

**PENENTUAN KANDUNGAN FLUIDA LAPISAN RESERVOAR DAN
TINGKAT MATURASI LAPISAN *SOURCE ROCK* PADA LAPANGAN “DY”
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

(Skripsi)

Oleh

Anisha Syafira Putri

1815051046



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2022

**PENENTUAN KANDUNGAN FLUIDA LAPISAN RESERVOAR DAN
TINGKAT MATURASI LAPISAN *SOURCE ROCK* PADA LAPANGAN “DY”
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Oleh

Anisha Syafira Putri

Skripsi

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

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2022

ABSTRAK

PENENTUAN KANDUNGAN FLUIDA LAPISAN RESERVOAR DAN TINGKAT MATURASI LAPISAN *SOURCE ROCK* PADA LAPANGAN “DY” CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT

Oleh

Anisha Syafira Putri

Dalam pengaplikasian metode *well logging* pada tiga titik sumur eksplorasi dan interpretasi data untuk mengetahui nilai kandungan fluida pada lapisan reservoir dan tingkat maturasi pada Cekungan Bintuni, Papua Barat. Penelitian ini menggunakan tiga titik sumur yang terdiri dari DY-1, DY-2 dan DY-3. Untuk mengetahui nilai kandungan fluida dapat dilakukan dengan dua cara yaitu melakukan interpretasi kualitatif untuk mengetahui zona target dan interpretasi kuantitatif untuk menghitung nilai resistivitas air, V_{shale} , porositas dan saturasi air. Dari hasil penelitian ini didapatkan bahwa pada sumur DY-1 memiliki nilai kandungan rata-rata adalah minyak, pada sumur DY-2 memiliki nilai kandungan rata-rata adalah minyak dan pada sumur DY-3 memiliki nilai kandungan rata-rata adalah minyak. Sementara pada sumur DY-1 memiliki 20 zona target *source rock* dengan 18 zona target *immature* dan 2 zona target *mature*, pada sumur DY-2 memiliki 26 zona target *source rock* dengan 18 zona target *immature* dan 8 zona target *mature* dan pada sumur DY-3 memiliki 16 zona target *source rock* dengan 13 zona target *immature* dan 3 zona target *mature*.

Kata Kunci: Kandungan Fluida, Saturasi Air, Tingkat Kematangan

ABSTRACT

***DETERMINATION OF THE FLUID CONTENT OF THE RESERVOAR LAYER
AND THE MATURATION LEVEL OF THE SOURCE ROCK LAYER IN “DY”
FIELD, BINTUNI BASIN, WEST PAPUA***

By

Anisha Syafira Putri

In the application of the well logging method at three points of exploration wells and data interpretation to determine the value of the fluid content in the reservoir layer and the maturity level in the Bintuni Basin, West Papua. This study uses three point wells consisting of DY-1, DY-2 and DY-3. To find out the value of fluid content can be done in two ways, namely carrying out qualitative interpretation to determine the target zone and quantitative interpretation to calculate the value of water resistivity, Vshale, porosity and water saturation. From the results of this study it was found that well DY-1 had an average content value of oil, well DY-2 had an average content value of oil and well DY-3 had an average content value of oil. While well DY-1 has 20 target source rock zones with 18 immature target zones and 2 mature target zones, well DY-2 has 26 target source rock zones with 18 immature target zones and 8 mature target zones and well DY-3 has 16 source rock target zones with 13 immature target zones and 3 mature target zones.

Keywords: Fluid Content, Water Saturation, Maturity Level

LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG
LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG
LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG
LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG
LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG
LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG
LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG
LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG
LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG
LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG UNIVERSITAS LAMPUNG

Judul Skripsi : PENENTUAN KANDUNGAN FLUIDA LAPISAN RESERVOAR DAN TINGKAT MATURASI LAPISAN SOURCE ROCK PADA LAPANGAN "DY" CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT

Nama Mahasiswa : Anisha Syafira Putri

Nomor Pokok Mahasiswa : 1815051046

Program Studi : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



MENYETUJUI,

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing 1

Pembimbing 2

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

**Ir. Bagus Spto Mulyatno, S.Si.,
NIP. 19700120 200003 1001**

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

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

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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



Sekretaris : Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.



Anggota : Karyanto, S.Si., M.T.

2. Dekan Fakultas Teknik



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

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 09 November 2022

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis ini bukan merupakan karya dari orang lain melainkan berdasarkan pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan tertentu dalam penulisan skripsi ini terdapat karya atau pendapat orang lain yang ditulis menurut sumbernya sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka secara jelas sesuai dengan norma, kaidah, dan etika penulisan.

Apabila pernyataan ini tidak benar maka saya bersedia dikenakan sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 17 November 2022



Anisha Syafira Putri
1815051046

RIWAYAT HIDUP



ANISHA SYAFIRA PUTRI, dilahirkan di Medan, Sumatera Utara pada tanggal 19 Januari 2001. Anak pertama dari pasangan Ayahanda Alm. David Sugama dan Ibunda Yudhy Rahmi Putri. Penulis memiliki adik bernama Muhammad Ichwan Gifari yang lahir pada tanggal 12 Februari 2004. Penulis mengenyam pendidikan dimulai sejak Taman Kanak-Kanak (TK) BIG, Kota Medan yang diselesaikan pada 2006. Sekolah Dasar (SD) yang diselesaikan pada SD Swasta Eria, Kota Medan pada tahun 2012. Sekolah Menengah Pertama (SMP) diselesaikan pada SMP IT Khairul Imam, Kota Medan pada tahun 2015. Sekolah Menengah Atas (SMA) diselesaikan pada SMA Al-Ulum, Kota Medan pada tahun 2018. Dan pada tahun 2018 penulis melanjutkan pendidikan di Universitas Lampung, Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Geofisika. Selama menjadi mahasiswa, penulis pernah menjadi asisten praktikum Metode Well Logging dan Metode Seismik. Pada 2021 penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung dengan Judul “Karakterisasi Litologi Berdasarkan Analisis Log Pada Sumur B-01 Di Lapangan Batubara Tanjung Enim, Sumatera Selatan”. Penulis aktif di beberapa organisasi, yaitu: pada tahun 2020-2021 penulis menjadi anggota di beberapa himpunan seperti pada Bidang Kesekretariatan dan Rumah Tangga himpunan HIMA TG Bhuwana, Dinas Kajian Strategi pada himpunan BEM FT, Divisi Pengembangan Sumber Daya Manusia (PSDM) pada himpunan SM-IAGI, dan menjadi sekretaris umum 2 pada himpunan HMGI Wilayah 1. Pada tahun 2021 penulis menjadi sekretaris umum pada himpunan HIMA TG Bhuwana dan menjadi anggota Divisi Internal pada himpunan SEG SC. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada 21 Januari 2022 dengan skripsi yang berjudul **“PENENTUAN KANDUNGAN FLUIDA LAPISAN RESERVOAR DAN TINGKAT MATURASI LAPISAN *SOURCE ROCK* PADA LAPANGAN “DY” CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT”**

PERSEMBAHAN

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

AYAHANDA DAN IBUNDA TERCINTA

ALM. DAVID SUGAMA

&

YUDHY RAHMI PUTRI

Yang telah memberikan kasih sayang, doa, dukungan, semangat, motivasi dan segala yang diberikan tiada hentinya untuk penulis. Semua hal yang diberikan oleh keduanya tidak dapat terbalaskan karena semua yang diberikan olehnya diberikan dengan sepenuh hati dan jiwa, hanya kelulusan inilah penulis dapat berikan, walau ini tidak ada sebandingnya yang telah mereka berikan kepada penulis, semoga ibunda sehat selalu dan tetap ada selalu disisi penulis karena hanya dialah yang penulis punya hingga akhir hayat. Dan untuk ayahanda terima kasih telah memberikan kenangan yang sangat indah untuk penulis. Penulis akan berusaha menjadi anak yang dapat membanggakan ayahanda dan ibunda.

ADIK TERCINTA

MUHAMMAD ICHWAN GIFARI

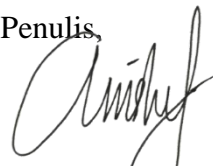
Adik yang saya sayangi, teman saya berkelahi, satu-satunya berlian yang saya punya, terima kasih telah ada untuk penulis, maaf hanya bisa penulis sampaikan karena belum bisa menjadi kakak yang baik untuk dedek. Semoga dedek bisa menjadi anak sholeh dan kebanggaan ayahanda dan ibunda baik didunia maupun diakhirat.

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan puji syukur kepada Allah SWT, atas berkat, rahmat serta karunia-Nya, Penulis dapat menyusun Skripsi dengan judul “**PENENTUAN KANDUNGAN FLUIDA LAPISAN RESERVOAR DAN TINGKAT MATURASI LAPISAN SOURCE ROCK PADA LAPANGAN “DY” CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**”. Adapun maksud dan tujuan dalam penulisan ini yaitu untuk memenuhi salah satu syarat dalam mencapai gelar sarjana teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung. Penulis menyampaikan terima kasihnya kepada semua pihak yang terlibat secara langsung maupun tidak langsung. Penulis menyadari dalam penulisan Skripsi ini masih jauh dari sempurna, dan banyak kekurangan baik dalam metode penulisan maupun dalam pembahasan materi. Hal tersebut dikarenakan keterbatasan kemampuan Penulis. Sehingga Penulis mengharaplan saran dan kritik yang bersifat membangun sehingga dikemudian hari dapat memperbaiki segala kekurangannya.

Bandar Lampung, 17 November 2022

Penulis,



Anisha Syafira Putri

NPM. 1815051046

SANWACANA

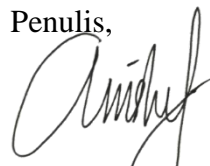
Alhamdulillah, puji dan syukur hanya untuk Allah SWT atas karunia-Nya sehingga Penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul “**PENENTUAN KANDUNGAN FLUIDA LAPISAN RESERVOAR DAN TINGKAT MATURASI LAPISAN SOURCE ROCK PADA LAPANGAN “DY” CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**”. Tidak lupa juga Penulis mengucapkan terima kasih kepada seluruh pihak yang secara langsung maupun tidak langsung memberikan ilmu, arahan dan juga semangat yang berlimpah. Penulis juga menyampaikan terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang mana Telah memberikan saya kesehatan dan kelancaran dalam melakukan pembuatan Skripsi.
2. Kedua orang tua Ayah Alm. David Sugama yang telah menemani saya selama dan hingga saya mendapatkan Universitas dan Jurusan yang diinginkan dan Bunda Yudhy Rahmi Putri dan Adik penulis Muhammad Ichwan Gifari yang penulis sayangi dan cintai yang telah memberi dukungan dan dorongan, semangat, cinta dan doa kepada penulis.
3. Bapak Karyanto, S.Si., M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung dan selaku penguji penulis yang telah memberi saran dan masukan, bimbingan dan arahan selama menjalankan Skripsi ini.
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing pertama yang telah memberikan arahan, bimbingan serta dukungan dalam menjalankan skripsi.
5. Bapak Ir. Bagus Supto M, S.Si., M.T. selaku dosen pembimbing kedua yang telah meluangkan waktunya serta telah memberikan arahan dan bimbingan dalam menjalankan skripsi.

6. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang penulis hormati yang telah memberikan saya banyak ilmu pengetahuan.
7. Sahabat yang sangat penulis sayangi dan banggakan Asih Eka Pratiwi yang selalu menemani penulis suka maupun duka,
8. Sahabat yang penulis banggakan Fitria Wulandari Raharjo dan Nisrina Nur Amelia yang telah menemani penulis suka maupun duka,
9. Sahabat-sahabat saya mila, bew, mbun, boy, dan pika yang penulis sayangi cintai dari lubuk hati terdalam, terima kasih telah menemani penulis selama 4 tahun ini, banyak suka duka dan juga kenangan yang sudah dilewatkan baik dikampus, luar kampus, kontrakan nenek, dan juga kontrakan abah, terima kasih dan maaf jika penulis banyak salah.
10. Keluarga besar Teknik Geofisika 2018 yang telah memberi dukungan dalam membantu penyusunan skripsi, terima kasih banyak untuk seluruh TG18, terima kasih untuk 4 tahun lebih yang sudah dilewatkan bersama, terima kasih kenangan yang sudah dibuat, terima kasih karena kalian penulis bisa melewati tahap ini.
11. Serta semua pihak yang secara langsung maupun tidak langsung yang telah terlibat dalam penyusunan skripsi.
12. Dan untuk diri sendiri, terima kasih mau bertahan hingga ditahap ini, terima kasih karena semua hal yang telah dilewatkan terima kasih, dan tetap semangat hingga kapan pun, kalau kamu lelah jangan dipendam yaa, kalau kamu marah jangan dipendaam,dan kalau kamu sedih jangan dipendam, kamu bisa karena banyak orang yang menyayangimu dan terakhir jadilah diri sendiri.

Bandar Lampung, 17 November 2022

Penulis,



Anisha Syafira Putri

NPM. 1815051046

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
DAFTAS GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xxii

I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penelitian	2
1.3. Batasan Masalah	2
1.4. Manfaat Penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1. Daerah Penelitian	4
2.2. Geologi Regional	5
2.2.1. Periode Oligosen Pertengahan Miosen (35 – 5 juta tahun yang lalu)	6
2.2.2. Periode Miosen Akhir – Pleistosen (15 – 2 juta tahun lalu)	7
2.3. Stratigrafi Regional	8
2.3.1. Formasi Kemum	9
2.3.2. Kelompok Aifam (Formasi Aimau, Formasi Aiduna/Aifat, Formasi Ainim)	10
2.3.3. Formasi Tipuma	10
2.3.4. Kelompok Kembelangan	10
2.3.4.1. Kembelangan Bawah	10
2.3.4.2. Kembelangan Atas	10
2.3.5. Formasi Warimpi	11
2.3.6. Kelompok Batu Gamping New Guinea (<i>New Guinea Limestone</i>)	11
2.3.7. Formasi Klasafet	11
2.3.8. Formasi Steenkool	11
2.4. Penelitian Sebelumnya	11
III. TEORI DASAR	
3.1. Sistem Petroleum (<i>Petroleum system</i>)	14
3.1.1. Batuan Sumber (<i>Source Rocks</i>)	15

3.1.2. Batuan Reservoir	16
3.1.3. Migrasi	17
3.1.4. Perangkap (<i>Trap</i>)	18
3.1.5. Batuan Penutup (<i>Cap Rock</i>)	18
3.2. <i>Well Logging</i>	18
3.2.1. <i>Log Gamma Ray</i>	19
3.2.2. <i>Log Resistivitas</i>	21
3.2.3. <i>Log Densitas</i>	23
3.2.4. <i>Log Neutron</i>	25
3.2.5. <i>Log Sonik</i>	26
3.3. Kombinasi <i>Log Densitas (RHOB)</i> dan <i>Log Neutron (NPHI)</i>	27
3.4. Analisis Petrofisika	28
3.4.1. Resistivitas Air Formasi (<i>R_w</i>)	28
3.4.2. Kandungan Volume <i>Shale (V_{shale})</i>	30
3.4.3. Porositas	32
3.4.4. Saturasi Air (<i>S_w</i>)	34
3.5. Analisis Kualitatif Zona Target Reservoir	37
3.6. Analisis Kualitatif Zona Batuan Induk	38

IV. METODE PENELITIAN

4.1. Tempat dan Waktu Penelitian	40
4.2. Alat dan Bahan	42
4.3. Prosedur Penelitian	42
4.3.1. Studi Literatur	42
4.3.2. Pengumpulan Data	42
4.3.3. Pengolahan Data	42
4.4. Diagram Alir	44

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Data Penelitian	45
----------------------	----

