

ANALISIS KUALITAS *SOURCE ROCK* BERDASARKAN *TOTAL ORGANIC CARBON (TOC) CORE* DAN LOG PADA LAPANGAN 'K' BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI DAERAH BLOK KANGEAN
(Skripsi)

Oleh :

Ayu Khusnul Khotimah
2015051004



JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2024

ANALISIS KUALITAS *SOURCE ROCK* BERDASARKAN *TOTAL ORGANIC CARBON (TOC) CORE* DAN LOG PADA LAPANGAN 'K' BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI DAERAH BLOK KANGEAN

Oleh :

AYU KHUSNUL KHOTIMAH

Skripsi

**Sebagai Salah Satu Syarat Mencapai Gelas
SARJANA TEKNIK**

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2024**

ABSTRAK

ANALISIS KUALITAS *SOURCE ROCK* BERDASARKAN *TOTAL ORGANIC CARBON (TOC) CORE* DAN LOG PADA LAPANGAN 'K' BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI DAERAH BLOK KANGEAN

Oleh

Ayu Khusnul Khotimah

Identifikasi lapisan yang mengandung minyak dan gas dapat menggunakan metode *well logging*. Metode *well logging* adalah teknik untuk mendapatkan data pada lubang bor yang digunakan untuk mendapatkan litologi dan prospek minyak dan gas. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui kualitas *source rock* berdasarkan nilai *total organic carbon (TOC)*. Pada penelitian ini terdapat 5 sumur yaitu sumur A1, A2, A3, A4 dan A5 dengan hasil perhitungan TOC sumur A1 terdapat 35 lapisan *source rock* memperoleh nilai TOC antara 0.56%-1.38%, sumur A2 terdapat 6 lapisan *source rock* memperoleh nilai TOC antara 0.67%-0.81%, sumur A3 terdapat 21 lapisan *source rock* memperoleh nilai TOC antara 0.56%-1.83%, sumur A4 terdapat 4 lapisan *source rock* yang memperoleh nilai TOC antara 0.70%-0.82%, sumur A5 terdapat 4 lapisan *source rock* dengan nilai TOC antara 0.81%-0.90%. Dari hasil perhitunga TOC dapat diketahui kualitas batuan induk pada Blok Kangean Cekungan Jawa Timur Utara berpotensi dominan sedang (*fair*) hingga baik(*good*). Hasil tingkat kematangan batuan induk berada pada tingkat kematangan *immature* hingga *mature* yang dapat diindikasikan akan menghasilkan hidrokarbon berupa minyak ataupun gas bumi.

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

ABSTRACT

ANALYSIS OF SOURCE ROCK QUALITY BASED ON TOTAL ORGANIC CARBON (TOC) CORE AND LOG ON 'K' FIELD BASED ON INTEGRATION OF WELL AND GEOCHEMICAL DATA IN THE KANGEAN BLOCK AREA

By :

Ayu Khusnul Khotimah

Identification of layers containing oil and gas can use the well logging method. The well logging method is a technique for obtaining data on drill holes which is used to obtain lithology and oil and gas prospects. This research was conducted to determine the quality of source rock based on the total organic carbon (TOC) value. In this study there were 5 wells, namely wells A1, A2, A3, A4 and A5 with TOC calculation results. Well A1 contained 35 layers of source rock, obtaining TOC values between 0.56% - 1.38%, well A2 contained 6 layers of source rock, obtaining TOC values between 0.67. %-0.81%, well A3 has 21 layers of source rock with TOC values between 0.56%-1.83%, well A4 has 4 layers of source rock which has TOC values between 0.70%-0.82%, well A5 has 4 layers of source rock with TOC values between 0.81%-0.90%. From the TOC calculation results, it can be seen that the quality of the source rock in the Kangean Block of the North East Java Basin has the potential to be predominantly fair to good. The results of the maturity level of the source rock are at the immature to mature maturity level which can be indicated that it will produce hydrocarbons in the form of oil or natural gas.

Keywords: Source Rock, Hydrocarbons, Total Organic Carbon (TOC)

Judul Skripsi : **ANALISIS KUALITAS SOURCE ROCK BERDASARKAN TOTAL ORGANIC CARBON (TOC) CORE DAN LOG PADA LAPANGAN 'K' BERDASARKAN INTEGRASI DATA SUMUR DAN GEOKIMIA DI DAERAH BLOK KANGEAN**

Nama Mahasiswa : **Ayu Khusnul Khotimah**

Nomor Induk Mahasiswa : **2015051004**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**



Pembimbing 1

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing 2'

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

Prof. Dr. Ir Muh Sarkowi, S. Si., M.SI. IPU
NIP. 19711210 199702 1001


2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

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

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

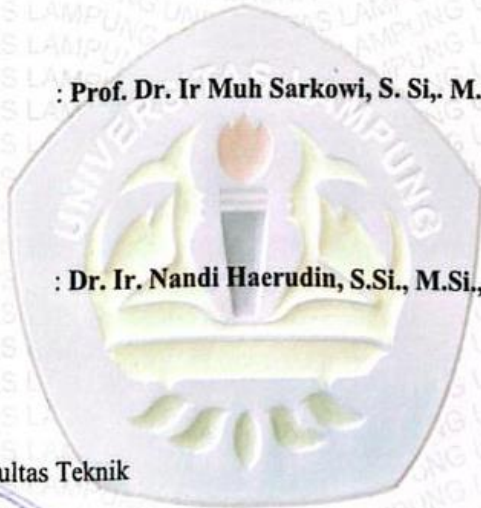
Ketua : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



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



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



2. Dekan Fakultas Teknik



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

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 30 Agustus 2024

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa apa yang yang tertulis di dalam skripsi ini dengan judul “Analisis Kualitas *Source Rock* Berdasarkan *Total Organic Carbon (Toc) Core* Dan Log Pada Lapangan ‘K’ Berdasarkan Integrasi Data Sumur Dan Geokimia Di Daerah Blok Kangean” adalah hasil kerja saya sendiri yang berdasarkan pengetahuan dan data yang telah saya dapatkan. Karya ini tidak berisi material yang telah dipublikasikan sebelumnya atau dengan kata lain bukanlah hasil plagiat karya orang lain.

Demikian pernyataan ini saya buat dan dapat dipertanggungjawabkan. Apabila dikemudian hari terdapat kecurangan dalam karya ini, maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 9 September 2024
Penulis



Ayu Khusnul Khotimah
NPM. 2015051004

RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama Ayu Khusnul Khotimah, lahir di Gisting pada tanggal 25 April 2002 sebagai anak Tunggal dari pasangan Bapak Latif dan Ibu Dewi Romiati. Penulis telah menempuh Pendidikan di Sekolah Dasar di SD Negeri 2 Gisting Bawahyang telah diselesaikan pada tahun 2014, lalu melanjutkan ke jenjang Sekolah Menengah Pertama di SMP Negeri 1 Gisting yang diselesaikan pada tahun 2017, kemudian menempuh pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA Negeri 1 Sumberejo yang telah diselesaikan pada tahun 2020. Pada tahun 2020 penulis diterima pada Perguruan Tinggi Negeri sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung melalui jalur Seleksi Nasional Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SNMPTN). Penulis aktif di organisasi kemahasiswaan di Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana sebagai anggota Bidang Sosial Budaya Masyarakat divisi Internal periode 2021-2022 dan pada periode 2022-2023 sebagai Kepala Divisi Internal Bidang Sosial Budaya Masyarakat. Penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) pada Januari-Februari 2023 di Desa Gedau Kecamatan Pesisir Utara Kabupaten Pesisir Barat Provinsi Lampung. Penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) pada tahun 2023 pada Septemer-November di PT.Soilens dengan judul “Identifikasi Lapisan Bawah Permukaan Pada Sumur A-8 Daerah Tuban, Jawa Timur Menggunakan Metode *Seismik Downhole*”. Pada akhir masa studi penulis melakukan penelitian untuk memperoleh gelar sarjana Teknik dengan judul “**Analisis Kualitas *Source Rock* Berdasarkan *Total Organic Carbon (Toc) Core* Dan Log Pada Lapangan ‘K’ Berdasarkan Integrasi Data Sumur Dan Geokimia Di Daerah Blok Kangean**”.

PERSEMBAHAN

Puji syukur saya panjatkan kehadiran Allah SWT atas terselesaikan skripsi ini dengan baik dan lancar. Skripsi ini saya persembahkan kepada:

DIRI SAYA SENDIRI

Sebuah perjalanan yang penuh liku dan tantangan, Dimana saya belajar tentang ketekunan, kesabaran dan kemandirian. Terimakasih kasih atas dedikasi, kerja keras dan semangat diri sendiri yang membawa saya sampai pada titik ini. Semoga setiap pengorbanan dan usaha yang telah saya lakukan dapat menjadi bekal berharga untuk perjalanan selanjutnya.

