

**IDENTIFIKASI KANDUNGAN HIDROKARBON DAN MATURASI PADA
FORMASI LIDAH DAN FORMASI CEPU BERDASARKAN INTEGRASI
DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI LAPANGAN “RB” CEKUNGAN
JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh

Rima Buana

1815051003



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2022

**IDENTIFIKASI KANDUNGAN HIDROKARBON DAN MATURASI PADA
FORMASI LIDAH DAN FORMASI CEPU BERDASARKAN INTEGRASI
DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI LAPANGAN “RB” CEKUNGAN
JAWA TIMUR UTARA**

**Oleh
RIMA BUANA**

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

**Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2022

ABSTRAK

IDENTIFIKASI KANDUNGAN HIDROKARBON DAN MATURASI PADA FORMASI LIDAH DAN FORMASI CEPU BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI LAPANGAN “RB” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh

Rima Buana

Lokasi yang memiliki prospek cadangan migas adalah lokasi yang memenuhi kriteria sistem hidrokarbon (*petroleum system*), yaitu: adanya batuan sumber (*source rock*), migrasi, reservoir, perangkap reservoir (*reservoir trap*), dan batuan lapisan tudung (*seal rock*) salah satunya berada di Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur Utara adalah salah satu cekungan hidrokarbon di mana beberapa blok telah diproduksi dan dieksplorasi, salah satunya yaitu Blok Kangean. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui potensi reservoir dan batuan induk pada Blok Kangean di sumur RB-1, RB-2, RB-3, RB-4 dan RB-5. Untuk potensi reservoir didapatkan dari nilai Sw. Adapun hasil penelitian ini didapatkan nilai Sw pada lapisan reservoir di sumur RB-1 rentang 67,6-86,5%, sumur RB-2 rentang 57,4-69,6%, sumur RB-3 rentang 59,4-84,7%, sumur RB-4 rentang 68,88-99,21% dan sumur RB-5 rentang 14,94-85,14% berdasarkan nilai Sw bahwa pada kelima sumur memiliki kualitas reservoir yaitu minyak dan minyak & gas. Untuk potensi batuan induk didapatkan dari nilai *Total Organic Carbon* (TOC), tipe kerogen dan tingkat kematangan. Didapatkan hasil perhitungan TOC pada sumur RB-3 rentang 0,58-1,36%, sumur RB-4 rentang 0,65-1,46%, sumur RB-5 rentang 0,51-2,02% berdasarkan nilai TOC pada ketiga sumur memiliki kualitas batuan induk yaitu fair (sedang). Tipe kerogen sumur RB-3 tipe II/III gas *oil prone*, sumur RB-4 memiliki tipe kerogen tipe III gas *prone* dan sumur RB-5 memiliki tipe kerogen tipe III gas *prone*. Tingkat kematangan sumur RB-3, sumur RB-4 sumur RB-5 tingkat kematangan belum matang (*immature*) menuju matang.

Kata kunci: *Well Logging*, Saturasi Air (Sw), *Total Organic Carbon*.

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF HYDROCARBON AND MATURATION IN THE LIDAH AND CEPU FORMATION BASED OF INTEGRATION WELL DATA AND GEOKIMIA DATA IN THE “RB” FIELD, NORTH EAST JAVA BASIN

By

Rima Buana

Locations that have prospects for oil and gas reserves are locations that meet the criteria for a hydrocarbon system (petroleum system), that is: source rock, migration, reservoir, trap, and seal rock one of them is in the North East Java Basin. The North East Java Basin is one of the hydrocarbon basins where several blocks have been produced and explored, one of which is the Kangean Block. This study aims to determine the reservoir potential and source rock in the Kangean Block in wells RB-1, RB-2, RB-3, RB-4 and RB-5. For reservoir potential, it is obtained from the value of Sw. The results of this study showed that the value of Sw in the reservoir layer in well RB-1 ranges from 67.6-86.5%, wells RB-2 ranges from 57.4-69.6%, wells RB-3 ranges from 59.4-84, 7%, well RB-4 ranges from 68.88-99.21% and wells RB-5 ranges from 14.94-85.14% based on the Sw value that the five wells have reservoir quality that is oil and oil & gas. For the source rock potential, it is obtained from the value of Total Organic Carbon (TOC), kerogen type and maturity level. The TOC results obtained in wells RB-3 in the range of 0.58–1.36%, wells RB-4 in the range 0.65–1.46%, wells RB-5 in the range of 0.51–2.02% based on the TOC value at the three wells have source rock quality that is fair (medium). The kerogen type of well RB-3 is II/III gas oil prone type, well RB-4 is III gas prone type and well RB-5 is III gas prone type. Maturity level of well RB-3, well RB-4 well RB-5 maturity level is immature to mature.

Keywords: Well Logging, Saturation Water (Sw), Total Organic Carbon.

Judul Skripsi : **IDENTIFIKASI KANDUNGAN
HIDROKARBON DAN MATURASI PADA
FORMASI LIDAH DAN FORMASI CEPU
BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR
DAN GEOKIMIA DI LAPANGAN "RB"
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa : *Rima Juana*

Nomor Pokok Mahasiswa : 1815051003

Program Studi : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik

MENYETAHUI,

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing 1

Pembimbing 2

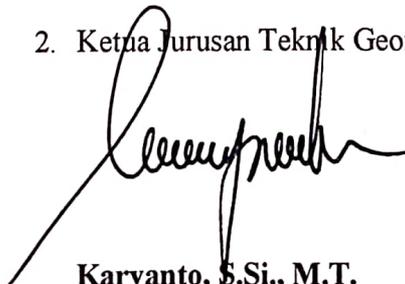


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 19661222 199603 1001



Dr. Ir. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si.
NIP. 19711210 199703 1001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



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

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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



Sekretaris : Dr. Ir. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si, IPU.



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



2. Dekan Fakultas Teknik



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

NIP. 197509282001121002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 28 Juli 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, 21 September 2022



Rima Buana

18158051010

RIWAYAT HIDUP



RIMA BUANA, lahir di Jakarta pada tanggal 30 Maret 2000. Anak pertama dari pasangan Bapak Jusman dan Ibu Tartila. Dua bersaudara dan memiliki adik bernama Syendi Arjuna. Pendidikan Taman Kanak-Kanak di TK Kumara Santi Sanur, Denpasar Bali diselesaikan pada tahun 2006, Pendidikan Sekolah Dasar di SD Negeri 08 Sanur dan SD Negeri 01 Sindang Sari diselesaikan pada tahun 2012, Pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP Negeri 06 Kotabumi diselesaikan pada tahun 2015, Pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA Negeri 02 Kotabumi diselesaikan pada tahun 2018.

Pada tahun 2018 penulis melanjutkan pendidikan di universitas negeri, tepatnya di Universitas Lampung Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Geofisika. Selama menjadi mahasiswa penulis pernah menjadi asisten praktikum Metode Geolistrik, Metode Seismik, Metode Gayaberat, Metode Elektromagnetik (EM) dan Eksplorasi Geotermal.

Pada Oktober 2021 penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) di jurusan Teknik Geofisika Unila dengan judul “PENGOLAHAN DATA DEM SRTM UNTUK MENDAPATKAN *FAULT FRACTURE DENSITY* (FFD) DAN HUBUNGANNYA DENGAN MANIFESTASI PERMUKAAN DI DAERAH PANAS BUMI WAY RATAI PESAWARAN”. Penulis aktif di beberapa organisasi yaitu: Panitia Khusus (Pansus) Pemilihan Gubernur Fakultas Teknik tahun 2019, partisipan Kunjungan Kerja Industri (KKI) ke Tambang Emas Pongkor, Bogor pada tahun 2019, Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana) Unila sebagai Anggota Bidang KRT pada tahun 2020–2022, BEM Fakultas Teknik Universitas Lampung sebagai staff PSDM pada tahun 2020, Sie acara HGL Guest Lecture pada HAGI Wilayah 1 pada tahun 2020, Sie Danus pada Seminar Nasional Geophysict Whiz Event and Seminar (GWES) Unila pada tahun 2020 dan 2021, Ketua Bidang Fieldtrip SM-IAGI tahun 2021, American Association of Petroleum Geologists Unila SC (AAPG Unila SC) sebagai anggota divisi Education And Course (ENC) pada tahun 2020–2022.

Pada akhir masa studi penulis melakukan penelitian untuk memperoleh gelar sarjana teknik dengan judul “IDENTIFIKASI KANDUNGAN HIDROKARBON DAN MATURASI PADA FORMASI LIDAH DAN FORMASI CEPU BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI LAPANGAN “RB” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”.

PERSEMBAHAN

Puji syukur saya panjatkan pada Allah SWT atas terselesaikannya skripsi ini dengan baik dan lancar. Skripsi ini saya persembahkan untuk:

BAPAK DAN MAMAK TERCINTA

JUSMAN

&

TARTILA

Yang tiada hentinya memberikan doa, kasih sayang, dukungan, semangat, motivasi dan segala dukungan yang tidak terhingganya kepada saya. Dimana saya tidak dapat membalas semua kasih sayang dan dukungan yang telah diberikan hanya dengan persembahan kata-kata cinta di skripsi ini. Semoga bapak dan mamak sehat selalu, diberikan umur yang panjang dan dilimpahkan kebahagiaannya di setiap pencapaian saya dan syendi. Saya akan terus berusaha menjadi anak yang lebih baik lagi dan mencoba menjadi yang terbaik untuk bapak dan mamak.

ADIK TERCINTA

SYENDI ARJUNA

Yang menjadi teman berdebat, teman berkelahi dan adik satu-satunya yang saya miliki. Terimakasih atas segala doa, semangat dan dukungannya. Semoga bisa lulus tepat waktu, mendapatkan pekerjaan yang diinginkan, dapat membahagiakan keluarga khususnya bapak dan mamak serta menjadi anak yang sukses dunia akhirat.

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

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

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT, karena berkat rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul **“IDENTIFIKASI KANDUNGAN HIDROKARBON DAN MATURASI PADA FORMASI LIDAH DAN FORMASI CEPU BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI LAPANGAN “RB” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”**. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan Skripsi ini adalah untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung. Selama penulisan Skripsi ini banyak sekali terdapat hambatan yang dialami. Namun berkat adanya bantuan, serta bimbingan dari berbagai pihak, hingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Penulis menyadari bahwa tidak tertutup kemungkinan di dalam Skripsi ini terdapat kekurangan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun demi kesempurnaan Skripsi ini. Semoga Skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis khususnya dan bagi para pembaca pada umumnya, serta bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 21 September 2022

Penulis,



Rima Buana

NPM. 1815051003

SANWACANA

Puji dan syukur penulis panjatkan atas rahmat dan karunia Allah SWT, Tuhan Yang Maha Pengasih dan Maha Penyayang, yang telah melimpahkan nikmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini dengan baik. Shalawat serta salam semoga selalu tercurah kepada suri tauladan Rasulullah Muhammad SAW beserta para sahabatnya dan kita selaku umatnya akhir zaman.

Skripsi ini berjudul **“IDENTIFIKASI KANDUNGAN HIDROKARBON DAN MATURASI PADA FORMASI LIDAH DAN FORMASI CEPU BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI LAPANGAN “RB” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”** merupakan skripsi dari penelitian yang dilakukan penulis untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik.

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

1. Kedua orang tua tercinta yang selalu memberikan doa, dukungan, motivasi, dan kekuatan bagi penuli yaitu Bapak Jusman dan Mamak Tartila yang selalu menyemangati dan menyanyangi dengan sepenuh hati.
2. Adik yaitu Syendi Arjuna yang menjadi teman perjuangan yang sama-sama sedang menempuh pendidikan selalu memberi semangat serta senantiasa mendoakan.
3. Seluruh keluarga dari bapak maupun mamak yang telah mendukung penulis sehingga dapat menyelesaikan skripsi ini.
4. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. yaitu selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing pertama yang telah memberikan bimbingan, arahan dengan penuh kesabaran, kebaikan hati dan kesedian bapak dalam membimbing dan memberikan kritik, masukan serta motivasi dalam pengerjaan skripsi ini.

6. Bapak Dr. Ir. Muhammad Sarkowi, S.Si., M.Si, IPU. selaku dosen pembimbing kedua yang telah memberikan bimbingan, arahan dengan penuh kesabaran, kebaikan hati dan kesedian bapak dalam membimbing dan memberikan kritik, masukan serta motivasi dalam pengerjaan skripsi ini.
7. Bapak Dr. Alimuddin, S. Si., M.Si. selaku penguji yang telah meluangkan waktunya, serta senantiasa memberikan saran dan masukan.
8. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah mengajarkan banyak ilmu dan wawasan.
9. Sahabat-sahabat dekat dan sahabat kontrakan yang telah memerikan rasa kasih sayang, doa, dukungan, motivasi serta masukan kepada penulis yaitu Berlian, Nita, Fira, Dicky, Pitry, Mila dan Rafika.
10. Sahabat penulis sejak SMA yaitu Azizah yang telah banyak memberikan doa, dukungan, motivasi, masukan dan rasa kasih sayangnya untuk penulis.
11. Keluarga Teknik Geofisika 2018 (TGasak) yang telah banyak memberikan semangat, yang menjadi tempat keluh kesah, berbagi beban bersama, menjalani dunia perkuliahan bersama dan telah memberikan dukungan selama lebih kurang 4 tahun ini. Terimakasih atas kenangan yang selama ini kita buat bersama. Kalian tidak akan terlupakan. Mari bertemu dititik tersukses masing-masing kelak.
12. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan terima kasih banyak.
13. Diri sendiri yang selama ini tiada hentinya berjuang dengan sangat keras, belajar mati-matian, suka duka yang terjadi, hirup-pikuk kehidupan menjadi mahasiswa, dan tetap semangat untuk kedepannya. Kedepannya memang tidak mudah, tetapi sampai dititik ini adalah langkah panjang yang sangat berkesan, good luck untuk langkah-langkah sukses kedepannya. I Love Me.

Bandar Lampung, 21 September 2022

Penulis,



Rima Buana

NPM. 1815051003

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
PERSETUJUAN.....	v
PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN.....	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN.....	ix
KATA PENGANTAR.....	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR GAMBAR.....	xvi
DAFTAR TABEL.....	xx
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Manfaat Penelitian.....	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Lokasi Daerah Penelitian.....	4
2.2 Geologi Regional.....	5
2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara.....	6

2.4	Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara.....	9
2.5	<i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Timur Utara	13
2.5.1	Batuan Induk.....	13
2.5.2	Migrasi.....	14
2.5.3	Batuan Reservoir.....	14
2.5.4	Perangkap (<i>Trap</i>).....	14
2.5.5	Batuan Penutup (<i>Seal</i>)	15
2.6	Penelitian Sebelumnya.....	15
III.	TEORI DASAR	18
3.1	Batuan Reservoir.....	18
3.2	Perangkap (<i>Trap</i>).....	19
3.3	Batuan Penutup (<i>Seal</i>)	20
3.4	Batuan Induk.....	20
3.5	Migrasi.....	21
3.6	<i>Well Logging</i>	22
3.6.1	<i>Log Gamma Ray</i>	23
3.6.2	<i>Log Spontaneous Potential (SP)</i>	25
3.6.3	<i>Log Resistivitas</i>	26
3.6.4	<i>Log Densitas</i>	29
3.6.5	<i>Log Neutron</i>	30
3.6.6	<i>Log Sonic</i>	31
3.7	Analisis Petrofisika.....	32
3.7.1	Porositas	33
3.7.2	Permeabilitas	35
3.7.3	Kandungan Serpih (<i>Shale Volume</i>).....	37
3.7.4	Resistivitas Air	38
3.7.5	Saturasi Air	38
3.8	Analisis Kualitatif Zona Batuan Induk.....	41
3.9	<i>Vitrinite Reflectance (Ro)</i>	41
3.10	<i>Total Organic Carbon (TOC)</i>	42
3.11	Kematangan Material Organik	44
3.12	Kerogen	46

IV. METODE PENELITIAN	50
4.1 Tempat Dan Waktu Penelitian.....	50
4.2 Alat Dan Bahan	52
4.3 Prosedur Penelitian.....	52
4.3.1 Studi Literatur.....	52
4.3.2 Pengumpulan Data.....	52
4.3.3 Pengolahan Data.....	52
4.4 Diagram Alir.....	54
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	55
5.1 Interpretasi Kualitatif.....	55
5.1.1 Zona Target Potensi Reservoar Hidrokarbon	55
5.1.2 Zona Target Potensi Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	76
5.1.3 Evaluasi Kematangan Lapisan Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)....	89
5.1.4 Analisis Korelasi TOC.....	105
5.1.5 Persebaran TOC <i>Core</i> dan TOC <i>Log</i> pada <i>Software IP</i>	107
5.2 Interpretasi Kuantitatif.....	109
5.2.1 <i>Volume Shale</i> (Vsh).....	109
5.2.2 Porositas	113
5.2.3 Resistivitas Air (Rw)	117
5.2.4 Saturasi Air (Sw).....	117
5.3 Analisis Geokimia.....	121
5.3.1 <i>Total Organic Carbon</i> (TOC).....	121
5.3.2 <i>Vitrinite Reflectance</i> (Ro).....	125
5.3.3 Analisis Tipe Kerogen	128
5.3.4 Analisis Kematangan Material Organik.....	133
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	137
6.1 Kesimpulan.....	137
6.2 Saran	137
DAFTAR PUSTAKA	138

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar	
1. Peta Lokasi Daerah Penelitian	4
2. Peta Geologi Regional Cekungan Jawa-Timur Utara	5
3. Tiga Struktur Utama Cekungan Jawa Timur	7
4. Kolom Stratigrafi di Blok Kangean	9
5. <i>Petroleum System</i>	19
6. Ilustrasi <i>Well Logging</i>	23
7. Respon <i>Log Gamma Ray</i>	24
8. Respon <i>Log SP</i>	26
9. Respon <i>Log Resistivitas</i>	27
10. Respon <i>Log Density</i>	30
11. Respon <i>Log Neutron</i>	31
12. Respon <i>Log Sonic</i>	32
13. Matriks Batuan	33
14. Permeabilitas Batuan.....	37
15. Interpretasi Kualitatif Lapisan Batuan Induk.....	41
16. Diagram Van Kravelen Tmax vs HI	45
17. Diagram Van Kravelen Tmax vs Ro.....	45
18. Grafik plot TOC vs HI	47

19. Grafik plot antara TOC Log vs S2	48
20. Diagram Alir Penelitian	54
21. Zona Target 1 - 3 Sumur RB-1	56
22. Zona Target 4 Sumur RB-1	57
23. Zona Target 5 Sumur RB-1	57
24. Zona Target 6 - 8 Sumur RB-1	58
25. Zona Target 1 - 2 Sumur RB-2	60
26. Zona Target 3 - 4 Sumur RB-2	61
27. Zona Target 5 Sumur RB-2.....	61
28. Zona Target 6 - 9 Sumur RB-2	62
29. Zona Target 10 - 14 Sumur RB-2	63
30. Zona Target 1 - 2 Sumur RB-3	65
31. Zona Target 3 - 4 Sumur RB-3	65
32. Zona Target 5 - 10 Sumur RB-3	66
33. Zona Target 11 - 14 Sumur RB-3	67
34. Zona Target 1 - 2 Sumur RB-4	69
35. Zona Target 3 - 6 Sumur RB-4	70
36. Zona Target 7 - 9 Sumur RB-4	71
37. Zona Target 1 – 3 Sumur RB-5.....	73
38. Zona Target 4 - 7 Sumur RB-5	74
39. Zona Target 8 - 9 Sumur RB-5	75
40. Zona Target 1 - 6 Sumur RB-3	77
41. Zona Target 7 - 20 Sumur RB-3	78
42. Zona Target 21 - 23 Sumur RB-3	79

