

**ANALISIS JENIS FLUIDA BERDASARKAN SATURASI AIR
CORE DAN LOG PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN
BINTUNI, PAPUA BARAT**

(Skripsi)

Oleh:

**Siska Erna Sephiana
1915051025**



**FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
UNIVERSITAS LAMPUNG
2023**

**ANALISIS JENIS FLUIDA BERDASARKAN SATURASI AIR
CORE DAN LOG PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN
BINTUNI, PAPUA BARAT**

Oleh

SISKA ERNA SEPHIANA

Skripsi

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

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2023

ABSTRAK

ANALISIS JENIS FLUIDA BERDASARKAN SATURASI AIR CORE DAN LOG PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT

Oleh

SISKA ERNA SEPHIANA

Minyak dan gas bumi tersimpan dalam perangkap yang berupa batuan berpori yang disebut batuan reservoir. Berdasarkan pembacaan kurva *log* dapat memberikan informasi pada kedalaman lapisan yang mengandung hidrokarbon. Dalam memprediksi jenis fluida pada suatu lapisan reservoir, nilai saturasi air merupakan kunci pengerjaan untuk mengetahui suatu interval atau zona reservoir apakah dominan mengandung air atau hidrokarbon. Sehingga, pada penelitian ini menentukan jenis fluida berdasarkan nilai saturasi air berdasarkan data *log* dan *core* di Cekungan Bintuni, Papua Barat. Dengan menggunakan empat data sumur yaitu sumur SV2, SV4, SV5, dan SV6. Berdasarkan analisis kualitatif pada sumur SV2 terdapat 4 zona target, SV4 terdapat 3 zona target, SV5 terdapat 4 zona target dan SV6 terdapat 4 zona target. Berdasarkan analisis kuantitatif dimana nilai *vsh* pada tiap-tiap sumur memiliki nilai yang rendah yaitu dibawah 30% diindikasikan sebagai formasi bersih (*cleansand*), kemudian hasil perhitungan porositas pada sumur SV2 yaitu 2.5 – 25.6% dengan hasil saturasi air yaitu 2.69 – 33.43% diindikasikan memiliki jenis fluida berupa gas, pada sumur SV4 dengan porositas yaitu 10.6 – 18.7% dengan saturasi air yaitu 6.43 – 53.00% dengan jenis fluida berupa minyak dan gas, pada sumur SV5 dengan porositas yaitu 5.8 – 15.3% dan saturasi air yaitu 12.60 – 96.83% dengan jenis fluida berupa minyak dan gas hingga air, dan pada sumur SV6 dengan porositas yaitu 1.65 – 12.50% dan saturasi air yaitu 20.13 – 93.28% dengan jenis fluida berupa gas hingga air.

Kata Kunci: Jenis Fluida, Saturasi Air, Petrofisika

ABSTRACT

FLUID TYPE ANALYSIS BASED ON CORE AND LOG WATER SATURATION IN FIELD "X" BINTUNI BASIN, WEST PAPUA

By

SISKA ERNA SEPHIANA

Oil and natural gas are stored in traps in the form of porous rocks called reservoir rocks. Based on the reading of the log curve can provide information on the depth of the layers containing hydrocarbons. In predicting the type of fluid in a reservoir layer, the water saturation value is the key to determining whether an interval or reservoir zone contains water or hydrocarbons. So, in this study to determine the type of fluid based on water saturation values based on log and core data in the Bintuni Basin, West Papua. By using four well data, namely wells SV2, SV4, SV5, and SV6. Based on a qualitative analysis, SV2 has 4 target zones, SV4 has 3 target zones, SV5 has 4 target zones and SV6 has 4 target zones. Based on quantitative analysis where the vsh value in each well has a low value, which is below 30%, it is indicated as a clean formation (cleansand), then the results of the porosity calculation in the SV2 well are 2.5 – 25.6% with water saturation results, namely 2.69 – 33.43%, which is indicated to have the type of fluid in the form of gas, in the SV4 well with a porosity of 10.6 – 18.7% with a water saturation of 6.43 – 53.00% with the type of fluid in the form of oil and gas, in the SV5 well with a porosity of 5.8 – 15.3% and a water saturation of 12.60 – 96.83% with the types of fluids in the form of oil and gas to water, and in the SV6 well with porosity of 1.65 – 12.50% and water saturation of 20.13 – 93.28% with types of fluids in the form of gas to water.

Keyword: fluid type, water saturation, petrophysics

Judul Skripsi : **ANALISIS JENIS FLUIDA BERDASARKAN SATURASI AIR CORE DAN LOG PADA LAPANGAN "X" CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Nama Mahasiswa : **Siska Erna Sephiana**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1915051025**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

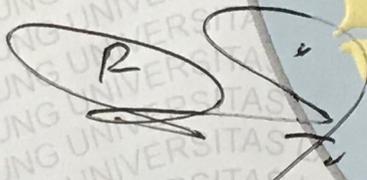
Fakultas : **Teknik**

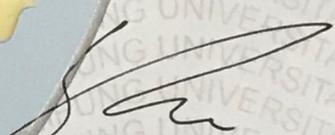


1. **Komisi Pembimbing**

Pembimbing I

Pembimbing II


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001


Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si.
NIP 19730716 200012 1 002

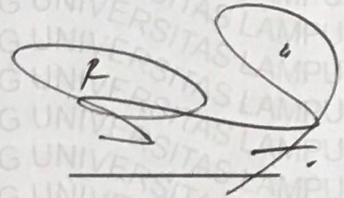
2. **Ketua Jurusan Teknik Geofisika**


Karyanto, S.Si., M.T.
NIP 19691230 199802 1 001

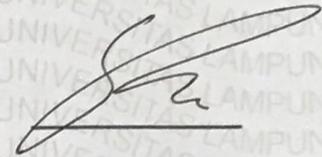
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

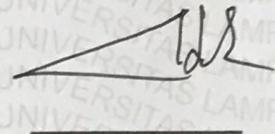
Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.



Sekretaris : Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si.



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



2. Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.}
NIP 197509282001121002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 21 Juli 2023

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis ini bukan merupakan karya dari orang lain melainkan merupakan hasil 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 dikenalan sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 27 Juli 2023



Siska Erna Sephiana

1915051025

RIWAYAT HIDUP



Siska Erna Sephiana, dilahirkan di Batam, Kepulauan Riau pada tanggal 11 Maret 2001. Anak pertama dari pasangan Ayahanda Heri Susanto dan Ibunda Azona. Pendidikan Taman Kanak-Kanak (TK) Aisiyah di Gantung, Belitung Timur diselesaikan pada tahun 2006, Pendidikan Sekolah Dasar (SD) di SD Negeri Mustika Jaya 7 di Bekasi Timur diselesaikan pada tahun 2012, Pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMPN 30 Batam diselesaikan pada tahun 2015, Pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMAN 3 Batam diselesaikan pada tahun 2018. Pada tahun 2019 penulis melanjutkan pendidikan di Universitas Lampung Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika. Pada tahun 2022 penulis melakukan Kerja Praktik (KP) di PPPTMGB Lemigas dengan judul “Identifikasi Zona Reservoir Minyak dan Gas Bumi Menggunakan Kajian Petrofisika pada Formasi Tualang dan Formasi Lakat, Cekungan Sumatera Tengah”. Penulis aktif di beberapa organisasi, yaitu pada tahun 2021 – 2023 penulis aktif menjadi anggota di beberapa organisasi seperti sebagai anggota biro Dana dan Usaha Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana), Anggota divisi eksternal pada SEG SC Unila, Anggota divisi hubungan masyarakat pada SM-IAGI Unila, dan sebagai bendahara 1 di Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia Wilayah 1. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya dengan skripsi yang berjudul “Analisis Jenis Fluida Berdasarkan Saturasi Air Core Dan Log Pada Lapangan “X” Cekungan Bintuni, Papua Barat” dan dinyatakan lulus pada tanggal 21 Juli 2023.

PERSEMBAHAN

Dengan mengucapkan puji syukur kepada Allah SWT, atas berkat, rahmat serta karunia-Nya sehingga dapat diselesaikannya skripsi ini dengan lancar dan baik.

Skripsi ini saya persembahkan untuk:

AYAH DAN IBU TERCINTA

HERI SUSANTO

&

AZONA

Yang selalu memberikan doa, semangat, serta dukungannya dan segala yang diberikan tiada hentinya untuk penulis. Mungkin penulis tidak akan bisa membalas semua kasih dan sayang yang telah diberikah tetapi penulis selalu berdoa semoga ayah dan ibu sehat selalu, dilimpahkan kerunia tiada henti, bahagia dan tetap disisi penulis hingga akhir hayat. Penulis akan selalu berusaha menjadi anak yang dapat membanggakan keluarga.

ADIK TERCINTA

CANIA HERNA LOLITA

Yang telah menjadi pendukung selama ini. Adik yang sangat saya sayangi terima kasih untuk segala perhatian dan kasih sayang yang tiada henti, selalu dalam suka dan duka disegala proses saya, semoga selalu diberi kesehatan dan dilimpahi rezeki serta kekuatan dan semoga menjadi anak yang sukses dan bisa bersama-sama membahagiakan kedua orang tua dan jadi orang yang bermanfaat untuk orang disekitar.

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan rasa syukur kepada Tuhan Yang Maha Kuasa, karena berkat rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“ANALISIS JENIS FLUIDA BERDASARKAN NILAI SATURASI AIR CORE DAN LOG PADA LAPANGAN X, CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT”**. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan Skripsi ini merupakan salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik pada Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Terima kasih penulis sampaikan kepada semua pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan skripsi ini. Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih kurang sempurna. Oleh karena itu diperlukan kritik dan saran dari pembaca agar menjadi bahan evaluasi dan acuan untuk menuju sesuatu yang lebih baik lagi. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi siapa saja yang membacanya, serta dapat dikembangkan dan disempurnakan.

Bandar Lampung, 27 Juli 2023

Penulis,



Siska Erna Sephiana

NPM. 1915051025

SANWACANA

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

Dalam proses penelitian dan penyusunan skripsi ini tidak akan terlaksana dengan baik tanpa adanya dukungan, bimbingan, dan bantuan dari berbagai pihak, baik secara langsung maupun tidak langsung. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Allah SWT. Yang selalu memberikan anugerah-Nya dan diberikan kemudahan yang selalu memberkahi dalam hidup penulis.
2. Kedua orang tua, adik dan saudara terdekat penulis yang telah memberikan dukungan, do'a dan juga semangat.
3. Bapak Karyanto, S.Si., M.T, selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing pertama saya yang telah memberikan arahan, bimbingan serta dukungan dalam menjalankan skripsi.
5. Bapak Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si., selaku pembimbing kedua yang telah memberikan bimbingan, masukannya serta dukungan dalam proses penyelesaian skripsi ini.
6. Bapak Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si., selaku penguji yang telah bersedia meluangkan waktu, serta senantiasa memberikan saran dan masukannya selama ini.

7. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan.
8. Kepada Dayyan Dhaifullah yang telah membantu dan memberikan dukungan secara langsung kepada penulis untuk menyelesaikan perkuliahan ini.
9. Kepada sahabat saya yaitu Anggie, Agnes, Bella, Sunny, Damas, Iral, Shafa Wira, Tangguh, Wahyu, Rian yang penulis sayangi, terima kasih telah menemani penulis selama ini dari masa sekolah hingga sekarang.
10. Kepada sahabat-sahabat saya dalam menjalani perkuliahan ini yaitu Alya, Anjun, Hayu, Tuning, Aulia, Sindi yang menemani penulis selama berada di dunia perkuliahan, dan segala kenangan yang sudah terlewati bersama, terima kasih atas arahan dan masukan yang tiada henti.
11. Keluarga besar Teknik Geofisika 2019 yang telah memberikan motivasi dan membantu penulis dalam menjalani kehidupan di kuliah, organisasi dan senantiasa memberikan kebahagiaan kepada penulis.
12. Serta seluruh pihak yang terlibat secara langsung maupun tidak langsung, penulis mengucapkan banyak terima kasih

Bandar Lampung, 27 Juli 2023

Penulis,



Siska Erna Sephiana

NPM. 1915051025

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	xviii
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah Penelitian	3
1.4 Manfaat Penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Lokasi Daerah Penelitian	4
2.2 Geologi Regional Daerah Penelitian	4

2.3	Tektonik Regional	7
2.4	Stratigrafi Regional	8
2.5	<i>Petroleum System</i> Cekungan Bintuni	11
2.5.1	Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	11
2.5.2	Migrasi	11
2.5.3	Batuan Reservoir	11
2.5.4	Batuan Tudung	12
2.5.5	Perangkap (<i>Trap</i>)	12

III. TEORI DASAR

3.1	<i>Petroleum System</i>	13
3.2	<i>Well Logging</i>	14
3.3	Jenis-jenis <i>log</i>	18
3.3.1	<i>Log</i> Listrik	18
3.3.1.1	<i>Log</i> SP	18
3.3.1.2	<i>Log</i> Resistivitas	20
3.3.2	<i>Log</i> Radioaktif	22
3.3.2.1	<i>Log</i> Gamma ray	22
3.3.2.2	<i>Log</i> Sonic	24
3.3.2.3	<i>Log</i> Neutron	25
3.3.2.4	<i>Log</i> Densitas	27
3.3.3	<i>Log</i> Caliper	28
3.4	Interpretasi <i>Logging</i>	29
3.4.1	Interpretasi Kualitatif	29
3.4.2	Interpretasi Kuantitatif	32
3.4.2.1	Penentuan <i>Volume Shale</i>	32
3.4.2.2	Penentuan Porositas	34
3.4.2.3	Penentuan Saturasi Air	37
3.5	Inti Batuan (<i>Core</i>)	42
3.6	Mekanika Fluida	44
3.7	Regresi Linear Sederhana	49

IV. METODE PENELITIAN

4.1	Tempat dan Waktu Penelitian	52
-----	-----------------------------------	----

4.2	Jadwal Kegiatan Penelitian	52
4.3	Alat dan Bahan	54
4.4	Prosedur Penelitian	54
4.4.1	Studi Literatur	54
4.4.2	Persiapan dan Pengumpulan Data	54
4.4.3	Pengolahan Data	54
4.5	Diagram Alir	55
V. HASIL DAN PEMBAHASAN		
5.1	Data Penelitian	57
5.2	Analisis Kualitatif	57
5.3	Analisis Kuantitatif	67
5.3.1	Analisis Volume <i>Shale</i>	68
5.3.2	Analisis Porositas	70
5.3.3	Analisis Resistivitas Air Formasi (R_w)	75
5.3.4	Analisis Saturasi Air (S_w)	88
VI. KESIMPULAN DAN SARAN		
6.1	Kesimpulan	97
6.2	Saran	98
DAFTAR PUSTAKA		
LAMPIRAN		

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta lokasi daerah penelitian	4
2. Peta geologi regional Kepala Burung (KB)	5
3. Elemen tektonik Kepala Burung (KB)	7
4. Stratigrafi daerah kepala burung Papua Barat	10
5. <i>Petroleum system</i>	15
6. Operasi kegiatan <i>logging</i>	17
7. Karakteristik <i>log SP</i>	20
8. Penampang <i>log Resistivitas</i>	21
9. Interpretasi lapisan batuan dengan <i>log gamma ray</i>	23
10. Respon <i>log sonic</i>	25
11. Respon <i>log neutron</i>	26
12. Respon <i>log densitas</i>	28
13. Respon <i>log caliper</i>	29
14. Interpretasi kualitatif zona reservoir	32
15. Interpretasi kuantitatif <i>log</i>	40
16. Interpretasi kuantitatif pada zona reservoir	41
17. Interpretasi kuantitatif saturasi air	42
18. Interpretasi kuantitatif berdasarkan saturasi air	43
19. Aliran laminar dan turbulen	45
20. Tegangan geser	46
21. Lapisan geser	47
22. Ilustrasi garis regresi linear	50
23. Diagram alir	56

24. Zona target reservoir 1 pada sumur SV2	59
25. Zona target reservoir 2 pada sumur SV2	60
26. Zona target reservoir 3 dan 4 pada sumur SV2	60
27. Zona target reservoir 1 pada sumur SV4	61
28. Zona target reservoir 2 pada sumur SV4	61
29. Zona target reservoir 3 pada sumur SV4	62
30. Zona target reservoir 1 pada sumur SV5	63
31. Zona target reservoir 2 pada sumur SV5	63
32. Zona target reservoir 3 pada sumur SV5	64
33. Zona target reservoir 4 pada sumur SV5	64
34. Zona target reservoir 1 pada sumur SV6	65
35. Zona target reservoir 2 pada sumur SV6	65
36. Zona target reservoir 3 dan 4 pada sumur SV6	66
37. Korelasi antara porositas <i>log</i> dan <i>core</i>	74
38. <i>Schlumberger chart</i> sumur SV2	76
39. <i>Pickett plot</i> sumur SV2	78
40. <i>Schlumberger chart</i> sumur SV4	80
41. <i>Pickett plot</i> sumur SV4	81
42. <i>Schlumberger chart</i> sumur SV5	83
43. <i>Pickett plot</i> sumur SV5	84
44. <i>Schlumberger chart</i> sumur SV6	86
45. <i>Pickett plot</i> sumur SV6	87
46. Korelasi antara saturasi air dan <i>core</i>	90
47. Hasil analisis kuantitatif sumur SV2	93
48. Hasil analisis kuantitatif sumur SV4	94
49. Hasil analisis kuantitatif sumur SV5	95
50. Hasil analisis kuantitatif sumur SV6	96

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Karakteristik resistivitas batuan	22
2. Respon litologi perlapisan batuan	24
3. Nilai densitas matriks dan fluida batuan	35
4. Ukuran porositas dan kualitas	36
5. Interpretasi saturasi fluida	42
6. Jadwal pelaksanaan kegiatan penelitian	53
7. Daerah Target Reservoir pada Sumur SV2, SV4, SV5, dan SV6	67
8. Hasil perhitungan volume <i>shale</i>	69
9. Hasil perhitungan porositas efektif	72
10. Hasil porositas <i>log</i> dan porositas <i>core</i>	73
11. Zona <i>water bearing</i> pada sumur SV2	76
12. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur SV2	77
13. Zona <i>water bearing</i> pada sumur SV4	78
14. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur SV4	80
15. Zona <i>water bearing</i> pada sumur SV5	82
16. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur SV5	83
17. Zona <i>water bearing</i> pada sumur SV6	85
18. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur SV6	86
19. Hasil perhitungan R_w pada sumur SV2, SV4, SV5, dan SV6	88
20. Hasil perhitungan saturasi air (S_w)	90

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi (migas) tersimpan di alam dalam perangkap yang berupa batuan berpori yang disebut batuan reservoir. Eksplorasi minyak dan gas bumi sendiri saat ini mempunyai berbagai metode dalam pengoperasiannya, untuk menentukan dan mengidentifikasi sebuah reservoir mengikuti dan menyesuaikan parameter yang dibutuhkan. Data *log* sumur sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Dengan mengetahui data *log* hasil *well logging*, maka dapat melanjutkan penyelidikan zona prospek pada suatu formasi dimana dari data sumur tersebut maka dapat mempelajari sifat fisik batuan suatu formasi dan perhitungan parameter fisik batuan. Dari pembacaan kurva *log* juga dapat memberikan informasi pada kedalaman lapisan yang mengandung air ataupun hidrokarbon serta sejauh mana penyebarannya. Saturasi hidrokarbon dapat diketahui dengan terlebih dahulu menghitung saturasi airnya, dengan demikian nilai saturasi air menjadi kunci pengerjaan untuk mengetahui suatu interval atau zona reservoir apakah dominan mengandung air atau hidrokarbon (Siallagan dkk, 2017).