BAPAK DAN IBU TERSAYANG LATIF DAN DEWI ROMIATI

Saya persembahkan karyaku ini untuk kedua orangtua saya, Bapak Latif dan Ibu Dewi Romiati yang selalu memberikan cinta tanpa syarat, dukungan tanpa batas dan segala yang diberikan tiada hentinya untuk penulis. Mungkin penulis tidak akan bisa membalas semua yang telah diberikan, tetapi penulis selalu berdoa semoga bapak dan ibu sehat selalu, dilimpahkan karunia tiada henti. Penulis akan selalu berusaha menjadi anak yang dapat membanggakan keluarga. Terimakasih bapak dan ibu segala pengorbanan dan doa-doa yang tak pernah putus

NENEK TERCINTA DJIJAH

Terimakasih atas kasih sayang yang telah diberikan, terimakasih telah menjadi sumber kebahagiaan keluarga besar, terimakasih atas segala perhatian dan doa-doa yang tiada henti untuk penulis

“Allah tidak akan membebani seseorang, melainkan sesuai dengan kesanggupannya.”

(Q.S Al-Baqarah:286)

“Dan Bersabarlah kamu, sesungguhnya janji Allah adalah benar.”

(Q.S Ar-Ruum:60)

“Hatiku tenang karena mengetahui bahwa apa yang melewatkanmu tidak akan pernah menjadi takdirmu, dan apa yang ditakdirkan untukku tidak akan pernah melewatkanmu.”

~Umar bin Khattab~

KATA PENGATAR

Dengan penuh rasa puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang atas Rahmat dan hidayah-Nya, memungkinkan penulis menyelesaikan skripsi berjudul **“Analisis Kualitas *Source Rock* Berdasarkan *Total Organic Carbon (Toc) Core* Dan Log Pada Lapangan ‘K’ Berdasarkan Integrasi Data Sumur Dan Geokimia Di Daerah Blok Kangean”** ini. Terima kasih tak terhingga disampaikan kepada semua pihak yang terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam proses penulisan skripsi ini. Dukungan, bimbingan dan kontribusi dari berbagai pihak memiliki peran penting dalam terwujudnya skripsi ini. Penulis sadar bahwa setiap karya pasti memiliki ruang untuk perbaikan, oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat penulis harapkan untuk pengembangan dan penyempurnaan skripsi ini di masa yang akan datang. Semoga skripsi ini tidak hanya menjadi dokumen akademis semata, tetapi juga dapat memberikan manfaat yang nyata dan menjadi kontribusi kecil pada perkembangan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 13 September 2024

Penulis

Ayu Khusnul Khotimah
NPM.2015051004

SANWACANA

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah *Subhanahu wa ta`ala*, yang atas Rahmat dan hidayat-Nya, memungkinkan penulis menyelesaikan skripsi berjudul “**Analisis Kualitas Source Rock Berdasarkan Total Organic Carbon (Toc) Core Dan Log Pada Lapangan ‘K’ Berdasarkan Integrasi Data Sumur Dan Geokimia Di Daerah Blok Kangean**”. Skripsi ini diajukan sebagai syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung.

Selama proses penulisan skripsi ini, banyak pihak yang turut serta berperan, dan dengan tulus penulis menyampaikan rasa terima kasih kepada:

1. Allah *Subhanahu wa Ta`ala*, yang selalu memberikan karunia dan anugerah-Nya baik berupa kesehatan dan kemudahan dalam setiap langkah penulis.
2. Kedua orang tua tercinta, Bapak Latif dan Ibu Dewi Romiati atas segala dukungan, motivasi, senantiasa mendoakan dan kasih sayang yang tiada hentinya. Terimakasih sudah rela berkorban jiwa dan raga untuk penulis sehingga penulis bisa sampai di titik ini.
3. Nenek Tercinta, nenek djajah terimakasih selama ini sudah menemani penulis memberikan dukungan, doa dan nasehat untuk penulis sehingga penulis berada pada titik ini.
4. Kepada keluarga besar tercinta terutama keluarga MakRat dan keluarga mba Lisa yang telah memberikan doa, dorongan, dan motivasi untuk menyelesaikan skripsi ini.
5. Bapak Dr. Eng., Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. selaku dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
6. Bapak Dr. Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

7. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing pertama terimakasih atas kesediannya untuk meluangkan waktu dalam memberikan bimbingan, arahan, kritik, masukan serta motivasi dengan penuh kesabarn dalam pengerjaan skripsi ini.
8. Bapak Prof. Dr. Ir Muh Sarkowi, S. Si., M.SI. selaku dosen pembimbing kedua terimakasih atas kesediannya untuk meluangkan waktu dalam memberikan bimbingan, arahan, kritik, masukan serta motivasi dengan penuh kesabaran dalam pengerjaan skripsi ini.
9. Bapak Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku dosen penguji yang telah meluangkan waktunya, serta senantiasa memberikan saran dan masukan serta kritik atas skripsi ini.
10. Bapak Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing akademik yang telah memberikan arahan serta moyivasi kepada penulis selama menjadi mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
11. Segenap dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung atas ilmu dan motivasi yang telah diberikan selama masa perkuliahan.
12. Kepada Viki Mardana terimakasih telah memberikan dukungan dan mendengarkan keluh kesah penulis selama menyelesaikan skripsi ini. Terimakasih selalu memberikan semangat kepada penulis.
13. Kepada sahabatku Meila Sari Dwi Aryanti yang selalu mendukung penulis dalam hal apapun, terimakasih selalu ada untuk penulis dikala senang dan sedih yang menjadi tempat berkeluh kesah selama ini.
14. Azkia Rahma Azizah terimakasih selalu menemani penulis, memberingan dukungan dan menjadi tempat berkeluh kesah penulis.
15. Sahabatku Aisyah Herlysa terimakasih atas bantuannya selama ini, yang selalu mau ketika dimintai bantuan ataupun saran oleh penulis. Terimakasih telah menjadi sabahat yang baik selama perkulihaan dan teman dimasa Kerja Praktik. Terimakasih selalu memberikan semangat serta dukungan kepada penulis hingga masa akhir perkuliahan. Banyak doa baik untuk kamu.
16. Sahabatku Astri Yunita dari masa SMA sudah bersama terimakasih telah membantu mengarahkan dan dapat menyelesaikan skripsi ini. Terimakasih selalu memberikan semangat serta dukungan kepada penulis

17. Sahabatku Risma Anggita Sinaga yang telah membantu penulis dimasa perkuliahan, terimakasih mau hidup berdampingan selama masa Kerja Praktik. Terimakasih atas semangat dan dukungan untuk penulis selama dimasa perkuliahan dan menjadi tempat berkeluh kesah penulis
18. Sahabatku Vina Aviani Rosadi teman dari awal perkuliahan yang mau direpotkan selama perkuliahan, terimakasih atas semangat dan dukungan yang berikan kepada penulis. Terimakasih sudah menjadi teman untuk berkleuh kesah selama diperkuliahan.
19. Sahabatku Hermalia Azizah yang mau hidup berdampingan selama masa perkuliahan dan hidup berdampingan selama dikosan, terimakasih selalu memberikan semangat dan dukungan selama masa perkuliahan.
20. Aldi Muhammad Triyan terimakasih sudah menjadi komti yang baik dan sellau pengertian pada angkatannya.
21. Kepada Billa, Mirisa, Uli, Yosafat dan Bertus terimakasih selalu memberikan dukungan dan semangat kepada penulis. Teman KKN ku terimakasih sudah mau hidup berdampingan selama masa KKN.
22. Keluarga besar Teknik Geofisika 2020 (Patakis), terimakasih telah memberikan dukungan dan semangat selama masa perkuliahan, terimakasih untuk kebersamaan kalian. Sukses selalu PATAKIS ku.
23. Abang – kakak dan adik-adik Teknik Geofisika yang telah banyak berbagi cerita serta pertolongan apabila penulis membutuhkan bantuan.
24. Semua pihak yang terlibat dalam penulisan skripsi ini yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu. Terimakasih atas pengalaman yang sangat luar biasa, sekali lagi penulis ucapkan terimakasih banyak.

