

**IDENTIFIKASI *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) DAN
TINGKAT MATURASI HIDROKARBON BERDASARKAN
DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN “X”
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh
Alyaa Choirunnisaa Putri
1955051013



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**IDENTIFIKASI *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) DAN
TINGKAT MATURASI HIDROKARBON BERDASARKAN
DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN “X”
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

ALYAA CHOIRUNNISAA PUTRI

Skripsi

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

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

ABSTRAK

IDENTIFIKASI *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) DAN TINGKAT MATURASI HIDROKARBON BERDASARKAN DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh

Alyaa Choirunnisaa Putri

Hidrokarbon adalah salah satu energi yang banyak digunakan. Untuk dapat memperoleh energi tersebut perlu dilakukan eksplorasi terhadap batuan yang dianggap dapat menghasilkan hidrokarbon dengan menggunakan metode geofisika yaitu *well logging*. Dari hasil pengolahan yang dilakukan dengan menggunakan metode *well logging* didapatkan bahwa pada sumur J1 terdapat 6 zona lapisan prospek *source rock* dengan hasil perhitungan nilai TOC sebesar 1.02%, sumur TO1 terdapat 6 zona lapisan *source rock* dengan rata-rata nilai TOC yaitu 1.03%, sumur W1 terdapat 6 zona lapisan *source rock* dengan rata-rata nilai TOC 0.78% dan pada sumur T1 terdapat 7 lapisan zona *source rock*. Dari hasil perhitungan TOC diketahui bahwa kualitas potensi batuan induk yang ada berpotensi sebagai batuan induk sedang (*fair*) hingga baik (*good*). Hasil dari tingkat kematangan batuan induk pada keempat sumur penelitian berada pada tingkat matang (*mature*) yang mengindikasikan akan menghasilkan hidrokarbon berupa minyak ataupun gas bumi.

Kata kunci : Batuan Induk, *Total Organic Carbon* (TOC), Maturasi

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) AND HYDROCARBON MATURATION BASED ON CORE DATA AND LOG DATA IN FIELD "X" NORTH EAST JAVA BASIN

By :

Alyaa Choirunnisaa Putri

Hydrocarbons are one of the widely used energies. To be able to obtain this energy, it is necessary to explore rocks that are considered to be able to produce hydrocarbons using geophysical methods, namely well logging. From the results of processing carried out using the well logging method, it was found that in well J1 there are 6 zones of the source rock prospect layer with the calculation of a TOC value of 1.02%, well TO1 there are 6 zones of the source rock layer with an average TOC value of 1.03%, well W1 there are 6 zones of the source rock layer with an average TOC value of 0.78% and in the T1 well there are 7 layers of source rock zones. From the results of TOC calculations, it is known that the potential quality of the existing parent rock has the potential to be a medium (fair) to good parent rock (good). The results of the maturity level of the parent rock in the four study wells are at a mature level which indicates that they will produce hydrocarbons in the form of oil or natural gas.

Keyword: Source rock, Total Organic Carbon, Maturation

Judul Skripsi : **IDENTIFIKASI TOTAL ORGANIC CARBON (TOC) DAN TINGKAT MATURASI HIDROKARBON BERDASARKAN DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN "X" CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa : **Alyaa Choirunnisaa Putri**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1955051013**

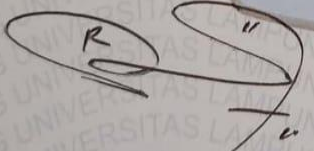
Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**




Pembimbing I

Pembimbing II


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 19661222 199605 1001


Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP. 19720928 199903 1001

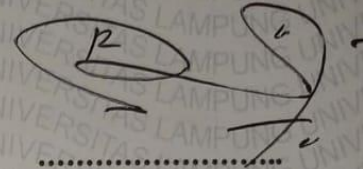
2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika


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

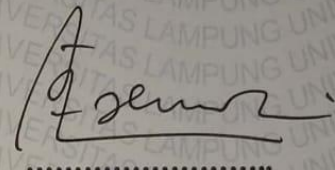
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

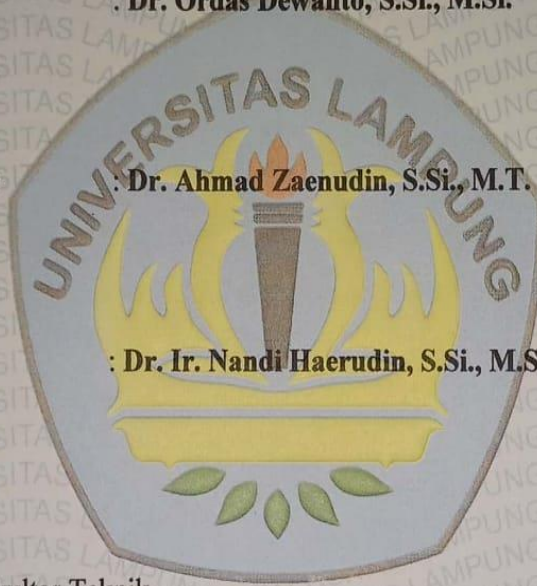
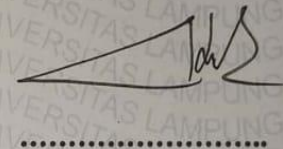
Ketua : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



Sekretaris : **Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.**



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



2. Dekan Fakultas Teknik



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

NIP. 19750928/200112 1002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **23 Mei 2023**

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi dalam Skripsi dengan judul “Identifikasi *Total Organic Carbon* (TOC) dan Tingkat Maturasi Hidrokarbon Berdasarkan Data Core dan Data Log Pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Utara” merupakan hasil karya mandiri dan tidak terdapat karya pihak lain yang diakui sebagai karya sendiri.

Apabila pernyataan saya ini tidak benar maka, maka saya bersedia diberikan sanksi sesuai dengan peraturan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 26 Mei 2023



Alyaa Choirunnisaa Putri
NPM. 1955051013

RIWAYAT HIDUP



Penulis yaitu Alyaa Choirunnisaa Putri lahir di Gadingrejo, Pringsewu pada tanggal 24 Juli 2001. Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudari dari pasangan Ayah bernama Aang Permana dan Mama bernama Pratiwi. Penulis juga memiliki satu adik perempuan bernama Salsabilla Ramadhani Pemana Putri. Alamat penulis yaitu Jl Satria Gadingrejo Kec. Gadingrejo, Kab. Pringsewu, Lampung. Pendidikan yang pernah di tempuh oleh penulis yaitu dari taman Kanak-Kanak (TK) di TK pertiwi, Bekasi, sekolah dasar (SD) Pengasinan VIII Narongong Bekasi (2007-2013), Sekolah Menengah Pertama (SMP) Negeri 1 Gadingrejo (2013-2016) dan Sekolah Menengah Atas (SMA) Negeri 1 Gadingrejo (2016-2019) dan pada tahun 2019 penulis melanjutkan pendidikan sarjana di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Selama masa studi penulis aktif mengikuti organisasi kemahasiswaan yang ada seperti: Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika sebagai anggota Divisi Kerohanian bidang SBM dan juga Ketua Divisi Internal bidang SBM pada periode 2021-2022, BEM Fakultas Teknik Universitas Lampung sebagai staff PSDM pada tahun 2021, SM-IAGI UNILA sebagai anggota divisi Humas pada periode 2021-2023. Pada bulan Maret 2022 penulis melakukan Kerja Praktik (KP) di PT. Bukit Asam Tbk, Tanjung Enim dengan judul “ Interpretasi Sebaran Batubara, Korelasi Data Log dan Analisis Densitas Terhadap Kualitas Batubara Pada Daerah Intrusi Di Area Tambang Air Laya (TAL) PT. Bukit Asam Tbk, Sumatera Selatan” dan penulis memulai Penelitian Tugas Akhir pada Bulan Januari 2023 di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung dengan judul penelitian “Identifikasi *Total Organic Carbon* (TOC) dan Tingkat Maturasi Hidrokarbon Berdasarkan Data Core dan Data Log Pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Utara. Dimana penulis berhasil lulus dengan gelar Sarjana Teknik pada tanggal 23 Mei 2023.

PERSEMBAHAN

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

Skripsi ini ku persembahkan kepada:

MAMA KU TERCINTA PRATIWI

Yang telah berusaha dengan keras agar penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Selain itu dukungan, doa, kasih sayang, motivasi dan segala hal yang telah diberikan kepada penulis tanpa henti. Mungkin penulis tidak akan bisa membalas semua hal yang telah diberikan, namun penulis akan berusaha dan terus berdoa agar mama selalu diberi kesehatan, umur panjang hingga bisa menemani penulis sampai pada jenjang selanjutnya, diberikan karuni tiada henti dan tetap disisi penulis hingga akhir hayat.

ADIKKU TERSAYANG SALSABILLA RAMADHANI PERMANA PUTRI

Terimakasih sudah menjadi saudari terbaik yang selalu memberikan dukungan dan semangat. Menjadi *support system* ketika penulis jenuh dalam mengerjakan Skripsi ini, menjadi teman berdebat dan berkelahi. Maaf jika penulis belum bisa menjadi kakak yang terbaik untuk adek. Tetapi satu hal yang perlu adek tau penulis akan berusaha dengan sekuat tenaga untuk membahagiakan adek.

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT, karena atas berkat rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul **“IDENTIFIKASI *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) DAN TINGKAT MATURASI HIDROKARBON BERDASARKAN DATA CORE DAN DATA LOG PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”**. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan Skripsi ini yaitu 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, akhirnya skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Penulis menyadari bahwa masih terdapat banyak kekurangan dalam Skripsi ini. 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 bagi pada pembaca pada umumnya, serta bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 26 Mei 2023

Penulis,

Alyaa Choirunnisaa Putri

NPM. 1955051013

SANWACANA

Puji syukur penulis haturkan kepada *Allah Subhanahu Wa Ta`ala* Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya, penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan judul “Identifikasi *Total Organic Carbon* (TOC) dan Tingkat Maturasi Hidrokarbon Berdasarkan Data Core dan Data Log Pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Utara”

Dalam penyelesaian Tugas Akhir ini, banyak pihak yang terlibat dan pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan rasa terimakasih kepada:

1. Allah SWT yang selalu memberikan anugerah-Nya dan memberikan kemudahan kepada penulis
2. Kepada Mama tercinta yaitu Mama Pratiwi yang senantiasa mendoakan dan memberikan dukungannya kepada penulis.
3. Untuk diri sendiri, Alyaa Choirunnisaa Putri yang sudah berhasil dan mau berjuang sampai saat ini hingga bisa menyelesaikan pendidikan dan mendapatkan gelar Sarjana Teknik.
4. Saudariku, Salsabilla Ramadhani Permana Putri yang sudah menjadi penyemangat setelah Mama untuk penulis secepatnya menyelesaikan Tugas Akhir ini.
5. Bapak Kis dan Ibu Nah, terimakasih sudah selalu mendoakan dan membantu penulis hingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini.
6. Bapak Dr. Eng., Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
7. Bapak Karyanto., S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

8. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si selaku pembimbing satu penulis yang telah meluangkan waktunya untuk banyak memberikan arahan, masukan serta koreksi sehingga penulis dapat menyelesaikan proses pengerjaan Tugas Akhir ini.
9. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.Si selaku pembimbing dua penulis yang juga telah banyak memberikan motivasi serta arahan dan juga waktunya kepada penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
10. Bapak Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku penguji penulis yang telah memberikan waktu, saran serta masukannya.
11. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang penulis hormati, terima kasih atas semua ilmu yang telah diberikan.
12. Keluarga besar Bapak Putra (TG 19 Makoutanding) yang telah kebersamai penulis dari masa maba, kemudian jadi pengurus himpunan dan sampai pada masa-masa penyelesaian Tugas Akhir ini.
13. Kepada teman seperbimbingan dan teman melaksanakan Tugas Akhir di kampus terima kasih untuk supportnya dan sudah berjuang bersama-sama selama mengerjakan Tugas Akhir ini.
14. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Bandar Lampung, 26 Mei 2023
Penulis,

Alyaa Choirunnisaa Putri
NPM. 1955051013

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
PERSETUJUAN	v
PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	ix
KATA PENGANTAR	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR TABEL	xvii
DAFTAR GAMBAR	xviii
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Manfaat Penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Lokasi Daerah Penelitian	4
2.2 Geologi Regional	5
2.3 Stratigrafi.....	8
2.3.1 Formasi Dasar Pra-Tersier.....	9
2.3.2 Formasi Pre-Ngimbang	9
2.3.3 Formasi Ngimbang	9

2.3.4	Formasi Kujung	9
2.3.5	Formasi Prupuh	10
2.3.6	Formasi Cepu	10
2.3.7	Formasi Ngaryong	10
2.3.8	Formasi Wonocolo	10
2.3.9	Formasi Ledok	11
2.3.10	Formasi mundu	11
2.3.11	Formasi Paciran	11
2.3.12	Formasi Lidah	11
2.4	Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara	12
2.5	<i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Timur Utara	17
2.5.1	Batuan Induk (<i>source rock</i>)	17
2.5.2	Batuan Reservoir	17
2.5.3	Migrasi	18
2.5.4	Perangkap	18
2.5.5	Penutup	18
III.	TEORI DASAR	19
3.1	<i>Petroleum System</i>	19
3.1.1	Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	20
3.1.2	Batuan reservoir	22
3.1.3	Migrasi	22
3.1.4	Perangkap (<i>Trap</i>)	22
3.1.5	Batuan Penutup (<i>Seal Rock</i>)	23
3.2	Metode <i>Well Logging</i>	23
3.3	Jenis-Jenis Log	27
3.3.1	<i>Log Gamma Ray</i>	27
3.3.2	<i>Log Resistivitas</i>	30
3.3.3	<i>Log Densitas</i>	32
3.3.4	<i>Log Sonic</i>	35
3.3.5	<i>Log Neutron</i>	36
3.3.6	<i>Log Spontaneous Potential (SP)</i>	38
3.3.7	<i>Log Caliper</i>	40

3.4 Analisis Kuantitatif Zona Batuan Induk.....	41
3.5 Analisis Potensi Batuan Induk	42
3.5.1 Analisis <i>Total Organic Carbon</i> (TOC)	42
3.5.2 <i>Vitrinite Reflectance</i> (Ro).....	45
3.5.3 Kematangan Material Organik	
3.6 Tipe Kerogen	49
3.6.1 Kerogen Tipe I.....	49
3.6.2 Kerogen Tipe II	50
3.6.3 Kerogen Tipe III.....	50
3.6.4 Kerogen Tipe IV.....	50
3.7. <i>Rock Eval Pyrolysis</i> (REP).....	53
IV. METODE PENELITIAN	56
4.1 Tempat dan Waktu Penelitian	56
4.2 Perangkat Lunak.....	57
4.3 Data Penelitian	57
4.4 Prosedur Penelitian.....	58
4.4.1 Studi Literatur.....	59
4.4.2 Pengumpulan Data.....	59
4.4.3 Pengolahan Data.....	59
4.5 Diagram Alir	60
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	61
5.1 Data Penelitian	61
5.2 Pengolahan dan Interpretasi	61
5.2.1 Interpretasi Kualitatif	61
5.2.1.1 Interpretasi Kualitatif sumur T1	63
5.2.1.2 Interpretasi Kualitatif sumur TO1	68
5.2.1.3 Interpretasi Kualitatif sumur W1	72
5.2.1.4 Interpretasi Kualitatif sumur J1	76
5.2.2 Interpretasi Kuantitatif	81
5.2.2.1 Analisis Total Organic Carbon (TOC)	81
5.2.2.2 Perbandingan TOC Core dan TOC Log	85

5.2.2.3 Analisis Tingkat Maturasi	90
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	93
6.1 Kesimpulan.....	93
6.2 Saran.....	94
DAFTAR PUSTAKA	95
LAMPIRAN	100

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Interpretasi log GR terhadap litologi.....	29
2. Densitas matriks dari berbagai litologi	34
3. Klasifikasi batuan yang berpotensi menjadi <i>source rock</i> dilihat dari nilai TOC	43
4. Tingkat kematangan zat organik berdasarkan nilai Ro	46
5. Data kematangan batuan induk	47
6. Parameter tingkat kematangan material organik	48
7. Pengelompokan tipe kerogen menurut nilai HI, perbandingan S2 dan S3 serta perbandingan atom hidrogen dengan karbon (H/C).....	51
8. Empat tipe dasar kerogen	52
9. Komposisi kerogen.....	52
10. Potensi kerogen kurang matang berdasarkan indeks hidrogen	52
11. Parameter potensi batuan induk	54
12. Jadwal kegiatan	56
13. Kelengkapan data log pada sumur penelitian.....	57
14. Kelengkapan data geokimia pada sumur penelitian.....	58
15. Daerah target <i>source rock</i> sumur T1, TO1, W1 dan J1	79
16. Parameter nilai TOC sumur TO1	82
17. Parameter nilai TOC sumur W1.....	82
18. Parameter nilai TOC sumur J1	83
19. Parameter nilai TOC sumru T1	
20. Data TOC Log dan TOC Core yang digunakan untuk korelasi	86
21. Data Tmax dan PI untuk menentukan tingkat maturasi hidrokarbon	90

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta daerah lokasi penelitian.....	4
2. Peta geologi regional daerah Cekungan Jawa Timur Utara.....	7
3. Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara.....	8
4. Tiga Struktur Utama Cekungan Jawa Timur Utara.....	14
5. Perkembangan tektonik Cekungan Jawa Timur Utara (Manur, 1994).	16
6. <i>Petroleum system</i>	19
7. Hubungan antara pembentukan hidrokarbon dengan temperatur	21
8. Gambar perekaman well logging	24
9. Metode <i>wireline logging</i> dan <i>logging while drilling</i>	26
10. Respon log gamma ray.....	28
11. Respon log resistivitas.....	31
12. Respon log densitas.....	33
13. Respon log sonik.....	35
14. Respon log neutron	37
15. Respon log SP terhadap fluida formasi dan jenis litologi	38
16. Respon log caliper terhadap bentuk dan ukuran lubang bor	40
17. Interpretasi kualitatif lapisan batuan induk	41
18. Grafik plot antara TOC vs HI.....	45
19. Diagram Van Krevelen Tmax vs Ro.....	48
20. Jenis kerogen, asal – usulnya dan jenis hidrokarbon apa yang dapat berproduksi.....	49
21. Diagram Van Krevelen Tmax vs HI	51

22. Diagram alir penelitian.....	60
23. Zona target dan bukan target <i>source rock</i>	62
24. Zona target <i>source rock</i> sumur T1	63
25. Zona target <i>source rock</i> 1 sumur T1	64
26. Zona target <i>source rock</i> 2 sumur T1	64
27. Zona target <i>source rock</i> 3 sumur T1	65
28. Zona target <i>source rock</i> 4 sumur T1	66
29. Zona target <i>source rock</i> 5 sumur T1	66
30. Zona target <i>source rock</i> 6 sumur T1	67
31. Zona target <i>source rock</i> 7 sumur T1	67
32. Zona target <i>source rock</i> sumur TO1	68
33. Zona target <i>source rock</i> 1 sumur TO1	69
34. Zona target <i>source rock</i> 2 sumur TO1	69
35. Zona target <i>source rock</i> 3 dan 4 sumur TO1.....	70
36. Zona target <i>source rock</i> 5 sumur TO1	71
37. Zona target <i>source rock</i> 6 sumur TO1	71
38. Zona target <i>source rock</i> sumur W1	72
39. Zona target <i>source rock</i> 1 sumur W1	73
40. Zona target <i>source rock</i> 2 dan 3 sumur W1	73
41. Zona target <i>source rock</i> 4 sumur W1	74
42. Zona target <i>source rock</i> 5 sumur W1	74
43. Zona target <i>source rock</i> 6 sumur W1	75
44. Zona target <i>source rock</i> sumur J1	76
45. Zona target <i>source rock</i> 1 sumur J1	77
46. Zona target <i>source rock</i> 2 sumur J1	77
47. Zona target <i>source rock</i> 3 sumur J1	78
48. Zona target <i>source rock</i> 4 sumur J1	78
49. Zona target <i>source rock</i> 5 sumur J1	79
50. Zona target <i>source rock</i> 6 sumur J1	79
51. Tabel Lom vs Ro.....	82
52. Cross-plot Van Krevelen indeks hydrogen HI vs TOC untuk mengetahui kualitas batuan induk.....	85

53. Titik persebaran TOC sumur TO1	86
54. Titik persebaran TOC sumur W1	86
55. Titik persebaran TOC sumur J1	86
56. Korelasi Toc Log vs TOC Core TO1	88
57. Korelasi TOC Log vs TOC Core W1.....	89
58. Korelasi TOC Log vs TOC Core J1	89
59. Grafik plot hubungan PI dengan Tmax yang menunjukkan tingkat kematangan hidrokarbon	92

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Batuan induk merupakan batuan yang terbentuk dari endapan batu sedimen yang mengandung material organik dalam jumlah cukup, telah mencapai kematangan tertentu, dengan butir halus yang mempunyai kemampuan sebagai sumber hidrokarbon. Material organik dalam batuan sedimen kemudian terendapkan dan mengalami fase diagnosis karena adanya perubahan suhu dan terbentuk mejadi kerogen dan bitumen. Batuan induk sangat penting dalam eksplorasi hidrokarbon karena hidrokarbon sendiri berasal dari batuan induk. Telah dilakukan beberapa penelitian sebelumnya mengenai batuan induk seperti oleh Farhan dkk (2021) mengenai potensi batuan induk dan tingkat kematangan batuan induk untuk mengetahui karakteristik batuan induk yang ada. Kemudian penelitian oleh Taufiq (2021) tentang potensi batuan induk berdasarkan analisis geokimia untuk mengetahui karakteristik batuan induk meliputi kuantitas, kualitas serta tipe material organiknya. Penelitiann oleh Jamaludin dkk (2022) tentang evaluasi batuan induk berdasarkan data geokimia hidrokarbon untuk mengetahui apakah batuan yang ada dapat menghasilkan hidrokarbon atau tidak.

