

**ANALISIS PERMEABILITAS, SATURASI AIR DAN
TINGKAT MATURASI HIDROKARBON TERHADAP
POTENSI MINYAK DAN GAS PADA LAPANGAN JR
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

(Skripsi)

Oleh

Jeremy Abram

1915051027



JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS LAMPUNG

2023

**ANALISIS PERMEABILITAS, SATURASI AIR DAN
TINGKAT MATURASI HIDROKARBON TERHADAP
POTENSI MINYAK DAN GAS PADA LAPANGAN JR
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Oleh

JEREMY ABRAM

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 PERMEABILITAS, SATURASI AIR DAN TINGKAT MATURASI HIDROKARBON TERHADAP POTENSI MINYAK DAN GAS PADA LAPANGAN JR CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT

Oleh

JEREMY ABRAM

Hidrokarbon dapat dianalisis dengan perhitungan sifat-sifat fisika batuan hingga dapat memprediksi jenis kandungan fluida dari saturasi air dan mendapat nilai permeabilitas batuan. Serta dapat menganalisis lapisan *source rock* untuk mendapatkan tingkat kematangan hidrokarbon. Sehingga penelitian ini menganalisis permeabilitas, saturasi air, dan tingkat maturasi terhadap potensi minyak dan gas pada lapangan JR Cekungan Bintuni, Papua Barat. Dengan menggunakan 5 jenis log pada sumur JV2, JV4, JV5, dan JV6. Berdasarkan analisis kualitatif pada sumur JV2 terdapat 4 daerah target reservoir serta 8 daerah target *source rock* dengan tingkat kematangan *mature*, sumur JV4 terdapat 5 daerah target reservoir serta 6 daerah target *source rock* dengan tingkat kematangan *mature*, sumur JV5 terdapat 13 daerah target reservoir serta 7 daerah target *source rock* dengan tingkat kematangan dominan *immature*, dan sumur JV6 terdapat 5 daerah target reservoir serta 7 daerah target *source rock* dengan tingkat kematangan dominan *mature*. Berdasarkan analisis kuantitatif didapatkan perkiraan jenis fluida pada setiap sumur merupakan dominan gas.

Kata Kunci: Permeabilitas, Saturasi Air, Tingkat Kematangan

ABSTRACT

**ANALYSIS OF PERMEABILITY, WATER SATURATION, AND
HYDROCARBON MATURATION LEVELS IN RELATION TO
THE POTENTIAL FOR OIL AND GAS IN THE JR FIELD,
BINTUNI BASIN, WEST PAPUA**

By

JEREMY ABRAM

The hydrocarbons can be analyzed by calculating the physical properties of rocks to predict the type of fluid content from water saturation and obtain the rock permeability value. It can also analyze source rock layers to determine the level of hydrocarbon maturity. Therefore, this research analyzes permeability, water saturation, and maturity levels regarding the potential for oil and gas in the JR Field in the Bintuni Basin, West Papua. Using five types of logs in JV2, JV4, JV5, and JV6. Based on qualitative analysis, JV2 has four reservoir areas and eight source rock areas with mature maturity levels. JV4 has five reservoir areas and six source rock areas with mature maturity levels. JV5 has thirteen reservoir areas and seven source rock areas with predominantly immature maturity levels, while well JV6 has five reservoir areas and seven source rock areas with predominantly mature maturity levels. Based on quantitative analysis, the estimated fluid type in each well is predominantly gas.

Keywords: *Maturity Level, Permeability, Water Saturation*

Judul Skripsi : **ANALISIS PERMEABILITAS, SATURASI
AIR DAN TINGKAT MATURASI
HIDROKARBON TERHADAP POTENSI
MINYAK DAN GAS PADA LAPANGAN JR
CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Nama Mahasiswa : *Jeremy Abram*

Nomor Pokok Mahasiswa : 1915051027

Program Studi : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



Pembimbing I

Pembimbing II

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 196612221996031001

Rahmi Mulyasari, S.Pd., M.T.
NIP. 199102072018032001

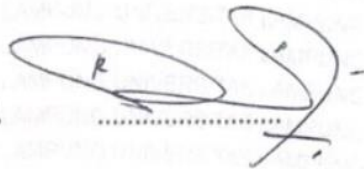
2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

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

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

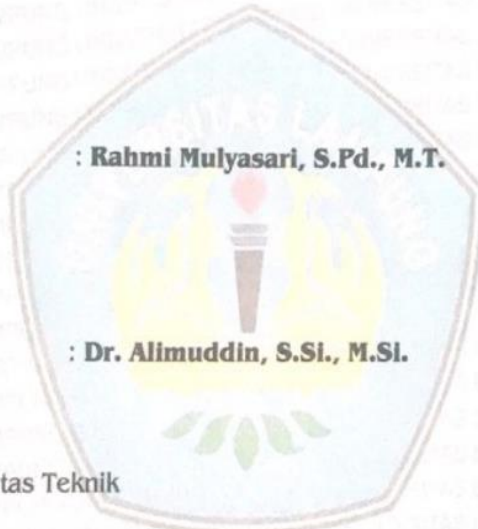
Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.



Sekretaris : Rahmi Mulyasari, S.Pd., M.T.



Anggota : Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si.



2. Dekan Fakultas Teknik



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

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 1 Desember 2023

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan dengan judul “Analisis Permeabilitas, Saturasi Air Dan Tingkat Maturasi Hidrokarbon Terhadap Potensi Minyak Dan Gas Pada Lapangan JR Cekungan Bintuni, Papua Barat” adalah benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunkan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang diakui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang telah berlaku.

Bandar Lampung, 14 Desember 2023



Jeremy Abram
NPM. 1915051027

RIWAYAT HIDUP



Jeremy Abram lahir di Jakarta pada 30 Desember 2000, sebagai anak sulung dari dua bersaudara dari Bapak Robert dan Ibu Hidda. Penulis menempuh pendidikan pertama pada tahun 2006 di Taman Kanak-kanak (TK) *Candle Tree* dan melanjutkan pendidikan di Sekolah Dasar (SD) BPK Penabur Bogor dari tahun 2007 hingga 2013. Selanjutnya, penulis menempuh pendidikan di Sekolah Menengah Pertama (SMP) BPK Penabur Bogor hingga tahun 2016 dan dilanjutkan dengan Pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA Negeri 10 Bogor hingga 2019.

Pada tahun 2019, penulis diterima sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika di Universitas Lampung. Selama masa perkuliahan, penulis aktif mengikuti beberapa kepanitiaan dan organisasi kemahasiswaan, diantaranya sebagai Anggota Biro Dana dan Usaha di Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HIMA TG) Bhuwana tahun 2021 dan Ketua Biro Dana dan Usaha pada tahun 2022.

PERSEMBAHAN

Atas berkat berkat dan rahmat dari Tuhan Yang Maha Esa, penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik.

Skripsi ini saya persembahkan kepada:

Ayah dan Ibu tersayang,

ROBERT dan HIDDA

Yang selalu memberikan doa dan dukungan, serta kasih sayang selalu. Terima kasih atas kepercayaan, kesempatan, dukungan yang diberikan, sehingga penulis bisa sampai di titik ini.

Adikku,

MICHAEL JANPRI GINTING

Yang sudah menjadi adik yang baik. Terima kasih atas candaan, pelukan, dan cerita-cerita yang menghibur dan menemani penulis selama ini. Semoga kamu bisa menjadi orang yang lebih hebat dan lebih baik dari mbak.

KATA PENGANTAR

Puji syukur ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa atas berkat dan Rahmat-NYA, sehingga penulis dapat menyelesaikan penulisan skripsi dengan judul “Analisis Permeabilitas, Saturasi Air Dan Tingkat Maturasi Hidrokarbon Terhadap Potensi Minyak Dan Gas Pada Lapangan Jr Cekungan Bintuni, Papua Barat” dengan baik. Laporan ini disusun sebagai syarat terpenuhinya mata kuliah skripsi dan memperoleh gelar Teknik. Penulis menyampaikan terima kasih kepada semua pihak yang terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam penulisan laporan ini. Penulis juga menyadari masih terdapat kekurangan dalam penulisan ini, sehingga sangat diharapkan kritik dan saran yang membangun. Semoga dengan adanya laporan ini dapat memberikan manfaat kepada siapa pun, baik khalayak umum maupun akademisi untuk kemajuan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 14 Desember 2023

Penulis,



Jeremy Abram

NPM. 1915051027

SANWACANA

Puji syukur ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa atas berkat dan Rahmat-NYA, sehingga penulis dapat menyelesaikan penulisan dan penyusunan skripsi dengan judul “Analisis Permeabilitas, Saturasi Air Dan Tingkat Maturasi Hidrokarbon Terhadap Potensi Minyak Dan Gas Pada Lapangan Jr Cekungan Bintuni, Papua Barat” dengan baik. Dalam kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Tuhan Yang Maha Esa, yang selalu memberikan berkat dan kelimpahan kesempatan, dan kesehatan.
2. Kedua orang tua, Ayah dan Ibu tersayang, yang selalu doa dan dukungannya selalu menyertai penulis.
3. Adik saya, Michael Janpri Ginting, yang menjadi adik sekaligus teman berbagi, selalu.
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku Dosen Pembimbing 1 Skripsi saya, yang telah memberikan saran dan masukan dari awal persiapan Kerja Praktik (KP) hingga penyelesaian skripsi ini.
5. Bapak Rahmi Mulyasari S.Pd., M.T., selaku Dosen Pembimbing 2 Skripsi saya yang telah memberikan saran dan masukan, arahan dan koreksi selama penyusunan skripsi.
6. Bapak Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si., selaku Dosen Pembimbing Akademik dan Dosen Penguji Skripsi saya yang telah memberikan koreksi, saran dan masukannya dari awal perkuliahan saya hingga akhir perkuliahan.
7. Bapak dan Ibu Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah memberikan banyak ilmu dan wawasan.
8. Kepada Elisa Septyani, yang memberikan dukungan serta membantu penulis dalam penyusunan skripsi ini dari awal hingga akhir.

9. 2nd Fam yang telah merangkul saya, untuk dapat tetap mengandalkan Tuhan dalam setiap langkah.
10. Gitocost Pria (Yang Mulia Agil, Verdy, Michael, Mario, Dany) yang selalu kebersamai selama masa perkuliahan ini.
11. Teknik Geofisika 2019. Terima kasih sudah menjadi keluarga baru selama kurang lebih 4 tahun terakhir. Semoga silaturahmi ini sampai selamanya.
12. Hamzah, selaku teman seperjuangan dari SMA, yang menemani dari jauh, dan memberi semangat.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang terlibat dalam perjalanan panjang sejauh ini.

Bandar Lampung, 14 Desember 2023

Penulis,



Jeremy Abram

NPM. 1915051027

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 TABEL | xvi |
| DAFTAR GAMBAR | xvii |
| I. PENDAHULUAN | 1 |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Tujuan Penelitian | 3 |
| 1.3 Batasan Masalah | 3 |
| 1.4 Manfaat Penelitian | 3 |
| II. TINJAUAN PUSTAKA | 5 |
| 2.1 Daerah Penelitian | 5 |
| 2.2 Geologi Regional | 5 |
| 2.3 Tatanan Tektonik | 5 |
| 2.4 Stratigrafi Regional | 6 |
| 2.5 Struktur Geologi..... | 10 |
| III. TEORI DASAR | 12 |
| 3.1 <i>Petroleum System</i> | 12 |

| | | |
|------------|--|-----------|
| 3.2 | <i>Well Logging</i> | 12 |
| 3.3 | Jenis-Jenis Log | 13 |
| 3.3.1 | Log <i>Gamma Ray</i> | 13 |
| 3.3.2 | Log Resistivitas | 15 |
| 3.3.3 | Log <i>Sonic</i> | 17 |
| 3.3.4 | Log Neutron | 18 |
| 3.3.5 | Log Densitas | 19 |
| 3.4 | Interpretasi <i>Logging</i> | 21 |
| 3.4.1 | Interpterasi Kualitatif Daerah Targer Reservoir | 21 |
| 3.4.2 | Interpterasi Kualitatif Daerah Target Batuan Induk | 22 |
| 3.5 | Sifat Fisik Batuan Reservoir | 23 |
| 3.5.1 | <i>Volume Shale</i> | 24 |
| 3.5.2 | Porositas | 25 |
| 3.5.3 | Saturasi Air (S_w) | 26 |
| 3.5.4 | Permeabilitas | 30 |
| 3.6 | Batuan Induk | 32 |
| IV. | METODOLOGI PENELITIAN | 29 |
| 4.1 | Tempat | 29 |
| 4.2 | Alat dan Bahan | 29 |
| 4.3 | Prosedur Penelitian | 34 |
| 4.3.1 | Studi Literatur | 34 |
| 4.3.2 | Pengolahan Data | 34 |
| 4.4 | Jadwal Penelitian | 35 |
| 4.5 | Diagram Alir | 36 |
| V. | HASIL DAN PEMBAHASAN | 38 |
| 5.1 | Data Pengamatan | 38 |
| 5.2 | Pengolahan dan Interpretasi | 38 |
| 5.2.1 | Interpretasi Kualitatif Daerah Target Reservoir | 38 |
| 5.2.2 | Analisis Kuantitatif | 60 |
| 5.2.2.1 | Analisis <i>Volume Shale</i> | 60 |
| 5.2.2.2 | Analisis Porositas | 62 |
| 5.2.2.3 | Analisis Resistivitas Air Formasi (R_w) | 66 |
| 5.2.2.4 | Analisis Saturasi Air | 87 |

| | |
|---|------------|
| 5.2.2.5 Analisis Permeabilitas..... | 89 |
| 5.2.3 Interpretasi Kualitatif Daerah Target Batuan Induk..... | 90 |
| VI. KESIMPULAN DAN SARAN | 111 |
| 6.1 Kesimpulan | 111 |
| 6.2 Saran..... | 112 |
| DAFTAR PUSTAKA..... | 113 |