Bandar Lampung, 13 September 2024
Penulis

Ayu Khusnul Khotimah
NPM.2015051004

DAFTAR ISI

ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
HALAMAN PERSETUJUAN	v
HALAMAN PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR TABEL	xviii
DAFTAR GAMBAR	xix
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. Daerah Penelitian	4
2.2. GeoLogi Regional	5
2.3. Teknonik Cekungan Jawa Timur Utara	7
2.4. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara	8
2.5. <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Timur Utara.....	12
2.5.1. Batuan Induk	12
2.5.2. Reservoir.....	12
2.5.3. Migrasi	13
2.5.4. Perangkap.....	13
2.5.5. Penutup.....	13
III. TEORI DASAR	14
3.1.1. Batuan Induk	15
3.1.2. Reservoir.....	17
3.1.3. Migrasi	17
3.1.4. Perangkap.....	17
3.1.5. Penutup.....	18
3.2. Konsep Dasar <i>Well Logging</i> dan Petrofisika	18
3.3. Jenis-Jenis Log	19
3.3.1. Log Gammay Ray	19
3.3.2. Log Resistivitas	21
3.3.3. Log Neutron	23
3.3.4. Log Densitas	25
3.3.5. Log Sonic	25
3.4. Analisis Potensi Batuan Induk	28
3.4.1. Total Organic Carbon.....	28
3.4.2. Vitrinite Reflectance	30
3.4.3. Kematangan Material Organik.....	31
3.5. Tipe Kerogen	32
3.5.1. Kerogen Tipe I	35
3.5.2. Kerogen Tipe II.....	36
3.5.3. Kerogen Tipe III.....	36

3.5.4. Kerogen Tipe IV	36
3.6. Rock Eval Pyrolysis	39
IV. METODE PENELITIAN	42
4.1. Tempat dan Waktu Penelitian	42
4.2. Alat dan Bahan	43
4.3. Prosedur Penelitian	43
4.3.1. Studi Literatur	43
4.3.2. Persiapan dan Pengumpulan Data	43
4.3.3. Pengolahan Data	43
4.4. Diagram Alir	44
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	46
5.1. Data Penelitian	46
5.2. Pengolahan dan Interpretasi	46
5.2.1. Interpretasi Kualitatif Zona Source Rock	46
5.2.2. Interpretasi Kuantitatif	73
5.3. Analisa Geokimia	92
5.3.1. Tingkat Kematangan Berdasarkan Vitrinite Reflectance (Ro)	94
5.3.2. Analisis Tipe Kerogen	95
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	98
6.1. Kesimpulan	98
6.2. Saran	98
DAFTAR PUSTAKA	99

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Nilai Resistivitas	23
2. Batuan yang berpotensi sebagai batuan induk berdasarkan nilai TOC.....	30
3. Tingkat kematangan zat organik berdasarkan nilai Ro.....	31
4. Data kematangan batuan induk	32
5. Pengelompokan Tipe Kerogen Berdasarkan HI, Perbandingan S2 dan S3 serta perbandingan Atom Hidrogen dengan Karbon	37
6. Empat Tipe Dasar Kerogen.....	38
7. Komposisi Kerogen	38
8. Potensi Kerogen Kurang Matang Berdasarkan Indeks Hidrokarbon	38
9. Parameter Potensi Batuan Induk	40
10. Jadwal Kegiatan	42
11. Analisis kualitatif Sumur A1-A5	71
12. Nilai TOC pada sumur A1-A5	77
13. Data Geokimia Sumur A1-A5	92

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta daerah penelitian	4
2. Peta GeoLogi Regional Cekungan Jawa Timur Utara.....	6
3. Kolom Stratigrafi di blok Kangean	9
4. <i>Petroleum System</i>	14
5. Hubungan Antara Pembentukan Hidrokarbon dengan Temperatur	14
6. Respon kurva Log <i>gamma ray</i>	20
7. Respon Log resistivitas.....	22
8. Respon <i>Log neutron</i>	25
9. Respon Log density	26
10. Respon Log <i>sonic</i>	27
11. Interpretasi kualitatif lapisan batuan induk.....	33
12. Diagram Van Kravelen Tmax vs Ro	34
13. Jenis Kerogen, Asal Usul dan Jenis Hidrokarbon apa yang dapat diproduksi	35
14. Diagram Van Kravelen Tmax vs HI.....	37
15. Diagram Alir.....	44
16. <i>Triple Combo</i> Lapisan <i>Source rock</i> Sumur A1.....	46
17. Zona Target <i>Source rock</i> 1 Sumur A1	48
18. Zona Target <i>Source rock</i> 2 Sumur A1	48
19. Zona Target <i>Source rock</i> 3 Sumur A1	49
20. Zona Target <i>Source rock</i> 4 Sumur A1	49
21. Zona Target <i>Source rock</i> 5 Sumur A1	49
22. Zona Target <i>Source rock</i> 6 Sumur A1	50
23. Zona Target <i>Source rock</i> 7 Sumur A1	50

24.	Zona Target <i>Source rock</i> 8 Sumur A1	50
25.	Zona Target <i>Source rock</i> 9 Sumur A1	51
26.	Zona Target <i>Source rock</i> 10 Sumur A1	51
27.	Zona Target <i>Source rock</i> 11 Sumur A1	51
28.	Zona Target <i>Source rock</i> 12 Sumur A1	52
29.	Zona Target <i>Source rock</i> 13 Sumur A1	52
30.	Zona Target <i>Source rock</i> 14 Sumur A1	52
31.	Zona Target <i>Source rock</i> 15 Sumur A1	53
32.	Zona Target <i>Source rock</i> 16 Sumur A1	53
33.	Zona Target <i>Source rock</i> 17 Sumur A1	53
34.	Zona Target <i>Source rock</i> 18 Sumur A1	54
35.	Zona Target <i>Source rock</i> 19 Sumur A1	54
36.	Zona Target <i>Source rock</i> 20 Sumur A1	54
37.	Zona Target <i>Source rock</i> 21 Sumur A1	55
38.	Zona Target <i>Source rock</i> 22 Sumur A1	55
39.	Zona Target <i>Source rock</i> 23 Sumur A1	55
40.	Zona Target <i>Source rock</i> 24 Sumur A1	56
41.	Zona Target <i>Source rock</i> 25 Sumur A1	56
42.	Zona Target <i>Source rock</i> 26 Sumur A1	56
43.	Zona Target <i>Source rock</i> 27 Sumur A1	57
44.	Zona Target <i>Source rock</i> 28 Sumur A1	57
45.	Zona Target <i>Source rock</i> 29 Sumur A1	57
46.	Zona Target <i>Source rock</i> 30 Sumur A1	58
47.	Zona Target <i>Source rock</i> 31 Sumur A1	58
48.	Zona Target <i>Source rock</i> 32 Sumur A1	58
49.	Zona Target <i>Source rock</i> 33 Sumur A1	59
50.	Zona Target <i>Source rock</i> 34 Sumur A1	59
51.	Zona Target <i>Source rock</i> 35 Sumur A1	59
52.	Zona Target <i>Source rock</i> 1 Sumur A2	60
53.	Zona Target <i>Source rock</i> 2 Sumur A2	60
54.	Zona Target <i>Source rock</i> 3 Sumur A2	60
55.	Zona Target <i>Source rock</i> 4 Sumur A2	61

56.	Zona Target <i>Source rock</i> 5 Sumur A2.....	61
57.	Zona Target <i>Source rock</i> 6 Sumur A2.....	61
58.	Zona Target <i>Source rock</i> 1 Sumur A3.....	62
59.	Zona Target <i>Source rock</i> 2 Sumur A3.....	62
60.	Zona Target <i>Source rock</i> 3 Sumur A3.....	62
61.	Zona Target <i>Source rock</i> 4 Sumur A3.....	63
62.	Zona Target <i>Source rock</i> 5 Sumur A3.....	63
63.	Zona Target <i>Source rock</i> 6 Sumur A3.....	63
64.	Zona Target <i>Source rock</i> 7 Sumur A3.....	64
65.	Zona Target <i>Source rock</i> 8 Sumur A3.....	64
66.	Zona Target <i>Source rock</i> 9 Sumur A3.....	64
67.	Zona Target <i>Source rock</i> 10 Sumur A3.....	65
68.	Zona Target <i>Source rock</i> 11 Sumur A3.....	65
69.	Zona Target <i>Source rock</i> 12 Sumur A3.....	65
70.	Zona Target <i>Source rock</i> 13 Sumur A3.....	66
71.	Zona Target <i>Source rock</i> 14 Sumur A3.....	66
72.	Zona Target <i>Source rock</i> 15 Sumur A3.....	66
73.	Zona Target <i>Source rock</i> 16 Sumur A3.....	67
74.	Zona Target <i>Source rock</i> 17 Sumur A3.....	67
75.	Zona Target <i>Source rock</i> 18 Sumur A3.....	67
76.	Zona Target <i>Source rock</i> 19 Sumur A3.....	68
77.	Zona Target <i>Source rock</i> 20 Sumur A3.....	68
78.	Zona Target <i>Source rock</i> 21 Sumur A3.....	68
79.	Zona Target <i>Source rock</i> 1 Sumur A4.....	69
80.	Zona Target <i>Source rock</i> 2 Sumur A4.....	69
81.	Zona Target <i>Source rock</i> 3 Sumur A4.....	69
82.	Zona Target <i>Source rock</i> 4 Sumur A4.....	70
83.	Zona Target <i>Source rock</i> 1 Sumur A5.....	70
84.	Zona Target <i>Source rock</i> 2 Sumur A5.....	70
85.	Zona Target <i>Source rock</i> 3 Sumur A5.....	71
86.	Zona Target <i>Source rock</i> 4 Sumur A5.....	71
87.	Penentuan <i>Baseline</i>	75