43. Zona Target 1 - 3 Sumur RB-4	80
44. Zona Target 4 - 10 Sumur RB-4	81
45. Zona Target 11 - 16 Sumur RB-4	82
46. Zona Target 17 - 24 Sumur RB-4	82
47. Zona Target 1 - 4 Sumur RB-5	84
48. Zona Target 5 - 6 Sumur RB-5	85
49. Zona Target 7 - 9 Sumur RB-5	85
50. Zona Target 10 - 18 Sumur RB-5	86
51. Zona Target 19 - 27 Sumur RB-5	87
52. Zona Target 28 - 31 Sumur RB-5	88
53. Zona Target Batuan Induk 1 – 2 Sumur RB-3	90
54. Zona Target Batuan Induk 3 Sumur RB-3	90
55. Zona Target Batuan Induk 4 -9 Sumur RB-3.....	91
56. Zona Target Batuan Induk 10 Sumur RB-3	91
57. Zona Target Batuan Induk 11 – 16 Sumur RB-3	91
58. Zona Target Batuan Induk 17 – 18 Sumur RB-3	92
59. Zona Target Batuan Induk 19 Sumur RB-3	92
60. Zona Target Batuan Induk 20 – 23 Sumur RB-3	92
61. Zona Target Batuan Induk 1 Sumur RB-4	94
62. Zona Target Batuan Induk 2 Sumur RB-4	94
63. Zona Target Batuan Induk 3 Sumur RB-4	94
64. Zona Target Batuan Induk 4 Sumur RB-4	95
65. Zona Target Batuan Induk 5 - 6 Sumur RB-4.....	95
66. Zona Target Batuan Induk 7 - 8 Sumur RB-4.....	95

67. Zona Target Batuan Induk 9 - 11 Sumur RB-4.....	96
68. Zona Target Batuan Induk 12 - 16 Sumur RB-4.....	96
69. Zona Target Batuan Induk 17 - 19 Sumur RB-4.....	97
70. Zona Target Batuan Induk 20 - 21 Sumur RB-4.....	97
71. Zona Target Batuan Induk 22 - 23 Sumur RB-4.....	97
72. Zona Target Batuan Induk 24 Sumur RB-4	97
73. Zona Target Batuan Induk 1 - 4 Sumur RB-5.....	99
74. Zona Target Batuan Induk 5 - 6 Sumur RB-5.....	99
75. Zona Target Batuan Induk 7 - 9 Sumur RB-5.....	100
76. Zona Target Batuan Induk 10 - 12 Sumur RB-5.....	100
77. Zona Target Batuan Induk 13 - 15 Sumur RB-5.....	101
78. Zona Target Batuan Induk 16 - 18 Sumur RB-5.....	101
79. Zona Target Batuan Induk 19 - 21 Sumur RB-5.....	102
80. Zona Target Batuan Induk 22 - 26 Sumur RB-5.....	102
81. Zona Target Batuan Induk 27 - 29 Sumur RB-5.....	103
82. Zona Target Batuan Induk 30 Sumur RB-5	103
83. Zona Target Batuan Induk 31 Sumur RB-5	103
84. Grafik Korelasi Pada Sumur RB-3 dan Sumur RB-4.....	106
85. Grafik Korelasi Pada Sumur RB-5.....	106
86. Titik Persebaran TOC Core dan TOC Log pada Sumur RB-3.....	107
87. Titik Persebaran TOC Core dan TOC Log pada Sumur RB-4.....	108
88. Titik Persebaran TOC Core dan TOC Log pada Sumur RB-5.....	108
89. <i>Crossplot</i> TOC vs HI sumur RB-3, RB-4, RB-5 pada Formasi Cepu	131
90. <i>Crossplot</i> TOC vs S2 sumur RB-3, RB-4, RB-5 pada Formasi Cepu	131

91. <i>Crossplot</i> Tmax vs HI sumur RB-3, RB-4, RB-5 Formasi Cepu.....	134
92. <i>Crossplot</i> Tmax vs Ro sumur RB-3, RB-4, RB-5 Formasi Cepu	134

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel	
1. Nilai resistivitas.....	28
2. Densitas Matriks Dan Fluida Dari Batuan	34
3. Klasifikasi Fluida Berdasarkan Nilai Saturasi Air	40
4. Tingkat Kematangan Zat Organik Berdasarkan Harga <i>Vitrinite Reflectance</i> (Ro)	42
5. Klasifikasi Batuan Induk.....	43
6. Parameter Geokimia Dalam Penentuan Fasa Kematangan Termal	44
7. Empat Tipe Dasar Kerogen	48
8. Tipe Kerogen.....	49
9. Pelaksanaan Kegiatan Penelitian.....	51
10. Zona Target Reservoir Sumur RB-1.....	59
11. Zona Target Reservoir Sumur RB-2.....	64
12. Zona Target Reservoir Sumur RB-3.....	68
13. Zona Target Reservoir Sumur RB-4.....	72
14. Zona Target Reservoir Sumur RB-5.....	75
15. Zona Target Batuan Induk Sumur RB-3	79

16. Zona Target Batuan Induk Sumur RB-4	83
17. Zona Target Batuan Induk Sumur RB-5	88
18. Zona Target Batuan Induk Sumur RB-3	93
19. Zona Target Batuan Induk Sumur RB-4	98
20. Zona Target Batuan Induk Sumur RB-5	104
21. Hasil perhitungan <i>volume shale</i> pada Sumur RB-1	110
22. Hasil perhitungan <i>volume shale</i> pada Sumur RB-2	110
23 Hasil perhitungan <i>volume shale</i> pada Sumur RB-3	111
24. Hasil perhitungan <i>volume shale</i> pada Sumur RB-4	111
25. Hasil perhitungan <i>volume shale</i> pada Sumur RB-5	112
26. Hasil perhitungan porositas efektif pada Sumur RB-1	114
27. Hasil perhitungan porositas efektif pada Sumur RB-2	114
28. Hasil perhitungan porositas efektif pada Sumur RB-3	115
29. Hasil perhitungan porositas efektif pada Sumur RB-4	115
30. Hasil perhitungan porositas efektif pada Sumur RB-5	116
31. Hasil perhitungan saturasi air pada Sumur RB-1	118
32. Hasil perhitungan saturasi air pada Sumur RB-2	118
33. Hasil perhitungan saturasi air pada Sumur RB-3	119
34. Hasil perhitungan saturasi air pada Sumur RB-4	119
35. Hasil perhitungan saturasi air pada Sumur RB-5	120
36. Hasil perhitungan <i>Total Organic Carbon</i> pada Sumur RB-3	122
37. Perbandingan perhitungan TOC Log dan TOC Core pada Sumur RB-3...	122

38. Hasil perhitungan <i>Total Organic Carbon</i> pada Sumur RB-4	123
39. Perbandingan perhitungan TOC Log dan TOC Core pada Sumur RB-4...	123
40. Hasil perhitungan <i>Total Organic Carbon</i> pada Sumur RB-5	124
41. Perbandingan perhitungan TOC Log dan TOC Core pada Sumur RB-5...	124
42. Nilai <i>Vitrinite Reflectance</i> (Ro) pada Sumur RB-3.....	126
43. Nilai <i>Vitrinite Reflectance</i> (Ro) pada Sumur RB-4.....	126
44. Nilai <i>Vitrinite Reflectance</i> (Ro) pada Sumur RB-5.....	127
45. Data Geokimia <i>Rock Eval Pyrolysis</i> sumur RB-3.....	128
46. Data Geokimia <i>Rock Eval Pyrolysis</i> sumur RB-4.....	129
47. Data Geokimia <i>Rock Eval Pyrolysis</i> sumur RB-5.....	129

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia adalah salah satu negara di dunia yang kaya akan Sumber Daya Alam (SDA) misalnya cadangan sumber daya energi minyak dan gas. Cadangan migas (hidrokarbon) di Indonesia umumnya berada di cekungan belakang busur (*back arc basin*) yang berarti cekungan sedimen yang terletak di belakang busur vulkanik. Cekungan ini umumnya berumur tersier dan lebih dari 25% cekungan di Indonesia sudah menghasilkan migas. Lokasi yang memiliki prospek cadangan migas adalah lokasi yang memenuhi kriteria sistem hidrokarbon (petroleum system), yaitu: meliputi adanya batuan sumber (source rock), migrasi, reservoir (tempat di mana hidrokarbon tertampung), perangkap reservoir (reservoir trap), dan batuan lapisan penyekat (seal rock).

Salah satu cekungan hidrokarbon yang berada di Indonesia yaitu Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur Utara adalah salah satu cekungan Tersier yang terletak di laut lepas sebelah utara Pulau Madura dan Pulau Kangean. Cekungan Jawa Timur Utara sebelah barat dibatasi oleh Busur Karimunjawa sehingga memisahkan dengan Cekungan Jawa Barat Utara, sebelah selatan cekungan dibatasi oleh busur vulkanik, sebelah timur cekungan dibatasi oleh Cekungan Lombok dan sebelah utara dibatasi oleh Tinggian Paternoster (Mujiono dan Pireno, 2001). Cekungan Jawa Timur Utara adalah salah satu cekungan hidrokarbon yang sudah terbukti, beberapa blok sudah berproduksi dan eksplorasi. Cekungan Jawa Timur Utara memiliki prospek keberadaan hidrokarbon yang merupakan salah satu dari 60 cekungan yang ada di Indonesia. Cadangan minyak dan kondensat pada Cekungan Jawa Timur Utara sebesar 53,7 MMSTB serta cadangan gas dan asosiasi gas sebesar 480,1

BSCF (SKK Migas, 2020). Blok produksi dan eksplorasi terkonsentrasi di bagian barat dan selatan dari cekungan ini. Salah satu blok produksi di Cekungan Jawa Timur Utara adalah Blok Kangean yang mengalami pengangkatan dan pensesaran. Indikasi Gas Biogenik di Formasi Mundu pada Blok Kangean yang berumur Pliosen hingga Pleistosen yang diendapkan pada lingkungan delta sampai Neritik (Setiady dkk., 2018).

Geofisika merupakan ilmu pengetahuan alam yang dapat digunakan untuk mengetahui keadaan serta karakteristik material-material di bawah permukaan bumi berdasarkan sifat-sifat fisiknya melalui pengukuran yang dapat menggunakan beberapa metode seperti metode seismic, metode geolistrik, metode elektromagnetik, metode geomagnetik, metode gaya berat, dan metode well logging. Dalam penelitian yang dilakukan digunakan metode well logging. Well Logging adalah salah satu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan secara vertikal dengan memanfaatkan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur. Metode well logging merupakan suatu metode yang memberikan data untuk evaluasi secara kuantitatif dan kualitatif. Hasil analisis data log sumur dapat digunakan untuk mengetahui karakteristik reservoir seperti: penampakan litologi, pengukuran porositas, pengukuran volume shale, perhitungan permeabilitas, perhitungan saturation water yang digunakan untuk menentukan arah eksplorasi dan produksi selanjutnya. Selain memperhitungkan kandungan reservoir penelitian ini juga menentukan kematangan batuan induk sebagai indikator untuk memprediksi tingkat perubahan bahan organik pada batuan. Untuk mengetahui potensi hidrokarbon, jenis material serpih, serta tingkat kematangan termalnya, dilakukan analisis geokimia berupa Total Organic Carbon (TOC) (Dewanto et al., 2017).

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian yaitu, sebagai berikut:

1. Menentukan zona target reservoir dan *source rock* berdasarkan analisis *well logging* pada Formasi Lidah dan Formasi Cepu di Lapangan 'RB' daerah penelitian.

2. Menentukan potensi reservoir berupa nilai *Saturasi Water* (SW) berdasarkan analisis petrofisika pada Formasi Lidah dan Formasi Cepu di Lapangan 'RB' daerah penelitian.
3. Menentukan potensi batuan induk berupa *Total Organic Carbon* (TOC), tingkat kematangan/*maturity* dan tipe kerogen pada Formasi Lidah dan Formasi Cepu di Lapangan 'RB' daerah penelitian.
4. Menentukan potensi minyak dan gas bumi pada Formasi Lidah dan Formasi Cepu di Lapangan 'RB' berupa analisis potensi reservoir dan batuan induk.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah penelitian yaitu, sebagai berikut:

1. Data log sumur yang diolah menggunakan lima sumur yaitu RB-1, RB-2, RB-3, RB-4 dan RB-5 pada Formasi Lidah dan Formasi Cepu.
2. Perhitungan potensi batuan induk berupa nilai *Total Organic Carbon* (TOC) mengacu pada klasifikasi kelimpahan material organik Peters dan Cassa, 1994.
3. Menggunakan data geokimia pada daerah penelitian.

1.4 Manfaat Penelitian

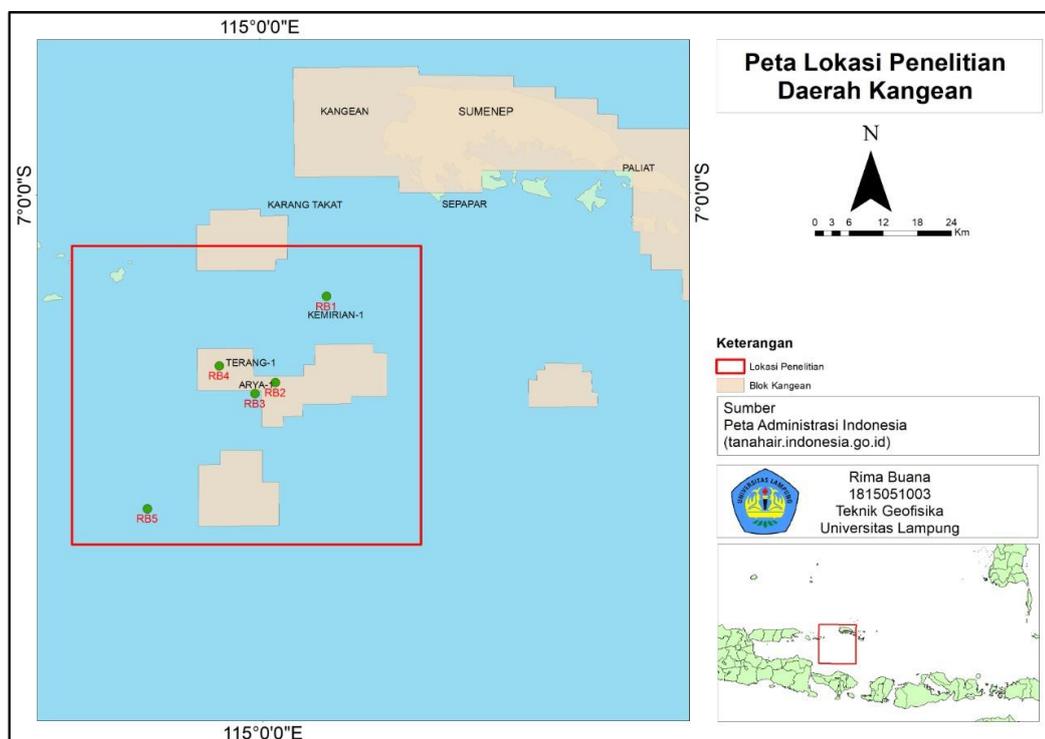
Adapun manfaat penelitian yaitu, sebagai berikut :

1. Memberikan informasi mengenai potensi migas di Formasi Lidah dan Formasi Cepu pada Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Memberikan informasi mengenai lapisan *source rock* di Formasi Lidah dan Formasi Cepu pada Cekungan Jawa Timur Utara.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

Lokasi daerah penelitian berupa sumur RB-1, RB-2, RB-3, RB-4 dan RB-5 terletak di Cekungan Jawa Timur Utara adalah salah satu dari cekungan lepas pantai di Indonesia. Cekungan Jawa Timur Utara Blok Kangean terletak di daerah perairan utara Bali, termasuk Provinsi Bali sedangkan di bagian utara termasuk dalam Kepulauan Madura Bagian Timur dan secara geografis terletak pada koordinat 1140 32'- 1160 01' Bujur Timur dan 070 15'-080 02' Lintang Selatan dan meliputi daerah sekitar 190.300 km² .



Gambar 1. Peta Lokasi Daerah Penelitian

2.2 Geologi Regional

Cekungan Jawa Timur Utara di sebelah barat dibatasi oleh Busur Karimunjawa dimana memisahkannya dengan Cekungan Jawa Barat Utara, di sebelah selatan dibatasi oleh busur vulkanik, sebelah timur dibatasi oleh Cekungan Lombok dan sebelah utara dibatasi oleh Tinggian Paternoster, dimana memisahkannya dengan Selat Makasar. Berdasarkan posisinya, Cekungan Jawa Timur Utara dapat dikelompokkan sebagai cekungan belakang busur dan berada pada batas tenggara dari Lempeng Eurasia (Mudjiono dan Pireno, 2002). Secara geologi Cekungan Jawa Timur terbentuk karena proses pengangkatan dan ketidakselarasan serta proses-proses lain, seperti penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng tektonik. Struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan pelipatan yang mengarah Barat - Timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Utara-Selatan. Tahap awal pembentukan cekungan tersebut ditandai dengan adanya half graben yang dipengaruhi oleh struktur yang terbentuk sebelumnya. Tatanan tektonik yang paling muda dipengaruhi oleh pergerakan Lempeng Australia dan Sunda. Secara regional perbedaan bentuk struktural sejalan dengan perubahan waktu (Satyana, 2005).



Gambar 2. Peta Geologi Regional Cekungan Jawa-Timur Utara (Bemmelen, 1949).

Secara geologi, terbentuknya Cekungan Jawa Timur Utara dikontrol oleh dua sistem sesar yaitu sistem sesar mendatar mengiri berarah timur laut-barat daya dan arah timur-barat. Cekungan ini dibentuk oleh beberapa elemen struktur utama dari selatan ke utara, yaitu:

1. Zona Kendeng-Selat Madura berada memanjang dengan arah timur-barat yang dicirikan oleh struktur lipatan, sesar normal dan banyak terdapat sesar naik.
2. Zona Rembang Selatan dan Randublatung yang merupakan zona negatif dengan pola struktur berarah timur-barat yang dicirikan oleh lipatan. Terdapat struktur kubah yang berasosiasi dengan struktur sesar.
3. Zona Rembang Utara dan Madura Utara, struktur antiklinorium yang terangkat dan tererosi pada Pliosen-Plistosen berasosiasi dengan sistem sesar mendatar mengiri berarah timur laut-barat daya yang menerus hingga Kalimantan Selatan.

2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

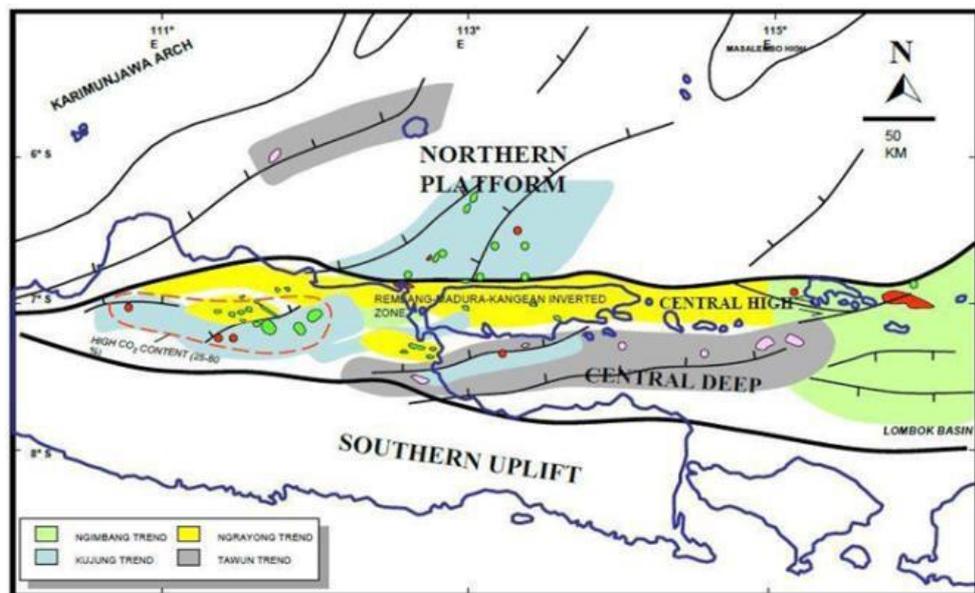
Aktivitas tektonik utama yang berlangsung pada umur Plio Pleistosen, menyebabkan terjadinya pengangkatan daerah regional Cekungan Jawa Timur dan menghasilkan bentuk morfologi seperti sekarang ini. Struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan pelipatan yang mengarah Barat - Timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Utara-Selatan (Satyana, 2005). Prospek karbonat Oligo-Miosen pada Cekungan Jawa Timur Utara sebagai penghasil minyak telah terbukti sejak tahun 1990 (Satyana dan Djumiati, 2003).