Berdasarkan latar belakang tersebut pada penelitian ini dilakukan analisis batuan induk dengan menggunakan TOC perhitungan dengan TOC Core beserta tipe kerogen dan tingkat maturasinya. Hal tersebut dilakukan untuk mengetahui kualitas batuan induk di lapangan penelitian. Pada penelitian ini digunakan metode log untuk mengetahui daerah potensi batuan induk dan juga metode kimia berupa diagram krevelen untuk mengetahui tingkat maturasi hidrokarbon dan tipe kerogen di daerah penelitian.

Sehingga setelah dilakukan penelitian ini akan didapatkan informasi atau dapat diketahui potensi serta kualitas batuan induk yang ada di daerah tersebut.

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu daerah yang sangat potensial untuk memproduksi hidrokarbon terbesar di Indonesia. Hal ini didukung oleh tatanan stratigrafi dan struktur penyusunnya sehingga dapat menghasilkan sistem perminyakan yang mendukung. Cekungan Jawa Timur Utara adalah cekungan terbesar di Indonesia yang memiliki prospek adanya hidrokarbon dari total 60 cekungan yang ada di Indonesia. Dimana Cekungan Jawa Timur Utara ini memiliki cadangan minyak sebesar 53.7 MMSTB dan cadangan gas sebesar 480.1 BSCF (SKK Migas, 2020). Menurut penelitian Fadlillah (2022) dijelaskan bahwa Cekungan Jawa Timur Utara memiliki potensi gas sebesar 30% berdasarkan nilai saturasi airnya dengan kandungan fluida berupa gas. Menurut beberapa sumber yang ada untuk lapangan "X" pada Cekungan Jawa Timur ini belum banyak yang membahas tentang potensi batuan induk. Maka dari itu penelitian ini dilakukan untuk mengetahui potensi batuan induk pada daerah penelitian.

Proses penelitian dilakukan dengan melakukan perhitungan TOC log menggunakan metode Passey dan analisis tingkat maturasi. Pada penelitian ini dilakukan perhitungan TOC log dan TOC core, TOC Log dilakukan dengan menentukan separasi antara log DT dan ILD dan menentukan *baseline* untuk memperoleh Δ log resistivitas dengan mengikutsertakan nilai LOM (*Level of Organic Maturity*). Karena nilai TOC saja tidak cukup untuk menentukan kandungan hidrokarbon maka dilakukan juga analisis data geokimia berupa tingkat maturasi. Selanjutnya data TOC Log, TOC core dan juga tingkat maturasi akan di korelasikan untuk mengetahui potensi *source rock* di daerah penelitian ini.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini yaitu sebagai berikut :

1. Menentukan zona target *source rock* pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan data *log*.
2. Menganalisis potensi batuan induk berdasarkan nilai TOC zona *source rock* dan korelasi antara nilai TOC Core dan TOC Log pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan data *log* dan data *core*.
3. Menentukan tingkat kematangan batuan *source rock* pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan data *log* dan data *core*.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dari penelitian ini yaitu sebagai berikut:

1. Data yang digunakan adalah data log pada sumur T1, TO1, J1, W1 dan data *core*.
2. Analisa tingkat kematangan *source rock* berdasarkan data *Rock Eval Pyrolysis* (REP)
3. Identifikasi kualitas *Total Organic Carbon* (TOC) yang mengacu pada klasifikasi kelimpahan material organik.

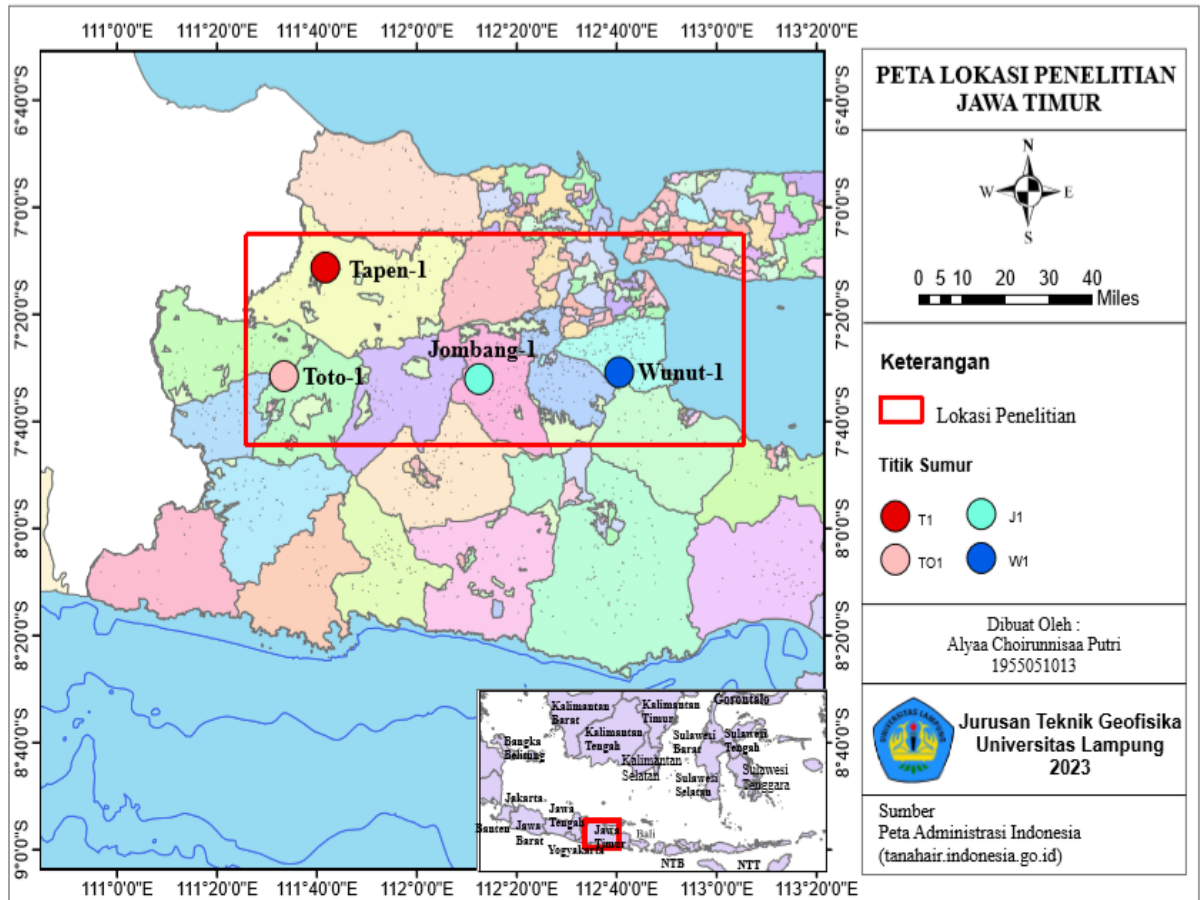
1.4 Manfaat Penelitian

Keunggulan dari penelitian ini yaitu untuk memperoleh nilai TOC dan tingkat kematangan pada batuan induk yang nantinya akan diregenerasikan menjadi hidrokarbon pada lapangan penelitian sehingga dapat dimanfaatkan sebagai bahan referensi untuk penelitian selanjutnya dan juga untuk eksplorasi hidrokarbon pada daerah Cekungan Jawa Timur Utara.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Tempat Penelitian

Lokasi daerah penelitian yang dilakukan ini terletak di Cekungan Jawa Timur Utara yang terbentang dari arah barat ke arah timur Semarang hingga Surabaya dengan luas daerah sekitar 190.300 km² dan posisi koordinat berada pada 110° – 118° BT dan 4° – 8° LS. Peta lokasi daerah penelitian terlihat pada **Gambar 1**.



Gambar 1. Peta Lokasi Daerah Penelitian

2.2 Geologi Regional

Cekungan Jawa Timur Utara adalah salah satu cekungan tersier di Indonesia bagian Barat yang memanjang sejauh 250 km dari arah barat hingga timur. Cekungan ini adalah cekungan busur belakang dimana cekungan ini berada pada zona lemah karena lempeng samudera Australia bertabrakan di bawah lempeng Asia ke arah barat laut, dan karena jalur zona tumbukan ke arah selatan Indonesia terus bergeser. Cekungan Jawa Timur terletak di tepi tenggara Paparan Sunda dan dibatasi oleh Busur Karimunjawa dan Paparan Sunda di bagian barat, ke utara oleh Tinggian Meratus, ke arah timur oleh Tinggian Masalembu-Doandanke selatan oleh jalur vulkanik Jawa (Sribudiyani dkk, 2003).

Cekungan Jawa Timur Laut dibentuk oleh tumbukan antara lempeng Australia-India yang bergerak ke utara dengan lempeng Sunda. Tumbukan dua lempeng dengan kerak samudera lempeng Hindia dan kerak benua lempeng Sunda membentuk sistem kepulauan (Panjaitan, 2010).

Menurut (Pringgoprawiro, 1983) Cekungan Jawa Timur Utara terbagi menjadi 3 zona fisiografi yaitu meliputi Zona Rembang, Zona Randublatung dan Zona Kendeng.

1. Zona Kendeng

Zona Kendeng merupakan zona yang dijumpai oleh sedimen klasik gunungapi dan napal dengan sisipan pasir, sedimen karbonat dan lempung yang berada pada cekungan laut dalam. Zona ini berbentuk bukit-bukit yang disebabkan oleh aktivitas tektonik yang intensif hingga membentuk Antiklin Kendeng. Pada zona ini sedimen berbutir halus lebih banyak dibandingkan dengan sedimen berbutir kasar.

2. Zona Rembang

Zona Rembang merupakan zona yang terbentuk oleh Depresi Solo yang melengkung ke timur dan Depresi Kening yang berada pada tengah zona.

Zona ini memanjang dari batas utara Jawa yang dicirikan dengan adanya Rembang Antiklinorium berupa jalur antiklin yang tumpang tindih. Menurut Van Bemmelen (1949) Zona Rembang dibatasi oleh Laut Jawa Utara yang mengarah ke utara berhubungan dengan Depresi Randublatung yang dibatasi oleh Sesar Kujung di arah selatan. Pada zona ini didominasi oleh litologi batu pasir dan sedimen karbonat dengan sisipan napal dan lempung. Diperkirakan kapasitas sedimen berbutir kasar lebih banyak dibandingkan sedimen berbutir halus. Secara garis besar Zona Rembang merupakan zona perbukitan dengan kegiatan tektonik yang lebih tinggi dibandingkan dengan Zona Randublatung tetapi lebih rendah jika dibandingkan dengan Zona Kendeng.

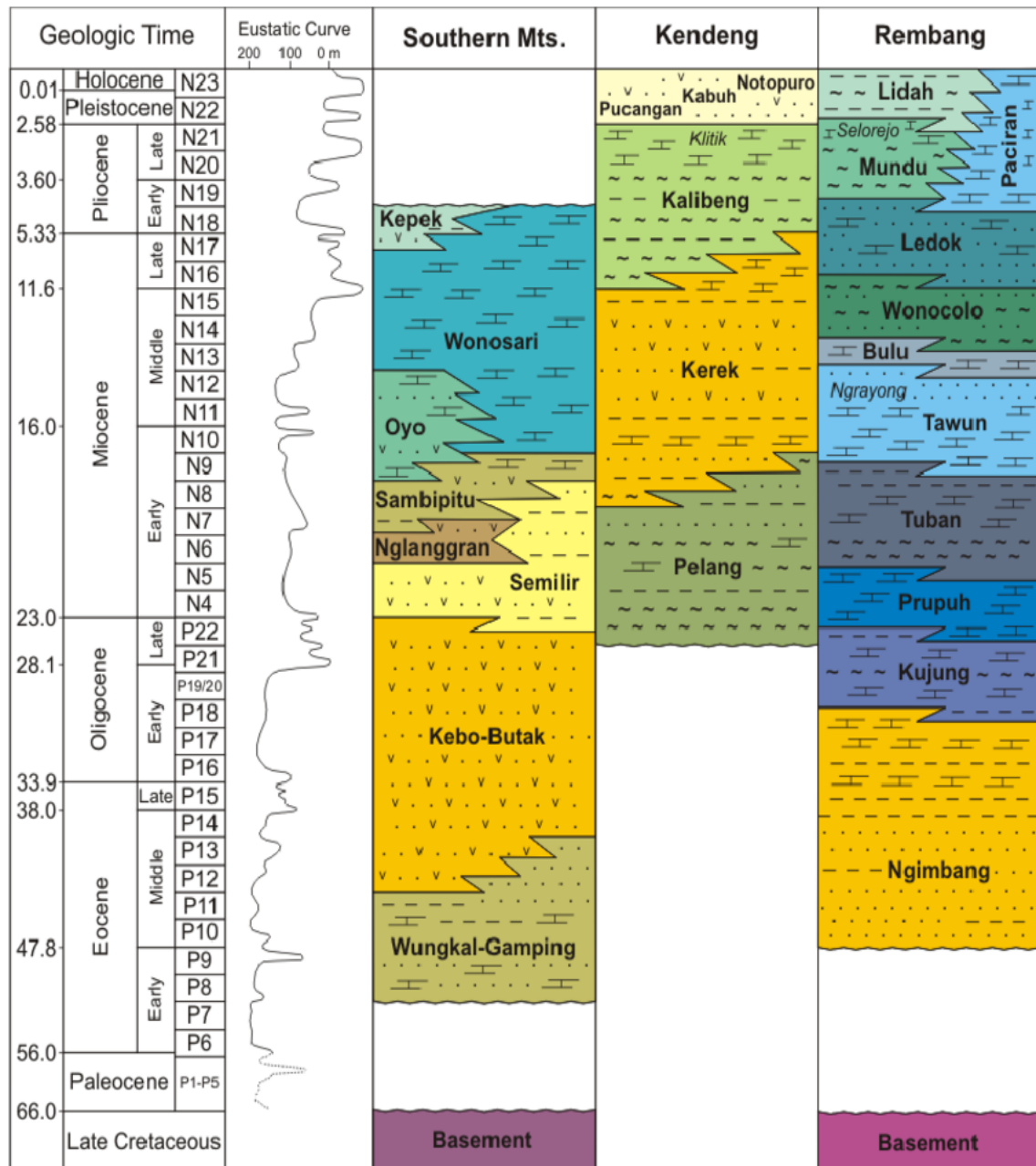
3. Zona Randublatung

Zona ini didominasi oleh litologi berupa napal dan lempung dengan sisipan pasir, sedimen karbonat dan kalkarenit yang berfungsi sebagai reservoir . zona Randublatung berdeformasi secara struktural yang lebih rendah dibandingkan Zona Rembang dan Zona Kendeng.

Aktivitas tektonik utama yang berlangsung pada umur Plio Pleistosen mengakibatkan terjadinya pengangkatan daerah regional Cekungan Jawa Timur Utara dan menghasilkan bentuk morfologi seperti sekarang. Struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya terdiri dari sesar naik, sesar geser, sesar turun dan perlipatan yang mengarah dari Barat – Timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Utara menuju Selatan.

2.3 Stratigrafi

Stratigrafi Cekungan Jawa Timur terdiri dari urutan daur ulang atau sekuen pengendapan (Gulft, 2000). Kolom stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara ditunjukkan oleh **Gambar 3**.



Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2015).

Setiap daur dimulai dengan regresi dan diakhiri dengan transgresi. Satyana (2003) menyebutkan bahwa batuan dasar yang ada pada Cekungan Jawa Timur Utara dipisahkan oleh beberapa dalaman (graben) dan tinggian (horst) yang mengarah ke timurlaut – baratdaya. Batuan-batuan tersebut terdiri dari batuan silisiklastik non-marine Pra Ngimbang, lalu ada batuan non-marine sampai marginal marine Ngimbang yang bagian bawahnya berumur Eosen Awal hingga Eosen Tengah kemudian terdapat batuan yang berumur Eosen Akhir hingga Oligosen Awal yang merupakan bagian dari Ngimbang bagian atas.

2.3.1 Formasi Dasar Pra-Tersier

Batuan dasar Pra-tercier di Cekungan Jawa Timur Utara terdiri dari batuan ofiolit, batuan beku, batuan metamorf dan batuan metasedimen, dimana batuan-batuan tersebut dipisahkan oleh tinggian yang berarah timurlaut-baratdaya dan terdapat variasi persebaran litologi dari barat ke timur.

2.3.2 Formasi Pra-Ngimbang

Formasi Pra-Ngimbang biasanya dijumpai pada wilayah timur yaitu daerah Kangean Timur dan Lepas Pantai Bali Utara dimana pada formasi ini terdiri dari batulanau, batupasir sisipan serpih dan batubara. Batuan sedimen Pra-Ngimbang merupakan batuan sedimen Tersier paling awal yang didefinisikan sebagai endapan *synrift*.

2.3.3 Formasi Ngimbang

Pada formasi Ngimbang terkadang terdapat batubara yang menampakkan lingkungan laut dangkal. Formasi ini berumur Eosen Tengah yang ditandai dengan sedimen klastik yang terdiri dari batugamping, perselingan batupasir dan batuserpih. Bagian atas pada formasi ini terdiri dari batugamping dengan sisipan-sisipan tipis serpih gamping dengan napa, dimana litologi yang ada pada formasi ini sebagian besar didominasi oleh endapan gamping.

2.3.4 Formasi Kujung

Formasi kujung adalah stratigrafi tertua yang tersingkap di permukaan. Merupakan formasi yang terdiri dari batuserpih dengan sisipan batupasir dan

batugamping, dimana batugamping bagian bawahnya merupakan batugamping Kranji dengan sisipan atasnya merupakan serpih dan batugamping klastik. Formasi Kujung diendapkan selaras diatas Formasi Ngimbang yang hampir seluruhnya terdiri dari batugamping dan dibagian atas Formasi Kujung terletak selaras dibawah Formasi Prupuh.

2.3.5 Formasi Prupuh

Formasi Prupuh berumur pada Oligosen Atas hingga Miosen Bawah. Formasi ini selaras terhadap Formasi Kujung di bawahnya dan juga selaras dengan Formasi Tuban diatasnya. Formasi ini terletak di Desa Prupuh, Kecamatan Paciran dengan stratotipe yaitu batugamping bioklastik berlapis tebal, keras dan kaya akan fosil orbitoid.

2.3.6 Formasi Cepu

Sedimentasi Miosen akhir pada Cekungan Madura terjadi di laut dalam untuk pengendapan karbonat, *silica sand* dan lempung. Pada formasi ini terdapat proses struktur pada pertengahan Miosen telah berhenti lalu diisi oleh Formasi Cepu yang terdiri dari batugamping dan *marl* dari pengendapan *planktonic* dan *nanoplankton*.

2.3.7 Formasi Ngrayong

Merupakan formasi yang terdiri dari batupasir, batulempung, batuserpih dan sisipan batugamping yang berumur Miosen Awal hingga Miosen Tengah yang banyak dijumpai pada Lembar Rembang dengan ketebalan sekitar 950 meter. Formasi Ngrayong diendapkan pada lingkungan laut dangkal dekat pantai yang makin keatas lingkungannya menjadi *litoral*, laguna, hingga *sublitoral* pinggir. Pada Cekungan Jawa Timur utara formasi ini adalah salah satu batuan reservoir minyak yang potensial.

2.3.8 Formasi Wonocolo

Formasi wonocolo merupakan formasi berumur pada Miosen Tengah hingga Atas yang terdiri dari napal dan batuan lempung tidak berlapis yang di bagian bawahnya tersusun dari batuan gamping pasiran dengan ketebalan sekitar 500

meter. total ketebalan dari formasi ini >500 meter, menunjukkan peningkatan ketebalan ke arah selatan.

2.3.9 Formasi Ledok

Formasi ini terdiri dari batugamping pasiran yang berselingan dengan batupasir glaukonitan. Batugamping pasiran memiliki ciri berlapis baik, berwarna kelabu muda mengandung kuarsa dengan tebal 15 – 20 meter dan memiliki foraminifera dalam jumlah banyak. Sedangkan batupasir glaukonitan memiliki ciri, kurang kompak, berwarna kelabu kehijauan dengan pembentuk utama terdiri dari kepingan kuarsa yang berukuran halus hingga kasar, berlapis baik dan memiliki tebal lapisan 20 – 40 meter. Formasi ini berumur Akhir Miosen.

2.3.10 Formasi Mundu

Formasi Mundu merupakan formasi yang terdiri dari napal massif berwarna abu-abu keputihan, formasi ini terletak persis di atas Formasi Ledok. Formasi Mundu kaya akan foraminifera plankton dan diendapkan pada laut terbuka dan berumur pada era Miosen Akhir hingga Pliosen Akhir. Penyebaran formasi ini cukup luas dan diperkirakan formasi ini diendapkan pada laut terbuka dan berkembang ke arah atas pada lingkungan paparan dangkal dengan kedalaman 100-200 meter. Ketebalan pada formasi ini cenderung bertambah ke arah selatan hingga mencapai 700 m.

2.3.11 Formasi Paciran

Formasi Paciran merupakan formasi yang terdiri dari batuan gamping masif yang umumnya merupakan batugamping terumbu yang banyak dijumpai di utara Zona Rembang dari wilayah Tuban, Lamongan dan Gresik yang berumur Pliosen hingga Awal Plistosen. Gejala permukaan menunjukkan bahwa batuan penyusun pada formasi ini berubah menjadi kapur. Formasi Paciran sendiri tersebar terutama di bagian utara dari Zona Rembang.