88. Grafik LOM vs Ro.....	76
89. Grafik Korelasi TOC <i>Core</i> vs TOC Log Sumur A1.....	83
90. Grafik Korelasi TOC <i>Core</i> vs TOC Log Sumur A2.....	84
91. Grafik Korelasi TOC <i>Core</i> vs TOC Log Sumur A3.....	84
92. Grafik Korelasi TOC <i>Core</i> vs TOC Log Sumur A4.....	85
93. Grafik Korelasi TOC <i>Core</i> vs TOC Log Sumur A1.....	85
94. Perbandingan TOC Log vs TOC <i>Core</i> Pada IP Sumur A1	87
95. Perbandingan TOC Log vs TOC <i>Core</i> Pada IP Sumur A2	88
96. Perbandingan TOC Log vs TOC <i>Core</i> Pada IP Sumur A3	89
97. Perbandingan TOC Log vs TOC <i>Core</i> Pada IP Sumur A4	90
98. Perbandingan TOC Log vs TOC <i>Core</i> Pada IP Sumur A5	91
99. Grafik Tmax vs Ro	94
100. Grafik Tmax vs HI.....	95
101. Grafik HI vs TOC	96

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Batuan induk adalah salah satu parameter yang terpenting dalam *petroleum system* yang berfungsi sebagai penghasil hidrokarbon atau batuan sumber. Kandungan material karbon organik inilah yang secara langsung mempengaruhi kualitas suatu batuan induk (Jamaluddin, 2019). Kualitas suatu batuan sebagai batuan induk hidrokarbon sangat ditentukan oleh fasies pengendapannya (Listriyanto, 2017). Batuan induk di Indonesia memiliki beragam jenis dan karakteristik, mulai dari batuan beku, sedimen, hingga metamorf. Klasifikasi dan deskripsi karakteristiknya menjadi penting dalam pengenalan dan studi geologi regional (Setiawan, 2018). Dalam eksplorasi hidrokarbon, batuan induk mempunyai sifat dalam memproduksi adanya hidrokarbon yang sangat cukup dalam melakukan suatu migrasi sampai menuju tempat minyak dan gas bumi tersebut mengalami akumulasi. Keberadaan pembentukan hidrokarbon sangat dipengaruhi oleh batuan induk (Laksono, 2021). batuan induk yang sangat baik itu memiliki kandungan organik yang lebih dari 0,5% sehingga mampu akan menggenerasikan adanya hidrokarbon yang sangat baik (Waples, 2013).

TOC atau *Total organic carbon* adalah kuantitas bahan organik yang terendapkan didalam batuan. TOC juga adalah salah satu parameter yang digunakan untuk menentukan kualitas hidrokarbon pada batuan induk. Semakin tinggi kualitas nilai TOC maka semakin kemungkinan terbentuknya hidrokarbon semakin tinggi (Fatahillah, 2016). Telah dilakukan penelitian sebelumnya mengenai kualitas TOC seperti Fuadah dkk (2022) didapatkan

bahwa kekayaan material organik berdasarkan nilai TOC pada daerah penelitian yang mempengaruhi kualitas pada *source rock*. Kemudian penelitian oleh Fatahillah (2016) yang membahas potensi batuan induk menggunakan metode Log TOC dengan nilai TOC 1.5% berada pada tingkat yang cukup baik. Penelitian selanjutnya oleh Sumotarto (2017), tentang potensi gas serpih menggunakan analisis geokimia dan petrofisika yang menghasilkan nilai TOC 5.98% dengan potensi sangat baik. Dari beberapa penelitian diatas kualitas TOC sangat berpengaruh terhadap potensi hidrokarbon. Ini disebabkan jika nilai TOC semakin tinggi maka proses pematangan hidrokarbon semakin cepat dan proses migrasi semakin singkat.

Berdasarkan latar belakang tersebut pada penelitian ini dilakukan analisis kualitas 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 penelitian.

Cekungan Jawa Timur bagian Utara merupakan salah satu cekungan busur belakang di Indonesia yang terbukti mampu menghasilkan hidrokarbon (minyak dan gas). Salah satu cekungan sedimen yang telah banyak dilakukan kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi adalah Cekungan Jawa Timur Utara (Silaen, 2021). Cekungan Jawa Timur Utara adalah salah satu cekungan Tersier yang terletak di laut lepas sebelah utara Pulau Madura dan Pulau Kangean (bagus, 2023). 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).

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian yang digunakan pada tugas akhir ini ialah sebagai berikut:

1. Menentukan lapisan *source rock* pada sumur A1, A2, A3, A4, dan A5 pada Lapangan K Daerah Blok Kangean.
2. Menentukan nilai TOC berdasarkan nilai TOC *core* dan TOC Log pada sumur A1, A2, A3, A4, dan A5 pada Lapangan K Daerah Blok Kangean.
3. Menentukan kualitas *source rock* berdasarkan nilai TOC pada Lapangan K Daerah Blok Kangean.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah yang digunakan pada tugas akhir ini ialah sebagai berikut:

1. Data yang digunakan merupakan data Log pada sumur A1, A2, A3, A4, dan A5, data *core* serta data geokimia.
2. Menentukan kualitas *source rock* berdasarkan nilai TOC pada daerah Blok Kangean.

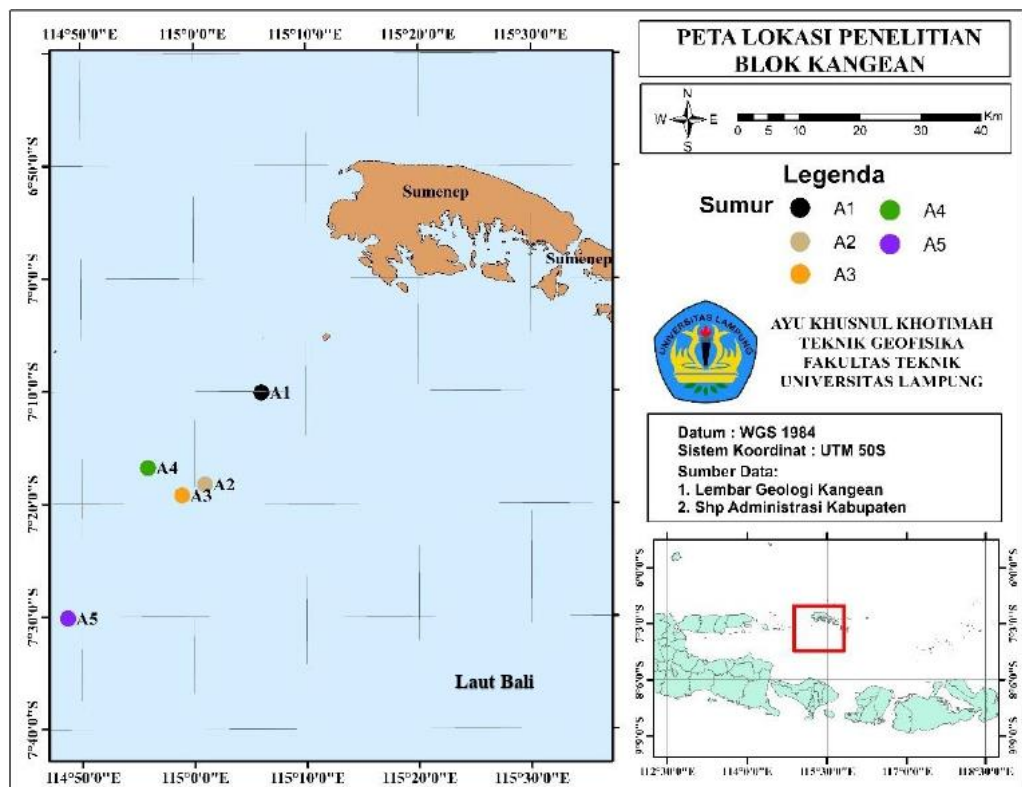
1.4 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dalam penelitian tugas akhir ini adalah memperoleh nilai TOC dan tingkat kematangan pada batuan induk 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 Daerah Penelitian