5.2. Pengolahan dan Interpretasi	45
5.2.1. Zona Reservoir	45
5.2.1.1. Interpretasi Kualitatif	45
5.2.1.2. Interpretasi Kuantitatif	58
5.2.2. Zona Target Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	78

VI. KESIMPULAN

6.1. Kesimpulan	107
6.2. Saran	108

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta lokasi penelitian	4
2. Peta geologi regional cekungan bintuni	5
3. Elemen tektonik kepala burung	6
4. Stratigrafi cekungan bintuni	9
5. <i>Petroleum system</i>	14
6. Operasi kegiatan <i>logging</i>	19
7. Respon <i>log gamma ray</i> terhadap batuan	21
8. Respon <i>log resistivitas</i> terhadap batuan	23
9. Respon <i>log densitas</i> terhadap batuan	24
10. Respon <i>log neutron</i> terhadap batuan	25
11. Respon <i>log sonic</i> terhadap batuan	26
12. <i>Log penentu jenis litologi</i>	27
13. <i>Chart schlumberger</i>	29
14. Contoh metode <i>pickett plot</i>	30
15. Grafik perbedaan kurva pada persamaan <i>vshale</i> non-linier	32
16. Interpretasi kuantitatif saturasi air (<i>water saturation</i>)	36
17. Interpretasi kualitatif zona reservoir	38
18. Interpretasi kualitatif lapisan batuan induk	39
19. Diagram alir penelitian	44
20. Zona target reservoir 1 sumur DY1	46
21. Zona target reservoir 2 sumur DY1	47
22. Zona target reservoir 3 sumur DY1	47

23. Zona target reservoir 4 sumur DY1	47
24. Zona target reservoir 5 sumur DY1	47
25. Zona target reservoir 6 sumur DY1	48
26. Zona target reservoir 7 sumur DY1	48
27. Zona target reservoir 8 sumur DY1	48
28. Zona target reservoir 9 sumur DY1	48
29. Zona target reservoir 10 sumur DY1	49
30. Zona target reservoir 11 sumur DY1	49
31. Zona target reservoir 12 sumur DY1	49
32. Zona target reservoir 13 sumur DY1	49
33. Zona target reservoir 14 sumur DY1	50
34. Zona target reservoir 1 sumur DY2	50
35. Zona target reservoir 2 sumur DY2	50
36. Zona target reservoir 3 sumur DY2	51
37. Zona target reservoir 4 sumur DY2	51
38. Zona target reservoir 5 sumur DY2	51
39. Zona target reservoir 6 sumur DY2	51
40. Zona target reservoir 7 sumur DY2	52
41. Zona target reservoir 1 sumur DY3	52
42. Zona target reservoir 2 sumur DY3	52
43. Zona target reservoir 3 sumur DY3	53
44. Zona target reservoir 4 sumur DY3	53
45. Zona target reservoir 5 sumur DY3	53
46. Zona target reservoir 6 sumur DY3	53
47. Zona target reservoir 7 sumur DY3	54
48. Zona target reservoir 8 sumur DY3	54
49. Zona target reservoir 9 sumur DY3	54
50. Perhitungan <i>chart schlumberger</i> pada sumur DY1	60
51. Perhitungan metode <i>pickett plot</i> pada sumur DY1	61

52. Perhitungan <i>chart schlumberger</i> pada sumur DY2	62
53. Perhitungan metode <i>pickett plot</i> pada sumur DY2	64
54. Perhitungan <i>chart schlumberger</i> pada sumur DY3	65
55. Perhitungan metode <i>pickett plot</i> pada sumur DY3	67
56. Zona target <i>source rock</i> 1 sumur DY1	79
57. Zona target <i>source rock</i> 2 sumur DY1	79
58. Zona target <i>source rock</i> 3 sumur DY1	79
59. Zona target <i>source rock</i> 4 sumur DY1	80
60. Zona target <i>source rock</i> 5 sumur DY1	80
61. Zona target <i>source rock</i> 6 sumur DY1	80
62. Zona target <i>source rock</i> 7 sumur DY1	81
63. Zona target <i>source rock</i> 8 sumur DY1	81
64. Zona target <i>source rock</i> 9 sumur DY1	81
65. Zona target <i>source rock</i> 10 sumur DY1	82
66. Zona target <i>source rock</i> 11 sumur DY1	82
67. Zona target <i>source rock</i> 12 sumur DY1	82
68. Zona target <i>source rock</i> 13 sumur DY1	83
69. Zona target <i>source rock</i> 14 sumur DY1	83
70. Zona target <i>source rock</i> 15 sumur DY1	83
71. Zona target <i>source rock</i> 16 sumur DY1	84
72. Zona target <i>source rock</i> 17 sumur DY1	84
73. Zona target <i>source rock</i> 18 sumur DY1	84
74. Zona target <i>source rock</i> 19 sumur DY1	85
75. Zona target <i>source rock</i> 20 sumur DY1	85
76. Zona target <i>source rock</i> 1 sumur DY2	86
77. Zona target <i>source rock</i> 2 sumur DY2	86
78. Zona target <i>source rock</i> 3 sumur DY2	86
79. Zona target <i>source rock</i> 4 sumur DY2	87
80. Zona target <i>source rock</i> 5 sumur DY2	87
81. Zona target <i>source rock</i> 6 sumur DY2	87

82. Zona target <i>source rock</i> 7 sumur DY2	88
83. Zona target <i>source rock</i> 8 sumur DY2	88
84. Zona target <i>source rock</i> 9 sumur DY2	88
85. Zona target <i>source rock</i> 10 sumur DY2	89
86. Zona target <i>source rock</i> 11 sumur DY2	89
87. Zona target <i>source rock</i> 12 sumur DY2	89
88. Zona target <i>source rock</i> 13 sumur DY2	90
89. Zona target <i>source rock</i> 14 sumur DY2	90
90. Zona target <i>source rock</i> 15 sumur DY2	90
91. Zona target <i>source rock</i> 16 sumur DY2	91
92. Zona target <i>source rock</i> 17 sumur DY2	91
93. Zona target <i>source rock</i> 18 sumur DY2	91
94. Zona target <i>source rock</i> 19 sumur DY2	92
95. Zona target <i>source rock</i> 20 sumur DY2	92
96. Zona target <i>source rock</i> 21 sumur DY2	92
97. Zona target <i>source rock</i> 22 sumur DY2	93
98. Zona target <i>source rock</i> 23 sumur DY2	93
99. Zona target <i>source rock</i> 24 sumur DY2	93
100. Zona target <i>source rock</i> 25 sumur DY2	94
101. Zona target <i>source rock</i> 26 sumur DY2	94
102. Zona target <i>source rock</i> 1 sumur DY3	94
103. Zona target <i>source rock</i> 2 sumur DY3	95
104. Zona target <i>source rock</i> 3 sumur DY3	95
105. Zona target <i>source rock</i> 4 sumur DY3	95
106. Zona target <i>source rock</i> 5 sumur DY3	96
107. Zona target <i>source rock</i> 6 sumur DY3	96
108. Zona target <i>source rock</i> 7 sumur DY3	96
109. Zona target <i>source rock</i> 8 sumur DY3	97
110. Zona target <i>source rock</i> 9 sumur DY3	97
111. Zona target <i>source rock</i> 10 sumur DY3	97

112. Zona target <i>source rock</i> 11 sumur DY3	98
113. Zona target <i>source rock</i> 12 sumur DY3	98
114. Zona target <i>source rock</i> 13 sumur DY3	98
115. Zona target <i>source rock</i> 14 sumur DY3	99
116. Zona target <i>source rock</i> 15 sumur DY3	99
117. Zona target <i>source rock</i> 16 sumur DY3	99

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Respon litologi perlapisan batuan	20
2. Nilai resistivitas	22
3. Karakteristik resistivitas batuan	23
4. Skala kualitas batuan terhadap porositas	34
5. Harga densitas matriks batuan	34
6. Klasifikasi fluida berdasarkan nilai saturasi air	36
7. Pelaksanaan kegiatan penelitian	41
8. Data <i>log</i> yang digunakan pada penelitian	42
9. Daerah target reservoir pada sumur DY1 hingga DY3	55
10. Zona <i>water bearing</i> sumur DY1	59
11. Hasil perhitungan <i>chart schlumberger</i> pada sumur DY1	60
12. Zona <i>water bearing</i> sumur DY2	62
13. Hasil perhitungan <i>chart schlumberger</i> pada sumur DY2	63
14. Zona <i>water bearing</i> sumur DY3	65
15. Hasil perhitungan <i>chart schlumberger</i> pada sumur DY3	66
16. Hasil perhitungan <i>shale volume</i> sumur DY1 hingga DY3	69
17. Hasil perhitungan porositas sumur DY1 hingga DY3	73
18. Hasil perhitungan dan nilai kandungan saturasi air sumur DY1 hingga DY3	75
19. Daerah target <i>source rock</i> pada sumur DY1 hingga DY3	100

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Cekungan Bintuni merupakan cekungan yang dapat menghasilkan hidrokarbon di Indonesia, salah satu lapangan yang telah ada di Cekungan Bintuni adalah Lapangan Wasian, Lapangan Mogoi, Lapangan Jagiro dan Lapangan Wiriagar. Pada penelitian dahulu telah melakukan identifikasi batuan yang dapat berpotensi sebagai batuan induk (Chevalier dan Bordenave, 1986).

Kebutuhan sumber daya minyak dan panas bumi semakin hari mengalami peningkatan seiring bertambahnya populasi di Indonesia (Gupta dan Roy, 2007). Sementara minyak dan panas bumi memiliki keterbatasan jumlah serta terjadi pembentukannya sangat lama maka dari itu, dilakukan suatu penelitian yang dapat mengetahui kandungan fluida agar dapat mengetahui zona hidrokarbon yang berada di bawah permukaan bumi serta, mengetahui tingkat kematangan batuan induk (*source rock*) karena, batuan induk merupakan batuan yang berperan penting dalam pembentukan hidrokarbon dengan mengetahui tingkat kematangannya. Untuk melakukan penelitian di atas dapat dilakukan dengan menggunakan ilmu geofisika. Salah satu metode yang digunakan dalam ilmu geofisika adalah metode *well logging*.

Metode *Well Logging* adalah kegiatan dengan mengambil rekaman dengan melakukan pengukuran dari parameter sifat batuan pada suatu sumur agar memperoleh kondisi suatu formasi batuan (Schlumberger, 1989). Metode ini bertujuan untuk memperoleh informasi litologi, harga pengukuran porositas, resistivitas dan kejenuhan hidrokarbon.

Sementara tujuan yang sebenarnya adalah untuk menentukan dan memperkirakan zona minyak dan panas bumi. Metode ini merupakan metode yang kualitas datanya sangat akurat yang mana data tersebut dapat menghasilkan kurva *log* yang terdiri dari *log gamma ray*, *log resistivitas*, *log density*, *log neutron* dan *log sonic*. Dengan kurva tersebut dapat mengetahui zona reservoir dan zona batuan induk dengan melakukan analisis kuantitatif (petrofisika) dan analisis kualitatif untuk mengetahui kematangan batuan induk.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini sebagai berikut:

1. Menentukan lapisan reservoir dan nilai *water saturation* berdasarkan analisis petrofisika di Lapangan “DY” Cekungan Bintuni, Papua Barat.
2. Menentukan tingkat kematangan (*Maturity*) lapisan batuan induk berdasarkan analisis kualitatif di Lapangan “DY” Cekungan Bintuni, Papua Barat.
3. Menentukan kandungan fluida berdasarkan nilai saturasi air (*Sw*) dan tingkat kematangan batuan induk pada lapisan Lapangan “DY” Cekungan Bintuni, Papua Barat.

1.3. Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut:

1. Data yang digunakan merupakan data *log* (.LAS) dengan sumur sebanyak tiga terdiri dari, Sumur DY1, DY2 dan DY3,
2. Menentukan potensi reservoir berdasarkan analisis petrofisika pada Lapangan “DY” Cekungan Bintuni, Papua Barat, dan
3. Mengetahui potensi tingkat kematangan batuan sumber (*source rock*) berdasarkan analisis kualitatif pada Cekungan Bintuni, Papua Barat.

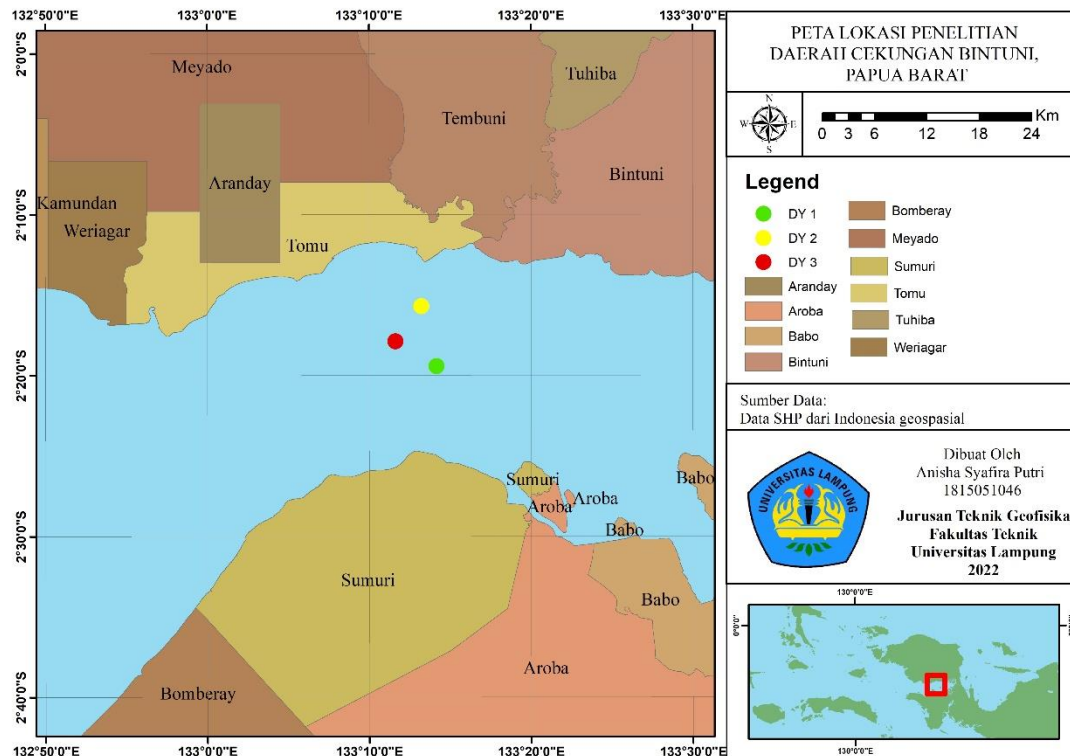
1.4. Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dalam melakukan penelitian ini adalah dapat memberikan informasi mengenai potensi reservoir dan potensi batuan induk berupa tingkat kematangan berdasarkan analisis kualitatif pada Lapangan “DY” Cekungan Bintuni, Papua Barat.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Daerah Penelitian