DAFTAR TABEL

| | Halaman |
|---|----------------|
| Tabel 1. Respon litologi batuan (Haryono, 2010) | 15 |
| Tabel 2. Ukuran porositas dan kualitas (Koesoemadinata, 1980)..... | 26 |
| Tabel 3. Persamaan saturasi air | 27 |
| Tabel 4. Interpretasi saturasi fluida (Adim, 1991) | 28 |
| Tabel 5. Ukuran permeabilitas dan kualitas (Koesoemadinata, 1980)..... | 31 |
| Tabel 6. Jadwal kegiatan penelitian..... | 35 |
| Tabel 7. Daerah target reservoir sumur JV2, JV4, JV5, dan JV6 | 59 |
| Tabel 8. Hasil perhitungan <i>volume shale</i> | 61 |
| Tabel 9. Hasil perhitungan porositas efektif..... | 64 |
| Tabel 10. Zona <i>water bearing</i> sumur JV2..... | 66 |
| Tabel 11. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur JV2 | 69 |
| Tabel 12. Zona <i>water bearing</i> sumur JV4..... | 72 |
| Tabel 13. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur JV4 | 74 |
| Tabel 14. Zona <i>water bearing</i> sumur JV5..... | 77 |
| Tabel 15. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur JV5 | 79 |
| Tabel 16. Zona <i>water bearing</i> sumur JV6..... | 82 |
| Tabel 17. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur JV6 | 84 |
| Tabel 18. Hasil perhitungan R_w pada sumur JV2, JV4, JV5, dan JV6 | 87 |
| Tabel 19. Hasil perhitungan saturasi air (S_w) | 88 |
| Tabel 20. Hasil perhitungan permeabilitas..... | 89 |
| Tabel 21. Daerah target <i>source rock</i> JV2, JV4, JV5, dan JV6..... | 108 |
| Tabel 21. Daerah target reservoir dan <i>source rock</i> JV2, JV4, JV5, dan JV6..... | 109 |

DAFTAR GAMBAR

| | Halaman |
|--|----------------|
| Gambar 1. Lokasi daerah penelitian | 4 |
| Gambar 2. Peta geologi kepala burung (Piagam dkk., 1981)..... | 5 |
| Gambar 3. Stratigrafi Papua (Sapiie, 2000)..... | 9 |
| Gambar 4. <i>Petroleum system</i> (Craig dan Quagliaroli, 2020)..... | 12 |
| Gambar 5. Ilustrasi <i>logging</i> pada sumur eksplorasi (Ellis dan Singer, 2007) | 13 |
| Gambar 6. Respon <i>log gamma ray</i> (Rider, 2002) | 14 |
| Gambar 7. Respon log resistivitas (Rider, 2002)..... | 16 |
| Gambar 8. Respon <i>log sonic</i> (Rider, 2002) | 18 |
| Gambar 9. Respon log neutron (Rider, 2002) | 19 |
| Gambar 10. Respon log densitas (Rider, 1996)..... | 20 |
| Gambar 11. Interpretasi kualitatif zona reservoir (Varhaug, 2016)..... | 22 |
| Gambar 12. Interpretasi kualitatif batuan induk (Passey dkk., 1990) | 23 |
| Gambar 13. Interpretasi petrofisika saturasi air (Malinda, 2018)..... | 29 |
| Gambar 14. Interpretasi saturasi air (Putri, 2017) | 30 |
| Gambar 15. Diagram alir penelitian | 36 |
| Gambar 16. Hasil <i>triple combo</i> , permeabilitas, dan jenis fluida sumur JV2..... | 39 |
| Gambar 17. Daerah target reservoir 1 sumur JV2 | 40 |
| Gambar 18. Daerah target reservoir 2 sumur JV2 | 40 |
| Gambar 19. Daerah target reservoir 3 sumur JV2 | 40 |
| Gambar 20. Daerah target reservoir 4 sumur JV2 | 41 |
| Gambar 21. Hasil <i>triple combo</i> , permeabilitas, dan jenis fluida sumur JV4..... | 43 |
| Gambar 22. Daerah target reservoir 1 sumur JV4 | 44 |
| Gambar 23. Daerah target reservoir 2 sumur JV4 | 44 |
| Gambar 24. Daerah target reservoir 3 sumur JV4 | 44 |

| | |
|---|----|
| Gambar 25. Daerah target reservoir 4 sumur JV4 | 45 |
| Gambar 26. Daerah target reservoir 5 sumur JV4 | 45 |
| Gambar 27. Hasil <i>triple combo</i> , permeabilitas, dan jenis fluida sumur JV5 | 47 |
| Gambar 28. Daerah target reservoir 1 sumur JV5 | 48 |
| Gambar 29. Daerah target reservoir 2 sumur JV5 | 48 |
| Gambar 30. Daerah target reservoir 3 sumur JV5 | 48 |
| Gambar 31. Daerah target reservoir 4 sumur JV5 | 49 |
| Gambar 32. Daerah target reservoir 5 sumur JV5 | 49 |
| Gambar 33. Daerah target reservoir 6 sumur JV5 | 49 |
| Gambar 34. Daerah target reservoir 7 sumur JV5 | 50 |
| Gambar 35. Daerah target reservoir 8 sumur JV5 | 50 |
| Gambar 36. Daerah target reservoir 9 sumur JV5 | 50 |
| Gambar 37. Daerah target reservoir 10 sumur JV5 | 51 |
| Gambar 38. Daerah target reservoir 11 sumur JV5 | 51 |
| Gambar 39. Daerah target reservoir 12 sumur JV5 | 51 |
| Gambar 40. Daerah target reservoir 13 sumur JV5 | 52 |
| Gambar 41. Hasil <i>triple combo</i> , permeabilitas, dan jenis fluida sumur JV6 | 56 |
| Gambar 42. Daerah target reservoir 1 sumur JV6 | 57 |
| Gambar 43. Daerah target reservoir 2 sumur JV6 | 57 |
| Gambar 44. Daerah target reservoir 3 sumur JV6 | 57 |
| Gambar 45. Daerah target reservoir 4 sumur JV6 | 58 |
| Gambar 46. Daerah target reservoir 5 sumur JV6 | 58 |
| Gambar 47. <i>Schlumberger chart</i> sumur JV2 | 68 |
| Gambar 48. <i>Pickett plot</i> sumur JV2 | 70 |
| Gambar 49. <i>Schlumberger chart</i> sumur JV4 | 73 |
| Gambar 50. <i>Pickett plot</i> sumur JV4 | 75 |
| Gambar 51. <i>Schlumberger chart</i> sumur JV5 | 78 |
| Gambar 52. <i>Pickett plot</i> sumur JV5 | 80 |
| Gambar 53. <i>Schlumberger chart</i> sumur JV6 | 83 |
| Gambar 54. <i>Pickett plot</i> sumur JV6 | 85 |
| Gambar 55. <i>Triple combo source rock</i> sumur JV2 | 92 |
| Gambar 56. Daerah target 1 <i>source rock</i> sumur JV2 | 93 |

| | |
|---|-----|
| Gambar 57. Daerah target 2 <i>source rock</i> sumur JV2 | 93 |
| Gambar 58. Daerah target 3 <i>source rock</i> sumur JV2 | 93 |
| Gambar 59. Daerah target 4 <i>source rock</i> sumur JV2 | 94 |
| Gambar 60. Daerah target 5 <i>source rock</i> sumur JV2 | 94 |
| Gambar 61. Daerah target 6 <i>source rock</i> sumur JV2 | 95 |
| Gambar 62. Daerah target 7 <i>source rock</i> sumur JV2 | 95 |
| Gambar 63. Daerah target 8 <i>source rock</i> sumur JV2 | 96 |
| Gambar 64. <i>Triple combo source rock</i> sumur JV4..... | 97 |
| Gambar 65. Daerah target 1 <i>source rock</i> sumur JV4 | 98 |
| Gambar 66. Daerah target 2 <i>source rock</i> sumur JV4 | 98 |
| Gambar 67. Daerah target 3 <i>source rock</i> sumur JV4 | 98 |
| Gambar 68. Daerah target 4 <i>source rock</i> sumur JV4 | 98 |
| Gambar 69. Daerah target 5 <i>source rock</i> sumur JV4 | 99 |
| Gambar 70. Daerah target 6 <i>source rock</i> sumur JV4 | 99 |
| Gambar 71. <i>Triple combo source rock</i> sumur JV5..... | 100 |
| Gambar 72. Daerah target 3 <i>source rock</i> sumur JV5 | 101 |
| Gambar 73. Daerah target 4 <i>source rock</i> sumur JV5 | 101 |
| Gambar 74. Daerah target 6 <i>source rock</i> sumur JV5 | 102 |
| Gambar 75. Daerah target 9 <i>source rock</i> sumur JV5 | 102 |
| Gambar 76. Daerah target 10 <i>source rock</i> sumur JV5 | 102 |
| Gambar 77. Daerah target 11 <i>source rock</i> sumur JV5 | 103 |
| Gambar 78. Daerah target 12 <i>source rock</i> sumur JV5 | 103 |
| Gambar 79. <i>Triple combo source rock</i> sumur JV6..... | 104 |
| Gambar 80. Daerah target 1 <i>source rock</i> sumur JV6 | 105 |
| Gambar 81. Daerah target 2 <i>source rock</i> sumur JV6 | 105 |
| Gambar 82. Daerah target 3 <i>source rock</i> sumur JV6 | 105 |
| Gambar 83. Daerah target 4 <i>source rock</i> sumur JV6 | 106 |
| Gambar 84. Daerah target 5 <i>source rock</i> sumur JV6 | 106 |
| Gambar 85. Daerah target 6 <i>source rock</i> sumur JV6 | 107 |
| Gambar 86. Daerah target 7 <i>source rock</i> sumur JV6 | 107 |

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Meningkatnya penggunaan minyak dan gas kerap terjadi hingga sekarang, hal ini disebabkan karena minyak dan gas bumi masih menjadi sumber energi utama bagi masyarakat dalam beraktivitas. Penggunaan sumber daya hidrokarbon mengalami peningkatan dengan meningkatnya populasi di Indonesia (Gupta dan Roy, 2007). Berdasarkan data statistik migas, konsumsi Bahan bakar minyak sebesar 1,2 Juta BPD (*Barrel per Day*), jumlah ini mengalami peningkatan drastis dari tahun-tahun sebelumnya (Kementrian ESDM, 2016). Sehingga, upaya eksplorasi cadangan baru kerap dilakukan di berbagai wilayah, untuk memenuhi kebutuhan energi nasional.

Upaya guna menemukan cadangan hidrokarbon baru tidak mudah, karena meliputi berbagai studi, salah satunya melakukan studi awal geologi. Studi awal ini diawali dengan menganalisis jebakan-jebakan hidrokarbon atau bisa disebut *petroleum system*. Pada *petroleum system*, hidrokarbon terakumulasi di alam dalam perangkap yang disebut batuan reservoir, selain itu, terdapat batuan induk (*source rock*). Batuan induk ini merupakan batuan sedimen yang memiliki kandungan organik (Fatahillah, 2016). Reservoir dan *source rock* ini adalah bagian terpenting *petroleum system*, bagian ini harus dimiliki untuk termpat terkumpul dan terakumulasinya suatu hidrokarbon di tempat tertentu atau bisa disebut cekungan.

Indonesia memiliki banyak cekungan berpotensi cadangan minyak dan gas bumi, terutama cekungan-cekungan yang berada di Papua. Hal ini dikarena-

kan Papua memiliki struktur geologi kompleks yang dapat mepresentasikan terdapatnya sumber daya alam di Papua, terutama sumber daya minyak dan gas. Salah satu cekungan yang ada di Papua yaitu Cekungan Bintuni yang terletak di daerah Kepala Burung Papua Barat.

Cekungan Bintuni kerap diteliti, salah satunya oleh Acep dan Tatang (2017), dengan menggunakan metode gayaberat, dengan metode ini mendapatkan *strike slip fault* yang memiliki arah baratdaya-timurlaut yang menjadi jalur migrasi hidrokarbon. Penelitian lainnya dilakukan menggunakan metode magnetotelurik (MT), hasil dari penelitian ini menandakan terdapatnya hidrokarbon pada formasi-formasi Cekungan Bintuni (Yulianti, dkk., 2018). Penelitian ini diteliti lebih lanjut untuk mengetahui dan mendapatkan keberadaan daerah target hidrokarbon.

Metode *well logging* dapat membantu dalam menemukan lapisan hidrokarbon. Metode *well logging* merupakan suatu metode geofisika yang digunakan untuk mendapat data permukaan bawah tanah dengan memasukkan alat kedalam sumur bor (Schlumberger, 1989). Metode *well logging* akan menghasilkan kurva-kurva dari parameter fisis batuan yang terekam secara kontinu yang menggambarkan bawah permukaan secara mendetail. Metode ini memiliki tujuan untuk mendapatkan parameter sifat fisika batuan, diantaranya porositas, permeabilitas, dan kejenuhan air (Dewanto, 2009). Metode ini juga dapat menentukan daerah target reservoir serta daerah target batuan induk. Dari data log dapat diidentifikasi daerah target secara analisa kualitatif dan kuantitatif. Oleh karena itu, metode ini mengambil peranan penting untuk menemukan lapisan hidrokarbon.

Dalam menganalisis potensi suatu sumur yang akan diproduksi, terdapat beberapa syarat diantaranya menganalisis parameter sifat fisika batuan, terutama analisis permeabilitas, saturasi air, dan tingkat maturasi yang mempengaruhi cadangan hidrokarbon pada daerah target reservoir dan tingkat kematangan pada daerah target batuan induk. Berdasarkan latar belakang

tersebut, dilakukanlah analisis permeabilitas, saturasi air, dan tingkat maturasi hidrokarbon terhadap potensi minyak dan gas pada Cekungan Bintuni, Papua Barat, Papua.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan nilai saturasi air, dan nilai permeabilitas pada daerah target reservoir berdasarkan analisis petrofisika di Lapangan JR Cekungan Bintuni, Papua Barat.
2. Menentukan tingkat kematangan (*maturity*) daerah target batuan induk berdasarkan analisis kualitatif di lapangan JR Cekungan Bintuni, Papua Barat.
3. Menentukan potensi minyak dan gas bumi, pada daerah target reservoir berdasarkan nilai saturasi air, dan nilai permeabilitas serta tingkat kematangan daerah target batuan induk pada lapisan lapangan JR Cekungan Bintuni, Papua Barat.

1.3 Batasan Masalah

1. Data yang digunakan adalah data log sekunder (.LAS) pada sumur JV2, sumur JV4, Sumur JV5, dan sumur JV6.
2. Mengetahui daerah target reservoir berdasarkan analisis petrofisika pada Lapangan JR Cekungan Bintuni, Papua Barat.
3. Mengetahui potensi tingkat kematangan batuan induk (*source rock*) berdasarkan analisis kualitatif pada Lapangan JR Cekungan Bintuni, Papua Barat.