Lokasi daerah penelitian yang digunakan pada penelitian ini terletak di Daerah Blok Kangean. Didapatkan data sumur A1, A2, A3, A4, dan A5 pada Lapangan K Daerah Blok Kangean. Cekungan ini terdapat di ujung Tenggara Paparan Sunda yang stabil yang secara geografi, meliputi daerah sekitar 190.300 km² (Bintarto, 2020). Untuk peta lokasi daerah penelitian yang dapat dilihat pada **Gambar 1** dibawah ini:



Gambar 1. Peta Daerah Penelitian

2.2 GeoLogi Regional

Secara geologi Cekungan Jawa Timur terbentuk dikarenakan proses pengangkatan dan ketidakselarasan, proses penurunan muka air laut dan juga akibat pergerakan lempeng tektonik. Pembentukan cekungan tersebut ditandai dengan adanya *half graben* pada tahap awal yang dipengaruhi oleh struktur yang sudah terbentuk sebelumnya dan tatanan tektonik yang paling muda dipengaruhi oleh pergerakan Lempeng Australia dengan Sunda serta secara regional perbedaan bentuk struktural berubah sejalan dengan bertambahnya waktu.

Pada penelitian ini, lokasi penelitian berada di Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur Utara adalah salah satu Cekungan Tersier di Indonesia bagian Barat, hasil interaksi ketiga lempeng yang menghasilkan minyak dan gas bumi, tetapi perkembangan cekungan Jawa Timur Utara masih menjadi perdebatan sampai saat ini (Sribudiyani, dkk., 2003). Pada Cekungan Jawa Timur Utara sebelah barat dibatasi oleh Busur Karimun Jawa dimana pada bagian ini memisahkannya dengan Cekungan Jawa Barat Utara, kemudian di sebelah selatan dibatasi oleh Cekungan Lombok dan sebelah utara dibatasi Tinggian Paternoster, dimana memisahkannya dengan Selat Makasar. Berdasarkan posisinya, Cekungan Jawa Timur Utara dapat dikelompokkan sebagai cekungan belakang busur dan berada pada batas tenggara dari Lempeng Eurasia. Zona cekungan ini meliputi Pantai Utara Jawa yang membentang dari Tuban ke arah timur melalui Lamongan, Gresik, dan hampir keseluruhan Pulau Madura (Mujiono dan Pireno, 2002).



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

Cekungan Jawa Timur Utara dibagi menjadi tiga satuan fisiografi (Van Bammelen, 1949) yang dapat dikaitkan dengan tektonik daerahnya. Adapun pembagian semua fisiografi ini berturut-turut dari Selatan ke Utara sebagai berikut:

1. Zona Kendeng

Zona Kendeng terletak di Utara gunung api yang terdiri dari endapan berumur Kenozoikum Muda yang pada umumnya terlipat kuat disertai sengan sesar-sesar dengan kemiringan ke arah Selatan. Panjang jalur Kendeng adalah 250 km dan lebar maksimum 40 km. Pegunungan Kendeng yang merupakan bagian zona ini terdiri dari daerah-daerah yang berbukit dan terjal. Penggambaran topografi daerah ini banyak dipengaruhi oleh struktur-struktur geologi.

2. Zona Randublatung

Depresi Randublatung berada diantara Zona Kendeng dan Zona Rembang. Depresi Randublatung pada umumnya merupakan satuan daratan rendah yang berarah Barat-Timur dengan permukaan dasarnya merupakan akibat erosi diantara daerah Cepu dan Bojonegoro. Dalam depresi tersebut terdapat beberapa antiklin pendek dan kubah-kubah.

3. Zona Rembang

Zona Rembang membentang sejajar dengan Zona Kendeng dan dipisahkan oleh Depresi Randublatung. Pada zona ini terdapat suatu daratan tinggi yang merupakan antiklin Barat-Timur sebagai hasil dari gejala tektonik Tersier Akhir yang dapat ditelusuri hingga Pulau Madura dan Kangean.

2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

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

- 1) Paparan Utara yang terdiri dari Busur Bawean, Paparan Madura Utara dan Paparan Kangean Utara.
- 2) Bagian Tengah yaitu Tinggian Sentral yang terdiri dari Jawa Utara Laut (Kujung) – Madura – Kangean – Tinggian Lombok.

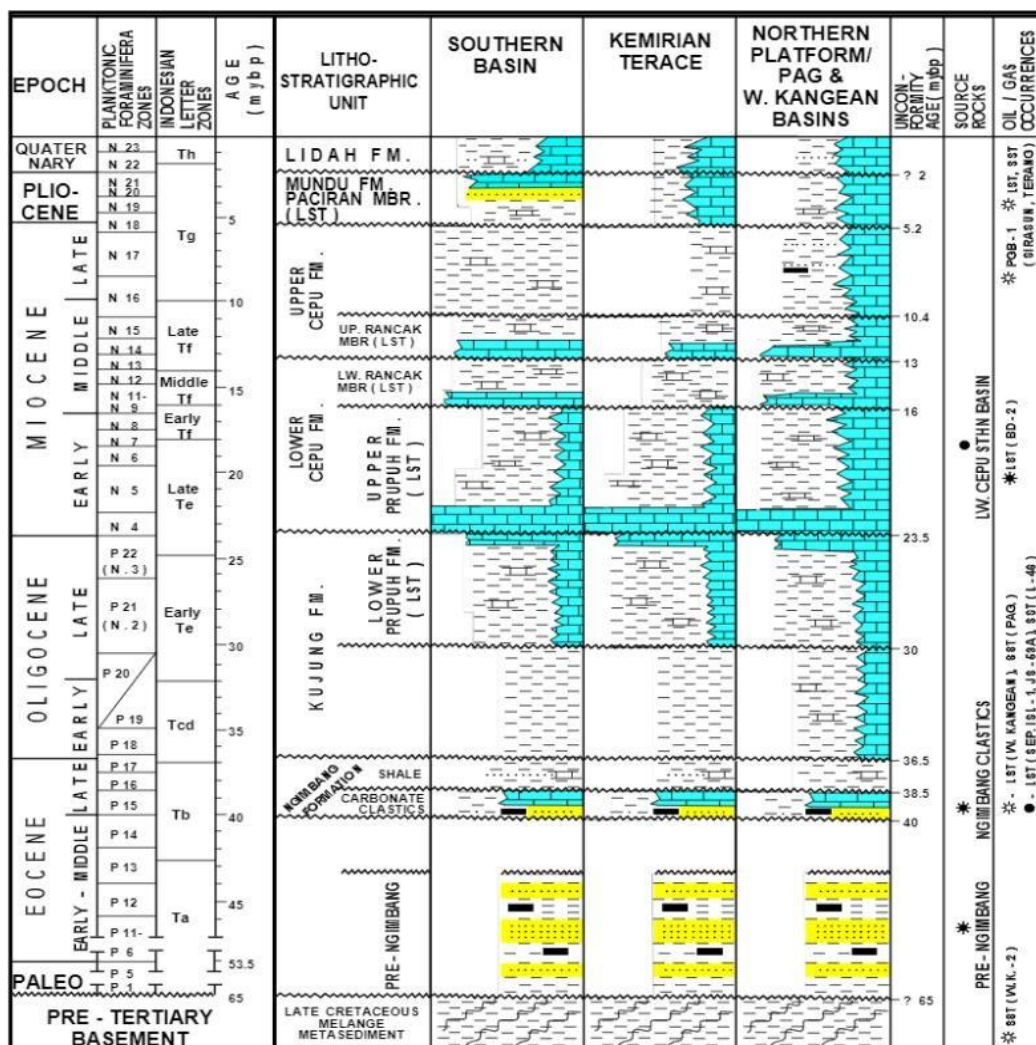
- 3) Bagian Selatan dikenal sebagai Cekungan Selatan yang terdiri dari Zona Rembang – Selat Madura – Sub – Cekungan Lombok.