Cekungan Jawa Timur dipisahkan menjadi tiga mandala struktur (*structural provinces*) (Satyana, 2005) dari Utara ke Selatan, yaitu :

1. Paparan Utara yang terdiri dari Busur Bawean, Paparan Madura Utara dan Paparan Kangean Utara.
2. Bagian tengah yaitu Tinggian Sentral yang terdiri dari Jawa Timur Utara Laut (Kujung)-Madura-Kangean-Tinggian Lombok merupakan daerah terangkat hasil pensesaran ekstensional Eosen-Oligosen Akhir

dan pembalikan struktur Miosen-Resen. Tinggian sentral terbentuk karena kemenerusan tinggian Kunjung dan tinggian Madura-Kangean ke arah Timur. Pada tegasan Eosen akhir menyebabkan penurunan regional di daerah ini sedangkan ketinggiannya menjadi tempat berkembangnya fasies gampingan.

3. Bagian selatan dikenal sebagai Cekungan Selatan yang terdiri dari Zona Rembang-Zona Madura-Sub Cekungan Lombok sebagai sesar mendatar berasosiasi dengan pengangkatan Kujung, Madura dan Kangean ke arah utara, sedangkan bagian selatan tetap pada lingkungan batial dalam. Terbentuk oleh sesar ekstensional Eosen-Oligosen akhir yang dilanjutkan oleh periode struktur terbalik produk kompresi Miosen awal-Resen. Zona Rembang yang menerus sampai lepas pantai.



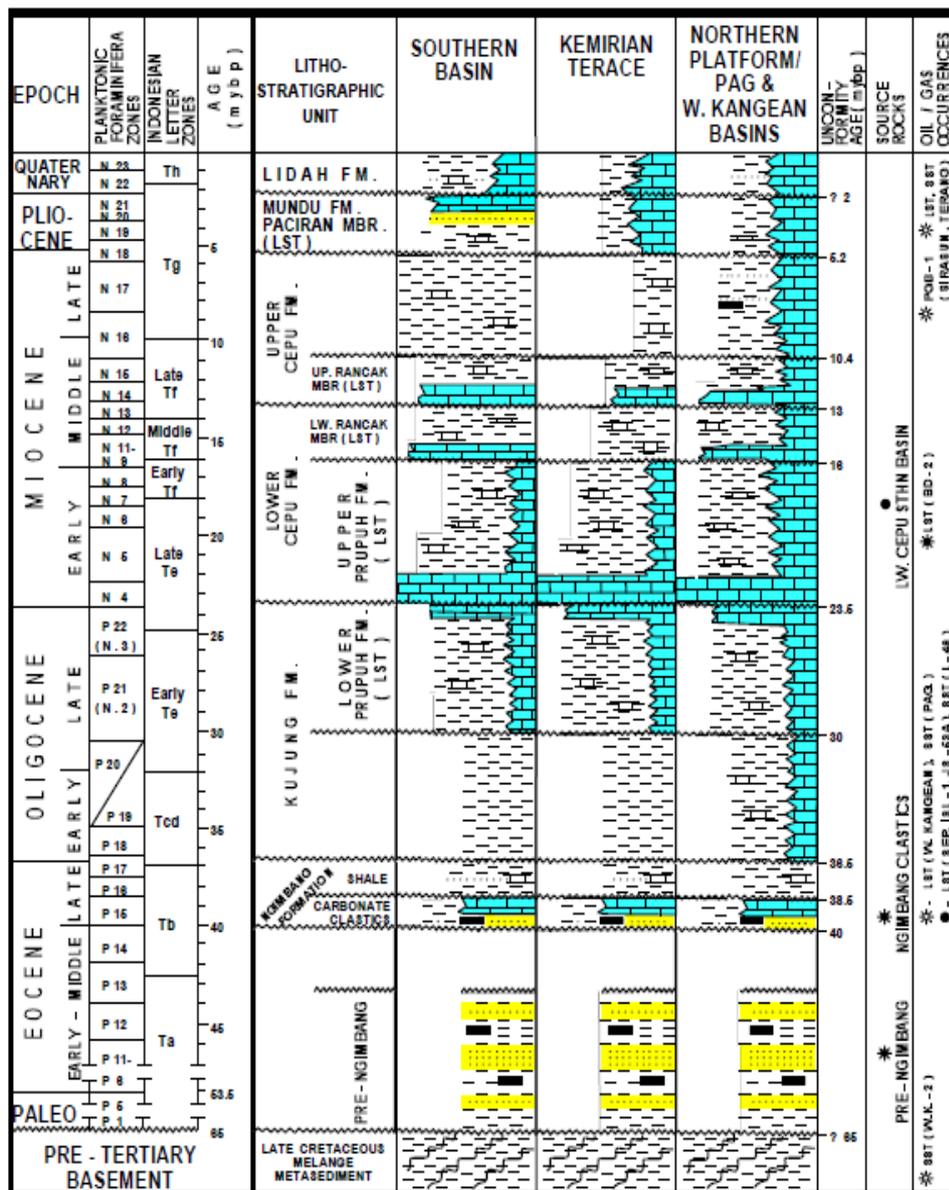
Gambar 3. Tiga Struktur Utama Cekungan Jawa Timur (Satyana dan Purwaningsih, 2003).

Konfigurasi *basement* Cekungan Jawa Timur dikontrol oleh dua *trend* struktur utama, yaitu Timur laut-Barat daya (*Trend NE-SW*) yang umumnya hanya dijumpai di Mandala Paparan Utara dan Barat-Timur (*Trend W-E*) yang terdapat di Mandala Tinggian *Sentral* dan Cekungan Selatan. Akibat tumbukan lempeng selama Tersier awal, Cekungan Jawa Timur terangkat dan

mengalami erosi. Deretan perbukitan berarah NE-SW terbentuk di sepanjang tepi Tenggara Paparan Sunda akibat pemekaran busur belakang. Periode kompresi terjadi pada Miosen Awal yang mengakibatkan reaktivitas sesar-sesar yang telah terbentuk sebelumnya mengakibatkan pengangkatan dari graben yang sebelumnya terbentuk menjadi tinggian yang sekarang disebut *Central High* (Ponto, 1995).

Dari Utara ke Timur, kenampakan struktur utama dalam wilayah tarikan ini adalah Busur Karimunjawa, Palung Muria, Busur Bawean, dan Tinggian Tuban - Madura Utara. Pengangkatan pada waktu Oligosen Awal menghentikan proses - proses pengendapan dan menyebabkan erosi yang luas. Periode selanjutnya adalah periode tektonik tenang dan akumulasi endapan karbonat hingga Miosen Awal. Periode terakhir adalah periode tektonik kompresi mulai dari Miosen Akhir hingga sekarang. Sesar-sesar normal yang membentuk *horst* dan *graben* teraktifkan kembali, sehingga menghasilkan struktur-struktur terbalik (*inverted relief*) (Hamilton, 1979).

2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara



Gambar 4. Kolom Stratigrafi di Blok Kangean (Nainggolan, 2018)

Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara disusun oleh formasi batuan dasar berumur Pra Tersier yang merupakan batuan beku, ofiolit, metasedimen dan metamorf yang dipisahkan oleh tinggian-tinggian yang berarah timur laut barat daya. Batuan dasar di Cekungan Jawa Timur tersusun atas serangkaian melange dari batuan-batuan metasedimen yang secara lokal terpatahkan angkat (*accretionary wedge* dari kerak intermediet) yang dipisahkan oleh

tinggian mikrokontinen berarah Barat Daya-Timur Laut. Pada Blok Kangean batuan dasar tersusun dari batuan gabro basalt andesit berumur kapur, daerah graben terisi oleh sedimen syn-rimeter dan non marine berumur Eosen Awal-Eosen Tengah (Ngimbang Bawah), Fase transgresi pada Eosen Akhir-Awal Oligosen diendapkan post-rimeter Ngimbang atas, serpih dan karbonat di dalam graben horst. Setelah pengangkatan pada Oligosen diendapkan pasir pada daerah dangkal, fase transgresi regional membanjiri cekungan selama Oligosen akhir-Miosen awal (Wijaya, 2010). Sejarah tektonik inversi pada awal Miosen tengah berhubungan dengan perubahan subduksi dari Barat daya-Timur laut pada akhir kapur menjadi Timur Barat pada Tersier awal, selama Oligosen sampai sekarang. Anggota pasie ngrayong pada Miosen Tengah sampai Plio Pleistosen (Wonocolo, Mundu, Paciran dan Lidah) berupa perselingan batupasir dan serpih karbonat pada lingkungan delta Neritik. Sedimen vulkano klastik pada Plio Pleistosen.

- **Formasi Ngimbang**

Formasi Pre-Ngimbang telah dikenali di bagian timur dari Cekungan Jawa Timur melingkupi Northern Platform dan Central High. Menurut Harper, (1989) di dalam Pertamina BPPKA, (1996) telah mendefinisikan Formasi Pre-Ngimbang sebagai berikut: “Formasi Pre-Ngimbang berumur Paleosen hingga Eosen Tengah dari *Northern Platform* dan *Central High* di Kangean dan Sepanjang PSC, meliputi sikuen dari batupasir, batulanau, dan serpih yang secara tidak selaras menindih batuan dasar Cretaceous dan secara tidak selaras ditindih oleh Ngimbang berumur Eosen Akhir.” Formasi Pre-Ngimbang dijelaskan sebagai endapan syn-rift yang sebagian besar terdiri dari lapisan tipis pasir dan serpih dengan sedikit perlapisan batubara. Bagian Fluvial-Deltaik mengisi daerah-daerah rendahan, yang diperkirakan selama waktu Paleosen hingga Eosen Tengah. Formasi PreNgimbang secara tidak selaras menindih endapan-endapan Cretaceous tetapi terkadang tidak dijumpai pada tinggian-tinggian Cretaceous. Sedangkan, sedimen Eosen “Ngimbang” pada dasarnya menunjukkan endapan-endapan 15 basement wash coastal atau deltaic berumur Eosen

Tengah hingga Akhir yang diikuti kemudian oleh sekuen karbonat. Awal sedimentasi dari formasi ini dipengaruhi oleh topografi yang kompleks yang kemungkinan diendapkan pada daerah-daerah rendahan lokal dan sedimen yang kaya akan material organik dan karbonat di bagian atasnya mengindikasikan peningkatan kedalaman permukaan air dan kondisi laut yang lebih terbuka. Sedimen-sedimen “Ngimbang” di seluruh area cekungan ini didokumentasikan sebagai endapan-endapan alluvial/fluvial, deltaik, lakustrin, dan transisi. Ngimbang ini diperkirakan berumur Eosen Tengah hingga Akhir (Pringgopawiro, 1983).

- **Formasi Kujung**

Formasi Kujung merupakan stratigrafi tertua yang tersingkap di permukaan. Formasi ini menunjukkan sebuah pengendapan selama periode permukaan laut tinggi pada lingkungan paparan dangkal yang stabil. Di beberapa area, formasi ini menunjukkan sebuah pengendapan dari sedimen-sedimen regresi coastal dan deltaic selama periode umumnya permukaan laut rendah yang berhubungan dengan penurunan muka laut yang 16 besar pada Oligosen Tengah. Kujung berumur Oligosen Awal utamanya terdiri dari perlapisan-perlapisan batugamping, serpih, dan batupasir, serta sedimen konglomerat dengan sisipan batubara. Di beberapa tempat mengandung sedimen-sedimen tufaan dan bahkan tidak terendapkan sama sekali. Menurut Pringgopawiro (1983) secara regional, formasi Kujung diendapkan pada lingkungan tektonik transgresi-regresi. Pada Oligosen Tengah, aktivitas tektonik secara relatif lebih tenang yang ditunjukkan oleh ketebalan yang seragam dari karbonat Kujung. Pada Oligosen Akhir, sedimen-sedimen laut dalam hingga laut dangkal berlanjut terendapkan termasuk adanya karbonat terumbu pada tinggian-tinggian batuan dasar tua.

- **Formasi Cepu**

Sedimentasi Miosen akhir pada cekungan Madura terjadi di laut dalam untuk pengendapan karbonat, lempung, dan silika sand. Proses struktur

pada pertengahan Miosen telah berhenti, kemudian diisi dengan formasi cepu yang terdiri dari marl dan batugamping dari pengendapan planktonic dan nanoplankton (Pringgopawiro, 1983).

- **Formasi Mundu**

Menurut Pringgopawiro (1983) Formasi Mundu memiliki ciri litologi yang khas, tersusun oleh napal masif berwarna abu-abu muda hingga putih kekuning-kuningan, dengan kandungan foraminifera planktonik yang sangat melimpah. Disamping itu juga didapatkan kandungan glaukonit tetapi hanya dalam jumlah sedikit. Di beberapa tempat, bagian atas dari formasi ini secara berangsur berubah menjadi batugamping pasir. Ketebalan dari formasi ini cenderung bertambah ke arah selatan hingga mencapai 700 m. Formasi Mundu terbentuk sebagai hasil pengendapan laut dalam yang terjadi pada zona N17-N20 (Miosen Akhir-Pliosen).

- **Formasi Lidah**

Siklus lidah dimulai sekitar Plio-Pleistosen (2 juta tahun) dan ditandai dengan timbulnya endapan non-laut (Hilangnya mikro fosil laut dengan pengecualian bioclasts yang diawetkan ulang). Penghentian sedimentasi laut terbuka ini adalah fungsi dari pengangkatan Pleistosen dengan endapan non laut setelahnya yang berasal dari pengangkatan massa daratan ke utara (Rembang Zone) dan ke selatan (Zone Kendeng). Wilayah yang tidak terangkat menerima endapan fluvio-delta dan endapan aluvial dari barat dan barat daya dan sedimen gunung api dari selatan. Daerah vulkanik (Busur vulkanik modern) terbentuk sebagai respon subduksi benua di selatan merupakan sumber utama masukan sedimen ke bagian selatan dan Gundih-Lasem. Formasi ini tersusun oleh batu lempung yang berwarna kebiruan dan napal berlapis yang diselingi oleh batu pasir dan lensa-lensa fossiliferous *grainstone/mudstone* (coquina). Pada bagian bawah masih merupakan endapan laut, tercirikan akan kandungan *Pseudorotalia* sp. dan *Asterorotalia* sp. yang melimpah. Kumpulan fosil ini mencirikan pengendapan di dasar laut pada paparan tengah hingga luar. Di

atas satuan ini batuanannya menunjukkan produk pengendapan dari lingkungan yang semakin mendangkal. Akhirnya bagian teratas berupa lempung hasil pengendapan air tawar (Pringgopawiro, 1983).

- **Formasi Paciran**

Formasi Paciran tersusun oleh batugamping masif, umumnya merupakan batugamping terumbu yang lapuk dan membentuk permukaan yang khas akibat pelarutan (*karren surface*). Gejala permukaan menunjukkan bahwa batuan penyusunnya telah berubah menjadi kapur. Formasi ini tersebar terutama di bagian utara dari Zona Rembang, dengan masa pembentukan dari Pliosen hingga Awal Pleistosen. Di beberapa tempat batuan ini telah terbentuk pada umur yang lebih tua, semasa dengan pembentukan Formasi Ledok dan Wonocolo di bagian utara, serta semasa dengan Formasi Mundu dan Lidah di Selatan (Pringgopawiro, 1983).

2.5 Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

Sistem petroleum merupakan suatu sistem yang terdiri dari unsur dan proses yang saling berkesinambungan dan memungkinkan hidrokarbon terbentuk, bermigrasi, dan terperangkap di bawah permukaan bumi untuk kemudian diproduksi. *Petroleum System* yang terdapat pada Cekungan Jawa Timur Utara, sebagai berikut:

2.5.1 Batuan Induk

Cekungan Jawa Timur Utara memiliki indikasi batuan induk baik dari batuan klastik maupun karbonat, yang berasal dari batuan dengan umur Miosen Awal-Pliosen. Menurut Waples (1985) berdasarkan perhitungan kematangan thermal di Cepu dan sekitarnya, menunjukkan bahwa lapisan induk hidrokarbon yang matang secara thermal berada pada kedalaman lebih dari 2000 meter, yang berkorelasi dengan Formasi Tuban (Bojonegoro, Bubulan, dan Balun) atau Formasi Kujung (Tobo dan Dander). Endapan Eosen-Miosen Tengah seperti Formasi Ngimbang, Kujung, dan Tuban merupakan batuan induk yang efektif,

sedangkan endapan Miosen Tengah-Pleistosen seperti Formasi Wonocolo, Mundu, dan Lidah merupakan batuan induk yang belum matang (Bintaro dkk, 2020).

2.5.2 Migrasi

Cekungan Jawa Timur Utara mengalami dua masa migrasi yaitu migrasi primer dan migrasi sekunder. Migrasi primer terjadi pada masa Pliosen–recent dimana hidrokarbon bermigrasi dari Formasi Ngimbang sebagai *source rock* ke dalam struktur perangkap akibat adanya tektonik Plio-Pleistosen (Ngrayong-Wonocolo - Ledok) melalui jalur sesar (Moehadi, 2010). Migrasi sekunder terjadi setelah tektonik Plio-Pleistosen dimana hidrokarbon yang terperangkap pada reservoir karbonat Kujung-Tuban bermigrasi kembali menuju perangkap batupasir Ngrayong, Wonocolo, Ledok, dan Lidah (Moehadi, 2010).

2.5.3 Batuan Reservoir

Cekungan Jawa Timur Utara memiliki dua batuan reservoir hidrokarbon, yaitu karbonat dan klastik/batu pasir. Hampir semua batuan formasi yang terendapkan di Cekungan Jawa Timur Utara berpotensi sebagai batuan reservoir hidrokarbon. Reservoir utama yang berada pada cekungan ini adalah batuan karbonat Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung interval I serta reservoir silisiklastik dari Formasi Ngimbang, Formasi Tuban dan Formasi Ngrayong (Bintaro dkk, 2020).

2.5.4 Perangkap (*Trap*)

Pada Cekungan Jawa Timur Utara trap yang terbentuk lebih dominan jenis stratigrafi seperti *pinch out* dan *build up* pada karbonat. Sedangkan, trap struktural yang terbentuk berupa antiklinal akibat sesar inversi. Batuan trap di cekungan ini terbentuk pada umur miosen (*carbonate build-up*), Oligosen Akhir–Miosen Awal dan struktur *uplimer* pada Miosen Awal–Miosen Akhir (Bintaro dkk, 2020).

2.5.5 Batuan Penutup (*Seal*)

Pada Cekungan Jawa Timur Utara batuan tudung utamanya merupakan fasies serpih tebal dari Formasi Tuban, yang terekam oleh peristiwa regional yang terjadi di seluruh Jawa Timur Utara menjelang akhir Miosen Awal. Oleh karena itu, serpih Tuban menyediakan seal dari atas reservoir Kujung atau Prupuh, Rancak dan Ngrayong di bawahnya. Serpih tersebut umumnya menutupi terumbu Kujung atau Prupuh dan secara efektif menutup hidrokarbon yang terperangkap di bawahnya. Serpih Kujung intra-formasional dan batugamping padat yang berfungsi sebagai seal atas yang baik untuk reservoir Ngimbang dan Kujung memberikan seal atas tambahan (Bintaro dkk, 2020).

2.6 Penelitian Sebelumnya

Menurut buku tahunan SKK Migas (2020) cekungan Jawa Timur Utara memiliki prospek keberadaan hidrokarbon yang merupakan salah satu dari 60 cekungan yang ada di Indonesia. Cadangan minyak dan kondensat pada Cekungan Jawa Timur Utara sebesar 53,7 MMSTB serta cadangan gas dan asosiasi gas sebesar 480,1 BSCF.