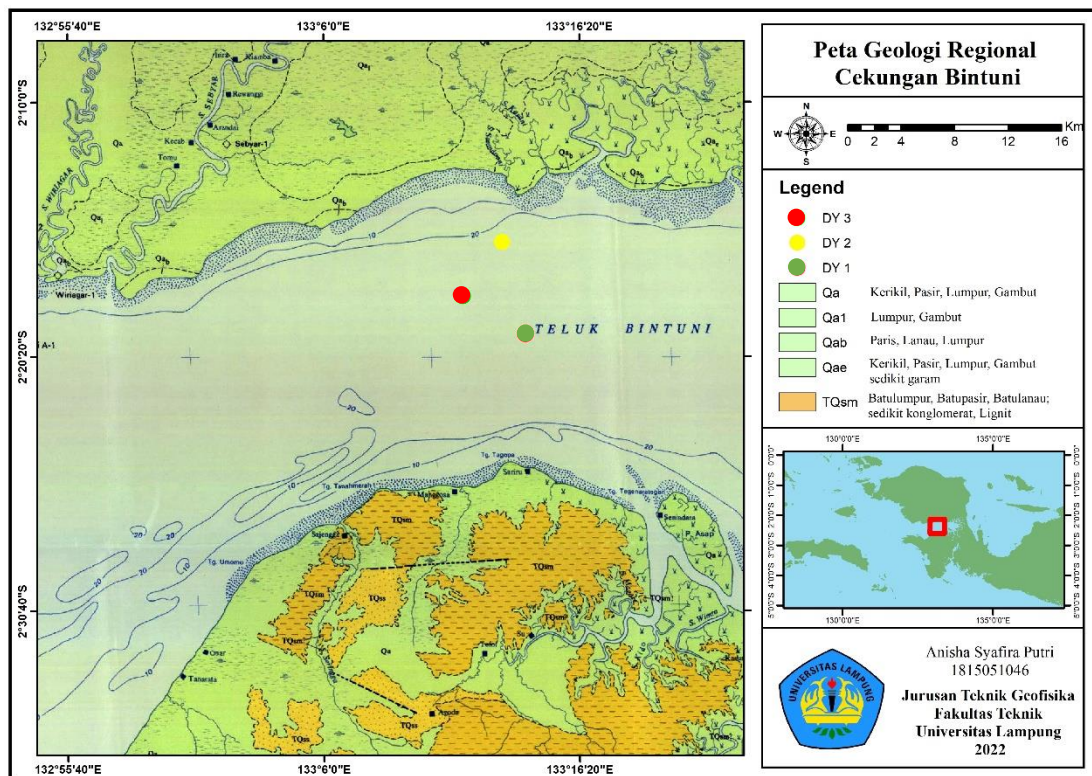
Lokasi daerah penelitian ini terletak di Pulau Papua yang mana lebih tepatnya berada di Cekungan Bintuni, Papua Barat, Papua. Secara geografis, Pulau Papua terbagi menjadi tiga bagian besar, yaitu Kepala Burung, Leher Burung dan Badan Burung. Cekungan ini terletak di Teluk Bintuni, Papua Barat, di antara bagian Kepala – Leher Burung (Dow dan Sukanto, 1984).



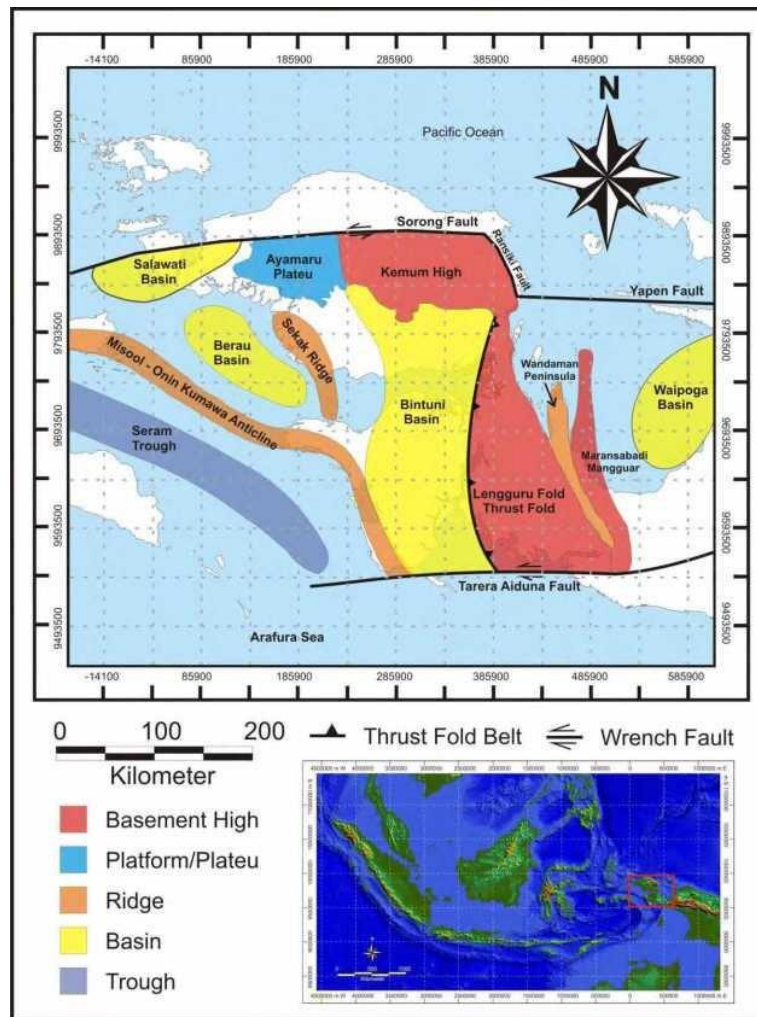
Gambar 1. Peta lokasi penelitian

2.2. Geologi Regional

Pulau Papua adalah suatu daerah yang sangat kompleks secara geologi yang mana pulau tersebut melibatkan interaksi antara dua lempeng, yaitu Lempeng Australia dan Lempeng Pasifik. Struktur tertua di pulau ini berasal dari pergerakan di Zaman Paleozoikum dan data yang terekam dan penjelasan fase tektonik pulau yang dimiliki sangat sedikit. Geologi di pulau ini dipengaruhi adanya dua elemen tektonik yang saling bertumbukan dan aktif pada Zaman Kenozoikum. Adanya aktivitas tektonik pada Miosen Akhir yang menyebabkan bentuk struktur pulau unik, rumit dan khas.



Gambar 2. Peta geologi regional Cekungan Bintuni (Gafoer dkk., 1986)



Gambar 3. Elemen tektonik kepala burung (Setyaningsih, 2014)

Adapun perkembangan tektonik Pulau Papua dapat dipaparkan sebagai berikut:

2.2.1. Periode Oligosen Pertengahan Miosen (35 – 5 juta tahun yang lalu)

Terjadinya pemekaran pada bagian belakang busur Lempeng Kontinental Australia yang mengontrol terjadinya sedimentasi dari kelompok Batugamping Papua New Guinea dari Zaman Oligosen – Miosen Awal. Di bagian tepi utara Lempeng Samudera Solomon terjadi pergerakan menunjam yang membentuk perkembangan busur Melanesia di bagian dasar kerak samudera selama periode 44 – 24 juta tahun lalu.

Pada pertengahan Miosen terjadi pembentukan Ofiolit di bagian tepi selatan Lempeng Samudra Solomon di bagian utara dan timur laut Lempeng Indo-Australia. Kejadian tersebut membentuk Sabuk Ofiolit dan bagian Kepala Burung Papua terbentuk Formasi Tamrau. Pada Akhir Miosen terjadi penunjaman Lempeng Samudera Solomon ke arah utara, membentuk busur Kontinen Calc Alkali Moon–Utawa dan Busur Maramuni di Papua Nugini.

2.2.2. Periode Miosen Akhir – Pleistosen (15 – 2 juta tahun lalu)

Pada Miosen Tengah bagian tepi utara Lempeng Indo-Australia di Papua New Guinea yang dipengaruhi oleh penunjaman dari Lempeng Solomon. Penunjaman ini mengakibatkan pembentukan busur Maramuni dan Moon-Utawa yang diperkirakan berusia 18–7 juta tahun yang lalu. Busur Vulkanik Moon menjadi tempat terjadinya prospek emas sulfida epitermal dan juga logam dasar contohnya di daerah Apha dan Unigolf, sementara bagian Maramuni Utara, Lempeng Samudera Solomon menunjam ke bawah Busur Melanesia yang menyebabkan terjadinya penciutan ukuran di Zaman Miosen Akhir.

Pada 10 juta tahun lalu, terjadi pergerakan Lempeng Indo-Australia yang terus berkelanjutan dan terjadi pengrusakan pada Lempeng Samudra Solomon yang mengakibatkan tumbukan di perbatasan bagian utara dengan Busur Melanesia. Busur terdiri dari gundukan tebal kepulauan Gunung Api dan Sedimen depan busur yang membentuk bagian Landasan Sayap Miosen yang berbentuk Gunung Api Mandi di Blok Tosem dan Gunung Api Batanta dan Blok Arfak. Tumbukan yang miring membuat kenampakan berbentuk suture di antara Busur Melanesia dan pada bagian tepi utara Lempeng Australia berbentuk Busur Gunung Api Mandi dan Arfak yang berlangsung hingga 10 juta tahun yang lalu.

Dengan adanya tumbukan busur Melanesia dapat menggambarkan bahwa Akhir Miosen bagian Barat lebih muda dibandingkan bagian timur. Semakin ke arah timur kemiringan tumbukan makin berubah intensitas perubahannya. Akibatnya di bagian cekungan paparan di bagian selatan mengalami perubahan yang signifikan. Selama

Pliosen (7–1 juta tahun yang lalu) jalur lipatan Papua terpengaruhi oleh tipe magma I, yaitu tipe magma yang kaya kandungan potasium yang menjadi sumber dari mineralisasi Cu-Au. Selama Pliosen (3,5–2,5 juta tahun yang lalu) terjadi intrusi pada zona tektonik di Kepala Burung pada bagian pemekaran sepanjang batas graben. Batas tersebut terbentuk karena bentuk respon dari peningkatan beban tektonik pada bagian tepi utara Lempeng Indo-Australia yang terjadi pelenturan dan pengangkatan di bagian depan cekungan sedimen yang mana menutupi landasan Blok Kemum. Akibat benturan Lempeng Indo-Australia dan Pasifik, terjadi penerobosan yang selanjutnya dapat mengubah batuan sedimen dan mineralisasi dengan Cu (tembaga) berasosiasi dengan emas dan perak.

2.3. Stratigrafi Regional

Cekungan Bintuni ini merekam semua aspek sejarah stratigrafi dan peristiwa tektonik Papua khususnya Kepala Burung (KB) yang dimulai pada Paleozoikum-Resen.

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

Gambar 4. Stratigrafi Cekungan Bintuni (Lemigas, 2005)

2.3.1. Formasi Kemum

Formasi ini merupakan batuan dasar dari Cekungan Bintuni yang terendapkan dengan umur Silur-Devon. Formasi tersebut berada di bagian timur laut Kepala Burung dan

membujur sepanjang laut timur Leher Burung. Litologi yang menyusun formasi ini adalah lempung, *greywacke* dan batuan klastik kasar.

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

Kelompok formasi ini diendapkan di atas Formasi Kemum yang terbentuk secara tidak selaras pada umur Karbon-Permian Akhir. Kelompok ini hasil dari transgresi regresi selama Zaman Kapur dengan lingkungan pengendapan *fluvial deltaic*, paparan sampai laut dangkal. Ketiga formasi ini termasuk Kelompok Aifam dari tua hingga muda yang terendapkan secara selaras, yaitu Formasi Aimau, Formasi Aifat, Formasi Ainim. Litologi yang ada pada kelompok ini adalah batupasir, lempung dan batubara.

2.3.3. Formasi Tipuma

Terjadinya proses regresi yang berlangsung di Periode Permian Akhir hingga *Triassic* Awal–Jurasik Awal, yang mana Formasi Tipuma terendapkan secara selaras diatas Formasi Aifam. Litologi yang ada di formasi ini terdiri dari batupasir, batu serpih dan batugamping. Lingkungan pengendapan formasi ini di Lingkungan laut dangkal.

2.3.4. Kelompok Kembelangan

Kelompok Kembelangan diendapkan dari *Jurassic* Awal hingga Kapur akhir. Kelompok ini dibagi menjadi dua yaitu Kembelangan Bawah dan Kembelangan Atas.

2.3.4.1. Kembelangan Bawah

Kembelangan Bawah memiliki umur Jurasik Awal–Kapur Awal dan tidak selaras menimpa Formasi Tipuma yang tersusun batupasir, batu karbonat dan batubara dengan lingkungan pengendapan *deltaic* hingga laut tertutup. Formasi yang termasuk dalam Formasi Kembelangan Bawah, yaitu Formasi Kopai dan Formasi Ayot.

2.3.4.2. Kembelangan Atas

Formasi ini memiliki umur Kapur Awal-Kapur Akhir dan terbentuk secara tidak selaras yang menimpa Formasi Kembelangan Bawah yang litologinya terdiri dari batupasir dan batulempung. Kembelangan Atas ini terdiri dari batugamping, batupasir dan Formasi Jass. Formasi Kembelangan Bawah dan Atas terpisahkan adanya ketidakselarasan yang berumur Kapur Awal (Patra Nusa Data, 2006).

2.3.5. Formasi Warimpi

Pada Zaman Paleosen, Formasi ini terendapkan secara selaras di bagian atas Formasi Kembelangan Atas. Litologi pembentuk lapisan ini terdiri dari batupasir, batulempung dan serpih dengan lingkungan pengendapan sedimen laut dalam.

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

Kelompok ini terendapkan pada Zaman Eosen terutama selama Zaman Miosen Tengah. Kelompok batuan gamping New Guinea terdiri dari tiga lapisan formasi, yaitu Formasi Faumi (Zaman Eosen - Oligosen), Formasi Sigra (Miosen Awal) dan Formasi Kais (Miosen Tengah). Lapisan karbonat yang meluas sepanjang Cekungan Bintuni memiliki lingkungan pengendapan berupa *Shallow-Shelf*. Kelompok ini merupakan batas akhir dari fase kompresi antara Lempeng Australia dengan Lempeng Pasifik. Kelompok ini juga merupakan batuan induk dan batuan reservoir dari Cekungan Bintuni (Patra Nusa Data, 2006).

2.3.7. Formasi Klasafet

Formasi Klasafet terjadi pengendapan secara tidak selaras di atas Formasi Kais. Litologi penyusun formasi ini terdiri dari batuan serpih dengan lingkungan pengendapan Laguna (*Lagoon*).

2.3.8. Formasi Steenkool

Pada Zaman Pliosen Awal hingga Pleistosen terjadi gerakan tektonik yang membentuk Cekungan Bintuni dan Lengguru (*Fold-Thrust-Belt*) dan terendapkan di Formasi Steenkool yang memiliki susunan litologi batulanau, batupasir serpih, batulempung dengan lingkungan pengendapan *neritic*. Formasi ini menjadi peran penting dalam *seal* pada Cekungan Bintuni (Patra Nusa Data, 2006).