Cekungan Jawa Timur Utara terbentuk akibat proses pengangkatan dan ketidakselarasan serta proses lain, yaitu penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng tektonik. Pembentukan cekungan pada awalnya ditandai oleh adanya Australia dan Sunda. Secara regional perbedaan bentuk struktural sejalan dengan perubahan waktu. Aktivitas tektonik utama yang berlangsung pada umur Plio-pleistosen, menyebabkan terjadinya pengangkatan daerah regional Cekungan Jawa Timur dan menghasilkan bentuk morfoLogi seperti sekarang. Struktur geoLogi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan perlipatan yang mengarah Barat-timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Selatan-Utara (Azhary dkk., 2019).

2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara disusun oleh formasi batuan dasar berumur Pra-Tersier yang merupakan batuan beku, ofiolit, metasedimen dan metamorf yang dipisahkan oleh tinggian-tinggian yang berarah timur laut barat daya. Batuan dasar di Cekungan Jawa Timur tersusun atas serangkaian melange dari batuan-batuan metasedimen yang secara lokal terpatahkan angkat (*accretionary wedge* dari kerak intermediet) yang dipisahkan oleh tinggian mikrokontinen berarah Barat Daya-Timur Laut. Pada Blok Kangean batuan dasar tersusun dari batuan gabro basalt andesit berumur kapur, daerah graben terisi oleh sedimen syn-rimeter dan nonmarine berumur Eosen Awal Eosen Tengah (Ngimbang Bawah), Fase transgresi pada Eosen Akhir-Awal Oligosen diendapkan post-rimeter Ngimbang atas, serpih dan karbonat di dalam *graben horst*. Setelah pengangkatan pada Oligosen diendapkan pasir pada daerah dangkal, fase transgresi regional membanjiri cekungan selama Oligosen akhir-Miosen awal (Wijaya dan Noeradi, 2010).

Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Bagian Utara dibagi menjadi beberapa Formasi, yaitu dapat dilihat pada **Gambar 3** dibawah ini:



Gambar 3. Kolom Stratigrafi di Blok Kangean (Nainggolan, dkk.2018).

1. Batuan dasar Pra-Tersier

Batuan dasar Pra-Tersier di Cekungan Jawa Timur Utara yang mengalasi batuan sedimen tersebut terdiri atas batuan beku, metasedimen, ofiolit dan juga metamorf yang dipisahkan oleh tinggian yang berarah timurlautbaratdaya serta terdapat variasi persebaran litologi dari barat ke timur.

2. Formasi Pre-Ngimbang

Pada Formasi Pre-Ngimbang ini memiliki umur batuan Eosen Awal yang terdiri atas batupasir dan sisipan serpih, batubara dan batulanau yang merupakan endapan *syn-rift* yang tidak selaras Formasi Ngimbang diatasnya. Pada Cekungan

Jawa Timur, formasi ini ditemukan pada bagian timur daerah Lepas Pantai Bali Utara dan Kangean Timur.

3. Formasi Ngimbang

Proses sedimentasi Tersier ini dimulai pada jaman pertengahan Eosen yang ditunjukkan dengan timbulnya fase major transgresif disertai dengan erosi dari pegunungan *basement* utama (Busur Karimun Jawa dan Bawean). Ketidakselarasan pada batas bawah dari siklus Ngimbang umumnya berbeda dan juga terpisah dari sedimen tersier dari *basement* yang ekonomis (Basal, Tuf *vitric* dan *Phylite* kadar rendah). Sifat *non marine* dari sedimen siklus awal Ngimbang ini dapat menyebabkan ketidaktepatan penanggalan dari proses sedimentasi transgresif di masa pertengahan Eosen. Transgresi yang terjadi ini menyebabkan sedimen pengisi graben yang mulanya dimulai dari endapan silisiklastik laut dangkal menjadi semakin mendalam ke arah atas. Kenaikan air laut pada formasi ini mengendapkan batugamping “CD” sebagai endapan Formasi Ngimbang bagian atas yang terdiri dari batugamping, dengan perselingan serpih dan batupasir. Formasi Ngimbang bagian bawah terdiri perulangan batupasir, batu lanau, serpih, dengan sisipan batubara yang tipis.

4. Formasi Kujung

Diakhir jaman Ngimbang, proses pengangkatan dan juga erosi yang disertai dengan penurunan air laut *eustatic* menghasilkan *event MidOligosen* regresif yang menyebar luas dan menjelaskan dasar siklus Kujung berikutnya (30 juta tahun). Walaupun pada awalnya dianggap sebagai *event eustatic*, sejumlah pengamat baik lokal (Cekungan Jawa Timur Utara) dan regional, menyarankan kontrol tektonik. Akhir dari siklus Kujung ini sesuai dengan berakhirnya transgresi awal yang didominasi oleh karbonat. Dalam kebanyakan kasus, hal ini menunjukkan bagian atas dari batu gamping Miosen Awal, sifat batu karang bagian atas dari siklus Kujung dapat diketahui memiliki arti bahwa siklus Kujung sampai batas siklus Tuban seringkali merupakan suatu ketidakselarasan yang diakibatkan oleh waktu yang dibutuhkan untuk klastika berurutan untuk *onlap* sisa karang. Pada Oligosen akhir Miosen awal diendapkan Formasi Kujung dengan batuan yang didominasi oleh batugamping dan *marl* dengan sisipan batupasir yang tipis dan juga terdapat fosil foraminifera, pecahan koral dan alga pada

batugamping. Formasi kujung tersebar luas, meliputi daerah purwodadi menerus ke arah timur Tuban dan Madura.

5. Formasi Cepu

Sedimentasi Miosen akhir pada Cekungan Madura terjadi dilaut dalam untuk pengendapan karbonat, *silica sand* dan lempung. Pada proses struktur pertengahan Miosen telah berhenti, selanjutnya diisi oleh formasi cepu yang terdiri dari *marl* serta batugamping dari pengendapan planktonik dan nanoplankton.

6. Formasi Mundu

Formasi Mundu berumur Pliosen Awal–Pliosen Akhir yang terdiri atas napal berwarna kehijauan, masif dan kaya akan foraminifera. Pada bagian atas terdiri dari anggota solerejo dengan perselingan batugamping pasiran dan pasir napalan. Penyebaran formasi Mundu ini cukup luas dan diperkirakan pada formasi ini diendapkan di laut terbuka, zona batial pada bagian bawah dan juga berkembang ke arah atas pada lingkungan paparan dangkal dengan kedalaman antara 100 hingga 200 meter.

7. Formasi Paciran

Formasi Paciran ini diketahui berumur Pleistosen yang dicirikan dengan adanya batugamping terumbu yang menyebar pada zona rembang. Diendapkan pada laut dangkal yang secara lateral menjemari dengan Formasi Mundu dan Formasi Lidah.

8. Formasi Lidah

Formasi Lidah Pleistosen ialah siklus pengendapan termuda yang selaras melapisi siklus Kawengan sebelumnya, dan struktur yang terbentuk selamainversi Plio-Pleistosen. Siklus lidah dimulai sekitar jaman PlioPleistosen (2 juta tahun) yang ditandai dengan timbulnya endapan non-laut (Hilangnya mikro fosil laut dengan pengecualian *bioclasts* yang diawetkan ulang). Penghentian sedimentasi laut terbuka ialah fungsi dari pengangkatan Pleistosen dengan endapan non laut setelahnya yang berasal dari pengangkatan massa daratan ke utara (Zona Rembang) dan ke selatan (Zona Kendeng). Untuk wilayah yang tidak terangkat menerima endapan fluvio-delta dan endapan aluvial dari barat dan barat daya dan sedimen gunung api dari selatan. Daerah vulkanik (Busur vulkanik modern) terbentuk sebagai respon subduksi benua di selatan merupakan sumber utama

masuk ke bagian selatan dan Gundih-Lasem. Transgresi yang terjadi dari pliosen hingga Plistosen mengendapkan Formasi Lidah yang tersusun oleh napal berlapis, batulempung hitam serta diselingi oleh batupasir.

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 (Soetantri 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 Kujung 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 Kujung 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 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 sekunder yaitu migrasi yang terjadi setelah masa PlioPleistosen, 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 (Bintarto dkk, 2020).