2.3.12 Formasi Lidah

Merupakan formasi yang terdiri dari batulempung hitam dengan sisipan batupasir yang mengandung moluska dan batulempung abu-abu,

mengandung kuarsa dan menunjukkan struktur perairan bersilang. Formasi Lidah terendapkan dalam lingkungan laut dangkal dan menindih secara selaras pada Formasi Mundu dengan ketebalan kurang lebih 40 meter. Formasi ini berumur pada era Pliosen Akhir – Plistosen.

2.4 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

Fase tektonik Cekungan Jawa Timur Utara tidak lepas dari aktivitas tektonik berupa pergerakan Lempeng Samudera Indo-Australia ke arah utara, Lempeng Eurasia yang relatif stabil dan Lempeng Samudera Filipina dan Pasifik yang bergerak ke arah barat. Aktivitas tektonik yang terjadi pada umur Plio-Pleistosen menyebabkan adanya pengangkatan daerah regional Cekungan Jawa Timur Utara dan membentuk morfologi seperti sekarang (Satyana, 2005).

Sejarah struktur geologi Jawa Timur memiliki hubungan dengan sejarah struktur pulau Jawa bagian Barat dan juga sejarah tektonik regional Asia Tenggara. Hal ini dikarenakan daerah Jawa Timur terletak di Paparan Sunda bagian Tenggara, dengan batuan alasnya berupa *Cretaceous* sampai basal *Tertiary mélange*. Terdapat tiga orogenesis yang berpengaruh terhadap wilayah Cekungan Jawa Timur Utara diantaranya :

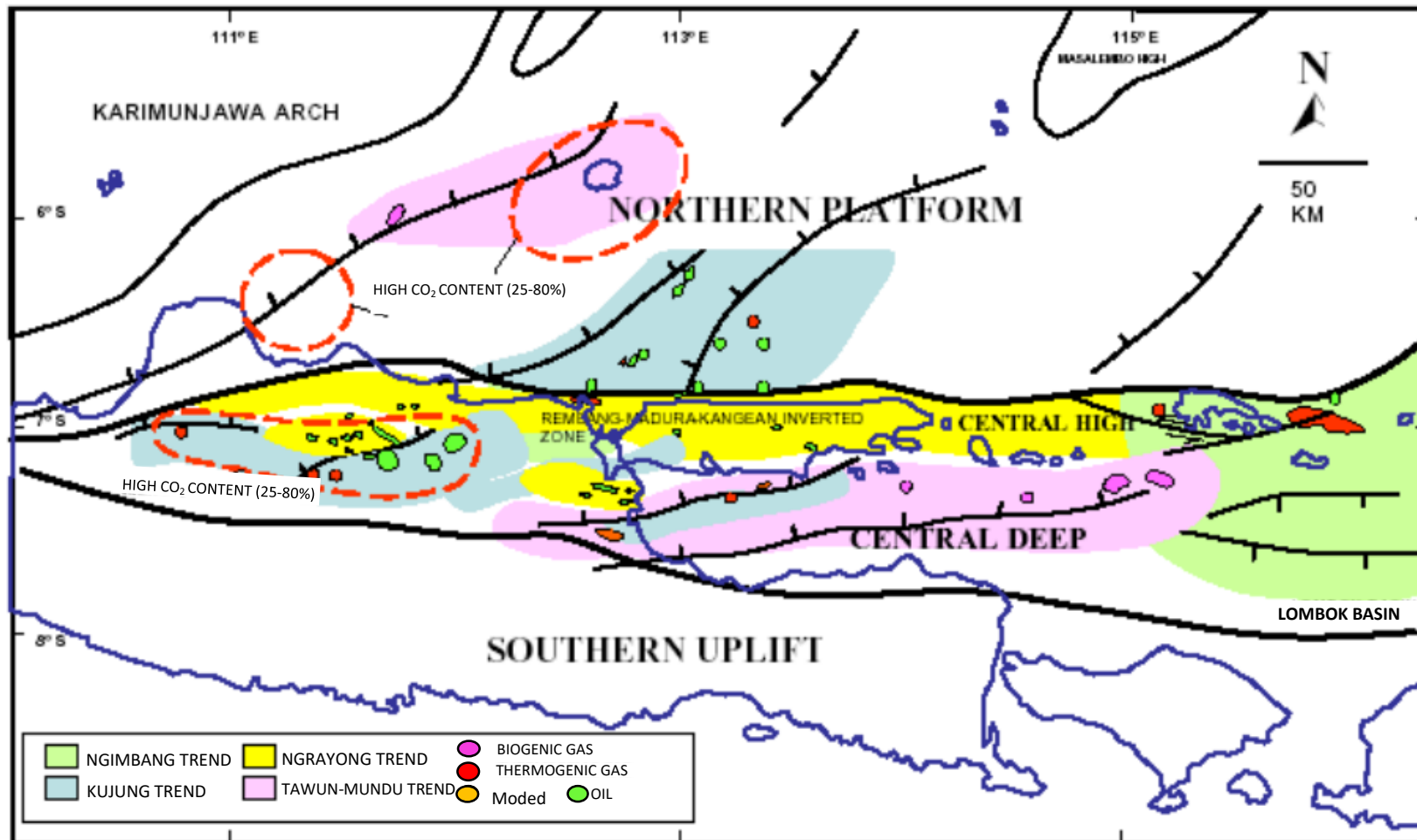
1. Kapur atas sampai Eosen Tengah, pada masa kapur akhir terjadi deformasi kompresi mengikuti tumbukan lempengan Laut Jawa bagian timur dengan Paparan Sunda. Sedangkan pada masa Eosen terjadi *rifting* yang diikuti oleh kembali aktifnya sesar naik Pra-Eosen dan pembentukan sesar normal.
2. Miosen Tengah, Orogenesa pada Miosen Tengah, pada masa ini orogenesis ditandai oleh peristiwa regresi dan hiatus di daerah Cepu yang dicirikan oleh perubahan fasies dan transgresi zona sesar RMKS (Rembang – Madura – Kangean – Sakal).
3. Pliosen-Plistosen, pada masa Pliosen akhir terbentuk lipatan hingga Plistosen Akhir dan aktivitas vulkanik busur Sunda – Jawa yang dimulai pada Pliosen Akhir hingga saat ini.

Menurut (Satyana, 2005) Cekungan Jawa Timur dibagi menjadi 3 mandala struktur yang berada dari Utara ke Selatan yaitu :

1. Paparan Utara (*Northern Platform*) tersusun dari Busur Bawean, Paparan Kangean Utara dan Paparan Madura.
2. Tinggian Tengah (*Middle High*) tersusun dari Kangean, Tinggian Lombok, Jawa Utara Laut (Kujung) dan Madura.
3. Cekungan Selatan (*Southern Basin*) terdiri dari beberapa zona yaitu Zona Rembang, Sub Cekungan Lombok dan Selat Madura.

Secara geologi Cekungan Jawa Timur Utara terbentuk oleh dua sistem sesar yaitu sistem sesar mendatar mengiri ke arah timur-barat dan sistem sesar mendatar mengiri ke arah timurlaut-baratdaya. Cekungan Jawa Timur Utara sendiri terbentuk oleh beberapa elemen struktur utama yang meliputi dari selatan ke utara, diantaranya:

1. Zona Kendeng – Selat Madura berada pada arah timurbarat dengan posisi memanjang yang dicirikan dengan memiliki banyak sesar naik, terdapat struktur lipatan dan sesar normal.
2. Zona Rembang Selatan dan Randublatung merupakan zona yang memiliki pola struktur yang mengarah timur-barat dan struktur kubah yang berasosiasi dengan struktur sesar seperti antiklin Ngimbang. Zona ini dicirikan dengan pola lipatan dan termasuk zona negatif.
3. Zona Rembang Utara dan Madura Utara merupakan zona yang memiliki struktur antiklinorium yang berasosiasi pada sistem sesar mendatar yang berarah ke timurlaut – baratdaya yang menuju ke Kawasan selatan.



Gambar 4. Tiga struktur utama Cekungan Jawa Timur Utara (Satyana dkk.,2005).

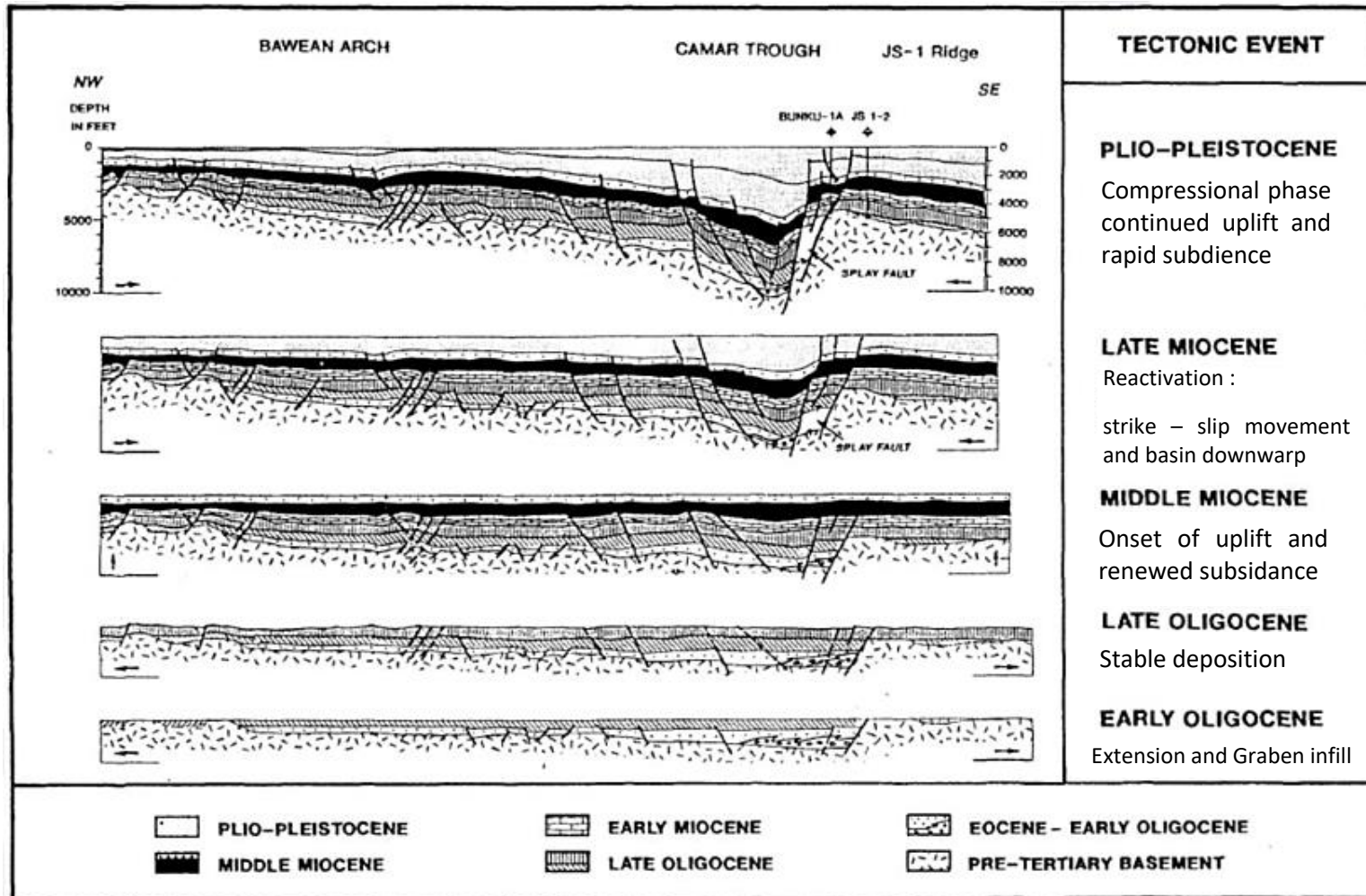
Cekungan Jawa Timur utara memiliki 3 fase tektonik yang mengakibatkan terbentuknya pola-pola struktur yang berkembang pada daerah ini, yaitu pola Meratus (timurlaut-baratdaya), pola Sunda (utara-selatan) dan pola RMKS (timur-barat) (Sribundiyani, 2003).

Fase pertama terjadi pada kurun waktu Eosen hingga Oligosen awal dengan aktivitas tektonik yang terjadi yaitu fase ekstensional. Pada waktu Paleosen – Eosen terdapat dua zona sesar dengan pergerakan strike-slip, kedua zona sesar itu merupakan sesar pamanukan Cilacap dengan arah tren Sumatra serta Zona Sesar Adang-lupar. Pergerakan kedua zona sesar ini mengakibatkan terbentuknya proses tektonik ekstensional.

Fase tektonik kedua yaitu fase pelesakan, fase ini terjadi pada kurun waktu Oligosen Akhir. Aktivitas tektonik ini disebabkan oleh adanya Sesar RMKS (Rembang Madura Kangean Sakala). Aktivitas tektonik pada fase ini menyebabkan pertumbuhan terumbu yang cukup signifikan karena morfologi yang terbentuk pada fase ini.

Fase tektonik yang ketiga yaitu fase kompresional yang terjadi pada kurun waktu Miosen Awal. Aktivitas tektonik ini menyebabkan terjadinya inversi pada beberapa tempat. Pada fase ini dicirikan dengan terendahnya paparan karbonat pada Miosen Awal. Aktivitas Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Eurasia pada kurun waktu Pliosen-Plistosen mengakibatkan terjadinya pengangkatan dan penurunan dasar cekungan secara cepat

Berdasarkan aktivitas tektonik yang telah dijelaskan maka diketahui bahwa Cekungan Jawa Timur Utara memiliki dua pola struktur utama yaitu pola yang memiliki arah timurlaut-baratdaya dan pola timur-barat. Pola-pola tersebut terbentuk pada waktu yang berbeda – beda. Pola timur-barat adalah pola yang sejajar dengan pola RMKS (Rembang, Madura, Kangean dan Sakala), dimana pola ini relatif berkembang pada bagian selatan dan pola timurlaut-baratdaya adalah pola yang hampir terlihat pada semua daerah penelitian dan pola ini sejajar dengan pola meratus (Manur dan Barraclough, 1994).



Gambar 5. Perkembangan tektonik Cekungan Jawa Timur Utara (Satyana, 2003).

2.5 Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

Cekungan Jawa Timur Utara adalah salah satu daerah penghasil hidrokarbon yang besar dan juga produktif di Indonesia. Hal ini dikarenakan tatanan stratigrafi dan struktur penyusunnya menghasilkan *petroleum system* yang sedemikian rupa sehingga sangat potensial dalam membentuk hidrokarbon. Beberapa komponen penting dalam *petroleum system* yang ada di Cekungan Jawa Timur Utara yaitu :

2.5.1 Batuan Induk

Menurut (Sutantri dkk, 1973) batuan induk yang terdapat di cekungan Jawa Timur Utara merupakan batuan induk baik yang berasal dari batuan klastik ataupun karbonat yang berasal dari batuan berumur Miosen Awal – Pliosen. Batuan induk di daerah Cekungan Jawa Timur Utara banyak ditemukan di Formasi Ngimbang dan Tawun berupa lapisan serpih. Formasi Ngimbang memiliki potensi minyak dan gas bumi yang berasal dari serpih karbonat dengan nilai TOC 2% - 17% dengan kerogen tipe II dan III. Formasi Ngimbang sendiri berada pada umur Eosen. Sedangkan formasi Tawun mengandung nilai karbon *organic* yang rendah tetapi memiliki jumlah yang sangat tebal dan mengandung kerogen penghasil minyak. Potensi minyak yang ada cenderung meningkat ke arah barat dengan nilai TOC sebesar <1% dengan kerogen tipe IV. Formasi Tawun berada pada umur Miosen Awal hingga Tengah.

Menurut (Mudjiono & Pirone, 2001) di dalam Cekungan Jawa Timur memiliki 95% sumber minyak dan gas dengan TOC berkisar 1 – 4 pada batu gamping di setiap intervalnya, 0.22 – 2 pada batu serpih dan 7 – 8 pada batu bara.

2.5.2 Batuan Reservoir

Reservoir yang banyak dijumpai pada cekungan Jawa Timur Utara yaitu batuan karbonat dari Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung, batupasir dari Formasi Ngrayong dan silisiklasik dari Formasi Ngimbang, Formasi

Ngrayong dan Formasi Tuban. Reservoir utama pada Cekungan Jawa Timur Utara berada pada Formasi Ngrayong berupa batupasir.

2.5.3 Migrasi

Cekungan Jawa Timur Utara memiliki tiga jenis migrasi yaitu :

- a. Migrasi primer yaitu migrasi yang terjadi pada waktu Miosen Tengah hingga Miosen Atas dimana Hidrokarbon dari formasi Ngimbang bermigrasi melalui *carrie-bed* kemudian masuk ke reservoir karbonat Formasi Kujung-Tuban yang ada di atas basement.
- b. Migrasi primer merupakan migrasi yang terjadi pada waktu Pliosen-Recent, terjadi ketika hidrokarbon masuk dari Formasi Ngimbang menuju ke struktur perangkap akibat tektonik Plio-Pleistosen yang melalui jalur patahan.
- c. Migrasi sekunder yaitu migrasi yang terjadi setelah masa Plio-Pleistosen, terjadi ketika hidrokarbon yang telah terperangkap pada *reservoir* karbonat Kujung-Tuban. Hal tersebut diakibatkan oleh pengaruh aktivitas tektonik dan perubahan konfigurasi kemiringan lapisan batuan.

2.5.4 Perangkap

Perangkap stratigrafi untuk hidrokarbon yang berkembang di Cekungan Jawa Timur Utara merupakan struktur dan stratigrafi yang terbentuk pada era Miosen (penumpukan karbonat) yaitu *carbonate build-up* pada masa Oligosen Akhir hingga Miosen Awal dan struktur *uplift* selama Miosen Awal hingga Miosen Akhir.

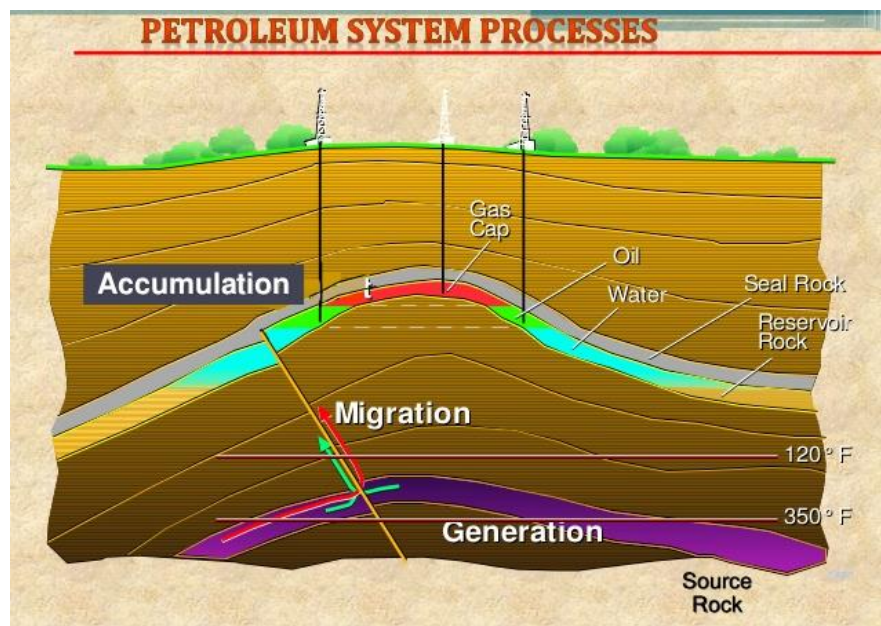
2.5.5 Penutup

Shale yang melimpah di Formasi Tuban merupakan mayoritas batuan yang membentuk *seal* atau penutup. Cadangan hidrokarbon Formasi Kujung ditutupi oleh serpih. Serpih dari Formasi Wonocolo juga berfungsi sebagai penutup (*seal*).

III. TEORI DASAR

3.1 *Petroleum System*

Petroleum System adalah sebuah sistem untuk mengetahui keberadaan minyak dan gas bumi yang bisa dieksploitasi secara geologi.



Gambar 6. *Petroleum system* (Tryono, 2016).

Beberapa faktor yang terdapat pada *petroleum system* berhubungan satu sama lain, sehingga jika ada 1 komponen yang kurang dalam *petroleum system* maka hidrokarbon tidak dapat terbentuk atau terakumulasi. Komponen-komponen tersebut harus berada pada waktu yang tepat sehingga bahan organik yang terkandung dalam *source rock* dapat diubah menjadi hidrokarbon. Terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi terbentuknya *petroleum system* diantaranya:

3.1.1 Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk yaitu batuan sedimen berbutir halus yang merupakan potensi penghasil hidrokarbon. Suatu batuan dapat dikatakan batuan induk jika batuan tersebut memiliki kekayaan material organik, kematangan termal batuan dan kualitas material organik yang sesuai. Menurut (Waples,1985) batuan induk dapat dikategorikan menjadi 3 yaitu:

- a. batuan induk efektif atau *effective source rock*, yaitu batuan sedimen yang telah membentuk dan menghasilkan hidrokarbon. Batuan dikatakan sebagai batuan induk efektif apabila batuan tersebut dapat menggenerasikan minyak atau gas bumi dan sebaliknya batuan dikatakan batuan tidak efektif apabila batuan tersebut tidak dapat memproduksi minyak ataupun gas bumi.
- b. Mungkin batuan induk atau *possible source rock*, yaitu batuan sedimen yang pernah dievaluasi potensinya tetapi masih kemungkinan untuk menghasilkan hidrokarbon.
- c. Batuan induk potensial atau *potential source rock*, yaitu batuan sedimen yang belum matang (*immature*) tetapi memungkinkan untuk menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang signifikan. Untuk menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang signifikan saat dipanaskan di laboratorium.

