkan secara tidak selaras. Litologi penyusunnya terdiri dari batupasir dan batulempung. Kembelangan atas terdiri dari batugamping, batupasir, dan formasi jass. Kembelangan bawah dan kembelangan atas dipisahkan oleh adanya ketidakselarasan.

2.3.5. Formasi Waripi

Formasi Waripi yang terletak pada bagian dasar berumur Paleosen hingga Eosen formasi ini terdiri dari fosiliferous doloston, batupasir kuarsa, dan sedikit batugamping. Formasi Waripi diendapkan pada lingkungan laut dangkal, dan kondisi lingkungan berenergi tinggi. Formasi Waripi memiliki kontak gradasi dengan Batugamping Yawee dan Batupasir Ekmai yang berumur Kapur Akhir.

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

Kelompok Batugamping *New Guinea* diendapkan selama Eosen, terutama selama Miosen Tengah. Pada akhir Kapur, pasokan batuan klastik ke timur laut dan akumulasi karbonat, urutan batugamping yang tebal, berakhir. Kelompok batugamping *new guinea* terdiri dari tiga lapisan: formasi faumai eosen-oligosen, formasi sirga miosen awal, dan formasi kais miosen tengah. Lapisan karbonat ini memanjang di sepanjang cekungan Bintuni dalam lingkungan sedimen yang dangkal. Kelompok batu kapur ini di *New Guinea* dikenal sebagai batas akhir dari fase terkompresi antara lempeng australia dan pasifik. Batuan sumber dan reservoir Cekungan Bintuni.

2.3.7. Formasi Klasafet

Formasi Klasafet diendapkan pada pliosen tengah hingga pliosen akhir dan terendapkan tidak merata pada formasi kais. Litologi formasi klasafet adalah serpih. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah lingkungan laguna.

2.3.8. Formasi Steenkool

Pada tektonik aktif terjadi pada awal pliosen, membentuk cekungan bintuni dan lengguru *fold belt* serta mengendapkan formasi steenkool. Litologi lapisan ini berupa batulanau, batupasir serpih, dan batulempung dengan lingkungan sedimen laut dangkal. Berfungsi sebagai *seal* di Cekungan Bintuni.

2.4. Penelitian Sebelumnya

Adapun beberapa penelitian terdahulu yang telah dilakukan di Cekungan Bintuni Papua Barat yaitu:

Moruk dkk (2020) telah melakukan penelitian mengenai penentuan *volume shale*, porositas, resistivitas air formasi dan saturasi air pada lapisan P lapangan C. Pada penelitian ini akan dilakukan perhitungan nilai saturasi air yang merupakan salah satu parameter penting yang diperlukan dalam menentukan besarnya cadangan gas pada Lapisan P. Perhitungan pertama yang akan dilakukan adalah perhitungan *volume shale*. *Volume shale* rata-rata Lapisan P Lapangan C yaitu pada sumur CS-02 sebesar 16,48 % dan sumur CS-03 sebesar 20,65 %. Selanjutnya, perhitungan porositas efektif rata-rata Lapisan P Lapangan C yaitu pada sumur CS-02 sebesar 20,93 % dan sumur CS-03 sebesar 20,94 %. Lalu pada resistivitas air formasi rata-rata Lapisan P Lapangan C yaitu pada sumur CS-02 sebesar 0,121 OhmM dan sumur CS-03 sebesar 0,066 Ohm.m. Dan untuk saturasi air rata-rata Lapisan P Lapangan C dengan metode Simandoux pada sumur CS02 sebesar 0,765 dan sumur CS-03 sebesar 0,125.

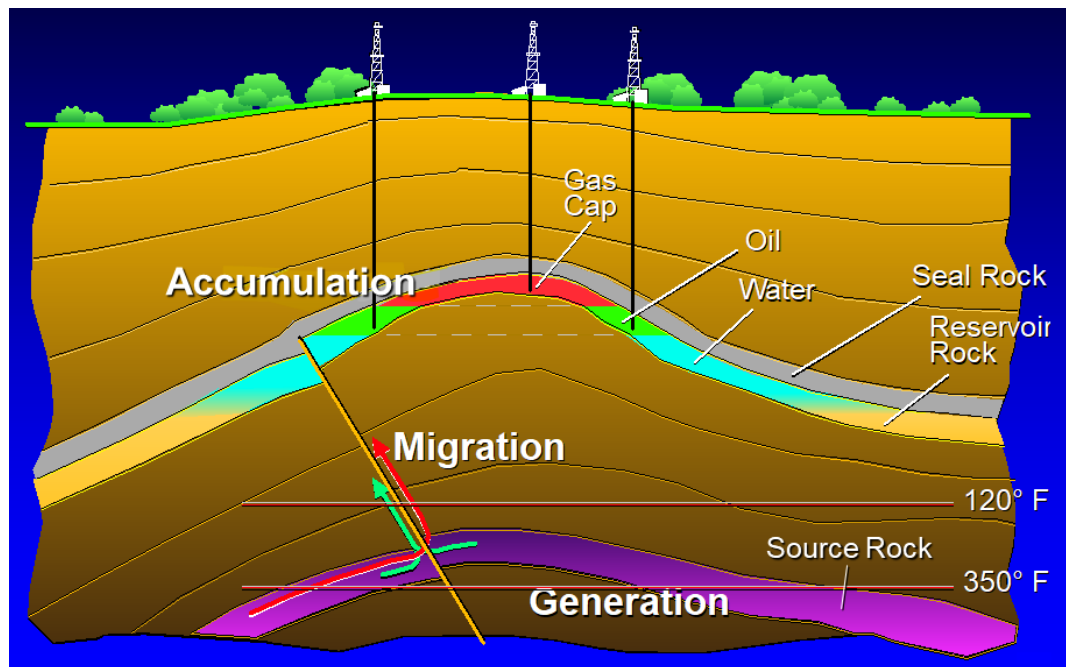
Farhan dkk (2019) telah melakukan penelitian mengenai analisis perhitungan saturasi air menggunakan berbagai metode sebagai data untuk menentukan isi awal minyak pada reservoir x. Hasil perhitungan saturasi air rata-rata menggunakan metode Indonesia, metode Simandoux berturut-turut untuk lapisan A adalah 52.7820%, 47.3468% dan untuk lapisan B adalah 47.3022%, 24.6761%. Dan metode yang digunakan untuk perhitungan isi awal (OOIP) adalah metode volumetrik pada lapisan A sebesar 15.5059 MMSTB dan jumlah cadangan awal pada lapisan B sebesar 55.1622 MMSTB.

Putri (2017) telah melakukan penelitian mengenai 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. 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. *Petroleum System* Cekungan Bintuni

Petroleum System adalah aspek yang sangat penting dalam eksplorasi. Sistem ini merupakan panduan utama dalam eksplorasi hidrokarbon untuk mengetahui keadaan geologi dimana minyak dan gas bumi terakumulasi. *Petroleum System* dapat di lihat pada Gambar 4 yang meliputi gabungan antara elemen (*source rock*, *reservoir rock*, *cap rock*) dan proses (*oil generation*, *migration*, dan *accumulation*). Pemahaman mengenai *petroleum system* dan proses yang bekerja pada suatu daerah sangat dibutuhkan dikarenakan sangat berpengaruh terhadap keberhasilan eksplorasi (Koesoemadinata, 1980). Berikut merupakan pembahasan mengenai *petroleum system* pada Cekungan Bintuni Papua Barat.



Gambar 4. *Petroleum system* (Tryono, 2016)

3.1.1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Source rock adalah kelompok batuan *shale* atau batuan karbonat yang berwarna hitam hingga coklat yang memiliki kadar organik (kerogen) yang tinggi dan mampu menghasilkan migas. Kerogen adalah bahan-bahan organik yang dapat menghasilkan migas. Batuan bisa dianggap sebagai *source rock* jika mengandung material organik yang mencukupi, setidaknya 0,5% organik *carbon* dan 100 ppm material organik yang dapat terekstraksi oleh *solvent*. Untuk memastikan apakah *source rock* tersebut potensial mengandung minyak, dapat dianalisa dengan proses *pyrolysis* dengan meningkatkan temperatur pada sampel batuan (Metode *Rock Eval*). Sehingga *source rock* dapat diidentifikasi pada waktu proses pemboran berlangsung. Pada Cekungan Bintuni batuan induk terjadi pada tiga zona utama: Formasi Permian Ainim Akhir serpih dan batubara kontinental, Formasi Jurassic Awal hingga Tengah dibatasi laut untuk serpih dan batubara kontinental, dan Batulempung berkapur laut Tersier dan batugamping Formasi Waripi dan Kelompok Batugamping Nugini. Dengan tipe hidrokarbon minyak dan gas, sedangkan manifestasi permukannya berupa minyak dan rembesan gas.