Pada penelitian ini berfokus pada wilayah Cekungan Bintuni, Papua Barat di sumur SV2, SV4, SV5, dan SV6. Cekungan Bintuni merupakan salah satu wilayah yang memiliki potensi hidrokarbon dan saat ini telah berproduksi dengan wilayah kerja terletak di pesisir selatan Teluk Berau. Sejak ditemukan cadangan gas yang besar di Teluk Bintuni pada 1997, kegiatan eksplorasi terus dilakukan untuk menemukan cadangan baru. Berdasarkan penelitian tentang potensi hidrokarbon di Cekungan Bintuni yang dilakukan oleh Livsey dkk, 1992, Perkins dan Livsey, 1993, dan Utomo, 2012, ditemukan potensi

hidrokarbon yang berasal dari endapan Pra-Tersier dengan nilai *total organic carbon* (TOC) antara 0.51% - 88%. Potensi hidrokarbon tersebut ditemukan pada endapan Formasi Ainim.

Dalam penelitian ini berfokus dalam menentukan jenis fluida berdasarkan saturasi air *log* dan *core* pada lapangan “X” Cekungan Bintuni, Papua Barat. Berdasarkan penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Sirait dkk (2022) yaitu menganalisis jenis fluida reservoir berdasarkan nilai saturasi air dan penelitian oleh Adim (1991) dimana menyatakan bahwa saturasi air merupakan bagian dari ruang berpori yang diisi oleh air, kemudian sisa bagian yang lainnya terisi oleh minyak atau gas yang disebut saturasi hidrokarbon. Dimana nilai saturasi air sendiri dapat digunakan untuk memprediksi jenis fluida pada reservoir. Sehingga pada penelitian ini, dilakukan analisis jenis fluida berdasarkan saturasi air dengan menggunakan data *log* dan juga data *core* hasil pengukuran di laboratorium yang digunakan sebagai validasi hasil perhitungan *log* pada wilayah Cekungan Bintuni, Papua Barat karena masih perlunya informasi mengenai prospek minyak dan gas bumi di daerah ini untuk pengembangan eksplorasi hidrokarbon pada daerah tersebut.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan daerah target reservoir pada sumur SV2, sumur SV4, sumur SV5, dan sumur SV6 pada Lapangan X Cekungan Bintuni Papua Barat.
2. Menentukan parameter petrofisika (*Vsh*, Porositas, dan Saturasi Air) pada zona target lapisan reservoir sumur SV2, sumur SV4, sumur SV5, dan sumur SV6 pada lapangan ‘X’ Cekungan Bintuni Papua Barat.
3. Mengidentifikasi jenis kandungan fluida berdasarkan nilai saturasi air pada sumur SV2, sumur SV4, sumur SV5, dan sumur SV6 pada Lapangan ‘X’ Cekungan Bintuni Papua Barat.

1.3 Batasan Masalah Penelitian

Batasan masalah dalam pelaksanaan penelitian ini adalah pengolahan dan analisis data sekunder *well logging* menggunakan 4 data sumur yaitu SV2, SV4, SV5, dan SV6 dan juga data *core* untuk menentukan kandungan fluida berdasarkan nilai saturasi air di daerah Cekungan Bintuni, Papua Barat.

1.4 Manfaat Penelitian

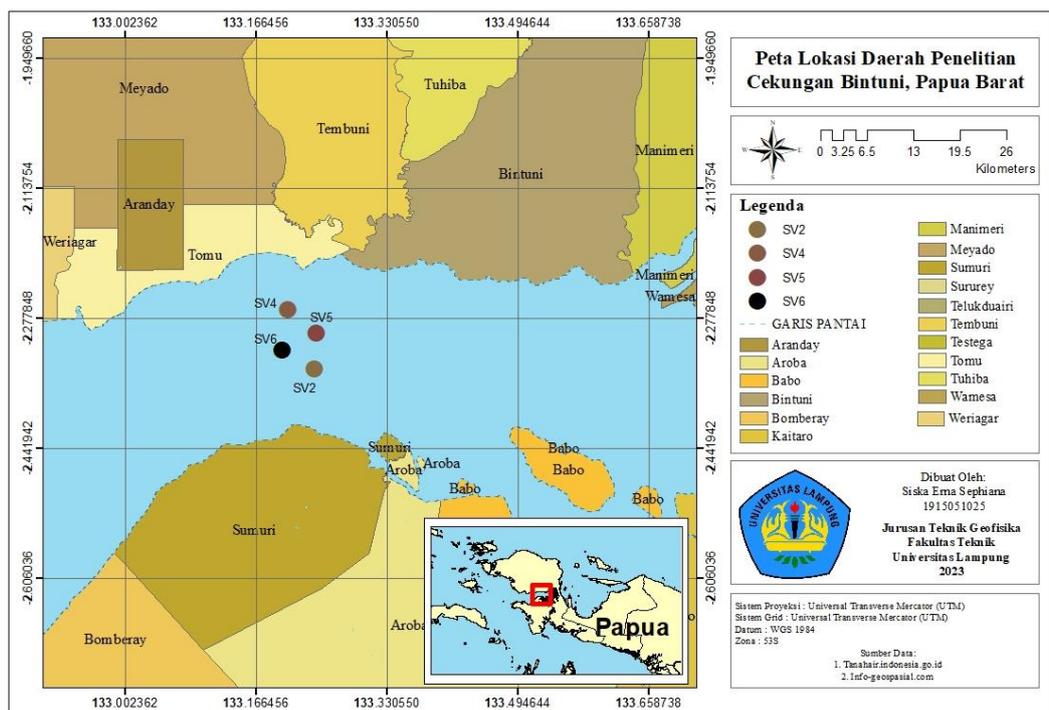
Adapun manfaat penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Memberikan informasi mengenai daerah reservoir pada Cekungan Bintuni, Papua Barat.
2. Memberikan acuan untuk penelitian selanjutnya.
3. Sebagai referensi bagi mahasiswa dan semua pihak yang membutuhkan kajian mengenai prospek minyak dan gas bumi pada Cekungan Bintuni, Papua Barat.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Daerah Penelitian

Lokasi daerah penelitian yang digunakan pada penelitian terletak di Cekungan Bintuni, Kabupaten Papua Barat, Papua. Didapatkan 4 data sumur yaitu SV2, SV4, SV5, dan SV6 pada Lapangan 'X' Cekungan Bintuni (Gambar 1).

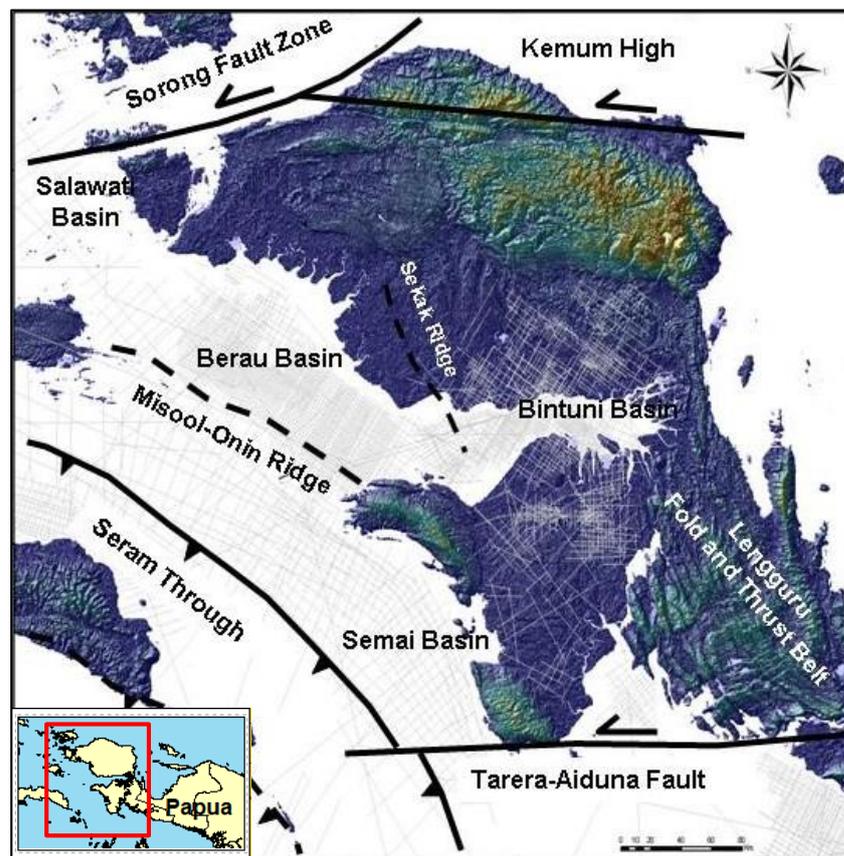


Gambar 1. Peta lokasi daerah penelitian

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 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 (Martens, 2012). Gambar 2 adalah ilustrasi cekungan bintuni di kawasan Kepala Burung.



Gambar 2. Peta geologi regional Kepala Burung (KB) (Toisuta, 2009)

Geomorfologi 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. Tatanan geologi daerah KB dibentuk oleh adanya kompresi pada umur Paleogen tepatnya Oligose-Resen. Kompresi ini disebabkan karena adanya *oblique convergent* antara Lempeng IndoAustralia yang bergerak ke arah barat laut dan Lempeng Pasifik yang bergerak ke arah tenggara.

Cekungan Bintuni merupakan cekungan Tersier di selatan Blok Kemum, di bagian timurnya dibatasi oleh jalur lipatan Anjakan Lengguru. Cekungan ini dipisahkan dari Cekungan Salawati oleh Paparan Ayamaru dan dari Cekungan Berau oleh Perbukitan Sekak. Struktur elemen penting yang berada di daerah KB (Gambar 3) antara lain:

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. Sesar Tarrera Aiduna

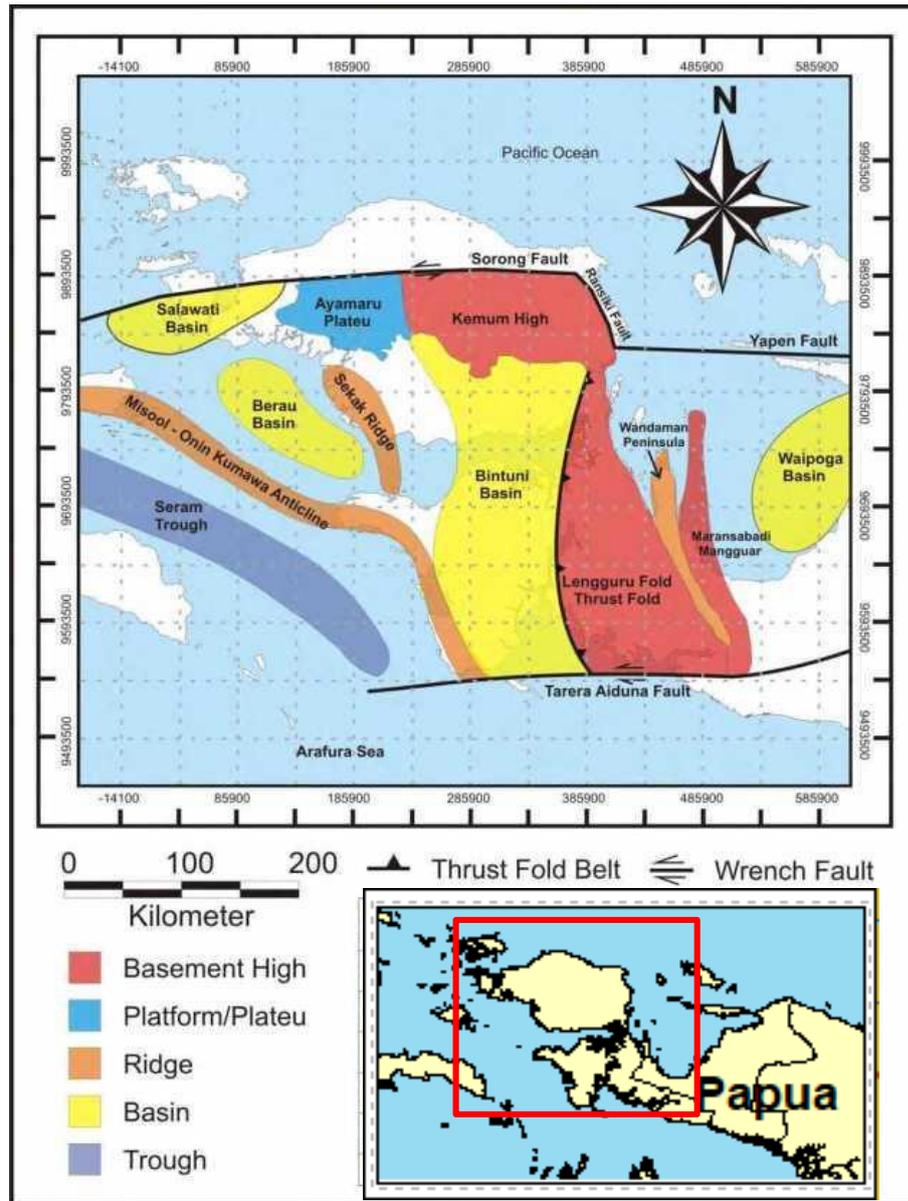
Sesar Tarera Aiduna merupakan sesar mayor yang berada di daerah KB dimana sesar ini terletak di sebelah selatan dengan arah sesar barat-timur.

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.

4. *Seram Through*

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



Gambar 3. Elemen tektonik Kepala Burung (KB) (Pigram dkk, 1981)

2.3. Tektonik Regional

Sebagai cekungan yang berada di sekitar tumbukan antara tiga lempeng, yaitu Lempeng Eurasia, Lempeng Hindia Australia, dan Lempeng Pasifik, Cekungan Bintuni memiliki sejarah tektonik yang sangat kompleks. Menurut Lemigas (2009), episode tektonik dan struktur geologi yang berkembang tidak dapat dipisahkan dari empat tektonik skala besar yang terjadi di kawasan Timur Indonesia dan Australia, yaitu:

- a. *Rifting* pada Awal Jura di sepanjang batas utara Lempeng Australia (Pulau Papua New Guinea).
- b. *Rifting* Awal Jura di sepanjang barat laut Paparan Australia termasuk Palung Aru (NW *shelf rift*).
- c. Kolosi Neogen antara Lempeng Pasifik dan Lempeng Australia, serta subduksi pada Palung New Guinea yang menghasilkan jalur perlipatan Papua dan Lengguru.
- d. Kolosi Neogen antara Jalur Banda dengan Lempeng Australia yang membentuk Jalur Kepulauan Kumawa-Onin-Misool

Semua episode tektonik tersebut berimplikasi pada kompleksitas tataan struktur di Papua bagian barat terutama di daerah Lengguru dan Babo pada bagian Leher Kepala Burung.