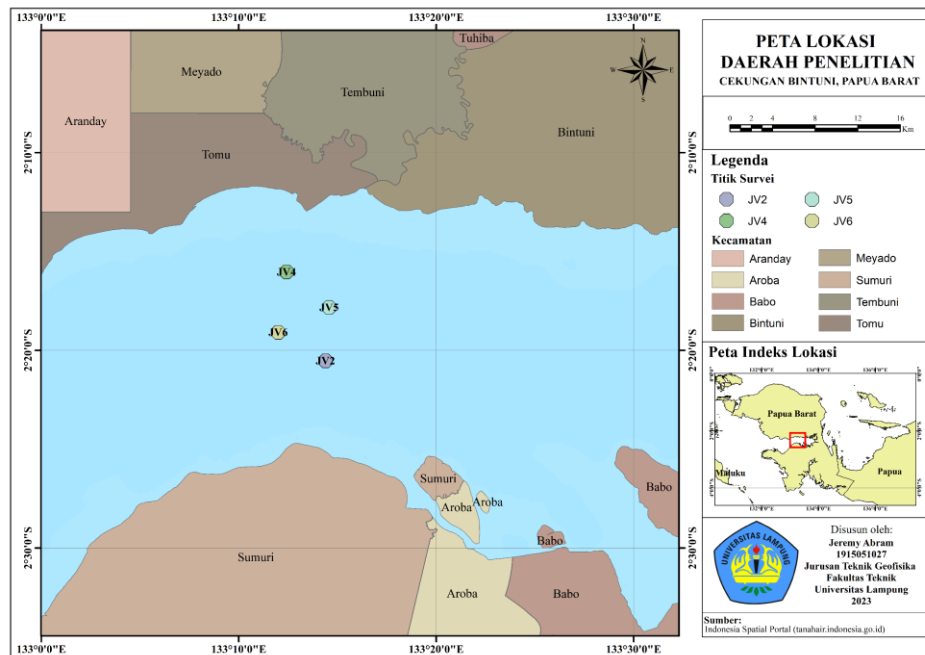
1.4 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dalam penelitian tugas akhir ini adalah mengetahui potensi minyak dan gas berdasarkan nilai permeabilitas, saturasi air, dan tingkat maturasi pada lapangan JR Cekungan Bintuni, Papua Barat.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Daerah Penelitian

Daerah lokasi penelitian terletak di Cekungan Bintuni, Kabupaten Papua Barat, Papua. Pada daerah penelitian Lapangan Jr Cekungan Bintuni terdapat 4 data sumur yaitu JV2, JV4, JV5, dan JV6 yang dapat dilihat pada Gambar 1.

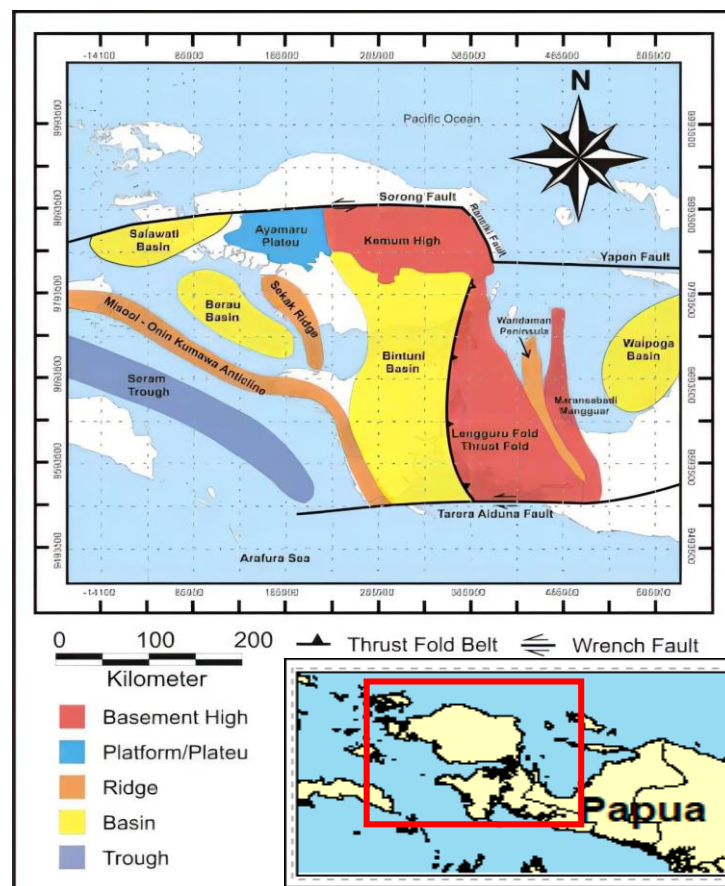


Gambar 1. Peta lokasi penelitian

2.2 Geologi Regional

Lokasi penelitian berada di daerah kepala burung yang memiliki kondisi geologi yang kompleks, tepatnya di Cekungan Bintuni. Terjadinya proses pengangkatan *Lengguru Fault Belt* dan Blok Kemum dari utara yang menjadikan Cekungan Bintuni ini berkembang pesat. Di timur Cekungan Bintuni dibatasi oleh *Lengguru Fault Belt* yang membawa batuan klastik

dengan umur Mesozoik serta batugaming tersier akibat sesar dan lipatan yang terjadi. Bagian barat cekungan ini dibatasi oleh Pegunungan Sekak, Pegunungan Sekak ini berada pada bagian barat hingga kearah utara. Bagian utara dibatasi oleh Dataran Tinggi Ayamaru serta Sesar Sorong. Dan bagian selatan terdapat sesar Tarera-Aiduna yang menjadi batasnya. Sesar yang berada pada bagian Selatan dan utara ini iala sesar utama di Papua Barat (Marten, 2012). Secara rinci geologi regional Kepala Burung Papua Barat dapat diperhatikan dalam Gambar 2.



Gambar 2. Peta geologi kepala burung (Pigram dkk., 1981).

2.3 Tatanan Tektonik

Papua sendiri memiliki dua lempeng tektonik aktif yang memiliki arah saling menyatu, karenanya kedua lempeng ini saling berumbukan. Lempeng ini ialah Lempeng Samudera Pasifik *Caroline* yang memiliki arah gerak barat-baratdaya dengan kecepatan $7.5\text{cm}/\text{thn}$, serta Lempeng Benua Indo-Australia

yang memiliki arah gerak ke utara dengan kecepatan $10.5\text{cm}/\text{thn}$. Terjadinya tumbukan akibat kedua lempeng ini membentuk struktur geologi yang kompleks. Terutama pada Papua Barat, yang merupakan kerak dari Benua Indo-Australia (Sapiie dkk., 2007).

Akibat dari tumbukan ini, Lempeng yang lemah akan mengalami subduksi, sehingga membuat lempeng ini berada dibawah Lempeng Australia, lempeng ini ialah Lempeng Pasifik. Diketahui juga tumbukan yang terus menerus mengakibatkan terjadinya kompresi, kompresi ini terjadi karena interaksi kovergen miring antar lempeng yang saling bertumbukan (Dow dan Sukamto, 1984).

Tektonik utama pada Papua dapat dijelaskan dengan empat episode (Henage, 1993), yang pertama, terjadi di batas utara Lempeng Benua Indo-Australia, selanjutnya pada Paparan Baratlaut Lempeng Indo-Australia, yang merupakan periode *rifting* awal Jurrasic. Lalu, terbentuknya Jalur Lipatan ANjakan Papua dan Lengguru, yang dihasilkan dari tumbukan tersier Lempeng Samudra Pasifik-*Caroline* dengan Indo-Australia serta Busur Banda dengan Lempeng Benua Indo-Australia.

2.4 Stratigrafi Regional

Stratigrafi cekungan Benua Indo-Australia merupakan susunan dari litologi Kepala Burung sebelum terjadinya tumbukan, yang membetuk susunan endapan sedimen, sehingga untuk mendapat ilustrasi stratigrafi pada Papua dapat diamati dari cekungan Benua Indo-Australia (Henage, 1993). Stratigrafi Kepala Burung secara umum dapat dilihat juga melalui stratigrafi yang terendapkan pada pratersier di Cekungan Bintuni. Menurut Lemigas (2009), Formasi Kemum merupakan formasi yang telah terkonfirmasi berumur silur hingga devon dengan batuan endapan tertua di Papua.

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 yaitu,

1. Sekuen *Pre-Rift*, yang terjadi pada periode pre-permian, dengan endapan berumur karbon yang membentuk batuan sedimen, berupa batupasir, batulempung, dan *shale*.
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 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. Endapan *post-rift* ini dikenal dengan kelompok Kembelangan. Pengendapan terjadi dengan arah utara ke selatan dengan ciri penebalan ke arah selatan.

Secara terperinci kelompok formasi dapat dijelaskan dari batuan pra-tersier pada bagian kepala burung merupakan batuan dasar yang termasuk dalam sikuen turbidit Formasi Kemum berusia silur-devon. Dilanjutkan Formasi Aifam pada bagian kepala dan leher burung secara tak selaras menumpang di batuan dasar, dan terpengaruhi oleh siklus transgresif-regresif pada karbon atas-permian atas. Kelompok terbagi menjadi 3 formasi, dari tua ke muda yaitu Formasi Aimau, Aifat, dan Ainim yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal dibagian bawahnya hingga lingkungan fluvio-deltaik kearah atas. Formasi Aiduna pada bagian badan burung berumur setara dengan

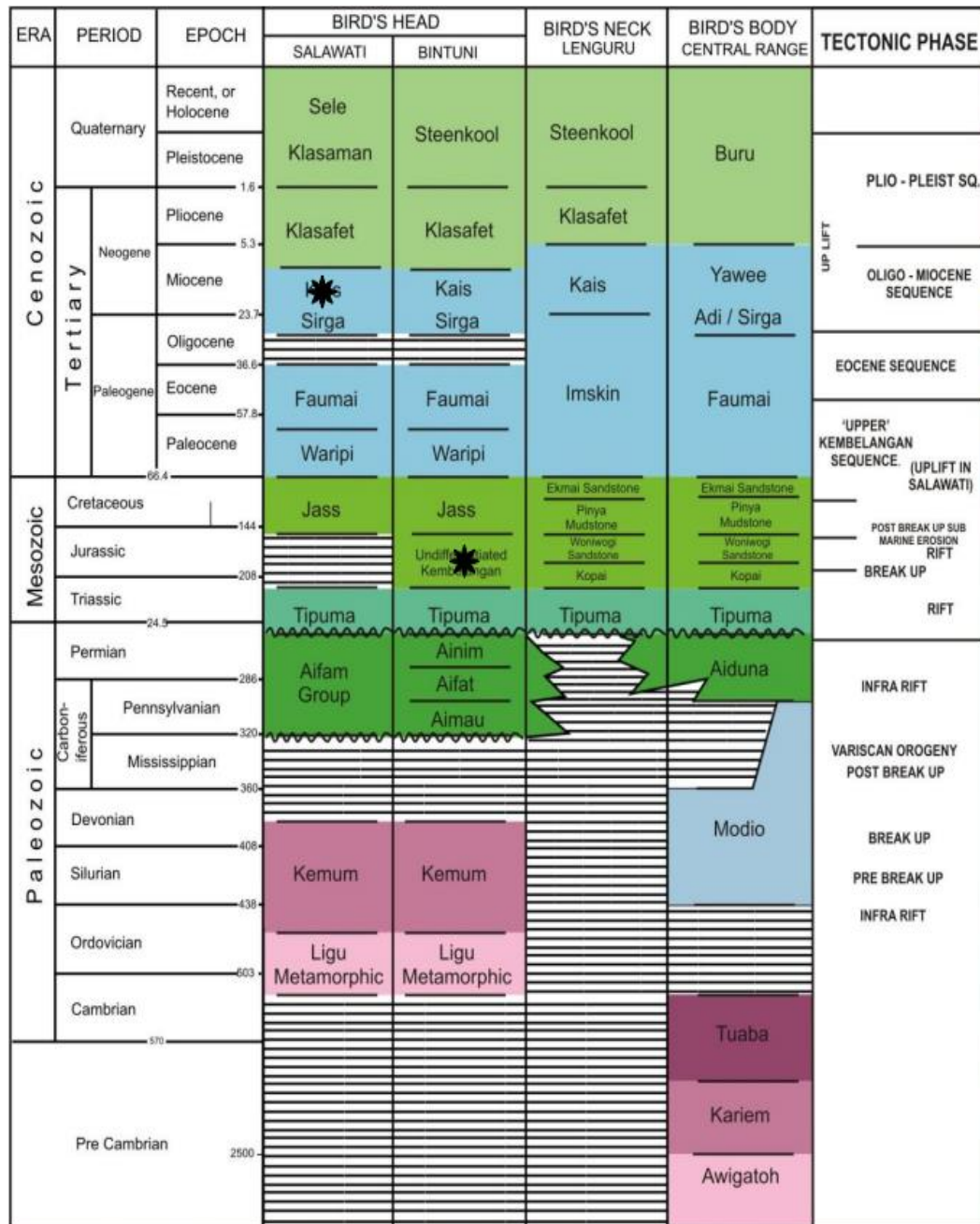
Formasi Aifam, dicirikan oleh batuan siliklastik berlapis dengan sisipan batubara, ditafsirkan sebagai endapan fluvial hingga lingkungan delta.

Regresi yang berlanjut hingga trias menyebabkan terendapkannya Formasi Tipuma. Formasi Tipuma (trias-jura awal) diendapkan pada lingkungan fluvials selama periode *rifting* kerak benua. Formasi Tipuma tersebar dari bagian kepala burung hingga badan burung Papua.

Diatas Formasi Tipuma, secara tak selaras terendapkan Formasi Jass dibagian kepala burung yang menjari terhadap kelompok kembelangan yang masing-masing berumur jura-kapur. Formasi dan kelompok ini menandakan perubahan lingkungan menjadi *passive margin* dengan ciri khas sedimen laut. Formasi Waripi yang melapisi Formasi Jass dan kelompok kembelangan menandakan perubahan klastik pra-tercier menjadi sikuen karbonat tersier.

Sikuen karbonat berumur eosen-miosen terdiri dari 3 formasi, dari tua ke muda yaitu Formasi Aumai, sago, dan kais yang tergabung dalam batugamping *New Guinea*. Formasi tersebut mencirikan lingkungan pengendapan paparan karbonat pada laut dangkal. Batugamping Formasi Yawee di bagian badan burung menjari terhadap konglomerat Formasi Iwur dan Formasi Akimeugah.