3.1.2. Batuan Reservoir

Batuan reservoir merupakan batuan yang bersifat *porous* (berpori-pori) dan *permeable* (meloloskan fluida), sehingga minyak dan gas bumi yang dihasilkan oleh batuan induk akan disimpan atau diakumulasikan disini. Lapisan-lapisan reservoir Cekungan Bintuni berasal dari endapan-endapan Formasi kais, *New Gueinea Limestone Group*, Formasi Waripi Formasi Aifam, Formasi Tipuma. Batuan reservoirnya berupa batupasir Formasi Tipuma, batupasir gampingan Formasi Kembelangan, batupasir Formasi Waripi, dan batugamping Formasi Kais.

3.1.3. Migrasi

Migrasi hidrokarbon merupakan proses perpindahan hidrokarbon dari batuan induk menuju ke lapisan reservoir untuk dikonsentrasikan didalamnya. Migrasi dipercaya terjadi sepanjang sisi barat laut Cekungan Bintuni yang landai di sepanjang sumbu antiklin dengan jarak melebihi 50 km. 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.

3.1.4. Perangkap (Trap)

Perangkap merupakan bentukan-bentukan yang memungkinkan hidrokarbon terperangkap didalamnya. Perangkap yang terdapat pada cekungan Bintuni berupa perangkap struktur berupa antiklin dengan arah baratlaut, dengan kemiringan ke arah tenggara yang terbentuk pada kala Miosen Akhir dengan struktur termuda yang mengalami kompresi langsung akibat pasangan sesar geser mengiri antara Sesar Sorong pada bagian utara dan Sesar Terera-Aiduna di selatan.

3.1.5. Batuan Penutup (Seal Rock)

Batuan Penutup adalah batuan yang menghalangi hidrokarbon untuk keluar. Dalam hal ini, batuan sedimen yang kedap air, sehingga hidrokarbon yang ada dalam reservoir tidak dapat keluar lagi. Pada Cekungan Bintuni berupa lapisan *impermeable* yaitu batalempung pada formasi Klasafet dan Lower Kambelangan.

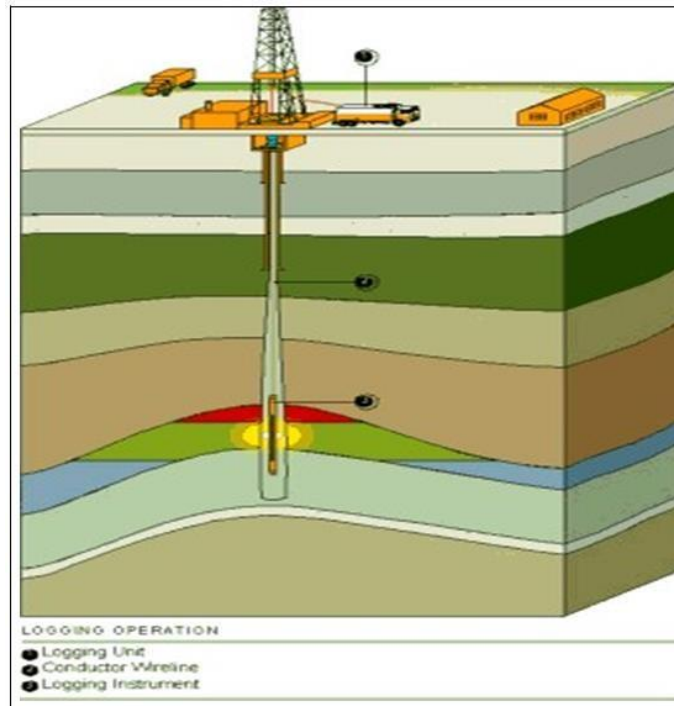
3.2. Metode Well Logging

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, 1989). Metode geofisika yang digunakan untuk mendapatkan data bawah permukaan secara cepat dan juga tepat yaitu metode *well logging*. 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 dkk., 2019). 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

Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Tujuan utama dari penggunaan *log* ini adalah untuk menentukan zona dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir (Harsono, 1997).

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

Pelaksanaan *wireline logging* ialah kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut sonde ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencacatan dilakukan dengan menarik sonde tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai Gambar 5. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva *log* vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai dengan keperluan pemakainya.



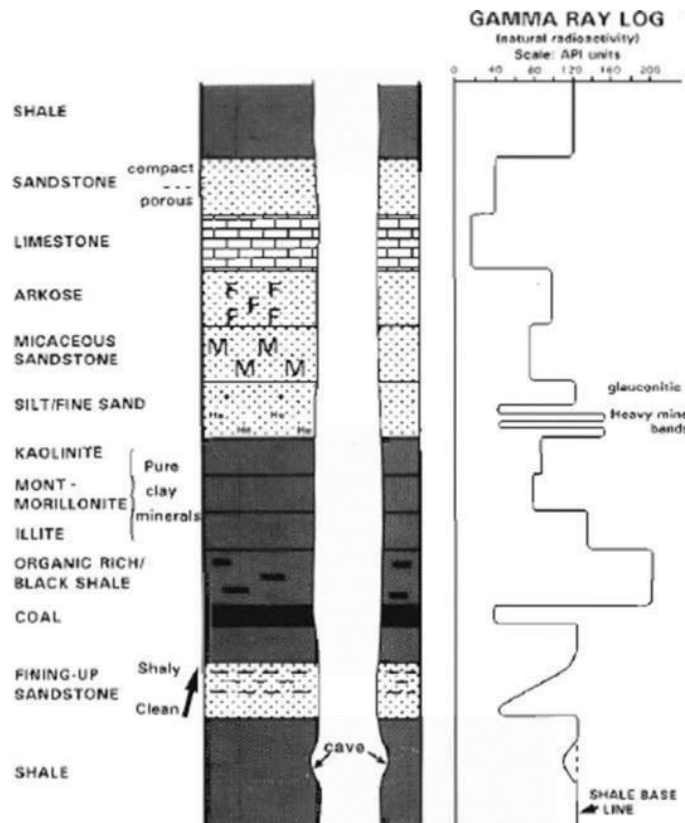
Gambar 5. Operasi kegiatan *logging* (Mastoadji, 2007)

3.2.1. Log Gamma Ray

Log Gamma Ray (GR) merupakan hasil dari suatu pengukuran yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi, *log* jenis ini digunakan karena sinar gamma sangat efektif dalam membedakan antara 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 permeabel (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 *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 dkk., 2015). Pada Gambar 6 merupakan respon dari *log gamma ray*.



Gambar 6. Respon *log gamma ray* (Rider, 2002)

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*. Pada Tabel 1 merupakan respon litologi lapisan batuan.

Tabel 1. Respon Litologi Perlapisan Batuan (Haryono, 2010)

Nilai GR Sangat Rendah (0 – 32.5 API)	Nilai GR Rendah (32.5 – 60 API)	Nilai GR Menengah (60 – 100 API)	Nilai GR Sangat Tinggi (>100 API)
Anhidrit	Batu Pasir	Arkose	Batuan Serpih
Salt	Batu Gamping	Batuan Granit	Abu Vulkanik
Batubara	Dolomit	Lempungan	Bentonit
		Pasiran	
		Gampingan	

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

- Evaluasi kandungan serpih V_{sh} .
- 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*).

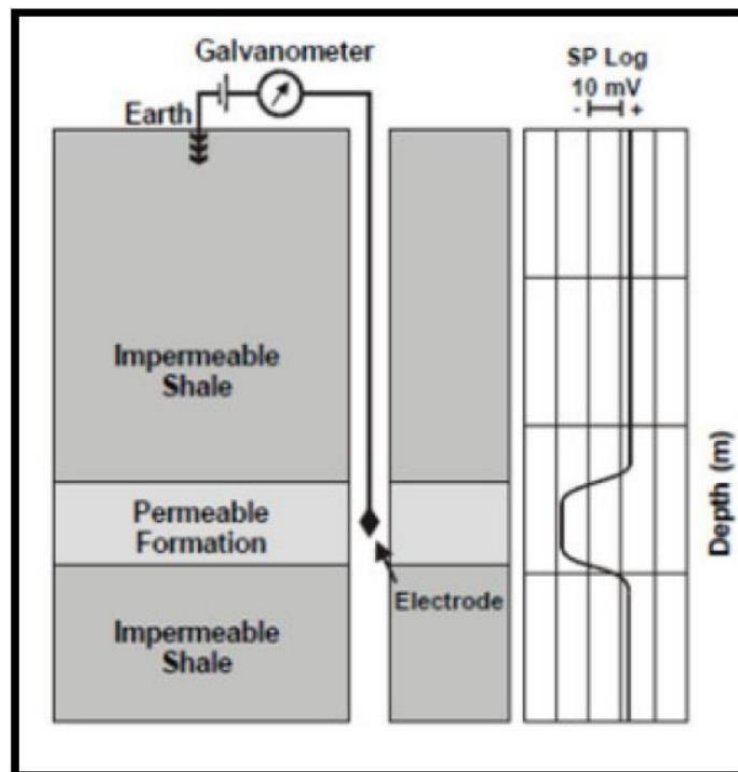
Dalam pelaksanaannya, pengukuran *log gamma ray* dilakukan dengan menurunkan instrumen *log gamma ray* kedalam lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval pada perekaman *gamma ray* secara vertikal sebesar 0,5 feet. Sinar gamma dapat menembus logam juga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

3.2.2. *Log Spontaneous Potential (SP)*

Log SP ialah 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 dan Krygowski, (2004) kegunaan dari *log SP* ialah:

- 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 7.