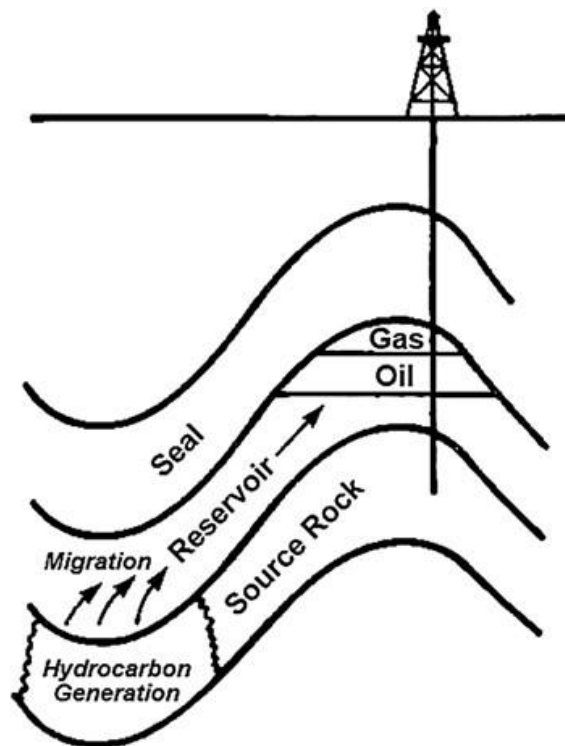
2.5.5 Penutup

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 4. *Petroleum system* (Dembecki, 2017).

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.

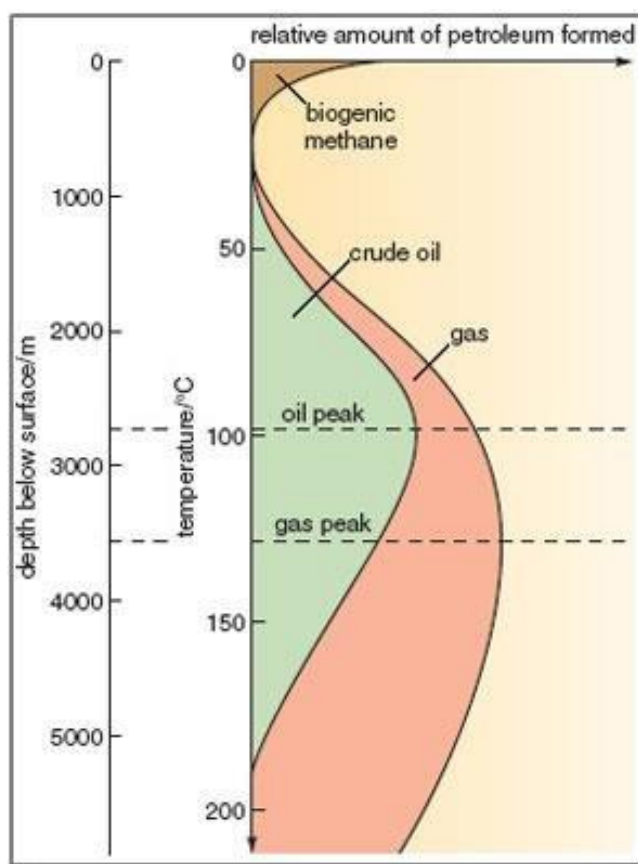
Peters dan Cassa, 1994 menjelaskan bahwa untuk melakukan analisa batuan induk dibutuhkan 3 hal yaitu :

- 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 penyusun 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 5. Hubungan antara pembentukan hidrokarbon dengan temperatur (Merril, 1991).

Berdasarkan **Gambar 5** 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 (Bintarto dkk, 2020).

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* (Bintarto dkk, 2020).

3.2 Konsep Dasar Well Logging dan Petrofisika

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Kegiatan untuk mendapatkan data Log disebut '*Logging*'. *Logging* memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitatif banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situasi dan kondisi sesungguhnya. Kurva Log memberikan informasi yang dibutuhkan untuk mengetahui sifat-sifat batuan dan cairan.

Well Logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan. Tujuan dari *well Logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan Log ini adalah untuk menentukan zona, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu batuan induk. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva Log vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya. Tampilan data hasil metode tersebut adalah dalam bentuk Log yaitu grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997).

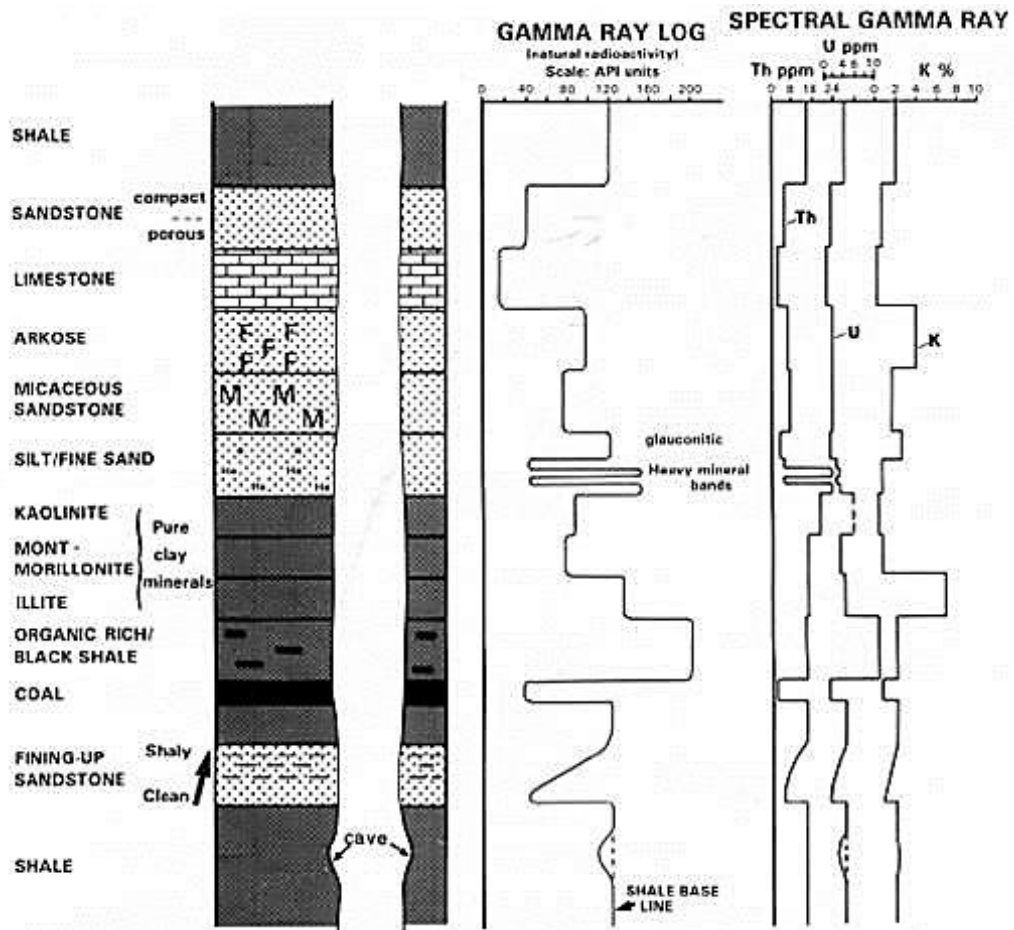
Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari tentang sifat-sifat fisik batuan. Analisa petrofisika mendukung usaha evaluasi formasi dengan cara menggunakan hasil rekaman *Logging* sebagai sumber utama. Data-data di luar data *Logging* juga diperlukan, seperti data *core* dan data lumpur pemboran. Analisa ini sangat penting untuk mengetahui kualitas batuan induk, jenis fluida, porositas dan permeabilitas dari suatu batuan atau formasi, karena hal ini hanya dapat diketahui berdasarkan sifat fisik dari batuan tersebut. Dengan cara menggunakan data Log sebagai sumber utama, parameter fisika analisa berdasarkan ilmu petrofisika untuk mengevaluasi formasi akan dapat memberikan informasi secara akurat mengenai zona reservoir dan sejauh mana penyebaran hidrokarbon didasarkan pada evaluasi dan analisa parameter petrofisika seperti kandungan lempung (*Vclay*), Porositas (Φ), dan Saturasi air (S_w) (Harsono, 1997).

3.3 Jenis – Jenis Log

3.3.1 Log *Gamma ray*

Secara sederhana prinsip dari Log GR adalah mengukur dan merekam sifat radioaktif dari lapisan bumi. Sifat Radioaktif GR tersebut terus menerus dipancarkan dalam bentuk pulsa-pulsa radiasi tinggi dari unsur Uranium, Thorium, dan Potassium yang umumnya terdapat pada batuan (Harsono, 1997). Log *Gamma ray* (GR) menunjukkan besaran intensitas radioaktif dalam suatu formasi. Log *gamma ray* digunakan karena sinar gamma sangat efektif untuk membedakan lapisan permeable dan non permeable sebab unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam shale yang non permeable serta tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang umumnya permeable (Harsono, 1997). Log ini juga merupakan metode yang digunakan untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di dalam lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan diantaranya Uranium, Thorium, Potasium dan Radium. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat pada batulempung dan sedikit dalam batupasir, batugamping, dolomite, coal, gypsum dan lainnya. Oleh karena itu, batulempung akan memberikan respon *gamma ray* yang signifikan dibandingkan dengan batuan lainya (Erihartini dkk., 2017).