2.4. Penelitian Sebelumnya

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

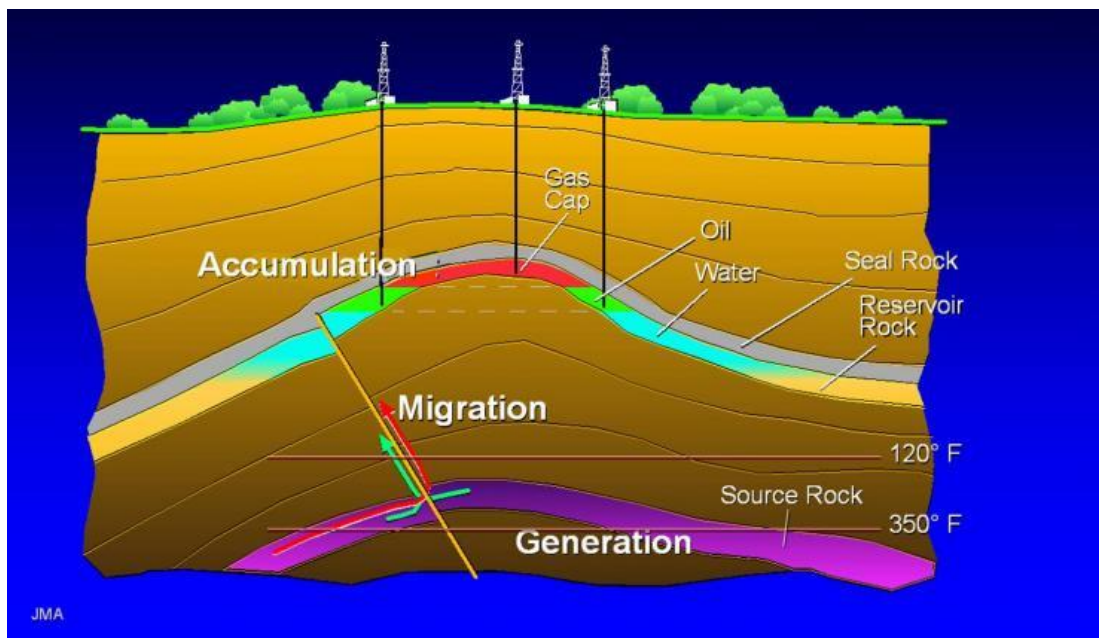
1. Chevallier dan Bordenave (1986), pada penelitian ini dapat disimpulkan bahwa telah dilakukan penelitian geokimia tentang batuan induk, yaitu pada formasi Steenkool – Klasafet yang litologinya terdiri dari batu serpih abu-abu gelap dan batupasir lempungan. Dapat disimpulkan bahwa potensi batuan induk yang dimiliki rendah. Hasil penelitian ini menyatakan terdapat dua jenis cadangan minyak di Cekungan Bintuni keduanya memiliki tingkat kematangan yang tinggi.
2. Dolan dan Hermany (1988), telah melakukan penelitian geologi di Lapangan Wiriagar. Didapatkan ada potensi batuan induk Pra-Tersier pada daerah lapangan Wiriagar dengan berumur Jura Tengah Kelompok Kembelangan, Formasi Ainim dan Formasi Aifat dan potensi batuan induk yang paling bagus, yaitu serpih dan batupasir dengan umur batuan Jura Awal – Tengah Kelompok Kembelangan. Dari hasil studi didapatkan bahwa minyak pada lapangan Waisan dan Jagiru berasal dari batuan induk yang sama. Minyak pada lapangan Wiriagar memiliki tipe minyak yang berbeda, akan tetapi masih terdapat beberapa kesamaan, yaitu berat dan molekul yang dimiliki ringan. Bukti yang dimiliki dapat menjelaskan bahwa terdapat dua batuan induk di daerah penelitian. Untuk jalur migrasi, penelitian sebelumnya menjelaskan bahwa sumber minyak di Mogoi dan Wasian berasal dari Formasi Steenkool (Visser dan Hermes 1962).
3. Perkins dan Livsey (1993) telah melakukan penelitian di Teluk Bintuni, yang menyatakan ada tiga zona potensi batuan induk yaitu serpih dan batubara Permian Akhir Formasi Ainim, serpih dan batubara darat – *lagoon* Jura Awal – tengah Formasi Yefbie dan batugamping Formasi Waripi dan batugamping New Guinea. Penelitian ini memiliki pendapat yang sama seperti penelitian pertama yang menyatakan bahwa minyak pada lapangan Wasian, Mogoi dan Jagiro memiliki asal batuan induk yang memiliki umur Permian.
4. Lisiana Putri (2017) telah melakukan penelitian mengenai analisis petrofisika dan karakterisasi reservoir migas berdasarkan data *log* dan data *core* pada sumur H2, H4, H5 dan H6 lapangan HLP cekungan Bintuni, Papua Barat. Dari hasil analisa kuantitatif, didapatkan nilai parameter petrofisika untuk zona reservoir pada masing-masing sumur. Pada sumur H2, didapatkan nilai porositas efektif sebesar

10%, kandungan *shale/clay* sebesar 9% dan saturasi air sebesar 26%. Sumur H4 memiliki nilai porositas efektif sebesar 14%, kandungan *shale/clay* sebesar 5% dan saturasi air sebesar 31%. Sumur H5 memiliki nilai porositas efektif sebesar 12%, kandungan *shale/clay* sebesar 11% dan saturasi air sebesar 31%. Dan Sumur H6 memiliki nilai porositas efektif sebesar 9%, kandungan *shale/clay* sebesar 11% dan saturasi air sebesar 23%.

III. TEORI DASAR

3.1. Sistem Petroleum (*Petroleum system*)

Petroleum system adalah sebuah sistem yang merupakan paduan utama dalam melakukan eksplorasi hidrokarbon. Sistem ini sangat berguna dalam mengetahui keadaan geologi minyak dan gas bumi yang terakumulasi (Koesoemadinata, 1980).



Gambar 5. *Petroleum system* (Tryono, 2016)

Faktor-faktor yang menjadi perhatian studi *Petroleum System* adalah batuan sumber (*source rocks*), pematangan (*maturity*), reservoir, migrasi, *timing*, perangkap (*trap*), batuan penyekat (*sealing rock*) dan *fracture gradient*.

3.1.1. Batuan Sumber (*Source Rocks*)

Batuan sumber atau *source rock* memiliki berbagai pengertian, yaitu:

1. Batuan induk merupakan batuan sedimen dengan butir halus yang mempunyai kemampuan sebagai sumber hidrokarbon (Waples, 1985).
2. Batuan induk merupakan batuan sedimen yang akan, sedang atau telah menghasilkan hidrokarbon (Tissot dan Welte, 1984. Peters dan Cassa, 1994).
3. *Source rock* merupakan endapan yang memiliki butir halus yang akan menghasilkan dan melepaskan hidrokarbon sehingga terakumulasi dalam reservoir dalam bentuk gas atau minyak bumi (Brookes dkk., 1987, Einsele, 2000).

Dari ketiga pengertian dapat ditarik kesimpulan bahwa batuan induk merupakan material organik yang terkubur dalam batuan sedimen. Untuk mengetahui distribusi dan jenis dari *source rock* dapat dilihat dari sumber biologis. Lapisan batuan induk terbentuk ketika sebagian kecil dari karbon organik yang bersirkulasi dengan siklus karbon di bumi dalam lingkungan sedimentasi dimana oksidasi terhalang untuk dapat berlangsung. Ada beberapa tipe batuan induk, yaitu:

1. Batuan induk efektif (*effective source rocks*) merupakan batuan sedimen yang telah menghasilkan dan mengeluarkan (*expelled*) hidrokarbon.
2. Batuan induk yang mungkin (*possible source rocks*) merupakan batuan sedimen yang memiliki potensi sumber yang belum diteliti, akan tetapi ada terjadi kemungkinan adanya hidrokarbon.
3. Batuan induk potensial (*potential source rocks*) merupakan batuan sedimen yang belum matang (*immature*) yang memiliki kapabilitas dalam menghasilkan hidrokarbon dengan mengetahui tingkat kematangan termal menjadi lebih tinggi.

Adapun beberapa faktor terbentuknya *source rock*, yaitu:

1. TOC (*Total Organic Carbon*) adalah nilai kuantitas dari karbon organik yang terendapkan dalam batuan. Semakin tinggi nilainya maka semakin baik *source*

rock tersebut. Kerogen adalah kualitas dari karbon organik yang terendapkan dalam batuan.

2. *Maturity* (pematangan) merupakan suatu proses perubahan zat organik menjadi hidrokarbon. Proses tersebut dikarenakan adanya kenaikan suhu di bawah permukaan bumi. *Maturity* dibagi menjadi tiga yaitu:
 - *Immature* (belum matang) merupakan batuan induk yang belum terjadi perubahan menjadi hidrokarbon.
 - *Mature* (matang) merupakan batuan induk yang akan mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.
 - *Overmature* (kematangan) merupakan batuan induk yang telah mengalami pematangan menjadi hidrokarbon.

3.1.2. Batuan Reservoir

Reservoir merupakan bagian dari kerak bumi yang memiliki kandungan minyak dan gas bumi. Adapun pengertian lainnya yaitu, batuan yang memiliki pori dan *permeable* dengan memiliki kapasitas penyimpanan dan kemampuan untuk mengalirkan fluida (Halliburton, 2001). Batuan ini memiliki porositas untuk memiliki kemampuan dalam menyimpan fluida. Porositas dan permeabilitas sangat erat hubungannya yang mana permeabilitas tidak mungkin tanpa adanya porositas (Koesoemadinata, 1980). Adanya minyak dan gas bumi dibawah permukaan harus memiliki beberapa syarat, yaitu:

1. Adanya batuan induk (*source rock*) yang merupakan suatu batuan sedimen yang memiliki kandungan bahan organik seperti sisa hewan dan tumbuhan yang telah mengalami proses pematangan dalam waktu kurun yang sangat lama.
2. Adanya batuan waduk (*reservoir rock*) adalah batuan sedimen yang memiliki pori-pori sehingga migas yang dihasilkan dapat masuk kedalam batuan dan terakumulasi.
3. Adanya struktur batuan perangkap (*trap*) adalah batuan yang memiliki fungsi sebagai penghalang terjadinya migrasinya migas. Adanya batuan penutup (*cap rock*) adalah batuan sedimen yang tidak dapat dilalui oleh cairan (*impermeable*) yang mana migas akan terjebak di dalam batuan tersebut.

4. Adanya jalur migrasi (*migration route*) adalah suatu jalan atau aliran migas dari batuan induk sampai minyak dan gas bumi dapat terakumulasi pada perangkap.

Reservoir dibagi menjadi dua macam, yaitu:

1. Reservoir Jenuh (*saturated*)

Reservoir jenuh merupakan jenis reservoir yang mengandung hidrokarbon dalam bentuk minyak yang dijenuhkan oleh gas terlarut dan dalam bentuk gas bebas yang terakumulasi dapat membentuk *gas cap*. Jika terjadi minyak dan gas diproduksi, akan ada kemungkinan adanya air yang terproduksi yang membuat tekanan reservoir akan turun. Terjadinya tekanan yang turun maka volume gas yang membentuk *gas cap* akan mengembang dan akan mendorong fluida dari dalam reservoir.

2. Reservoir Tak Jenuh (*unsaturated*)

Reservoir tidak jenuh terjadi saat mula-mula tidak terdapat gas bebas yang terakumulasi membentuk *gas cap*. Jika reservoir diproduksi, maka gas akan mengalami pengembangan yang dapat menyebabkan bertambahnya volume minyak. Pada saat tekanan reservoir mencapai tekanan *bubble point* maka gas akan keluar dari minyak.

Umumnya reservoir memiliki karakteristik yang berbeda tergantung dari komposisi, *temperature* dan tekanan pada tempat terjadinya akumulasi hidrokarbon didalamnya. Reservoir biasanya memiliki tiga unsur utama yaitu, batuan reservoir, lapisan penutup dan perangkap.

3.1.3. Migrasi

Migrasi merupakan suatu proses migas menjauh dari *source rock*. Proses tersebut menempuh jarak yang lumayan jauh dan waktu yang sangat lama (jutaan tahun). Migrasi ini menyebabkan penguburan, pemadatan dan peningkatan volume. Migrasi memiliki definisi lain yaitu pergerakan migas dibawah permukaan. Migrasi primer adalah tahapan dari migrasi yang mana ekspulsi hidrokarbon dari *source rock* berbutir halus dan memiliki permeabilitas rendah ke *carrier bed* yang memiliki permeabilitas

tinggi. Migrasi sekunder merupakan perpindahan hidrokarbon dari *carrier bed* ke dalam jebakan (*trap*). Migrasi Tersier merupakan migrasi yang terjadi jika ada kebocoran (*leakage*) pada *cap rock* (Batuan Penutup) yang menutupi jalannya reservoir.

3.1.4. Perangkap (*Trap*)

Perangkap adalah suatu tempat berkumpulnya migas yang memiliki bentuk konfak ke bawah sehingga migas dapat terjebak. Adapun definisi lainnya yaitu suatu bentuk geometri yang dapat memerangkap migas sehingga terakumulasi di dalam reservoir (Bintarto dkk., 2020).

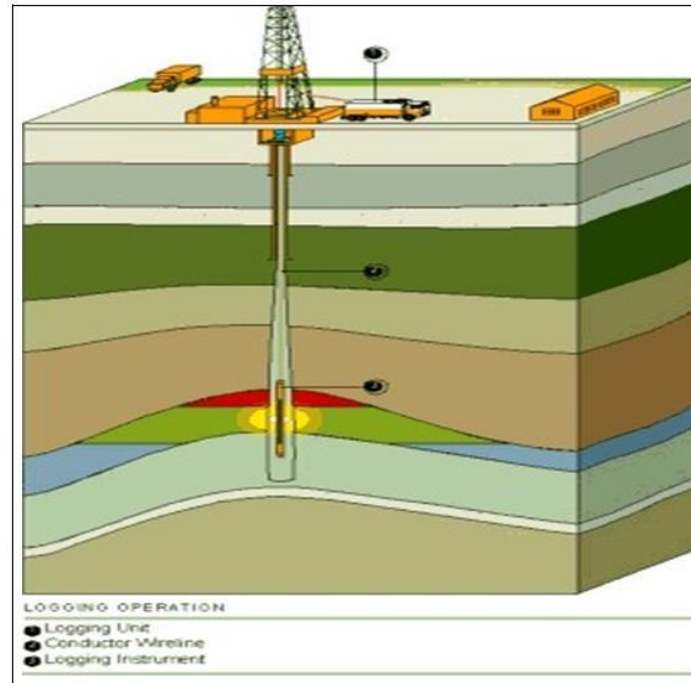
3.1.5. Batuan Penutup (*Cap Rock*)

Batuan penutup (*cap rock*) merupakan batuan yang menghalangi jalan hidrokarbon untuk keluar. Lapisan penutup dapat didefinisikan sebagai lapisan yang ada di bagian atas dan tepi reservoir yang mana lapisan ini melindungi fluida yang berada di lapisan paling bawah. Batuan yang dimiliki mempunyai porositas dan permeabilitas yang kecil. Litologi yang dimiliki adalah batuan *shale*, *mudstone*, *anhydrite*, *salt* (Bintarto dkk., 2020).

3.2. Well Logging

Well logging adalah kegiatan dengan mengambil rekaman dengan melakukan pengukuran dari parameter sifat batuan pada suatu sumur agar memperoleh kondisi suatu formasi batuan (Schlumberger, 1989). Adapun pengertian lain dari adalah nilai grafik kedalam atau waktu dari suatu kumpulan data yang dapat memperlihatkan parameter yang diukur secara kesinambungan di dalam sumur pengeboran (Harsono, 1997). Adapun sifat fisik yang diukur adalah radioaktif, resistivitas, potensial listrik, tahanan jenis, formasi dan sifat lainnya. Data *well log* yang memiliki kualitas baik sangatlah penting untuk mengetahui karakteristik reservoir. Pada eksplorasi migas, *well logging* ini digunakan untuk menganalisa kondisi geologi dan reservoir. Data eksplorasi migas utamanya menggunakan *log*, yaitu *log Gamma Ray*, *log SP*, *log Caliper*, *log Resistivitas*, *log Densitas (RHOB)*, *log Neutron (NPHI)*, *log sonic* dan *log*

lainnya. Interpretasi *log* petrofisika merupakan suatu alat yang paling berguna sering digunakan oleh ahli geologi minyak bumi (Asquith dan George, 1976).



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

3.2.1. *Log Gamma Ray*

Log Gamma Ray (GR) adalah salah satu hasil pengukuran yang memperlihatkan intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. Prinsip dari *log* tersebut adalah suatu rekaman tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena tiga unsur, yaitu Uranium (U), Thorium (Th) dan Potassium (K) yang ada dalam batuan. sinar Gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan *permeable* dan *impermeable*, dikarenakan zat radioaktif cenderung ada didalam *shale* yang tidak *permeable* dan tidak banyak dalam batuan karbonat atau pasir yang disebut zona *permeable* (Harsono, 1997).