2.4. Stratigrafi Regional

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

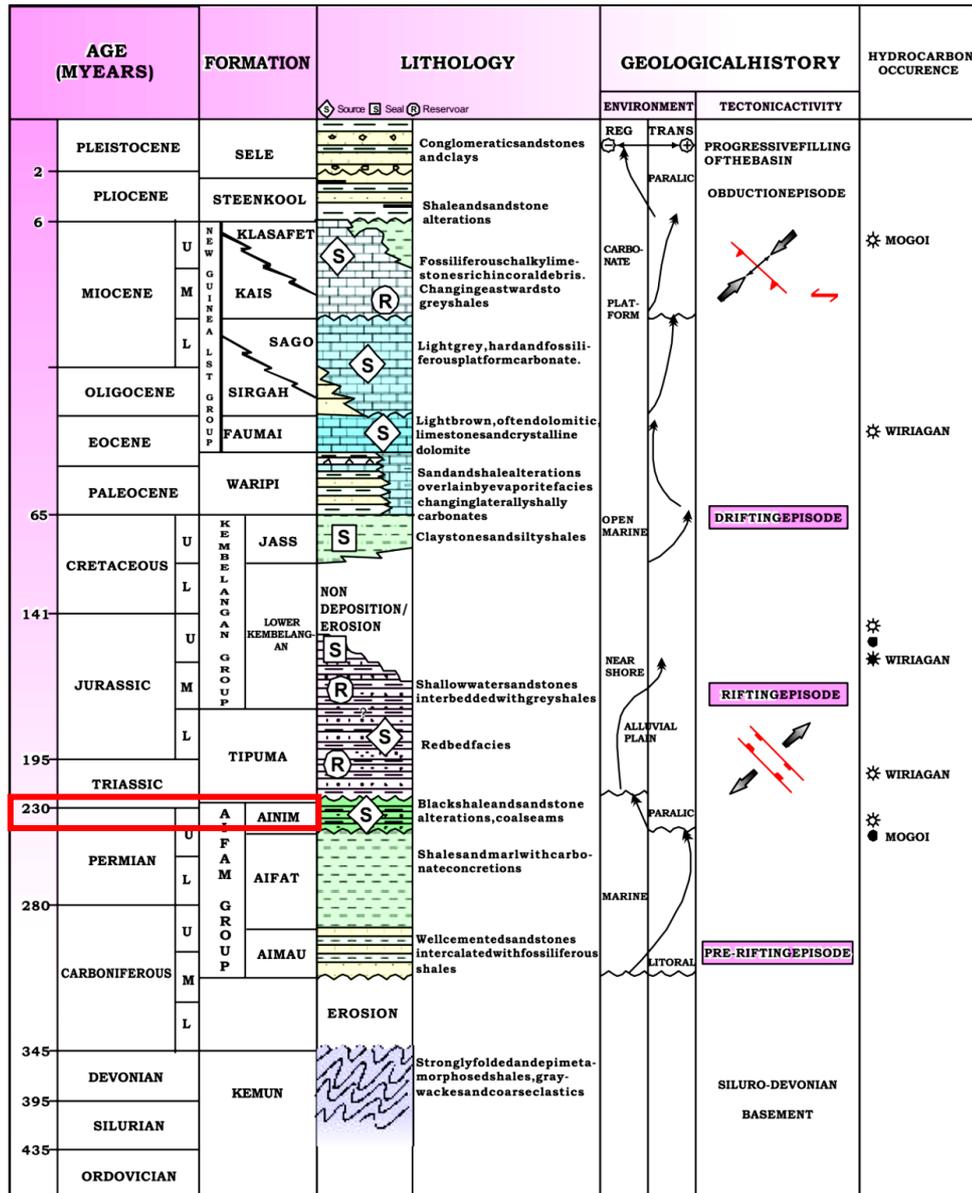
batuannya meliputi butupasir dan serpih. Diendapkan pada lingkungan alluvial-kontinental dengan regresi laut. Formasi ini tersingkap didaerah barat Papua, dibatasi oleh tinggian-tinggian tua dan mengisi graben-graben yang ada.

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 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 4). Sedimen Pratersier yang mempunyai potensi menjadi elemen esensial sistem minyak, yaitu batupasir Formasi Tipuma dan Kambelangan Bawah sebagai reservoir, serta serpih Formasi Ainim, Tipuma, Kambelangan Bawah, dan Jass sebagai batuan sumber.

Perkins dan Livsey (1993) menyatakan bahwa stratigrafi pada *Jurassic Petroleum System* terdiri dari 3 megasekuen yang berasoasi dengan *rifting* pada Paleozoikum. Adapun 3 megasekuen tersebut adalah:

1. Sekuen *Pre-Rift* yang terdiri dari endapan yang berumur Pre-Permian. Sekuen pengendapan *pre-rift* ini terdiri dari serpih, batupasir, dan batulempung yang berumur Karbon.
2. Sekuen *Syn-Rift* yang terdiri dari endapan yang berumur Permian hingga Triassic Tengah dengan litologi berupa batupasir, batulempung, dan batubara pada lingkungan pengendapan fluvial hingga danau. Endapan pada fase ini dikenal dengan Kelompok Aifam yang terdiri dari Formasi Aimau yang merupakan batupasir lempungan, kemudian Formasi Aifat yang diendapkan pada lingkungan laut. Formasi ini terdiri dari batulempung dengan konkresi batuan karbonat. Formasi terakhir yang diendapkan di kelompok ini adalah Formasi Ainim yang terdiri dari batulempung dan batupasir.

3. Sekuen *Post-Rift* yang terdiri dari endapan yang berumur Triassic hingga Jurassic. Pada saat Triassic, terjadi iklim kering dan oksidasi tinggi sehingga diendapkan fasies *red-bed*. Pada fase ini juga terjadi *uplifting* sehingga menyebabkan kondisi non-deposisi pada area yang luas atau *unconformity* pada bagian Utara cekungan. Pada awal Jurassic, terjadi kenaikan muka air laut global (*transgressive*) sehingga terjadi pengendapan pada lingkungan fluvial menuju ke arah delta dan laut dangkal. Litologi dari pengendapan ini berupa batupasir dan serpih yang kemudian menjadi reservoir di lapangan “Iriyanti”. Endapan *Post-Rift* ini dikenal dengan Kelompok Kembelangan. Pengendapan terjadi dengan arah Utara ke Selatan dengan ciri penebalan ke arah Selatan. Di bagian Utara selain terendapkan sedimen yang lebih tipis, juga terjadi *onlapping* akibat terjadinya *uplifting* pada Triassic akhir di bagian Utara cekungan.



Gambar 4. Stratigrafi daerah kepala burung Papua Barat (Setyaningsih, 2014)

2.5. Petroleum System Cekungan Bintuni

Cekungan Bintuni merupakan cekungan yang sudah berproduksi. Dimana minyak bumi pertama kali di temukan di Lapangan Mogoi dan Wasian oleh NNPGM pada tahun 1938. Penemuan paling akhir adalah Lapangan Wiriagar oleh Conoco pada tahun 1981.

2.5.1. Batuan Induk (Source Rock)

Beberapa formasi yang terdapat pada Cekungan Bintuni mempunyai potensi sebagai batuan induk, yaitu: serpih formasi Ainim, serpih dan batubara

Formasi Tipuma, serpih Formasi Kembelangan, dan serpih Formasi Jass. Namun yang paling berpotensi adalah serpih hitam Formasi Ainim dengan kandungan TOC sekitar (0,74% - 1,53%) dan serpih Tipuma bagian atas (0,946% - 1,40%).

2.5.2. Migrasi

Migrasi hidrokarbon, merupakan proses perpindahan hidrokarbon dari lapisan induk menuju ke lapisan resevoir untuk dikonsentrasikan didalamnya. Untuk arah migrasi yaitu dari cekungan menuju ke perangkap yaitu suatu perangkap antiklin. Migrasi tersebut melewati suatu adanya sesar normal yang terbentuk pada daerah Bintuni.

2.5.3. Batuan Reservoir

Batuan reservoir Pra-Tersier adalah batupasir Formasi Tipuma (yang diendapkan pada lingkungan pantai-delta), dan batupasir gampingan Formasi Kembelangan bagian atas. Batuan reservoir Tersier terdapat batupasir Formasi Waripi dan batugamping Formasi Kais. Batuan yang berperan sebagai reservoir pada cekungan ini merupakan batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik.

2.5.4. Batuan Tudung

Batuan tudung pada batuan Pra-Tersier terbentuk dari serpih abu-abu yang menutupi batupasir Formasi Tipuma sedangkan batuan tudung yang terbentuk pada batuan Tersier adalah batulempung (Formasi Klasafet) yang menutupi batugamping terumbu Formasi Kais.

2.5.5. Perangkap (*Trap*)

Pembentukan Perangkap berjenis struktur terutama terbentuk oleh adanya sistem sesar bongkah yang terbentuk setelah fase *break-up*. Perangkap stratigrafi Tersier berupa batulempung Formasi Klasafet yang menutupi batugamping terumbu (Formasi Kais dan Formasi Sekau).

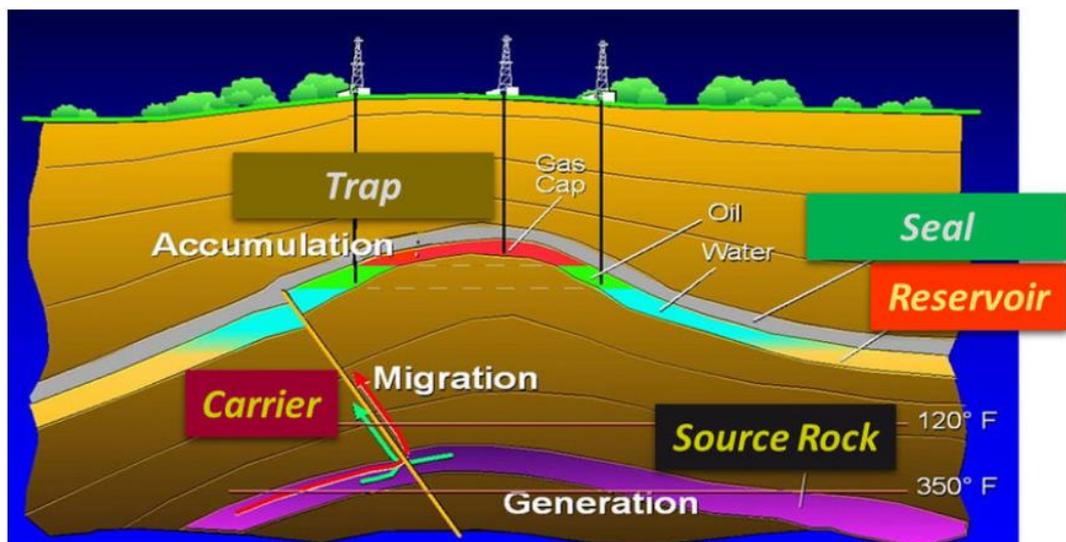
III. TEORI DASAR

3.1. *Petroleum System*

Dalam *petroleum system*, hal-hal yang perlu diperhatikan diantaranya yaitu batuan sumber (*source rock*), pematangan (maturasi), reservoir, migrasi, *timing*, perangkat (*trap*) dan batuan penyekat (*sealing rock*).

- a. Batuan induk (*source rock*) adalah endapan sedimen yang mengandung bahan-bahan organik yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi ketika endapan tersebut tertimbun dan terpanaskan.
- b. Maturasi adalah suatu proses perubahan secara biologi, fisika dan kimia dari kerogen menjadi minyak dan gas bumi. Proses maturasi berawal sejak endapan sedimen yang kaya bahan organik terendapkan. Pada tahapan ini, terjadi reaksi pada temperature rendah yang melibatkan bakteri *anaerobic* yang mereduksi oksigen, nitrogen dan belerang sehingga menghasilkan konsentrasi hidrokarbon.
- c. Reservoir adalah batuan yang mampu menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Dengan kata lain batuan tersebut harus memiliki porositas dan permeabilitas. Jenis reservoir umumnya batu pasir dan batuan karbonat dengan porositas 15 – 30% (baik porositas primer maupun sekunder) serta permeabilitas minimum sekitar 1 mD (mili Darcy) untuk gas dan 10 Md untuk minyak ringan (*light oil*).
- d. Migrasi adalah proses transportasi minyak dan gas dari batuan sumber menuju reservoir. Proses migrasi berawal dari migrasi primer yaitu transportasi dari batuan induk ke reservoir secara langsung. Lalu diikuti oleh migrasi dalam batuan reservoirnya itu sendiri (dari reservoir bagian dalam ke reservoir bagian dangkal).

- e. *Timing* adalah waktu pengisian minyak dan gas bumi pada sebuah perangkap merupakan hal yang sangat penting. Karena kita menginginkan agar perangkap tersebut terbentuk sebelum migrasi. Jika tidak, maka hidrokarbon telah terlanjur lewat sebelum perangkap tersebut terbentuk.
- f. *Trap* merupakan perangkap hidrokarbon, dimana perangkap ini terdiri dari perangkap stratigrafi, perangkap struktur dan kombinasi dari keduanya.
- g. *Seal* adalah sistem batuan penyekat yang bersifat tidak permeabel seperti batulempung atau *mudstone*, *anhydrite* dan garam (Abdullah, 2012).



Gambar 5. *Petroleum system* (Craig dan Quagliaroli, 2020)

3.2. Well logging

Well logging merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas dan kejenuhan Hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan *log* ini adalah untuk menentukan zona dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir (Harsono, 1997).

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang

sumur untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1989).

Well logging secara sederhana diartikan sebagai suatu pencatatan perekaman penggambaran sifat, karakter, ciri, data, keterangan, dan urutan bawah permukaan secara bersambung dan teratur selaras dengan majunya alat yang dipakai. Sehingga diagram yang dihasilkan merupakan gambaran hubungan antara kedalaman (*depth*) dengan karakter atau sifat yang ada pada formasi tersebut (Rider, 1996).

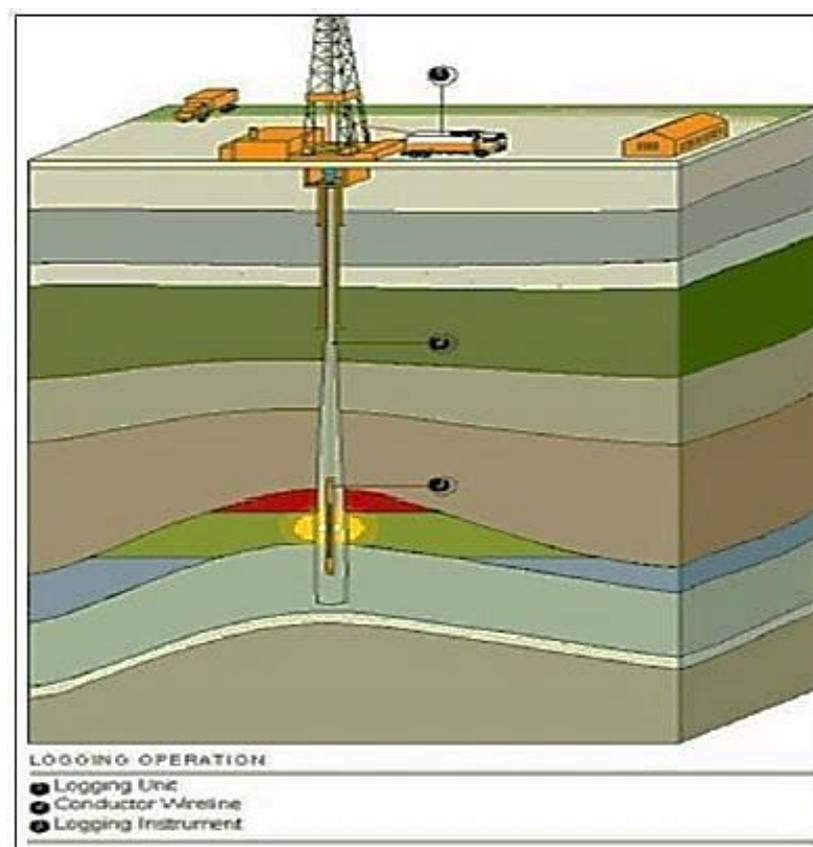
Well Logging dapat digunakan untuk mengetahui sifat fisika suatu batuan dengan menggabungkan dua metode yaitu interpretasi data rekaman *log* di lapangan dan analisis batuan inti di laboratorium. Interpretasi data *log* dapat diartikan sebagai metode pendukung dalam usaha evaluasi formasi dengan cara menggunakan hasil perekaman alat *survey logging* sebagai sumber informasi yang utama. Interpretasi sendiri dapat dilakukan secara kuantitatif maupun kualitatif (Dewanto, 2009).

Kata *logging* berasal dari kata “*log*” dari Bahasa Inggris yang berarti catatan atau rekaman. Sedangkan pengertian *logging* adalah mengumpulkan data bawah permukaan agar dapat digunakan untuk melakukan penilaian terhadap formasi yang meliputi zona *reservoir*, kandungan formasi (fluida), petrofisik *reservoir* dan tekanan bawah permukaan (Setyowiyoto dan Surjono, 2002).

Dalam pelaksanaan *well logging* truk *logging* diatur segaris dengan kepala, kabel *logging* dimasukkan melalui dua buah roda-katrol. Roda katrol atas 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 (Siallagan dkk., 2017). 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* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut sonde ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencatatan dilakukan dengan menarik sonde tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva *log* vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya.



Gambar 6. Operasi kegiatan *logging* (Mastoadji, 2007)

3.3. Jenis - Jenis *Log*

Berdasarkan kemampuan, kegunaan dan prinsip kerja maka jenis *logging* ini dibagi menjadi *log* listrik, *log* radioaktif dan *log* caliper.

3.3.1. *Log* Listrik

Log listrik merupakan suatu plot antara sifat-sifat listrik lapisan yang ditembus lubang bor dengan kedalaman. Sifat-sifat ini diukur dengan berbagai variasi konfigurasi elektrode yang diturunkan ke dalam lubang bor. Untuk batuan yang pori-porinya terisi mineral-mineral air asin atau *clay* maka akan menghantarkan listrik dan mempunyai resistivitas yang rendah dibandingkan dengan pori-pori yang terisi minyak, gas maupun air tawar. Oleh karena itu lumpur pemboran yang banyak mengandung garam akan bersifat konduktif dan sebaliknya.