Gambar 7. *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* ialah untuk membedakan zona hidrokarbon dan air (Nukefi, 2007). *Log resistivitas* ialah metoda yang digunakan untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air dan gas disepanjang 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 dkk., 2018). Berikut adalah contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. 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

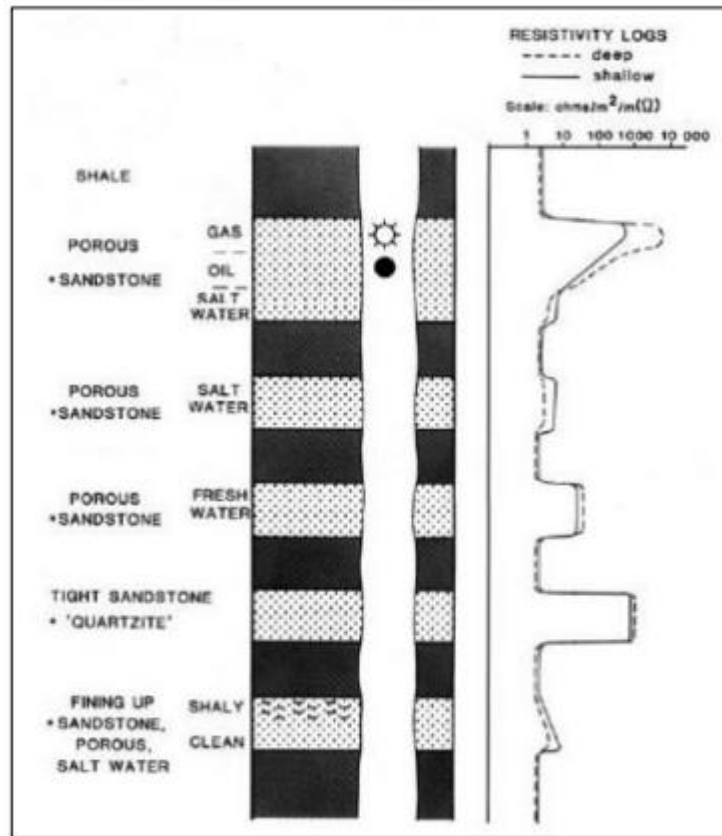
Matriks dan butiran dalam batuan dianggap sebagai insulator atau non konduktif (buruk dalam mengalirkan arus listrik), sehingga kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan listrik sangat berhubungan dengan jumlah air (konduktif) dalam pori. Semakin banyak jumlah air yang terdapat dalam suatu pori maka semakin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

Resistivitas suatu formasi bergantung dalam resistivitas air, banyaknya kandungan fluida dan struktur geometri pori. Batuan dengan jenis *permeable* memiliki resistivitas yang dipengaruhi jenis batuan dan fluida pengisi pori batuan. Karakteristik resistivitas batuan dapat dilihat pada Tabel 3. Untuk respon *log* resistivitas dapat dilihat pada Gambar 8. Berdasarkan jangkauan pengukuran, *log* resistivitas dapat dibedakan menjadi tiga macam yaitu: (Harsono, 1997).

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

Tabel 3.Karakteristik Resistivitas Batuan (Rider, 2002)

Keterangan	Nilai Resistivitas
Matriks Batuan	Tinggi
Air Formasi	Rendah
Minyak	Tinggi
Gas	Tinggi
<i>Water-based mud filtrate</i>	Rendah



Gambar 8. Respon log resistivitas (Rider, 2002).

3.2.4. Log Densitas

Log densitas adalah log yang merekam nilai densitas batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gr/cc. *Log densitas* dilakukan untuk mengukur densitas suatu batuan disepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan juga fluida yang terdapat pada pori-pori batuan. *Density log* adalah alat yang digunakan untuk mengukur porositas batuan formasi. Selain itu log densitas juga dapat digunakan untuk mendeteksi suatu lapisan yang mengandung gas dan menentukan berat jenis hidrokarbon yang mengisi pori-pori batuan (Sandhika, 2016).

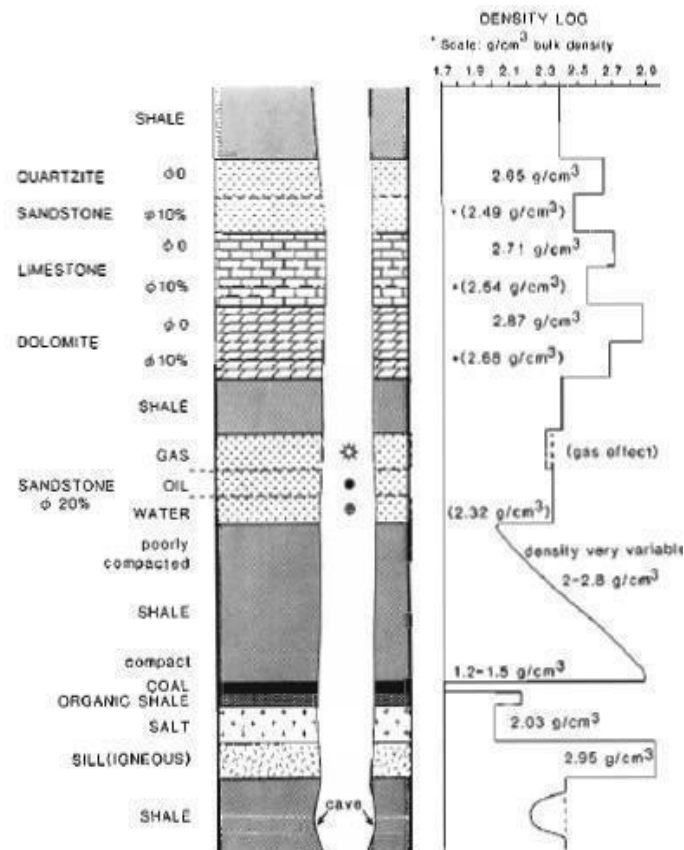
Prinsip kerja *log densitas* ialah dengan cara memancarkan sinar *gamma* dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Saat sinar *gamma* menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan sebagian lagi dari energi tersebut akan dipantulkan kembali, yang

kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan diatas sumber radiasi. Intesitas 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).

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 batuannya saja (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. Respon *log density* dapat dilihat pada Gambar 9.

Salah satu peralatan *density log* adalah *Formation Density Compensate* (FDC). FDC terdiri dari *source*, *long space detector*, *short space detector*. Kedua detektor yang ada pada *density log* ini berfungsi sesuai dengan radius kedalamannya. Selain FDC ada pula *Litho Density Tool* (LDT). LDT merupakan salah satu peralatan *density log* yang banyak digunakan. *Litho Density Tool* merupakan jenis alat FDC yang telah disempurnakan (Sandhika, 2016).



Gambar 9. Respon log density (Rider, 2002).

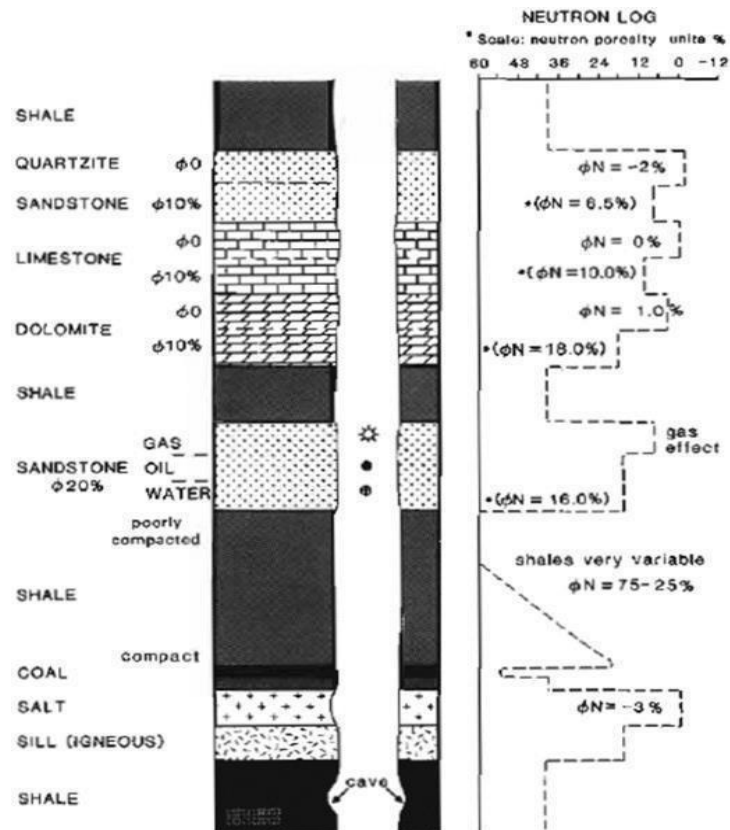
3.2.5. Log Neutron

Log Neutron merupakan log porositas yang mengukur jumlah ion hidrogen pada suatu formasi. Log neutron ini digunakan bersama dengan log densitas untuk mengukur suatu 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*. Selain *gas effect*, terdapat *shale effect* yang dapat mempengaruhi nilai neutron porositas. *Shale effect* merupakan gejala kenaikan nilai neutron porositas yang terjadi akibat kandungan *shale*. Hal ini terjadi karena ion hidrogen pada struktur lempung dan air yang terikat dalam lempung ikut terhitung sebagai ion hidrogen seperti dalam pori (Nukefi, 2007).