Sinulingga dan Ramdhan (2017) telah melakukan penelitian mengenai karakteristik tekanan luap dan penyebabnya pada daerah lepas Pantai Selat Madura. Cekungan Jawa Timur Utara memiliki sifat tekanan luap yang sering menyebabkan terjadinya kendala pada saat proses pemboran. Metoda Eaton dan Metode Swarbrick digunakan untuk melakukan estimasi besaran tekanan luap pada daerah riset. Letak daerah penelitian secara fisiografis yang berada Kendeng Trough yang merupakan kelanjutan zona depresi Kendeng-Randublatung yang memanjang ke arah barat-timur memungkinkan terjadinya proses sedimentasi terjadi sangat cepat sehingga mengendapkan sedimen yang tebal.

Azhary dkk (2019) telah melakukan penelitian mengenai studi sub-cekungan Jawa Timur bagian utara untuk mengetahui pola sub-cekungan berpotensi

Minyak dan gas bumi menggunakan data gayaberat. Telah dilakukan penelitian tentang studi sub-cekungan Jawa Timur bagian Utara untuk mengetahui pola sub-cekungan berpotensi minyak dan gas bumi menggunakan data gayaberat. Dari hasil penelitian, didapat nilai Anomali Bouguer memiliki nilai densitas dari -35 mGal sampai 42 mGal. Pada analisis spektrum didapat kedalaman rata-rata zona regional sebesar 16,13 km dan kedalaman rata-rata residual sebesar 4,47 km dengan lebar jendela 17x17. Dari hasil pemodelan 2,5 D dan 3D didapatkan bahwa daerah Jawa Timur bagian Utara masih memiliki cadangan minyak dan gas bumi yang melimpah, dikarenakan dilihat dari hasil gayaberat yang didapatkan, sub-cekungan pada daerah ini masih berpotensi sebagai tempat pembentukan dan pematangan minyak dan gas bumi, pada daerah ini juga memiliki tinggian yang bisa berpotensi sebagai perangkap dan zona reservoir serta terdapat beberapa patahan yang berguna untuk jalur minyak dan gas bumi ini bermigrasi ke arah tinggian tinggian anomali pada daerah penelitian yang berguna untuk jalur minyak dan gas bumi ini bermigrasi.

Manurung dan Dewanto (2021) telah melakukan penelitian mengenai perhitungan dan korelasi nilai *Total Organic Carbon* (TOC) di daerah Cekungan Jawa Timur Utara. Penelitian bertujuan untuk menentukan potensi batuan induk di Formasi Kujung dan Cepu di Cekungan Jawa Timur Utara, menggunakan parameter *Total Organic Carbon* (TOC). Hasil prediksi TOC log pada sumur PM-1 bernilai 2,16% yang berarti memiliki kualitas sangat baik.

Negara (2020) telah melakukan penelitian mengenai geologi dan karakteristik Formasi Cepu sebagai batuan tudung pada lapangan "A" Cekungan Jawa Timur Utara. Tujuan dari penelitian adalah untuk mengetahui karakteristik Formasi Cepu, ketebalan dan pelamparannya dalam kegunaannya menjadi batuan tudung dalam sistem petroleum. Berdasarkan hasil analisa Formasi Cepu tersusun lebih dari 70% batulempung laut dalam dimana sisanya berupa batugamping klastik berbutir halus, memiliki kelenturan yang baik sebagai *seal* karena dominasi batulempung. Formasi Cepu bersifat impermeabel karena

disusun oleh batuan berbutir halus dan sangat miskin porositas. Ketebalan yang masif dan daktilitas yang baik menjadikan Formasi Cepu baik terhadap deformasi dan memiliki kemenerusan lateral yang relatif stabil di seluruh area telitian. Karena hal tersebut di atas maka Formasi Cepu dapat menjadi *seal* regional yang cukup baik.

Haloman dkk (2019) telah melakukan penelitian mengenai karakterisasi reservoir dan identifikasi sebaran batuan karbonat menggunakan analisis seismik inversi dan atribut lapangan “Hatoru” Cekungan Jawa Timur Utara. Indikasi keberadaan reservoir hidrokarbon berpotensi ditemukan di hampir setiap Formasi mulai dari Formasi Ngimbang, Formasi Tuban dan Formasi Wonocolo. Penelitian ini dilakukan di area “Hatoru” dimana, sumur eksplorasi (Harris-1), terbukti mengandung gas dan kondensat yang mencapai 22,38 MMSCFD pada litologi limestone, di kedalaman 6800 meter. Karakteristik zona penelitian yang berupa karbonat memiliki kontras nilai impedansi akustik yang tinggi dengan rentang nilai $11509 - 15034 \text{ (m/s)*(g/cc)}$. Hasilnya menunjukkan bahwa persebaran reservoir cenderung ke arah selatan.

Setiady dkk., (2018) telah melakukan penelitian mengenai stratigrafi Perairan Utara Bali dari hasil interpretasi seismik 2d. Cekungan Jawa Timur di sebelah selatan dibatasi oleh busur vulkanik, sebelah timur dibatasi oleh Cekungan Lombok. Stratigrafi daerah penelitian dari tua ke muda terdiri dari formasi Prupuh, formasi Rancak, formasi Cepu, formasi mundu dan formasi Lidah. Metoda penelitian terdiri dari pengukuran navigasi, pengukuran kedalaman dasar laut, pengukuran seismik 2D serta kesebandingan data seismic dan bor. Tujuan penelitian adalah mengetahui pelamparan Cekungan Jawa Timur utara di Perairan Utara Bali. Dari hasil interpretasi dan korelasi antara data seismik dengan sumur bor, menunjukkan bahwa rekaman seismik 2D daerah penelitian dapat dibagi menjadi enam (6) runtunan dengan urutan dari atas ke bawah adalah runtunan A, B, C, D, E, dan F.

Panjaitan (2010) telah melakukan penelitian mengenai prospek migas pada cekungan Jawa Timur dengan pengamatan metode gayaberat. Didapatkan hasil penelitian, yaitu: Anomali Bouguer di daerah Cekungan Jawa Timur dapat dikelompokkan kedalam (3) tiga bagian yaitu: a. Anomali gayaberat tinggi dari kisaran 20 mGal hingga 60 mGal membentuk tinggian batugamping. b. Anomali gaya berat sedang dari kisaran 0 mGal hingga 20 mGal dibentuk oleh cekungan batuan sedimen. c. Anomali gaya berat rendah dari kisaran 0 mGal hingga -50 mGal dibentuk oleh rendahan Zona Kendeng. Batuan reservoir terbentuk pada rapat massa $2,7 \text{ gr/cm}^3$ dari batugamping Formasi Kujung bagian atas, Formasi Ngimbang bagian atas dan batupasir Ngrayong bagian atas hingga Formasi Ledok dan Formasi Lidah. Ketebalan batuan reservoir terbentuk antara ± 800 hingga 1100 meter pada kedalaman ± 1500 hingga 2500 meter. Batuan induk terbentuk pada anomali 0 mGal hingga -35 mGal di Cekungan Lamongan dan Rembang dari serpih terestrial Formasi Ngimbang Bawah, Kujung Bawah dan Formasi Tawun. Batuan alas diperkirakan disusun oleh Kompleks Melange terdiri atas batuan metamorf dan batuan beku mempunyai rapat massa $2,9 \text{ gr/cm}^3$ dengan kedalaman yang bervariasi akibat pematihan bongkah pada batuan alas.

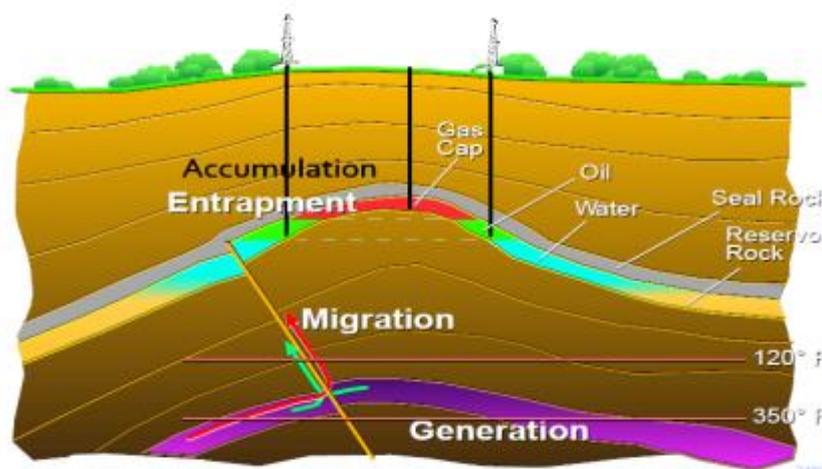
Aulia dkk., (2021) telah melakukan penelitian mengenai evaluasi formasi menggunakan analisis petrofisika pada formasi tuban lapangan "SY" Cekungan Jawa Timur Utara. Tujuannya adalah untuk mengevaluasi potensi reservoir yang baik pada Formasi Tuban. Berdasarkan hasil analisis Litofasies daerah penelitian terbagi menjadi 3 fasies yaitu: Fasies A (*Wackestone to Packstone*), Fasies B (*Wackestone to Mudstone* dominasi kristalin halus-sangat halus), dan Fasies C (*Wackestone to Mudstone*). Sedangkan Berdasarkan analisis parameter petrofisika dan nilai cut off dari seluruh sumur dan fasiesnya, maka didapatkan reservoir terbaik pada Lapangan "SY" Formasi Tuban adalah sumur SY-21, SY-26 Fasies A, dan SY-29.

III. TEORI DASAR

3.1 Batuan Reservoir

Reservoir adalah formasi batuan berpori (*porous*) dan tembus fluida (permeabel) di bawah permukaan tanah pada kedalaman tertentu sebagai tempat terakumulasinya minyak dan gas bumi. Melalui batuan reservoir ini fluida dapat bergerak ke arah titik serap (sumur-sumur produksi) di bawah pengaruh tekanan yang dimilikinya atau tekanan yang diberikan dari luar. Suatu reservoir yang dapat mengandung minyak dan atau gas harus memiliki beberapa syarat yang terdiri dari batuan reservoir (*reservoir rocks*), lapisan penutup (*sealing cap rocks*) dan batuan asal (*source rock*). Batuan reservoir adalah batuan bawah permukaan berpori dan permeabel yang memiliki kapasitas penyimpanan dan kemampuan untuk mengalirkan fluida (Halliburton, 2001). Dua sifat fisik penting yang harus dimiliki oleh batuan reservoir adalah mempunyai porositas yang memberikan kemampuan untuk menyimpan dalam hal ini pori-pori dalam batuan dan permeabilitas yaitu kemampuan meluluskan fluida. Porositas dan permeabilitas sangat erat hubungannya, sehingga dapat dikatakan permeabilitas tidak mungkin tanpa adanya porositas, walaupun sebaliknya belum tentu demikian. Batuan dapat bersifat porous tetapi tidak permeabel (Koesoemadinata, 1980). Karakteristik reservoir dapat diketahui berdasarkan jenis batuan, tekstur batuan dan diagenesa batuan. Porositas batuan reservoir dapat ditentukan dari hasil perbandingan volume pori dengan volume total batuan. Semakin tinggi nilai porositas, maka batuan memiliki rongga yang besar. Rongga tersebut akan diisi oleh fluida yang mengandung minyak dan gas bumi (Koesoemadinata, 1980).

Petroleum System Processes



Gambar 5. Petroleum System (Tryono, 2016)

3.2 Perangkap (*Trap*)

Perangkap (*trap*) adalah bentukan geometri yang dapat memerangkap minyak dan gas bumi sehingga terakumulasi di dalam reservoir (Bintarto, 2020). Perangkap geologis ini berguna untuk menampung aliran hidrokarbon dan mengakumulasikannya. Tanpanya, hidrokarbon akan terus mengalir dan tidak akan ada akumulasi hidrokarbon (dalam jumlah yang ekonomis) di batuan reservoir di bawah permukaan. Perangkap geologis ini dapat berbentuk sebagai perangkap struktur, perangkap stratigrafi, maupun perangkap kombinasi (struktur dan stratigrafi). Jebakan minyak (*an oil trap*) adalah sebuah area atau lapangan dimana minyak atau gas bumi terakumulasi dan terkonsentrasi dari suatu perjalanan atau migrasi. Suatu jenis jebakan juga harus impermeable, hal ini bertujuan agar menjadi perangkap yang efektif untuk keberadaan hydrocarbon itu sendiri. Contohnya pada batuan permeable reservoir seperti batupasir yang berpori atau limestone yang terdapat retakan. Perangkap reservoir merupakan hal yang sangat penting dalam penentuan terdapatnya minyak dan gas bumi. Di dalam zona perangkap biasanya hidrokarbon yang ada selalu diikuti adanya air di dalamnya, dimana air akan selalu berada di bagian bawah dan hidrokarbon berada di bagian atas akibat

gaya vertikal ke atas (gaya hidrostatik). Hal ini dikarenakan adanya perbedaan berat jenis antara air dan hidrokarbon.

3.3 Batuan Penutup (*Seal*)

Lapisan penutup didefinisikan sebagai lapisan yang berada di bagian atas dan tepi reservoir yang dapat melindungi fluida yang berada di dalam lapisan di bawahnya, hal ini akan mengakumulasi minyak dalam reservoir. *Seal rock* merupakan batuan sedimen yang bersifat impermeable atau kedap fluida sehingga minyak dan gas bumi yang ada di dalam reservoir tidak dapat keluar lagi (Bintarto, 2020). Untuk dapat menahan dan melindungi minyak dan gas terdapat di dalam lapisan reservoir harus mempunyai penutup di bagian luar lapisannya. Sebagai penutup lapisan reservoir biasanya merupakan lapisan batuan yang mempunyai sifat kedap (*impermeable*), yaitu sifat yang tidak dapat meloloskan fluida yang dibatasinya contoh batumannya adalah batulempung. Batuan penutup memiliki efektivitas yang dipengaruhi oleh beberapa faktor, seperti litologi, *ductility* (mudah diubah), ketebalan, kemenerusan secara lateral, dan kedalaman lapisan batuan penutup. Pada umumnya, litologi yang efektif untuk menjadi batuan penutup adalah batuan klastik berbutir halus, dan batuan evaporit. Pada daerah yang mendapat pengaruh proses tektonik kuat, *ductility* menjadi penting, dimana garam (*salt*) dan anhidrit, dan serpih kaya organik (*organic-rich shale*) bisa begitu *ductile*. Dari prinsip fisika, efektivitas batuan penutup juga dipengaruhi oleh tekanan kapiler pori batuan penutup dan gaya apung (*buoyancy*) dari akumulasi hidrokarbon di bawahnya. Suatu batuan penutup akan efektif apabila tekanan kapiler lebih besar dari gaya apung tersebut.

3.4 Batuan Induk (*Source Rock*)

Source rock atau batuan induk didefinisikan sebagai endapan berbutir halus yang dalam kedudukannya di alam telah, sedang serta akan menghasilkan dan juga melepaskan hidrokarbonnya sehingga terakumulasi dalam reservoir berbentuk gas atau minyak bumi (Brookes, et al, 1987, op. cit. Einsele, 2000).

Dalam *petroleum system*, selain reservoir unsur yang juga penting adalah batuan sumber hidrokarbon atau batuan induk. Dalam eksplorasi konvensional ada kecenderungan kegiatan eksplorasi lebih banyak dilakukan untuk menentukan jenis perangkap hidrokarbon, dan sedikit dilakukan studi detail mengenai batuan induk asal hidrokarbon tersebut. Ada beberapa jenis *source rock*, yaitu:

- *Source rock* efektif yaitu semua batu sedimen yang menggenerasikan hidrokarbon.
- *Source rock possible* yaitu semua batu sedimen yang berpotensi namun belum dievaluasi, tetapi yang mungkin telah menghasilkan dan mengeluarkan hidrokarbon.
- *Source rock* potensial yaitu semua batusedimen yang belum matang yang diketahui sebagai sumber potensial untuk mengeluarkan hidrokarbon jika tingkatan kematangannya yang berkenaan dengan panas semakin tinggi.

3.5 Migrasi

Migrasi adalah proses perpindahan hidrokarbon secara alami dari batuan induk ke batuan reservoir hingga terakumulasi di dalam reservoir. Pergerakan minyak dan gas bumi akan berhenti setelah mencapai perangkap (Bintarto, 2020). Yang diperlukan adalah adanya waktu migrasi yang tepat (*proper timing of migration*), karena apabila waktu migrasi tidak tepat dalam suatu Petroleum System maka tidak akan ada akumulasi hidrokarbon dalam suatu reservoir. Proses migrasi disebabkan oleh beberapa faktor, yang secara prinsip fisika berupa adanya gaya kompaksi (akibat beban lapisan batuan di atasnya), tekanan kapiler, daya serap batuan terhadap fluida, dilatansi (perubahan volume lapisan batuan karena suatu gaya), diastropisme tekanan hidrostatik, dan tekanan hidrodinamis. Proses migrasi dikelompokkan menjadi dua, yaitu Migrasi Primer dan Migrasi Sekunder. Migrasi primer adalah migrasi hidrokarbon ketika keluar dari batuan induk menuju ke Lapisan Pembawa (*carrier rock*), sedangkan Migrasi sekunder adalah migrasi hidrokarbon secara

dalam Lapisan Pembawa/Jalur Migrasi hingga mencapai dan terakumulasi dalam batuan reservoir (Isanjarini, 2020).

3.6 *Well Logging*

Well Logging adalah salah satu metode geofisika yang digunakan untuk mendapatkan data rekaman log yang detail yang digambarkan dalam bentuk kurva-kurva mengenai suatu formasi geologi yang terpenetrasi di dalam lubang bor dan sebagai menunjang data pengeboran sehingga data yang dihasilkan dapat dikorelasikan tingkat kebenarannya (Fransiska, 2012). *Log* merupakan sebuah grafik kedalaman (dapat juga waktu) dari suatu data yang dapat menunjukkan parameter-parameter yang diukur secara berkesinambungan dalam suatu sumur (Harsono, 1997). Sedangkan logging adalah suatu kegiatan untuk mendapatkan data log tersebut.

Tujuan dari metode *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi daerah, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, serta kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk dapat mengetahui litologi formasi, parameter petrofisika reservoir formasi, menentukan tingkat maturasi formasi sehingga dapat diketahui potensi minyak dan gas serta potensi batuan induk di formasi yang dianalisis (Harsono, 1997).

Menurut Ellis and Singer (2008) metode untuk mendapatkan data *log* dapat dibagi menjadi dua macam, yaitu:

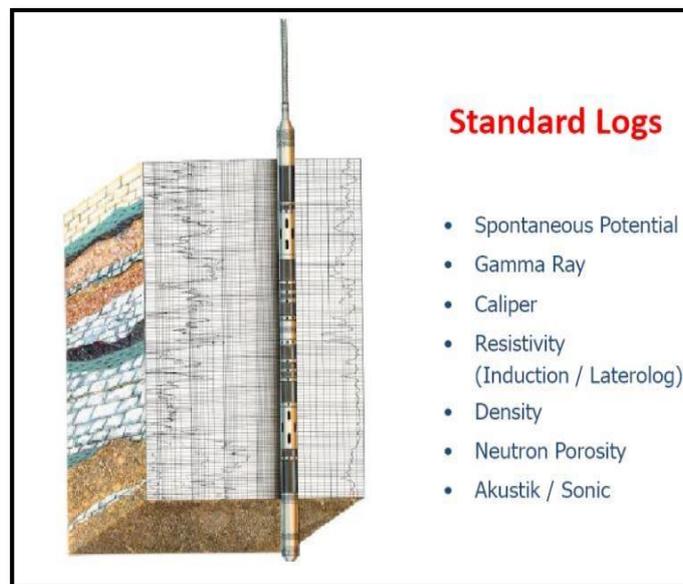
- *Wireline Logging*

Wireline logging adalah metode perekaman menggunakan kabel yang dapat dilakukan setelah pengeboran dilakukan serta pipa pengeboran telah terangkat. Mekanisme *wireline logging* dengan memasukkan alat bernama *sonde* ke dalam lubang pengeboran sampai ke dasar lubang, kemudian dilakukan pencatatan dengan menarik *sonde* dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang di targetkan dengan kecepatan konstan. Hasil pencatatan yang dilakukan dipaparkan dalam bentuk kurva *log* vertikal yang sesuai

dengan kedalaman target dengan menggunakan skala tertentu (Harsono, 1997).