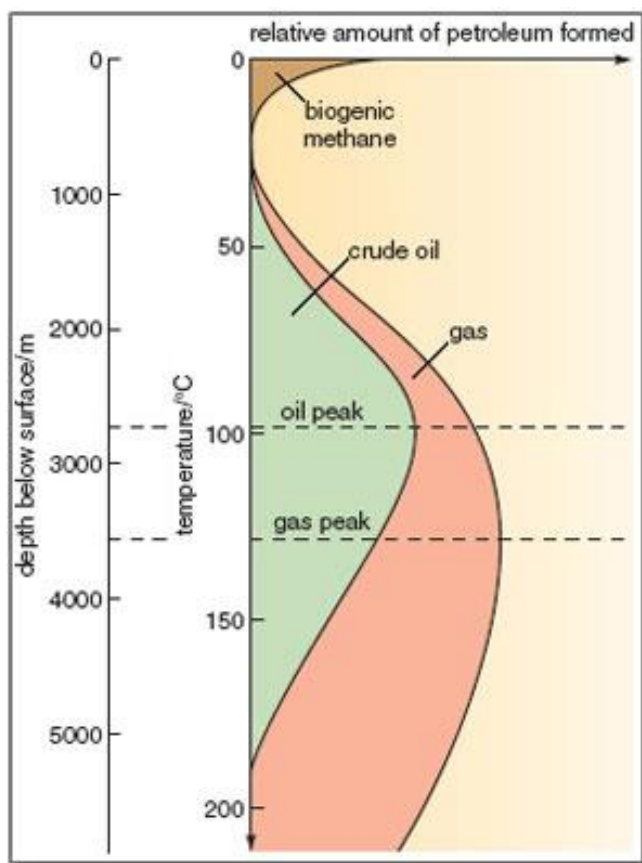
Batuan induk yang memiliki kandungan organik lebih dari 0,5% dianggap mampu menggenerasikan hidrokarbon dengan kapitalis baik. Batuan induk umumnya disusun oleh material klastik, karbon organik dan karbonat yang memiliki ukuran butir yang halus dan berfungsi untuk mengawetkan kandungan material organik di dalamnya. Batuan induk umumnya berupa batuan karbonat, batuan *shale* dan batubara.

Peters dan Cassa, 1994 menjelaskan bahwa untuk melakukan analisa batuan induk dibutuhkan 3 hal yaitu :

- Kematangan termal.
- Kualitas bahan organik (tipe kerogen).
- Jumlah kandungan bahan organik (TOC).

Source rock kaya akan kandungan unsur atom karbon (C) yang diperoleh dari cangkang-cangkang fosil yang terendapkan pada batuan tersebut. Karbon inilah yang berfungsi sebagai unsur utama dalam rantai penyusunan ikatan kimia hidrokarbon. Hidrokarbon sendiri merupakan batuan sedimen yang kaya kandungan material organik yang tersimpang di berbagai lingkungan seperti air laut dalam, lakustrin dan delta bahan organik seperti ganggang.

Kematangan batuan induk terjadi karena adanya proses pemanasan. Semakin dalam batuan induk berada maka akan semakin panas dan menghasilkan minyak. Proses kematangan ini tergantung pada suhu dan suhu bergantung pada besarnya gradien geothermal sehingga setiap daerah tidak sama tingkat kematangannya.



Gambar 7. hubungan antara pembentukan hidrokarbon dengan temperatur (Merril, 1991).

Berdasarkan Gambar dapat dilihat bahwa minyak terbentuk pada suhu 50 - 180°C. Untuk puncak kematangan terbagus berada pada suhu 100°C. Ketika suhu terus bertambah karena cekungan semakin dalam akan diikuti dengan penambahan batuan penimbun sehingga suhu yang tinggi akan membuat karbon menjadi gas.

3.1.2 Batuan Reservoir

Batuan reservoir merupakan sebuah wadah yang mengandung hidrokarbon yang ada di dalam permukaan bumi. Biasanya batuan reservoir berhubungan dengan besarnya nilai porositas dan permeabilitas batuan, dimana porositas merupakan parameter jumlah kandungan pori-pori batuan terhadap kandungan keseluruhan batuan. Sedangkan permeabilitas ialah kemampuan medium berongga untuk mengalirkan kandungan batuan. Batuan reservoir bertujuan sebagai tempat penyimpanan minyak yang berupa ruang berongga atau berpori. Batuan reservoir biasanya terbentuk dari batuan sedimen seperti batu karbonat, *shale* & batupasir.

3.1.3. Migrasi

Proses pergerakan hidrokarbon melalui pori-pori batuan atau retakan dari batuan induk ke batuan reservoir disebut dengan migrasi. Adanya gaya pemadatan, tekanan hidrodinamis, tekanan hidrostatik, penyerapan fluida, lantanansi dan tekanan kapiler berdampak pada proses migrasi. Proses migrasi sendiri dibedakan menjadi 2 yaitu :

- a. Migrasi primer yaitu proses migrasi dimana *source rock* berpindah secara langsung menuju reservoir.
- b. Migrasi sekunder yaitu proses perpindahan hidrokarbon lanjutan menuju reservoir lain tempat hidrokarbon terakumulasi.

3.1.4 Perangkap

Perangkap yaitu suatu tempat dimana mampu menghambat atau menampung aliran hidrokarbon, sehingga hidrokarbon dapat terakumulasi di reservoir. Perangkap sendiri dibagi menjadi 3 jenis yaitu : perangkap stratigrafi, perangkap struktur dan perangkap kombinasi.

Perangkap stratigrafi yaitu perangkap yang dipengaruhi oleh variasi lapisan secara vertikal dan horizontal. Perangkap struktur yaitu perangkap yang terbentuk oleh kejadian deformasi lapisan dengan terbentuknya lipatan atau patahan. Sedangkan perangkap kombinasi yaitu perangkap gabungan antara perangkap stratigrafi dan perangkap struktur.

3.1.5. Batuan Penutup (*Seal Rock*)

Batuan penutup yaitu batuan dengan porositas dan permeabilitas yang buruk yang dapat mencegah hidrokarbon dalam reservoir bergerak. Fungsi dari batuan ini yaitu untuk menahan agar hidrokarbon berada di reservoir. Efektivitas lapisan penutup biasanya dipengaruhi sejumlah faktor yaitu : kedalaman lapisan, kontinuitas lateral dan ketebalan lapisan. Litologi yang efektif sebagai batuan penutup yaitu batuan klastik berbutir halus dan batuan evaporit. *Seal rock* paling umumnya yaitu *shale*.

3.2 *Well Logging*

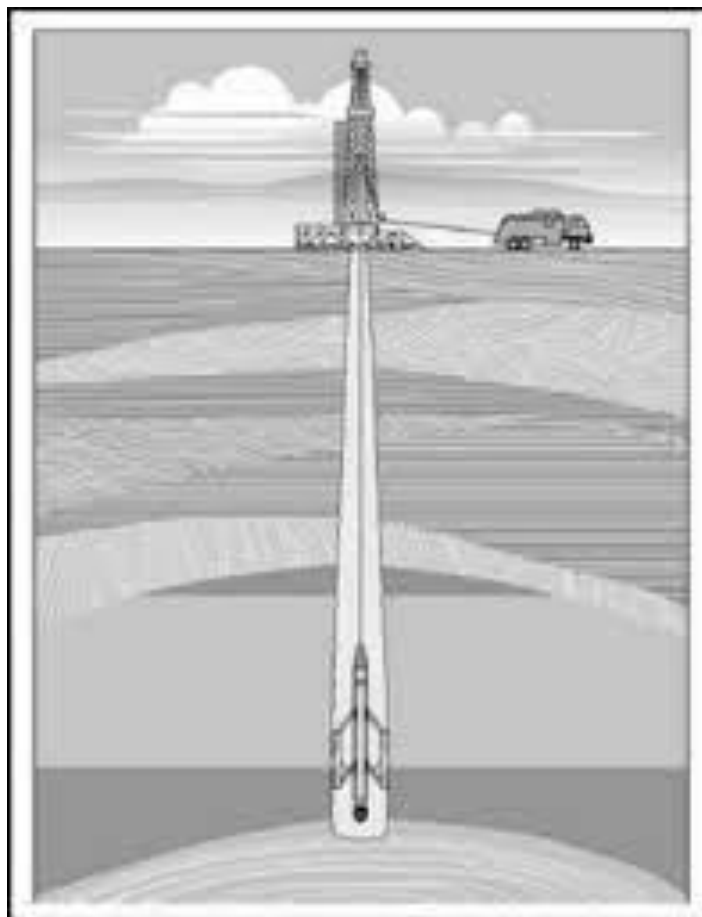
Salah satu teknik dalam geofisika yang akurat dalam memperkirakan kedalaman dan ketebalan lapisan adalah metode *well logging* (Warren, 2002). Metode *well logging* yaitu metode yang secara konstan merekam data dari pengukuran yang dilakukan pada sebuah lubang bor untuk melihat perubahan berbagai karakteristik fisik batuan yang dihasilkan dari pengeboran lubang bor. Teknik dasar dari metode ini yaitu alat secara berkala mengukur dari lubang pengeboran, parameter karakteristik fisik sebuah formasi batuan di setiap kedalaman. Kecepatan batuan, kekompakan formasi, tahanan jenis batuan dan potensi listrik batuan yang terlihat dari lubang pengeboran merupakan beberapa karakteristik fisik yang terukur (Setiahadiwibowo, 2016).

Manfaat dari metode ini sendiri yaitu untuk memperoleh data litologi, menganalisis porositas, resistivitas dan saturasi hidrokarbon. Selain itu terdapat tujuan lain dari metode ini yaitu penggunaan log yang berfungsi untuk menentukan zona yang dianggap mengandung hidrokarbon dalam sebuah reservoir secara kualitatif. Untuk mendapatkan nilai volume *shale*, porositas,

permeabilitas dan saturasi air dapat dilakukan dengan cara kuantitatif, sedangkan untuk memperoleh informasi berupa adanya lapisan permeabel, identifikasi tipe batuan serta penentuan batas-batas reservoir dapat dilakukan dengan cara kualitatif (Dewanto, 2018).

Secara umum kegiatan *well logging* memiliki beberapa tujuan yaitu:

- a. Menentukan ada tidaknya hidrokarbon pada sebuah daerah.
- b. Menentukan dimana tepatnya hidrokarbon berada.
- c. Menentukan seberapa banyak kandungan hidrokarbon dalam formasi.
- d. Menentukan apakah hidrokarbon tersebut potensial untuk diproduksi atau tidak.



Gambar 8. Gambaran perekaman well logging (Ibrahim, 2015)

Umumnya pada saat pengukuran metode *well logging* menggunakan prinsip-prinsip fisika, seperti gelombang akustik, radioaktif, resistivitas, konduktivitas dan lainnya. Pada kegiatan *well logging* secara konvensional, peralatan logging akan mengukur cepat setelah pengeboran selesai. *Well logging* dapat dilakukan dengan dua cara yaitu :

a. *Casedhole Logging*

Casedhole logging adalah kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur yang telah dilakukan casing. Pada cara ini hanya beberapa log yang dapat digunakan antara lain: *log caliper*, *log gamma ray*, NMR dan CBL.

b. *Openhole Logging*

Openhole logging yaitu kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur yang belum dilakukan casing. Pada umumnya semua jenis log dapat dilakukan untuk cara ini.

Untuk memperoleh data log Ellis & Singer (2008) mengelompokan 2 metode sebagai berikut :

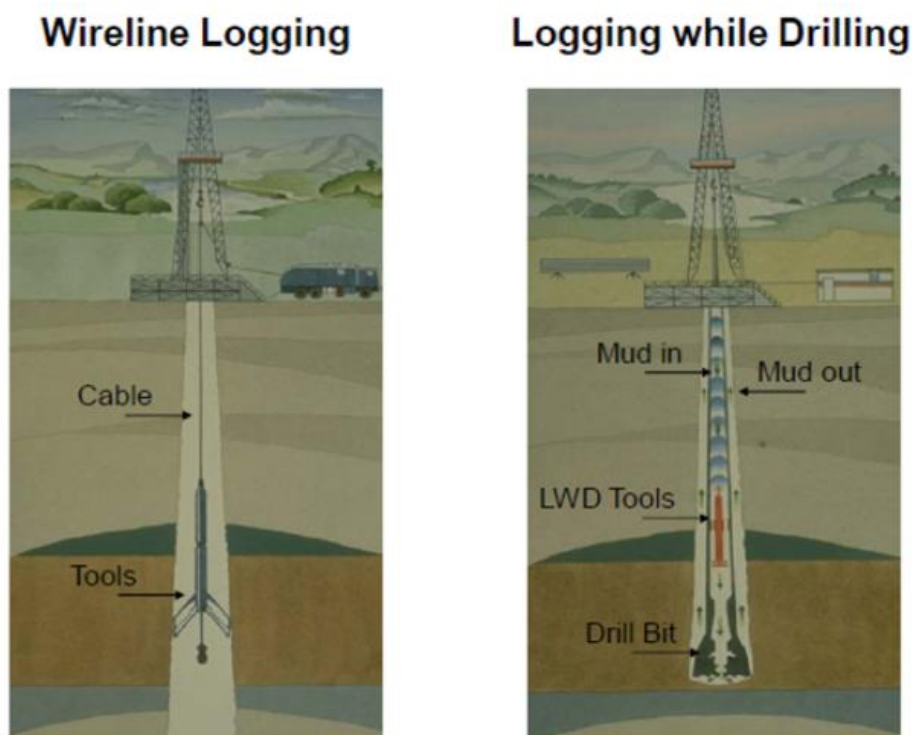
1. *Wireline logging*

Setelah pengeboran selesai dan pipa pengeboran diangkat, *wireline logging* digunakan untuk merekam data dengan menggunakan kabel. Untuk melakukan pengukuran dengan menggunakan metode ini, sebuah alat bernama sonde dimasukkan ke dalam lubang bor sampai bawah. Sonde kemudian ditarik dengan kecepatan yang konsisten dari dasar lubang ke kedalaman yang dipilih untuk memulai perekaman. Hasil pengukuran ditampilkan sebagai kurva log vertikal dengan skala tertentu yang sebanding dengan kedalaman. Metode *wireline logging* menampilkan hasil pengukuran sebagai grafik kedalaman yang kontinu dalam sumur bor (Harsono, 1997). *Log gamma ray* (GR), *log neutron Porosity* (NPHI), *log sonic Interval Transit Time* (DT), *log Resistivity* dan *Log Bulk Density* (RHOB) merupakan log *wireline* yang paling umum digunakan dalam evaluasi formasi.

2. Logging While Drilling

Proses pengukuran serta perekaman yang dilakukan secara bersamaan dikenal sebagai *Logging While Drilling*. Dengan menggunakan teknik ini pengukuran dilakukan secara *real time* oleh *measurement while drilling*. LWD pada dasarnya berguna untuk memberikan informasi formasi (porositas dan resistivitas) sedini mungkin pada saat pemboran.

Alat LWD sendiri terdiri dari tiga komponen yaitu: transmisi data, sensor logging bawah tanah dan sebuah penghubung permukaan. Metode ini memiliki beberapa keuntungan diantaranya : beberapa data bisa didapatkan secara langsung dan cepat, formasi diukur sesaat setelah pemboran untuk meminimalisir kerusakan formasi atau mud filtrate, dapat digunakan pada lintasan yang sulit, waktu yang dipakai lebih singkat. Diluar beberapa keuntungan tadi, metode LWD juga memiliki kekurangan yaitu : pengukuran tidak terlalu detail khususnya pada penetrasi yang tinggi, karena alat ini tidak menggunakan kabel maka saat melakukan transmisi data kecepatannya sangat lambat dan kerusakan memori perekam hanya bisa diketahui jika perangkat diangkat ke permukaan.



Gambar 9. Metode *wireline logging* dan *logging while drilling* (Ibrahim, 2015)

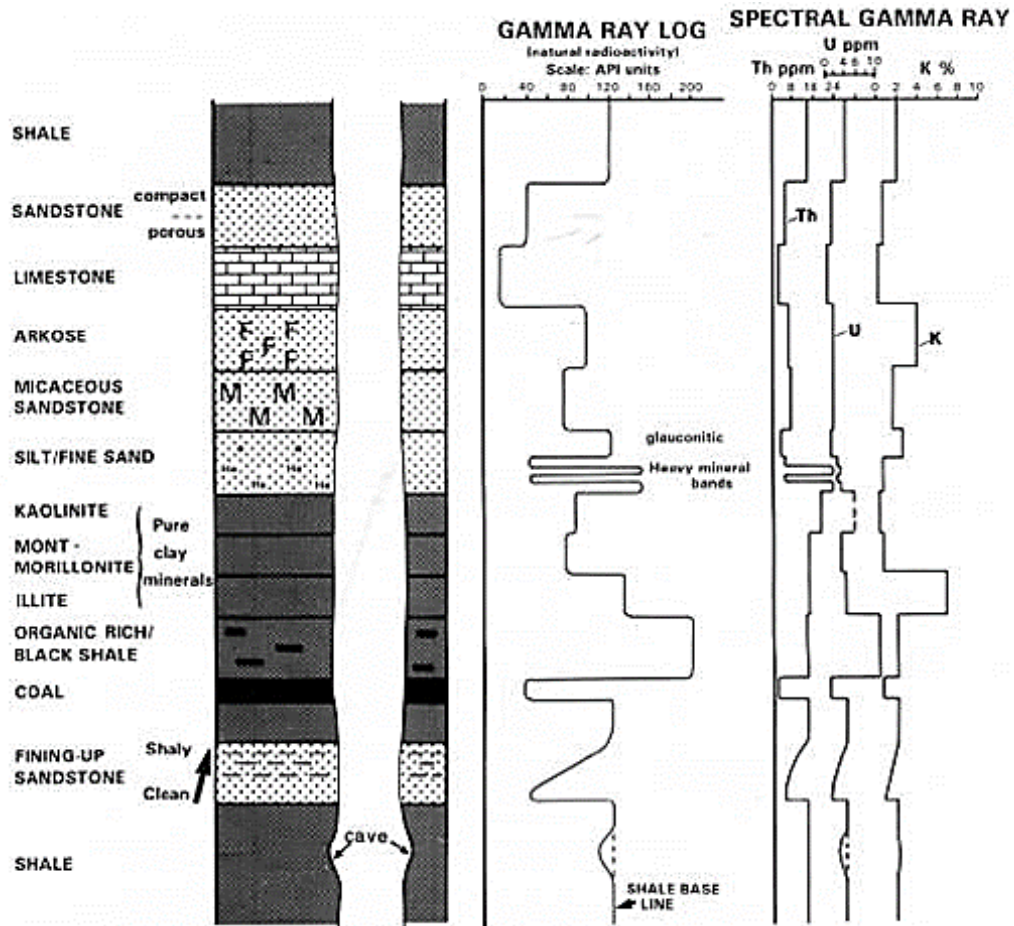
3.3. Jenis – Jenis Log

3.3.1. *Log Gamma Ray*

Log yang sering digunakan untuk mendeteksi atau mengetahui sinar gamma dari suatu formasi dalam batuan disebut dengan *log gamma ray*. Log ini memiliki sifat yang berhubungan dengan kandungan isotop radiogenik seperti Thorium (Th), Potasium (K) dan Uranium (U). Unsur radioaktif sering terkonsentrasi di dalam serpih non permeabel. Sehingga membuat sinar gamma sebagai alat yang akurat untuk mengidentifikasi lapisan non permeabel dan permeabel. Intensitas sinar gamma yang direkam oleh sinar gamma log memiliki nilai yang kecil karena di antara beberapa jenis batuan sedimen, batu kapur hingga batu pasir hampir tidak memiliki bahan radioaktif. *Shale* memiliki kandungan radioaktif yang tinggi, sehingga menghasilkan nilai tinggi untuk intensitas sinar gamma yang dikumpulkan oleh sinar gamma log.

Untuk melewati sebuah materi, gamma ray akan bertumbukan dengan atom dari zat penyusun formasi. Gamma ray akan kehilangan energinya setiap kali mengalami tumbukan. Setelah energinya hilang gamma ray akan diabsorpsi oleh atom formasi melalui suatu proses yang disebut dengan efek fotoelektrik (Ellis, 2008). Jadi gamma ray akan diabsorpsi secara gradual dan energinya akan mengalami reduksi setiap kali melewati formasi. Laju absorpsi berbeda-beda sesuai dengan densitas formasinya. Formasi dengan jumlah unsur radioaktif yang sama per unit volume tetapi mempunyai densitas yang berbeda akan menunjukkan perbedaan tingkat radioaktivitas. Formasi yang densitasnya lebih rendah akan terlihat lebih sedikit unsur radioaktifnya.

Prinsip dari pengukuran *log gamma ray* yaitu mendeteksi arus yang dihasilkan oleh ionisasi yang disebabkan oleh injeksi sinar gamma dari pembentukan gas ideal yang terdapat dalam ruang ionisasi. Alat sinar gamma yang diturunkan ke dalam lubang bor dan radiasi sinar gamma direkam menggunakan pengukuran sinar gamma log.



Gambar 10. Respon log gamma ray (Rider, 2002).

Unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih tidak permeabel, yang terjadi selama proses perubahan geologi batuan sehingga menyebabkan tingkat radiasi *shale* lebih tinggi. Pada formasi permeabel tingkat radiasi akan lebih rendah dan kurva akan turun ke arah kiri, sehingga *log gamma ray* merupakan log permeabilitas yang bagus karena mampu memisahkan lapisan serpih dari lapisan permeabel dengan baik. *Log gamma ray* memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) dengan skala biasanya berkisar antara 1-150 atau 0-200 API jika terdapat lapisan *organic rich shale*. *Log gamma ray* biasanya ditampilkan pada kolom pertama bersama dengan kurva *Log SP* dan *Log Caliper*.