Pada pliosen awal, aktivitas tektonik aktif mempengaruhi cekungan-cekungan di area kepala burung, menyebabkan terendapkannya Formasi Klasaman pada Cekungan Salawati dan Formasi Steenkol pada Cekungan Bintuni, masing-masing mewakili lingkungan laut dan transisi. Pada Formasi Klasaman dijumpai batulempung laut dalam dan batugamping, sedangkan di Formasi Steenkol dijumpai batubara (Sapiie, 2000 dalam Darman dan Sidi, 2000). Secara jelas stratigrafi Cekungan Bintuni dapat dilihat pada Gambar 3.



Gambar 3. Stratigrafi Papua (Sapiie, 2000).

Cekungan *mature* merupakan cekungan yang telah berproduksi dan memiliki sistem *petroleum* yang lengkap dan telah berproduksi, contohnya adalah Cekungan Salawati. Pada Cekungan Salawati Formasi Klasafet bertindak sebagai batuan induk dan reservoirnya merupakan Formasi Kais, dengan sistem perangkap berasosiasi dengan struktur sesar normal yang menghubungkan sikuen permian dengan perangkap kais.

Pada Cekungan Bintuni, potensi batuan induk terbagi dalam 3 zona, yaitu Formasi Ainim, Formasi Waripi, dan kelompok batugamping *New Guinea*. Reservoir utama yang mengandung hidrokarbon adalah batupasir Formasi Kembelangan bawah dan Formasi Kais, sedangkan batuan penutupnya adalah Formasi Stenkool.

2.5 Struktur Geologi

Terdapat beberapa struktur geologi yang berada mengelilingi Cekungan Bintuni, yaitu sesar sorong yang merupakan *strike-slip* bergerak mengiri sebagai hasil interaksi antara Lempeng Australia-India di selatan dan lempeng-lempeng di sebelah utara (Hamilton, 1979). Pergerakan sesar sorong kemungkinan berlangsung dari miosen akhir sampai pliosen dan setelah itu terjadi penggesaran disertai pengangkatan wilayah bagian utara dan timur kepala burung pada kala pliosen dan kuartar. Pada bagian timur kepala burung, hadir sesar yapen sebagai kemenerusan dari sesar sorong.

Blok Kemum adalah bagian dari tinggian batuan dasar, dibatasi oleh sesar sorong di utara dan sesar ransiki di timur. Batas selatannya dicirikan oleh kehadiran sedimen klastik tidak termetamorfkan berumur paleozoikum-mesozoikum dan batugamping tersier (Pieters, 1983).

Pada bagian timur Blok Kemum dibatasi oleh jalur lipatan anjakan Lengguru. Jalur lipatan anjakan Lengguru berarah baratdaya-tenggara diperlihatkan oleh suatu seri bentukan *ramps* dan *thrust*. Di bagian selatannya, jalur ini terpotong oleh zona sesar Tarera-Aiduna. Intensitas perlipatan lipatan anjakan Lengguru cenderung melemah ke arah utara zona perlipatan dan meningkat ke arah timur laut. Zona Sesar Tarera-Aiduna merupakan zona sesar mendatar mengiri di daerah selatan leher burung. Jalur Lipatan Anjakan Lengguru secara tiba-tiba berakhir di zona berarah barat-timur ini (Dow dkk., 1986).

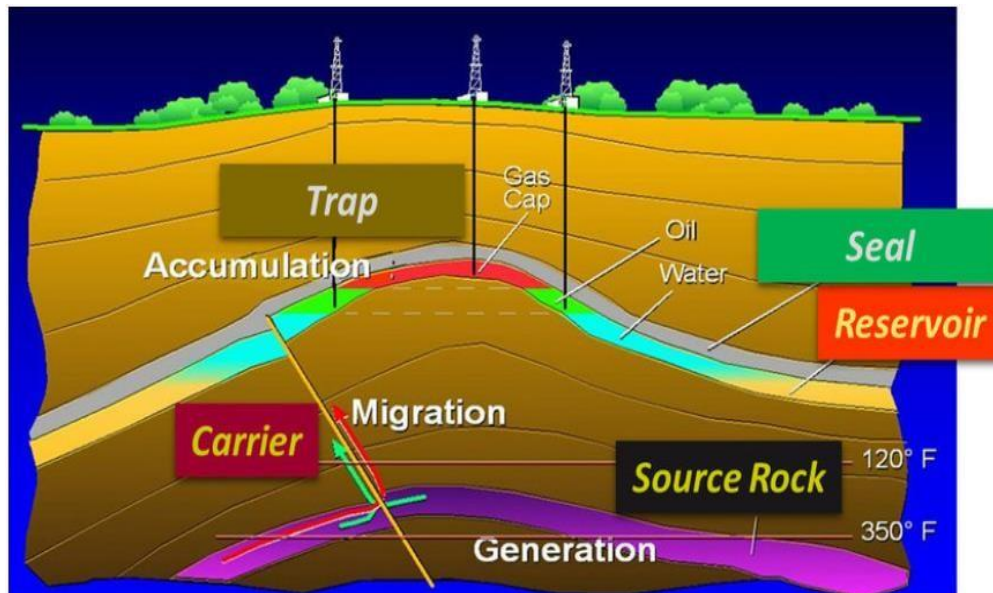
III. TEORI DASAR

3.1 *Petroleum System*

Dalam *petroleum system*, terdapat beberapa bagian, yaitu batu induk (*source rock*), pematangan (tingkat maturasi), batuan reservoir, migrasi, *timing*, perangkap (*trap*) dan batuan penutup (*sealing rock*). Secara jelas dapat dilihat pada Gambar 4.

- a. Batuan induk (*source rock*) merupakan batuan sedimen yang memiliki kandungan bahan organik yang akan mengalami diagenesis, sehingga merubah bahan organik menjadi hidrokarbon.
- b. Maturasi merupakan proses pembentukan dari bahan organik menjadi hidrokarbon. Pembentukan ini terjadi akibat ada proses pengendapan dan pembatuan pada batu induk, serta dibantu dengan temperatur yang rendah dengan tekanan, sehingga bahan organik akan membentuk hidrokarbon.
- c. Reservoir merupakan lapisan yang memiliki batuan-batuan berpori (porositas yang baik) untuk menyimpan dan menyalurkan hidrokarbon (permeabilitas yang baik). Batuan ini umumnya merupakan batupasir.
- d. Migrasi merupakan transportasi dari lapisan batuan induk ke lapisan reservoir. Migrasi ini dapat dilakukan dengan adanya antiklin yang menyebabkan adanya suhu tinggi sehingga mengangkat hidrokarbon naik ke lapisan reservoir.
- e. *Timing* merupakan waktu pengisian hidrokarbon pada perangkap. 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* merupakan batuan penutup, batuan ini biasanya batuan yang impermeabel yang dapat menahan aliran fluida hidrokarbon (Abdullah, 2012).



Gambar 4. *Petroleum system* (Craig dan Quagliaroli, 2020).

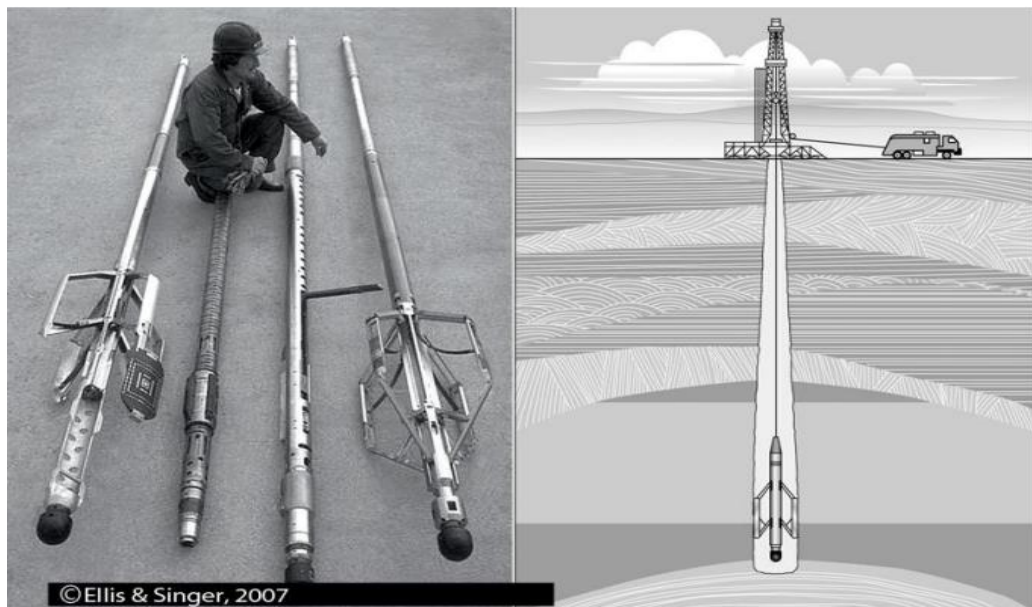
3.2 *Well Logging*

Well logging ialah metode pengukuran yang menggunakan prinsip-prinsip fisika seperti resistivitas, radioaktif, gelombang akustik, konduktifitas dan beberapa prinsip fisika lainnya. Prinsip kerja metode *well logging* ini dengan cara memasukkan alat ukur kedalam sumur bor, alat ini nantinya akan mengukur sifat fisika batuan, sehingga mendapat nilai berupa kurva-kurva yang menjadi data bawah permukaan (Schlumberger, 1989).

Metode ini memiliki fungsi untuk mendapatkan nilai petrofisika yang bisa digunakan untuk mendeteksi perlapisan hidrokarbon. Akan tetapi diperlukan identifikasi dari parameter-parameter sifat fisika batuan untuk menandakan adanya perlapisan hidrokarbon. Hal ini dapat dilakukan dengan analisis menggunakan metode *well logging* secara kualitatif dan kuantitatif (Dewanto, 2009). Metode *well logging* ini juga dapat memberikan tanda-tanda potensi adanya hidrokarbon, diantaranya dapat menentukan adanya hidrokarbon per

kedalaman, menentukan ketebalan secara vertikal, serta dapat menentukan hidrokarbon yang potensial dan yang tidak.

Dalam pelaksanaan kegiatan *wireline logging*, dilakukan dengan memasukkan alat (sonde) kedalam sumur bor, selanjutnya akan dilakukan pencatatan secara teratur dengan interval perkedalaman yang sudah ditentukan. Setelahnya, hasil pengukuran ini akan mendapatkan defleksi kurva perkedalaman yang nantinya bisa digunakan untuk mengidentifikasi bawah permukaan (Mastoadji dan Kristanto, 2007). Ilustrasi pengukuran *logging* dapat dilihat pada Gambar 5.



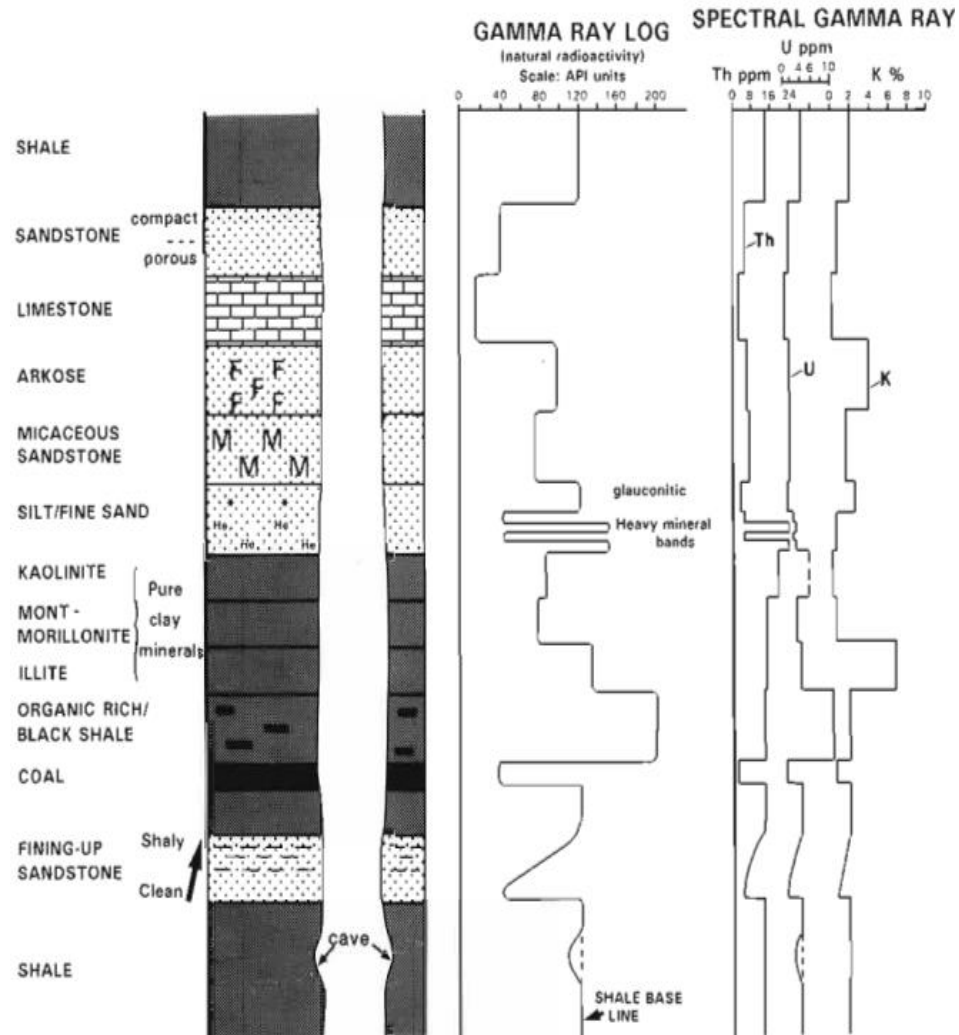
Gambar 5. Ilustrasi *logging* pada sumur eksplorasi (Ellis dan Singer, 2007).

3.3 Jenis-Jenis Log

3.3.1 Log *Gamma Ray*

Prinsip pengukuran log *gamma ray* merupakan metode yang digunakan untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang sumur bor. Unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya uranium, thorium, serta potassium. Unsur radioaktif ini umumnya banyak terdapat di *shale* dan sedikit terdapat dalam *sandstone*, *dolomite*, *limestone*, *gypsum*, *coal* dan lain-lain. Oleh sebab itu *shale* akan

memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan lainnya dikarenakan memiliki banyak unsur radioaktif (Erihartanti, 2015).