- *Logging While Drilling (LWD)*

Logging While Drilling (LWD) adalah metode pengambilan data *log* dimana *logging* dilakukan bersamaan dengan pengeboran. Mekanisme LWD dengan meletakkan alat logging di dalam *drill collar*, pengukurannya dilakukan *real time* melalui *measurement while drilling* (Harsono, 1997)



Gambar 6. Ilustrasi *Well Logging* (Darwin, 2008).

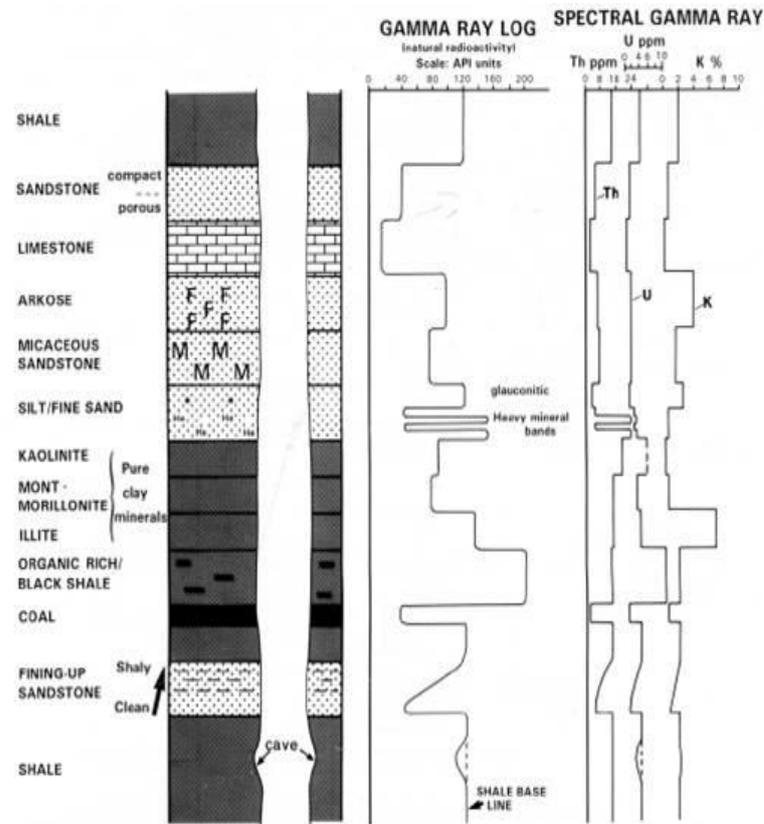
3.6.1 *Log Gamma Ray*

Log gamma ray adalah metode log untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif (uranium, thorium, potassium, radium) yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor (Putro, 2013). Menurut Asquith dan Krygowski, (2003) Log gamma ray dapat digunakan sebagai evaluasi kandungan serpih Vsh, determinasi lapisan permeable, evaluasi mineral radioaktif, evaluasi lapisan mineral radioaktif, korelasi dan analisis fasies bawah permukaan.

Prinsip pengukuran log gamma ray adalah mengukur dan mencatat intensitas radioaktif alami yang didapatkan oleh Formasi sebagai fungsi

hasil peluruhan radioaktif yang terdapat dalam Formasi batuan (Harsono, 1997). Sedangkan Prinsip kerja log gamma ray adalah mendeteksi arus yang ditimbulkan oleh ionisasi yang terjadi karena adanya interaksi sinar gamma dari Formasi gas ideal yang terdapat pada kamar ionisasi yang ditempatkan pada sonde. Besarnya arus yang diberikan sebanding dengan intensitas sinar gamma yang bersangkutan. Didalam Formasi hampir semua batuan sedimen mempunyai sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi pada mineral clay/shale dibandingkan dengan respon batuan lain (Asquith & Krygowski, 2003).

Respon *log gamma ray* yang dihasilkan diinterpretasikan dengan bentuk *log gr* yang terdefleksi ke kiri menunjukkan litologi batuan berupa *sandstone*, *limestone* yang merupakan lapisan *permeable*, sedangkan bentuk *log gr* yang terdefleksi ke kiri menunjukkan litologi batuan berupa *shale* yang merupakan *impermeable* (Rider, 2002).

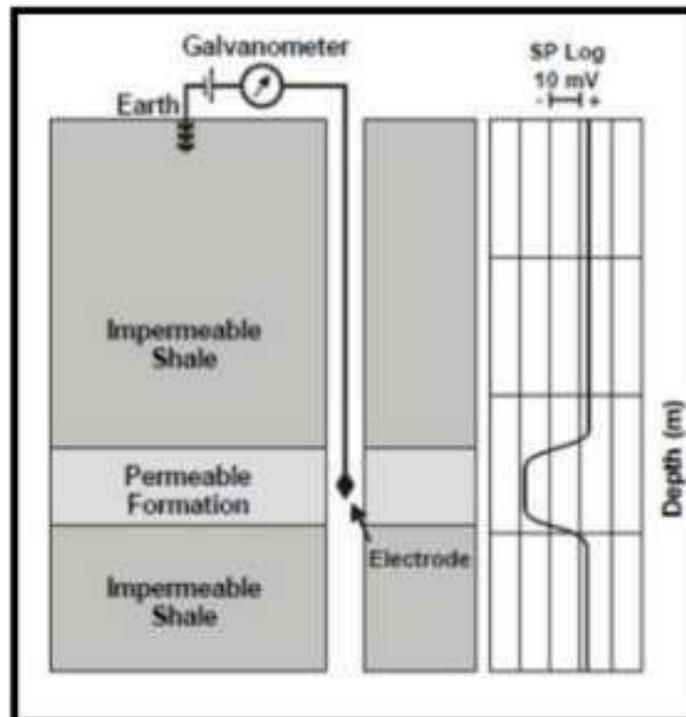


Gambar 7. Respon Log Gamma Ray (Rider, 2002).

3.6.2 *Log Spontaneous Potential (SP)*

Log SP adalah log yang merekam perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat pada lubang bor yang diisi dengan lumpur radioaktif yang bergerak naik-turun. Menurut Asquith, (2004) kegunaan dari *Log SP*, yaitu: mengidentifikasi lapisan permeabel, mendeteksi batas lapisan permeabel, menentukan resistivitas air formasi dan menentukan *volume shale* pada lapisan permeable

Prinsip kerja *Log SP* adalah dengan memasang alat ke dalam lubang dan di permukaan, kemudian elektroda diturunkan ke lubang sumur kemudian merekam potensial listrik pada berbagai titik dengan referensi elektroda potensial di permukaan tanah. Pengukuran *Log SP* didasarkan oleh beda potensial yang disebabkan karena perbedaan salinitas antara lumpur pengeboran (R_{mf}) dengan fluida formasi (R_w), dimana nilai salinitas *Log SP* berbanding terbalik dengan *log* resistivitas. Perbedaan yang ditimbulkan salinitas antara lumpur dan fluida dalam batuan akan menyebabkan terjadinya defleksi negatif/ ke arah kiri dan defleksi positif / ke arah kanan kurva *SP* yang melewati suatu batuan *permeable*. Pada *log SP*, apabila *log* terdefleksi ke arah kiri merupakan zona permeabel seperti Sandstone dan apabila tidak terdefleksi merupakan zona non permeabel yaitu seperti shale yang dapat dilihat pada **Gambar 9**.

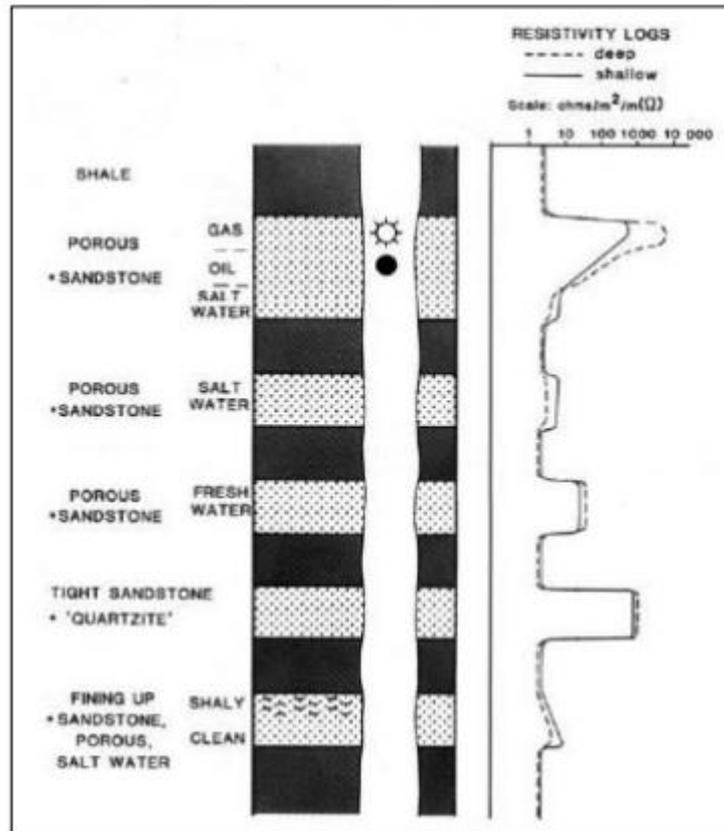


Gambar 8. Respon Log SP (Glover, 2007).

3.6.3 Log Resistivitas

Log resistivitas adalah log yang merekam tahanan jenis formasi batuan ketika dilewati oleh kuat arus listrik yang dinyatakan dalam ohm-meter. Log resistivitas digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon serta zona air, dapat mengindikasikan zona *permeabel* dengan mendeterminasi porositas resistivitas. Kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik ini tergantung pada fluida dan porositasnya. Tahanan jenis merupakan kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Thomer, 1984). Ketika didapatkan nilai resistivitas rendah maka batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan ketika didapatkan nilai resistivitas tinggi maka batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Mekanisme kerja log resistivitas yaitu arus searah (DC) dilepaskan dari satu atau beberapa elektroda kemudian akan melalui batuan hingga tiba di permukaan. Beda potensial (kebalikannya resistivitas) dan arus listrik diukur menggunakan dua unit elektroda tambahan di permukaan dan dari hasil pengukuran dapat diketahui nilai resistivitasnya (dalam satuan ohm-meter/ Ω m).

Kurva terdefleksi ke arah kiri merupakan zona *impermeabel* seperti *shale* dan apabila terdefleksi ke kanan merupakan zona *permeabel* seperti *sandstone*.



Gambar 9. Respon Log Resistivitas (Rider, 2002).

Besaran resistivitas batuan dilambangkan dengan ohm meter dan dibuat dalam skala logaritmik dengan rentang nilai antara $0.2 - 10^8$ ohm meter. Metode ini digunakan dikarenakan pada batuan maupun fluida di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu. Berikut beberapa contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada **Tabel 1**.

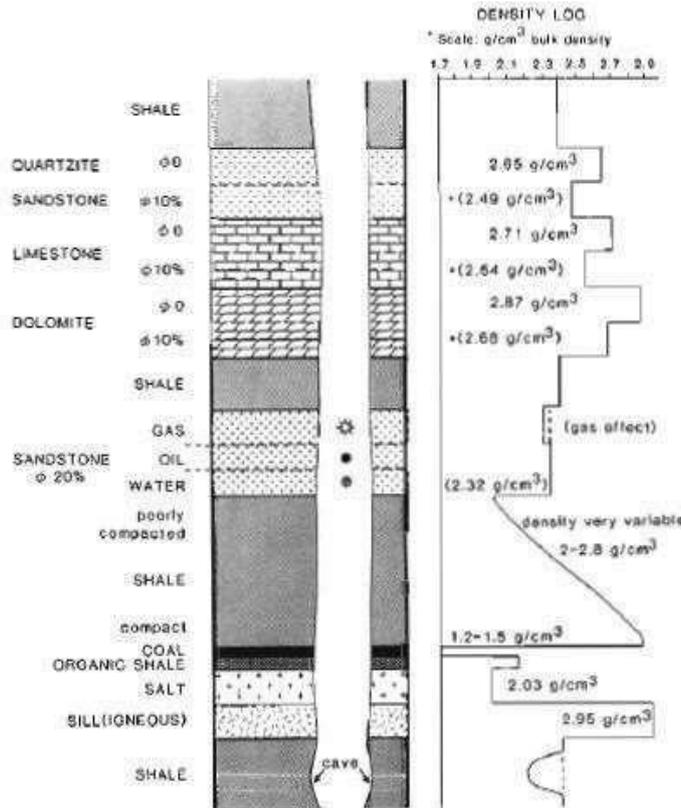
Tabel 1. Nilai resistivitas (Telford, 1990)

Material	Resistivitas (Ohm meter)
Udara (<i>Air</i>)	-
Pirit (<i>Pyrite</i>)	0.01 -100
Kalsit (<i>Calcite</i>)	500-800000
Garam Batu (<i>Rock Salt</i>)	$1 \times 10^{12} - 10^{13}$
Granit (<i>Granite</i>)	200-10000
Andesit (<i>Andesite</i>)	$1.7 \times 10^2 - 45 \times 10^4$
Basal (<i>Basalt</i>)	200-100000
Gamping (<i>Limestone</i>)	500-10000
Batupasir (<i>Sandstone</i>)	200-8000
Batu Serpih (<i>Shale</i>)	20-2000
Pasir (<i>Sand</i>)	1-1000
Lempung (<i>Clay</i>)	1-100
Air Tanah (<i>Ground Water</i>)	0.5-300
Air Asin (<i>Sea Water</i>)	0.2
Magnetit (<i>Magnetite</i>)	0.01 -1000
Kerikil Kering (<i>Dry Gravel</i>)	600-10000
Aluvium (<i>Alluvium</i>)	10-800
Kerikil (<i>Gravel</i>)	100 - 600

Berdasarkan nilai resistivitasnya, maka batuan ataupun mineral di alam dibedakan menjadi 3 yaitu konduktor baik, konduktor sedang, dan isolator. Konduktor baik terjadi jika nilai resistivitasnya sangat kecil, berkisar antara $10^{-8} - 1 \Omega\text{m}$, contohnya metal (logam-logam), grafit, dan sulfida. Konduktor sedang terjadi jika nilai resistivitasnya $1 - 10^7 \Omega\text{m}$, contohnya beberapa oksida, ore, dan batuan porous yang mengandung air. Isolator terjadi jika tidak dapat mengalirkan arus listrik dan harga resistivitasnya sangat tinggi, lebih besar dari $10^7 \Omega\text{m}$. Batuan ini terdiri dari mineral silikat, fosfat, karbonat, dll.

3.6.4 Log Densitas

Log densitas adalah log yang merekam nilai densitas batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gr/cc. Log densitas dilakukan untuk mengukur densitas batuan di sepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori-pori batuan. Prinsip kerja log densitas adalah sumber radioaktif dari alat dipancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu yang akan menembus batuan. Batuan terbentuk dari butiran mineral yang tersusun dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar gamma yang dipancarkan membentur elektron-elektron dalam batuan. Akibatnya sinar gamma yang dipancarkan mengalami pengurangan energi (*loose energy*). Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya. Semakin lemahnya energi yang kembali menunjukkan makin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin padatnya mineral penyusun batuan persatuan volume. Tujuan utama dari density log adalah menentukan porositas dengan mengukur densitas bulk batuan, disamping itu dapat juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan neutron log, juga untuk menentukan densitas hidrokarbon (ρ_h) dan membantu dalam mengevaluasi lapisan shale (Asquith dan Krygowski, 2003). Menurut (Ardhityasari, 2017) ukuran energi yang diterima oleh detektor tergantung dari pada: a. Besarnya densitas matriks batuan. b. Besarnya porositas batuan. c. Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan.

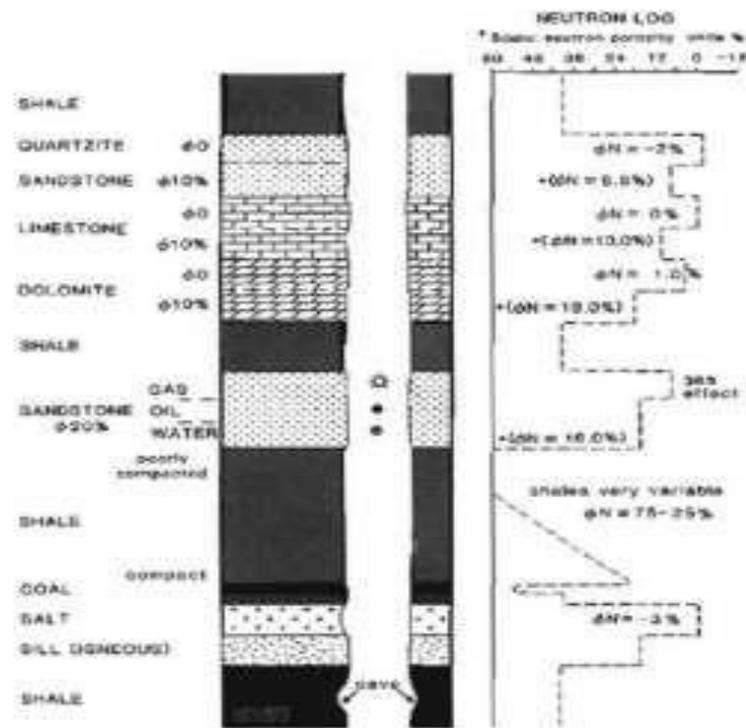


Gambar 10. Respon *Log Density* (Rider, 2002)

3.6.5 Log Neutron

Log neutron merupakan log yang digunakan untuk menentukan besarnya porositas batuan dengan memancarkan neutron pada lapisan batuan. Log neutron digunakan bersama dengan log densitas untuk mengukur porositas batuan. Prinsip kerja log ini adalah dengan mengukur persentase pori batuan, dari intensitas atom hidrogennya, dengan asumsi bahwa pori batuan terisi oleh hidrogen sebagai air atau hidrokarbon. Dengan menggunakan pemancar neutron dan dua detektor yang ditempatkan pada dinding lubang pemboran, setelah neutron dipancarkan, akan terjadi gejala hamburan elastik (neutron dengan atom hidrogen). Detektor akan mendeteksi dan menghitung neutron yang terpantul kembali, yang dapat mengindikasikan intensitas atom hidrogen dalam batuan. Hasil pengukuran log neutron dinyatakan dalam *Porosity Unit*. Apabila pori yang terisi oleh gas, maka neutron porositas yang terhitung akan lebih kecil. Hal ini karena gas memiliki jumlah ion

hidrogen lebih sedikit dibandingkan dengan air maupun minyak. Gejala penurunan nilai neutron porositas ini disebut *gas effect*. Semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogennya dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula (Asquith dan Krygowski, 2003).