Tabel 1. Interpretasi log GR terhadap litologi (Asquith dkk, 1982).

Radioaktif Sangat Rendah (0 – 32.5 API)	Radioaktif Rendah (32.5 – 60 API)	Radioaktif Menengah (60 – 100 API)	Radioaktif Sangat Tinggi (>100 API)
Anhidrit	Batupasir	Arkose	Batuan serpih
Salt	Batugamping	Batuan granit	Abu Vulkanik
Batubara	Dolomit	Lempungan	Bentonit
		Pasiran	
		Gamping	

Batu gamping, batupasir atau batu kapur menghasilkan pembacaan nilai gamma ray yang rendah dikarenakan memiliki kandungan radioaktif yang rendah. Dengan bertambahnya kandungan *shale* di dalam batuan akan menyebabkan kandungan radioaktif semakin besar dan juga pembacaan nilai gamma ray akan semakin besar.

Menurut Asquith dan Krygowski (2004) *log gamma ray* banyak digunakan untuk :

- Evaluasi mineral radioaktif.
- Determinasi lapisan permeabel.
- Evaluasi kandungan serpih Vsh.
- Analisis lapisan mineral radioaktif.
- Analisis dan korelasi fasies bawah permukaan.

Log gamma ray memiliki fungsi lain yaitu untuk mengidentifikasi lapisan permeabel disaat log SP tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau ketika log SP tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*). Dalam pelaksanaannya penggunaan *log gamma ray* dilakukan dengan menurunkan instrument *log gamma ray* kedalam lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap interval tertentu. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal* dan *gypsum* (Erihartanti, 2015).

3.3.4 Log Resistivitas

Log tahanan jenis atau sering disebut log resistivitas adalah metode untuk mengukur tahanan jenis listrik suatu batuan dalam formasi di bawah permukaan. Satuan dari log ini yaitu ohm-m dengan skala logaritmik dengan nilai 0.2 – 2000 ohm-m. Jenis fluida yang ada di dalam reservoir dapat ditentukan dengan menggunakan resistivitas log, dimana semakin besar resistansi yang diukur oleh log resistivitas maka akan semakin sedikit listrik yang dapat dialirkan oleh batuan tersebut. Jika sebuah batuan menghantarkan listrik dengan mudah maka nilai resistivitasnya akan rendah dan jika sebuah batuan sulit menghantarkan listrik maka nilai resistivitasnya akan tinggi. Beberapa kegunaan log resistivitas yaitu sebagai berikut:

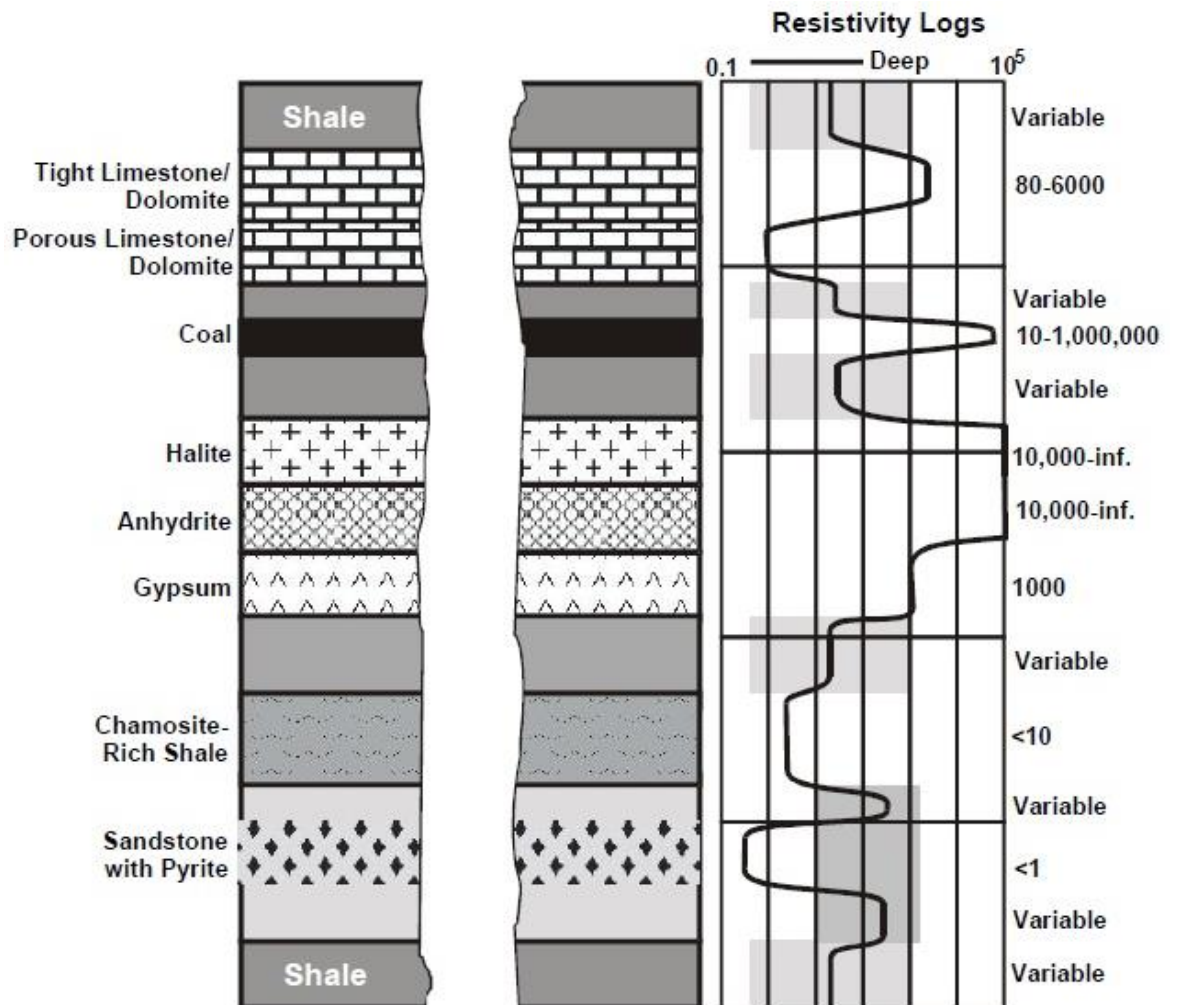
- Penentuan kejenuhan air (S_w).
- Penentuan resistivitas air R_w di tempat asal.
- Untuk interpretasi deteksi terhadap hidrokarbon.

Biasanya terdapat tiga jenis penetrasi resistivitas yang digunakan dalam pengukuran log resistivitas: *deep (uninvaded zone)*, *shallow (borehole)* dan *medium (invaded zone)*. Untuk mencegah kesalahan dalam pembacaan log resistivitas yang disebabkan oleh efek lumpur selama pengeboran. Dalam menentukan kedalaman penetrasi tingkat saturasi air dapat ditentukan dengan menggunakan log ini, dimana semakin tinggi saturasi airnya maka akan semakin rendah nilai resistivitasnya.

Menurut Harsono (1997) log resistivitas dapat dibedakan menjadi beberapa macam yaitu:

1. *Deep Induction (ILD)* yaitu pengukuran dengan jangkauan yang paling dalam untuk mengukur nilai resistivitas suatu formasi pada daerah *uninvaded zone*.
2. *Deep Laterolog (LLD)* yaitu pengukuran nilai resistivitas dengan jangkauan yang sedang pada daerah *transition zone*.
3. *Shallow laterolog (LLS)* yaitu pengukuran nilai resistivitas dengan jangkauan yang dangkal pada daerah *flushed zone*.

Alat yang digunakan log resistivitas yaitu *resistivity tools*, dimana alat ini terbagi menjadi 2 yaitu *laterolog* dan *induction logs*. Jenis hambatan pada batuan akan menunjukkan bagaimana saturasi air dan porositas air mempengaruhi karakteristik listrik batuan. Oleh karena itu dapat disimpulkan bahwa dengan menggunakan log ini dapat menentukan adanya hidrokarbon di daerah target (Bassiouni, 1994).



Gambar 11. Respon log resistivitas (Rider,2002).

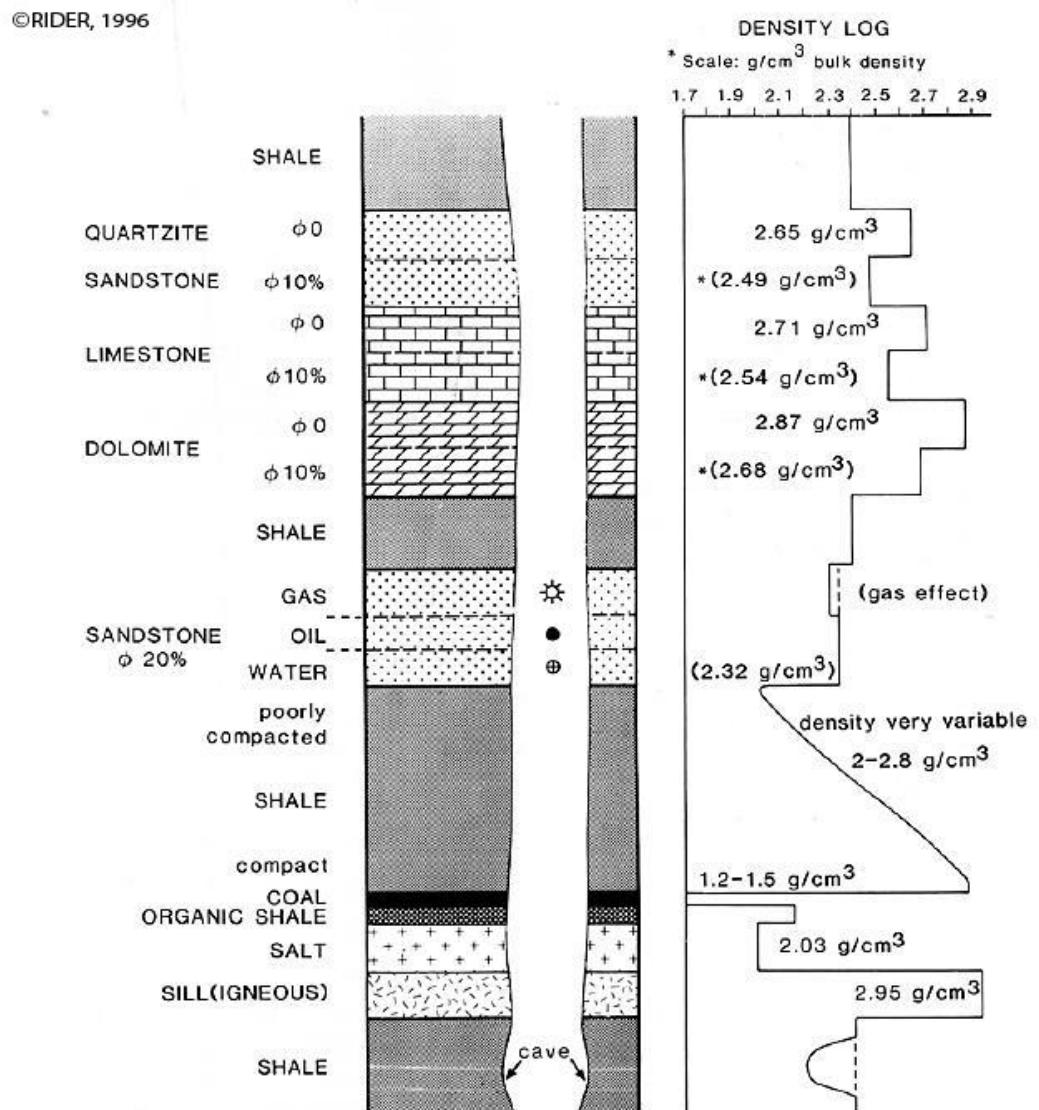
3.3.3. Log Densitas

Log yang digunakan untuk mengetahui besarnya nilai densitas bulk disebut dengan log densitas. Penggunaan energi sinar gamma merupakan prinsip dari log ini. Energi akan berkurang ketika sinar gamma berinteraksi dengan elektron di dalam batuan. Detektor pada jarak tertentu dari sumber akan menerima energi yang kembali setelah terjadi tumbukan. Energi yang kembali menunjukkan bahwa ada lebih banyak elektron di batuan sehingga butiran penyusun dalam batuan akan semakin padat. Besar kecilnya energi yang akan diserap oleh detektor bergantung pada beberapa hal yaitu :

- Besarnya porositas batuan.
- Tinggi rendahnya nilai densitas yang terkandung dalam pori-pori batuan.
- Tinggi rendahnya nilai densitas matriks batuan.

Volume batuan yang diselidiki oleh alat *density log* bergantung pada jarak antara sumber radioaktif dan detektor. Sebuah sumber radioaktif yang diarahkan ke dinding bor akan mengeluarkan sinar gamma berenergi sedang ke dalam formasi. Sinar gamma tersebut akan bertumbukan dengan elektron yang ada di dalam formasi. Pada tiap kali tumbukan, sinar gamma akan kehilangan sebagian energinya yang diserap oleh elektron. Sinar gamma tersebut akan terus bergerak dengan energi yang ada. Jenis interaksi ini dikenal dengan hamburan *Compton*. Hamburan sinar gamma tersebut akan ditangkap oleh detektor yang ditempatkan di dekat sumber sinar gamma. Jumlah sinar gamma yang kembali tersebut kemudian digunakan sebagai indikator dari densitas formasi. Nilai hamburan *Compton* dipengaruhi oleh jumlah elektron yang ada di dalam formasi. Sebagai akibatnya, respon *density tool* dibedakan berdasarkan densitas elektronnya (jumlah elektron setiap sentimeter kubik). Densitas elektron berhubungan dengan *true bulk density* yang bergantung pada densitas matriks batuan, porositas formasi dan densitas fluida yang mengisi pori (Shclumberger, 1989).

Log densitas akan menunjukkan besarnya nilai densitas dari batuan, yang mana dari nilai densitas ini bertujuan untuk menentukan besaran porositas dan mendeteksi adanya hidrokarbon dengan menggunakan log neutron. Prinsip dari log ini yaitu dengan memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakan pada lubang bor.



Gambar 12. Respon log densitas (Rider, 2002).

Log densitas menggambarkan sifat – sifat grafik yang memiliki nilai rendah jika bergerak ke arah formasi yang mengandung gas. Sedangkan jika suatu formasi tersebut mengandung minyak atau air maka defleksi kurjanya akan mengarah ke nilai yang lebih tinggi. Tujuan dari log ini yaitu untuk mengetahui nilai porositas dengan melakukan pengukuran densitas bulk

batuan dan dapat dijadikan acuan sebagai parameter untuk mendeteksi adanya kandungan minyak maupun gas bumi ataupun air, membantu dalam mengevaluasi lapisan *shale* dan dapat digunakan untuk menentukan densitas hidrokarbon (Asquith dan Krygowski, 2004).

Menurut Asquith dan Krygowski (2004), untuk menentukan porositas pada log densitas dapat menggunakan rumus dengan persamaan sebagai berikut :

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fi}} \quad (1)$$

Dimana :

ϕ_D = Porositas log densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks (g/cm^3)

ρ_{fi} = Densitas bulk (g/cm^3)

ρ_b = Densitas fluida (g/cm^3)

Tabel 2. Densitas matriks dari berbagai litologi (Asquith & Krygowski, 2004).

Litologi	Densitas (g/cm^3)
Batupasir (<i>sandstone</i>)	2.644
Batugamping (<i>Limestone</i>)	2.710
<i>Dolomite</i>	2.877
Anhydrit	2.960
Garam	2.040

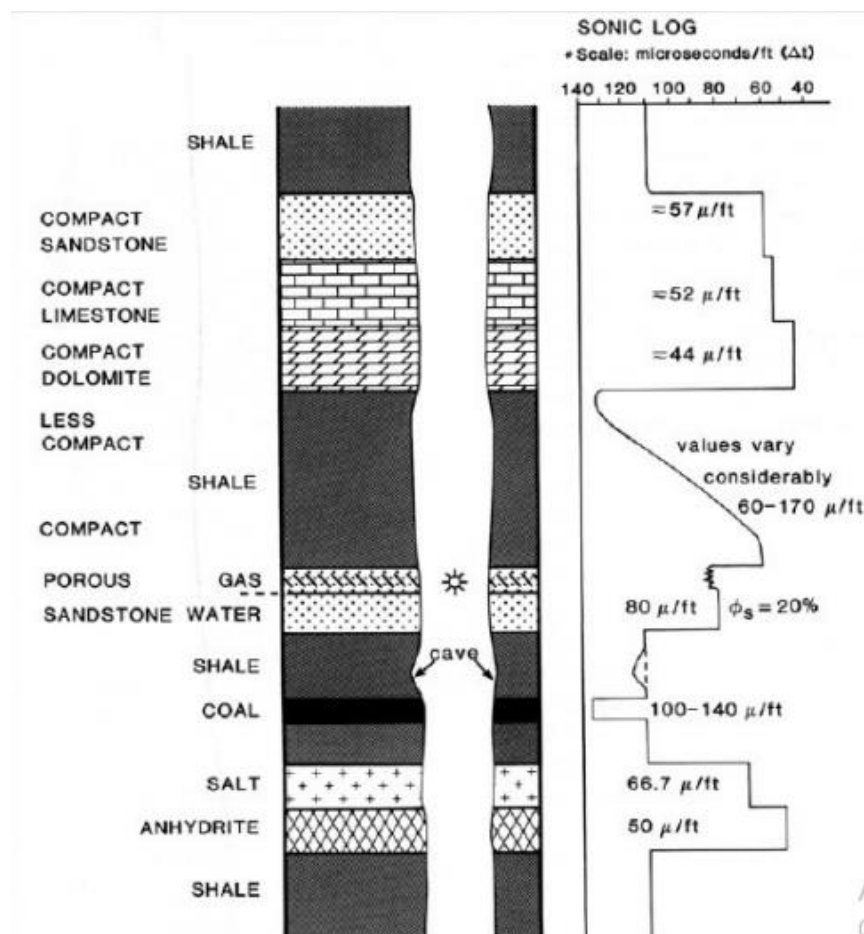
Besaran densitas yang didapatkan sangat berguna untuk menentukan besarnya porositas. Tinggi rendahnya nilai densitas batuan dapat mempengaruhi nilai porositas dan jenis kandungan yang ada di dalam batuan. Jika batuan semakin kompak, maka porositas yang terbentuk juga semakin kecil. Log densitas digunakan untuk mengetahui nilai porositas dan densitas hidrokarbon secara kuantitatif. Sedangkan secara kualitatif log densitas digunakan untuk mengidentifikasi jenis mineral dan litologi tertentu.

3.3.4 Log Sonik

Log sonik biasanya digunakan dalam proses pengeboran untuk mengetahui nilai porositas batuan. Log sonik adalah log yang mencatat durasi waktu kecepatan suara yang dibutuhkan untuk mencapai suatu formasi. Waktu yang dibutuhkan oleh gelombang untuk sampai ke *receiver* disebut sebagai *interval transit time*.

Menurut Shandika, (2016) ada beberapa kegunaan dari log sonik selain untuk mengukur porositas batuan yaitu :

- Pelengkap data untuk *synthetic seismogram*.
- Untuk mengukur volume batuan yang digunakan dalam analisis seismik.
- Untuk mengidentifikasi ada atau tidaknya rekahan dalam sebuah formasi.



Gambar 13. Respon log sonik (Rider, 2002).

Besarnya *interval transit time* pada sebuah formasi akan bergantung pada matriks batuan dan juga distribusi porositasnya. Perbedaan *interval transit time* (Δt) pada suatu batuan disebabkan oleh litologi batuan yang berbeda-beda, dimana formasi yang memiliki porositas tinggi akan memiliki nilai *interval transit time* yang lebih tinggi dari pada formasi yang memiliki nilai porositas yang rendah. Alat yang digunakan untuk mengukur porositas sonic yaitu *Borehole Compensated Sonic Tool* (BHC). Factor-faktor yang dapat mempengaruhi pengukuran yaitu : komposisi serpih, rekahan atau pori, kepadatan, hidrokarbon dan pengaruh dari lubang bor (Harsono, 1997).

3.3.5. *Log Neutron*

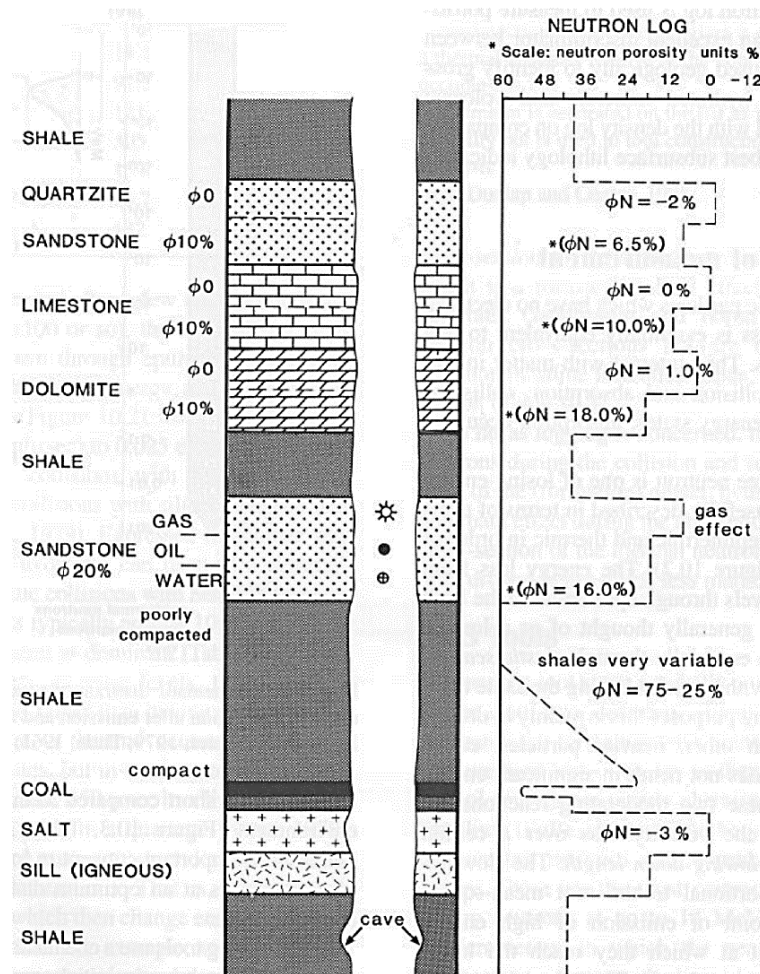
Log neutron atau yang sering disebut dengan log porositas adalah pencatat reaksi pembentukan batuan terhadap bombardier neutron berkecepatan tinggi. Log ini akan melacak jumlah neutron yang dapat diterima kembali oleh detektor untuk menghitung nilai indeks produksi hidrogen. Jika terdapat banyak air di dalam batuan maka nilai porositas akan menurun dan nilai kurva log neutron akan meninggi. Porositas log neutron sendiri terhubung ke indeks hidrogen batuan, dimana hal ini menandakan bahwa jika batuan memiliki banyak porositas tetapi sedikit mengandung air maka kurva log neutronnya akan menunjukkan nilai yang rendah.