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

Batupasir memiliki konsentrasi radioaktif yang rendah, hal ini dikarenakan batupasir merupakan batuan sedimen silika yang memiliki sedikit sekali kandungan uranium, thorium, dan kalium sehingga defleksi dari log *gamma ray* akan mengarah ke kiri. Hal ini berbeda dengan batu serpih (*shale*), batu serpih ini merupakan batuan sedimen yang mengalami pengendapan dan pembatuan dengan lumpur serta tanah liat yang dapat diketahui memiliki kalium yang besar, sehingga pembacaan log *gamma ray* batu serpih ini akan mengalami defleksi ke arah kanan. Dalam pengukurannya juga, log *gamma*

ray menggunakan satuan API (*American Petroleum Institute*), yang umumnya memiliki skala 0-150 API (Erihartanti, 2015).

Pada prinsipnya log *gamma ray* ini akan memasukkan alat kedalam sumur bor, alat ini akan mengukur radioaktif, tepatnya uranium, thorium, dan potassium pada setiap formasi batuan per kedalaman. Log *gamma ray* ini baik digunakan dalam lubang bor yang sudah terpasang *casing*, hal ini dikarenakan sinar *gamma* memiliki amplitude yang kecil dengan frekuensi yang besar sehingga dapat menembus *casing* ini (Zain, 2011). Dapat dilihat pola kurva log *gamma ray* terhadap litologi batuan pada Gambar 6. Serta dapat dilihat kisaran respon setiap perlapisan batuan terhadap log *gamma ray* pada Tabel 1.

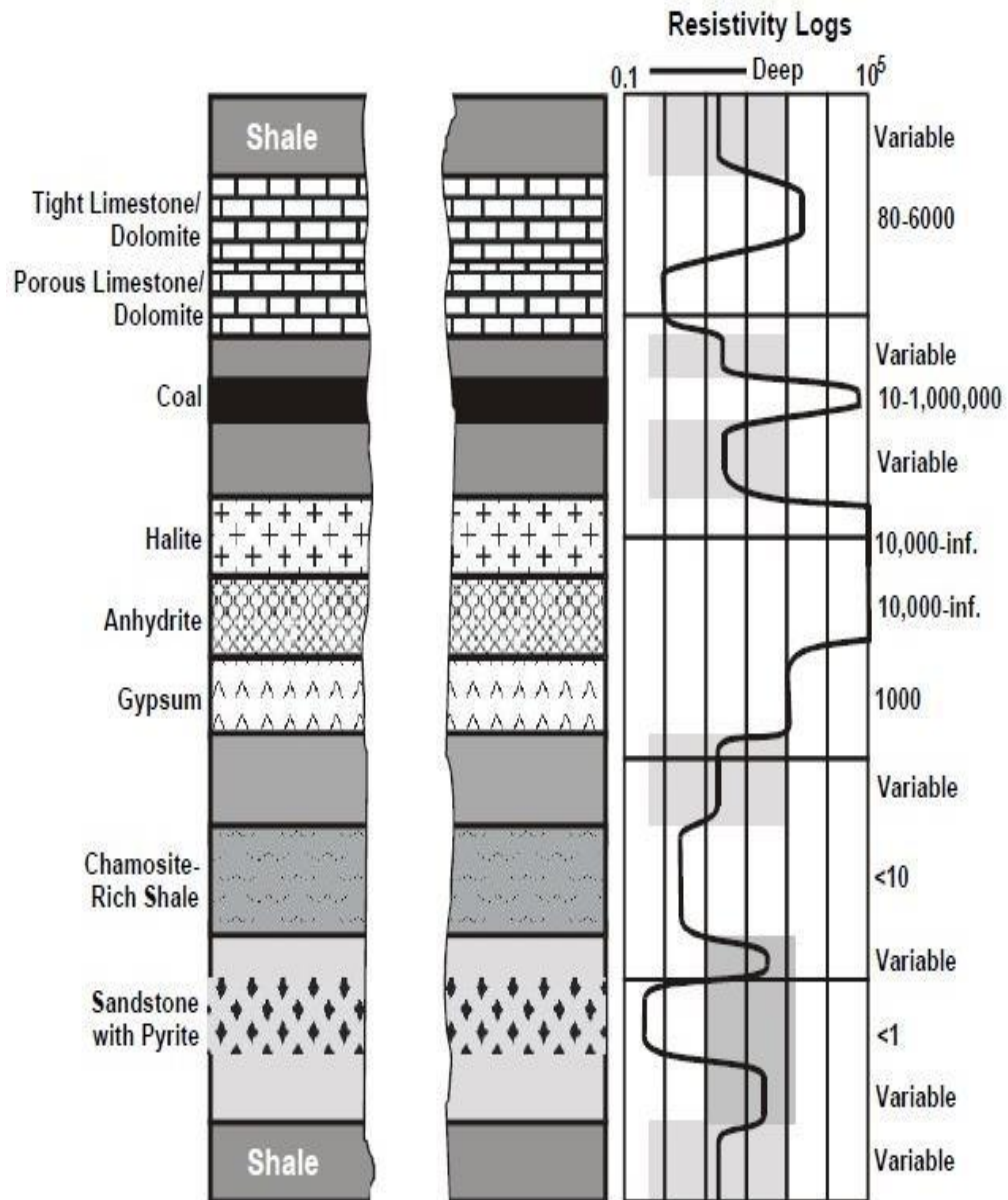
Tabel 1. Respon litologi perlapisan batuan (Haryono, 2010).

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

3.3.2 Log Resistivitas

Log resistivitas merupakan log yang digunakan untuk mengukur resistivitas suatu formasi. Log ini dapat mengukur fluida yang mengisi pori-pori batuan, dapat diketahui setiap fluida memiliki konduktifitas yang berbeda, sehingga log resistivitas ini dapat menentukan jenis fluida berupa hidrokarbon ataupun air. Nilai konduktifitas ini dipengaruhi oleh salinitas, distribusi air formasi, dan *wettability* formasi (Harsono, 1997). Log resistivitas ini menggunakan skala logaritmik, hal ini dikarenakan interval nilai resistivitas cukup jauh, umumnya berada pada 0.2 hingga 2000 ohm.meter. Log resistivitas penting

dikarenakan pada dasarnya setiap fluida dan batuan memiliki nilai resistivitas tertentu (Aprilia, 2018).



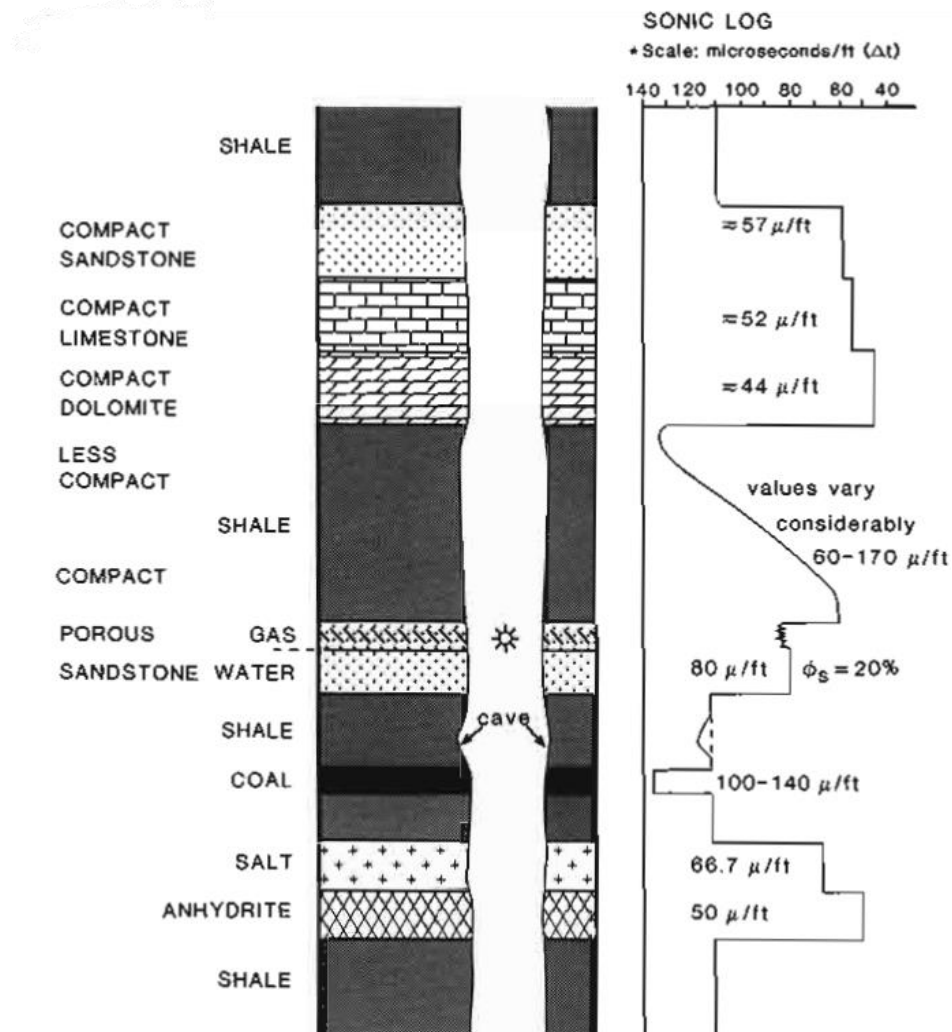
Gambar 7. Respon log resistivitas (Rider, 2002).

Dalam log ini memiliki prinsip matriks dan butiran dalam batuan dianggap sebagai insulator atau non konduktif (buruk dalam mengalirkan arus listrik), sehingga kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan listrik sangat berhubungan dengan jumlah air (konduktif) dalam pori. Semakin banyak jumlah air yang terdapat dalam suatu pori maka semakin kecil resistivitas yang dihitung. Sebaliknya, semakin banyak jumlah hidrokarbon yang

terdapat dalam pori maka akan semakin besar resistivitas yang dihitung. Hal ini dikarenakan hidrokarbon merupakan insulator atau non konduktif seperti halnya matriks dan butiran (Nukefi, 2007). Dapat dilihat pola kurva log resistivitas terhadap litologi batuan pada Gambar 7

3.3.3 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 (Rider, 2002). Atau bisa dijelaskan secara lebih rinci perbedaan *interval transit time* (Δt), dengan formasi yang memiliki porositas tinggi akan memiliki nilai *interval transit time* yang lebih tinggi daripada formasi yang memiliki nilai porositas yang rendah. Faktor-faktor yang dapat mempengaruhi pengukuran yaitu, komposisi serpih, rekahan atau pori, kepadatan, hidrokarbon dan pengaruh dari lubang bor (Harsono, 1997). Dapat dilihat pola kurva log *sonic* terhadap litologi batuan pada Gambar 8.

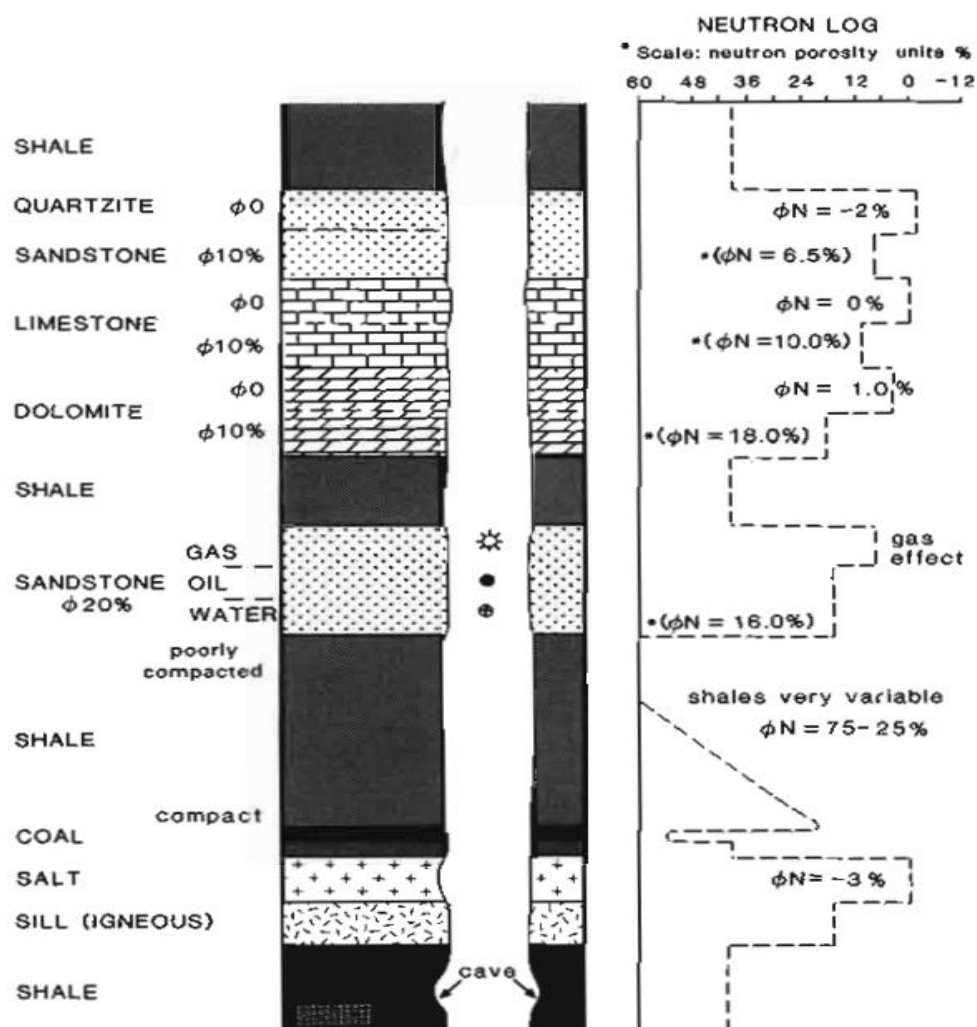


Gambar 8. Respon log sonic (Rider, 2002).