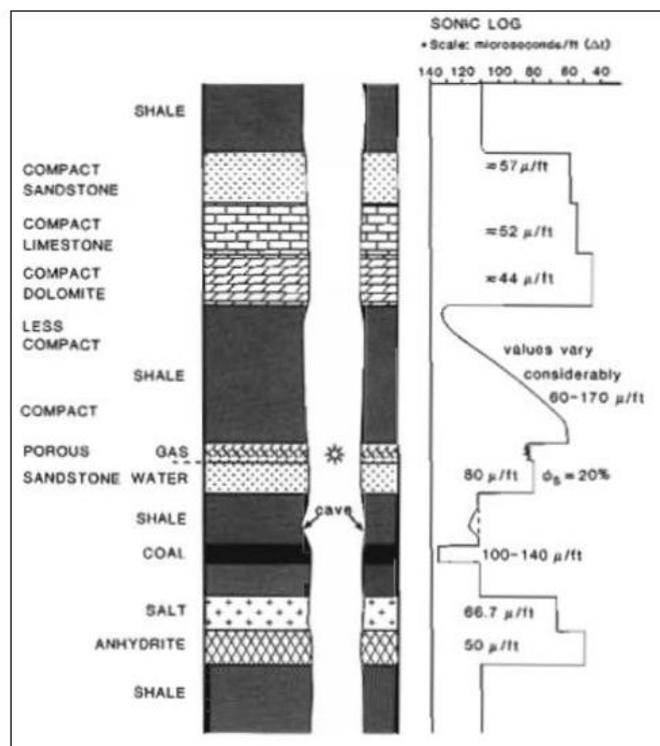


Gambar 11. Respon *Log Neutron* (Rider, 2002)

3.6.6 Log Sonic

Log sonic adalah log yang digunakan untuk mendapatkan nilai porositas batuan dengan mengukur waktu rambat gelombang akustik pada jarak tertentu dengan satuan $\mu\text{s}/\text{meter}$. Sonic log digunakan untuk mengukur porositas batuan formasi dengan cara mengukur interval *transite time*, yaitu waktu yang dibutuhkan oleh gelombang suara untuk merambat di dalam batuan formasi sejauh satu *meter*. Log sonic menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan atau dipancarkan ke dalam Formasi hingga ditangkap kembali oleh receiver. Kecepatan suara melalui Formasi batuan tergantung pada matriks batuan serta distribusi porositasnya. Alat yang digunakan yaitu BHC (*Borehole Compensated*

Sonic Tool) yaitu alat yang menggunakan rangkaian pasangan pemancar-penerima rupa sehingga pengaruh dari lubang bor dapat dikecilkan. Prinsip kerja dari alat ini pada Formasi homogen yaitu, gelombang yang dipancarkan dari pemancar akan menyebar dengan cepat melalui lumpur, tergantung dari pada sudut pancarnya. Sebagian gelombang akan dibelokkan atau dipantulkan dan sebagian lagi akan menyebar sebagai gelombang sekunder sepanjang dinding sumur. Objektif dari alat sonik adalah untuk mengukur waktu perambatan gelombang suara melalui Formasi pada jarak tertentu (Harsono, 1997).



Gambar 12. Respon *Log Sonic* (Rider, 2002)

3.7 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika adalah proses yang sangat penting sebagai usaha untuk dapat mengetahui karakteristik suatu reservoir. Analisa petrofisika akan diawali dengan perolehan data bawah permukaan melalui proses well logging di lubang pengeboran. Untuk melakukan analisa petrofisika maka diperlukan beberapa parameter penting batuan dalam suatu formasi, seperti: porositas, permeabilitas, shale volume, resistivitas air, dan saturasi air.

3.7.1 Porositas

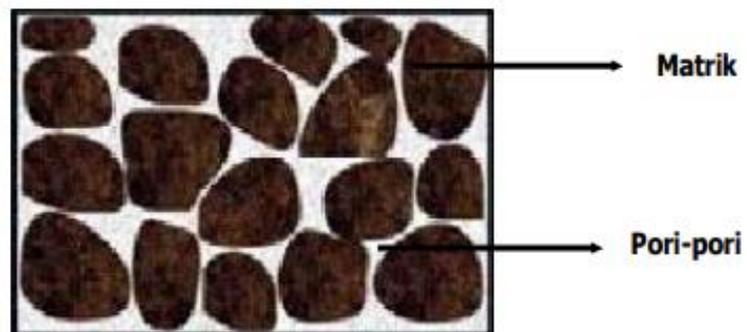
Porositas merupakan perbandingan antara volume pori batuan terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Porositas merupakan representasi dari kemampuan suatu batuan reservoir untuk menyimpan fluida. Rumus porositas menurut Levorsen (1954), yaitu:

$$\varphi = \frac{\text{volume of pores}}{\text{bulk volume}} \times 100\%$$

Sedangkan porositas efektif, yaitu:

$$\varphi_e = \frac{\text{volume pori bersambungan}}{\text{bulk volume}} \times 100\%$$

Porositas akan menjadi rendah jika ukuran butirannya hampir sama dan menjadi rendah jika ukuran butiran bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori di antara butiran yang besar (Harsono, 1993).



Gambar 13. Matriks Batuan (Chen dan Sydney, 1997)

Berdasarkan pembentukannya, porositas dibagi menjadi dua, yaitu:

1. Porositas Primer

Porositas primer adalah ruang alami antar butir yang terbentuk di dalam batuan ketika saat konsolidasi, kompaksi, dan sementasi pada sedimen yang lepas (proses sedimentasi). Porositas primer dapat berkurang akibat tekanan overburden dari batuan yang berada di atasnya. Umumnya batu pasir menunjukkan tipe porositas ini.

2. Porositas Sekunder

Ruang dalam batuan yang terjadi setelah batuan terbentuk misalnya akibat proses disolusi ataupun rekahan (proses pelarutan). Porositas sekunder terjadi akibat pelapukan butiran-butiran batuan oleh asam (contoh pada limestone) yang menyebabkan naiknya porositas, proses sementasi sekunder batuan oleh presipitasi material-material yang larut di air dalam pori batuan, atau air dari sirkulasi yang menyebabkan turunnya porositas.

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

1. Porositas Absolut

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

2. Porositas Efektif

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

Tabel 2. Densitas Matriks Dan Fluida Dari Batuan (Asquith, 2004)

Litologi	Fluida	ρ_{ma} (kg/m ³)	ρ_{fl} (kg/m ³)
<i>Sandstone</i>	-	2.648	-
<i>Limestone</i>	-	2.710	-
<i>Dolomite</i>	-	2.877	-
-	<i>Fresh Water Mud</i>	-	1000
-	<i>Salt Water Mud</i>	-	1150
-	<i>Oil Mud</i>	-	900

Penentuan porositas berdasarkan log densitas dapat dihitung dengan menggunakan **Tabel 2.** dan persamaan sebagai berikut (Schlumberger, 1989).

$$\varphi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

$$\varphi_{Dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{bsh} - \rho_{fl}}$$

$$\varphi_{NC} = \varphi_N - (\varphi_{NSH} \times Vsh)$$

$$\varphi_{DC} = \varphi_D - (\varphi_{DSH} \times Vsh)$$

$$(\varphi_{eff})^2 = \frac{(\varphi_{NC})^2 + (\varphi_{DC})^2}{2}$$

Keterangan:

φ_D = Porositas berdasarkan log densitas

φ_{NSH} = Nilai Log Neutron dari Gr Max

φ_{DSH} = Nilai Log Densitas dari Gr Max

ρ_{ma} = Densitas matriks (Kg/m³)

ρ_b = Densitas bulk yang terbaca pada log densitas (Kg/m³)

ρ_{fl} = Densitas fluida (Kg/m³) nilai 1,1 untuk mud, 1 untuk fresh water

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

$$\varphi_T = \frac{\varphi_D + \varphi_N}{2}$$

Keterangan:

φ_N = Porositas berdasarkan log neutron

φ_D = Porositas berdasarkan log densitas

φ_T = Porositas Total

3.7.2 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida yang terkandung di dalamnya. Permeabilitas batuan penting untuk dicari guna mengetahui seberapa efektif batuan tersebut untuk diproduksi. Permeabilitas menurut Darcy (1856) dapat dihitung menggunakan persamaan Timur, sebagai berikut:

$$\frac{Q}{A} = \frac{K \Delta P}{\mu L}$$

Dimana:

- μ = Viskositas (cp)
- Q = Rate aliran (cm³ /dt)
- A = Luas penampang (cm²)
- L = Panjang sample (cm)
- K = Permeabilitas (darcy)
- ΔP = Beda tekanan (atm/dt)

Umumnya semakin besar porositas maka permeabilitas juga semakin besar, meskipun anggapan ini tidak selalu benar.

1. Permeabilitas Absolut

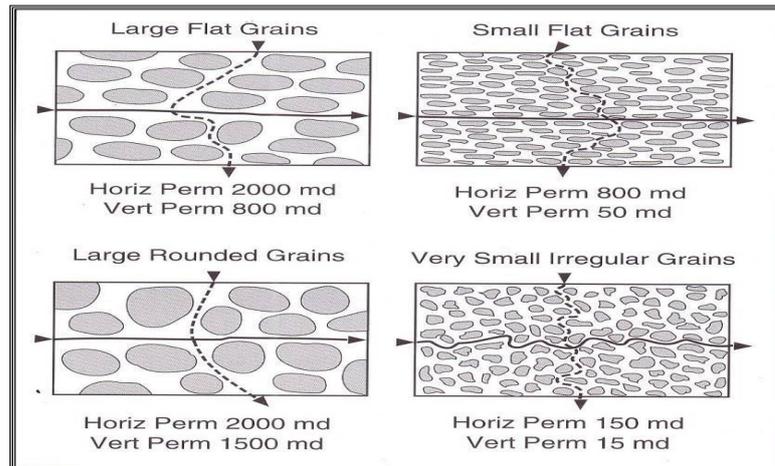
Permeabilitas absolut adalah kemampuan batuan meloloskan satu jenis fluida yang 100% jenuh oleh fluida tersebut.

2. Permeabilitas Efektif

Permeabilitas efektif adalah kemampuan batuan meloloskan satu macam fluida bila terdapat dua macam fluida yang *immiscible*. Permeabilitas efektif lebih kecil daripada permeabilitas absolut.

3. Permeabilitas Relatif

Permeabilitas relatif adalah perbandingan antara permeabilitas efektif dan absolut. Semakin besar saturasi air maka permeabilitas relatif air akan membesar sebaliknya permeabilitas relatif minyak akan mengecil hingga nol yaitu pada saat $S_w = S_{wc}$ (*Critical water saturation*).



Gambar 14. Permeabilitas Batuan (Chen dan Sydney,1997)

3.7.3 Kandungan Serpih (*Shale Volume*)

Perhitungan Shale Volume adalah menghitung kandungan serpih dalam batuan reservoir dengan memanfaatkan log Gamma Ray. Volume shale (V_{sh}) adalah pengotor yang tidak diharapkan kehadirannya pada reservoir karena semakin tinggi nilai volume pengotornya, maka kualitas reservoir dapat dikatakan semakin buruk. Dengan menghitung nilai tersebut, maka dapat dilakukan identifikasi lanjutan apakah reservoir dalam kondisi baik atau buruk walau tidak ada parameter tertentu mengenai besaran volume pengotor untuk menjustifikasi kualitas reservoir. Efek adanya shale dalam formasi (Rider, 2002), yaitu: mengurangi porositas efektif, umumnya signifikan, mengurangi permeabilitas, terkadang dengan drastik dan memberikan resistivitas yang berbeda dengan yang diperoleh berdasarkan persamaan Archie. Berikut merupakan rumus dalam menentukan V_{shale} (Rider, 2002):

$$I_{GR} = \frac{GrLog - GrMin}{Grmax - GrMin}$$

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

Keterangan:

IGR = Indeks gamma ray

GRLog = Nilai gamma ray yang dibaca pada log

GRMin = Nilai gamma ray minimum

GRMax = Nilai gamma ray maksimum

3.7.4 Resistivitas Air

Resistivitas air merupakan tahanan jenis air yang berada di formasi pada suhu formasi. Simbol resistivitas air adalah R_w . Ada beberapa cara untuk mendapatkan nilai R_w , seperti: metode sample water analysis dan metode pickett plot. Metode pickett plot dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten, dan R_w -nya konstan. Metode ini didasarkan pada formula Archie. Selain digunakan untuk memperkirakan S_w , metode ini dapat pula digunakan untuk memperkirakan R_w , yaitu dengan membuat crossplot antara R_t dan porositas pada kertas log-log. Titik-titik yang terluar pada crossplot tersebut terletak pada suatu garis yang disebut Ro line. Semua titik pada garis ini mempunyai $S_w = 100\%$ atau $S_w = 1$. Pada titik potong antara garis $S_w = 1$ dengan porositas 100%, maka: $R_t = a \times R_w$. Bila a diketahui (harga 1 biasanya untuk limestone dan 0.8 untuk sandstone), maka besarnya R_w dapat ditentukan.

3.7.5 Saturasi Air

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

penyortiran dan *clay-mineral content* telah diketahui. Persamaan Archie digunakan untuk formasi *clean sand* dengan menghubungkan persamaan indeks resistivitas dan faktor formasi persamaan ini menggunakan nilai resistivitas sebagai input nilai utamanya. Persamaan ini baik digunakan pada lingkungan dengan salinitas tinggi. Pada lingkungan *clean sand* dengan salinitas sangat rendah dapat menimbulkan error. Rumus persamaan saturasi air Archie seperti yang terlihat di bawah ini (Archie, G. E., 1941).

$$S_w = \left(\frac{1}{RI}\right)^{\frac{1}{n}} = \left(\frac{F \cdot R_w}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}}$$

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\emptyset^m \cdot R_t}$$

Keterangan:

S_w = Saturasi air (%)

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

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

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

\emptyset = porositas (%)

R_w = Resistivitas air formasi (Ωm)

R_t = Resistivitas sebenarnya (Ωm)

RI = Index Resistivitas

F = Faktor Formasi

Metode simandoux menggunakan log densitas dan log neutron untuk menentukan porositas. Metode Simandoux efektif menghitung nilai saturasi air pada formasi dengan kehadiran shale sebagai pengotornya. Namun, metode ini hanya dapat digunakan pada kondisi salinitas tinggi. Kekurangan metode simondox yaitu metode ini hanya dapat mengcover zona linear pada gambar skematik di bawah ini (salinitas tinggi) dan metode ini tidak memperhitungkan cara persebaran dan jenis shale yang ada. Persamaan Simandoux dapat dituliskan sebagai berikut (Dewan, J. T., 1983).

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

Persamaan ini dikembangkan berdasarkan karakteristik tipikal dari fresh water atau air fresh yang berada pada suatu formasi dan tingginya kandungan shale yang berkisar antara 30% - 70% yang sering dijumpai pada reservoir minyak di Indonesia (Poupon & Leveaux, 1971). Persamaan Indonesia pada mulanya digunakan untuk memodelkan formasi-formasi di Indonesia yang volume serpihnya besar dan air formasi terdiri dari air tawar. Metode Indonesia ini memiliki beberapa kelebihan yaitu metode ini memperhitungkan kehadiran shale, sangat baik dalam melakukan perhitungan *water saturation* pada formasi yang mengandung low salinity water / fresh water serta juga dapat mengcover zona non-linear. Persamaan Indonesia dapat dituliskan sebagai berikut (Poupon & Leveaux, 1971).

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left[\frac{Vsh^{(1-\frac{vsh}{2})}}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi e^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot Rw}} \right] \cdot Sw^{n/2}$$

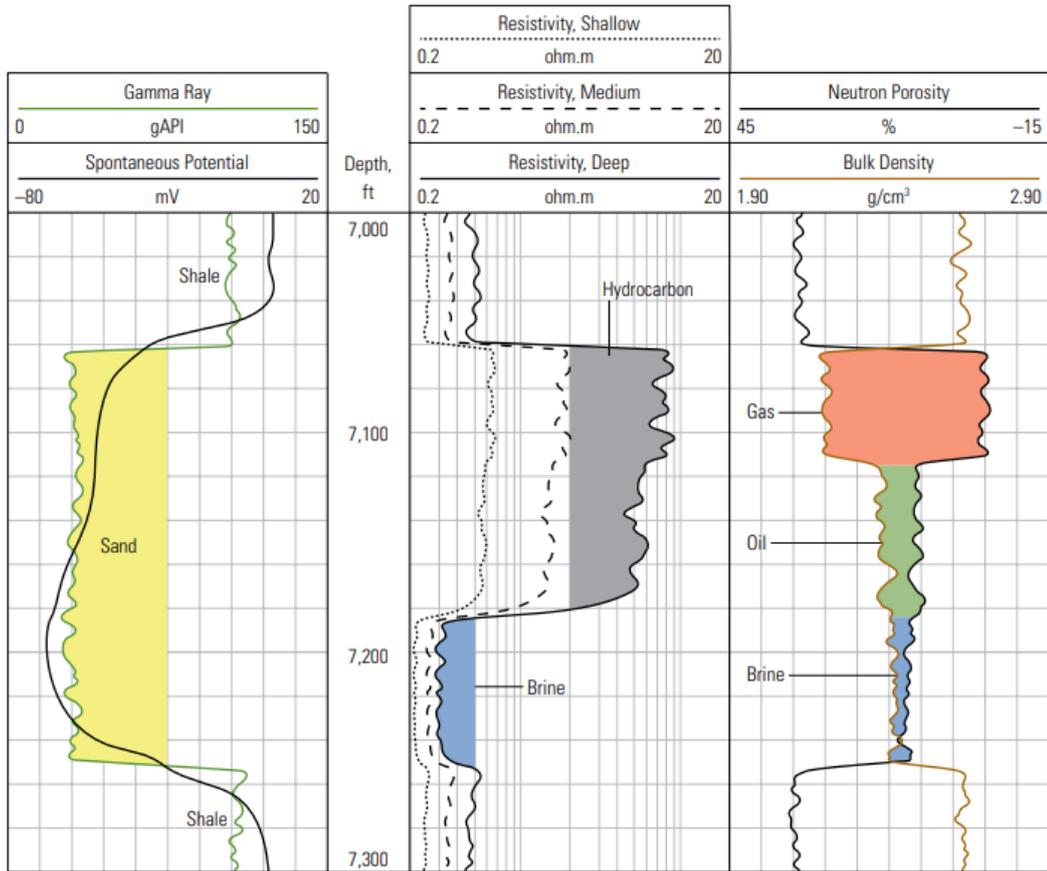
Keterangan:

Rsh = Resistivitas *shale* (Ωm)

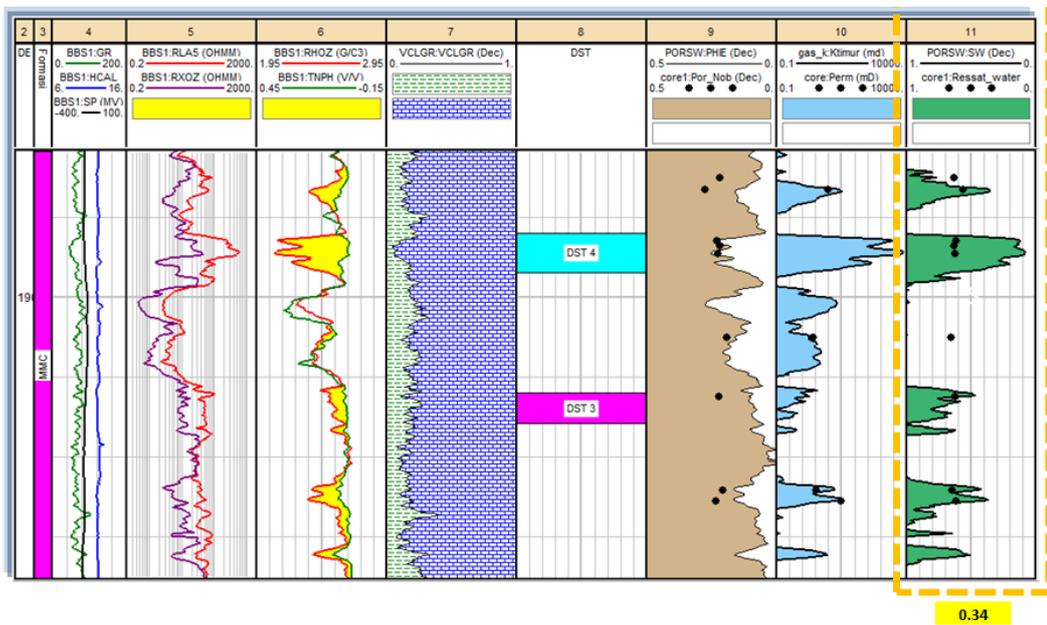
Menurut Dewanto (2016) fluida pengisi formasi batuan dapat diklasifikasikan dalam beberapa kategori dengan menggunakan uji data lab, dapat dilihat pada **Tabel 3.** di bawah ini.