3.3.1.1. *Log* SP (*Spontaneous Potential Log*)

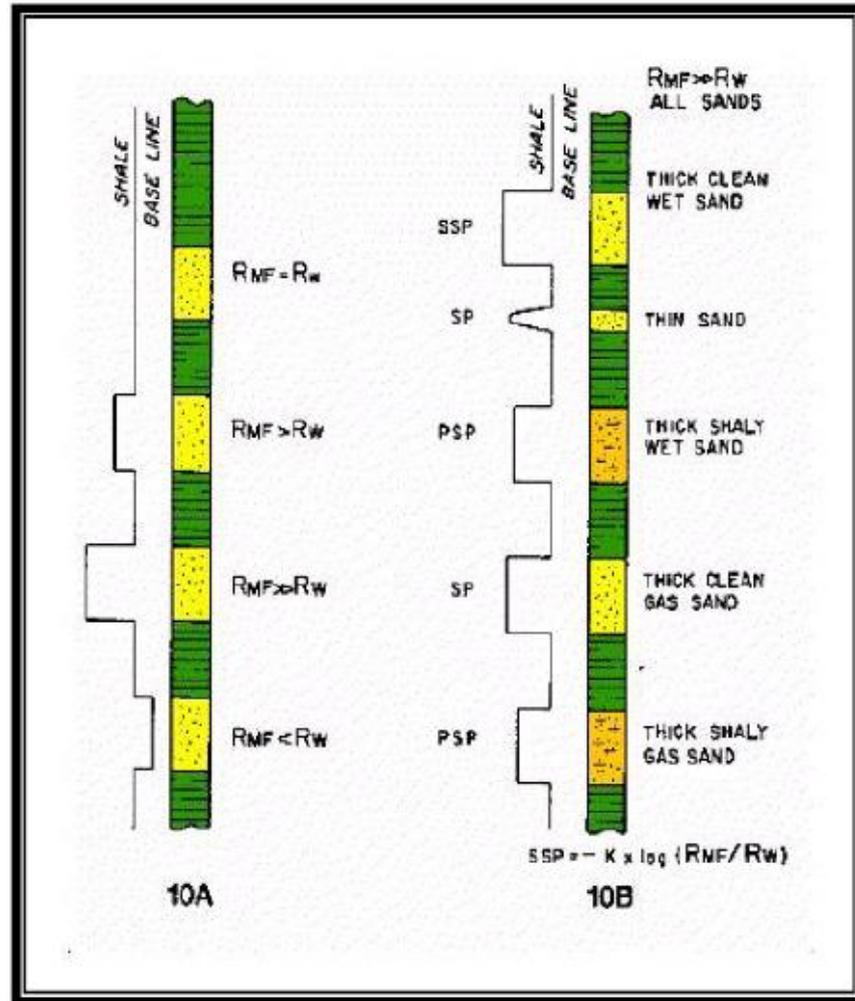
Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik turun. Supaya SP dapat berfungsi maka lubang harus diisi oleh lumpur konduktif. SP digunakan untuk :

1. Identifikasi lapisan permeabel dan lapisan impermeabel.
2. Mencari batas-batas lapisan *permeable* dan korelasi antar sumur berdasarkan lapisan itu.
3. Menentukan nilai resistivitas air formasi (R_w).
4. Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Pada lapisan serpih, kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada formasi permeabel kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal yaitu garis pasir. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur (Rider, 2002).

Pada formasi lunak, SP memberikan perbedaan yang lebih kontras antara serpih dan pasir daripada *gamma ray*. Sebaliknya pada formasi karbonat yang keras perubahan SP sangat kecil, sehingga tidak dapat membedakan formasi yang permeabel dari yang tak permeabel. Dalam kondisi ini *log gamma ray* adalah cara terbaik, karena memberikan resolusi lapisan yang baik. Skala SP adalah dalam milivolt, tidak ada harga mutlak yang sama dengan nol karena hanya perubahan potensial yang dicatat.

Log SP hanya dapat menunjukkan lapisan permeabel, namun tidak dapat mengukur harga absolut dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi. *log SP* sangat dipengaruhi oleh beberapa parameter seperti resistivitas formasi, air lumpur pemboran, ketebalan formasi dan parameter lainnya. Sehingga jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih besar dari salinitas lumpur maka kurva SP akan berkembang negatif, dan jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih kecil dari salinitas lumpur maka kurva SP akan berkembang positif. Dan apabila salinitas komposisi dalam lapisan sama dengan salinitas lumpur maka defleksi kurva SP akan menunjukkan garis lurus sebagaimana pada *shale* (Asquith, 2004).



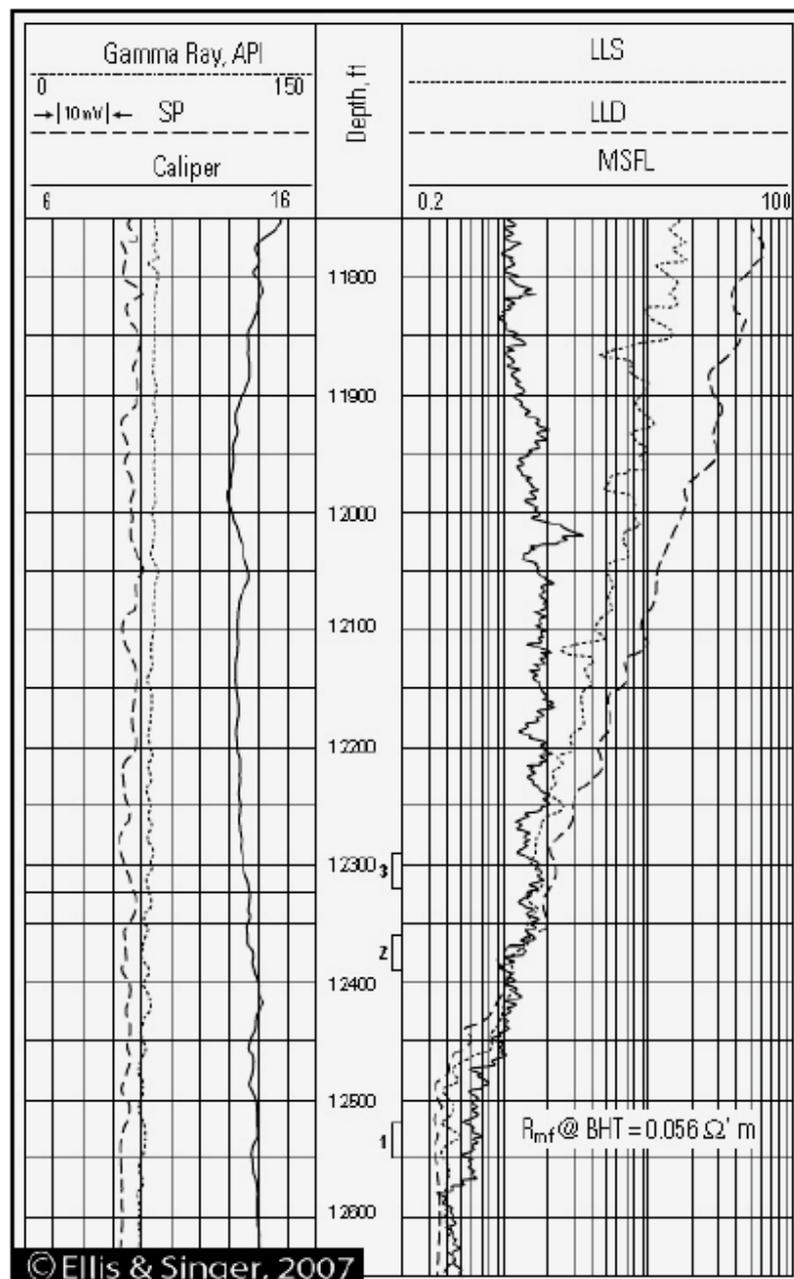
Gambar 7. Karakteristik *log* SP (Asquith, 2004)

3.3.1.2. Log Tahanan Jenis (*Resistivity Log*)

Log resistivitas merupakan *log* elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona yang mengandung air ataupun hidrokarbon, zona permeabel dan zona berpori. Standar *log* resistivitas seperti lateralog dan *induction log* menggunakan gelombang elektromagnetik dengan frekuensi sekitar 35 sampai 20000 Hz. Pada reservoir, nilai konduktivitas dipengaruhi oleh salinitas dan distribusi dari air formasi yang dikontrol oleh tipe porositas dan *wettability* dari formasi (Harsono, 1997).

Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai

resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu Lateral *log* dan Induksi. Lateral *log* meliputi *Induction Log Deep* (ILD), *Induction Log Shallow* (ILS), *Micro Spherically Focused* (MFS). 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. (Harsono, 1997).



Gambar 8. Penampang *log* resistivitas (Ellis dan Singer, 2007)

Tabel 1. 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

3.3.2. Log Radioaktif

Log radioaktif dapat digunakan pada sumur yang dicasing (*cased hole*) maupun yang tidak dicasing (*open hole*). Keuntungan dari *log* radioaktif ini dibandingkan dengan *log* listrik adalah tidak banyak dipengaruhi oleh keadaan lubang bor dan jenis lumpur. Dari tujuan pengukuran, *log* radioaktif dibedakan menjadi *log* pengukur lithologi yaitu *gamma ray* dan *log sonic*, *log* pengukur porositas seperti *neutron log* dan *density log*. Hasil pengukuran *log* porositas dapat digunakan pula untuk mengidentifikasi lithologi dengan hasil yang memadai.

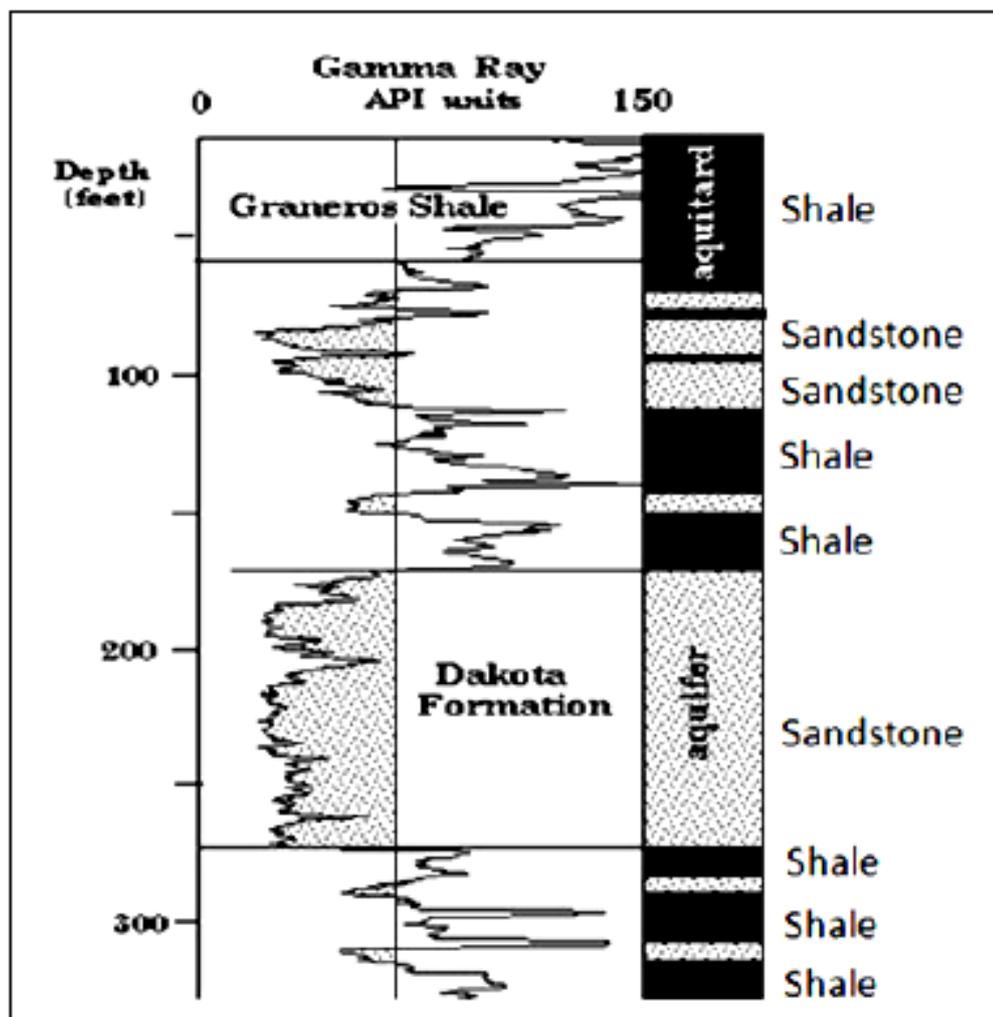
3.3.2.1. Log Gamma ray

Log gamma ray merupakan suatu kurva yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang terdapat dalam formasi. Prinsip kerja dari *log gamma ray* ini adalah dengan merekam radiasi sinar gamma alamiah batuan, sehingga dapat mendeteksi endapan - endapan mineral radioaktif seperti Potasium (K), Thorium (Th), atau bijih Uranium (U). Jika batuan banyak memancarkan ketiga unsur tersebut (atau salah satunya) maka nilai *log gamma ray* akan tinggi seperti pada lempung/serpilh, *log gamma ray* tinggi karena banyak mengandung pottasium.

Sinar *gamma* sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan yang tak permeabel karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam serpilh yang tak permeabel, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir secara umum adalah permeabel.

Setiap nilai gamma yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (Harsono, 1997).

Secara khusus *log gamma ray* berguna untuk mengetahui lapisan permeabel dan impermeabel, dapat juga data dari *log gamma ray* dibandingkan dengan data didapat dari *log SP*. *Log gamma ray* dinyatakan dalam satuan API (*American Petroleum Institute*), dengan nilai berkisar antara 0 sampai dengan 150. Nilai ini menunjukkan banyaknya suatu unsur radioaktif yang terkandung dari suatu lapisan. Berikut merupakan tabel dari respon litologi per lapisan batuan.



Gambar 9. Interpretasi lapisan batuan dengan *log gamma ray* (Abdullah, 2009)

Tabel 2. Respon litologi perlapisan batuan (Haryono, 2010)

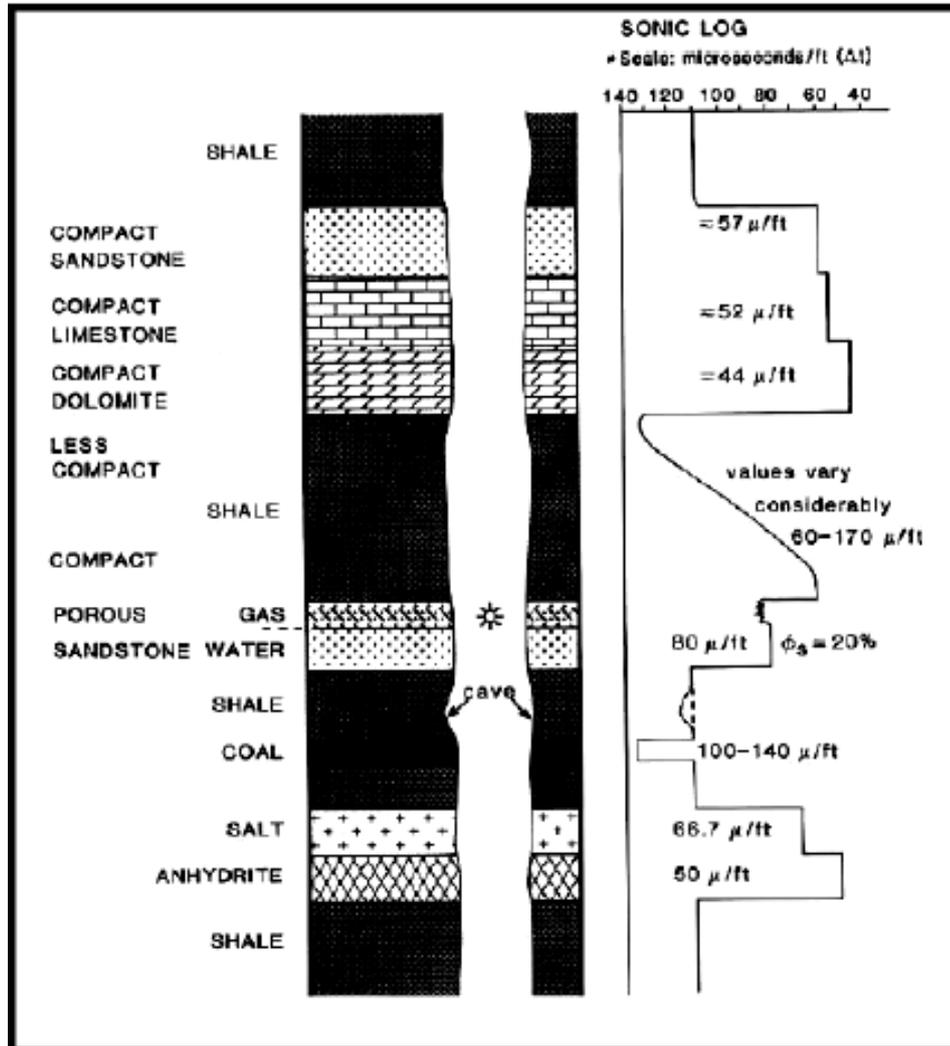
Radioaktif Sangat Rendah (0-32.5 API)	Radioaktif Rendah (32.5 – 60 API)	Radioaktif Menengah (60-100 API)	Radioaktif Sangat Tinggi (>100 API)
Andhidrit	Batu Pasir	Arkose	Batuan Serpih
Salt	Batu Gamping	Batuan Granit	Abu Vulkanik
Batubara	Dolomit	Lempungan Pasiran Gamping	Bentonit

3.3.2.2. Log Sonic

Log sonic pada prinsipnya mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu, sehingga memerlukan pemancar dan penerima yang dipisahkan dalam jarak tertentu. Waktu yang dibutuhkan tersebut biasanya disebut “*Interval Transit Time*” (Δt). Dimana Δt berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang suara dan tergantung pada jenis litologi, porositas dan kandungan porinya.

Sonic log (Gambar 10) merupakan *log* akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Secara kuantitatif, *log* sonik digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, Secara kualitatif digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-*shale* dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996).

Secara kualitatif *log* ini digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori-pori batuan. *Log* ini juga bisa dijadikan *log* untuk mengikatkan *well-log* dengan data *seismic* atau biasa kita sebut *well seismic tie*. Kegunaan lain dari *log* ini juga bisa membantu mengidentifikasikan jenis litologi, *source rock* dan memprediksi zona *overpressure* (Rider, 2002).