3.3.4 Log Neutron

Log neutron ialah log yang mengukur kandungan hidrogen dalam suatu formasi batuan. Prinsip kerja dari log ini, yaitu dengan menembakkan neutron kedalam formasi batuan, diketahui terdapat dua hal yang akan terjadi, yaitu neutron ini akan bertabrakan dan akan melambat serta menjauh atau yang disebut dengan *in-elastic scattering*. Kedua, yaitu neutron yang ditembakkan akan memantul kembali, hal ini terjadi jika ukuran dan massa yang terkena tembakan neutron memiliki nilai yang mirip dengan neutron, setelahnya pantulan ini akan diukur menjadi neutron porositas, ini disebut dengan *elastic scattering*. Diketahui jika banyaknya kandungan hidrogen pada suatu batuan menandakan log neutron ini akan mengalami defleksi

kearah kanan (nilai yang lebih kecil), hal ini dikarenakan neutron akan mengalami *elastic scattering*. Dari pernyataan ini, dapat disimpulkan jika fluida air yang berada pada batuan akan mendapatkan defleksi kekanan dan pada gas akan mendapatkan defleksi kurva ke kiri ke arah yang lebih tinggi, hal ini karena gas memiliki kandungan hidrogen yang lebih sedikit daripada air (Nukefi, 2007). Dapat diamati juga bahwa *shale* memiliki hidrogen yang banyak, hal ini dikarenakan *shale* mengalami pengendapan dengan campuran air (Asquith dan Krygowski, 2004). Dapat dilihat pola kurva log neutron terhadap litologi batuan pada Gambar 9.

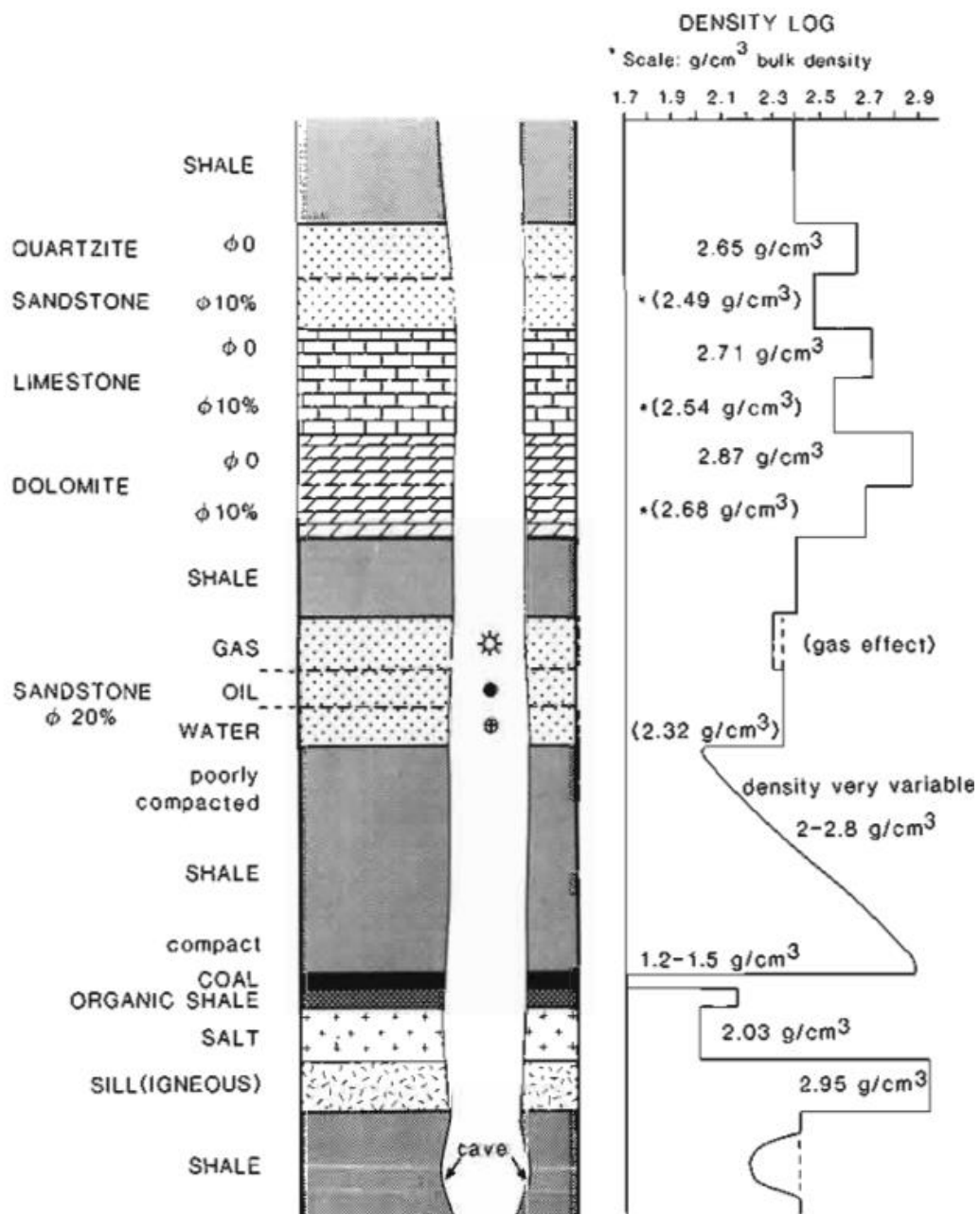


Gambar 9. Respon log neutron (Rider, 2002).

3.3.5 Log Densitas

Log densitas atau *bulk density* merupakan densitas dari mineral-mineral pembuat batuan (misalnya matriks) serta volume dari fluida leluasa yang

mengisi pori. Prinsip kerja log densitas, yaitu log densitas ini akan memancarkan sinar gamma, sinar gamma ini membawa foton kedalam formasi lapisan batuan, diketahui sebelumnya bahwa lapisan dengan densitas yang tinggi memiliki ion elektron yang tinggi pula, sehingga elektron ini akan mereduksi foton, yang mengakibatkan foton ini tidak bisa kembali. Dapat disimpulkan dari prinsip kerja log ini, bahwa semakin kecil nilai *bulk density* yang terukur menandakan semakin besar ion elektron atau semakin besar densitas (kepadatan) pada formasi batuan (Rider, 1996).



Gambar 10. Respon log densitas (Rider, 1996).

Prinsip pencatatan dari *log density* merupakan sesuatu sumber radioaktif yang dimasukkan kedalam lubang bor mengemisikan cahaya gamma ke dalam formasi. Pada formasi tersebut cahaya akan bertabrakan dengan elektron dari formasi. Pada tiap tabrakan cahaya gamma hendak menurun energinya. Cahaya gamma yang terhamburkan serta mencapai detektor pada sesuatu jarak tertentu dari sumber dihitung selaku gejala densitas formasi. Jumlah tabrakan ialah guna langsung dari jumlah elektron didalam sesuatu formasi. Sebab itu log densitas bisa mendeterminasi densitas elektron formasi dihubungkan dengan densitas bulk sebetulnya di dalam gr/cc (Susanto, 2011). Dapat dilihat pola kurva log densitas terhadap litologi batuan pada Gambar 10.

3.4 Interpretasi *Logging*

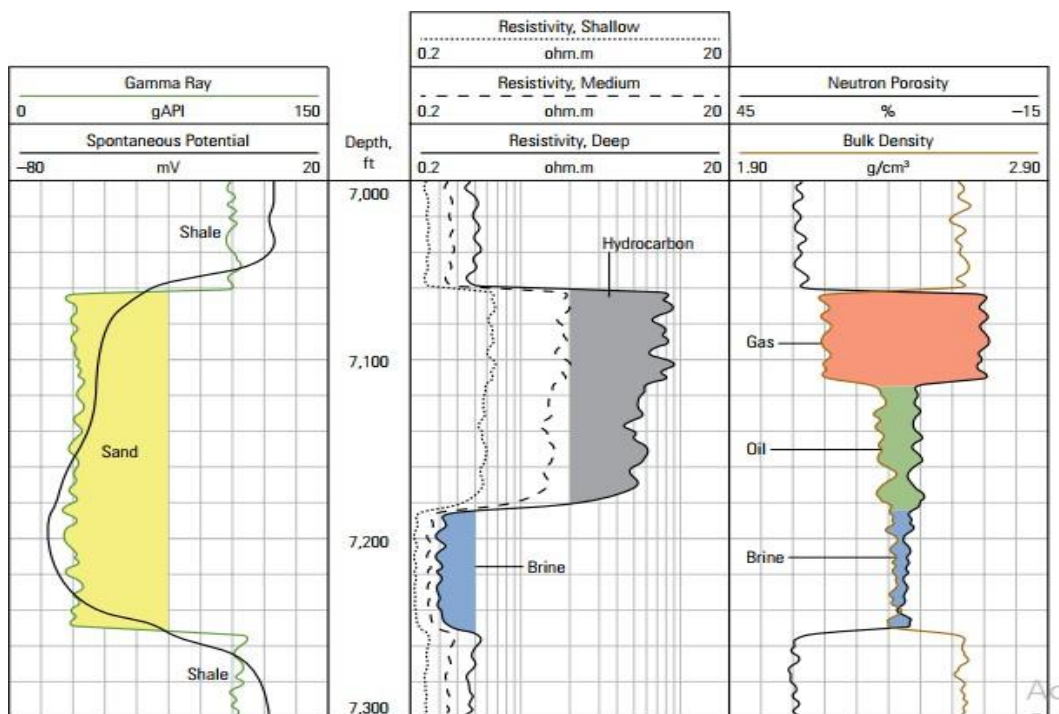
Lapisan prospek dapat teridentifikasi dengan melakukan interpretasi *logging*. Interpretasi *logging* ini dibagi menjadi interpretasi kualitatif daerah target reservoir dan daerah target batuan induk.

3.4.1 Interpretasi Kualitatif Daerah Targer Reservoir

Interpretasi kualitatif diawali dengan mengidentifikasi *triple combo*, *triple combo* ini menggunakan log *gamma ray*, log resistivitas, dan gabungan log neutron porositas dengan *bulk density*. Identifikasi pertama dilakukan pada log *gamma*, dengan log ini dapat ditentukan tipe batuan atau litologi batuan, lalu dilanjutkan dengan log resistivitas yang digunakan untuk mengukur resistivitas batuan, serta melakukan *overlay* antara neutron porositas dengan *bulk density* yang mengindikasikan reservoir hidrokarbon (Pratikyo dkk, 2017).

Secara runtun, dijelaskan pada log *gamma ray* dapat ditentukan tipe batuan reservoir, dapat juga menambahkan *sandbaseline* untuk menentukan lapisan reservoir (permeabel) dan yang non permeabel, umumnya digunakan skala dibawah 75 API yang merupakan *sandstone* dan selebih merupakan *shale*. Dilanjutkan dengan log resistivitas, log ini dapat membedakan fluida

hidrokarbon dan air, sehingga log ini dapat memilah batuan reservoir yang berisi air dan yang berisi hidrokarbon. Setelahnya, dilakukan perkiraan jenis fluida dengan gabungan neutron porositas dengan *bulk density*, gabungan ini dilakukan guna mendapat separasi. Separasi ini dapat memperkirakan jenis fluida, jika separasi terjadi besar dapat diperkirakan fluida berisi gas, jika sedang (*moderate*) diperkirakan minyak, akan tetapi perkiraan ini harus dianalisis lebih lanjut dengan melakukan perhitungan petrofisika untuk mendapat hasil yang akurat (Putri, 2017). Secara terperinci analisis kualitatif daerah target reservoir dapat dilihat pada Gambar 11.

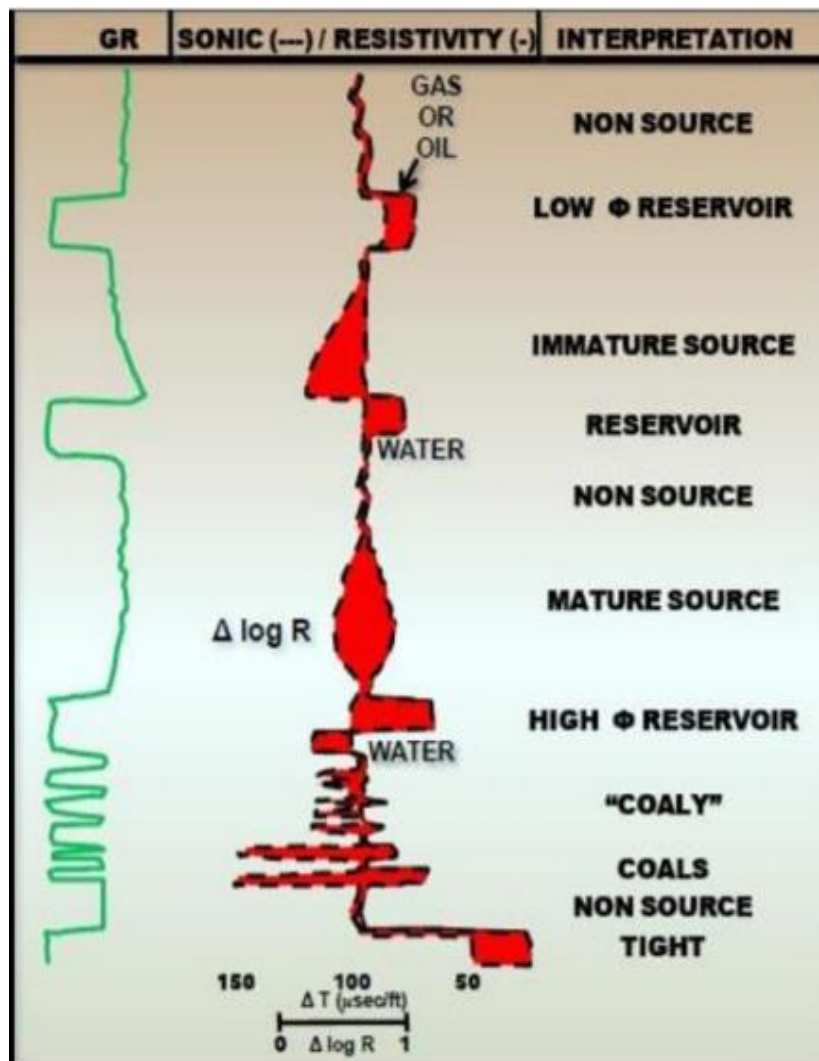


Gambar 11. Interpretasi kualitatif zona reservoir (Varhaug, 2016).

3.4.2 Interpretasi Kualitatif Daerah Target 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, dan bentuknya akan dikorelasikan dengan Gambar 12.



Gambar 12. Interpretasi kualitatif batuan induk (Passey dkk., 1990).