Pada lapisan *permeable* yang bersih memiliki kurva *log* GR yang rendah kecuali lapisan tersebut memiliki kandungan mineral tertentu. Unsur radioaktif banyak terkandung dalam batuan serpih, yang mana *log* GR berperan penting dalam menentukan besar kecilnya kandungan serpih pada lapisan sumur pengeboran. *Log*

Gamma Ray memiliki satuan yaitu API/GAPI dengan *range* nilai antara 0 sampai 150. Berikut tabel dari respon litologi lapisan batuan.

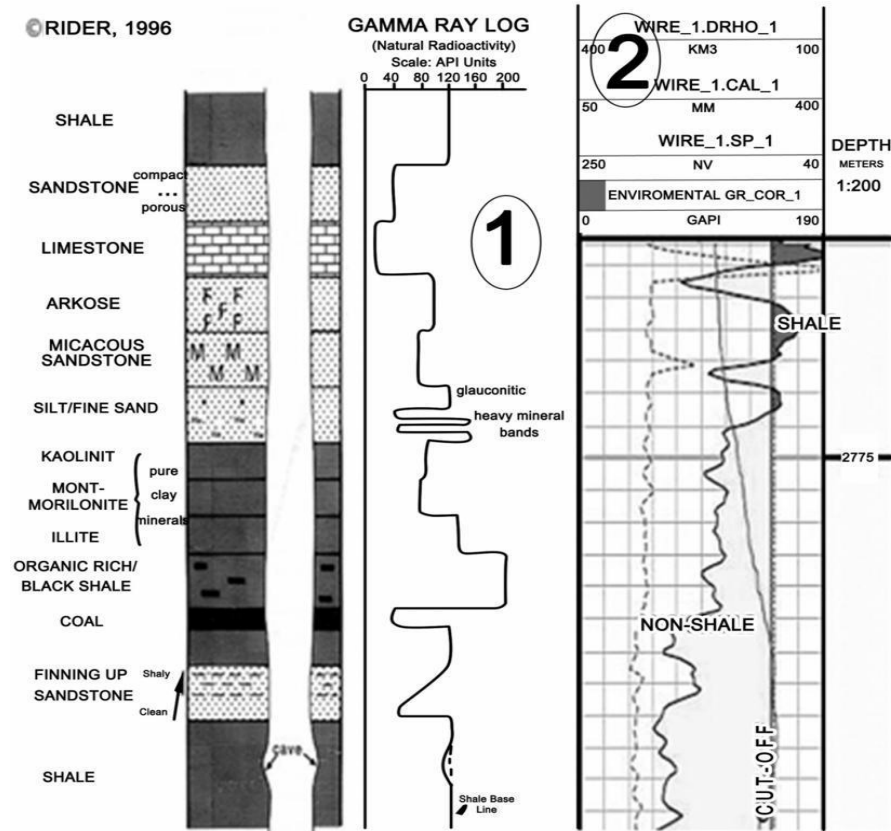
Tabel 1. Respon litologi perlapisan batuan (Haryono, 2010)

Nilai GR Sangat Rendah (0 – 32.5 API)	Nilai GR Rendah (32.5 – 60 API)	Nilai GR Menengah (60 – 100 API)	Nilai GR Sangat Tinggi (>100 API)
<i>Anhidrit</i>	Batupasir	<i>Arkose</i>	Batuan Serpih
<i>Salt</i>	Batugamping	Batuan Granit	Abu Vulkanik
Batubara	<i>Dolomit</i>	Lempungan Pasiran Gampingan	<i>Bentonit</i>

Adapun beberapa fungsi dari *log Gamma Ray*, yaitu (Asquith dan Krygowski, 2003):

1. Evaluasi kandungan volume *shale*.
2. Evaluasi lapisan *permeable* dan *impermeable*.
3. Evaluasi lapisan mineral radioaktif.
4. Korelasi dan analisis fasies bawah permukaan.

Pengukuran *log* tersebut memiliki kelemahan, yaitu jika terdapat batuan selain serpih dan lempung yang memiliki nilai radioaktif alami yang tinggi (tuf), maka identifikasi litologi memerlukan data *core* agar dalam penganalisaan memiliki hasil yang maksimal.



Gambar 7. Respon log gamma ray terhadap batuan (Rider, 1996)

3.2.2. Log Resistivitas

Resistivitas atau yang disebut tahanan jenis batuan merupakan kemampuan batuan dalam menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan (Darling, 2005). Adapun pengertian lain log resistivitas adalah sebagai alat yang memiliki fungsi untuk mengukur resistivitas batuan formasi dan fluida pengisi pori-pori dari batuan lubang pengeboran dibantu dengan elektroda. Satuan dari resistivitas, yaitu ohm-meter ($\Omega\text{-m}$). Jika nilai resistivitas rendah, maka batuan mudah dalam mengalirkan arus listrik, sementara nilai resistivitas tinggi, maka batuan sulit dalam mengalirkan arus listrik. Log tersebut berguna dalam mendeterminasi zona batubara dengan zona fluida, dapat mengindikasikan zona permeable dengan mendeterminasi porositas resistivitas. Log resistivitas berfungsi dalam membedakan zona hidrokarbon dan fluida (Nukefi, 2007).

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

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

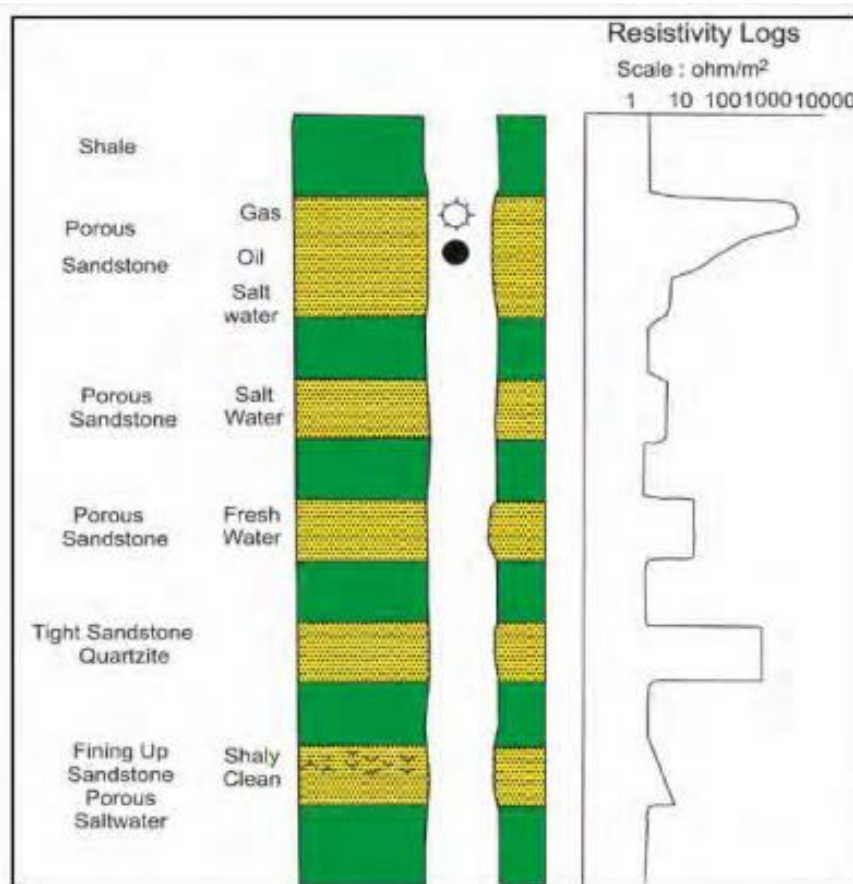
Resistivitas formasi batuan merupakan salah satu parameter utama dalam menentukan saturasi air (*water saturation*) yang berguna untuk mencari kandungan saturasi hidrokarbon. Metode ini memiliki nilai resistivitas batuan tertentu (Aprilia dkk., 2018). Berikut contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Nilai resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004)

Material	Resistivitas (Ohm.meter)
<i>Limestone</i>	50 - 10^2
<i>Sandstone</i>	1 - 10^8
<i>Shale</i>	20 - 2×10^3
<i>Dolomite</i>	100 - 10.000
<i>Sand</i>	1 - 1000
<i>Clay</i>	1 - 100
<i>Sea Water</i>	0.2

Tabel 3. Karakteristik resistivitas batuan (Rider, 2002)

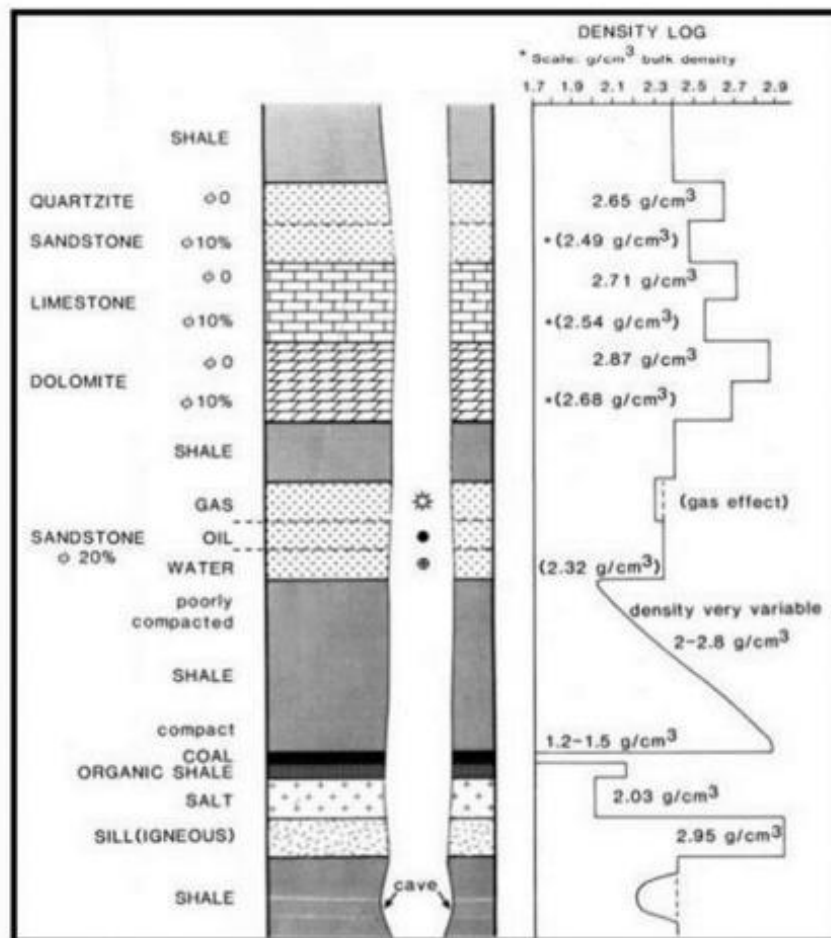
Keterangan	Nilai Resistivitas
Matriks Batuan	Tinggi
Air Formasi	Rendah
Minyak	Tinggi
Gas	Tinggi
<i>Water-based mud filtrate</i>	Rendah

**Gambar 8.** Respon *log* resistivitas terhadap batuan (Rider, 2002)

3.2.3. Log Densitas

Log densitas adalah kurva yang dapat menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari suatu batuan yang tembus dalam lubang bor dengan satuan gram/cm^3 . *Bulk density*

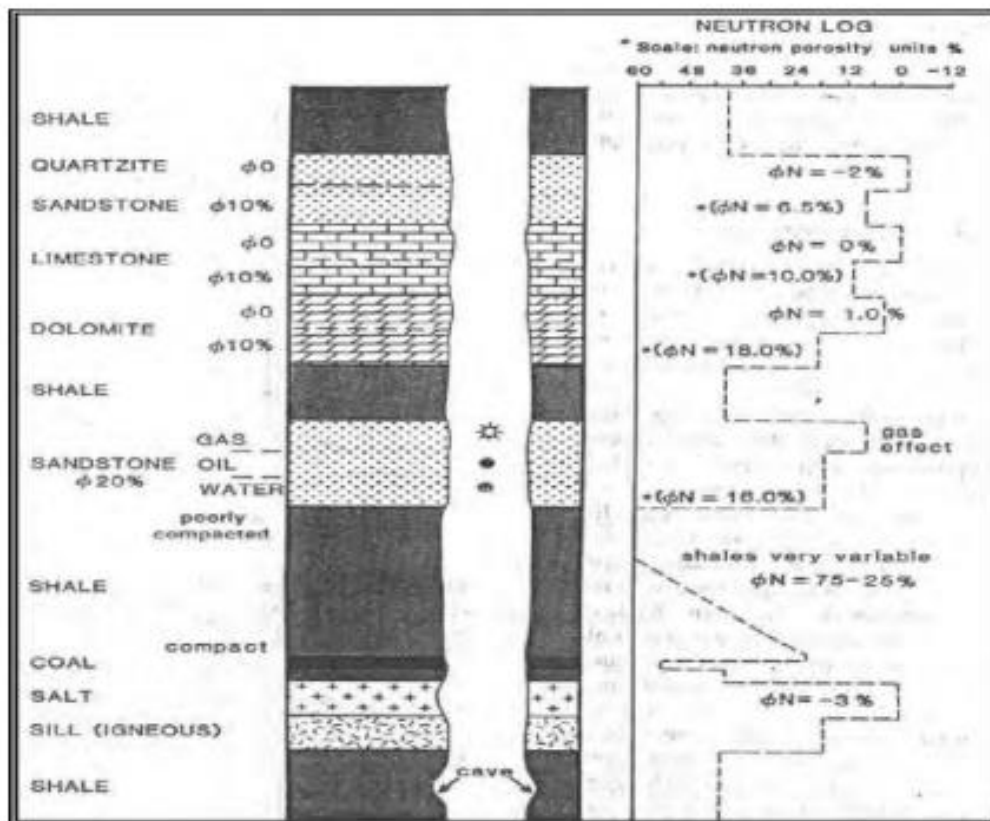
adalah indikator yang berperan penting dalam menghitung porositas dan dikombinasikan dengan kurva *log* neutron, dikarenakan *log* densitas hanya dapat menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya. Untuk yang mengandung minyak, densitas batuan lebih rendah dari pada yang mengandung air asin, sebab densitas air asin lebih besar dari pada minyak. Pada batuan homogen yang mengandung fluida gas, densitas batuan lebih rendah lagi dari pada yang berisi minyak. Sedangkan yang mengandung batubara, mempunyai densitas paling rendah diantara jenis batuan yang mengandung fluida.



Gambar 9. Respon *log* densitas terhadap batuan (Rider, 2002)

3.2.4. Log Neutron

Log neutron digunakan untuk mendeteksi kandungan atom hidrogen yang ada di dalam formasi batuan dengan cara menembakkan atom-atom neutron kedalam formasi dengan energi yang sangat tinggi. Neutron merupakan partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel tersebut memancar dan menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi yang mengakibatkan neutron kehilangan energi sehingga disebut dengan porositas formasi (ΦN). Untuk mendapatkan nilai porositas yang sebenarnya maka harus menggunakan gabungan kurva log lain seperti log densitas ($RHOB$).