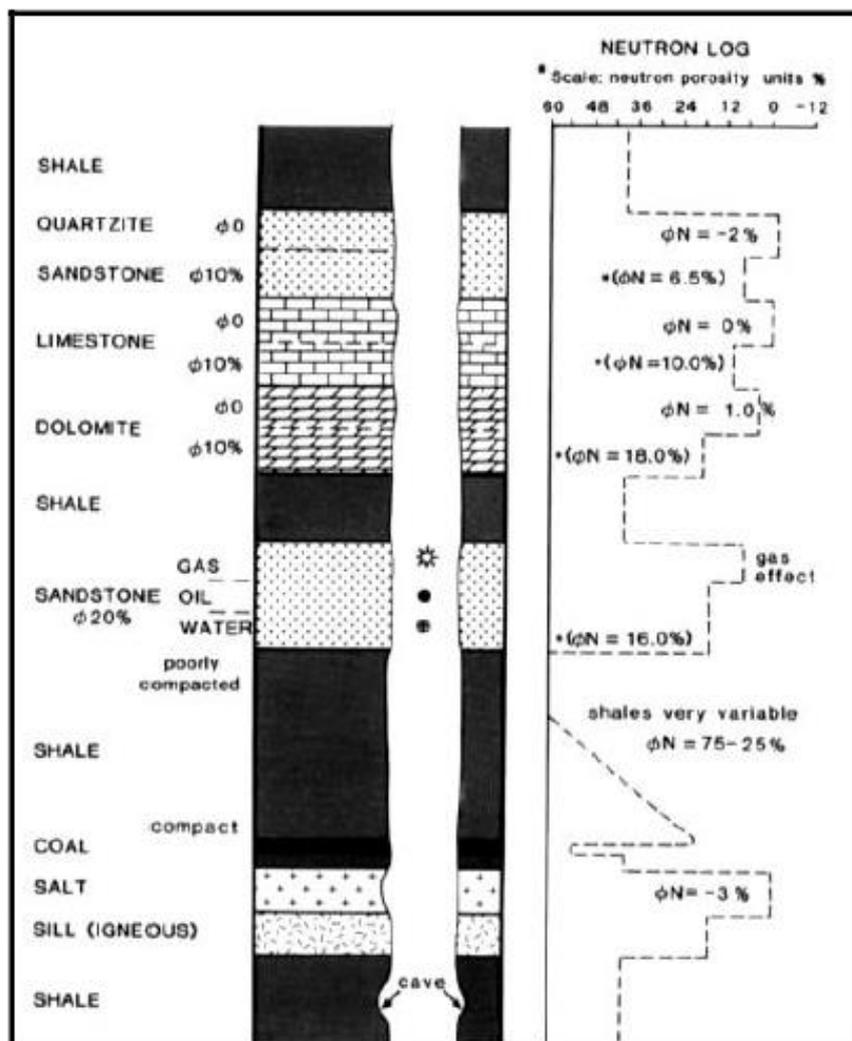
Gambar 10. Respon log sonic (Rider, 2002)

3.3.2.3. Log Neutron

Log neutron menggunakan alat yang disebut dengan alat neutron terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*) atau disingkat CNT. Alat ini biasanya dikombinasikan dengan log densitas dan *gamma ray*, karena ketiga alat tersebut adalah alat nuklir dengan kecepatan *logging* yang sama dan kombinasi neutron-densitas akan memberikan evaluasi litologi pintas dan indikator gas yang ampuh. Fungsi dari log neutron adalah untuk menggambarkan formasi sarang (*porous*) dan untuk menentukan porositasnya. Log ini memberikan data yang berguna untuk menghitung jumlah hidrogen yang ada dalam formasi.

Mekanisme kerja dari *log* ini adalah dengan pemancaran neutron yang berenergi tinggi dari sumber radioaktif yang dipasang pada alat. Jika tumbukan akan kehilangan energi tergantung pada inti material formasi. Energi neutron yang hilang tergantung pada jenis energi yang ditumbuk.

Zona gas sering diidentifikasi dengan menggabung *log* neutron dan *log* densitas. Penggabungan *log* neutron dan *log* densitas selain sangat baik untuk penentuan harga porositas, mengidentifikasi litologi dan untuk mengevaluasi kandungan serpih. Ketika rongga batuan diisi gas pembacaan *log* neutron akan lebih rendah dibanding bila rongga diisi oleh minyak atau air. Hal ini terjadi karena kandungan hidrogen pada gas jauh lebih rendah dibandingkan kandungan hidrogen pada minyak maupun air.

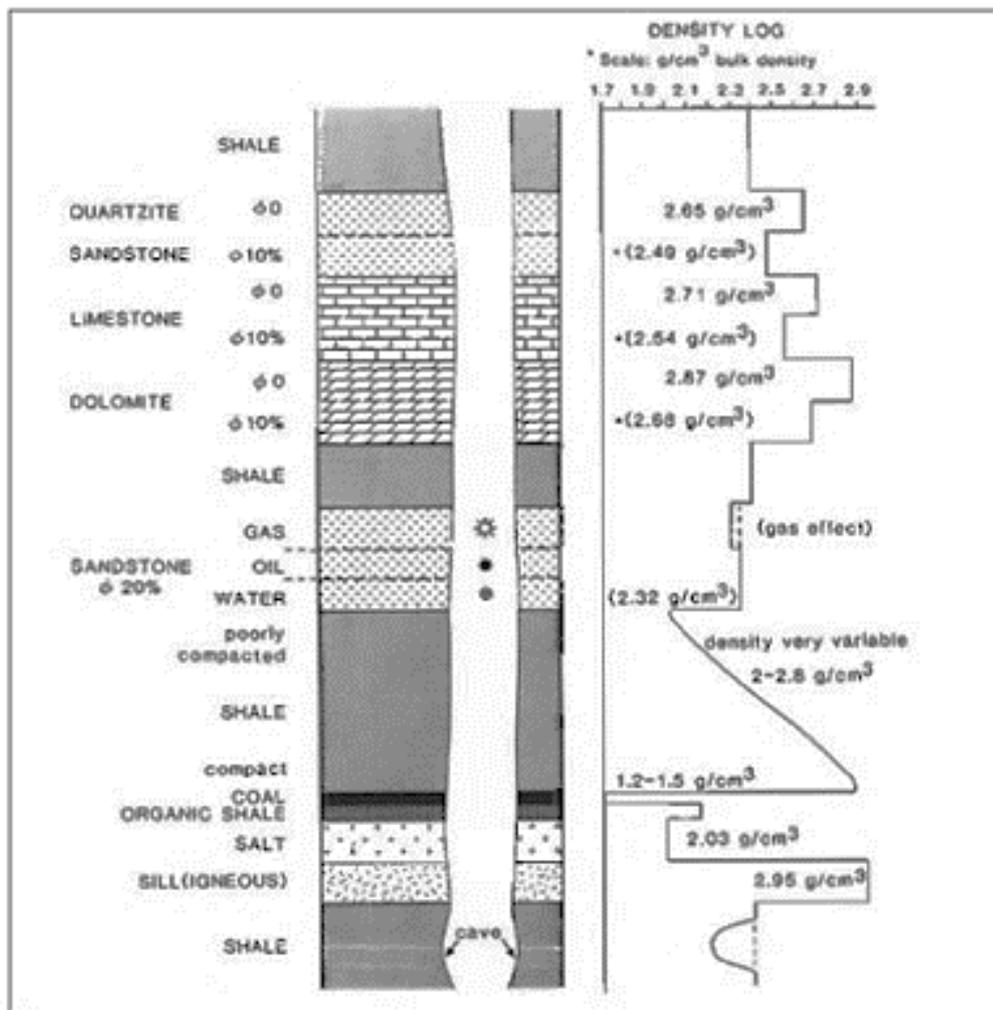


Gambar 11. Respon *log* neutron (Rider, 2002)

3.3.2.4. *Log Densitas*

Prinsip pencatatan dari *log densitas* adalah suatu sumber radioaktif yang dimasukkan kedalam lubang bor mengemisikan sinar gamma ke dalam formasi. Pada formasi tersebut sinar akan bertabrakan dengan elektron dari formasi. Pada setiap tabrakan sinar gamma akan berkurang energinya. Sinar gamma yang berhamburan dan mencapai detektor pada suatu jarak tertentu dari sumber terhitung sebagai indikasi densitas formasi. Karena itulah *log densitas* dapat mendeterminasi densitas. Elektron formasi dihubungkan dengan densitas *bulk* sesungguhnya dalam gr/cc. Harga densitas matrik batuan, porositas, dan densitas fluida terisi formasi.

Secara kuantitatif *log densitas* digunakan untuk mengukur porositas (*porosity*) 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 (Rider, 2002).

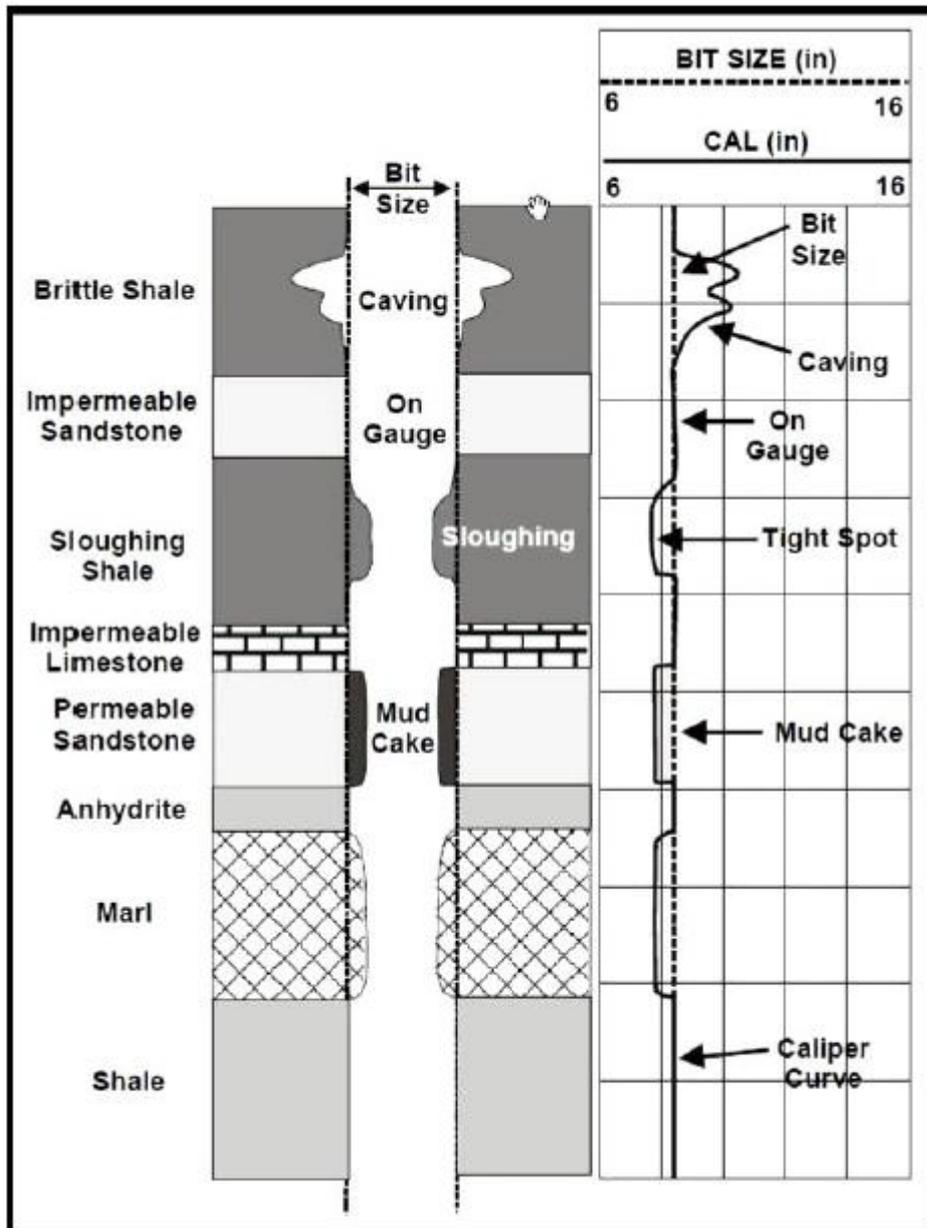


Gambar 12. Respon log densitas (Rider, 2002)

3.3.3. Log Caliper

Log ini merupakan log penunjang, keterangan log ini digunakan untuk mengetahui perubahan diameter dari lubang bor yang bervariasi akibat adanya berbagai jenis batuan yang ditembus mata bor. Tipikal respon caliper untuk berbagai litologi dapat dilihat pada Gambar 13. Pada lapisan *shale* atau *clay* yang permeabilitasnya hampir mendekati nol, tidak terjadi kerak lumpur sehingga terjadi keruntuhan dinding sumur bor (*washed out*) sehingga dinding sumur bor mengalami perbesaran diameter. Sedangkan pada lapisan permeabel terjadi pengecilan lubang sumur bor karena terjadi endapan lumpur pada dindingnya yang disebut kerak lumpur (*mud cake*). Sedangkan pada lapisan yang impermeabel diameter lubang bor akan

bertambah besar karena ada dinding yang runtuh. Pada dinding sumur yang tidak mengalami proses penebalan dinding sumur, diameter lubang bor akan tetap. *log* ini berguna untuk mencari ada atau tidaknya lapisan permeabel (Rider, 2002).



Gambar 13. Respon *log* caliper (Rider, 2002)

3.4. Interpretasi *Logging*

Lapiran prospek dapat teridentifikasi dengan melakukan interpretasi *logging*. Interpretasi *logging* ini dibagi menjadi interpretasi kualitatif dan interpretasi

kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan untuk mengidentifikasi lapisan poros permeabel dan ada tidaknya fluida. Sedangkan interpretasi kuantitatif dilakukan untuk menentukan harga parameter petrofisika batuan seperti kandungan lempung, porositas batuan, resistivitas fluida saturasi air dan permeabilitas batuan.

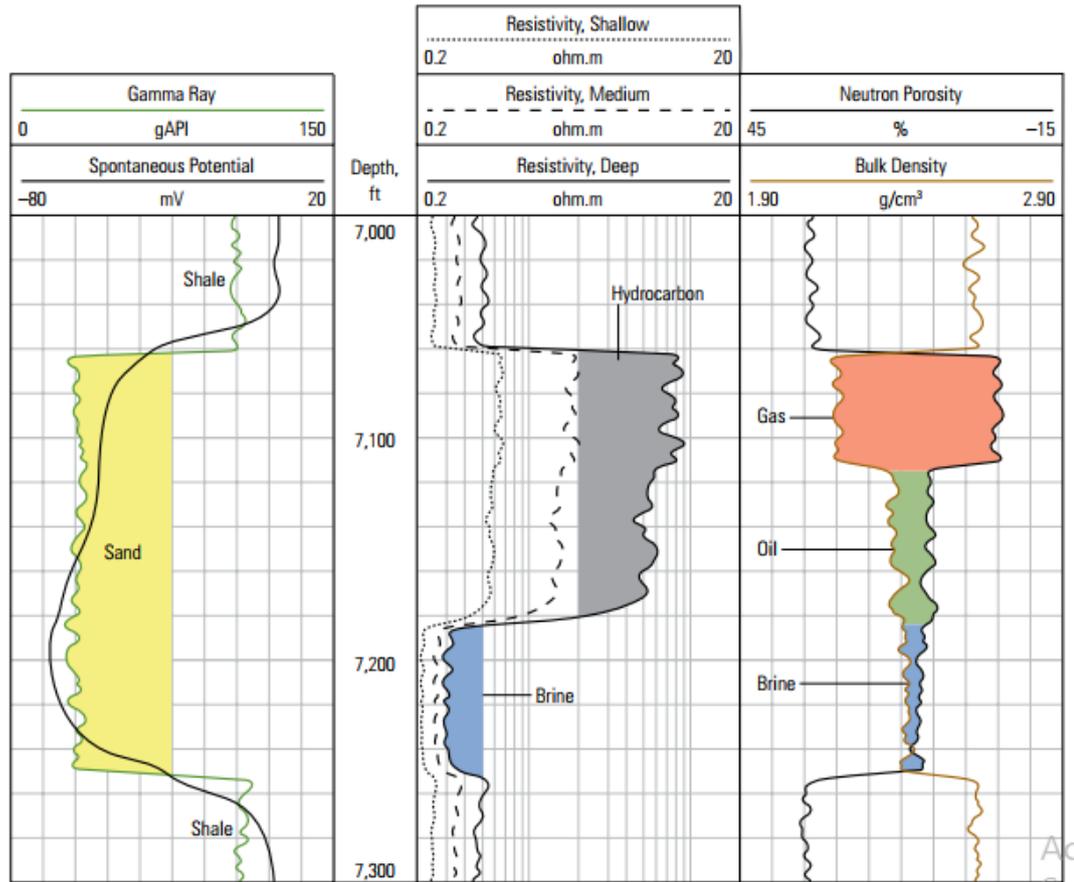
3.4.1. Interpretasi Kualitatif

Setelah melakukan *logging* maka selanjutnya dilakukanlah interpretasi terhadap data pengukuran secara kualitatif guna memperkirakan kemungkinan adanya lapisan poros permeabel dan ada tidaknya fluida. Tujuan dari interpretasi kualitatif ini adalah untuk mengidentifikasi litologi dan fluida hidrokarbon yang meliputi identifikasi lapisan poros permeabel, ketebalan dan batas lapisan serta kandungan fluidanya. Pada interpretasi kualitatif, digunakan *log gamma ray* untuk mengidentifikasi zona *permeable*. Interpretasi kualitatif berikutnya dilakukan dengan melihat *cross-over* kurva *neutron porosity hydrogen index* (NPHI) terhadap kurva *bulk density* (RHOB) yang telah di-*overlay* sebelumnya dengan *range* kurva berlawanan. Kurva dengan *cross-over* pada zona *permeable* mengindikasikan reservoir hidrokarbon (Pratiknyo dkk, 2017).

Log gamma ray secara baik mampu memisahkan lapisan *shale* dan non-*shale*. Ini disebabkan karena unsur-unsur radioaktif banyak terendapkan dalam lapisan *shale*. *Log* resistivitas mampu memisahkan litologi umum, seperti lempung yang memiliki nilai resistivitas rendah, gamping yang memiliki nilai resistivitas tinggi, dan mineral batubara yang memiliki nilai resistivitas sangat tinggi. Nilai resistivitas sebgaiian besar dipengaruhi oleh fluida pengisi ruang pori batuan sehingga untuk jenis kandungan fluida dapat diidentifikasi berdasarkan nilai dari *log* resistivitas. Pemisahan *log* densitas-neutron merupakan salah satu cara terbaik untuk menentukan litologi. Hal ini dapat dicapai jika skala pembacaan *log* densitas dan neutron sesuai. Umumnya skala yang digunakan 1,7-2,7 gr/cm³ untuk *log* densitas dan 0-60 pu untuk *log* neutron. Ketika kedua *log* berhimpit maka zona tersebut diidentifikasi sebagai

formasi gamping. Ketika terjadi pemisahan positif yang cukup besar maka zona tersebut merupakan formasi gamping. Dan ketika terjadi pemisahan negatif, maka zona tersebut merupakan zona formasi batuan pasir (Putri, 2017).