3.5 Sifat Fisik Batuan Reservoir

Sifat-sifat batuan yang penting untuk digunakan dalam analisis log adalah porositas, saturasi air dan permeabilitas. Porositas dan saturasi air digunakan dalam perhitungan *initial Hydrocarbon in Place*, sedangkan permeabilitas digunakan dalam menentukan kelajuan dari aliran fluida (Harsono, 1997). Selain itu sifat batuan yang cukup penting dari analisis fisis media berpori adalah batuan reservoir yang harus bersifat porous, kelolosan atau permeabilitas, serta memiliki kejenuhan (saturasi) (Adim, 1980).

3.5.1 Volume Shale

Adanya *shale* pada suatu reservoir dapat mempengaruhi nilai porositas dan kejenuhan air yang terukur pada kurva log. Adanya *shale* dalam reservoir menyebabkan semua peralatan penghitung porositas (log sonik, log neutron dan log densitas) akan merekam porositas yang relatif kecil.

Pada 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. 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 responsif 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,

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

Persamaan non-linier yang digunakan ialah persamaan *Larionov tertiary* (1969) yang digunakan untuk batuan tersier, dengan persamaan,

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

dimana,

IGR = Indeks *shale gamma ray* (%)

GR_{log} = *Gamma ray* formasi

GR_{min} = *Gamma ray log* minimum

GR_{max} = *Gamma ray log* maksimum

V_{shale} = *Volume Shale*

3.5.2 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 fluida atau gas. 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 (Loverson, 1954).

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 sonik (dalam batuan keras dan *consolidated* atau kompak). Perhitungan porositas yang umum digunakan adalah dengan dua data log yaitu densitas dan neutron (Bassiouni, 1994),

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

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

$$\phi_{total} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (4)$$

Sebelum perhitungan porositas efektif, dilakukan perhitungan (Bassiouni, 1994),

$$\phi N_c = \phi N - (\phi N_{sh} \times \phi V_{sh}) \quad (5)$$

dan

$$\phi D_c = \phi D - (\phi D_{sh} \times \phi V_{sh}) \quad (6)$$

Selanjutnya dilakukan perhitungan porositas efektif

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

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 <i>mud</i> dan 1 untuk <i>fresh water</i>) |
| ϕ_{total} | = Porositas total (V/V) |
| ϕ_{eff} | = Porositas Efektif |
| ϕD_c | = Koreksi porositas densitas |
| ϕN_c | = Koreksi porositas neutron |
| ϕD_{sh} | = Porositas densitas <i>shale</i> terdekat |
| V_{sh} | = <i>Shale volume</i> |

Berdasarkan ukuran serta kualitas, porositas pada batuan reservoir dapat dibedakan seperti pada Tabel 2.

Tabel 2. 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 |

3.5.3 Saturasi Air (S_w)

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).

Penentuan jenis kandungan di dalam reservoir (air, minyak, dan gas) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air Formasi (S_w), untuk persamaan yang dapat digunakan untuk saturasi air yaitu ada persamaan Archie (Harsono, 1997), Simandoux dan Indonesia yang dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Persamaan saturasi air

| Saturasi Air | Persamaan |
|--------------|--|
| Archie | $S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}$ |
| Simandoux | $S_w = \frac{a \cdot R_w}{\phi^2} \left[\sqrt{\frac{4\phi^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$ |
| Indonesia | $\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2}$ |

Keterangan,

- S_w = saturasi air (%)
- m = faktor sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2, 2.15)
- a = faktor turtuosity (batugamping = 1; batupasir = 0.62)
- n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5, umumnya 2.0)
- ϕ = porositas efektif (%)
- R_w = Resistivitas air formasi (Ωm)
- R_t = Resistivitas sebenarnya (Ωm)
- R_{sh} = Resistivitas *shale* (Ωm)

Pada penelitian ini menggunakan metode archie, dimana 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

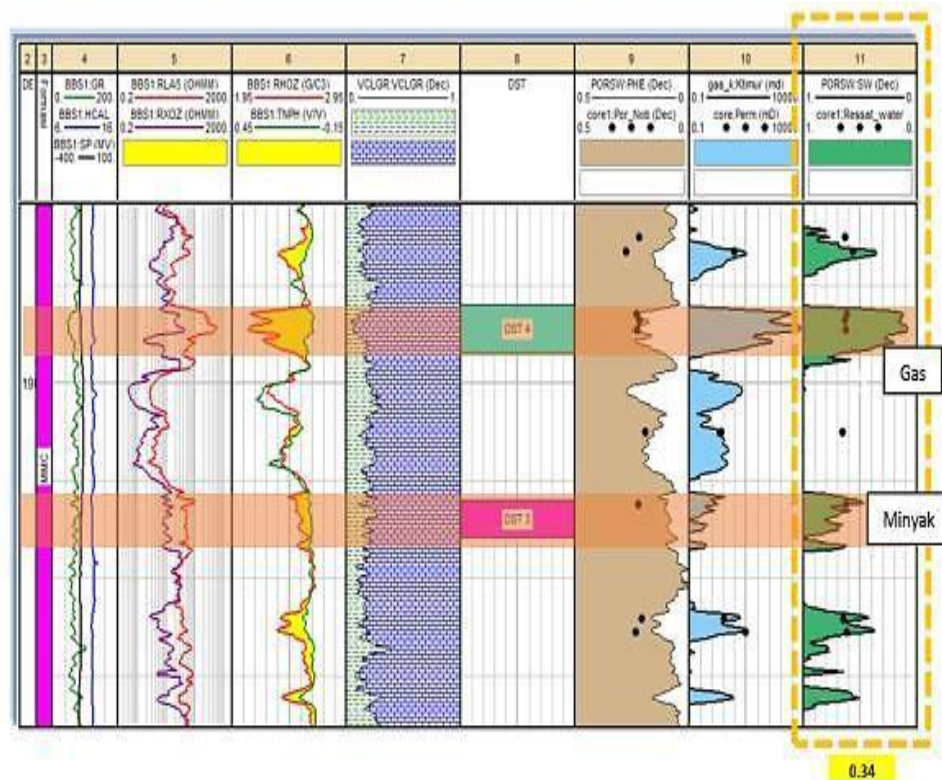
batuan karbonat. Persamaan archie merupakan dasar dari berbagai metode yang muncul setelahnya. metode archie ini selain memiliki beberapa kelebihan tentu masih memiliki beberapa kekurangan diantaranya adalah bahwa metode ini tidak dapat menentukan nilai saturasi air dengan baik pada reservoir yang memiliki 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 *shalysand*, yaitu persamaan simandoux dan persamaan Indonesia.

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 4.

Tabel 4. Interpretasi saturasi fluida (Adim, 1991).

| S_o Rata-Rata | S_w Rata-Rata | Perkiraan Jenis Reservoir |
|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| <3% | <50% | Gas |
| 2-5% | 50-60% | Minyak dan gas |
| >5% | 60-75% | Minyak |
| <1% | >75% | Air |

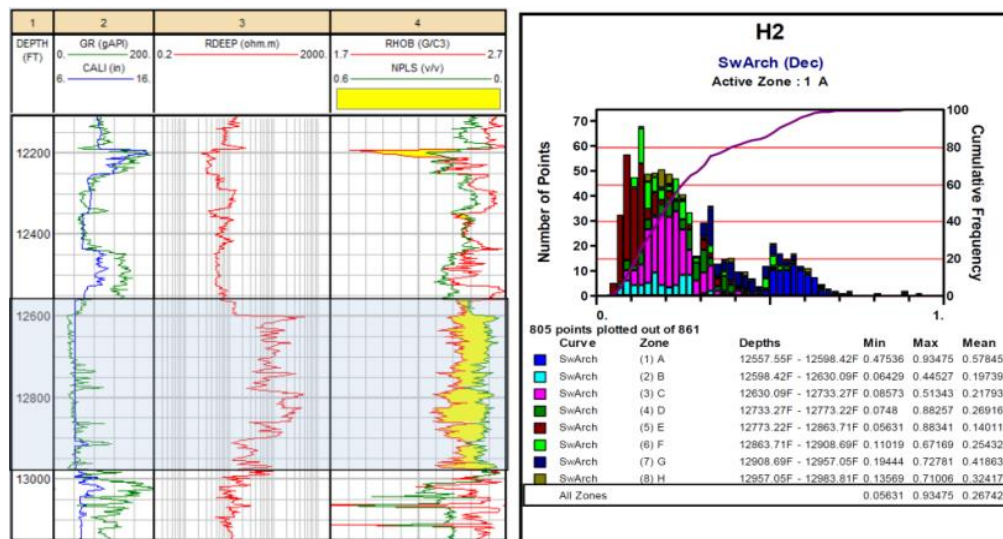


Gambar 13. Interpretasi petrofisika saturasi air (Malinda,2018).

Untuk penentuan jenis kandungan hidrokarbon dalam reservoir selain menurut Adim (1991) terdapat literatur lain terkait penentuan jenis fluida reservoir ini yaitu menurut Malinda (2018). Dapat diketahui bahwa jika fluida reservoir yang terkandung gas maka memiliki nilai S_w yang relatif kecil, terdapat separasi yang cukup besar antara log neutron dan log densitas dan memiliki nilai resistivitas yang besar. Sedangkan untuk zona lapisan reservoir yang memiliki fluida hidrokarbon yaitu minyak maka dapat dilihat bahwa memiliki nilai S_w yang tidak begitu besar, memiliki separasi antara log neutron dan log densitas dan memiliki nilai resistivitas cukup besar tetapi tidak sebesar gas atau menenga yang bisa dilihat pada Gambar 13.

Literatur selanjutnya ialah menggunakan penelitian menurut Putri (2017) yang ditunjukkan pada Gambar 14. Yang mana menurut penelitian ini dapat diketahui bahwa jika suatu lapisan reservoir memiliki nilai log *gamma ray* yang rendah, nilai resistivitas yang relatif tinggi dan memiliki separasi yang besar serta memiliki nilai saturasi air yang relatif kecil maka dapat diketahui

bahwa pada lapisan reservoir tersebut memiliki jenis fluida reservoir ialah gas.



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

3.5.4 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Persamaan fungsi permeabilitas dibuat berdasarkan Hukum Darcy. Hal ini bergantung pada prinsip bahwa jumlah aliran antara dua titik adalah berbanding lurus dengan perbedaan tekanan antara titik-titik dan kemampuan media melalui yang mengalir untuk menghambat arus (Djarwanti, 2008). Dapat didefinisikan menjadi,

$$q = -k \frac{dh}{dl} \quad (8)$$

Dimana,

q = Kecepatan Fluida (cm^3/s)

K = Koefisien Permeabilitas (Milidarcy)

$\frac{dh}{dl}$ = Koefisien Hidrolik

Permeabilitas ditandai dengan k dinyatakan dalam mD (*milidarcy*), merupakan kemampuan mengalir dari cairan formasi. Permeabilitas sangat bergantung pada ukuran butir dari batuan (Harsono, 1997). Pada data log, besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air dan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut ini:

$$k = a \frac{\phi^b}{S_w^c} \quad (9)$$

Dimana,

k = permeabilitas (mildarcies)

ϕ = porositas efektif (fraksi)

S_w = saturasi air (fraksi)

a = konstanta (*Schlumberger* = 10000, *Morris Biggs Gas* = 6241, *Morris Biggs Oil* = 62500, Timur = 8581)

b = konstanta (*Schlumberger* = 4.5, *Morris Biggs Gas* = 6, *Morris Biggs Oil* = 6, Timur = 4.4)

c = konstanta (*Schlumberger* = 2, *Morris Biggs Gas* = 2, *Morris Biggs Oil* = 2, Timur = 2)

Perhitungan permeabilitas diatas menggunakan pemodelan *free-fluid* yang dapat diterapkan pada reservoir yang jenuh air maupun hidrokarbon. Model permeabilitas ini mengasumsikan bahwa terdapat korelasi yang baik antara porositas dengan saturasi air. Pemodelan *free-fluid* ini menggunakan persamaan Timur-Coates yang adalah model semi-empiris terhadap porositas efektif dan saturasi air dengan konstanta a adalah efisiensi aliran b adalah kompleksitas pori, dan c adalah eksponen saturasi.

Menurut Koesoemadinata (1978), permeabilitas pada batuan reservoir dapat dikelompokkan menjadi 4 jenis, yang dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Ukuran permeabilitas dan kualitas (Koesoemadinata, 1980).

| Nilai Permeabilitas | Kualitas |
|---------------------|----------------------------------|
| <5 mD | Ketat (<i>tight</i>) |
| 5-10 mD | Cukup (<i>fair</i>) |
| 10-100 mD | Baik (<i>good</i>) |
| 100-1000 mD | Baik sekali (<i>very good</i>) |
| >1000 mD | Istimewa |

3.6 Batuan Induk

Source rock adalah endapan sedimen yang mengandung bahan-bahan organik yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi (termatangkan) ketika endapan tersebut tertimbun dan terpanaskan oleh tekanan dan temperatur tertentu. Jenis batuan ini biasanya batuan serpih, tetapi terdapat pula pada batuan karbonat.

Terdapat proses pematangan yang ialah suatu proses perubahan zat-zat organik menjadi hidrokarbon. Proses pematangan ini diakibatkan oleh kenaikan suhu di dalam permukaan bumi. Tingkat kematangan batuan induk juga sangat berpengaruh dalam penentuan kualitas hidrokarbon yang akan dihasilkan. Proses pematangan di akibatkan kenaikan suhu di dalam permukaan bumi. Pematangan batuan induk terbagi atas tiga, yaitu *immature* yang merupakan *source rock* belum mengalami perubahan menjadi hidrokarbon, *mature* yang sedang mengalami perubahan, dan *overmature* yang telah mengalami pematangan menjadi hidrokarbon (Passey et al, 1990).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Tempat

Adapun penelitian dilakukan di:

Tempat : Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi

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

Tanggal : Juli 2023 – Desember 2023.

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam kerja praktik ini, yaitu:

1. Data rekaman log

Data ini berjenis file berdomain *.LAS yang berisi data log *gamma ray*, log *sonic*, log resistivitas, log neutron, dan log densitas perkedalaman, dan posisi koordinat sumur log. Data ini ialah data yang kemudian akan diinterpretasi dan dikorelasikan susunan lapisan batumannya.

2. Data koordinat daerah penelitian

Koordinat daerah penelitian digunakan untuk menyesuaikan posisi letak titik sumur log dan elevasi daerah penelitian.