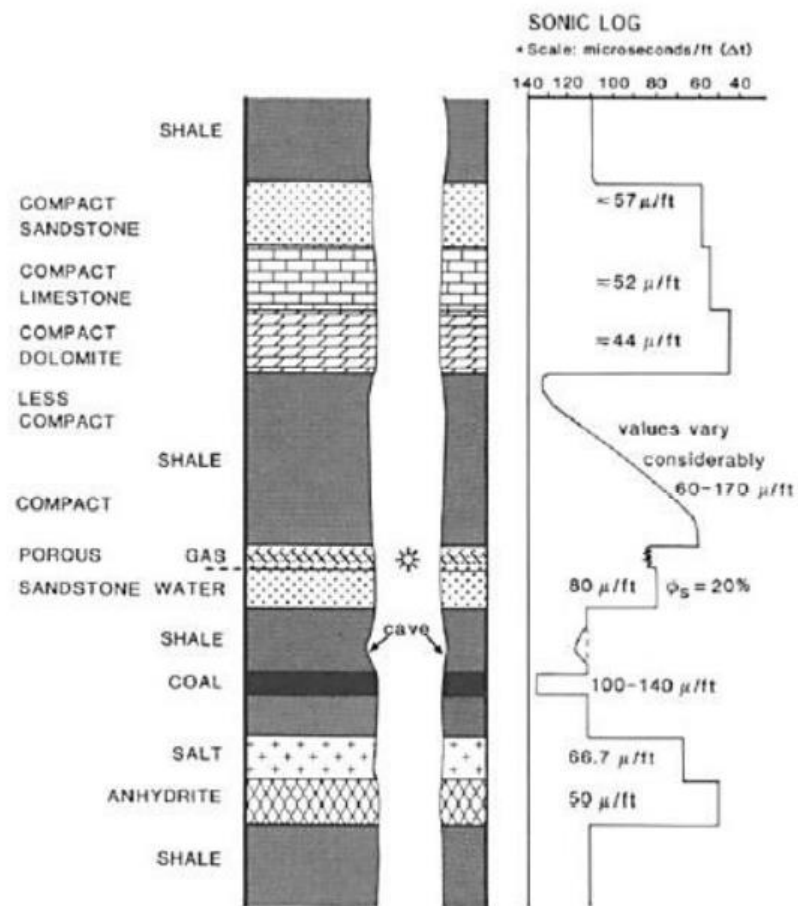


Gambar 10. Respon log neutron terhadap batuan (Rider, 2002)

3.2.5. Log Sonik

Log akustik (*sonic*) adalah hasil rekaman dari deretan gelombang yang digunakan dalam memperkirakan sifat dasar batuan. *Log* tersebut digunakan untuk mengukur waktu tempuh gelombang melalui formasi untuk memperoleh kecepatan gelombang. Prinsip dasar *log* ini adalah mengukur waktu perambatan gelombang melalui formasi dengan jarak tertentu, sehingga diperlukan pemancar dan penerima yang terpisah dengan jarak tertentu. *Log* ini memiliki beberapa fungsi, yaitu:

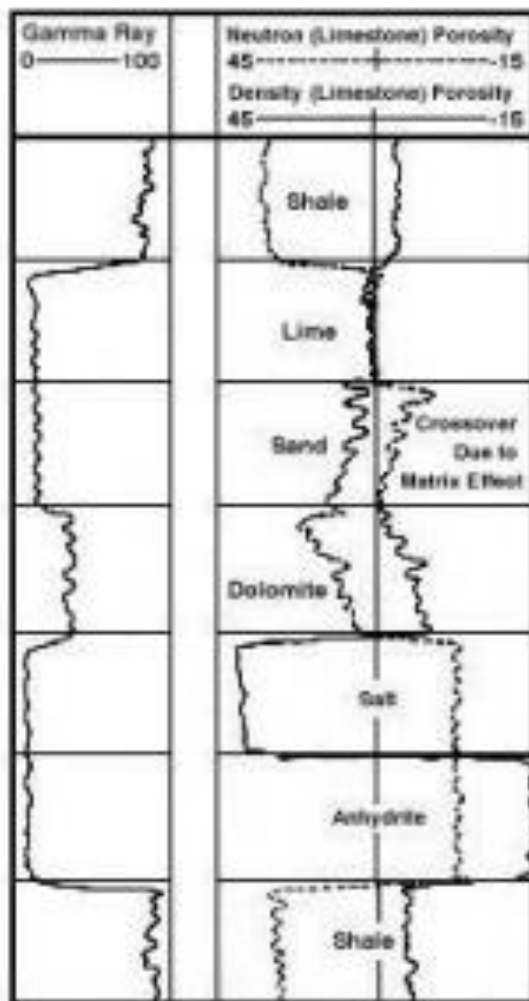
1. Menentukan porositas (porositas primer).
2. Mengindikasikan litologi.
3. Estimasi kualitatif permeabilitas.



Gambar 11. Respon *log* sonik terhadap batuan (Glover, 2000)

3.3. Kombinasi *Log* Densitas (*RHOB*) dan *Log* Neutron (*NPHI*)

Berdasarkan sifat–sifat defleksi kurva ρ_b dan ϕ_N maka dapat memberikan keuntungan tersendiri pada lapisan – lapisan yang mengandung hidrokarbon. Pada lapisan hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (makin kecil harga ρ_b -nya), sedangkan pada *log* neutron, harga porositasnya akan cenderung makin ke kanan (makin kecil harga ϕ_N nya), dan pada lapisan *shale* kedua jenis kurva akan memperlihatkan gejala yang sebaliknya.



Gambar 12. *Log* penentu jenis litologi (Bateman, 1985)

Hidrokarbon akan terjadi separasi antara kedua kurva, dimana separasi disebut positif, sebaliknya pada lapisan *shale* terjadi separasi negatif.

3.4. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika adalah suatu proses yang paling penting dalam mengetahui karakteristik reservoir. Metode ini memanfaatkan besaran fisis dari hasil pengukuran *logging* untuk menghitung nilai dari batuan menggunakan persamaan tertentu. Sebelum dilakukannya analisis terlebih dahulu mendapatkan data dibawah permukaan melalui proses *logging* pada lubang pengeboran. Setelah mendapatkan data, dilakukan analisis yang dapat diperoleh zona reservoir, jenis litologi, identifikasi prospek hidrokarbon, porositas, *volume shale* dan *water saturation*. Ada beberapa parameter penting sebelum melakukan analisis petrofisika antara lain:

3.4.1. Resistivitas Air Formasi (R_w)

Sebelum melakukan perhitungan *water saturation*, diperlukan nilai resistivitas (R_w) tiap formasi. dalam mendapatkan nilai resistivitas air dapat dicari menggunakan metode *Pickett Plot*. Metode *Pickett Plot* adalah suatu hubungan antara nilai resistivitas dengan nilai porositas. Hubungan ini didapat dari persamaan yaitu:

$$F = \Phi^m \quad (1)$$

$$R_o = R_w \cdot F \quad (2)$$

$$R_t = R_o \cdot S_w^{-n} \quad (3)$$

Dari ketiga persamaan diatas, maka didapatkan persamaan yaitu:

$$\text{Log } R_t = - m \log \Phi + \log R_w - n \log S_w \quad (4)$$

Keterangan :

R_t = Resistivitas Log (Ohm.meter)

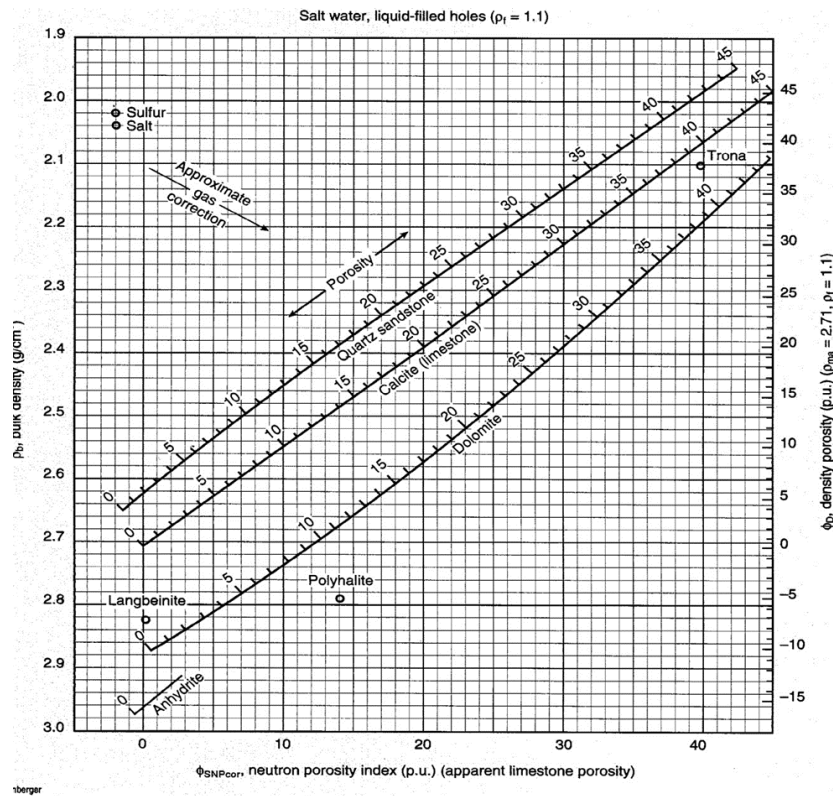
S_w = Saturasi Air (%)

Φ = Porositas

R_w = Resistivitas Air

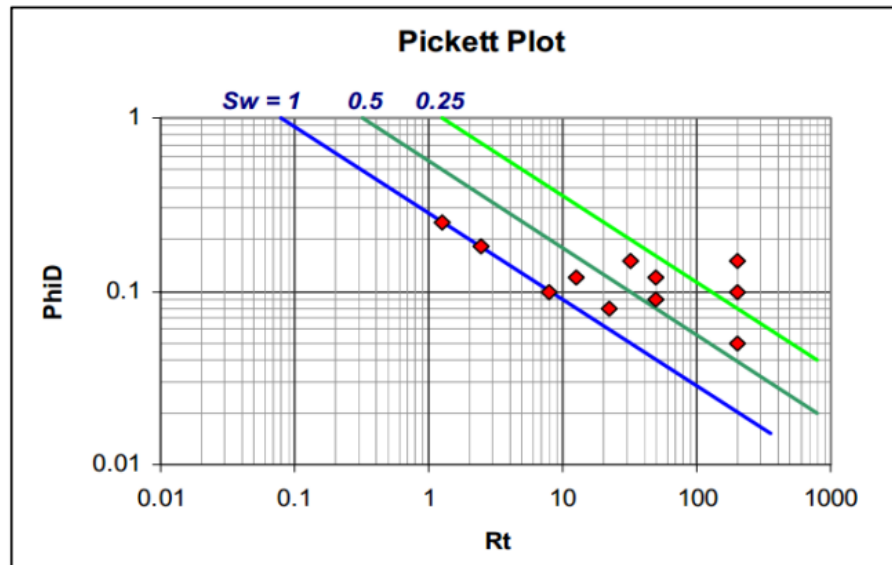
Sebelum menghitung dengan Metode *Pickett Plot* terlebih dahulu mencari nilai porositas litologi dengan menggunakan *chart schlumberger* yang mana seperti pada Gambar 13. Untuk melakukan perhitungan dapat dicari terlebih dahulu nilai densitas (*RHOB*) dan neutron (*NPHI*) pada zona target, setelah mendapat kan nilai porositasnya dapat dilanjutkan perhitungan dengan menggunakan Metode *Pickett Plot* seperti pada Gambar 14.

Berikut contoh *Chart Schlumberger*, yaitu:



Gambar 13. *Chart schlumberger* (Schlumberger 1989)

Berikut contoh Metode *Pickett Plot*, yaitu:



Gambar 14. Contoh metode *pickett plot* (Krygowski, 2012)

3.4.2. Kandungan Volume *Shale* (V_{shale})

Setiap formasi hampir semua batuan sedimen mengandung sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi *clay mineral* (mineral lempung). Formasi dapat dikatakan bersih jika mengandung sifat radioaktif yang kecil, kecuali lapisan tersebut mengandung mineral tertentu, contohnya garam potassium yang terlarut hingga mempengaruhi nilai Gamma Ray. Dalam analisa petrofisik diperlukan perhitungan volume *shale* dikarenakan kandungan *clay* dapat mempengaruhi nilai produktivitas lapisan reservoir. *Log Gamma Ray* mempunyai persamaan empiris contohnya respon persamaan linier. Sementara dalam persamaan non-linier memiliki responsive dengan formasi dan kondisi geografis, oleh karenanya semua persamaan non-linier lebih baik dalam memperkirakan kandungan *shale*. Sehingga persamaan linier perlu menggunakan persamaan non-linier (Asquith dan Krygowski, 2004). Adapun persamaan linier:

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{Min}}{GR_{Max} - GR_{Min}} \quad (5)$$

Persamaan non-linier volume *shale* terbagi menjadi empat yaitu:

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

$$V_{shale} = 0,083 \times ((2^{3,7 \times I_{GR}}) - 1) \quad (6)$$

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

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

3. *Stieber* (1970) untuk *South Louisiana Miocene and Pliocene*, digunakan pada lapisan tersier yang didominasi oleh *shale*.

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{I_{GR}}{3 - 2 I_{GR}} \quad (8)$$

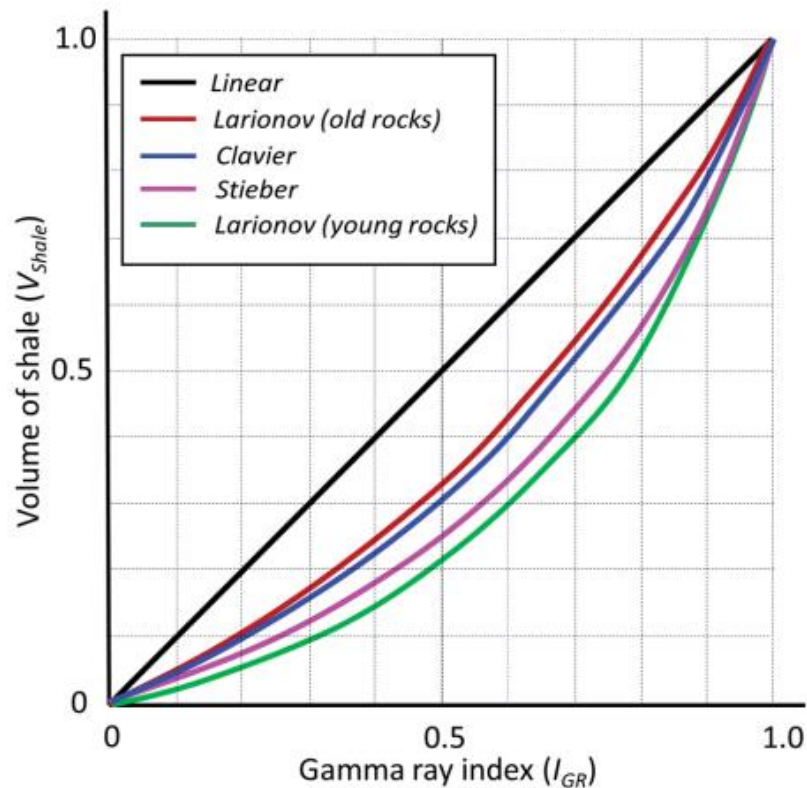
4. *Clavier* (1971), digunakan ketika litologi formasi di dominasi oleh batu pasir.

$$V_{sh} = 1,7 \sqrt{3,38 - (I_{GR} + 0,7)^2} \quad (9)$$

Keterangan:

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

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



Gambar 15. Grafik perbedaan kurva pada persamaan v_{shale} non-linier (Engler, 2012)