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). Respon *log neutron* dapat dilihat pada Gambar 10.

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

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



Gambar 10. Respon *log neutron* (Rider, 2002).

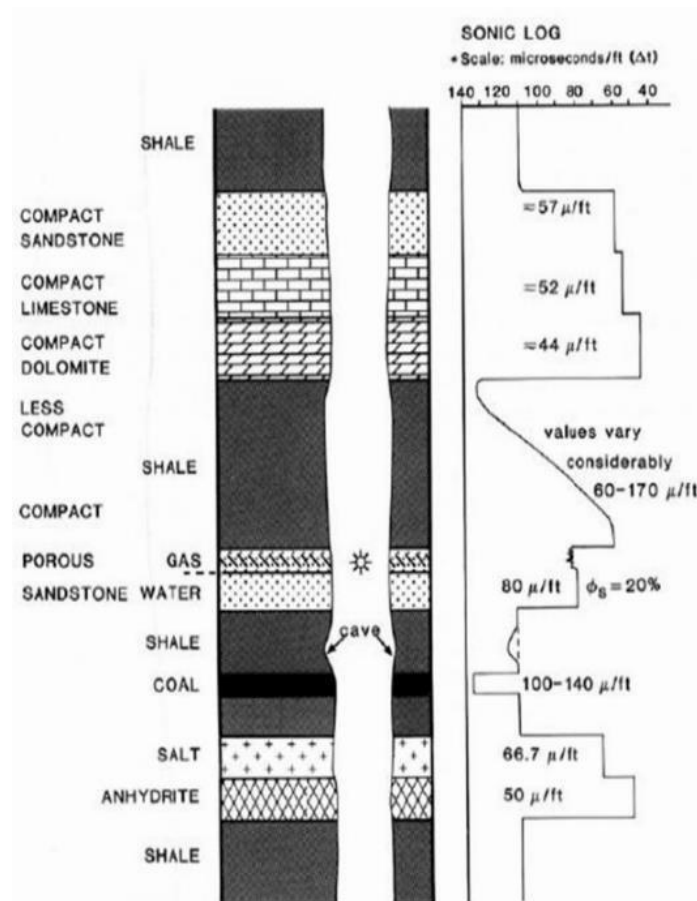
3.2.6. Log Sonic

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). Respon dan prinsip kerja log sonik pada Gambar 11.

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 ialah sebagai berikut:

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



Gambar 11. Respon dan prinsip kerja *log sonic* (Rider, 2002).

3.3. Sifat Fisik Batuan Reservoir

Sifat-sifat batuan yang penting untuk digunakan dalam analisis *log* adalah porositas, saturasi air dan permeabilitas. Porositas dan saturasi air digunakan dalam perhitungan *Initial Hydrocarbon in Place*, sedangkan permeabilitas digunakan dalam menentukan kelajuan dari aliran fluida (Harsono, 1997). Selain itu sifat batuan yang penting dari analisis fisis media berpori adalah batuan reservoir yang harus bersifat kelolosan atau permeabilitas, *porous* dan memiliki kejenuhan (saturasi) (Adim, 1991).

3.3.1. Kandungan Serpih (*Volume Shale*)

Perhitungan *Volume Shale* adalah menghitung kandungan serpih dalam batuan reservoir dengan memanfaatkan *log Gamma Ray*. *Volume shale* (V_{sh}) adalah pengotor yang tidak diharapkan kehadirannya pada reservoir karena semakin tinggi nilai volume pengotornya, maka kualitas reservoir dapat dikatakan semakin buruk. Dengan menghitung nilai tersebut, maka dapat dilakukan identifikasi lanjutan apakah reservoir dalam kondisi baik atau buruk walau tidak ada parameter tertentu mengenai besaran volume pengotor untuk menjustifikasi kualitas reservoir. Efek adanya *shale* dalam formasi (Rider, 2002), yaitu: mengurangi porositas efektif, umumnya signifikan, mengurangi permeabilitas, terkadang dengan drastik dan memberikan resistivitas yang berbeda dengan yang diperoleh. Adapun cara untuk menghitung kandungan serpih pada batuan menggunakan nilai indeks *gamma ray* yang mana tahap pertama harus mencari nilai indeks *gamma ray* (I_{GR}) menggunakan persamaan berikut (Rider, 2002).

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

Keterangan:

I_{GR} = Indeks *gamma ray*

GR_{log} = GR hasil pembacaan *log gamma ray*

GR_{max} = GR maksimum (*shale zone*)

GR_{min} = GR minimum (*non-shale zone*)

Setelah didapatkan nilai indeks *gamma ray* maka nilai *Vshale* suatu batuan dapat diitung menggunakan persamaan. Terdapat dua jenis persamaan yang dapat digunakan untuk mengetahui kandungan serpih sesuai dengan umur batuan pada daerah tersebut, berikut merupakan persamaanya:

1. *Larionov Tertiary* (1969) digunakan untuk batuan Tersier. Batuan *Larionov* digunakan untuk mengkalibrasi jumlah kandungan serpih nilai *log Gamma Ray* dengan difraksi sinar x.

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

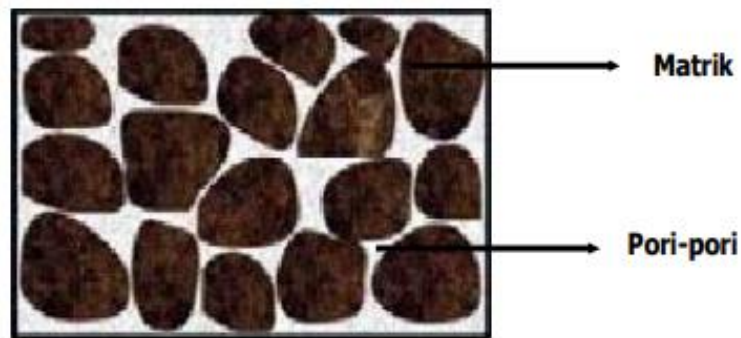
2. *Larionov Old Rock* (1969) digunakan untuk batuan yang berumur tua.

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

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

3.3.2. Porositas

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).



Gambar 12. Matriks Batuan (Chen dan Sydney, 1997)

Menurut Koesoemadinata (1980) porositas dapat dibedakan menjadi dua berdasarkan pembentukannya, sebagai berikut :

- Porositas Primer

Porositas primer ialah porositas yang terjadi pada waktu pengendapan batuan, dimana besar kecilnya porositas sangat dipengaruhi oleh susunan butiran, bentuk atau kebundaran butiran, kompaksi dan juga sedimentasi. Umumnya batupasir menunjukkan tipe porositas ini.

- Porositas Sekunder

Porositas sekunder ialah porositas yang terjadi oleh adanya proses geologi setelah terjadinya pengendapan batuan, proses pembentukan porositas tersebut antara lain karena pelarutan, retakan dan rekahan. Umumnya tipe porositas ini dicirikan oleh *limestone*.

Ditinjau dari teknik reservoir maka porositas dibagi menjadi dua, yaitu:

1. Porositas Absolut

Porositas absolut adalah persentase dari ruang kosong terhadap volume bulk batuan. Porositas absolut merupakan porositas total atau total ruang kosong yang tersedia dalam batuan.

2. Porositas Efektif

Porositas efektif adalah persentase dari volume pori yang berhubungan satu sama lain terhadap volume bulk. Porositas efektif menunjukkan indikasi kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida melalui saluran pori-pori yang berhubungan. Ini berarti bahwa nilai porositas efektif akan sama atau lebih kecil dari nilai porositas absolut.