Tabel 3. Klasifikasi fluida berdasarkan nilai saturasi air (Dewanto, 2016)

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



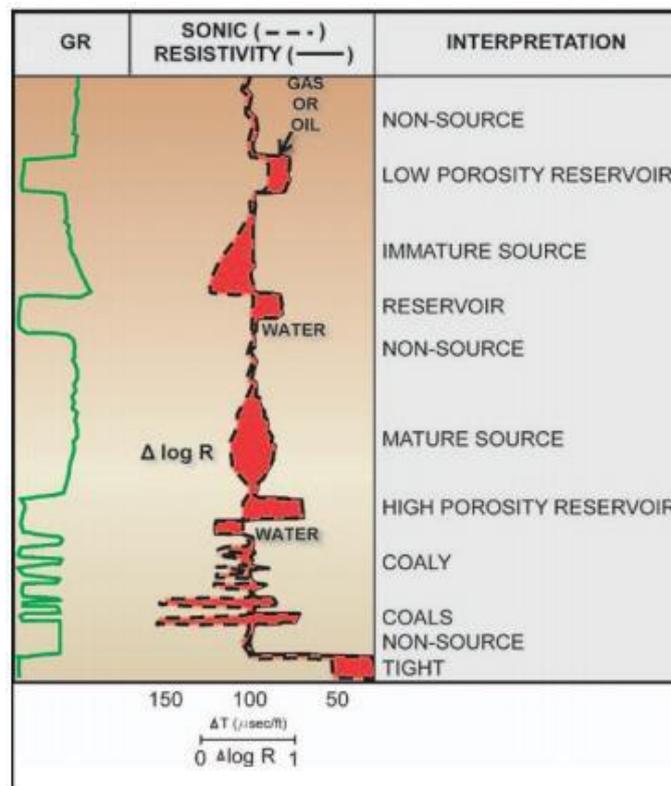
Gambar 15. Kurva Log (Matt, 2016)



Gambar 16. Perhitungan Sw Menggunakan Software IP (Arief, 2018)

3.8 Analisis Kualitatif Zona Batuan Induk

Untuk menganalisis batuan induk merupakan batuan yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi dapat dilihat dari kuantitas kandungan karbon organik atau biasa disebut sebagai *Total Organic Content* (TOC), tingkat kematangan kerogennya (*immature, mature, atau postmature*) dan dapat dilihat dari tipe kerogennya. Adapun untuk analisis kualitatif zona batuan induk bisa dilihat dari **Gambar 15.** di bawah ini.



Gambar 15. Interpretasi Kualitatif Lapisan Batuan Induk (Passey dkk., 1990)

3.9 Vitrinite Reflectance (R_o)

Analisa vitrinite reflectance dilakukan berdasarkan kemampuan daya pantul vitrinite. Perhitungan vitrinite Reflectance memiliki peran penting dalam menentukan menentukan *Level of Organic Maturity* (LOM). Ketika vitrinite semakin besar maka LOM atau nilai kematangan juga semakin besar (Hood dkk., 1975). Harga R_o biasanya dapat menunjukkan kematangan hidrokarbon. Pada eksplorasi hidrokarbon, R_o biasanya merupakan indikator untuk

memperkirakan tingkat maturasi hidrokarbon, yaitu dengan melihat besarnya refleksi pada core tersebut. Dari beberapa penelitian tentang hubungan Ro dan maturasi hidrokarbon, menurut Siswoyo dan Subono (1995), diungkapkan bahwa $Ro = 0.4-0.6$ menunjukkan awal terjadinya minyak bumi (*immature hydrocarbon*), $Ro = 0.7-0.8$ menunjukkan terjadinya minyak yang cukup matang (*abundant oil generation*), $Ro = 0.8-1.3$, menunjukkan bahwa hidrokarbon bersifat sangat matang dan untuk gas umumnya ditunjukkan dengan harga $Ro >1.3$. Menurut Dewanto (2001) menjelaskan bahwa tingkat kematangan hidrokarbon berdasarkan Ro **Tabel 4.** , sebagai berikut:

Tabel 4. Tingkat kematangan zat organik berdasarkan harga *vitrinite reflectance* (Ro) (Dewanto, 2001)

Vitrinite Reflectance (Ro)	Keadaan Hidrokarbon	Temperatur(° C)
0.35-0.40	<i>Immature</i>	50-60
0.35-0.40	<i>Immature</i>	60-70
0.40-0.45	<i>Immature (+)</i>	80-90
0.45-0.70	<i>Mature</i>	90-100
0.70-0.72	<i>Mature</i>	90-100
0.72-0.85	<i>Over mature</i>	110-120
0.85-0.91	<i>Over mature</i>	110-120
1.00-1.95	Gas	120-130
1.95-2.00	Gas	120-130

3.10 Total Organic Carbon (TOC)

Total Organic Carbon (TOC) adalah ukuran kekayaan organik yang menggambarkan jumlah bahan organik dalam batuan induk yang terdiri dari bitumen dan kerogen. TOC diwakili oleh persen berat bahan organik relatif terhadap berat total batuan. Secara umum, batuan induk diklasifikasikan berdasarkan **Tabel 5.** di bawah ini.

Tabel 5. Klasifikasi batuan induk (Peters dan Cassa, 1994).

Nilai TOC	Kualitas
< 0,5%	<i>Poor</i> (Buruk)
0,5%-1%	<i>Fair</i> (Sedang)
1%-2%	<i>Good</i> (Baik)
2%-4%	<i>Very Good</i> (Sangat Baik)
> 4%	<i>Excellent</i> (Sangat Amat Baik)

Dalam suatu sistem instrumen pengukur TOC karbon terukur dalam bentuk total (Total Karbon) serta Inorganik Karbon (IC) dan TOC didapatkan dari pengurangan antara TC dan IC tersebut. Pengujian pirolisis digunakan untuk mengetahui kandungan organik (TOC), kematangan bahan organik, mendeteksi kandungan minyak atau gas yang dihasilkan dan juga digunakan untuk mengidentifikasi jenis beberapa material campuran (Mulyatno dkk., 2018). Untuk menghitung nilai TOC menurut Passey dkk (1990) menggunakan $\log R$ dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$TOC = (\Delta \log R) \times 10^{(2,297 - 0,1688 \times LOM)}$$

$$\Delta \log R = \log \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0,02 \times (T - T_{baseline})$$

Keterangan

TOC = Total organic Carbon (wt%) LOM = *Level of maturity*

Log R = Kurva separasi pada *overlay log* sonic/resistivitas

R = Resistivitas yang terukur alat logging (ohm-m)

T = Pengukuran waktu transit ($\mu\text{sec}/\text{meter}$)

R_{baseline} = Nilai resistivitas yang sama dengan T_{baseline} ketika kurva baseline berada pada batuan kaya lempung (*non source*)

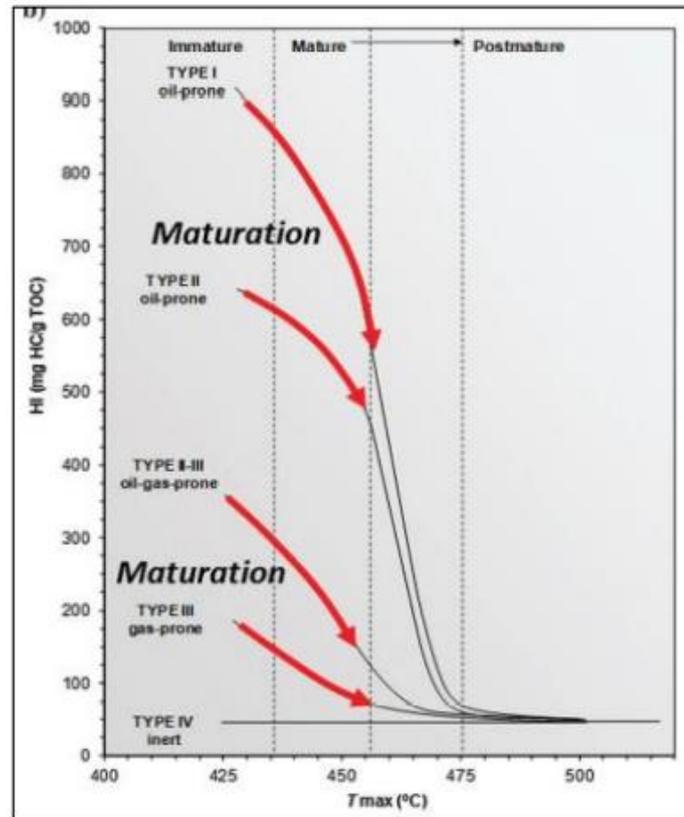
0.02 = Berdasarkan rasio pada 50 $\mu\text{sec}/\text{meter}$ per 1 *resistivity cycle*

3.11 Kematangan Material Organik

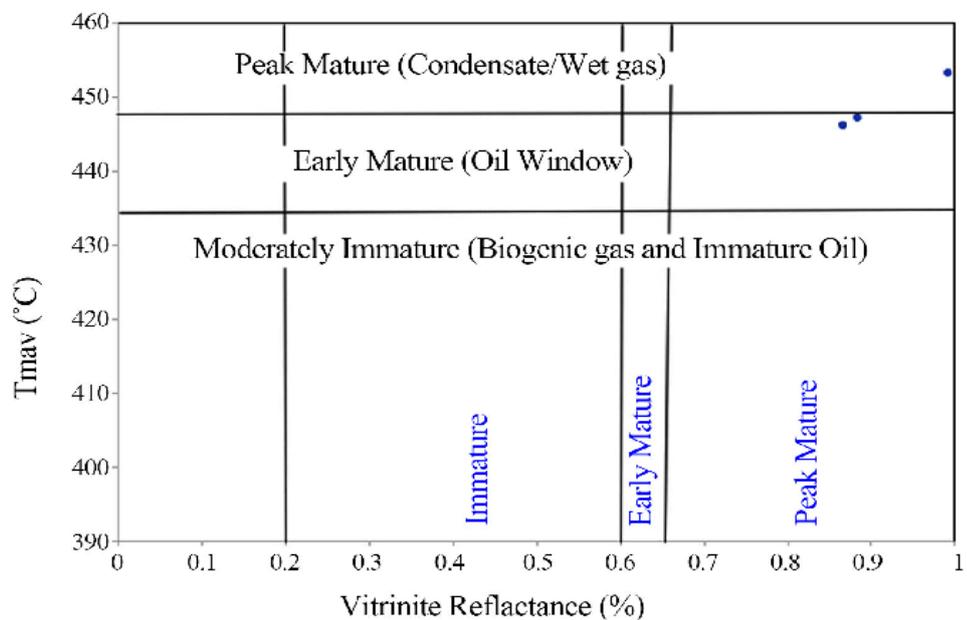
Kematangan diperlukan untuk mengetahui apabila suatu batuan induk telah memasuki jendela minyak. Pada tingkat kematangan tertentu, source rock akan bertransformasi menjadi hidrokarbon cair atau gas. Efek dari transformasi ini terekam oleh respon well logging tools, seperti log resistivitas. Untuk mempelajari respon well log maka pada penelitian ini, dilakukan pemodelan dengan teknik Δ log Resistivity. Teknik ini memberikan informasi secara garis besar keberadaan karbonat dan batuan induk (*source rock*) klasik dan akurasi dengan prediksi TOC pada tingkat kematangan tertentu (Passey dkk, 1989). Minyak bumi memiliki komposisi kimia berupa karbon dan hidrogen, yang dihasilkan dari proses pembusukan (dekomposisi) serta kematangan termal material organik. Material organik tersebut berasal dari tumbuh-tumbuhan dan alga, yang kemudian mati dan segera (Agusta, 2014). Indikator kematangan menggunakan *Vitrinite Reflectance* (%Ro), pirolisis, dan analisa tipe kerogen (Nugraha, 2014). Parameter geokimia dalam penentuan fasa kematangan termal menurut Peters dan Cassa (1994) dapat dilihat pada **Tabel 6**. berikut ini:

Tabel 6. Parameter geokimia dalam penentuan fasa kematangan termal (Peters dan Cassa, 1994)

Stadium Kematangan Termal Migas	Kematangan			Ganesa		
	Ro (%)	Tmaks (°C)	TAI	Bitumen (TOC)	Bitumen (mg/g)	PI
Belum Matang	0.2-0.6	<435	1.5 - 2.6	<0.05	< 50	< 0.10
Awal Matang	0.6 - 0.65	435-445	2.6 - 2.7	0.05 - 0.10	50-100	0.1 -0.15
Puncak	0.65 - 0.9	445-450	2.7- 2.9	0.10 - 0.25	150-250	0.25 -0.4
Akhir	0.9 - 1.35	450-470	2.9 - 3.3	-	-	> 0.40
Lewat Matang	>1.35	>470	>3.3	-	-	-



Gambar 16. Diagram Van Kravellen Tmax vs HI (Kamtono dkk., 2009).



Gambar 17. Diagram Van Kravellen Tmax vs Ro (Peters dan Cassa, 1994).

3.12 Kerogen

Kerogen merupakan fraksi yang berasal dari unsur sedimen organik dalam batuan sedimen yang tidak mudah larut dalam pelarut organik biasa (Tissot dan Welte. 1984 dalam Law. 1999). Kandungan hidrogen dalam kerogen merupakan faktor pengontrol untuk minyak dan gas yang dihasilkan dari reaksi pembentuk hidrokarbon primer. Tipe kerogen menentukan kualitas batuan induk. Semakin besar kerogen menghasilkan minyak. maka semakin besar pula kualitasnya. Empat tipe dasar kerogen ditemukan dalam batuan sedimen. Berdasarkan komposisi unsur-unsur kimia yaitu karbon (C), hidrogen (H) dan oksigen (O), kerogen dibedakan menjadi 4 tipe utama yaitu kerogen tipe I, tipe II, tipe III, dan tipe IV (Waples, 1985). Tipe-tipe kerogen yaitu, sebagai berikut:

1. Kerogen Tipe I (*Highly Oil Prone - Oil Prone*)

Kerogen Tipe I memiliki perbandingan atom H/C tinggi ($\geq 1,5$), dan O/C rendah ($< 0,1$). Tipe kerogen ini sebagian berasal dari bahan organik yang kaya akan lipid (misal akumulasi material alga) khususnya senyawa alifatik rantai panjang. Kandungan hidrogen tipe kerogen I sangat tinggi sedangkan kandungan oksigennya jauh lebih rendah karena terbentuk dari material lemak yang miskin oksigen. Kerogen tipe ini menunjukkan kecenderungan besar untuk menghasilkan hidrokarbon cair atau minyak.

2. Kerogen Tipe II (*Oil And Gas Prone*)

Kerogen Tipe II memiliki perbandingan atom H/C relatif tinggi (1,2-1,5), sedangkan perbandingan atom O/C relatif rendah (0,1-0,2). Kerogen tipe ini dapat menghasilkan minyak dan gas, tergantung pada tingkat kematangan termalnya. Kerogen tipe II dapat terbentuk dari beberapa sumber yang berbeda-beda yaitu alga laut, pollen dan spora, lapisan lilin tanaman, fosfil resin, dan selain itu juga bisa berasal dari lemak tanaman.

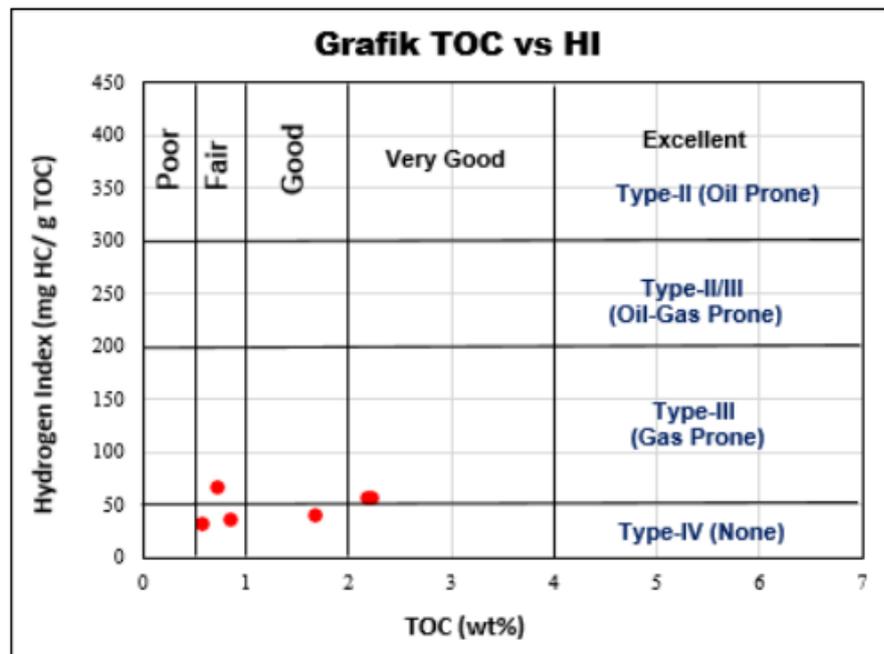
3. Kerogen Tipe III (*Gas Prone*)

Kerogen Tipe III memiliki perbandingan atom H/C yang relatif rendah ($< 1,0$) dan perbandingan O/C yang tinggi ($> 0,3$). Kandungan hidrogen yang dimiliki relatif rendah, karena terdiri dari sistem aromatik yang intensif, sedangkan kandungan oksigennya tinggi karena terbentuk dari lignin,

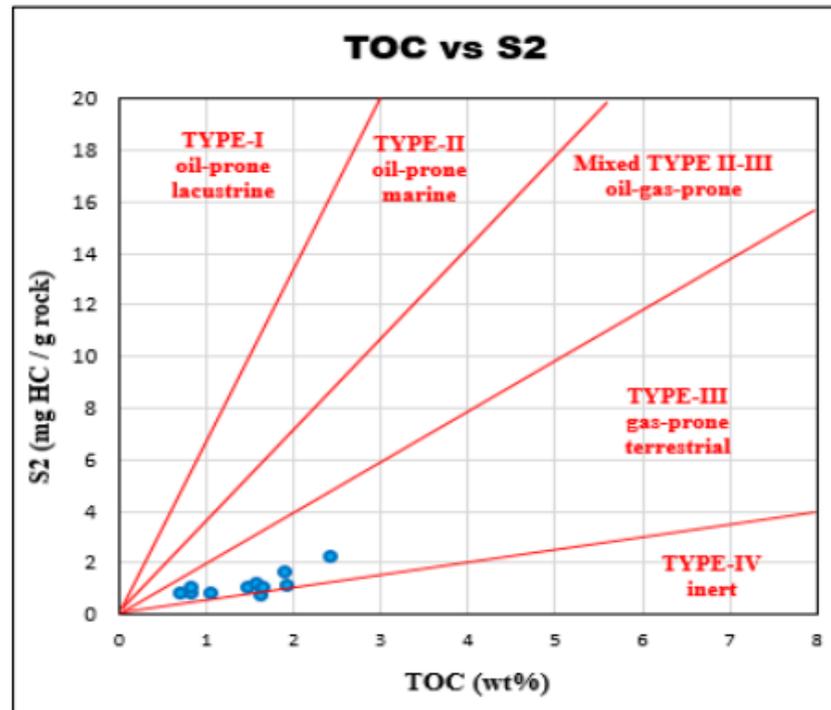
selulosa, fenol dan karbohidrat. Kerogen Tipe III terutama berasal dari tumbuhan darat yang hanya sedikit mengandung lemak dan zat lilin. Kerogen tipe ini menunjukkan kecenderungan besar untuk membentuk gas.

4. Kerogen Tipe IV (*Inert*)

Kerogen tipe IV terutama tersusun atas material rombakan berwarna hitam dan opak. Sebagian besar kerogen tipe IV tersusun atas kelompok maseral inertinit dengan sedikit vitrinit. Kerogen tipe ini tidak memiliki kecenderungan menghasilkan hidrokarbon sehingga terkadang kerogen tipe ini dianggap bukan kerogen yang sebenarnya. Kerogen ini kemungkinan terbentuk dari material tumbuhan yang telah teroksidasi seluruhnya di permukaan dan kemudian terbawa ke lingkungan pengendapannya.



Gambar 18. Grafik plot TOC vs HI (Gorenekli, 2018)



Gambar 19. Grafik plot antara TOC Log vs S2

Tabel 7. berikut ini mendefinisikan potensi produk yang dihasilkan menurut Waples (1985) dengan komposisi kerogen pada **Tabel 8.** menurut Waples (1985).