Gambar 14 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.



Gambar 14. Interpretasi kualitatif zona reservoir (Varhaug, 2016)

3.4.2. Interpretasi Kuantitatif

Dalam analisa *logging*, interpretasi kuantitatif dimaksudkan untuk mengetahui harga parameter petrofisika batuan seperti kandungan lempung, porositas batuan, resistivitas fluida, saturasi air dan permeabilitas batuan.

3.4.2.1. Penentuan *Volume Shale*

Untuk menghitung *volume shale* yang terdapat di suatu reservoir dapat menggunakan dari *log gamma ray*. Dalam perhitungannya diperlukan interpretasi formasi yang masih mengandung *shale*. Jumlah *shale* pada suatu formasi atau reservoir dapat mempengaruhi sifat atau kualitas formasi atau reservoir tersebut seperti mengurangi porositas efektif, mengurangi permeabilitas, dan merubah resistivitas.

Volume shale ini digunakan untuk menentukan besaran *shale* yang terkandung dalam suatu batuan. Secara ideal batuan selain *shale*, lempung, dan mineral lempung tentu akan memiliki nilai *Volume shale* yang tinggi. Oleh karena itu, *volume shale* dapat digunakan sebagai *cut-off* untuk membedakan antara batuan *shale clay* dan *non shale*. Perhitungan parameter *volume shale* salah satunya dapat menggunakan metode linear yaitu menghitung indeks *gamma ray* (Asquith, 2004).

Nilai *gamma ray* yang tinggi mengindikasikan batuan tersebut adalah batuan *shale* atau lempung. Hal ini dikarenakan *log gamma ray* merekam unsur radioaktif seperti thorium, potassium dan uranium yang mana unsur-unsur tersebut banyak ditentukan pada mineral lempung. Formasi yang bersih biasanya mengandung sifat radioaktif yang kecil, kecuali lapisan-lapisan tersebut mengandung mineral tertentu yang bersifat radioaktif misalnya garam-garam potassium terlarutkan sehingga mempengaruhi pembacaan pada *gamma ray*. Dalam petrofisika perlu dilakukan perhitungan *volume shale* terutama pada lapisan *shaly sand* dimana kandungan *clay* dapat mempengaruhi dalam penilaian produktifitas suatu lapisan reservoir.

Perhitungan *Volume Shale* dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

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

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

Keterangan:

IGR = Indeks *shale gamma ray* (%)

GR_{log} = *Gamma ray* formasi

GR_{min} = *Gamma ray log* minimum

GR_{max} = *Gamma ray log* maksimum

3.4.2.2. Penentuan Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume ruang yang kosong (pori-pori) terhadap volume total batuan (Satiawati dkk, 2015). Dalam reservoir minyak, porositas menggambarkan persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas.

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

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen (Loversen, 1954). Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen (Labo, 1987).

Ada beberapa alat untuk menentukan porositas yaitu *log* neutron, *log* densitas (semua formasi, tapi pada prinsipnya bekerja pada batuan yang kurang kompak dan batuan *shaly*), dan *log* sonic (dalam batuan keras dan *consolidated* atau kompak).

a. Porositas Densitas (ϕ_D)

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

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

Koreksi porositas densitas (ϕ_{DC})

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

Dimana:

ϕ_D = porositas densitas

ρ_{ma} = densitas matriks batuan (g/cm³)

ρ_b = densitas bulk yang dibaca pada kurva *log* RHOB (g/cm³)

ρ_f = densitas fluida (air) (g/cm³)

ϕ_{DC} = porositas densitas terkoreksi

ϕ_{Dsh} = porositas densitas *shale*

Vsh = volume *shale* dari nilai *Vsh* minimal

Berikut merupakan table dari nilai densitas matriks berbagai jenis litologi. Nilai ini konstan untuk digunakan dalam persamaan porositas densitas.

Tabel 3. Nilai densitas matriks dan fluida batuan (Schlumberger, 1972)

Litologi	Fluida	ρ_{ma}	ρ_f
		(kg/m ³)	(kg/m ³)
Batupasir		2648	
Batugamping		2710	
Dolomit		2876	
	<i>Fresh Water Mud</i>		1000
	<i>Salt Water Mud</i>		1150
	<i>Oil Mud</i>		900

b. Porositas Neutron (ϕ_N)

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

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

Porositas total (ϕ_{total})

$$\phi_{total} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (5)$$

Koreksi porositas neutron (ϕ_{NC})

$$\phi_{NC} = \phi_N - (\phi_{Nsh} \times Vsh) \quad (6)$$

Dimana:

ϕ_N = porositas neutron

ϕ_D = porositas densitas

ϕ_{NC} = porositas neutron terkoreksi

ϕ_{Nsh} = porositas neutron *shale*

Vsh = volume *shale* dari nilai Vsh min

c. Porositas Densitas-Neutron (ϕ_e)

Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen (Labo, 1987). Dapat ditentukan dengan persamaan berikut.

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

Berdasarkan ukuran serta kualitas, porositas pada batuan reservoir dapat dibedakan seperti pada Tabel 4.

Tabel 4. Ukuran porositas dan kualitas (Koesoemadinata, 1980)

Nilai Porositas	Kualitas
0 – 5%	Dapat diabaikan
5 – 10%	Buruk
10 – 15%	Cukup
15 – 20%	Baik
20 – 25%	Sangat Baik
>25%	Istimewa

3.4.2.3. Penentuan Saturasi Air

Saturasi air merupakan fraksi atau persentase dari rongga pori batuan yang terisi oleh fluida (Dewanto, 2009). Parameter ini merupakan salah satu parameter penting untuk kelayakan sumur untuk diproduksi. Kejenuhan fluida yang berada dalam pori adalah rasio antara volume cairan dengan volume ruang pori. Sebagai contoh, kejenuhan air suatu batuan adalah 10%, hal ini berarti 1/10 dari ruang pori terisi dengan air, sedangkan sisanya terisi oleh sesuatu yang lain (misalnya minyak, gas, udara atau yang lainnya) Pori batuan ini tidak bisa kosong. Data saturasi pada umumnya dilaporkan dalam satuan persen, meskipun ada sebagian kecil yang masih dalam bentuk persamaan (Crain, 2012).

Nilai saturasi air (S_w) dari *log* resistivitas dalam formasi bersih (*cleansand*) dapat ditentukan berdasarkan persamaan Archie (Harsono, 1997).

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^{mR_t}}} \quad (8)$$

Dimana:

S_w = saturasi air

Φ = porositas

a = faktor turtoisitas

m = eksponen sementasi

n = eksponen saturasi

R_w = nilai resistivitas air formasi

R_t = nilai resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas

Metode Archie ini memiliki kelebihan diantaranya dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan *shale* atau *clean sand formation*. 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. Metode Archie ini selain memiliki beberapa kelebihan tentu masih memiliki beberapa kekurangan 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 (Dwiyono, 2014).

Dari persamaan Archie, diturunkan beberapa persamaan yang cocok digunakan dalam perhitungan saturasi air pada formasi *shaly sand*, antara lain.

Persamaan Simandoux

$$S_w = \frac{a.R_w}{\phi^2} \left[\sqrt{\frac{5\phi^2}{R_w.R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (9)$$

Persamaan Indonesia

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a.R_w}} \right) + \frac{V_{sh}^{(1-0.5V_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} \times S_w^{n/2} \quad (10)$$

Dimana:

S_w = saturasi air dari zona *uninvaded* (metode Archie)

ϕ = porositas

a = faktor turtoisitas

m = eksponen sementasi

n = eksponen saturasi

R_w = nilai resistivitas air formasi

R_t = nilai resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas

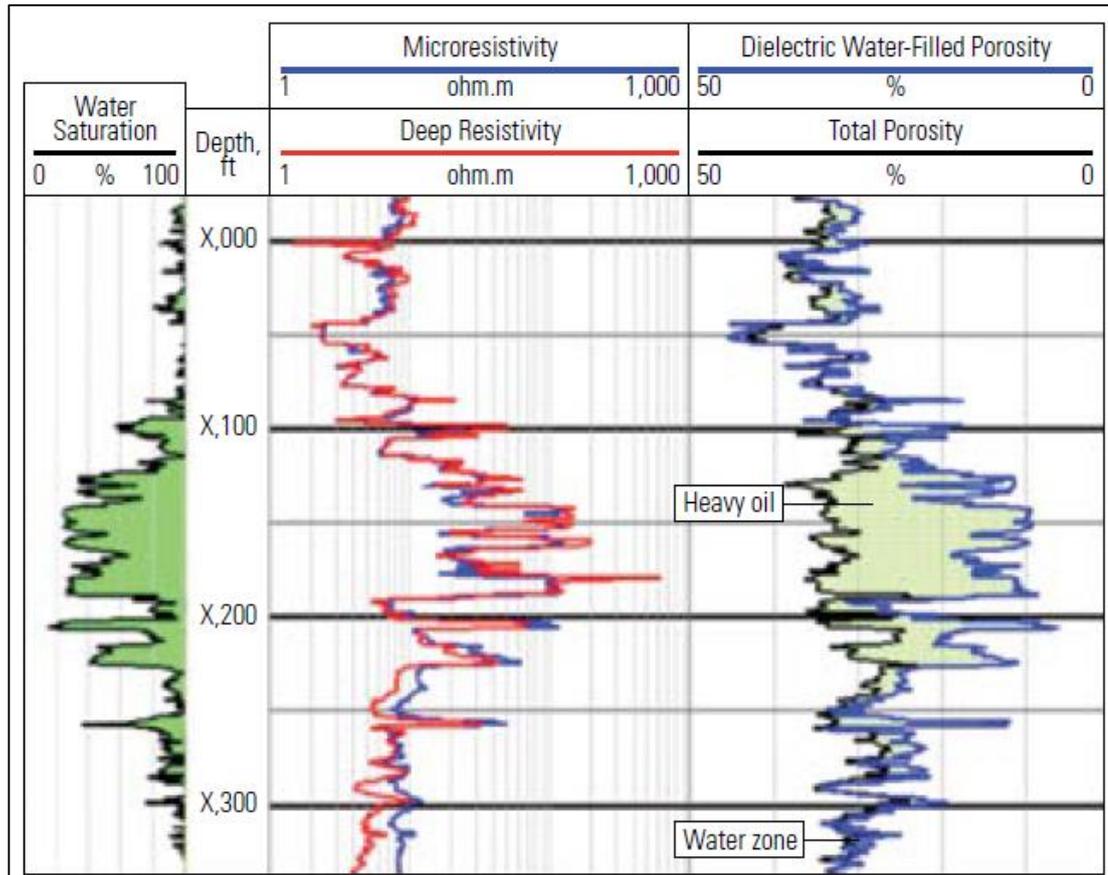
R_{sh} = resistivitas pada *shale*

V_{sh} = volume *shale*

C = nilai konduktivitas pada batupasir 0.4 pada batugamping 0.45

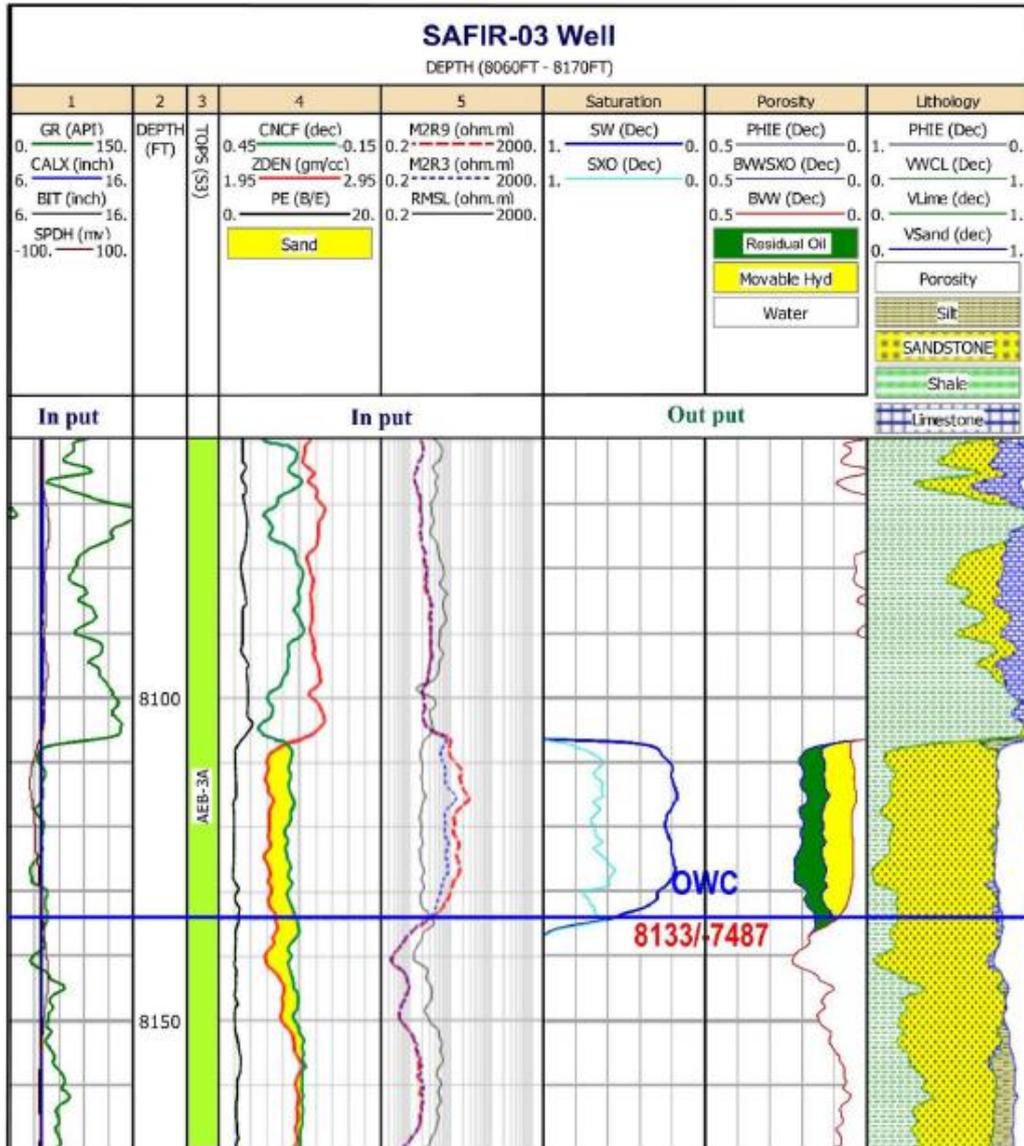
Tortuositas batuan merupakan parameter untuk menentukan tingkat keterhubungan pori batuan yang membentuk jalur untuk aliran fluida (Palciauskas, 1994). Faktor sementasi merupakan parameter utama untuk menentukan keakuratan perhitungan air jenuh untuk memperkirakan karakteristik *reservoir* (Archie, 1941). Butiran pada batuan sedimen diikat oleh semen yang membuat batuan tersebut menjadi terkonsolidasi dan tidak mudah lepas, semakin besar faktor sementasinya maka akan semakin kuat ikatan butiran sedimen tersebut dan sebaliknya semakin kecil faktor sementasinya maka semakin rendah tingkat konsolidasinya sehingga butiran mudah lepas. Harga faktor sementasi ini dapat diketahui dari analisa sampel *core* yang didapatkan dan analisa tersebut merupakan analisa *core* special yang merupakan rangkaian dari suatu penilaian formasi. Nilai faktor sementasi pada batuan karbonat akan menunjukkan angka yang tinggi. Umumnya nilai faktor sementasi untuk batupasir terkonsolidasi yaitu $1.8 < m < 2.0$.

Menurut Schlumberger (2016), dimana daerah yang memiliki kandungan fluida berupa air akan memiliki nilai saturasi air besar (80-90%), sedangkan untuk daerah yang memiliki kandungan fluida berupa hidrokarbon maka nilai saturasi air rendah (30-10%). Kemudian dengan adanya minyak, kurva porositas berisi air dari pengukuran dielektrik (*track* 3, biru) akan terbaca lebih rendah daripada kurva porositas total yang diperoleh dari pengukuran densitas-neutron (hitam). pemisahan ini menciptakan respons silang yang mudah diidentifikasi untuk membedakan minyak dari air.



Gambar 15. Interpretasi kuantitatif *log* (Schlumberger, 2016)

Menurut penelitian yang dilakukan oleh Elhossainy dkk (2021) dimana karakteristik reservoir menunjukkan bahwa volume *shale* kurang dari atau sama dengan 9% mencerminkan interval batupasir bersih (*cleansand*). Kemudian juga menampilkan nilai saturasi air yang rendah sekitar 10 – 23%), porositas efektif (19 – 23%), yang mencerminkan bahwa kualitas reservoir baik.