Besar-kecilnya porositas dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu : ukuran butir (semakin baik distribusinya, semakin baik porositasnya), susunan butir (susunan butir berbentuk kubus mempunyai porositas lebih baik dibandingkan bentuk *rhombohedral*), kompaksi, dan sementasi. Adapun faktor yang mempengaruhi porositas antara lain:

- Ukuran butir (*grain size*)

Semakin kecil ukuran butir maka rongga yang terbentuk akan semakin kecil pula dan sebaliknya jika ukuran butir besar maka rongga yang terbentuk juga semakin besar.

- Bentuk butir (*sphericity*)

Batuan dengan bentuk butir jelek akan memiliki porositas yang besar, sedangkan kalau bentuk butir baik maka akan memiliki porositas yang kecil.

- Susunan butir

Apabila ukuran butirnya sama maka susunan butir sama dengan bentuk kubus dan mempunyai porositas yang lebih besar dibandingkan dengan bentuk *rhombohedral*.

- Pemilahan

Apabila butiran baik maka ada keseragaman sehingga porositasnya akan baik pula. Pemilahan yang jelek menyebabkan butiran yang berukuran kecil akan menempati rongga diantara butiran yang lebih besar akibatnya porositasnya rendah.

- Komposisi mineral

Apabila penyusun batuan terdiri dari mineral-mineral yang mudah larut seperti golongan karbonat maka porositasnya akan baik karena rongga-rongga akibat proses pelarutan dari batuan tersebut.

- Sementasi

Material semen pada dasarnya akan mengurangi harga porositas. Material yang dapat berwujud semen adalah silika, oksida besi dan mineral lempung.

- Kompaksi

Adanya kompaksi dan pemampatan akan mengurangi harga porositas. Apabila batuan terkubur semakin dalam maka porositasnya akan semakin kecil yang diakibatkan karena adanya penambahan beban.

Tabel 4. Densitas Matriks Dan Fluida Dari Batuan (Asquith dan Krygowski, 2004)

Litologi	Fluida	ρ_{ma} (kg/m³)	ρ_{fl} (kg/m³)
<i>Sandstone</i>	-	2.648	-
<i>Limestone</i>	-	2.710	-
<i>Dolomite</i>	-	2.877	-
-	<i>Fresh Water Mud</i>	-	1000
-	<i>Salt Water Mud</i>	-	1150
-	<i>Oil Mud</i>	-	900

Penentuan porositas berdasarkan log densitas dapat dihitung dengan menggunakan Tabel 4 dan persamaan (Schlumberger, 1989) dan Tabel 5 merupakan harga densitas matriks batuan menurut Harsono (1997).

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4)$$

Keterangan:

ϕD = Porositas berdasarkan log densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks batuan (Kg/m³)

ρ_b = Densitas *bulk* batuan dari pembacaan kurva *log* RHOB (Kg/m³)

ρ_f = Densitas fluida (*Fresh water* = 1,0 dan *salt water* = 1,1) (Kg/m³)

Tabel 5. Harga Densitas Matriks Batuan (Harsono, 1997)

Mineral	Densitas Sebenarnya	ρ_{ma}
Kuarsa	2,654	2,648
Kalsit	2,710	2,710
Dolomit	2,870	2,876
Anhydrit	2,960	2,977
Syfvit	1,984	1,863
Halit	2,165	2,032
Air Tawar	1,000	1,000
Air Asin	1,146	1,135
Minyak	0,850	0,850
Batubara	1,200	1,173

Setelah didapatkan nilai porositas densitas maka selanjutnya melakukan perhitungan porositas densitas terkoreksi dan porositas neutron terkoreksi untuk mendapatkan porositas total yang selanjutnya akan digunakan untuk nilai porositas efektif batuan tersebut. Berikut merupakan persamaannya:

Porositas densitas terkoreksi (Bassiouni, 1994)

$$\phi_{DC} = \phi_D - (\phi_{D_{sh}} \times V_{sh}) \quad (5)$$

Keterangan:

ϕ_{DC} = Porositas densitas terkoreksi

ϕ_D = Porositas berdasarkan log densitas

$\phi_{D_{sh}}$ = Nilai porositas densitas pada *clay* dari RHOB pada *Grmax*

V_{sh} = *Volume clay*

Porositas neutron terkoreksi (Bassiouni, 1994)

$$\phi_{Nc} = \phi_N - (\phi_{N_{sh}} \times V_{sh}) \quad (6)$$

Keterangan:

ϕ_{Nc} = Porositas neutron terkoreksi

ϕ_N = Porositas neutron

$\phi_{N_{sh}}$ = Nilai porositas neutron pada *clay* dari NPHI pada *Grmax*

V_{sh} = *Volume clay*

Persamaan Porositas Totalnya dapat dihitung menggunakan rumus (Bassiouni, 1994)

$$\phi_T = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (7)$$

Keterangan:

ϕ_T = Porositas total

ϕ_D = Porositas berdasarkan log densitas

ϕ_N = Porositas berdasarkan log neutron

Persamaan porositas efektif dihitung menggunakan persamaan berikut (Harsono, 1997)

$$\phi_{Eff} = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \quad (8)$$

Keterangan:

ϕ_{Eff} = Porositas efektif

ϕ_{NC} = Porositas neutron terkoreksi

ϕ_{DC} = Porositas densitas terkoreksi

Untuk melihat kualitas batuan terhadap nilai porositas batuan dapat dilihat pada Tabel 6.

Tabel 6. Skala Kualitas Batuan Terhadap Porositas (Koesoemadinata, 1978)

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

3.3.3. Permeabilitas

Permeabilitas (K) merupakan suatu kemampuan dari batuan untuk dapat dilewati oleh fluida. Ini merupakan pengukuran tingkatan dimana fluida akan mengalir melalui suatu daerah batuan berpori dibawah *gradient* tekanan yang tertentu, dinyatakan dalam millidarcies (md). Dalam ukuran produksi nilai permeabilitas 1000md dinyatakan sebagai permeabilitas tinggi dan 1.0 md dinyatakan sebagai permeabilitas rendah.. Sedimen butiran besar dengan pori-pori besar mempunyai permeabilitas tinggi, sedangkan batuan berbutir halus dengan pori-pori kecil dan alur yang berliku-liku mempunyai permeabilitas rendah. (Koesoemadinata, 1980).

3.3.4. Saturasi Air (S_w)

Saturasi air atau kejenuhan air adalah perbandingan kuantitas (*volume*) suatu fluida dengan pori-pori batuan tempat fluida tersebut berada. Saturasi merupakan persentase bagian dari suatu pori yang terisi fluida. Biasanya ruang pori tersebut diisi oleh air maupun minyak dan gas, namun bisa juga kombinasi ketiganya. Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk melakukan perhitungan nilai S_w yaitu persamaan Archie, Simandoux, dan Indonesia. Persamaan Archie memegang peranan penting, hal tersebut dapat dilihat dengan adanya resistivitas air (R_w) yang didapat dari *Lithologi Tools*, resistivitas batuan yang dijenuhi air kurang dari 100 % (R_t) dari *Resistivity Tools* dan porositas ($\emptyset$) dari *Porosity Tools*. Persamaan ini digunakan menghitung saturasi air garam, dan dapat digunakan apabila sifat litologi seperti : ukuran butir, penyortiran dan clay-mineral content telah diketahui. Persamaan Archie digunakan untuk formasi *clean sand* dengan menghubungkan persamaan indeks resistivitas dan faktor formasi persamaan ini menggunakan nilai resistivitas sebagai input nilai utamanya. Persamaan ini baik digunakan pada lingkungan dengan salinitas tinggi.

Apabila $V_{sh} < 45\%$ maka digunakan persamaan S_w Archie yang dituliskan sebagai berikut (Archie, G. E., 1941).

$$S_w = \left(\frac{1}{RI}\right)^{\frac{1}{n}} = \left(\frac{F_x R_w}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (9)$$

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

Keterangan:

S_w = Saturasi air dari zona *uninvaded* (%)

m = faktor sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2.15)

a = faktor *tortuosity* (batugamping = 1; batupasir = 0.62)

n = eksponen saturasi bervariasi dari 1.8 hingga 2.5 (umumnya 2.0)

$\emptyset$ = porositas (%)

R_w = Resistivitas air formasi pada temperature (Ωm)

R_t = Resistivitas sebenarnya dari formasi (Koreksi invasi dari R_{ILD} atau R_{LLD}) (Ωm)

RI = Index Resistivitas

F = Faktor Formasi

Metode simandoux menggunakan log densitas dan log neutron untuk menentukan porositas. Metode Simandoux efektif menghitung nilai saturasi air pada formasi dengan kehadiran *shale* sebagai pengotornya. Namun, metode ini hanya dapat digunakan pada kondisi salinitas tinggi. Kekurangan metode simondox yaitu metode ini hanya dapat mengcover zona linear pada gambar skematik di bawah ini (salinitas tinggi) dan metode ini tidak memperhitungkan cara persebaran dan jenis *shale* yang ada.