3.4.3. Porositas

Porositas merupakan perbandingan volume batuan yang tidak terisi padatan terhadap volume batuan secara keseluruhan. Porositas batuan berperan penting dalam eksplorasi dan eksploitasi dalam bidang perminyakan hal ini dikarenakan porositas berguna untuk menentukan nilai cadangan fluida terhadap massa batuan. Porositas terbagi dua berdasarkan sifat batuan reservoir yaitu, porositas efektif merupakan perbandingan volume pori terhadap volume batuan secara menyeluruh dan porositas absolut merupakan perbandingan volume pori total tanpa melihat berhubungan atau tidaknya terhadap volume batuan secara menyeluruh. Berikut persamaan dari porositas absolut dan porositas efektif (Loverson 1954):

1. Porositas absolut

$$\varphi = \frac{\text{Volume Pori-Pori}}{\text{Volume Total Batuan}} \times 100\% \quad (10)$$

2. Porositas efektif

$$\varphi = \frac{\text{Volume Pori yang berhubungan}}{\text{Volume Total Batuan}} \times 100\% \quad (11)$$

atau

$$\varphi_{eff} = \sqrt{\frac{\varphi N c^2 + \varphi D c^2}{2}} \quad (12)$$

Adapun perhitungan nilai porositas berdasarkan *log* densitas secara matematis yaitu (Bassiouni, 1994):

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

Adapun rumus porositas total antara lain: (Bassiouni, 1994)

$$\varphi_{total} = \frac{\varphi N + \varphi D}{2} \quad (14)$$

Sebelum melakukan porositas efektif maka dilakukan perhitungan sebagai berikut (Bassiouni, 1994):

$$\varphi N c = \varphi N - (\varphi N sh \times V sh) \quad (15)$$

dan

$$\varphi D c = \varphi D - (\varphi D sh \times V sh) \quad (16)$$

Keterangan:

φD = Porositas Densitas

φN = Porositas Neutron (V/V)

ρ_{ma} = Densitas matriks batuan (gr/cc)

ρ_b = Densitas matriks batuan dari *log* densitas/ *RHOB* (gr/cc)

ρ_f = Densitas fluida batuan (nilai 1,1 untuk *mud* dan 1 untuk *fresh water*)

φ_{tot} = Porositas total (V/V)

φ_{eff} = Porositas Efektif

$\varphi D c$ = Koreksi porositas densitas

ϕNc	= Koreksi porositas neutron
ϕDsh	= porositas densitas <i>shale</i> terdekat
Vsh	= <i>Shale Volume</i>

Tabel 4. Skala kualitas batuan terhadap porositas (Koesoemadinata, 1978)

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

Tabel 5. Harga densitas matriks batuan (Harsono, 1997)

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

3.4.4. Saturasi Air (S_w)

Saturasi air merupakan hasil dari perbandingan kuantitas suatu fluida dengan pori batuan. Saturasi dilambangkan jika S_w adalah *Water Saturation*, S_o adalah *Oil*

Saturation, dan *Sg* adalah *Gas Saturation*. Dikarenakan batuan tidak akan mungkin memiliki pori-pori yang kosong maka persamaannya adalah:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (17)$$

Ada dua cara dalam menghitung saturasi yaitu dengan menganalisis sampel *core* dari reservoir dan dengan menggunakan data *logging*. Saturasi air terbagi menjadi dua persamaan yaitu:

1. Metode Archie, digunakan untuk menghitung saturasi air garam dan digunakan dalam sifat litologi seperti, ukuran butir, dan lainnya. Adapun persamaan dari *Archie Water Saturation* (Archie, 1941):

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

Keterangan:

S_w = Saturasi air (%)

R_w = Resistivity formasi air (ohm.m)

R_t = Resistivitas dari formasi (ohm.m)

Φ_{eff} = porositas efektif

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

m = eksponen sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2, 2.15)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5, umumnya 2.0)

2. Metode Simandoux, digunakan untuk formasi air yang bersifat *saline* (*saline formation water*) atau memiliki kadar air yang sangat tinggi. Kekurangan dalam metode ini adalah metode ini hanya dapat meng-*cover* zona linear dan metode ini tidak dapat menghitung persebaran dan jenis *shale*. Adapun persamaan dari *Simandoux Water Saturation* (Poupon dan Leveaux, 1971):

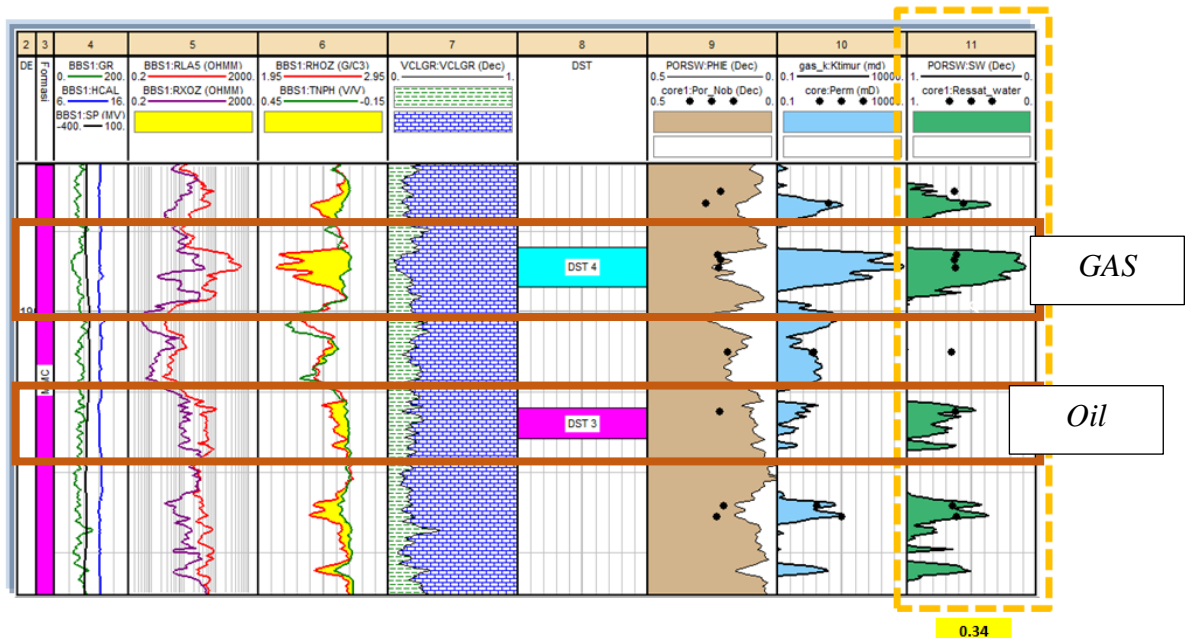
$$S_w = \frac{a \cdot R_w}{\Phi^2} \left[\sqrt{\frac{5 \times \Phi_e^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (19)$$

Keterangan :

- S_w = Saturasi air (%)
 R_t = Resistivitas dari formasi (ohm.m)
 V_{sh} = Volume shale
 R_{sh} = Resistivitas Shale (Ohm.m)
 R_w = Resistivitas air formasi (Ohm.m)
 Φ = Porositas efektif

Tabel 6. Klasifikasi fluida berdasarkan nilai saturasi air (Adim, 1991)

S_o Rata-Rata	S_w Rata-Rata	Perkiraan Jenis Fluida
<3%	<50%	Gas
2-5%	<50 – 60%	Minyak dan Gas
<5%	<60 – 70%	Gas
<1%	<70 – 75%	Air

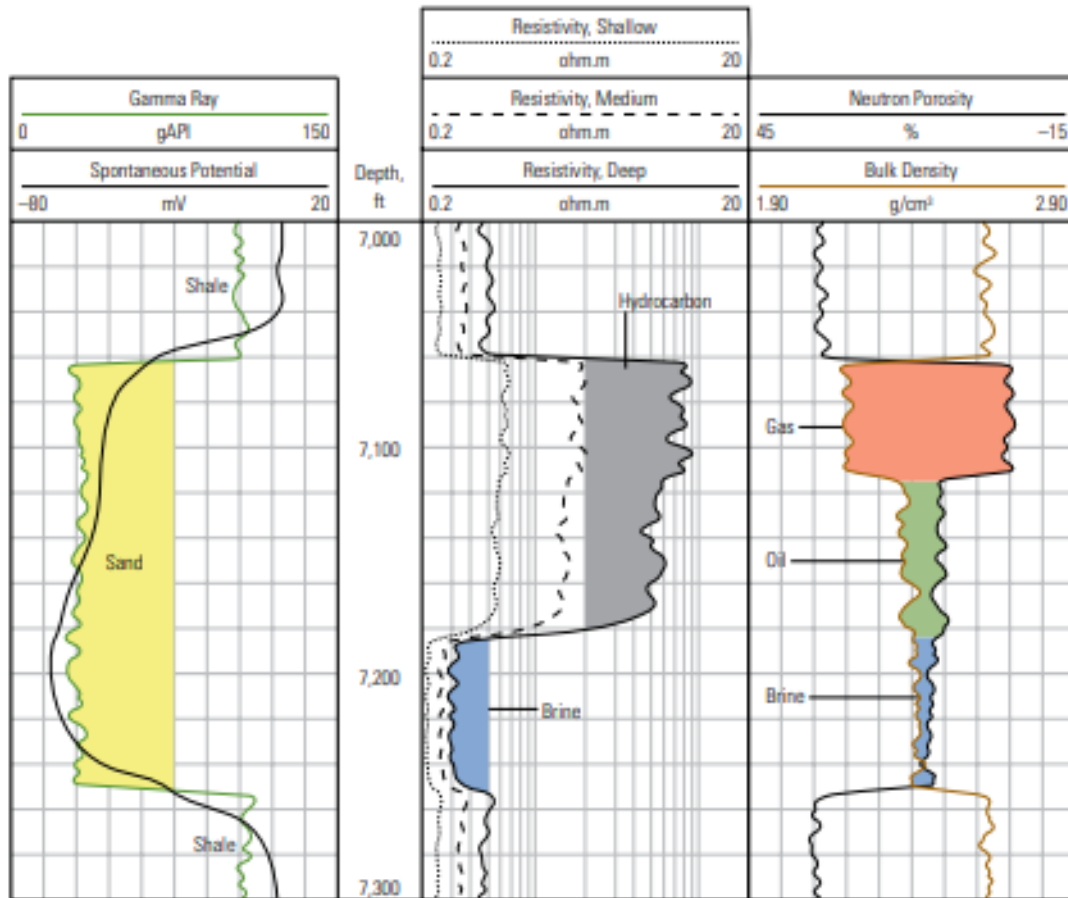


Gambar 16. Interpretasi kuantitatif saturasi air (*water saturation*) (Malinda dkk., 2018)

Gambar diatas merupakan literatur yang dapat memperkuat pernyataan dari Tabel 6 yang mana, dapat dilihat pada zona yang mengandung fluida gas terlihat memiliki separasi *NPHI* dan *RHOB* yang besar dengan nilai saturasi air yang rendah. Sementara pada zona minyak dapat dilihat memiliki separasi *NPHI* dan *RHOB* yang sedang dengan nilai saturasi air menengah.

3.5. Analisis Kualitatif Zona Target Reservoir

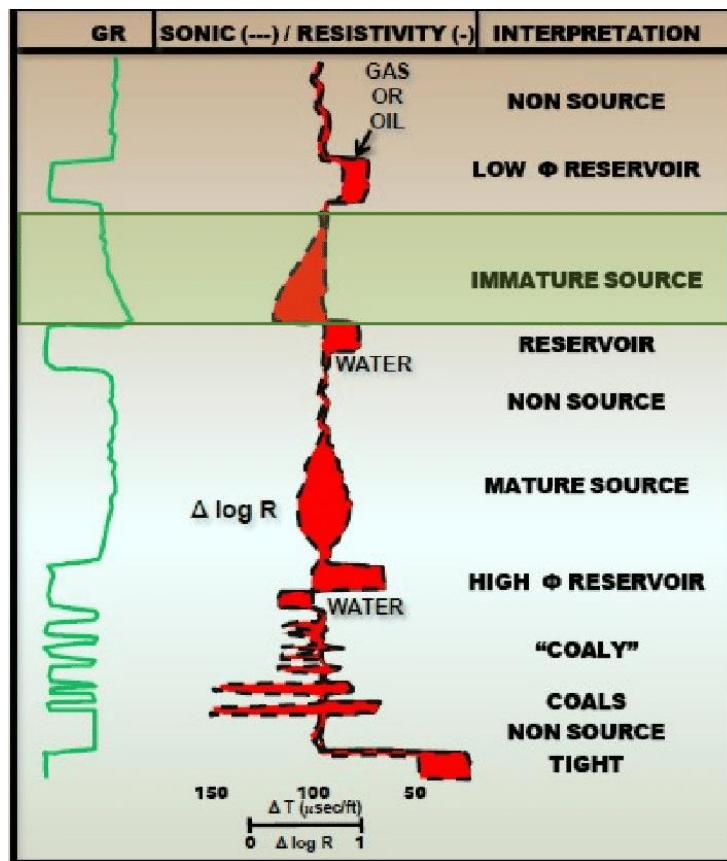
Log Gamma Ray merupakan metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan dari unsur radioaktif yang dimiliki oleh setiap lapisan batuan sepanjang lubang bor. Radiasi yang dimiliki batu serpih (*shale*) sangat tinggi dibandingkan batuan lainnya dikarenakan unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan yang non-*permeable*. Dalam formasi *permeable* memiliki tingkat radiasi yang rendah. Sehingga *log* tersebut sangat membantu dalam memisahkan lapisan *permeable* dan non-*permeable*. *Log* resistivitas merupakan acuan penting dalam menentukan kehadiran reservoir. Adanya hidrokarbon ditandai dengan nilai resistivitas yang dimiliki tinggi, sementara kandungan resistivitas pada air atau lempung ialah rendah. Selain *log gamma ray* dan resistivitas, *log RHOB* dan *NPHI* memiliki peran penting dalam mengetahui adanya reservoir dengan cara melakukan kombinasi *log NPHI* dan *RHOB*. Ketika kedua *log* tersebut dikombinasi dan memiliki interval nilai yang berlawanan (*NPHI* kecil dan *RHOB* besar) maka akan terbentuk *cross over (butterfly effect)*. Semakin besar *crossover* maka dapat diketahui bahwa kandungan reservoir yang dimiliki berupa gas dan sebaliknya jika *crossover* yang dimiliki kecil maka kandungan reservoir yang dimiliki berupa minyak atau air. Berikut gambar perbedaan nilai *log* setiap kandungan reservoir:



Gambar 17. Interpretasi kualitatif zona reservoir (Varhaug, 2016)

3.6. Analisis Kualitatif Zona Batuan Induk

Passey dkk (1990) mengembangkan suatu metoda yang disebut dengan $\Delta \text{Log R}$ *Technique*. Teknik tersebut sangat sukses diaplikasikan pada banyak sumur pengeboran di seluruh dunia baik batuan induk klastik maupun karbonat. Metode ini menggunakan kombinasi *log* resistivitas dan sonik. Untuk mengetahui tingkat kematangan batuan dapat dilihat dari separasi antara *log* resistivitas dan sonik.