Atom hidrogen dalam formasi batuan akan tergambar dalam reaksi log neutron. Karena jumlah hidrogen dalam air dan minyak hampir sama, maka log neutron akan menunjukkan apakah kandungan dalam formasi batuan bersih atau tidak. Litologi, jarak antara detektor dan sumber, serta variasi dalam jenis detektor memiliki dampak yang signifikan pada respon log neutron.

Menurut Wisnu, (2019) ada beberapa kegunaan log neutron yaitu :

- Menentukan porositas yaitu dengan mengetahui porositas primer dan porositas sekunder di sebuah formasi.
- Menganalisis adanya hidrokarbon, cara mendeteksinya yaitu dengan gabungan log densitas dan log neutron.

- Mengidentifikasi litologi dengan gabungan log sonik, log densitas dan log neutron.

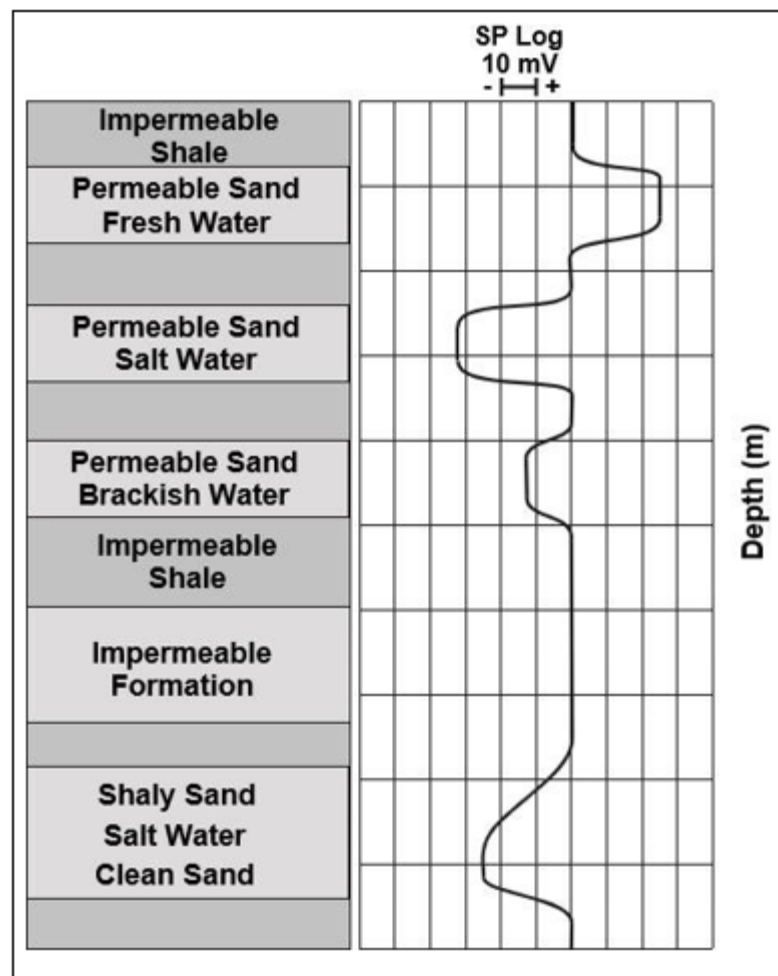


Gambar 14. Respon log neutron (Rider,2002).

Dapat dilihat pada Gambar 14, grafik log neutron akan mengalami defleksi kearah kanan apabila melalui batuan dengan porositas rendah dan sebaliknya defleksi log neutron akan ke arah kiri jika melalui batuan yang memiliki porositas tinggi. Pada prinsipnya log neutron akan mengukur konsentrasi ion hidrogen yang terkandung dalam sebuah formasi. Log neutron akan merespon keberadaan hidrogen dalam lapisan batuan. Oleh sebab itu dalam lapisan yang berisi air atau minyak neutron log akan merefleksikan adanya cairan yang mengisi pori-pori batuan. Kandungan air akan memperbesar harga porositas neutron. Jika pori-pori didominasi oleh minyak dan air maka harga porositas neutron kecil. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai log neutron mendekati batuan sangat kompak (2%-6%).

3.3.5. Log *Spontaneous Potential (SP)*

Log dengan prinsip kerja mengukur perbedaan potensial listrik antara dua buah elektroda yaitu elektroda di permukaan dan elektroda yang bergerak di dalam formasi dengan satuan pengukuran milivolt dikenal dengan log *spontaneous potential (SP)* (Harsono, 1997). Pada log SP apabila defleksi mengarah ke arah kiri maka dianggap sebagai zona *permeable* seperti batupasir kemudian jika tidak terdefleksi maka dianggap sebagai zona non *permeable* seperti *shale*.



Gambar 15. Respon log SP (Gover P.W.J, 2000).

Beberapa kegunaan log SP menurut Asquith (2004) yaitu sebagai berikut :

- Menentukan resistivitas air formasi.
- Mengidentifikasi lapisan permeabel.
- Mendeteksi batas lapisan permeabel.
- Menentukan volume *shale* pada lapisan permeabel.

Pengukuran Log SP didasari 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 menyebabkan terjadinya defleksi negatif ke arah kiri dan defleksi positif ke arah kanan kurva SP yang melewati suatu batuan permeabel. Pada proses pengambilan data, log sp biasa terjadi suatu penyimpangan yang disebabkan oleh aliran arus listrik didalam lumpur. Penyebab utamanya yaitu adanya dua kelompok tenaga elektromotif di dalam formasi yaitu komponen elektrokimia dan elektrokinetik.

Log SP memiliki beberapa kekurangan dan juga kelebihan. Adapun beberapa kelebihan dari Log SP yaitu : pengukurannya mudah, dapat menentukan batas antara lapisan permeabel dan non permeabel, hanya bereaksi pada lapisan permeabel dan dapat digunakan sebagai indikator lapisan permeabel dan non permeabel. Sedangkan kekurangan dari log ini yaitu: tidak berfungsi pada formasi karbonat, tidak bekerja pada *oil base mud*, tidak bereaksi bila $R_{mf} = R_w$ dan dapat terpengaruh oleh arus listrik.

Permeabel akan membentuk tiga zona infiltrasi antara lain:

1. *Flushed Zone*

Flushed Zone yaitu zona infiltrasi yang terletak paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh air filtrasi lumpur yang mendesak fluida formasi (gas, minyak dan air tawar). Meskipun demikian mungkin saja tidak seluruh fluida formasi terdesak ke dalam zona yang lebih dalam.

2. *Transition Zone*

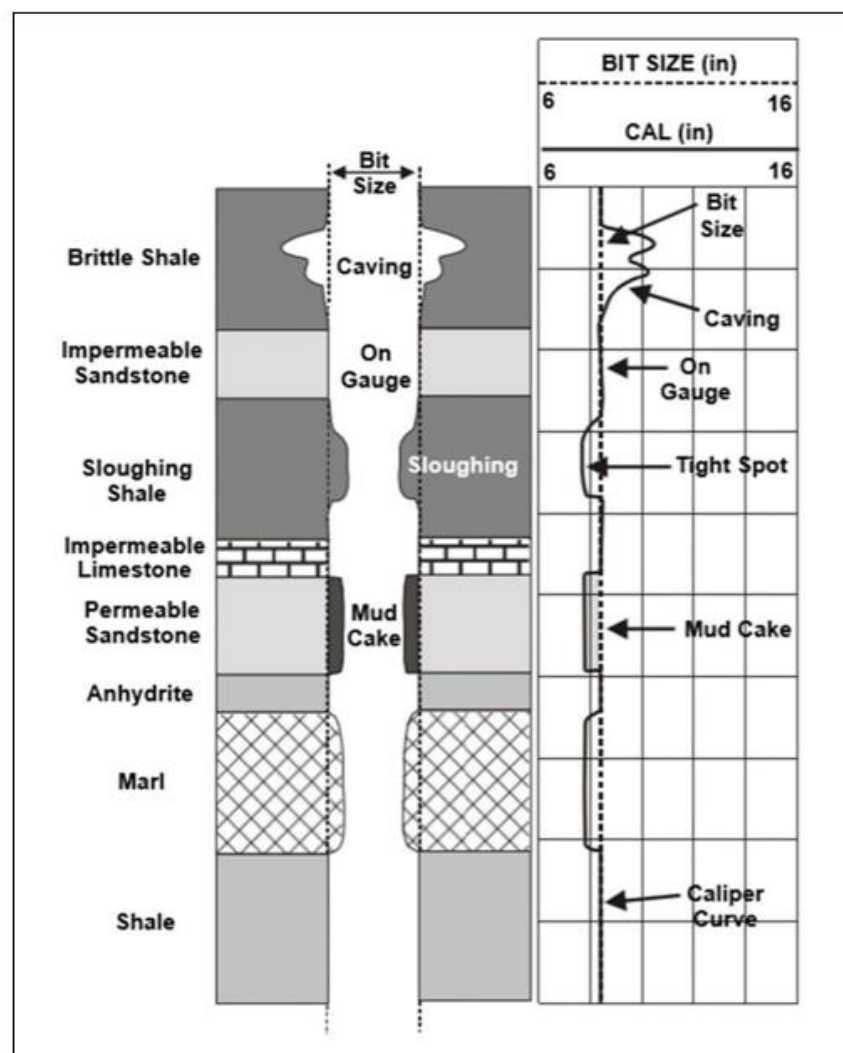
Transition Zone yaitu zona infiltrasi yang lebih dalam, dimana zona ini terdapat campuran dari air filtrate lumpur dengan kandungan semula.

3. *Uninvaded Zone*

Uninvaded Zone yaitu zona yang tidak mengalami infiltrasi dan terletak paling jauh dari lubang bor, serta seluruh pori-pori batuan akan terisi oleh fluida formasi.

3.3.7. Log Caliper

Diameter lubang bor dapat diukur dengan menggunakan log yang disebut dengan *log caliper*, dimana log ini berfluktuasi dengan kedalaman. Dinding lubang bor runtuh akan menyebabkan diameter lubang bor tumbuh di lapisan kedap air. Munculnya kerak lumpur (*mud cake*) menyebabkan diameter lubang bor berkurang pada saat berada di lapisan yang permeabel. *Log caliper* bekerja dengan menggunakan satu atau lebih lengan pegas yang ditekan pada dinding sumur bor saat alat diangkat dari bagian bawah sumur.



Gambar 16. Respon log caliper (Rider,2000)

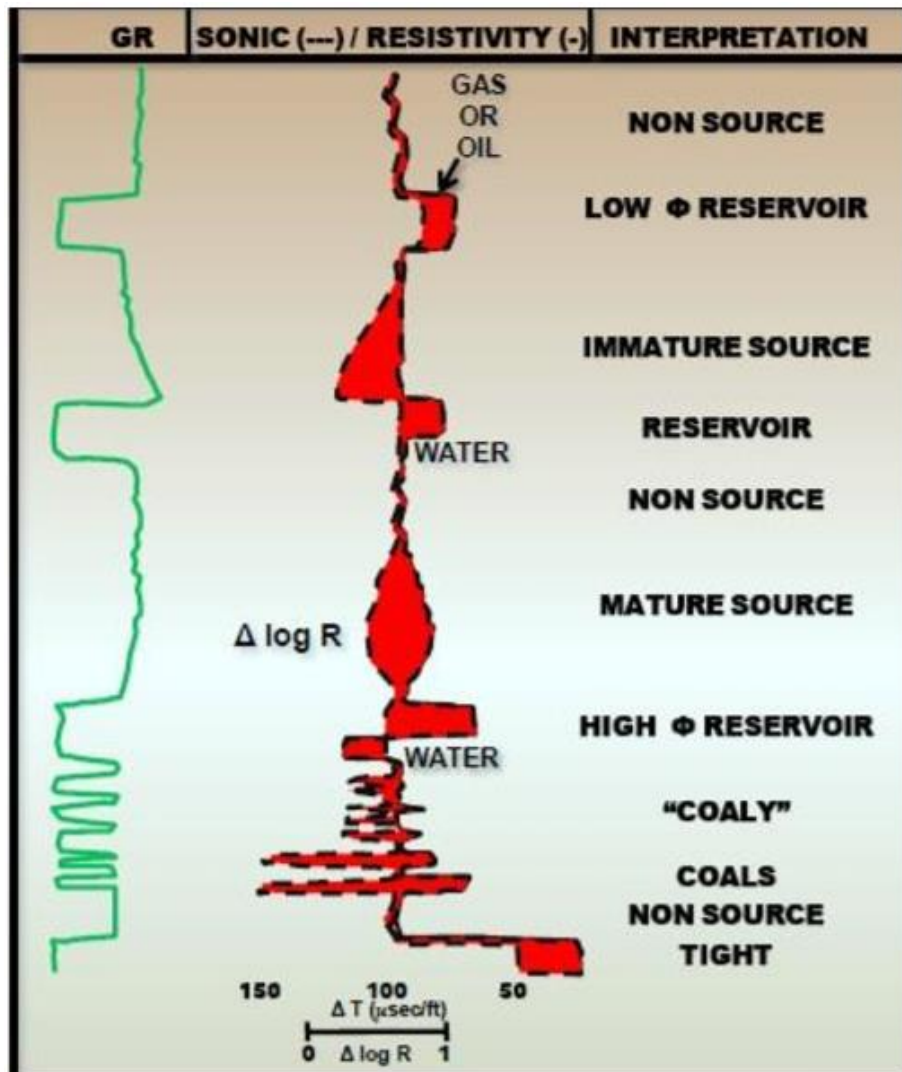
Beberapa kegunaan log caliper yaitu :

- Mengetahui ketebalan *mudcake*.
- Mengetahui informasi litologi.

- Pengukuran volume lubang bor dalam liter/meter.
- Sebagai indikator yang akurat untuk mengetahui porositas dan permeabilitas yang ditandai dengan adanya *mudcake*.

3.3 Analisis Kualitatif Zona Batuan Induk

Batuan yang telah mencapai tahap kematangan tertentu dan memiliki bahan organik yang cukup besar dikenal dengan batuan induk (*source rock*). Kemampuan batuan induk untuk menghasilkan hidrokarbon bergantung pada beberapa faktor seperti : tingkat kematangan kerogen dan kandungan organik yang terkandung (TOC).



Gambar 17. Interpretasi kualitatif lapisan batuan induk (Passey et al, 1990)

3.4 Analisis Potensi Batuan Induk

Kemampuan suatu batuan induk dalam memproduksi minyak dan gas bumi bergantung pada tiga indikator yaitu: kuantitas kandyngan karbon organik (TOC), kualitas batuan induk serta tingkat kematangan kerogennya (*immature*, *mature* atau *postmature*).

3.5.1 Analisis *Total Organic Carbon* (TOC)

Analisis geokimia dalam bentuk TOC digunakan untuk mengetahui kualitas dari batuan induk. TOC yaitu jumlah karbon yang digambarkan dalam persentase jumlah berat kering batuan. Istilah *Total Organic Carbon* atau kandungan organik total mengacu pada jumlah bahan organik di batuan induk yang terdiri dari bitumen dan kerogen. Persentase berat bahan organik berkaitan dengan berat total batuan yang digunakan untuk mewakili TOC. Ada dua metode untuk menentukan dan menganalisis parameter batuan induk yaitu: dengan interpretasi log dari lapangan dan analisis *core* di laboratorium.

Perhitungan empiris yang dapat digunakan untuk memperoleh nilai TOC yaitu :

$$TOC = (\Delta \text{Log } R) \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times LOM)} \quad (2)$$

Menurut Passey et al., 1990 untuk menghitung nilai log R ada rumus yang bisa digunakan yaitu :

$$\Delta \text{Log } R = \text{Log} \left(\frac{R}{R_{\text{baseline}}} \right) + 0.02 \times (T - T_{\text{baseline}}) \quad (3)$$

Selain rumus diatas, Passey juga memberikan sebuah variasi perhitungan dengan menggunakan log neutron maupun log densitas. Perhitungan ini digunakan jika pada data yang digunakan tidak terdapat kurva log sonik (DT) maka dapat menggunakan log densitas ataupun log neutron dengan rumus sebagai berikut :

Untuk log neutron:

$$\Delta \text{Log } R = \text{Log} \left(\frac{R}{R_{\text{baseline}}} \right) + (2.50 \times (\rho - \rho_{\text{baseline}})) \quad (4)$$

Sedangkan log densitas:

$$\Delta \text{Log } R = \text{Log} \left(\frac{R}{R_{\text{baseline}}} \right) + (4.0 \times (\phi N - \phi N_{\text{baseline}})) \quad (5)$$

Dimana :

TOC : *Total Organic Carbon* (wt%)

LOM : *Level Of Maturity*

Log R : Kurva separasi pada overlay log resistivitas atau log *sonic*

T : Pengukuran waktu transit ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

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

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

R *baseline* : Nilai resistivitas yang sama dengan *Tbaseline* ketika kurva *baseline* berada pada batuan kaya lempung (*non source*)

ρ : Nilai densitas pada log (g/cc)

ρ *baseline* : Nilai densitas pada *baseline* (g/cc)

ϕN : Nilai log neutron pada log (dec)

ϕN_{baseline} : Nilai log neutron pada *baseline* (dec)

Tabel 3. Klasifikasi batuan yang berpotensi menjadi *source rock* dilihat dari nilai TOC (Peters & Cassa, 1994)

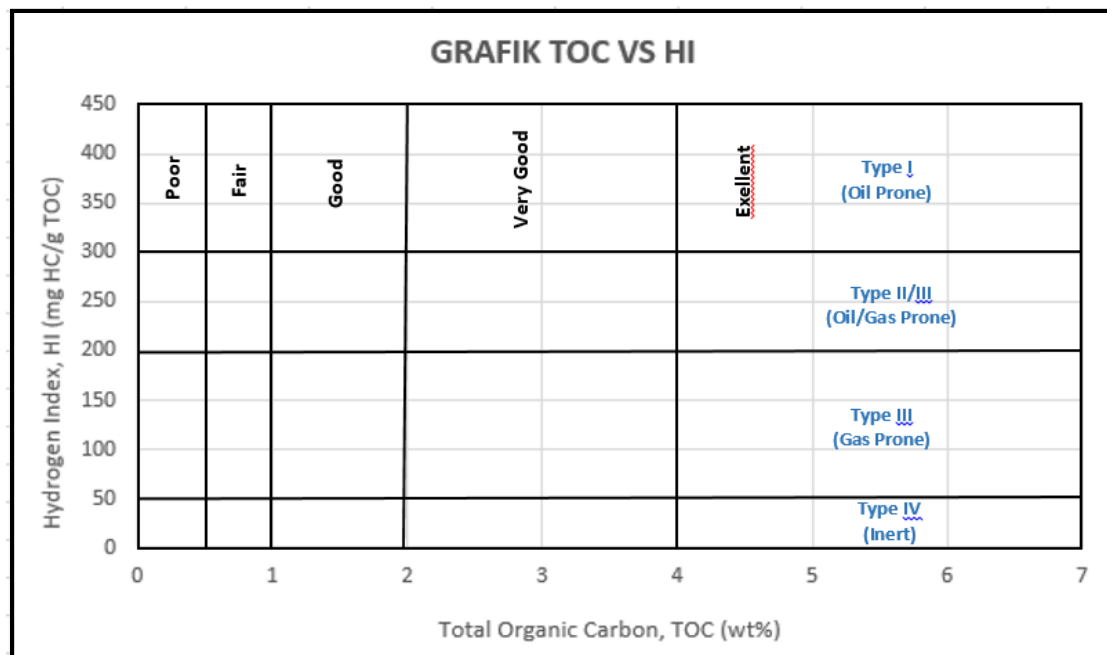
Nilai TOC	Kualitas
<0.5%	<i>Poor</i> (Buruk)
0.5% - 1%	<i>Fair</i> (Sedang)
1% - 2%	<i>Good</i> (Baik)
2% - 4%	<i>Very Good</i> (Sangat Baik)
>4%	<i>Excellent</i>

Data log yang digunakan dalam analisa penentuan kematangan batuan induk antara lain yaitu:

- *Log gamma ray*, nilai *log gamma ray* akan meningkat dikarenakan keberadaan material organik pada sumur berasosiasi dengan nilai kandungan uraniumnya.
- Log resistivitas, ketika lapisan batuan induk matang maka fluida migas akan ditemukan pada patahan-patahan dan ruang pori yang dapat terisi. Sehingga, besar resistivitas batuan induk akan meningkat dengan signifikan
- Log sonik, peningkatan nilai *sonic travel time* (Δt) akan terjadi pada batuan induk yang tidak matang dan meningkat pada batuan induk yang telah matang.
- Log densitas, keberadaan material organik akan menyebabkan nilai densitas pada batuan berkurang. Untuk batuan *shale* bukan batuan induk akan memiliki nilai matriks densitas $2.67 - 2.72 \text{ g/cm}^3$.
- Log neutron berfungsi untuk menghitung indeks hydrogen, sehingga peningkatan nilai log neutron akan menunjukkan keberadaan batuan induk yang telah matang.