Persamaan Simandoux digunakan jika nilai $V_{sh} > 45\%$, dapat dituliskan sebagai berikut (Dewan, J. T., 1983).

$$S_w = \frac{a \cdot R_w}{\emptyset^2} \left[\sqrt{\frac{5\emptyset e^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (11)$$

Keterangan:

S_w = Saturasi air dari zona *uninvaded* (%)

a = faktor *tortuosity* (batugamping = 1; batupasir = 0.62)

$\emptyset$ = porositas (%)

R_w = Resistivitas air formasi pada temperature (Ωm)

R_t = Resistivitas sebenarnya dari formasi (Koreksi invasi dari R_{ILD} atau R_{LLD}) (Ωm)

V_{sh} = *volume shale*

R_{sh} = *resistivity shale*

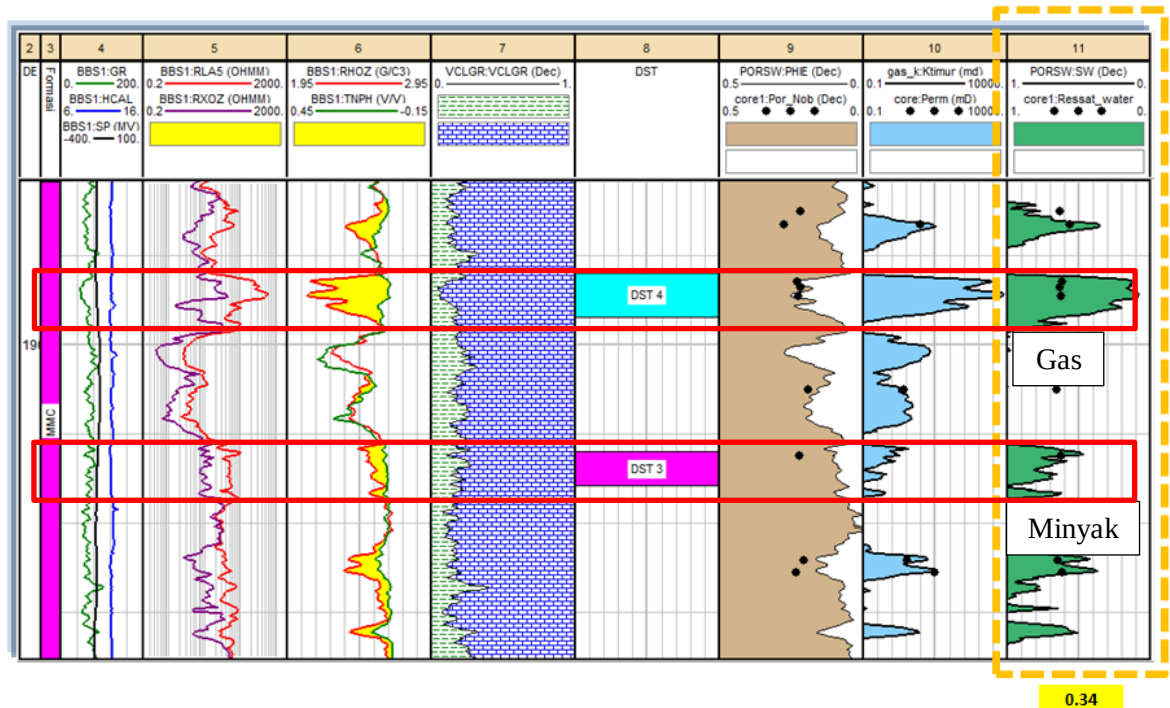
Adanya saturasi air (S_w), yang menunjukkan bahwa air tertinggal karena adanya tegangan pada permukaan butiran, interaksi satu sama lain, dan celah mikroskopis antar butiran. Formasi tidak akan menyebabkan aliran air sisa. Porositas, ukuran pori, dan susunan butir matriks semuanya memiliki dampak yang signifikan terhadap jumlah saturasi air sisa (Adim, 1991).

Menurut Adim (1991) 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 pada Tabel 7 di bawah ini:

Tabel 7. Interpretasi Saturasi Fluida (Adim, 1991)

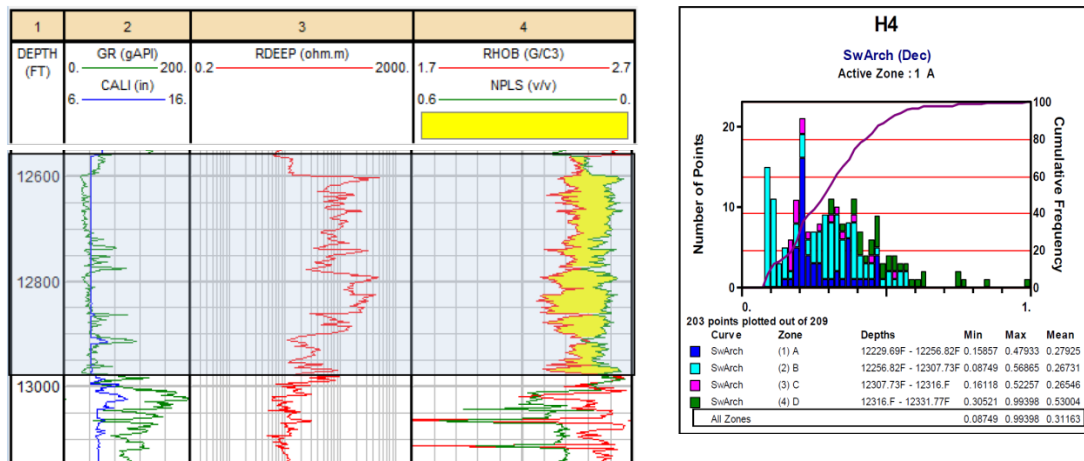
So Rata-rata	Sw Rata-rata	Perkiraan Jenis Reservoir
< 3%	<50%	Res. Gas
2 – 5%	50 – 60%	Res. Minyak dan gas
>5%	60 – 70%	Res. Minyak
<1%	>70 – 75%	Res. Air

Pada Gambar 13 yang merupakan literatur penelitian yang dinyatakan oleh (Malinda dkk., 2018) digunakan untuk memperkuat pernyataan (Adim, 1991) di atas. Berdasarkan gambar tersebut zona mengandung fluida gas memiliki separasi antara *log neutron porosity* dan *rho bulk* yang besar serta dihasilkan saturasi air yang rendah. Sedangkan zona yang mengandung fluida minyak mempunyai separasi antara *log neutron porosity* dan *rho bulk* yang sedang serta dihasilkan saturasi air yang menengah.



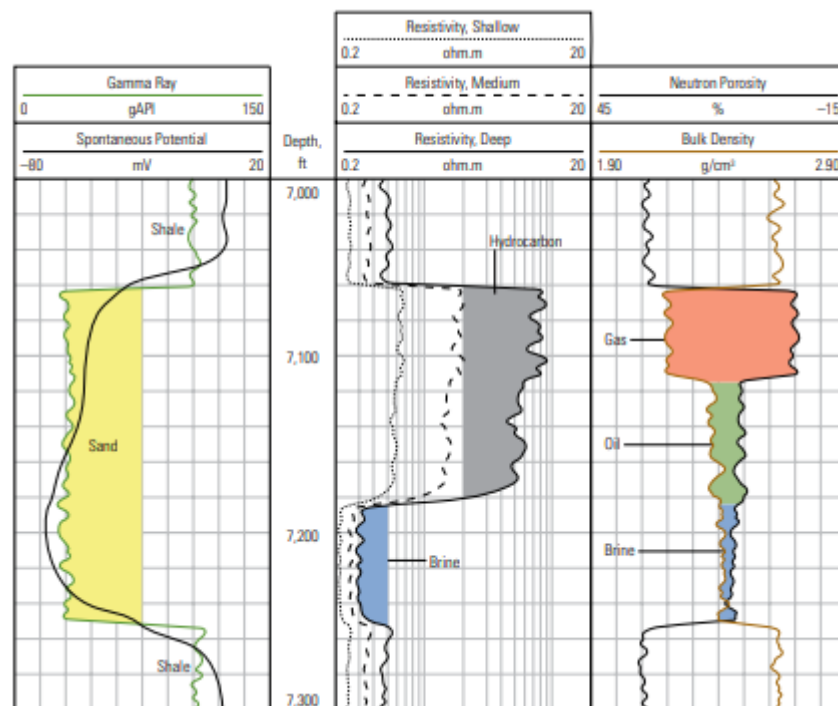
Gambar 13. Interpretasi kuantitatif menghitung saturasi air (Malinda dkk., 2018)

Penelitian (Lisiana dkk., 2017) pada Gambar 14 digunakan untuk mendukung pernyataan (Adim, 1991). 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 ga



Gambar 14. Interpretasi kuantitatif menghitung saturasi air (Lisiana, dkk. 2017)

Pada gambar 15 merupakan respon kurva pengukuran *logging* berupa *gamma ray*, resistivitas, neutron, dan densitas pada satu presentasi. Respon *gamma ray Track 1* membedakan nilai *gamma ray* pasir yang rendah dari nilai serpih yang lebih tinggi. Kurva *spontaneous potential* umumnya mengikuti *track* yang mirip dengan *gamma ray*. Kolom berikutnya, yang disebut *track* kedalaman dimana pengukuran dilakukan. Di seberang formasi batupasir, pengukuran resistivitas *Track 2* terlihat lebih tinggi di zona hidrokarbon daripada di zona jenuh air di bagian bawah pasir. Baik *porosity neutron* dan *bulk density Track 3* memberikan ukuran porositas. Dalam *zona hydrocarbon-bearing zone*, pemisahan kurva bervariasi tergantung pada jenis cairan yang ditemui. Dalam gambar tersebut, pengisi fluida gas memperlihatkan nilai resistivitas yang tinggi dengan defleksi ke kiri dengan separasi *porosity neutron* dan *bulk density* yang besar. Sedangkan untuk pengisi fluida minyak memperlihatkan nilai resistivitas yang tinggi dengan defleksi ke kiri dengan separasi *porosity neutron* dan *bulk density* yang sedang.