Tabel 7. Potensi Produk Yang Dihasilkan Berdasarkan Nilai Indeks Hidrogen (Waples, 1985)

Indeks Hidrogen (mg HC/g TOC)	Produk Yang Dihasilkan	Kuantitas Relatif
<150	Gas	Kecil
150-300	Minyak + Gas	Kecil
300-450	Minyak	Menengah
450 - 600	Minyak	Besar
>600	Minyak	Sangat Besar

Tabel 8. Tipe kerogen (Waples, 1985)

Maseral	Tipe Kerogen	Asal Material Organik
Alginit	I	Alga air tawar
Eksinit	II	Polen. Spora
Kutinit	II	Lapisan lilin tanaman
Resinit	II	Resin tanaman
Liptinit	II	Lemak tanaman. alga laut
Vitrinit	III	Material tumbuhan tinggi (kayu. selulosa)
Inertinit	IV	Arang material tersusun-ulang yang teroksidasi

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. Rajabasa.
Gedong Meneng. Kec. Rajabasa. Kota Bandar Lampung.
Lampung 35142

Tanggal : Januari 2022 s.d. Juni 2022

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Laptop
2. Data *Log* (.Las) (sebagian data Tri Nopi Yanti di P3GL untuk melengkapi identifikasi hidrokarbon & maturasi pada Formasi Lidah & Formasi Cepu)
3. Data Geokimia *Core* (sebagian data Tri Nopi Yanti di P3GL untuk melengkapi identifikasi hidrokarbon & maturasi pada Formasi Lidah & Formasi Cepu)
4. *Software* Techlog64 2015
5. *Software* Microsoft Excel 2013

4.3 Prosedur Penelitian

Dalam penelitian ini prosedur untuk melaksanakan penelitian dibagi menjadi 3 bagian, yaitu:

4.3.1 Studi Literatur

Pada tahap awal penelitian dilakukannya studi literature yang berguna untuk mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar.

4.3.2 Pengumpulan Data

Pada tahap selanjutnya dilakukannya pengumpulan data yaitu data sekunder berupa data log (.LAS) dan data geokimia.

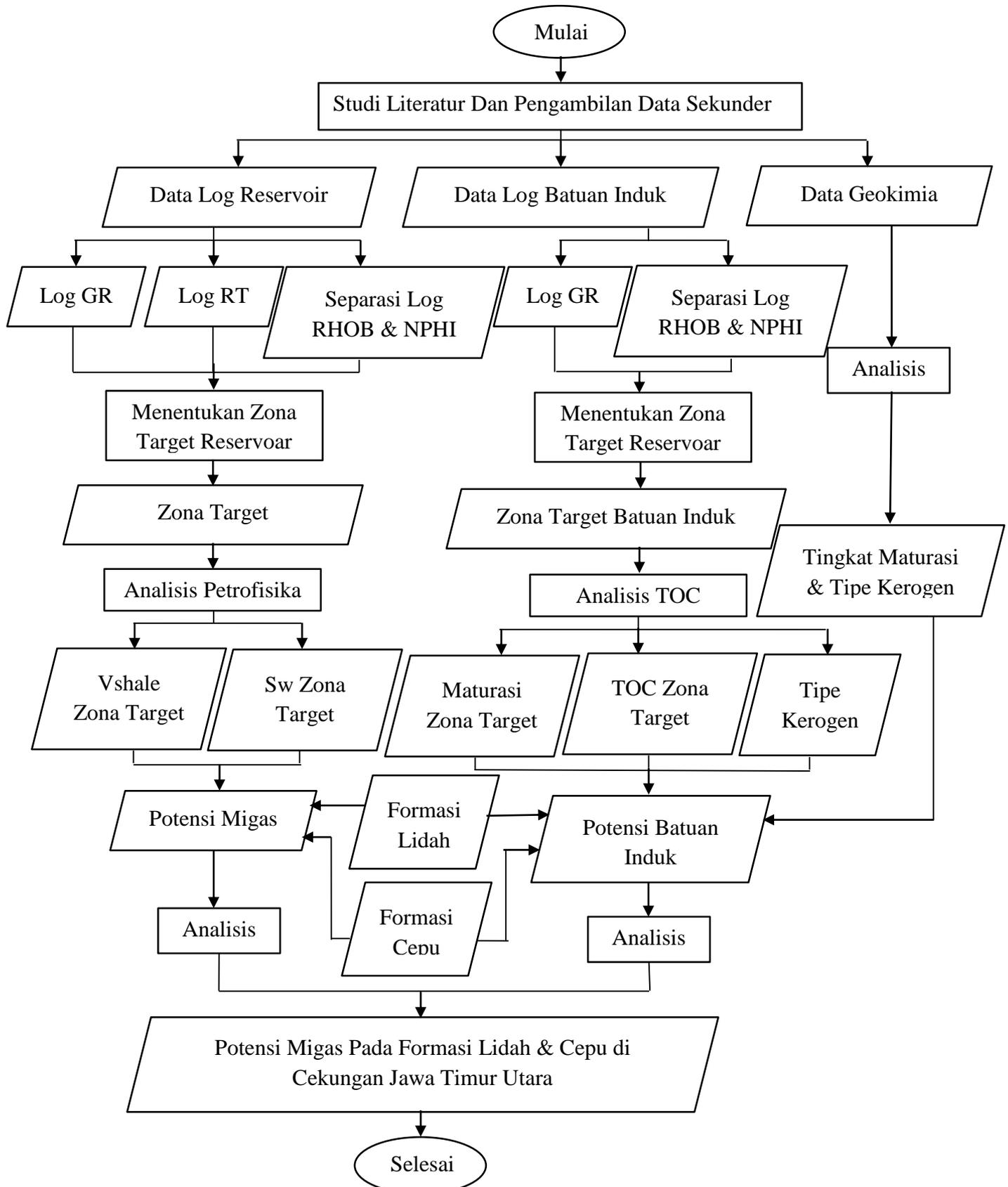
4.3.3 Pengolahan Data

Pengolahan data log (.LAS) menggunakan *Someterware* Techlog64 2015. Dilakukan penelitian menggunakan 5 sumur yaitu RB-1, RB-2, RB-3, RB-4 dan RB-5. Dilakukan pengolahan data pada Formasi Lidah dan Formasi Cepu pada masing-masing sumur. Dilakukan penentuan zona target hidrokarbon dan zona target batuan induk pada lima sumur tersebut. Kandungan hidrokarbon ditentukan menggunakan Log Gamma Ray, Log Resistivitas, Log Separasi (Log Densitas dan Log Neutron), sedangkan lapisan batuan induk ditentukan menggunakan Log Gamma

Ray dan Log Separasi (Log DT dan Log Resistivitas). Kemudian dilakukan analisis petrofisika berupa perhitungan *Saturation Water* (SW) untuk zona target hidrokarbon, sebelum menghitung nilai Sw perlu dilakukan perhitungan *volume shale* dan porositas efektif terlebih dahulu kemudian baru dapat menghitung nilai Sw pada masing-masing sumur. Untuk zona target batuan induk dilakukannya analisis kualitatif berupa tingkat kematurasiannya dengan melihat Log Separasi (Log DT dan Log Resistivitas) apakah zona target tersebut masuk ke dalam kategori *mature* ataupun *immature*, lalu dilakukan analisis kuantitatif berupa perhitungan *Total Organic Carbon* (TOC). Untuk data geokimia digunakan untuk mencari tingkat maturasi dan tipe kerogen sehingga bisa dikorelasikan dengan *Total Organic Carbon* (TOC) sehingga mendapatkan potensi batuan induk pada zona target Formasi Lidah dan Formasi Cepu lalu dianalisis. Kemudian dilakukan analisis potensi migas dari nilai *Saturation Water* (SW) dan analisis potensi batuan induk dari nilai *Total Organic Carbon* (TOC), tingkat maturasi dan tipe kerogen zona target yang kemudian hasilnya berupa potensi minyak dan gas bumi pada Formasi Lidah dan Formasi Cepu di Cekungan Jawa Timur Utara.

4.4 Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian kali ini adalah sebagai berikut pada Gambar 20.



Gambar 20. Diagram Alir Penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan berdasarkan hasil dan pembahasan, yaitu:

1. Zona target reservoir, yaitu: 8 zona target sumur RB-1, 14 zona target sumur RB-2 dan RB-3, 9 zona target sumur RB-4 dan RB-5. Zona target batuan induk, yaitu: dan 23 zona target sumur RB-3, 24 zona target sumur RB-4, 31 zona target sumur RB-5.
2. Berdasarkan interpretasi kuantitatif petrofisika didapatkan nilai Sw, yaitu: sumur RB-1 68,4%-86,5%, sumur RB-2 57,4-69,6%, sumur RB-3 59,4%-84,7%, sumur RB-4 68,88%-99,21%, sumur RB-5 14,94%-85,14%.
3. Berdasarkan interpretasi geokimia didapatkan nilai TOC yaitu: sumur RB-3, yaitu: 0,58%-1,36%, sumur RB-4 yaitu 0,65%-1,46%, sumur RB-5 yaitu 0,51%-2,02%. Tingkat kematangan, yaitu: sumur RB-3, RB-4 dan RB-5 batuan induk dalam keadaan *immature* menuju *mature*. Tipe kerogen, yaitu: sumur RB-3 tipe kerogen II/III *gas oil prone*, sumur RB-4 dan RB-5 tipe kerogen III *gas prone*.
4. Pada sumur RB-1 dan sumur RB-2 berdasarkan nilai Sw memiliki potensi reservoir yang baik karena dominasi nilai Sw 50%-70%. Sumur RB-3, RB-4, dan RB-5 berdasarkan nilai Sw memiliki potensi reservoir yang baik karena dominasi nilai Sw 50%-70% dan memiliki potensi batuan induk yang baik karena didominasi nilai TOC *fair* (sedang), kematangan *immature* menuju *mature*, dan didominasi tipe kerogen III *gas prone*.

6.2 Saran

Saran dari penulis berdasarkan pengolahan dan interpretasi yang telah dilakukan sebelumnya maka penulis menyarankan untuk data well log yang telah dianalisis dijadikan sebagai acuan untuk penginterepretasian dalam metode seismik lebih lanjut.

DAFTAR PUSTAKA

- Agusta, I. 2014. Teknik Pengumpulan dan Analisis Data Kualitatif. *Jurnal Studi Komunikasi Dan Media*.
- Archie, G. E., 1941. *The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*. Trans., AIME. Vol. 146 (1) Hal: 54-62.
- Ardhityasari, D. F. 2017. Analisis Data Proksimat dan Perhitungan Volume Batubara Berdasarkan Data log densitas dan Gamma Ray dari Lapangan TG. *Skripsi*. Institut Teknologi Sepuluh November. Surabaya.
- Asquith, G, dan Krygowski, D. 2003. Basic Well Log Analysis. *The American Association of Petroleum Geologists*. Oklahoma.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well log Analysis Second Edition, AAPG Methods in Exploration series no.16*. American Association of Petroleum Geologist: USA.
- Bassiouni, Z., 1994, *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*, Society of Petroleum Engineers text book series Vol. 4, Louisiana.
- Bemmelen Van, R.W. 1949. *The Geology of Indonesia*. Martinus Nyhoff, Netherland: The Haque.
- 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"*. Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" :Yogyakarta
- Chen, Q., dan Sydney, S., 1997. *Seismic Attributes Technology for Reservoir Forecallig and Monitoring*. Western Atlas International.Inc, Houston.
- Darwin, J. M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer Science & Business Media.
- Darcy, H. 1856. *Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon*. Victor Dalmont, Paris.

- Dewan, J.T., 1983. *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*. PennWell Publishing Company. Oklahoma.
- Dewanto, O. 2001. Perkiraan Tingkat Maturasi Hidrokarbon Menggunakan Metode Panas. *Tesis*. Universitas Indonesia. Jakarta. Hal.1-35
- Dewanto. O. 2016. *Petrofisika Log Edisi I*. Universitas Lampung: Lampung.
- Dewanto, O., Mulyatno, B.S., Rustadi dan Wibowo, R.C. 2017. Determining the Temperature of Shale Material Conversion Into Crude Oil Based on Organic Clay and Organic Carbonate Test Outside Reservoir. *International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering, IJMME*. Vol.17 (5) Hal: 84-89
- Ellis, D. V., dan Singer, J. M., 2008, *Well Logging for Earth Scientist, 2nd edition*, Springer, Netherlands.
- Fransiska. 2012. Analisa Resistivitas Batuan Dengan Menggunakan Parameter Dar Zarrouk Dan Konsep anisotropi. Jurusan Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam ITS. *Jurnal Sains dan Seni*. Surabaya.
- Glover, Paul. 2007. *Petrophysics MSc Course Notes*. Nottingham, United Kingdom.
- Halliburton, 2001. *Basic Petroleum Geology and Log Analysis*, Halliburton Company, Houston-Texas.
- Halomoan, H. L., Mulyatno, B. S., dan Dewanto, O. (2019). Karakterisasi reservoir dan identifikasi sebaran batuan karbonat menggunakan analisis seismik inversi dan attribute Lapangan “Hatoru” Cekungan Jawa Timur utara. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, Vol. 3(3), Hal :57-72.
- Hamilton, W. 1979. Tectonics of the Indonesian Region, *USGS Professional Paper*, vol. 1078, Hal. 345 .
- Harper, C. L. 1989. *Exploring Social Change*. London:Prentice Hall.
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Edisi 8*. Schlumberger Oilfield Service : Jakarta.
- Hood, A., Gutjahr, C. C. M., dan Heacock, R. L., 1975. Organic metamorphism and the generation of petroleum: *AAPG Bulletin*, Vol. 59, Hal :986-996.
- Isanjarini, V., Syafri, I., Ganjar, R. M., dan Suprayogi, K. 2020. Analisis Pemodelan Sejarah Pemedaman Dan Maturity Model Serta Korelasinya dengan Hidrokarbon Pada Blok VIS. *Geoscience Journal*, Vol. 4(3), Hal :204-213.

- Kementrian ESDM. 2019. *Laporan Tahunan 2019 "Perizinan Online Menuju Industri 4.0"*: Jakarta.
- Koesoemadinata R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas bumi, Edisi-2, Jilid 1 dan 2*. Bandung: ITB.
- Leonardo Manurung, P., dan Dewanto, O. 2021. Perhitungan Dan Korelasi Nilai Total Organic Carbon (TOC) Di Daerah Cekungan Jawa Timur Utara. *Journal Of Geoscience, Engineering, Environment, And Technology*, Vol. 7(7).
- Moehadi, M., 2010, *Fundamental of Petroleum Geology and Exploration*, Universitas Indonesia, Depok.
- Mudjiono, R., dan Pireno, G.E., 2001, Exploration of the North Madura Platform, Offshore, East Java. Jakarta: *Proceedings of 28th Annual Convention of Indonesian Petroleum Association*.
- Mujiono dan Pireno, 2002, Exploration of the north Madura platform offshore, east java Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 28th annual convention*.
- Mulyanto, B.S., Dewanto, O., dan Rizky, S. 2018. Determining Layer Oil Shale as New Alternative Energy Sources Using Core Analysis and Well Log Method. *International Journal of Engineering and Technology*. Vol 7(4), Hal :941-949.
- Mastoadji, E.. Kristanto. 2007. *Basic Well Log Interpretation*, Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- Nainggolan, T. 2018. Dekomposisi Spektral dengan Transformasi Wavelet Kontinyu untuk Deteksi Zona Hidrokarbon di Perairan Bali Utara. *Jurnal PPPGL*, Bandung.
- Negara, A. P. 2020. Geologi Dan Karakteristik Formasi Cepu Sebagai Batuan Tudung Pada Lapangan "A" Cekungan Jawa Timur Utara. *Doctoral Dissertation: Upn" Veteran" Yogyakarta*.
- Nugroho, Hadi. 2014. *Buku Panduan Praktikum Geologi Minyak Dan Gas Bumi*. Semarang: UNDIP.
- Passey, Q.R., Moretti, F.U., Stroud, J.D. 1990. A Practical Modal For Organic Richness From Porosity And Resistivity Logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 74, 1777– 1794. logs II: Geol. Soc. London, Spec. Publ., 65, Hal. 369– 376.

- Peters, K.E, dan Cassa, M.R. 1994. Applied Source Rock Geochemistry, The Petroleum System From Source to Trap. *American Association of Petroleum Geologists*. Hal: 93-117.
- Peters, K.E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geology Bulletin*, 70, Hal: 1-36.
- Pringgoprawiro, H. 1983. Stratigrafi cekungan Jawa Timur Utara dan Paleogeografinya: sebuah pendekatan baru, Bandung: *Disertasi Doktor ITB*.
- Ponto, 1996, *Petroleum geology of Indonesian basins-principles, methods and applicartion*, V. 4, East Java Basins, Jakarta.
- Poupon, A., dan Leveaux, J., 1971, Evaluation of Water Saturations in Shaly Formation, *SPWLA 12th Annual Logging Symposium*, Paper O.
- Putro. Dwo. S. 2013. Analisa Log Densitas dan Volume Shale Terhadap Kalori, Ash Content dan total Moisture pada Lapisan Berdasarkan data Well Logging. *Skripsi*. Prodi Teknik Geofisika, UPN “Veteran” Yogyakarta.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, Second Edition*, Rider-French Consulting-Ltd, Scotland.
- Santoso, W. D., Insani, H., dan Kapid, R. 2014. Kondisi Paelosalinitas pada Miosen Akhir–Pleistosen di Cekungan Jawa Timur Utara, Indonesia, Berdasarkan Perubahan Populasi Nanoplankton. *RISSET Geologi dan Pertambangan*, Vol. 24(1), Hal:1-11.
- Satyana, A. 2005. Petroleum geology of Indonesia: Current concepts (preconvention course). Indonesian Association of Geologists 34th Annual Convention. *Proceeding*. Surabaya, Indonesia.
- Satyana, A. H. Djumiati, M. 2003 Oligo- Miosen Carbonates of the east Java Basin Indonesia, *AAPG International Conference*, Barcelona.
- Satyana, A. H., dan Purwaningsih, M. 2003. Geochemistry of the East Java Basin: New Observations on Oil Grouping Genetic Gas Type and Trends of Hydrocarbon Habitats. *Indonesia Petroleum Assosication*, 1, 1-23.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Aplication*, Texas: Schlumberger Educational Services.
- Setiady, D., Astawa, I. N., Hermansyah, G. M., Lugra, I. W., dan Nainggolan, T. B. 2018. Stratigrafi perairan Utara Bali dari hasil interpretasi seismik 2D. *Jurnal Geologi Kelautan* Vol. 15(2).

- Siswoyo dan S. Subono. 1995. Heat Flow, Hydrocarbon Maturity and Migration in Northwest Java. *CCOP Technical Bulletin*. March 1995. Vol. 25, Hal: 23-36.
- SKK Migas. 2020. *Laporan Tahunan 2020 'Menuju 1 Juta BOPD & 12 BSCFD Di 2030*: Jakarta.
- Sribudiyani, M. N., Ryacudu, T. , Kunto, P. , Astono, I. , Prasetya, B. , Sapie, S., Asikin, A. H., dan Harsolumakso. 2003. The collision of the East Java microplate and its implication for hydrocarbon occurrences in the East Java Basin. *Proceedings*. Indonesian Petroleum Association 30th Annual Convention & Exhibition
- Thomer, 1984. *Field Geologist*, The Hague Geological Department.
- Tissot B., Welte D. 1984. *Petroleum formation and occurrence*. Springer-Verlag, Berlin, Hal: 699.
- Tryono, F. Y. 2016. *Peranan Geologi Dalam Sistem Hidrokarbon Serta Potensi Dan Tantangan Eksplorasi Migas Di Indonesia*. Swara Patra, Vol. 6(2).
- Ulum, Y.N., Hastuti, E.W.D. dan Herlina, W. 2012. Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Universitas Sriwijaya*. Universitas Sriwijaya.
- Varhaug, Matt. (2016). Basic well log interpretation. *Schlumberger: Oilfield Review*.
- Wijaya, PH, dan Noeradi, D. 2010. *Properties modelling to support reservoir characteristic of WITB Field in Madura Strait area*, Bull. Marine Geol. 25. Hal: 77-87
- Waples, D. 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Human Resources and Develop. Co, Boston, Hal: 232.