Gambar 18. Interpretasi kualitatif lapisan batuan induk (Passey dkk., 1990)

IV. METODE PENELITIAN

4.1. Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun Penelitian dilakukan di:

Tempat : Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung
Alamat : Jl. Brojonegoro No. 1 Gedong Meneng. Kec. Rajabasa. Kota Bandar
Lampung. Lampung. 35142
Tanggal : Juni 2022 s.d. November 2022

Tabel 7. Pelaksanaan kegiatan penelitian

Kegiatan	Juli Minggu Ke-				Agustus Minggu Ke-				September Minggu Ke-				Oktober Minggu Ke-				November Minggu Ke-	
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
Studi Literatur																		
Pengumpulan Data																		
Pengolahan Data																		
Penyusunan Laporan Proposal																		
Bimbingan Seminar Proposal																		
Seminar Proposal																		
Pengolahan Data																		
Penyusunan Laporan Hasil																		
Bimbingan Seminar Hasil																		
Seminar Hasil																		
Resivi dan Bimbingan Laporan																		
Sidang Komprehensif																		

4.2. Alat dan Bahan

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

1. Data *Log* (.Las) (mengambil sebagian data dari skripsi Herlin Lisiana Putri tahun 2017 (LEMIGAS))

Tabel 8. Data *log* yang digunakan pada penelitian

<i>Well</i>	GR	LLD	DT	<i>NPFI</i>	<i>RHOB</i>
DY1	√	√	√	√	√
DY2	√	√	√	√	√
DY3	√	√	√	√	√

2. *Software Techlog 64 2015*

3. Peta Geologi, Stratigrafi Regional Daerah Penelitian Dan Peta Lokasi Penelitian.

4.3. Prosedur Penelitian

Adapun prosedur yang dijalankan selama penelitian terbagi menjadi tiga sebagai berikut:

4.3.1. Studi Literatur

Tahapan awal dalam penelitian ini dilakukannya studi literatur. Tujuan dalam melakukan studi literatur adalah untuk mengumpulkan referensi atau hasil data-data terdahulu yang berkaitan dengan penelitian contohnya dalam bentuk tinjauan pustaka dan teori dasar.

4.3.2. Pengumpulan Data

Tahapan yang kedua adalah melakukan pengumpulan data. Tahapan ini bertujuan agar penulis dapat memperoleh informasi yang dibutuhkan dalam mencapai tujuan dari penelitian. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data sekunder yaitu data *log* (.Las).

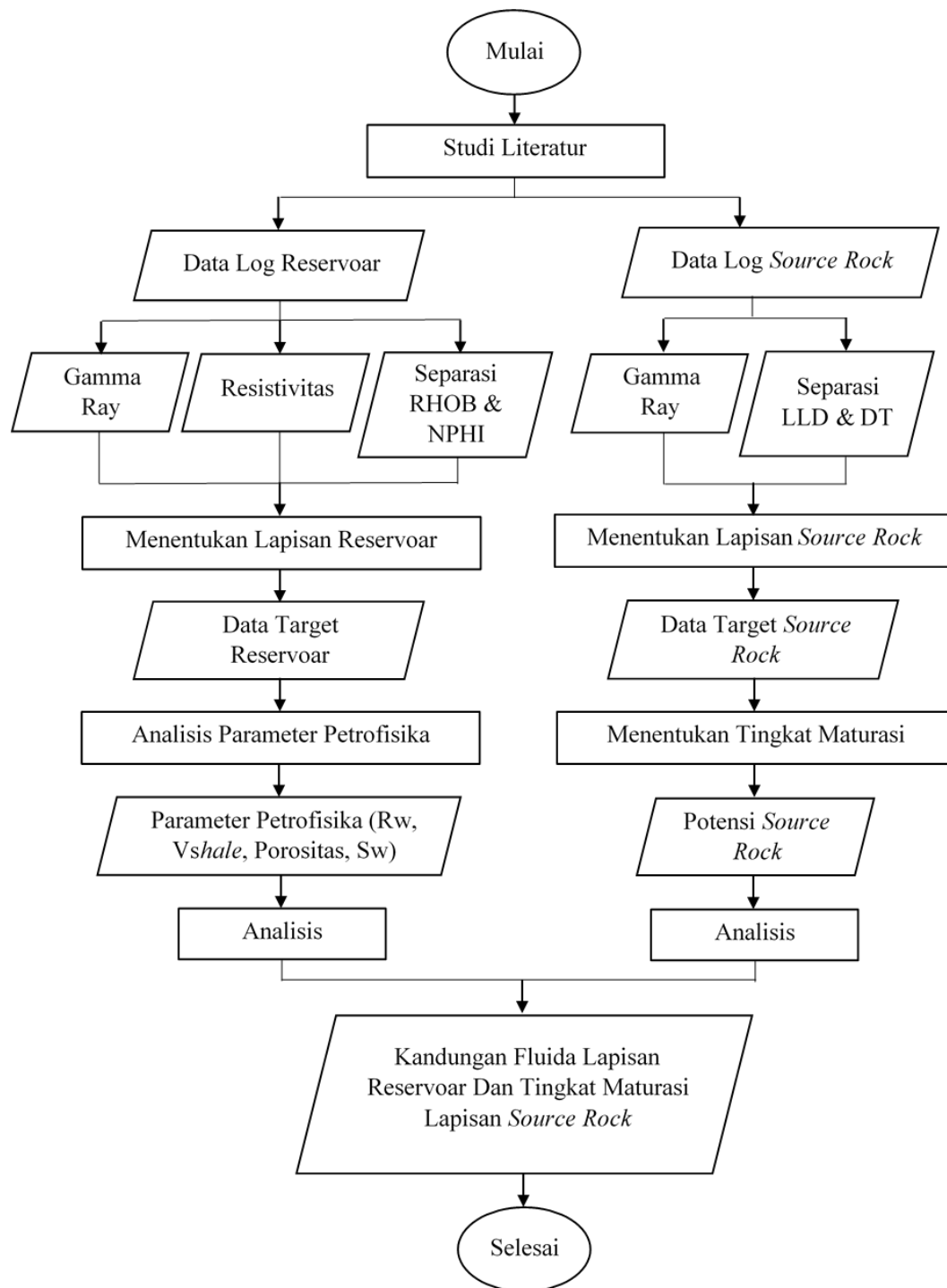
4.3.3. Pengolahan Data

Penelitian ini melakukan pengolahan data menggunakan *Software Techlog 64 2015*. Penelitian ini menggunakan tiga sumur, yaitu sumur DY1, DY2 dan DY3. Penelitian

ini dilakukan di daerah Cekungan Bintuni, Papua Barat. Untuk mengetahui zona target reservoir dapat dilakukan analisa dengan menggunakan *Log Gamma Ray*, *Log Resistivitas*, dan separasi *Log RHOB* dan *Log NPHI*, sementara dalam menentukan zona batuan induk dapat dilakukan analisa dengan menggunakan *Log Gamma Ray* dan separasi *Log DT* dan *Log Resistivitas*. Setelah menentukan lapisan Reservoir maka tahap selanjutnya melakukan analisis petrofisika untuk mendapatkan *Saturation Water* (S_w) dari zona target. Sementara zona target *Source Rock* dilakukan analisis kualitatif untuk mencari tingkat kematangan dari zona target yang sudah ditentukan. Setelah kedua zona telah dilakukan analisis maka penelitian ini dapat mencapai tujuan yaitu mengetahui kandungan fluida lapisan reservoir dan tingkat maturasi lapisan *source rock* (batuan induk).

4.4. Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian ini sebagai berikut:



Gambar 19. Diagram alir penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil interpretasi pada penelitian ini diketahui bahwa pada sumur DY1 memiliki 14 zona lapisan reservoir, pada sumur DY2 memiliki 7 zona lapisan reservoir dan pada sumur DY3 memiliki 9 zona lapisan reservoir. Dimana pada sumur DY1 memiliki rata-rata nilai kandungan adalah minyak, pada sumur DY2 memiliki rata-rata nilai kandungan adalah minyak dan pada sumur DY3 memiliki rata-rata nilai kandungan adalah minyak.
2. Berdasarkan hasil interpretasi pada penelitian ini diketahui bahwa pada sumur DY1 memiliki 20 zona target *source rock* dengan 18 zona target *immature* dan 2 zona target *mature*, pada sumur DY2 memiliki 26 zona target *source rock* dengan 18 zona target *immature* dan 8 zona target *mature* dan pada sumur DY3 memiliki 16 zona target *source rock* dengan 13 zona target *immature* dan 3 zona target *mature*.
3. Dalam penelitian ini dapat diketahui bahwa ketiga sumur yang dimiliki memiliki nilai kandungan minyak dan gas yang dapat diketahui dari nilai saturasi air yang telah dilakukan perhitungan dan interpretasi. Ketiga sumur tersebut juga mengandung zona target *source rock* yang lumayan banyak sehingga batuan sumber ini dapat dijadikan sebagai pembentukan hidrokarbon yang akan datang.

6.2. Saran

Adapun saran pada penelitian ini adalah diperlukannya penelitian lebih lanjut mengenai zona reservoir dengan menggunakan data seismik untuk mengetahui persebaran reservoir secara lateral dan untuk zona target *source rock* dapat dilakukan penelitian lebih lanjut dengan melakukan interpretasi kuantitatif agar dapat mengetahui nilai kuantitas dari karbon organik (TOC) dan nilai kualitas dari karbon organik (Kerogen).

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. 1991. *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoar, Volume 1*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi “LEMIGAS”, Jakarta.
- Anastasya, P. R. 2016. Analisis Penentuan Zona Produktif dan Perhitungan Cadangan Minyak Awal dengan Menggunakandata Logging pada Lapangan Apr. In *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*.
- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto, K., dan Ramadhan, A. 2018. Analisis Petrofisika Dan Penyebab Low Resistivity Reservoir Zone Berdasarkan Data Log, Sem, Xrd Dan Petrografi Pada Lapangan X Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 2(17).
- Archie, G.E. 1941. *The electrical resistivity log as determining some characteristics, Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers* 146, 54-62.
- 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”. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. ISSN 2356-1599.
- Asquith, G., dan George, B. 1976. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. American Association of Petroleum Geologists. Tulsa. Oklahoma.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2003. *Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologists. Oklahoma.

- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2004. AAPG Methods in Exploration, No. 16, Chapter 3: Gamma Ray.
- Bateman, R.M. 1985. *Open-hole Log Analysis & Formation Evaluation*. International Human Resources Development Corporation. Boston.
- Bassiouni, Z. 1994. *Theory, measurement, and interpretation of well logs* (Vol. 4, p. 372). Dallas, TX, USA: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Bintarto, B., Swadesi, B., Choiriah, S. U., dan Kaesti, E. Y. 2020. Pemetaan Singkapan Di Indonesia Berdasarkan Pada Karakteristik Reservoir Migas Studi Kasus “Cekungan Jawa Timur Utara”.
- Brooks, J., Cornford, C., dan Archer, R. 1987. The role of hydrocarbon source rocks in petroleum exploration. *Geological Society, London, Special Publications*, 26(1), 17-46.
- Chevallier, B., dan Bordenave, M, L., 1986. “Contribution of Geochemistry to the Exploration in the Bintuni Basin, Irian Jaya, *Proceeding Indonesian Petroleum Association 15th Annual Convention*, p.439-444.
- Darling, T., 2005, *Well Logging and Formation Evaluation*, Gulf Freeway, Texas.
- Dolan, P.J., dan Hermany, 1988. The Geology of the Wiriagar Field. Jakarta. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association*. Hal 57-87.
- Dow, D.B., dan Sukanto, R., 1983, Western Irian Jaya; The End Product of Oblique Plate Convergence in the Late Tertiary, *Elsevier Science Publisher*, Amsterdam, *Tectonophysics*, 106 (1984) 109-139.
- Einsele, G., 2000, *Sedimentary Basins, Evolution, Facies, and Sediment Budget* (2nded.), Springer, ISBN 3-540-66193-X.
- Engler, W.T. 2012. *Lecture Notes for PET 370, Chapter 7 Gamma Ray (GR) log*.
- Gafoer, S., Cobrie, T., dan Purnomo, J. 1986. *Geological map of the Lahat Quadrangle, South Sumatra, scale 1:250.000*. Geological Research and Development Center, Bandung.

- Glover, P. W. J. 2000. *Petrophysics*. Department of Geology and Petroleum Geology. University of Aberdeen. UK.
- Gupta, H., dan Roy, S., *Geothermal Energy: An Alternative Resource For The 21st Century*: Oxford, Elsevier, 2007.
- Halliburton, A. D. 2001. *Basic Petroleum Geology and Log Analysis*. Halliburton Company.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Edisi 8. Schlumberger Oilfield Service. Jakarta.
- Haryono, A. 2010. *Interpretasi Pola Sebaran Lapisan Batubara Berdasarkan Data Log Gamma ray*. Fisika Mulawarman, Vol.6 No.2.
- Hunt, J. M., 1979. *Petroleum Geochemistry and Geology*. New York; W. H. Freeman.
- Koesoemadinata, R.P. 1978. *Geologi Minyak Bumi*. Bandung. Penerbit ITB.
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas bumi*. Edisi-2, Jilid 1 dan 2. Bandung: ITB.
- Krygowski, D. 2012. *Archie, Hingle, and Pickett Plot: Determining Fluid Saturation for Fun and Profit*. The Discovery Group. Inc. Colorado.
- Lemigas. 2005. *Petroleum Geology of Indonesia's Sedimentary Basin*. Jakarta, Indonesia, 393,P.
- Loverson, A.I. 1954. *Geology of Petroleum*. W.H Freeman & Company. San Francisco.
- Mamudu, A. 2013. Determine The Rellationship Between Resistivity, Water and Hydrocarbon Saturation of Rock Formation Using Composite Well Logs. *Academical Journal of Interdisciplinary Studies MC SER Publishing Rome-Italy E-ISSN 2281-4612 ISSN 2281-3993 pp.123*.
- Mastoadji, E., dan Kristanto. 2007. *Basic Well Log Interpretation*. Handout of AAPG SC UNDIP Course.

- Nukefi, A. 2007. Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., dan Stroud, J. D. 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG bulletin*, 74(12), 1777-1794.
- 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*. Hal 793-830.
- Peters, K.E., dan Cassa, M.R., 1994. *Applied Source Rock Geochemistry*, AAPG Memoir 60 Chapter 5: Tulsa, Oklahoma USA.
- Poupon, A., dan Leveaux, J., 1971. *Evaluation of Water Saturations in Shaly Formation*. SPWLA 12th Annual Logging Symposium, Paper O.
- PT Patra Nusa Data. 2006. *Indonesian Basin Summaries (IBS)*. Inameta Series. Indonesia Metadata Base.
- Putri, H.L., Dewanto, O., dan Haerudin, N. 2017. Analisis Petrofisika Dan Karakterisasi Reservoir Migas Berdasarkan Data Log Dan Data Core Pada Sumur H2, H4, H5 Dan H6 Lapangan Hlp Cekungan Bintuni, Papua Barat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition. Interprint Ltd: Malta.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition. Rider French Consulting-Ltd. Scotland.
- Setyaningsih, C.A. 2014. Pollen Pra-Tersier Daerah Kepala Burung, Papua. *Lembar Publikasi Minyak dan Gas Bumi*. Lemigas. Vol 48.ISSN: 2089-3396.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Application*. Texas: Schlumberger Educational Services.

- Tissot B., dan Welte D. 1984. *Petroleum formation and occurrence*. Springer-Verlag. Berlin. 699 pp.
- Tryono, F.Y. 2016. Peranan Geologi Dalam Sistem Hidrokarbon Serta Potensi Dan Tantangan Eksplorasi Migas Di Indonesia. *Swara Patra: Majalah Ilmiah PPSDM Migas*, 6(2).
- Varhaug, M. 2016. *Basic Well Log Interpretation*. Schlumberger: Oilfield Review.
- Visser, W.A., dan Hermes, J.J. 1962. Geological Result of The Exploration For Oil in Netherlands New Guinea, Koninklijk Nederlands Geologisch Mijnbouwkundig Genootschap. *Geologische Serie*, 20, 1 - 265.
- Vidhotomo, E., Juwono, A. M., dan Mekarsari, R. 2014. Analisis Petrofisika Dan Perhitungan Cadangan Minyak Pada Lapangan “Bear” Cekungan Sumatra Tengah (Studi Kasus PT Chevron Pacific Indonesia) (Doctoral dissertation, Brawijaya University).
- Waples, D., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Human Resources and Develop. Co, Boston, 232.