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

3.3.5. Inti Batuan (*Core*)

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

Data yang diambil meliputi jenis batuan, tekstur, struktur sedimen dan sifat fisik batuan itu sendiri. Selain itu juga dapat mengetahui harga porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida yang terkandung dalam batuan tersebut. Tekstur dan struktur batuan sedimen dapat menggambarkan sejarah transportasi pengendapan, energi pembentukan batuan tersebut, genesa, arah arus, mekanisme transportasi dan kecepatan sedimen tersebut diendapkan. Sehingga dari faktor-faktor tersebut dapat ditentukan fasies sedimen dan lingkungan pengendapannya.

Core dibagi menjadi 2, yaitu:

- *Conventional core*, yaitu *Core* yang diambil bersamaan dengan proses pemboran.
- *Sidewall core*, yaitu *Core* yang diambil pada saat melakukan *wireline logging*.

Alasan utama dilakukannya pengambilan data *Core* di lapangan yaitu:

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

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

- Data detail tentang reservoir (fasies, struktur sedimen, lingkungan pengendapan, umur, tipe porositas, mineralogi, dll)
- Data petrofisika dan kualitas batuan, seperti porositas, permeabilitas, saturasi, tekanan kapiler dll
- Kalibrasi log
- Studi *Fracture* dan Struktur

Sedangkan data sekunder, yaitu:

- Mengetahui *Formation Boundary* (batas formasi)
- Skala besar struktur sedimen
- Data *paleontology*
- Mendapatkan data sampel analisis geokimia yang tidak terkontaminasi
- Pemetaan bawah permukaan zona prospek

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun penelitian dilakukan di:

Tempat : Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung
Alamat : Jl. Brojonegoro No. 1 Gedung Meneng. Rajabasa. Gedong
Meneng. Kec. Rajabasa. Kota Bandar Lampung. Lampung
Waktu : Agustus s.d. Desember 2022

4.2. *Time Schedule*

Di bawah ini disajikan tabel *Time Schedule* dari penelitian yang dilakukan di Laboratorium Mitigasi Mitigasi Bencana Geologi, Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Univeritas Lampung yang dapat dilihat pada Tabel 9.

4.3. Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Laptop
2. Data *Log* Sumur (.Las)
3. Data *Core*
4. *Software Techlog*
5. *Microsoft Excel*
6. *Microsoft Word*

4.4. Prosedur Penelitian

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

4.4.1. Studi Literatur

Pada tahap awal penelitian dilakukannya studi literatur. Studi literatur berguna untuk mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar yang dapat memudahkan dalam penelitian.

4.4.2. Persiapan dan Pengumpulan Data

Pada tahap selanjutnya dilakukannya pengumpulan data. Tahapan pengumpulan data merupakan tahapan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan untuk melakukan penelitian ini. Data yang digunakan dalam penelitian ini berupa data sekunder yaitu data *log* (.LAS) dan data *core*.

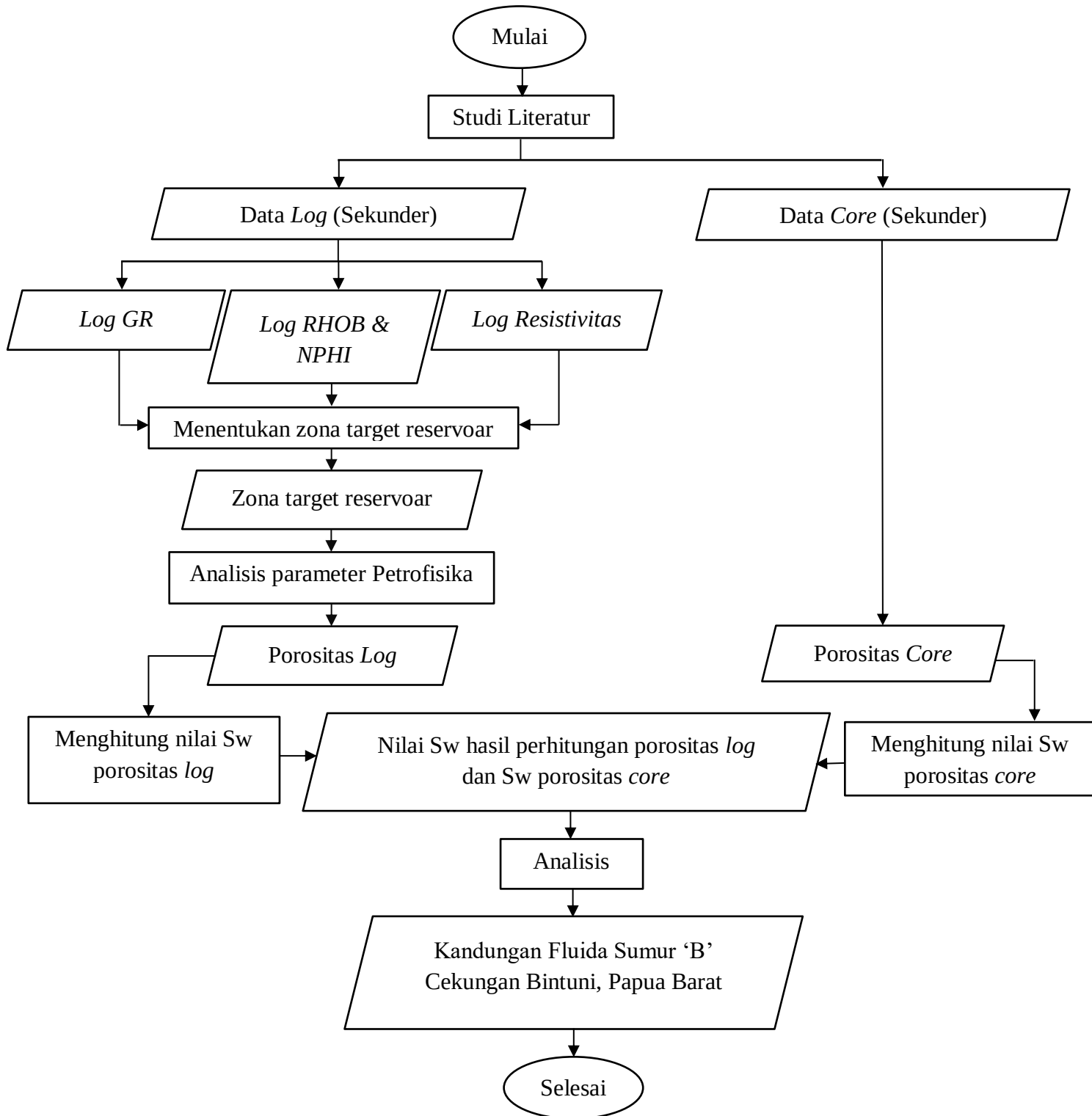
4.4.3. Pengolahan Data

Pada pengolahan data menggunakan 2 jenis data yaitu data *log* dan data *core*. Data *log* dan data *core* masing-masing terdiri dari 4 sumur yaitu sumur B1, sumur B2, sumur B3, dan sumur B4. Jenis-jenis *log* yang digunakan pada penelitian ini ialah *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-cirinya ialah memiliki nilai *gamma ray* yang relatif rendah, untuk nilai resistivitas dapat menentukan jenis fluida di dalamnya. selanjut

harus terdapat separasi antara *log* neutron dan *log* densitas. Yang mana jika syarat diatas sudah terpenuhi maka ada kemungkinan bahwa zona tersebut merupakan zona reservoir. Langkah selanjutnya yaitu melakukan perhitungan untuk mencari nilai porositas efektif dari masing-masing target, yang dalam satu target terdapat beberapa perhitungan, bergantung pada lebar target tersebut. Sebelum menghitung porositas terlebih dahulu menghitung nilai indeks *gamma ray* dan kandungan serpih batuan yang nantinya akan didapatkan nilai porositas efektif, kemudian dari kedua nilai porositas tersebut dapat dilakukan perhitungan nilai *saturation water* (S_w) untuk melihat kandungan fluida pada sumur tersebut. Nilai S_w yang didapat yaitu nilai S_w hasil perhitungan berdasarkan nilai porositas *log* dan S_w hasil perhitungan nilai porositas *core*.