Metode Passey dikenal dengan istilah “ ΔLogR ” yang mana nilainya berhubungan secara linier dengan nilai %TOC yang merupakan fungsi dari kematangan batuan induk. Salah satu variabel utama yang digunakan dari metode ini yaitu nilai log pada *baseline* (garis basis). *Baseline* sendiri merupakan garis pada kedalaman tertentu dimana terdapat litologi non-batuan induk berbutir halus.

Perhitungan TOC dengan menggunakan metode Passey memiliki kelebihan yaitu kedua log, log sonik dan log resistivitas sangat sensitif terhadap porositas dan perubahan nilainya. Dimana adanya defleksi antara log sonik apabila telah dilakukan *scaling* yang sesuai akan dibarengi dengan defleksi pada log resistivitas sebagai indikator utama dalam penentuan keberadaan material organik. Selain itu metode ini juga memberikan cara yang lebih banyak yaitu dengan bisa digunakannya log densitas dan log neutron sebagai alternatif jika penggunaan log sonik memiliki data yang buruk akibat kondisi sumur atau tidak tersedianya data log sonik.



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

Batuan yang diklasifikasikan oleh Peters dan Cassa (1994) yang memiliki nilai TOC <0.5% dianggap sebagai batuan yang memiliki jumlah bahan organik yang lemah atau dapat dikatakan tidak berpotensi, batuan dengan TOC sebesar 0,5% - 1% dianggap memiliki kekayaan organik yang cukup dan dapat dianggap memiliki potensi walaupun kecil untuk menghasilkan sejumlah hidrokarbon. Melakukan penelitian lanjutan untuk mengidentifikasi jenis bahan organik yang terkandung dalam batuan yang memiliki nilai TOC >1% yang dianggap sebagai batuan induk sangat baik..

3.5.2 *Vitrinite Reflectance (Ro)*

Vitrinite Reflectance yaitu sebuah informasi geokimia yang berasal dari hasil pengukuran Ro yang sering digunakan sebagai alat ukur untuk menentukan seberapa matang suatu hidrokarbon dengan mengukur jumlah pantulannya. Menurut (Subroto, 2012) konsep dasar dari Ro ini yaitu harga *Vitrinite Reflectance* akan cenderung naik ketika tegangan termalnya naik. Tingkat kematangan bahan organik pada suatu batuan induk dapat ditemukan dengan menggunakan nilai *Vitrinite Reflectance*.

Tabel 4. Tingkat kematangan zat organik berdasarkan nilai Ro (Dewanto, 2001).

Vitrinite Reflectance (Ro)	Keadaan Hidrokarbon	Temperatur
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

Analisis Ro dapat dilaksanakan dengan pantulan cahaya pada permukaan sayatan vitrinit yang muncul dari perubahan struktur molekul. Hal tersebut yang memiliki kematangan lebih panjang jika dibandingkan dengan maseral lain seperti liptinit (Ginting, 2019).

Menurut Waples (1985) kerogen akan menghasilkan minyak bumi pada saat nilai Ro sekitar 0.6%. hasil puncak akan didapat pada saat nilai Ro sekitar 0.9% sedangkan akhir dari proses menghasilkan minyak bumi diperkirakan pada saat nilai Ro sekitar 1.35%.

3.5.3. Kematangan Material Organik

Kematangan dapat diukur dengan mengkombinasikan data kualitas dan data kekayaan untuk memperkirakan jumlah hidrokarbon yang dihasilkan oleh material organik. Tingkat kematangan adalah produk dari sejumlah faktor, seperti tatanan tektonik, sejarah pembebanan dan sejarah termal. Kematangan dapat diketahui dengan beberapa metode yaitu : reflektansi vitrinit (Ro), temperatur pirolisis Rock-Eval (Tmax) dan alterasi termal (Thermal Alteration Index, TAI).

Suhu dan waktu merupakan faktor penting dalam menentukan kematangan batuan induk. Baik suhu tinggi untuk jangka waktu singkat maupun suhu rendah dengan jangka waktu yang lama akan menghasilkan transformasi kerogen minyak bumi. Jumlah hidrokarbon yang akan dihasilkan oleh bahan organik dapat diprediksi dengan mengetahui usia batuan dan menggabungkan informasi data batuan berupa data kekayaan dan data kualitas dari batuan tersebut.

Pembentukan minyak bumi dipengaruhi oleh suhu. Perlu diketahui bahwa untuk menghasilkan minyak bumi seringkali membutuhkan suhu yang tinggi pada batuan yang berusia muda, dan untuk batuan yang berusia lebih tua relatif membutuhkan suhu yang rendah (Bissada, 1986).

Oil window akan terbentuk atau terjadi pada suhu 150°F dan untuk *gas window* akan terjadi pada suhu 300°F. Sedangkan untuk perubahan suhu pada zat organik akan terjadi pada saat suhu berada pada 100°F. Perubahan temperatur yang terjadi akan menyebabkan terjadi proses metamorfosa yang sangat berpengaruh pada zat organik yang terkandung dalam sedimen.

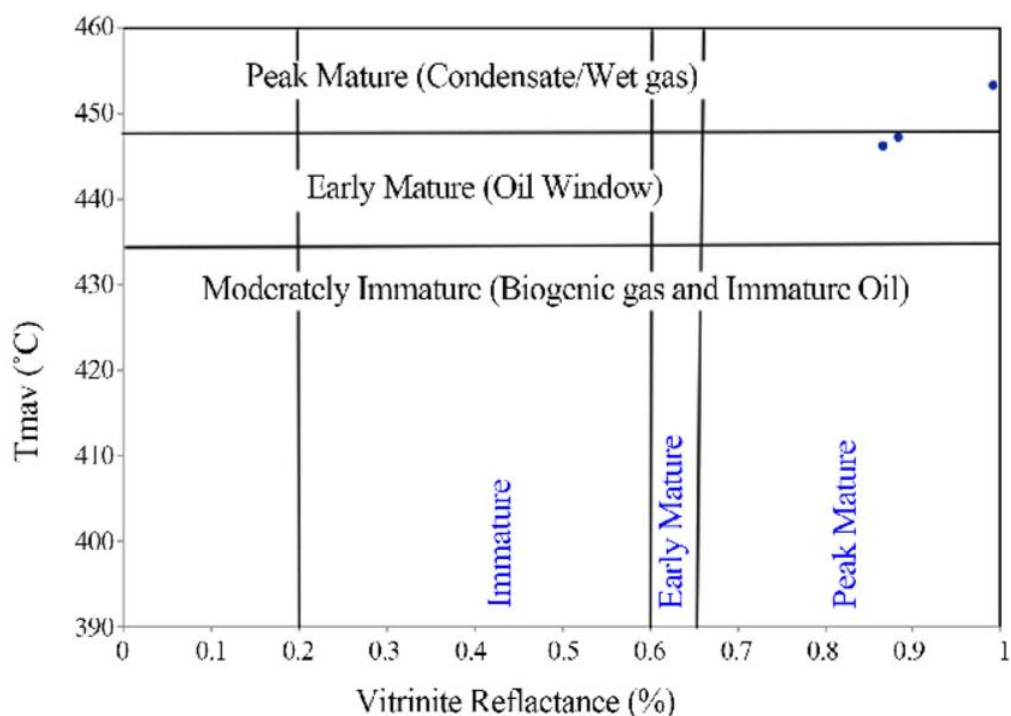
Tabel 5. Data kematangan batuan induk (Peters & Cassa, 1994)

Ro (%)	Stage of Thermal Maturity for Oil
0,2 – 0,6	<i>Immature</i>
0,6 – 0,65	<i>Early Mature</i>
0,65 – 0,9	<i>Peak Mature</i>
0,9 – 1,35	<i>Late Mature</i>
>1,35	<i>Over Mature</i>

Pematangan pada batuan induk terbagi menjadi 3 jenis yaitu :

1. *Immature* yaitu batuan induk belum mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.
2. *Mature* yaitu batuan induk sedang mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.

3. *Overmature* yaitu batuan induk yang sudah mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.



Gambar 19. Diagram Van Kravelen Tmax vs Ro (Peters & Cassa, 1984).

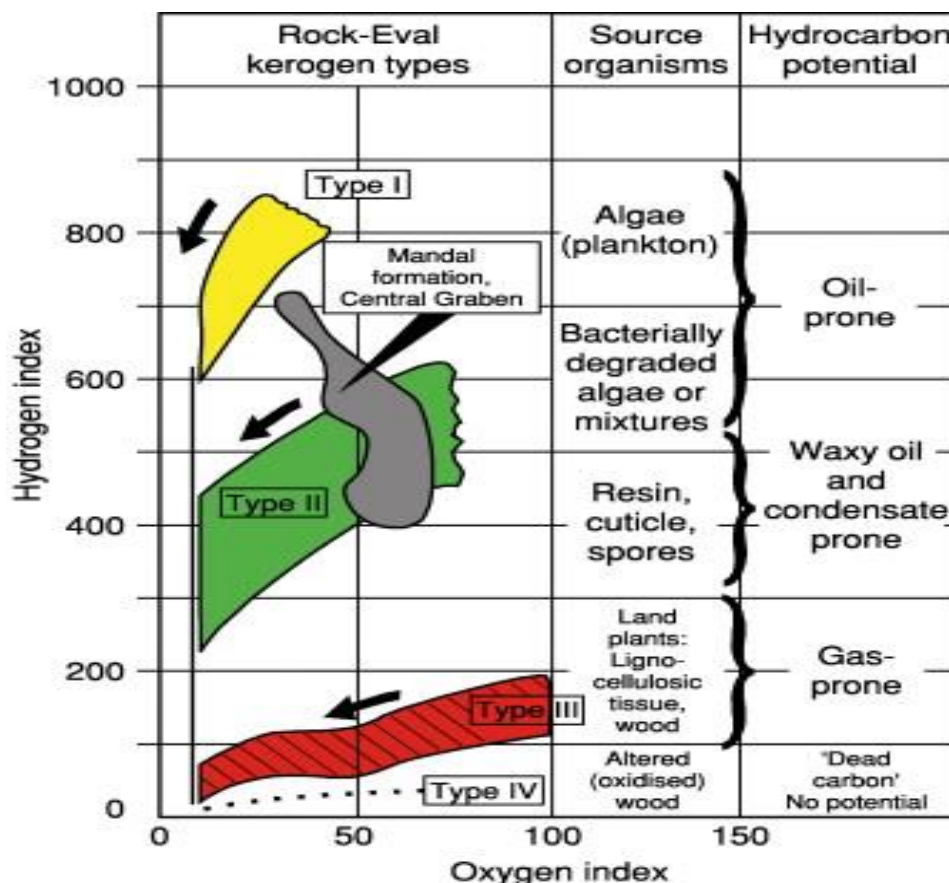
Beberapa metode yang digunakan dalam penentuan kematangan secara langsung yaitu *reflektansi vitrinit* (Ro), *spore coloration index* (SCI) dan *thermal alteration index* (TAI). Metode TAI memanfaatkan perubahan warna yang terlihat pada palinomorfe, yang mana warnanya berkisar antara kuning, hijau, jingga, coklat dan hitam. Makin hitam dan gelap warnanya maka akan semakin matang batuan tersebut (Dembicki, 2017).

Tabel 6. Parameter tingkat kematangan material organik (Peters & Casa, 1994).

Tahap Kematangan dari Hidrokarbon	Pantulan Ro	Indikasi Alterasi Termal (TAI)	Pirolisis Tmax (°C)
Belum matang	0.2 – 0.6	1.5 – 2.6	<435
Awal matang	0.6 – 0.65	2.6 – 2.7	435 – 445
Puncak matang	0.65 – 0.9	2.7 – 2.9	445 – 450
Akhir matang	0.9 – 1.35	2.9 – 3.3	450 – 470
Lewat matang	>1.35	>3.3	>470

3.6. Tipe kerogen

Kerogen yaitu material yang terkandung pada batuan sedimen yang tidak larut dalam pelarut organik biasa (Waples, 1985). Kerogen sendiri terdiri dari berbagai material organik meliputi : vitrinit, ganggang, kayuan, polen dan material lain yang tidak terstruktur. Tipe kerogen mempengaruhi produk hidrokarbon yang akan dihasilkan oleh batuan induk.



Gambar 20. Jenis kerogen, asal usul dan jenis hidrokarbon apa yang dapat Berproduksi (Gennie, 2009).

3.6.1 Kerogen Tipe I (*highly oil prone – oil prone*)

Kerogen tipe I khususnya molekul alifatik rantai panjang, adalah kerogen yang dihasilkan dari bahan organik yang berlimpah dalam bahan alga. Karena pembentukannya dari bahan lemak rendah oksigen maka, kerogen ini memiliki konsentrasi oksigen yang rendah dengan kandungan hidrogen

yang tinggi karena kurangnya struktur aromatik. Kerogen tipe I memiliki rasio atom O/C rendah yaitu (>0.1) dan rasio atom H/C tinggi sekitar ($>1.5\%$). Kerogen tipe ini ditandai dengan warna hitam pekat dengan struktur laminasi atau tidak terstruktur yang terbuat dari butiran halus yang kaya akan bahan organik, sedikit oksigen dan lumpur anoksik yang perlahan-lahan diendapkan.

3.6.1. Kerogen Tipe II (*oil and gas prone*)

Kerogen tipe II dapat terbentuk dari beberapa sumber seperti spora dan polen, fosil resin, alga laut dan juga lemak tanaman, dimana kerogen tipe ini dapat memproduksi gas dan minyak. Memiliki rasio atom O/C yang rendah sekitar ($0.1 - 0.2$) dan rasio atom H/C sebesar ($1.2 - 1.5$). Karena kerogen tipe II terbentuk dari bahan berlemak dengan kandungan oksigen rendah dan kandungan hidrogen yang tinggi, maka kerogen tipe ini memiliki konsentrasi oksigen yang rendah. Dalam kerogen tipe ini, unsur sulfur sering dijumpai dalam jumlah yang cukup signifikan pada rantai siklik dan mungkin juga terdapat pada ikatan sulfida

3.6.2. Kerogen Tipe III (*gas prone*)

Karena sistem aromatiknya yang luas dan memiliki konsentrasi oksigen yang tinggi, maka kerogen jenis ini memiliki tingkat hidrogen yang rendah. Konsentrasi oksigen yang tinggi disebabkan oleh adanya lignin, karbohidrat, selulosa dan fenol. Tanaman darat yang mengandung senyawa lemak dan memiliki kecenderungan untuk melepaskan gas merupakan tempat kerogen tipe III ini berasal. Bentuk kerogen ini memiliki rasio atom H/C yang rendah yaitu (<1.0) dan memiliki rasio O/C tinggi dengan nilai (>0.3).

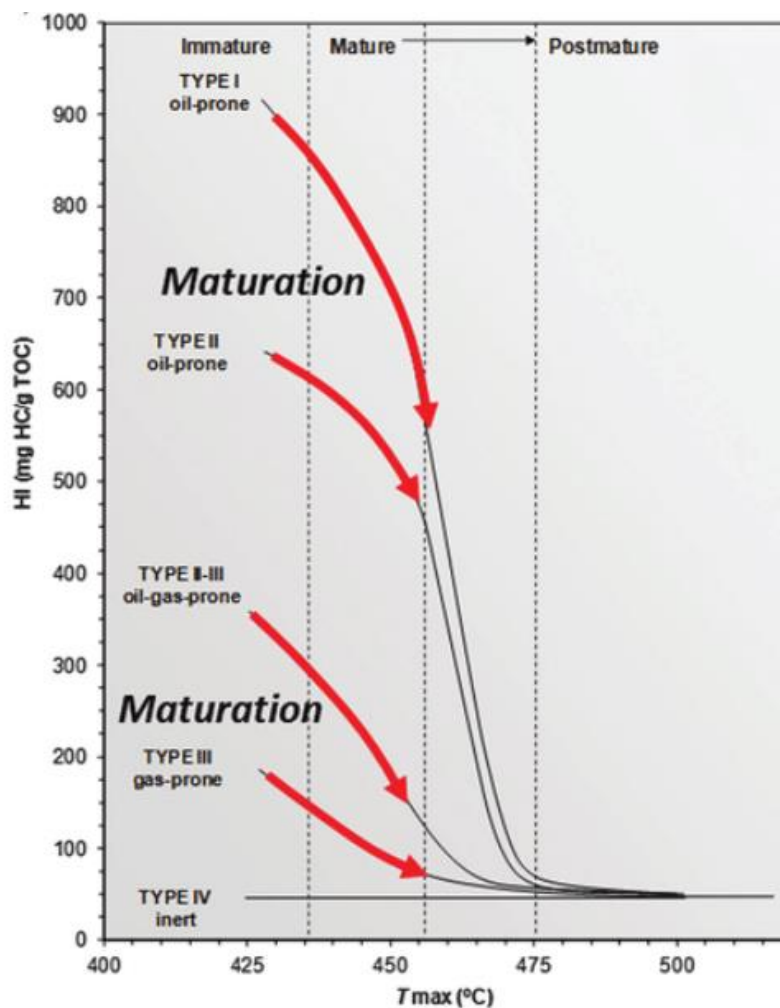
3.6.3. Kerogen Tipe IV (*inert*)

Kerogen tipe IV terdiri dari sedikit vitrinit dan beberapa kelompok maseral inertinit dengan material penyusunnya berupa material rombakan berwarna hitam dan opak. Karena tidak memiliki kecenderungan untuk menghasilkan

hidrokarbon, kerogen jenis ini sering dianggap bukan kerogen sejati. Bahan tanaman yang telah teroksidasi di permukaan dan terangkut ke lingkungan pengendapan dengan bahan kimia aromatik inilah yang menciptakan kerogen tipe IV.

Tabel 7. Pengelompokan tipe kerogen berdasarkan HI, perbandingan S2/S3 dan S3 serta perbandingan atom hidrogen dengan karbon (H/C) (Peters & Cassa, 1994)

Tipe Kerogen	HI	S2/S3	Atom H/c	Produk Utama
I	>600	>15	>1.5	Minyak
II	300 – 600	10 -15	1.2 – 1.5	Minyak
II/III	200 – 300	5 – 10	1.0 – 1.2	Minyak /Gas
III	50 – 200	1 – 5	0.7 – 1.0	Gas
IV	<50	<1	<0.7	-



Gambar 21. Diagram Van Krevelen Tmax vs HI (Kartoni, 2009)

Analisis jenis kerogen didasarkan pada atom O/C dan H/C, seperti yang digambarkan pada diagram Van Krevelen bahwa hasil kandungan hidrogen yang tinggi yang ditunjukkan pada H/C dan HI dalam kerogen dianggap sebagai potensi minyak (Peters dan Cassa, 1994).

Tabel 8. Empat tipe dasar kerogen (Law, 1999).

Tipe Kerogen	Potensi Hidrokarbon	Tipe lingkungan Pengendapan
I	Minyak	Danau
II	Minyak & Gas	Marin
III	Gas	Darat
IV	Tidak menghasilkan apapun	Darat

Tabel 9. Komposisi 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 tersulang-sulang yang teroksidasi

Tabel 10. Potensi kerogen kurang matang berdasarkan indeks hidrokarbon (Waples, 1985)

Indeks Hidrogen (mg HC/g TOC)	Produk Utama	Jumlah Relatif
<150	Gas	Sedikit
150 – 300	Minyak dan Gas	Sedikit
300 – 450	Minyak	Sedang
450 – 600	Minyak	Banyak
>600	Minyak	Sangat Banyak

3.7. *Rock Eval Pyrolysis (REP)*

Analisis *Rock Eval Pyrolysis* yaitu analisis komponen hidrokarbon yang ada pada batuan induk dengan cara melakukan pemanasan secara bertahap pada sampel batuan induk dalam keadaan tanpa oksigen pada kondisi atmosfer inert dengan temperatur yang disesuaikan. Pemanasan ini berfungsi untuk memisahkan organik bebas (bitumen) dengan komponen organik yang masih terikat dalam batuan induk (Kerogen). Beberapa komponen dari *Rock Eval Pyrolysis* yaitu sebagai berikut :

a. *S1 (Free Hydrocarbon)*

S1 merupakan komponen yang menunjukkan jumlah hidrokarbon dalam batuan yang meliputi kandungan hydrogen bebas yang dapat diuapkan tanpa melalui proses pemecahan kerogen. Nilai S1 menggambarkan jumlah hydrocarbon bebas yang terbentuk insitu (*indigenous hydrocarbon*) karena kematangan termal maupun karena adanya akumulasi hidrokarbon dari tempat lain (*migrated hydrocarbon*).

b. *S2 (Pyrolisable Hydrocarbon)*

S2 ialah komponen yang akan menunjukkan jumlah hidrokarbon yang dihasilkan melalui proses pemecahan kerogen (*thermal degradation*) yang mewakili jumlah hidrokarbon yang dapat dihasilkan oleh batuan selama proses pematangan secara alami. S2 merupakan indikator yang penting dari kerogen untuk menghasilkan hidrokarbon. Harga S1 dan S2 diukur dalam satuan mg hidrokarbon/gram batuan (mg HC/g Rock). Jumlah hidrogen yang terikat pada material organic dapat diwakilkan dengan nilai S2.

c. *S3*

S3 akan menunjukkan jumlah karbon dioksida dalam kerogen yang berhubungan dengan jumlah oksigen dalam kerogen. Jumlah karbon dioksida dalam kerogen dapat dikorelasikan dengan jumlah oksigen yang akan menunjukkan tingkat oksidasi selama proses diagnosis.

d. Tmax

Salah satu parameter geokimia yang bisa digunakan dalam menentukan tingkat kematangan batuan induk ialah Tmax atau dikenal sebagai *temperature*. Tmax sendiri merupakan puncak S2 dalam satuan °C (Listriyanto, 2017). Harga Tmax sebagai indikator kematangan memiliki beberapa keterbatasan seperti, tidak dapat digunakan pada batuan yang memiliki nilai TOC <0.5 dan nilai HI <50. Harga Tmax dapat menunjukkan tingkat kematangan yang lebih rendah dari tingkat kematangan yang sebenarnya pada batuan induk yang mengandung resin, dimana resin biasanya ada pada batuan induk dengan kerogen tipe II. Untuk kerogen tipe I akan membentuk hidrokarbon lebih akhir dibandingkan dengan kerogen tipe III saat berada di keadaan atau suhu yang sama (Prabowo, 2020).