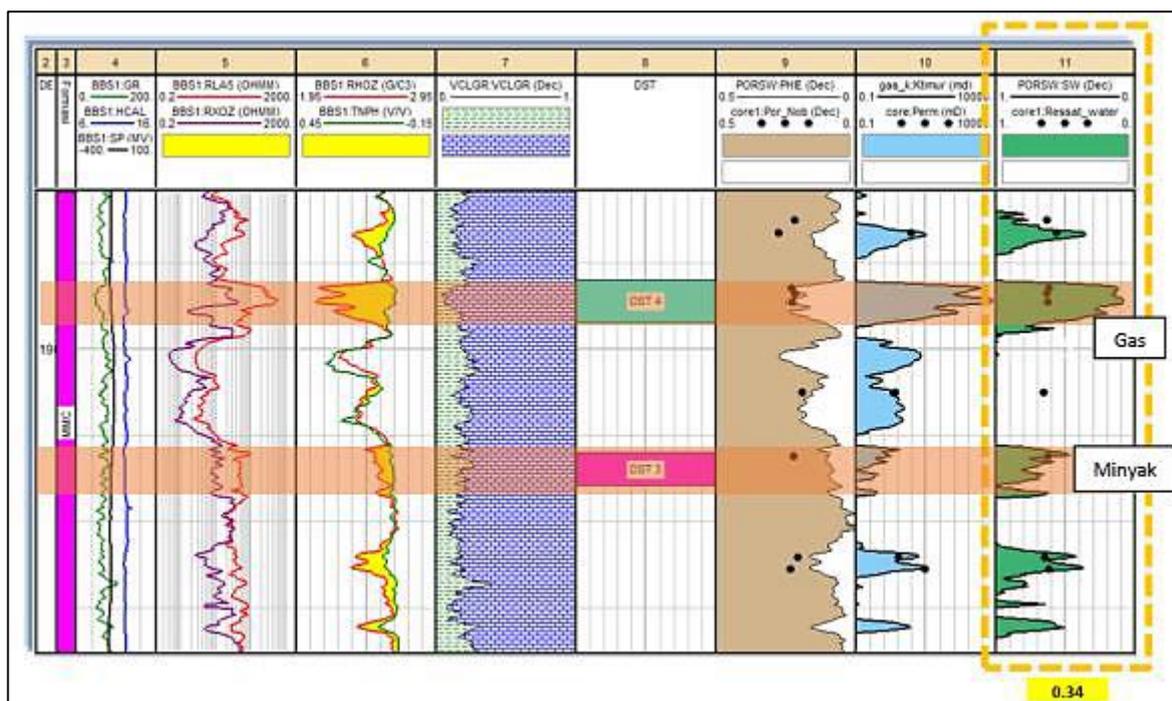
Gambar 16. Interpretasi kuantitatif pada zona reservoir (Elhossainy dkk, 2021)

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 5 di bawah ini:

Tabel 5. Interpretasi saturasi fluida Adim dalam (Dewanto, 2016)

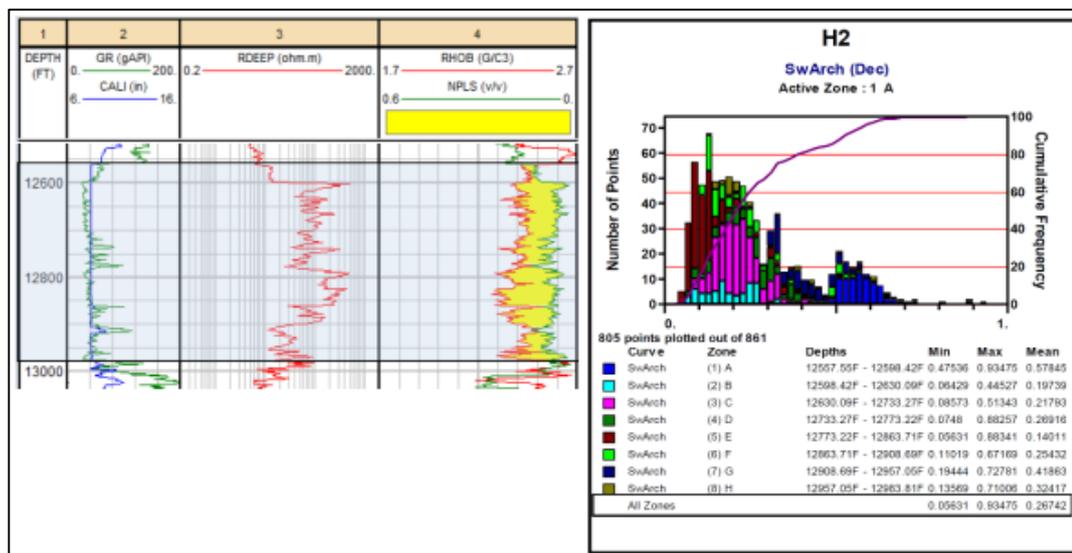
So Rata-rata	Sw Rata-rata	Perkiraan Jenis Reservoar
<3%	<50%	Res. Gas
2 – 5%	50 – 60%	Res. Minyak dan gas
>5%	60 – 75%	Res. Minyak
<1%	>75%	Res. Air

Menguatkan dari pernyataan (Adim, 1991), dari Gambar 18 yang merupakan penelitian (Arief, 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 17.** Interpretasi kuantitatif saturasi air (Arief, 2018)

Menurut penelitian Putri (2017), dimana untuk mendukung pernyataan Adim, 1991. Terlihat pada Gambar 18 dimana untuk log *gamma ray* yang terakan 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 18. Interpretasi kuantitatif berdasarkan saturasi air (Putri, 2017)

Kemudian berdasarkan penelitian Sirait dkk (2022), dimana dari hasil penelitiannya menyatakan bahwa dengan menggunakan pendekatan dua parameter yakni nilai saturasi air dan melihat pola separasi pada *crossover* secara *quick look* hasilnya nilai saturasi air pada zona terproduktif yaitu 10 – 27.1% yang mana perkiraan jenis fluida reservoir adalah gas. Kemudian pendekatan dari sisi parameter analisa secara *quick look* dari hasil pembacaan separasi pada *crossover* kurva *log* densitas dan neutron yang membentuk separasi yang relatif besar diindikasikan sebagai zona gas.

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:

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

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

1. Keperluan stratigrafi, dimana perusahaan minyak akan mengambil data formasi *core* pada daerah *development well*.
2. 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:

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

3.6. Mekanika Fluida

Mekanika adalah cabang ilmu yang menelaah hal-hal yang berkaitan dengan gaya dan gerakan. Fluida adalah zat yang berada dalam keadaan cair (liquid) dan gas. Zat cair adalah zat yang untuk jumlah massa tertentu akan memiliki volume tertentu yang tidak tergantung pada bentuk benda dimana zat cair tersebut ditempatkan. Untuk mengukur volume zat cair biasanya dilakukan dengan mengukur volume kontainer dimana zat cair itu berada. Namun volume yang sebenarnya hanyalah sesuai jumlah yang mengisi kontainer tersebut. Jika volumenya lebih kecil dari kontainer, maka akan terbentuk permukaan bebas; misalnya pada danau dan tandon yang tidak terisi penuh. Sebaliknya, gas dengan jumlah massa tertentu bisa memiliki volume yang bervariasi sesuai dengan wadah dimana gas itu berada.

Gaya yang bekerja pada fluida dikelompokkan menjadi 2; pertama, gaya permukaan (*surface force*) yaitu gaya yang bekerja pada batas/permukaan fluida melalui kontak fisik, terdiri dari gaya tekan atau tekanan dan gaya geser; kedua, gaya badan (*body force*) yaitu gaya yang bekerja tanpa kontak fisik dimana gaya tersebut didistribusikan ke seluruh elemen fluida, terdiri dari gaya gravitasi, gaya sentrifugal, gaya Coriolis dan gaya elektromagnetik. Pada semua pembahasan dalam buku ini, gaya-gaya yang diperhitungkan adalah tekanan, gaya geser dan gravitasi, sedang yang lainnya diabaikan.

Fluida *compressible* atau mampu mampat adalah fluida yang densitas atau kerapatan massanya bisa berubah-ubah; densitas meningkat jika menerima tekanan, dan menurun jika mengalami ekspansi. Fluida *incompressible* atau tak mampu mampat adalah fluida yang jika dikenai tekanan perubahan kerapatan massanya sangat kecil sehingga diabaikan dan dianggap tidak bisa berubah densitasnya. Udara mampu dimampatkan oleh kompresor; sedangkan udara yang mengalir di sekitar bodi mobil atau kipas angin umumnya dianggap inkompresibel. Udara yang bergerak cepat, akan mengalami kompresi; namun biasanya baru dianggap kompresibel jika kecepatannya melebihi sepertiga dari

kecepatan suara. Air dalam berbagai macam aplikasi selalu dianggap inkompresibel karena perubahan densitasnya sangat kecil.



Gambar 19. Aliran laminar dan turbulen

Aliran internal adalah aliran fluida yang dibatasi oleh permukaan padat, misalnya aliran dalam pipa. Sedangkan aliran eksternal adalah aliran fluida di sekitar benda padat; dimana benda tersebut dilingkupi atau direndam oleh aliran fluida, misalnya aliran di sekitar bodi mobil dan aliran melintasi gedung/bangunan. Sebuah kategori lain yang tidak termasuk dalam aliran internal maupun eksternal adalah aliran dalam saluran terbuka (*open channel flow*); misalnya aliran melalui sungai.

Selain istilah-istilah sesuai pengkategorian di atas, kita akan sering menggunakan istilah aliran stedi (*steady*) dan tidak stedi (*unsteady*) serta aliran seragam (*uniform*) dan tidak seragam (*non uniform*). Bila properti-properti fluida di suatu posisi dalam medan aliran tidak berubah menurut waktu, aliran tersebut disebut aliran stedi atau aliran stasioner. Pada aliran stedi, variabel-variabel aliran bisa berubah dari satu posisi ke posisi lainnya, tetapi nilai variabel tersebut harus tetap di posisi yang sama setiap saat. Sedangkan aliran tidak stedi adalah aliran dimana propertinya berubah terhadap waktu. Suatu aliran dikatakan seragam bila kecepatan pada arah tegak lurus terhadap penampang saluran sama besar di seluruh bagian permukaan penampang tersebut. Dalam kebanyakan eksperimen aliran fluida, aliran dikondisikan dalam keadaan seragam.

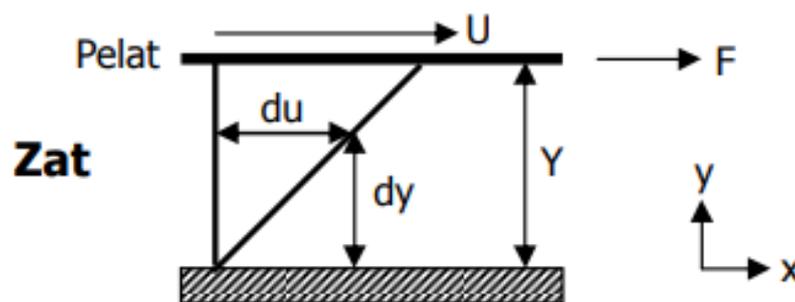
Dalam analisis mekanika fluida ada juga istilah fluida ideal (*ideal fluids*) dan fluida sempurna (*perfect fluids*). Fluida ideal adalah fluida yang tanpa viskositas dan tidak bisa dimampatkan; fluida yang diidealkan ini sebenarnya tidak ada. Sedangkan fluida sempurna adalah fluida tanpa viskositas, tapi bisa dimampatkan.

Ide-ide dasar yang mendefinisikan fluida

a. Tegangan Geser (τ)

Tegangan geser (τ) adalah komponen gaya yang menyinggung permukaan (F) dibagi luas permukaan (A).

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (11)$$



Gambar 20. Tegangan geser

Dimana:

F = Gaya pada plat (N)

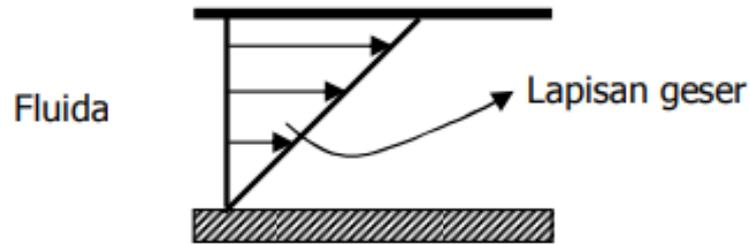
U = Kecepatan gerak plat (m/s)

Y = Ketinggian zat (m)

A = Luas permukaan plat (m^2)

Jika F menyebabkan plat bergerak dengan kecepatan U , sedang zat yang berada di antara plat dan permukaan padat memiliki kecepatan $du \neq U$, maka zat tersebut telah mengalami deformasi. Maka, zat tersebut adalah fluida.

b. Lapisan Geser (*Shear Layer*)



Gambar 21. Lapisan geser

Fluida yang berada dalam keadaan seperti di atas akan menghasilkan lapisan geser yang memiliki tebal (arah y) dan besar kecepatan tertentu. Lapisan geser tersebut membentuk variasi atau profil kecepatan pada arah aliran fluida. Kecepatan fluida pada dinding permukaan padat sama dengan nol, sedangkan pada dinding plat sama besar dengan kecepatan plat. Zat yang bukan fluida tidak menghasilkan profil kecepatan atau lapisan geser ini. Profil *shear layer* menghasilkan efek yang mempengaruhi efisiensi volumetris suatu aliran, mempengaruhi kerugian tekanan, perpindahan panas, dsb. Pada pesawat atau kendaraan antara mempengaruhi kestabilan dan efek suara.

c. Karakteristik Deformasi

Fluida akan mengalami deformasi terus menerus jika dikenai tegangan geser. Fluida tidak mampu menerima tegangan geser tanpa berubah bentuk (deformasi). Sedangkan zat padat memiliki reaksi deformasi yang terbatas jika menerima tegangan, yaitu baru mengalami deformasi jika tegangan yang diberikan lebih besar dari τ_{yield} nya. Dengan kata lain zat padat memerlukan sejumlah gaya tertentu untuk menghasilkan deformasi.

d. Viskositas

Viskositas adalah sifat atau ukuran kekentalan atau ketebalan fluida atau zat cair. Ini menggambarkan seberapa sulit fluida tersebut mengalir atau mengalir, dengan kata lain, seberapa resisten fluida terhadap perubahan bentuk atau gerakan. Viskositas tergantung pada sifat-sifat fisik dan kimia fluida, termasuk suhu, tekanan, dan komposisi kimia, serta kecepatan aliran fluida itu sendiri. Viskositas

umumnya diukur dalam satuan SI yang disebut pascal-sekon (Pas) atau milidetik-sekon (mPas).

Viskositas merujuk pada sifat kekentalan atau ketebalan fluida, yang terjadi akibat gesekan antara molekul cairan. Jika suatu cairan mudah mengalir, maka viskositasnya rendah, sedangkan jika suatu bahan sulit mengalir, maka viskositasnya tinggi. Newton mengembangkan hukum aliran kental, yang menurutnya gaya geser cairan konstan dalam kaitannya dengan gesekannya. Hal ini berlaku untuk fluida Newtonian, di mana perbandingan antara tegangan geser (τ) dan kecepatan geser (g) tetap konstan, dan disebut sebagai parameter viskositas.

$$\tau = \frac{F}{A} \approx \frac{du}{dy} \quad (12)$$

$$\tau = \mu \frac{du}{dy} \quad (13)$$

Dimana:

$\frac{du}{dy}$ = Gradien kecepatan pada arah vertikal, atau laju deformasi fluida

μ = Faktor kesebandingan antara τ dan $\frac{du}{dy}$ yang nilainya tergantung pada jenis fluidanya.

μ = disebut Viskositas (= kekentalan)

Berdasar rumus di atas, dapat disimpulkan: untuk tegangan geser yang sama fluida dengan viskositas tinggi akan mengalami deformasi dalam tingkat yang lebih kecil dibandingkan fluida dengan viskositas lebih rendah (= lebih encer).

Faktor-faktor yang mempengaruhi viskositas:

1. Kohesi: gaya tarik menarik antara molekul fluida.
2. Transfer momentum molekuler. Dalam fluida yang mengalir, terjadi transfer momentum yang melintasi *shear layer*. Perpindahan momentum tersebut mengakibatkan layer yang berdekatan memiliki kecepatan yang cenderung sama. Parameter yang mewakili transfer molekuler adalah $\frac{du}{dy}$.

Pada fluida diam atau fluida yang bergerak sedemikian hingga tidak terjadi gerak relatif antara layer terdekat $\frac{du}{dy} = 0$.

Viskositas cairan lebih didominasi kohesi (akibat molekul yang rapat). Gaya kohesi semakin kecil jika temperatur mengalami kenaikan, sehingga viskositas cairan menurun akibat peningkatan temperatur. Viskositas gas lebih dipengaruhi oleh transfer momentum (gerak molekuler). Viskositas gas meningkat akibat peningkatan temperatur.

3.7. Regresi Linear Sederhana

Analisis regresi sederhana bertujuan untuk mengetahui pengaruh dari suatu variabel terhadap variabel lainnya. Pada analisis regresi suatu variabel yang mempengaruhi disebut variabel bebas atau independent variable, sedangkan variabel yang dipengaruhi disebut variabel terkait atau dependent variable. Jika persamaan regresi hanya terdapat satu variabel bebas dengan satu variabel terkait, maka disebut dengan persamaan regresi sederhana. Jika variabel bebasnya lebih dari satu, maka disebut dengan persamaan regresi berganda. Pada regresi sederhana kita dapat mengetahui berapa besar perubahan dari variabel bebas dapat mempengaruhi suatu variabel terkait.

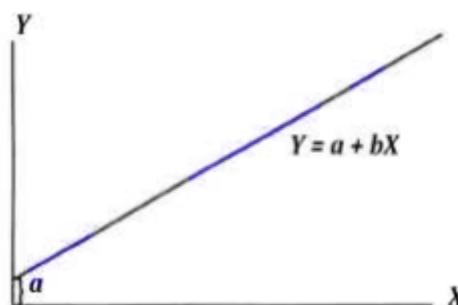
Variabel yang mempengaruhi disebut dengan berbagai istilah: variabel independen, variabel bebas, variabel penjelas, variabel eksplanatorik, atau variabel X karena dalam grafik sering digambar sebagai absis atau sumbu X). Variabel yang dipengaruhi dikenal sebagai variabel dependen, variabel terikat, atau variabel Y. Kedua variabel ini dapat merupakan variabel acak (*random*), namun variabel yang dipengaruhi harus selalu variabel acak. Analisis regresi adalah salah satu analisis yang luas pemakaiannya. Analisis regresi digunakan untuk melakukan prediksi dan ramalan.

Analisis regresi juga dapat digunakan untuk memahami variabel – variabel bebas mana saja yang dapat berhubungan dengan variabel terikat, serta untuk mengetahui bentuk hubungan tersebut. Tujuan analisis regresi untuk

mendapatkan pola hubungan secara matematis dari variabel X dan variabel Y, dan untuk mengetahui besarnya perubahan variabel X terhadap variabel Y, serta untuk memprediksi variabel Y jika nilai variabel X diketahui. Prinsip dasar pada persamaan regresi sederhana adalah bahwa antara variabel dependen (Y) dengan variabel independennya (X) harus memiliki sifat hubungan sebab akibat atau hubungan kausalitas, berdasarkan teori, dari hasil penelitian sebelumnya, atau juga yang didasarkan dari penjelasan logis tertentu.