4.5. Diagram Alir

Adapun diagram alir dari penelitian ini yaitu sebagai berikut:



Gambar 16. Diagram Alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan sumur B1 dapat diketahui bahwa terdapat 4 zona target reservoir, pada sumur B2 dapat diketahui terdapat 6 zona target reservoir, pada sumur B3 dapat diketahui terdapat 5 zona target reservoir, dan pada sumur B4 dapat diketahui terdapat 6 zona target reservoir.
2. Berdasarkan perhitungan pada sumur B1 terdapat nilai porositas pada target 1 sebesar 14% , target 2 sebesar 13%, target 3 sebesar 13%, dan target 4 sebesar 14%, pada sumur B1 dari keempat target dirata-ratakan memiliki kualitas batuan yang cukup. Pada sumur B2 target 1 sebesar 15%, target 2 sebesar 16%, target 3 sebesar 17%, target 4 sebesar 18%, target 5 sebesar 17%, dari kelima target dirata-ratakan memiliki kualitas batuan yang baik. Pada sumur B3 target 1 sebesar 13%, target 2 sebesar 15%, target 3 sebesar 13%, target 4 sebesar 12%, target 5 sebesar 14%, pada sumur B3 dirata-ratakan memiliki kualitas batuan yang cukup. Pada sumur B4 target 1 sebesar 13%, target 2 sebesar 12%, target 3 sebesar 10%, target 4 sebesar 16%, target 5 sebesar 12%, target 6 sebesar 12%, pada sumur B4 dirata-ratakan memiliki kualitas batuan yang cukup.
3. Hasil perhitungan nilai saturasi air pada sumur B1 rata-rata 46%, sumur B2 rata-rata 42%, sumur B3 rata-rata 43% dan sumur B4 rata-rata 45%
4. Berdasarkan hasil perhitungan saturasi air pada sumur B1 didominasi dengan jenis kandungan fluida yaitu gas. Sumur B2 didominasi dengan jenis kandungan fluida yaitu gas. Sumur B3 didominasi dengan jenis kandungan fluida yaitu gas. Dan sumur B4 didominasi dengan jenis kandungan fluida gas.

6.2. Saran

Saran pada penelitian ini yaitu untuk data *core* pada suatu sumur sebaiknya lebih lengkap, agar target setiap kedalaman ada data berdasarkan *core* nya, sehingga dapat diketahui jenis kandungan fluida lebih mendetail pada suatu sumur.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. 1991. *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir, Volume 1*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi “LEMIGAS”, Jakarta.
- 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*, 2(17).
- Archie, G. E., 1941. *The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*. Trans., AIME. Vol. 146 (1) Hal: 54-62.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well log Analysis Second Edition*. AAPG Methods in Exploration series no.16. American Association of Petroleum Geologist: USA.
- Badan Geologi. 2010. *Peta Cekungan Sedimen Indonesia Berdasarkan Data Gayaberat dan Geologi skala 1:5.000.000*. Bandung
- Bassiouni, Z., 1994, *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*, Society of Petroleum Engineers text book series Vol. 4, Louisiana.
- Chen, Q., dan Sydney, S., 1997. *Seismic Attributes Technology for Reservoir Forecallig and Monitoring*. Western Atlas International.Inc, Houston.
- Dewan, J.T., 1983. *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*. PennWell Publishing Company. Oklahoma.

- Dewanto, O., & Prihadita, W. P. 2021. Perbandingan nilai porositas hasil perhitungan log dan pengukuran core pada sumur A-1 dan B1 di cekungan Sumatera Tengah. In *Prosiding Seminar Nasional Ilmu Teknik Dan Aplikasi Industri Fakultas Teknik Universitas Lampung* (Vol. 4, pp. 137-1).
- Dow, D. B., Robinson, G. P., Hartono, dan U., Ratman, N., 1986, *Geologic Map of Irian Jaya, Indonesia, 1:1 000 000 scale, Geological research and Development Centre*, Indonesia.
- Dow, D.B., Robinson, G.P., Hartono, U., & Ratman, N. 2005. *Geology of Irian Jaya*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi. Bandung.
- Erihartanti., Siregar, S., S., dan Sota, I. 2015. *Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well Logging dengan Metode Cross Section di PT. Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab. Kapuas Kalimantan Tengah*. Universitas Lambung Mangkurat.
- Farhan, R., Lestari., dan Dalimunthe, Y, K. 2019. *Analisis Perhitungan Saturasi Air Menggunakan Berbagai Metode Sebagai Data Untuk Menentukan Isi Awal Minyak Pada Reservoir X*. Jakarta: Lembaga Penelitian Universitas Trisakti.
- Glover, P. 2007. *Petrophysics MSc Course Notes*. Nottingham, United Kingdom.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Edisi 8. Schlumberger Oilfield Service. Jakarta.
- Haryono, A. 2010. *Interpretasi Pola Sebaran Lapisan Batubara Berdasarkan Data Log Gamma ray*. Fisika Mulawarman, Vol.6 No.2
- 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-2, Jilid 1 dan 2. Bandung: ITB.
- LEMIGAS, 2005, *Kuantifikasi Sumberdaya Hidrokarbon, Volume II, Cekungan Bintuni*, LEMIGAS, Jakarta, hal 109.

- Lisiana Putri, H., Dewanto, O., Haerudin, N. 2017. Analisis Petrofisika Dan Karakterisasi Reservoir Migas Berdasarkan Data Log Dan Data Core Pada Sumur H2, H4, H5, Dan H6 Lapangan HLP Cekungan Bintuni, Papua Barat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*
- Malinda Arief, D., Dewanto, O., dan Karyanto. 2018. Analisis Petrofisika Dalam Penentuan Zona Prospek Dan Estimasi Cadangan Hidrokarbon Pada Sumur DMA-01 Dan DMA-04 Lapisan-9 Formasi "DMA" Cekungan "X". *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. ISSN 2356-1599.
- Marten, R, 2012, Lithology and Fluid Prediction refresher, The Use (and Abuse) of Geophysics in Hydrocarbon Exploration and Development, BP Indonesia, Unpublished.
- Mastoadji, E., dan Kristanto. 2007. *Basic Well Log Interpretation*. Handout of AAPG SC UNDIP Course
- Moruk, C.P.M., Setiati, S., dan Ristawati, A. 2020. Penentuan Volume Shale, Porositas, Resistivitas Air Formasi dan Saturasi Air Pada Lapisan P Lapangan C. *Jurnal Petro*. Vol. 9, No. 3, Hal. 105-111.
- Nukefi, A. 2007. *Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna*.
- Nuryanto, A., dan Santosa, B. J. 2014. Evaluasi Formasi Menggunakan Data Log dan Data Core Pada Lapangan "X" Cekungan Jawa Timur Bagian Utara. *Jurnal Sains dan Seni ITS*, 3(2), B112-B117.
- Putri, H.L. 2017. *Analisis Petrofisika Dan Karakterisasi Reservoir Migas Berdasarkan Data Log Dan Data Core Pada Sumur H2, H4, H5 Dan H6 Lapangan Hlp Cekungan Bintuni, Papua Barat*. Skripsi. Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung : Bandar Lampung
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, Second Edition*, Rider-French Consulting-Ltd, Scotland.
- Sandhika, D. (2016). Interpretasi log untuk menentukan interval perforasi formasi K lapangan X. *SKRIPSI*-2016.

- Sandhika, D. 2016. Interpretasi log untuk menentukan interval perforasi formasi K lapangan X. *SKRIPSI-2016*.
- Sarwono, J. 2006. *Metode Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*. Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Aplication*. Texas: Schlumberger Educational Services.
- Suparman, M. dan Robinson, G. P. 1990. *Peta Geologi Lembar Fak Fak, Irian Jaya Skala 1:250000*. Australia: Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Tryono, F.Y. 2016. *Peranan Geologi Dalam Sistem Hidrokarbon Serta Potensi Dan Tantangan Eksplorasi Migas Di Indonesia*. Swara Patra, 6(2).
- Varhaug, Matt. 2016. *Basic Well Log Interpretation*, Schlumberger: Oilfield Review
- Visser, W.A., dan Hermes, J.J. 1962. *Geological Result of The Exploration For Oil in Netherlands New Guinea, Koninklijk Nederlands Geologisch Mijnbouwkundig Genootschap*. Geologische Serie, 20.
- Wisnu, M. (2019). Analisis fasies dan lingkungan pengendapan batupasir A, B dan C formasi talang akar berdasarkan data log dan batuan inti pada lapangan. *SKRIPSI-2018*.