3. *Software Interactive Petrophysics*

Software ini digunakan untuk mengolah data *.LAS yang kemudian diinterpretasi susunan lapisan sumurnya.

4. *Microsoft Office 2010*

Pembuatan Laporan Kerja Praktik.

5. Laptop

Tempat pengolahan seluruh data menggunakan *software*.

4.3 Prosedur Penelitian

Adapun alur prosedur yang digunakan dalam kerja praktik ini yaitu sebagai berikut:

4.3.1 Studi Literatur

Studi literatur membantu untuk mengkaji, menganalisis, memahami, dan mendalami terkait kondisi geologi, stratigrafi regional sekitarnya. Serta untuk dapat memahami ilmu-ilmu terkait penelitian ini.

4.3.2 Pengolahan Data

Pengolahan data *.LAS dilakukan dengan *software interactive petrophysics* dengan beberapa tahapan sebagai berikut:

1. Input Data

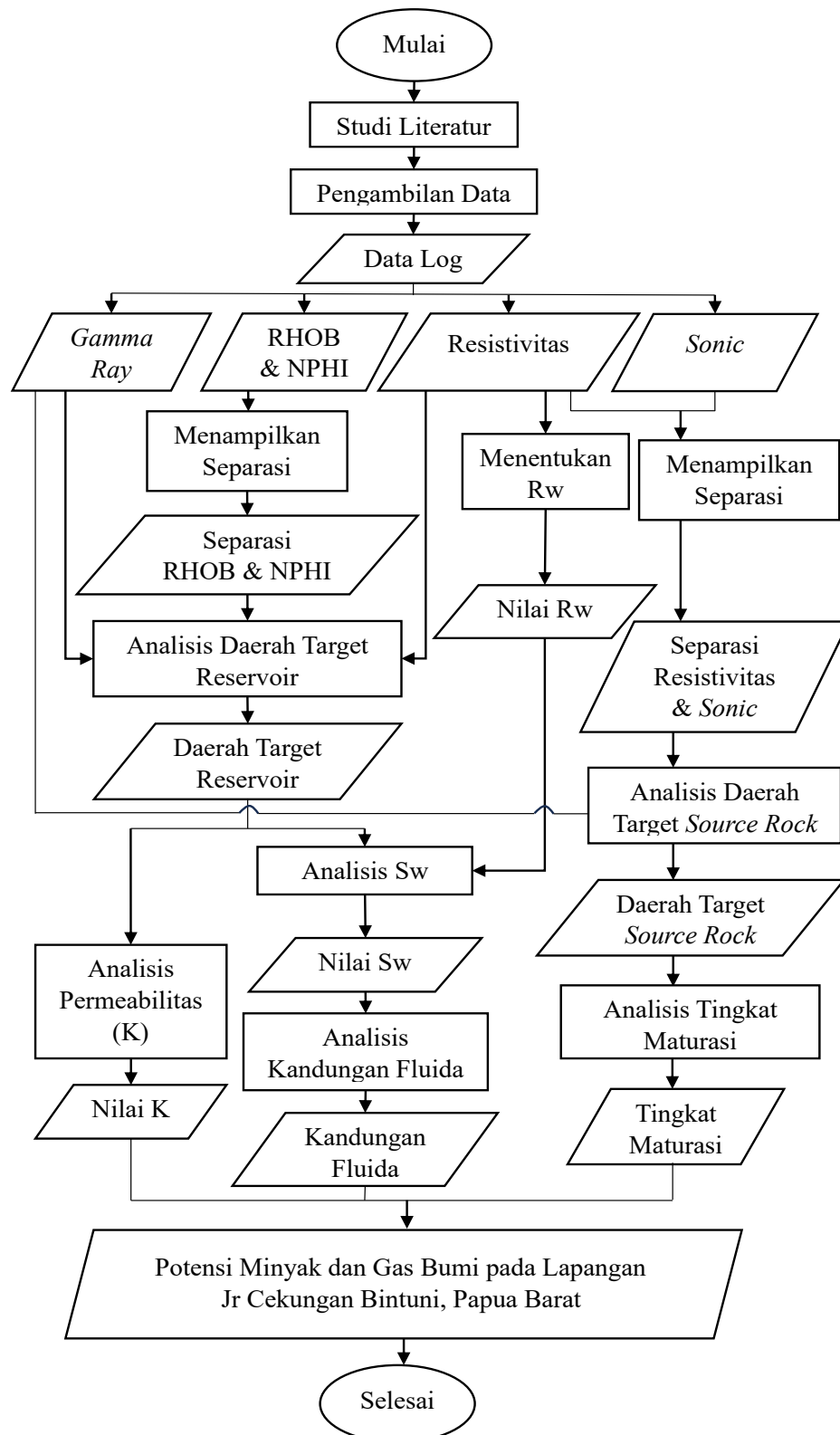
Data yang di-input kedalam *software* merupakan data log *gamma ray*, log *sonic*, log resistivitas, log neutron, dan log densitas. Pada penelitian ini digunakan 4 buah sumur yaitu sumur JV2, sumur JV4, sumur JV5, dan sumur JV 6.

2. Menentukan Daerah Target Reservoir dan Daerah Target *Source Rock*

Untuk mengidentifikasi daerah target reservoir, diawali dengan melakukan *triple combo*, yaitu dengan log *gamma ray*, log resistivitas, dan gabungan log neutron dan log densitas. Identifikasi ini akan dapat menentukan daerah target reservoir pada sumur, akan tetapi perlunya perhitungan parameter petrofisika (sifat fisika batuan) untuk mendapatkan nilai saturasi air (S_w) dan permeabilitas batuan yang dapat menentukan potensi reservoir dari daerah target reservoir. Selanjutnya untuk menentukan daerah target *source rock*, diawali dengan melakukan *triple combo* dari log *gamma*, log resistivitas, dan log *sonic*. Log *gamma ray* ini digunakan untuk menentukan tipe batuan, tipe batuan induk sendiri, yaitu batu serpih dan batuan karbonat. Lalu, log resistivitas dan log *sonic* ini akan digabungkan untuk mendapatkan separasi. Separasi ini akan dikorelasikan dengan hasil penelitian Passey, dkk. (1990) untuk dapat menentukan tingkat kematangan dari daerah target *source rock*.

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir penelitian yang dilakukan pada Gambar 15.



Gambar 15. Diagram alir penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Kesimpulan dari penelitian ini ialah sebagai berikut,

1. Berdasarkan *quicklook* pada sumur JV2 didapatkan 4 daerah target reservoir dengan saturasi air terendah berada pada 9.37% dan tertinggi pada 33.12% dengan nilai permeabilitas berkisar 64.8 hingga 13603. Pada sumur JV4 didapatkan 5 daerah target reservoir dengan saturasi air terendah pada 14.9% dan tertinggi pada 54.8% dengan nilai permeabilitas 22.9 hingga 167. Pada sumur JV5 didapatkan 13 daerah target reservoir dengan saturasi air terendah pada 10.46% dan tertinggi pada 28.76% dengan permeabilitas 95 hingga 4687. Dan pada sumur JV6 didapatkan 5 daerah target reservoir dengan saturasi air terendah pada 6.8% dan tertinggi pada 16.83% dengan permeabilitas 30.4 hingga 20920.
2. Berdasarkan *triple combo* pada sumur JV2 didapatkan 8 daerah target *source rock* dengan tingkat kematangan *mature*, pada sumur JV4 didapatkan 6 daerah target *source rock* dengan tingkat kematangan *mature*, pada sumur JV5 didapatkan 7 daerah target *source rock* dengan tingkat kematangan 5 target *immature* serta 2 target *mature*, dan pada sumur JV6 didapatkan 7 daerah target *source rock* dengan tingkat kematangan *mature* serta 1 daerah target dengan tingkat kematangan *immature*.
3. Berdasarkan hasil interpretasi sumur JV2, JV4, JV5, dan JV6 memiliki potensi dominan berupa gas dengan permeabilitas yang ditunjukkan bernilai baik hingga istimewa. Serta daerah target *source rock* yang dominan dengan kematangan *mature* yang menandakan adanya cadangan hidrokarbon.

6.2 Saran

Adapun saran pada penelitian yaitu untuk menambahkan data *core* pada sumur terkait agar target pada setiap kedalaman dapat dikorelasikan dengan data *core*, serta ditambahkan data geokimia agar setiap daerah target *source rock* dapat menjadi lebih akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. (2012). *Ensiklopedia Seismik*. Indonesia: E-Book Ensiklopedia Seismik.
- Adim, H. (1991). *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir, Volume 1*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi "LEMIGAS": Jakarta.
- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto, K., dan Ramadhan, A. (2018). Analisis Petrofisika Dan Penyebab Low Resistivity Reservoir Zone Berdasarkan Data Log, Sem, Xrd Dan Petrografi Pada Lapangan X Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 2(17).
- Asquith, G. dan Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis: Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Bassiouni, Z. (1994). *Theory, measurement, and interpretation of well logs (Vol. 4)*. Dallas, TX, USA: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Cannon, S. (2016). *Petrophysics: A Practical Guide*. West Sussex: Wiley Blackwell.
- Craig, J. dan Quagliaroli, F. (2020). The oil & gas upstream cycle: Exploration activity. *EPJ Web of Conferences*, 246, 00008. <https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600008>.
- Crain, E.R. (2012). *Crain Petrophysical Handbook*. (www.spec2000.net) diakses pada tanggal 18 Agustus 2023.
- Darman, H. dan Sidi, F. H. (2000). *An Outline of The Geology of Indonesia*. Indonesia: IAGI, 205 hal.

- Dewanto, O. (2018). *Well Logging Edisi-1*. Teknik Geofisika Universitas Lampung. Bandar Lampung.
- Dow, D.B., dan Sukamto, R. (1984). *Western Irian Jaya: the end-product of oblique plate convergence in the Late Tertiary*. *Tectonophysics*, vol. 106, hal. 109-139.
- Dow, D.B., Robinson, G.P., Hartono, U., dan Ratman, N. (1986). *Peta Geologi Irian Jaya, skala 1:1000.000*. Bandung: Pusat Sumber Daya Geologi.
- Dwiyono, I F., dan Sarju, W. (2014). *Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi. Prosiding Seminar Nasional Kebumihan Ke-7*. UGM. Yogyakarta.
- Ellis, D.V., dan Singer, J.M. (2007). *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*. Springer: Netherlands.
- Erihartanti., Siregar, S., dan Sota, I. (2015). *Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well Logging dengan Metode Cross Section di PT. Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab. Kapuas Kalimantan Tengah. Jurnal Ilmiah Fisika FMIPA*. Universitas Lambung Mangkurat.
- Fatahillah, Y. (2016). *Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Model Log TOC, Pada Formasi Ngimbang, Lapangan "Arrazi", Cekungan Jawa Timur Utara. Jurnal teknik ITS vol. 5, no. 2*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Gupta, H., dan Roy, S. (2007). *Geothermal Energy: An Alternative Resource for The 21st Century*. Oxford: Elsevier.
- Hamilton, W.R. (1979). *Tectonics of The Indonesia Region*. United States Geological Survey.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Edisi 8*. Schlumberger Oilfield Service: Jakarta
- 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.
- Kementrian ESDM. (2016). *Statistik Minyak dan Gas Bumi 2016*. Direktorat Jendral Minyak dan Gas Bumi Kementrian ESDM: Jakarta. Diakses pada 18 Agustus 2023.

- Lemigas. (2009). *Paleogeografi dan Potensi HC Cekungan Pratersier Daerah Kepala Burung*. Program Penelitian dan Pengembangan Teknologi Eksplorasi Migas. Lemigas Jakarta.
- Loverson, A. I. (1954). *Geology of Petroleum*. W.H Freeman & Company. San Fransisco.
- Malinda Arief, D., Dewanto, O., Karyanto, K., & Azzaino, Z. (2018). Analisis Petrofisika Dalam Penentuan Zona Prospek Dan Estimasi Cadangan Hidrokarbon Pada Sumur Dma-01 Dan Dma-04 Lapisan-9 Formasi "Dma" Cekungan "X". *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 2(17). Bandar Lampung
- Marten, R. (2012). *Lithology and Fluid Prediction refresher, The Use (and Abuse) of Geophysics in Hydrocarbon Exploration and Development*. BP Indonesia. Unpublished.
- Mastoadji, E., dan Kristanto. (2007). *Basic Well Log Interpretation*. Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- Nukefi, A. (2007). Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. *Skripsi*. 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.
- Pieters P.E. (1983). The Stratigraphy of Western Irian Jaya. *Proceeding 12th Annual Convention*.
- Pigram, C.J., Robinson, G.P., dan Tobring, S.L. (1982). Late Cainozic Origin for the Bintuni Basin and Adjacent Lengguru Fold Belt, Irian Jaya, *Proceedings Indonesian Petroleum Association*, 11th Annual Convention, p. 109-126.
- 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 Reservoar 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, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Sapiie, B. (2000). Structural geology and ore deposit: case study of the Grasberg super porphyry Cu-Au mineralization, Irian Jaya, Indonesia. *Prosiding ke-29 Konvensi Tahunan Ikatan Alumni Geologi Indonesia*, Bandung, Indonesia.
- Sapiie, B., Hadiana, M., dan Ibrahim, A. M. (2007). *Strike-slip Deformation and Formation Hydrocarbon Trap in The Seram Island, Easter Indonesia*. Bandung: Departemen Geologi Institut Teknologi Bandung.
- Satiawati, L., Rosyidan, C., dan Satiyawira, B. (2015). Analisa Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional Untuk Menghitung Sw Berbagai Metode. *Prosiding Seminar Nasional Fisika (E-Journal) SNF2015*. Vol IV. ISSN: 2339-0654.
- Schlumberger. (1972). *Schlumberger Log Interpretation Volume I*. Schlumberger Well Services. USA.
- Susanto, H. (2011). Geologi dan Karakteristik Well Logging untuk Penentuan Derajat Batubara Daerah Tanjung Dalam dan Sekitarnya, Kecamatan Napal Putih, Kabupaten Bengkulu Utara, Provinsi Bengkulu. *Thesis*. Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan "Veteran" Yogyakarta.
- Varhaug, M. (2016). *Basic Well Log Interpretation*. Schlumberger: Oilfield Review.
- Zain, M. K. (2011). Analisa Log Petrofisika Dan Evaluasi Formasi Reservoar Pada Lapangan Boonsville. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.