Analisis regresi linier sederhana adalah hubungan secara linear antara satu variabel independen (X) dengan variabel dependen (Y). Analisis regresi sederhana dapat digunakan untuk mengetahui arah dari hubungan antara variabel bebas dengan variabel terikat, apakah memiliki hubungan positif atau negatif serta untuk memprediksi nilai dari variabel terikat apabila nilai variabel bebas mengalami kenaikan ataupun penurunan. Pada regresi sederhana biasanya data yang digunakan memiliki skala interval atau rasio.

Persamaan regresi linier sederhana merupakan suatu model persamaan yang menggambarkan hubungan satu variabel bebas/*predictor* (X) dengan satu variabel tak bebas/*response* (Y), yang biasanya digambarkan dengan garis lurus, seperti disajikan pada Gambar 22.



Gambar 22. Ilustrasi garis regresi linear

Rumus regresi linear sederhana sebagai berikut:

$$\hat{Y} = a + bX \quad (14)$$

Dimana:

\hat{Y} = garis regresi/ *variable response*

a = konstanta (intersep), perpotongan dengan sumbu vertikal

b = konstanta regresi (*slope*)

X = variabel bebas/ *predictor*

Besarnya konstanta a dan b dapat ditentukan menggunakan persamaan:

$$a = \frac{(\sum Y_i)(\sum X_i^2) - (\sum X_i)(\sum X_i Y_i)}{n \sum X_i^2 - (\sum X_i)^2} \quad (15)$$

$$b = \frac{n(\sum X_i Y_i) - (\sum X_i)(\sum Y_i)}{n \sum X_i^2 - (\sum X_i)^2} \quad (16)$$

Yang mana n = jumlah data

Untuk mengukur kekuatan hubungan antar *variable predictor* X dan *response* Y , dilakukan analisis korelasi yang hasilnya dinyatakan oleh suatu bilangan yang dikenal dengan koefisien korelasi. Biasanya analisis regresi sering dilakukan bersama-sama dengan analisis korelasi. Persamaan koefisien korelasi (r) diekspresikan oleh:

$$r = \frac{n \sum_{i=1}^n X_i Y_i - (\sum_{i=1}^n X_i)(\sum_{i=1}^n Y_i)}{\sqrt{[n \sum_{i=1}^n X_i^2 - (\sum_{i=1}^n X_i)^2][n \sum_{i=1}^n Y_i^2 - (\sum_{i=1}^n Y_i)^2]}} \quad (17)$$

Koefisien determinasi (r^2) merupakan konstanta yang menunjukkan besarnya variasi Y_i setiap terjadi perubahan satu satuan X_i (Gujarati dan Porter, 2009). Dalam implementasi keseharian, bisa diartikan sebagai besarnya pengaruh variabel X_i terhadap variabel Y yang dinyatakan dalam persen. Koefisien determinasi dapat ditentukan dengan mengkuadratkan koefisien korelasi.

IV. METODE PENELITIAN

4.1. Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun penelitian dilakukan di:

Tempat : Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi

Alamat : Jl. Soemantri Brojonegoro No. 1, Gedung Meneng, Kec.
Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung.

Waktu : Januari s.d Juli 2023

4.2. Jadwal Kegiatan Penelitian

Adapun jadwal pelaksanaan kegiatan penelitian pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

4.3. Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Laptop
2. Data *log* Sumur (.Las)
3. Data *core*
4. *Software Interactive Petrophysics*
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 literature. Studi literature berguna untuk mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar yang dapat menunjang dan memudahkan proses penelitian.

4.4.2. Persiapan dan Pengumpulan Data

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

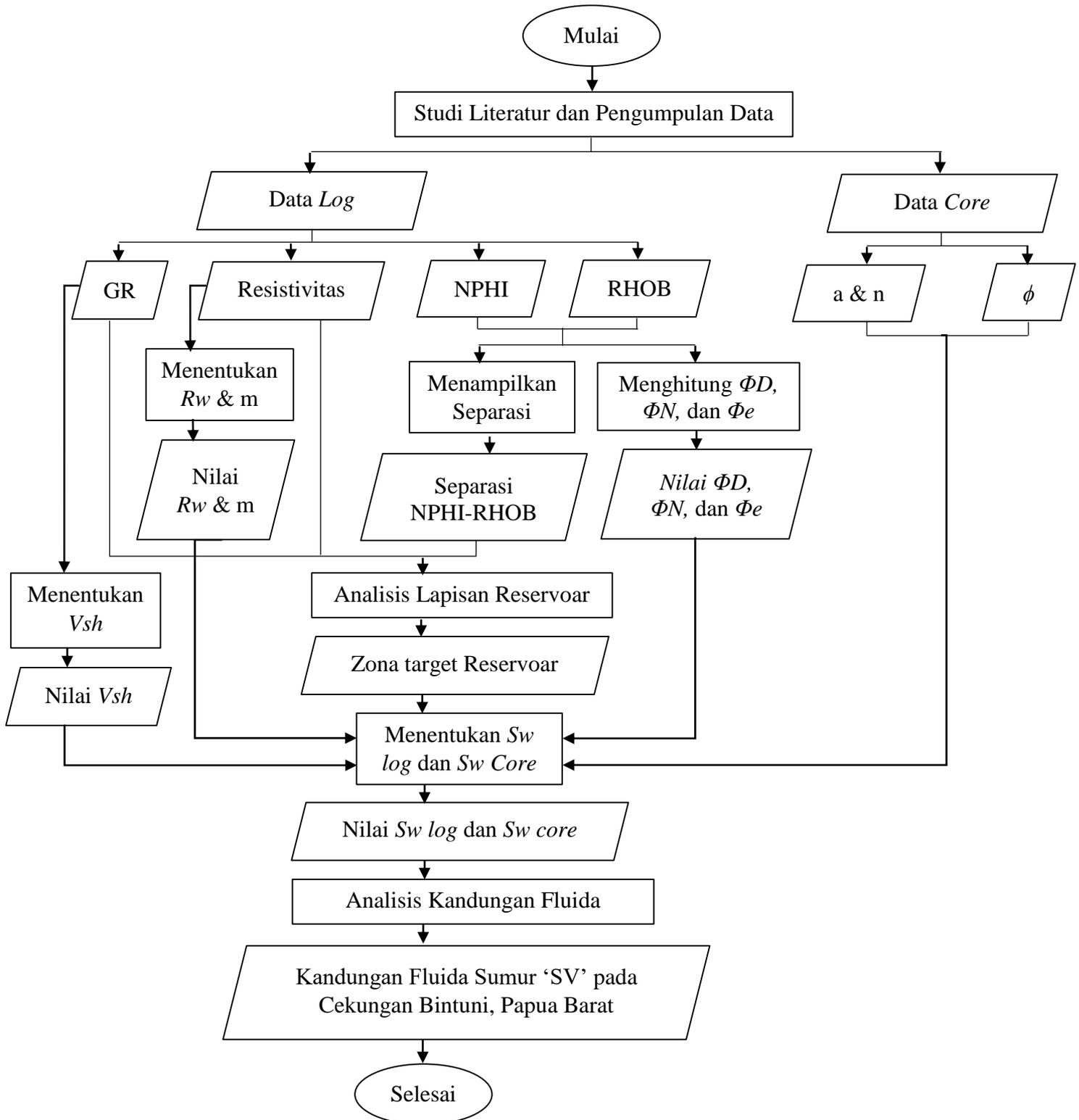
4.4.3. Pengolahan Data

Proses pengolahan data menggunakan 2 jenis data yaitu data *log* sumur dan data *core*. Dimana data *log* dan data *core* masing-masing terdiri atas 4 sumur yaitu sumur SV2, sumur SV4, sumur SV5, dan sumur SV6. Jenis-jenis *log* yang digunakan pada penelitian ini yaitu *log gamma ray*, *resisitvity log*, *density log*, dan *log neutron*. Hal pertama yang dilakukan pada pengolahan data yaitu membuat *triple combo* untuk tiap-tiap sumur dengan bantuan

software Interactive Petrophysics yang kemudian dianalisis secara kualitatif untuk menentukan zona target reservoir dengan melihat nilai *log gamma ray* yang bernilai rendah, kemudian nilai resistivitas yang tinggi, dan terdapat separasi antara *log neutron* dan *log densitas*. Selanjutnya yaitu melakukan perhitungan nilai indeks *gamma ray* yang digunakan untuk menghitung kandungan *shale* pada batuan yang kemudian digunakan untuk mencari nilai porositas efektif dari masing-masing zona target reservoir yang sudah ditentukan sebelumnya. Kemudian berdasarkan nilai porositas efektif hasil perhitungan *log* dengan nilai porositas hasil perhitungan *core* dilakukan perhitungan saturasi air (S_w) untuk melihat kandungan fluida yang ada pada tiap zona target reservoir pada tiap sumur tersebut. Sehingga didapatkan nilai S_w hasil perhitungan berdasarkan nilai porositas *log* dan S_w hasil perhitungan nilai porositas *core*.

4.5. Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian ini yaitu sebagai berikut:



Gambar 23. Diagram Alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan sumur SV2 dapat diketahui bahwa terdapat 4 zona target reservoir, pada sumur SV4 dapat diketahui bahwa terdapat 3 zona target reservoir, pada sumur SV5 dapat diketahui bahwa terdapat 4 zona target reservoir, dan pada sumur SV6 dapat diketahui bahwa terdapat 4 target reservoir.
2. Berdasarkan hasil perhitungan volume *shale* pada sumur SV2 memiliki rentang nilai volume *shale* cenderung rendah yaitu 2.95 – 11.32% dengan nilai porositas yaitu 2.50 – 25.6% dengan nilai nilai saturasi air yaitu 2.69% - 33.43%. Pada sumur SV4 memiliki rentang nilai volume *shale* cenderung rendah 4.25 – 14.22% dengan nilai porositas yaitu 10.6 – 18.7% dengan nilai saturasi air *log* yaitu 6.43% - 53.00%, kemudian pada sumur SV5 juga memiliki nilai volume *shale* yang rendah yaitu 4.20 – 12.33% dengan nilai porositas yaitu 5.80 – 15.30% dan memiliki nilai saturasi air yaitu 12.60% - 96.83% dan pada sumur SV6 memiliki rentang nilai volume *shale* yang rendah yaitu 3.72 – 9.12% dengan nilai porositas yaitu 1.65 – 12.50% dengan nilai saturasi air yaitu 20.13% - 93.28%.
3. Berdasarkan nilai saturasi air dominan rendah pada sumur SV2 sehingga memiliki jenis fluida berupa gas, kemudian pada sumur SV4 memiliki nilai saturasi air rendah hingga sedang sehingga memiliki jenis fluida berupa minyak dan gas, kemudian pada sumur SV5 dengan nilai saturasi air yang rendah hingga tinggi diindikasikan memiliki minyak dan gas hingga air, dan

pada sumur SV6 memiliki nilai saturasi air rendah hingga tinggi sehingga memiliki jenis fluida berupa gas hingga air.

6.2. Saran

Adapun saran pada penelitian ini yaitu untuk data *core* pada suatu sumur sebaiknya lebih lengkap, agar target pada setiap kedalaman ada data berdasarkan *core* nya, dan ditambah dengan data pendukung lainnya sehingga dapat diketahui jenis kandungan fluida lebih mendetail pada suatu sumur.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. (2009). *Gamma ray Log*. E-Book Ensiklopedia Seismik, ensiklopediseismik.blogspot.com diakses pada 27 Januari 2023 pukul 09.12 WIB.
- Abdullah, A. (2012). *Ensiklopedia Seismik*. E-Book Ensiklopedia Seismik, ensiklopediseismik.blogspot.com. Diakses pada 27 Januari 2023 pukul 20.35 WIB.
- 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.
- Archie, G. E. (1941). The Electrical Resistivity log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Transactions of the AIME*. 14(1), 54-62. <https://doi.org/10.2118/942054-G>.
- Arief, D.M., 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”. *Skripsi*. Teknik Geofisika Universitas Lampung. Lampung.
- Asquith, G.B., dan Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis for Geologists Second Edition*. AAPG, Methods in Exploration Series. Oklahoma.

- Craig, J. dan Quagliaroli, F. (2020). *The oil & gas upstream cycle: Exploration activity*. EPJ Web of Conferences. 246. 00008. 10.1051/epjconf/202024600008.
- Crain, E.R. (2012). *Crain Petrophysical Handbook, Water Saturation*, www.spec2000.net. Diakses pada tanggal 7 Februari 2023 pukul 07.16 WIB.
- Dewanto, O. (2009). *Well Logging Volume 6*. Teknik Geofisika Universitas Lampung. Lampung.
- Dewanto, O. (2016). *Petrofisika Log*. Universitas Lampung. Lampung.
- Dwiyono, I.F., dan Sarju, W. (2014). Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi. *Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7*. UGM. Yogyakarta.
- Elhossainy, M.M., Basal, A.K., ElBadrawy, H.T., Salam, S.A., dan Sarhan, M.A. (2021). Well logging data interpretation for appraising the performance of Alam El-Bueib reservoir in Safir Oil Field, Shushan Basin, Egypt. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, 2075–2089. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01165-7>.
- Ellis, D.V., dan Singer, J.M. (2007). *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*. Springer. Netherlands.
- Ghozali, I. (2016) *Aplikasi Analisis Multivariete Dengan Program IBM SPSS 23 Edisi 8*. Universitas Diponegoro. Semarang.
- Gujarati, D.N., dan Porter, D.C. (2009). *Basic Econometrics 5th Edition*. McGraw Hill Inc. New York.

- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log edisi 8*. Schlumberger Oil field Services.
- Haryono, A. (2010). Interpretasi Pola Sebaran Lapisan Batubara Berdasarkan Data Log *Gamma ray*. *Fisika Universitas Mulawarman*, 6(2), 1-6.
- Henage, L. F. (1993). Mesozoic and Tertiary Tectonics of Irian Jaya: Evidence for Non-Rotation of “Kepala Burung”. *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 22nd Annual Convention*. 763-792. Jakarta.
- Koesoemadinata, R.P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas bumi*. ITB. Bandung.
- Labo, J. (1987). *A Practical Introduction to Borehole Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists. Tulsa. [http://doi.org/ 10.1190/1.9781560802587](http://doi.org/10.1190/1.9781560802587).
- Lemigas. (2009). Paleogeografi dan Potensi HC Cekungan Pratersier Daerah Kepala Burung. *Program Penelitian dan Pengembangan Teknologi Eksplorasi Migas*. Jakarta.
- Loversen, A.I., (1954). *Geology of Petroleum*. W.H. Freeman and Company. San Fransisco.
- Marten, R. (2012). *Lithology and Fluid Prediction refresher, The Use (and Abuse) of Geophysics in Hydrocarbon Exploration and Development*. BP Indonesia, Unpublished.
- Mastoadji, E.K. (2007). *Basic Well Log Interpretation*. Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- 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. <http://dx.doi.org/10.12962/j23373520.v3i2.6887>.

- Palciauskas, V., & Guéguen, Y. (1994). *Introduction to The Physics of Rocks*. Princeton, Princeton University Press. New York.
- Perkins, T.W., dan Livsey, A.R. (1993). Geology of the Jurassic Gas Discoveries in Bintuni Bay, Western Irian Jaya. Jakarta. *Proceedings Twenty Second Annual, Indonesian Petroleum Association*. 793-830.
- Pigram, C.J., dan Sukanta, U. (1981). *Report on the geology of the Taminabuansheet area*. Indonesian Geological Research and Development Centre, Open File Report.
- Pratikyo, S., Dewanto, O., Haerudin, N., dan Sulistiyono. (2017). Estimasi Cadangan Migas Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Interpretasi Seismik pada Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat di Lapangan “RF” Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. 3(1), 71–84. <http://dx.doi.org/10.23960/jge.v3i1.1079>.
- Putri, H.L. (2017). Analisis Petrofisika Dan Karakterisasi Reservoir Migas Berdasarkan Data *Log* Dan Data *Core* Pada Sumur H2, H4, H5 Dan H6 Lapangan HLP Cekungan Bintuni, Papua Barat. *Skripsi*, Teknik Geofisika Universitas Lampung. 1-92.
- Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs (2nd edition)*. Whittles Publishing. Malta.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. Rider-French Consulting Ltd. Scotland.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Aplication*. Schlumberger Educational Services. Texas.

- Schlumberger. (1972). *Schlumberger Log Interpretation Volume I*. Schlumberger Well Services. USA.
- Schlumberger. (2016). Oilfield Review. *Oilfield Review in published and printed in the USA, Articles*, 28(1), 1-55.
- Setyaningsih, C. A. (2014). Pollen Pra-Tersier Daerah Kapala Burung, Papua. *Lembar Publikasi Minyak dan Gas Bumi*. 48. Lemigas. ISSN: 2089-3396. <https://doi.org/10.29017/LPMGB.48.1.226>.
- Setyowiyoto, J. dan Surjono, S.S. (2002). Analisis Sedimentologi dan Fasies Pengendapan Formasi Kerek di Daerah Biren dan Kerek, Kabupaten Ngawi, Jawa Timur. *Jurnal Media Teknik*, 25.
- Siallagan, F., Dewanto, O., dan Mulyatno, B. (2017). Analisis Reservoir Migas Berdasarkan Parameter Petrofisika Dari 7 Sumur Di Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(2). <http://dx.doi.org/10.23960/jge.v3i2.1040>.
- Sirait, D. S., Afifah, R. S., dan Karmila. (2022). Analisis Jenis Fluida berdasarkan nilai SW dan Log Sumur DS-19, CS-21, RS-23 Formasi Air Benakat Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal PETROGAS*, 4(1), 114 – 131.
- Toisuta, J. (2009). Pemetaan Bawah Permukaan dan Perhitungan Cadangan pada Formasi Kasi Berdasarkan Data Log dan Data Seismik di Lapangan “Julia” Cekungan Bintuni. *Skripsi*. UPN Veteran Yogyakarta. Yogyakarta.
- Varhaug, M. (2016). *Basic Well Log Interpretation*, Schlumberger: Oilfield Review.