Tabel 11. Parameter potensi batuan induk (Peter & Cassa, 1994)

TOC (wt%)	Kualitas	Rock Eval Pyrolysis		
		S1 (mg HC/g)	S2 (mg HC/g)	S1+S2 (mg HC/g)
<0.5	<i>Poor</i>	0 – 0.5	<2.5	<2
0.5 – 1	<i>Fair</i>	0.5 – 1	2.5 – 5	2 – 5
1 – 2	<i>Good</i>	1 – 2	5 – 10	5 – 10
2 – 4	<i>Very Good</i>	2 – 4	10 – 20	10 – 20
>4	<i>Excellent</i>	>4	>20	>20

Beberapa kombinasi parameter – parameter yang dihasilkan oleh *Rock Eval Pyrolysis* dapat dipergunakan sebagai indikator menentukan jenis dan juga kualitas batuan induk yaitu :

1. *Potensial Yield* (S1 + S2)

Menunjukkan jumlah hidrokarbon dalam batuan, baik yang berupa komponen bebas maupun yang berupa kerogen. Satuan ini digunakan sebagai penunjuk jumlah total hidrokarbon maksimum yang dapat dilepaskan selama proses pematangan batuan induk.

2. *Hydrogen Index (HI)* dan *Oxygen Index (OI)*

Nilai HI dan OI akan berkurang dengan naiknya tingkat kematangan batuan. Nilai OI yang tinggi menunjukkan bahwa batuan didominasi oleh material organik *gas prone* dan nilai HI tinggi menunjukkan bahwa batuan induk didominasi oleh material organik *oil prone*. Nilai HI dapat digunakan untuk menentukan jenis hidrokarbon utama dan kuantitas relatif hidrokarbon yang dihasilkan (Waples, 1985).

Rumus HI:

$$S2 \times \frac{100}{TOC} \quad (6)$$

Rumus OI:

$$S3 \times \frac{100}{TOC} \quad (7)$$

3. *Production Index (PI)*

PI atau *Production Index* merupakan jumlah hidrokarbon yang ada untuk diproduksi. Nilai PI akan menunjukkan jumlah hidrokarbon bebas relative (S1) terhadap jumlah total hidrokarbon yang ada (S1+S2). Nilai PI akan meningkat dikarenakan oleh pemecahan kerogen sehingga S2 akan berubah menjadi S1.

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Adapun waktu dan tempat penelitian ini dilaksanakan pada :

Waktu : Januari 2023 – Mei 2023

Tempat : Labotarium Mitigasi Bencana Geologi

Alamat : Jl. Brojonegoro No. 1 Gedong Meneng. Kec. Rajabasa. Kota Bandar
Lampung, Lampung. 35142

Adapun jadwal penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

Tabel 12. Jadwal kegiatan

Kegiatan	Januari				Februari				Maret				April				Mei				
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Pengolahan Data			■	■	■	■	■														
Penyusunan Laporan Usul			■	■	■	■															
Bimbingan Laporan Usul					■	■	■	■													
Seminar Usul									■												
Penyusunan Laporan Hasil										■	■	■									
Bimbingan Laporan Hasil										■	■	■	■								
Seminar Hasil														■							
Revisi															■	■	■	■	■		
Sidang Komprehensif																				■	

4.2 Perangkat Lunak

Adapun perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini sebagai berikut :

1. Software IP

Software *Interactive Petrophysics* digunakan untuk menampilkan plot antara TOC *core* dan TOC log. Selain itu software IP juga digunakan untuk menggambarkan kurva log data sumur yang nantinya akan digunakan untuk melakukan interpretasi.

2. Software Arcgis

Software Arcgis digunakan untuk membuat peta lokasi penelitian.

3. *Microsoft Word* dan *Microsoft Excel*

Microsoft Word digunakan untuk membuat laporan penelitian dan *Microsoft Excel* dibutuhkan untuk melakukan perhitungan yang ada.

4.3 Data Penelitian

Adapun data yang digunakan pada penelitian ini sebanyak 2 data yaitu:

1. Data Sumur

Proses penelitian ini menggunakan 4 buah data sumur well logging yaitu sumur T1, TO1, J1 dan W1 dengan dilengkapi data log yaitu log *gamma ray*, log resistivitas, log neutron dan log *Sonic*.

Tabel 13. Kelengkapan data log pada sumur penelitian

Well	Log Gr	Log SP	Log Caliper	Log Neutron	Log Densitas	Log Resistivitas	Log Sonik
T1	√	√	√	√	√	√	√
TO1	√	√	√	√	√	√	-
J1	√	√	√	√	√	√	√
W1	√	√	√	√	√	√	-

2. Data Geokimia

Pada penelitian ini menggunakan data geokimia sekunder yang terdiri dari data TOC *Core*, Tmax, Ro (*Vitrinite Reflectance*), S1, S2 dan HI (*Hydrogen Index*) yang digunakan untuk mengidentifikasi tingkat kematangan batuan induk.

Tabel 14. Kelengkapan data geokimia pada sumur penelitian

Well	TOC Core	Tmax	Ro	S1	S2	HI
T1	√	√	-	√	√	√
TO1	√	√	√	√	√	√
J1	√	√	√	√	√	√
W1	√	√	√	√	√	√

4.4 Prosedur Penelitian

Tiga tahapan proses penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

4.4.1 Studi Literatur

Studi literatur merupakan langkah awal pada proses penelitian ini. Tujuan dari studi literatur sendiri yaitu untuk mengumpulkan informasi yang selanjutnya akan digunakan dalam proses pengerjaan penelitian ini. Contoh data yang digunakan seperti tinjauan pustaka dan teori dasar.

4.4.2 Pengumpulan Data

Tahapan selanjutnya yang dilakukan setelah melakukan studi literatur yaitu proses pengumpulan data. Pengumpulan data berfungsi untuk mendapatkan data yang akan digunakan pada penelitian ini. Pada penelitian ini sendiri data yang akan digunakan adalah data *log* sumur (.LAS) dan data *core*.

4.4.3 Pengolahan Data

Tahapan ketiga setelah melalui dua tahapan awal yaitu melakukan proses olah data. Pada penelitian ini pengolahan data menggunakan

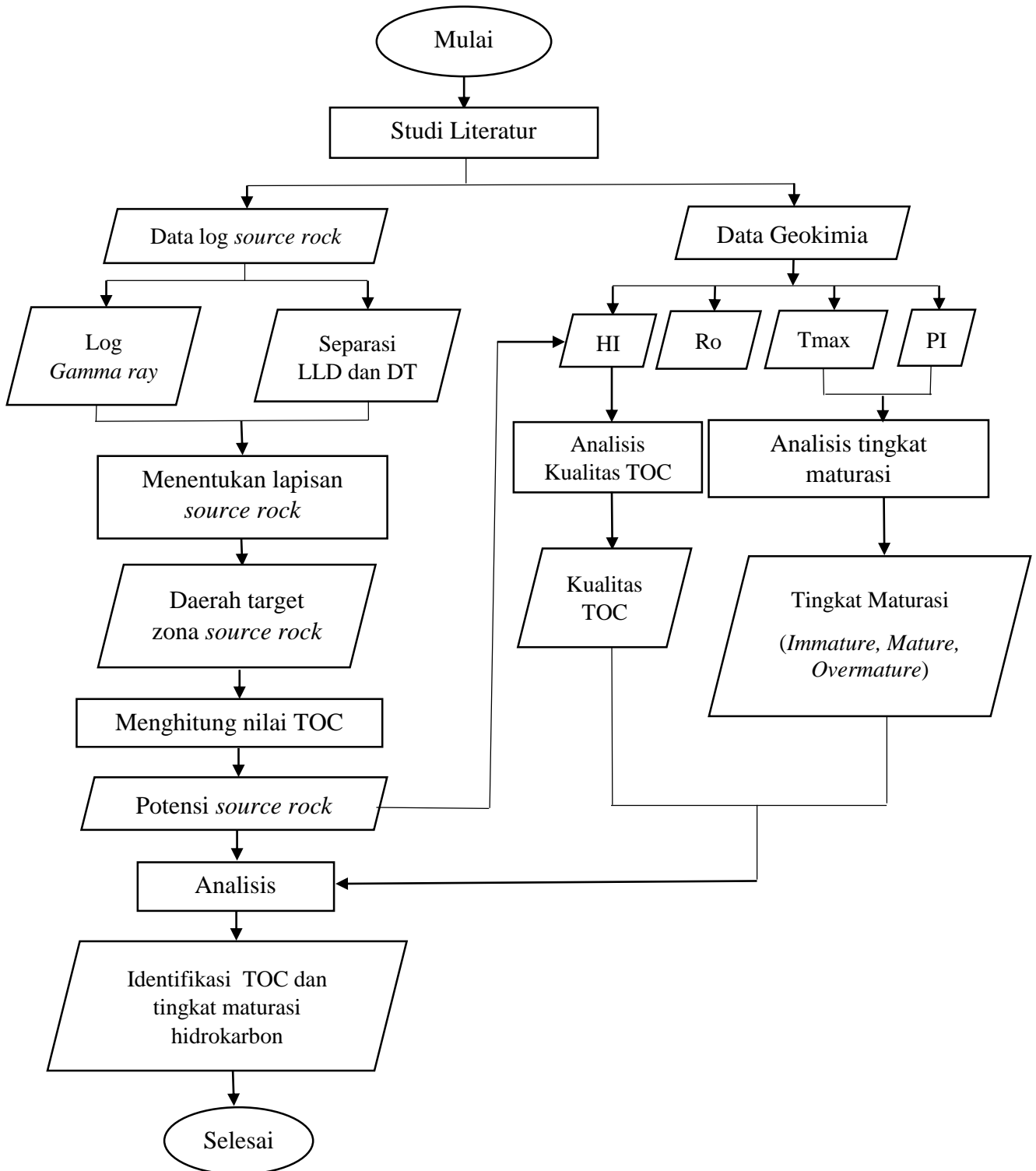
software IP untuk menentukan daerah *source rock* dengan menggunakan 3 data log yang terdapat di data sumur yaitu beberapa log yang digunakan yaitu *log gamma ray*, *log sonic* dan log resistivitas.

4.4.4 Interpretasi Data

Interpretasi data dilakukan dengan menentukan daerah batuan induk. Penentuan batuan induk bisa dilakukan dengan melihat respon antara *log gamma ray*, log resistivitas dan *log sonic*. Daerah zona *source rock* di tandai dengan nilai *log gamma ray* yang tinggi serta adanya separasi antara log resistivitas dan *log sonic*. Setelah menentukan daerah zona yang diindikasikan sebagai *source rock* selanjutnya dilakukan analisis TOC. Untuk melakukan analisis TOC digunakan data geokimia yang nantinya akan digunakan untuk menentukan tingkat maturasi yang dihubungkan dengan TOC (*Total Organic Carbon*) untuk menentukan potensi batuan induk (*source rock*) yang ada di daerah penelitian.

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian ini yaitu sebagai berikut :



Gambar 22. Diagram Alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan didapatkan kesimpulan yaitu :

1. Hasil interpretasi yang telah dilakukan disimpulkan bahwa pada sumur T1 diperoleh 7 zona lapisan *source rock*, pada sumur J1 terdapat 6 zona lapisan *source rock*, untuk sumur W1 terdapat 6 zona lapisan *source rock* dan untuk sumur TO1 terdapat 6 zona lapisan *source rock*.
2. Berdasarkan hasil perhitungan TOC dan analisis yang dilakukan didapatkan sebagai berikut:
 - a. Hasil dari perhitungan Total Organic Carbon (TOC) pada sumur W1 diperoleh rata-rata nilai TOC sebesar 0.78%, pada sumur J1 diperoleh rata-rata nilai TOC sebesar 1.02% dan pada sumur TO1 diperoleh rata-rata nilai TOC sebesar 1.03%. jika dilihat berdasarkan indikasi batuan induk menurut Petter dan Cassa (1994) maka batuan induk pada sumur W1 berpotensi sebagai batuan induk sedang (*fair*), untuk batuan induk pada sumur TO1 dan J1 dianggap sebagai batuan induk yang baik (*good*).
 - b. Berdasarkan hasil korelasi antara nilai TOC Core dan TOC Log pada tiga sumur penelitian (W1, J1 dan TO1) memiliki indikasi sangat kuat karena pada sumur W1 memiliki relevansi senilai 0.88, sumur J1 memiliki relevansi senilai 0.94, untuk sumur TO1 memiliki nilai korelasi sebesar 0.96.

3. Berdasarkan hasil plot antara nilai Tmax vs PI didapatkan bahwa batuan sampel pada sumur TO1, W1 dan T1 memiliki tingkat kematangan pada tahap matang (*mature*) yang diindikasikan akan menghasilkan hidrokarbon, walaupun ada 2 sampel batuan pada sumur J1 dan 1 sampel batuan pada sumur TO1 memiliki tingkat kematangan *immature*.

6.2. Saran

Saran pada penelitian ini yaitu untuk data geokimia *Rock Eval Pyrolysis* yang digunakan lebih lengkap sehingga semua sumur penelitian dapat dianalisis. Kemudian untuk analisis kuantitatif zona *source rock* dapat dilakukan secara menyeluruh meliputi analisis tipe kerogen agar dapat diketahui tipe kerogen yang terdapat pada sampel batuan induk di daerah penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Al-Areeq, N. M. (2018). *Petroleum Source Rocks Characterization and Hydrocarbon Generation*. London: Intech Open Publisher.
- Asquith, G. E., dan Krygowski, D., (2004). *Basic Well Log as an aid in Determining Some Reservoir Characteristics*. Trans., AIME. 146 : 54-62.
- Bassiouni, Z. (1994). *Theory, measurement, and interpretation of well logs*. Dallas, TX. USA: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Bemmelen van, R.W. (1949). *The Geology of Indonesia*. Martinus Nijhoff, The Haque. Netherlands.
- Davies, J.R. (1989). *Generalized Stratigraphy and HC Existing of Kangean Block*, Gearhart Geodata Services Ltd.
- Dewanto, O. (2018). *Well Logging*. Buku Ajar. Bandar Lampung: Penerbit Pustaka Media.
- Dembicki, H. (2017). *Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*. Elsevier Science, Hal 73 – 78.
- Ellis, D. and Siger, J. (2008). *Well Logging for Earth Scientists: Second Edition*. Springer: Dordrecht, The Netherlands.

- Erihartanti., Siregar, S., S., dan Sota, I. (2015). *Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well Logging dengan Metode Cross Section di PT. Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab. Kapuas Tengah. Universitas Lambung Mangkurat.*
- Farhan, D., Reza, M., Nisa, N., dkk. (2021). Evaluasi Batuan Induk dan Pemodelan Kematangan Batuan Induk Pada Blok “F” Cekungan Jawa Barat Utara. *Bulletin of Scientific Contribution: Geology. 19(2).*
- Fransiska. (2012). Analisis Resistivitas Batuan dengan Menggunakan Parameter dar Zarrouk dan Konsep Anisotropi. Jurusan Fisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam ITS. *Jurnal Sains dan Seni.*
- Ginting, D. P., Sunardi, E., Sendjaja, Y. A., Ilmi, N. N., dan Irfree, B. (2019). Potensi Batuan Induk Anggota Zelda dan Gita, Formasi Talang Akar, Cekungan Asri Berdasarkan Analisis Geokimia. *Geoscience Journal, 3(2), 95-101.*
- Glover, P. W. J. (2000). *Petrophysics. Departement of Geology and Petroleum Geology. University of Aberdeen. UK.*
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Edisi 8. Schlumberger Oilfield Service. Jakarta.*
- Husein, S dan Nukman, M. (2015). Rekonstruksi Tektonik Mikrokontinen Pegunungan Selatan Jawa Timur: Hipotesis Berdasarkan Analisis Kemagnetan Purba. *Proceeding, Seminar Nasional Kebumihan ke-8. UGM.*
- Ibrahim. (2015). Interpretasi Sebaran Batubara dan Analisis Korelasi Antara log Densitas dengan kualitas Batubara di Daerah Gunung Mas. *Jurnal Fisika, 12(1).*

- Jamaluddin dan Johanes, G. (2022) Evaluasi Batuan Induk Berdasarkan Data Geokimia Hidrokarbon Pada Cekungan Jawa Timur Utara. *Jurnal Geomine*, 6(3).
- Listriyanto, L., Widada, S., Rahmad, B., Said, S., & Hendaryono, H. (2017). Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Serpilh Gumay di Talang Padang Tanggamus Provinsi Lampung. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 1(1), 9-13.
- Manurung, L.S., Dewanto, O., dan Haerudin, N. (2019). Analisis Sw berdasarkan Nilai Rw Spontaneous Potensial dan Rw Picket Plot pada Formasi Berai Cekungan Barito dengan Menggunakan Metode Well Logging. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(3), 73-78. <https://doi.org/10.23960/jge.v8i1.164>.
- Pringgoprawiro. (1983). Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan Jawa Timur Utara. Desertasi Doktor. Institut Teknologi Bandung.
- Manur, H. dan Barraclough, R., (1994). Structural Control on Hydrocarbon Habitat in The Bawean Area, East Java Sea. *Proceedings 23rd Annual Convention and Exhibition. Indonesian Petroleum Association*. 129-144.
- Passey, Q.R Creany, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J., dan Strapund, J.D. (1989). *Well logging evaluation of organic-rich rock*. International Meeting On Organic Geochemistry. Paris.
- Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J., dan Stround, J. (1990). A Pratical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *AAPG Bulletin*, 74(12), 1777-1794.
- Paters, 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.

- Prabowo, R. A., dan Wijayanti, H. D. K. (2020). Analisis Geokimia Total Organic Carbon & Rock Eval Pyrolysis pada Black Shale di Formasi Campur Darat Daerah Cakul, Kecamatan Dongko, Kabupaten Trenggalek, Jawa Timur. *Geoda*, 1(2), 29-42.
- Rider, M.H. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Sarworno, J. (2006). *Metode Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*. Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/ Applications*. Schlumberger Wireline & Testing: Texas.
- Shandika, D. (2016). Interpretasi Log untuk menentukan Interval Perforasi Formasi K lapangan X. Skripsi-2016.
- Satyana, A. H., dan Djumiati, M. (2003). Oligo-Miosen Carbonates of the East Java Basin Indonesia. In AAPG. *Journal International Conference*. Barcelona.
- Satyana, A. (2005). Petroleum geology of Indonesia: Current concepts (preconvention course). *Indonesian Association of Geologists 34th Annual Converntion Proceedings*. Surabaya, Indonesia.
- Satyana, A.H., Lambok P., Marpaung, Maegaretha E.M., Purwaningsih, D dan Utama, M.K. (2005). Regional Gas Geochemistry of Indonesia: Genetic Characterization and Habitat of Natural Gases, *Proc. Of Indon. Petro. Assoc., 31. Annual Convention*.
- Setiahadiwibowo, A., P. (2016). *Analisis Karakteristik Batubara Berdasarkan Rekaman Well Logging di Daerah Kabupaten Katingan Kalimantan Tengah*. UPN Veteran Yogyakarta.

SKK Migas. (2020). Laporan Tahunan 2020 ‘Menuju 1 Juta BOPD & 12 BSCFD Di 2023. Jakarta.

Sultan, P., (2010). Prospek Migas pada Cekungan Jawa Timur Utara dengan Pengamatan Metode Gaya Berat. Bandung: Buletin Sumber Daya Geologi, 5(3). <https://doi.org/10.47599/bsdg.v5i3.266>.

Subroto, E.A., (2012). Catatan Kuliah : GL4192 Pengenalan Geokimia Petroleum dan Penggunaan Geokimia Petroleum. Bandung: ITB

Sribudiyani, M.N., Ryucudu, Kunto, P., Astono, I., Prasetya, B., Sapie, S., Asikin, A.H. and Harsolumakso, I.Y. (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*.

Taufiq, A, S., (2021). Geologi dan Studi Potensi Batuan Induk Berdasarkan Analisis Geokimia Hidrokarbon Blok “A”. SKRIPSI-2021.

Tryono, F.Y. (2016) Peranan Geologi Dalam Sistem Hidrokarbon Serta Potensi Dan Tantangan Eksplorasi Migas Di Indonesia. *Swara Patra: Majalah Ilmiah PPSDM Migas*, 6(2).

Waples, D., (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration. International human resources development corporation*. Boston, 323.

Wisnu, M. (2019). Analisis Fasies dan Lingkungan Pengendapan Batupasir A, B dan C Formasi Talang Akar Berdasarkan Data Log dan Batuan Inti di Lapangan. SKRIPSI-2019.