Respon Log *Gamma ray* ditunjukkan pada **Gambar 6**, dimana respon Log *Gamma ray* pada batulempung pada rentang 0 – 120 API dan pada batupasir dengan rentang 0 – 40 API. Respon Log *Gamma ray* paling rendah ditunjukkan pada limestone dan paling tinggi pada organic rich/black shale.



Gambar 6. Respon kurva Log *gamma ray* (Rider, 2002)

Menurut Mjili dan Mulibo (2018), pada litologi yang *free shale* seperti *sandstone* atau *dolomite* nilai GR umumnya ditandai dengan nilai GR rendah (≤ 60) sedangkan shale umumnya menunjukkan nilai GR yang relatif lebih tinggi (≥ 60). Selain untuk menentukan lapisan *shale* dan batupasir, Log GR juga dapat digunakan untuk menentukan lapisan *permeable* di saat Log SP terdistorsi (umumnya pada lapisan yang sangat resistiv), saat Log SP tidak berfungsi (saat $R_{mf} = R_w$), atau saat Log SP tidak dioperasikan dikarenakan penggunaan lumpur pengeboran yang bersifat nonkonduktif.

Pada batupasir dan batu karbonat mempunyai konsentrasi radioaktif rendah dan *gamma ray* bernilai rendah, sebaliknya pada batulempung serpih, mempunyai *gamma ray* tinggi. Log *gamma ray* memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang biasanya memiliki skala berkisar 0–150 API atau 0–200 API jika terdapat lapisan *organic rich shale*.

Menurut Asquith dan Krygowski, (2004) Log *gamma ray* dapat digunakan untuk:

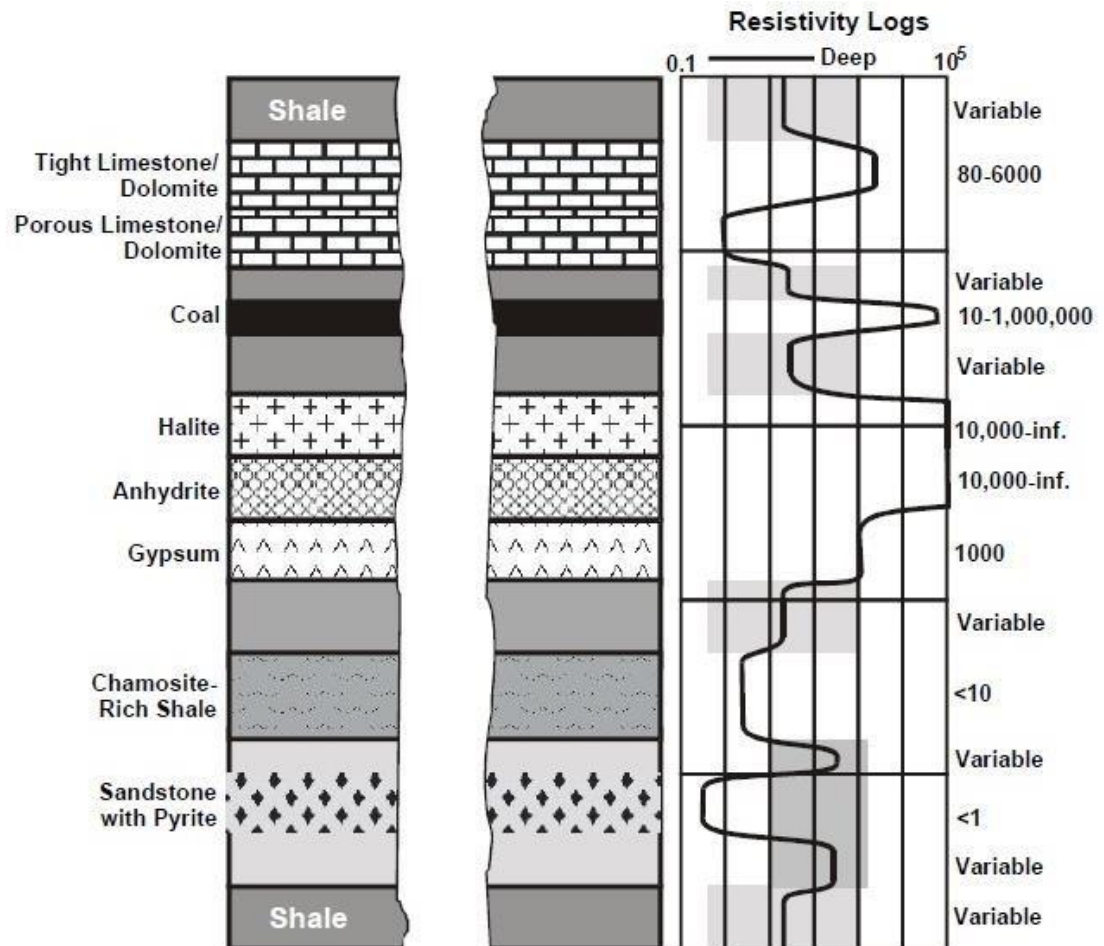
- Evaluasi kandungan serpih Vsh.
- Determinasi lapisan permeabel.
- Evaluasi mineral radioaktif.
- Evaluasi lapisan mineral radioaktif.
- Korelasi dan analisis fasies bawah permukaan.

Berdasarkan interpretasi kuantitatif Log *gamma ray* digunakan untuk menghitung kandungan lempung, sedangkan interpretasi kualitatif digunakan untuk mengkorelasi, menjabarkan fasies dan sekuen serta mengidentifikasi jenis litologi berdasarkan kandungan radioaktif. Log *gamma ray* memiliki fungsi lain yaitu untuk mengevaluasi kandungan serpih (*Vsh*), mendeterminasi lapisan permeable, mengevaluasi mineral radioaktif, dan mengkorelasi serta analisis fasies bawah permukaan serta di dalam suatu formasi.

3.3.2 Log Resistivitas

Menurut Harsono (1997), Log resistivitas merupakan Log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona hidrokarbon, dapat dilihat pada **Gambar 7**. Seperti yang diketahui, butiran dan matrik batuan dianggap tidak bersifat konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida yang mengisi pori batuan. Apabila nilai kurva resistivitas menunjukkan nilai yang rendah mencerminkan keberadaan fluida dengan nilai salinitas yang tinggi atau air. Sementara nilai resistivitas yang tinggi cenderung menunjukkan terdapatnya kandungan hidrokarbon (Fatahillah, 2016). Terdapat dua jenis alat yang digunakan untuk pengukuran resistivitas yaitu lateroLog dan induksi. LateroLog umumnya disebut sebagai alat resistivitas,

sementara induksi lebih sering disebut alat konduktivitas. Log dari pengukuran resistivitas lateroLog diantaranya; LLd (lateroLog dalam), LLs (lateroLog dangkal), MSFL (Log mikro terfokus). Sementara Log dari pengukuran induksi diantaranya; ILd (Induksi dalam), ILM (induksi menengah), SFL (Log terfokus).



Gambar 7. Respon Log resistivitas (Rider, 2002)

Respon Log Resistivitas ditunjukkan pada **Gambar 7**, dimana respon Log Resistivitas pada batulempung bernilai 1 – 5 Ohm.m, pada batupasir dengan kandungan hidrokarbon gas pada rentang 100 – 10.000 Ohm.m, batupasir dengan kandungan hidrokarbon minyak pada rentang 100 – 1000 Ohm.m, dan batupasir dengan kandungan hidrokarbon air pada rentang 5 – 10 Ohm.m.

Log resistivitas adalah metode yang digunakan untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air dan gas disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikannya. Untuk besaran resistivitas batuan dideskripsikan

dengan Ohm meter, biasanya dibuat dalam skala Logarithmic dengan menggunakan rentang nilai antara 0,2 sampai dengan 2000 Ohm meter. Metoda resistivitas Logging ini dilakukan karena pada hakikatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu (Aprilia, 2018). Untuk nilai resistivitas pada beberapa batuan yang biasanya ditemukan pada eksplorasi migas ditunjukkan pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Nilai resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004)

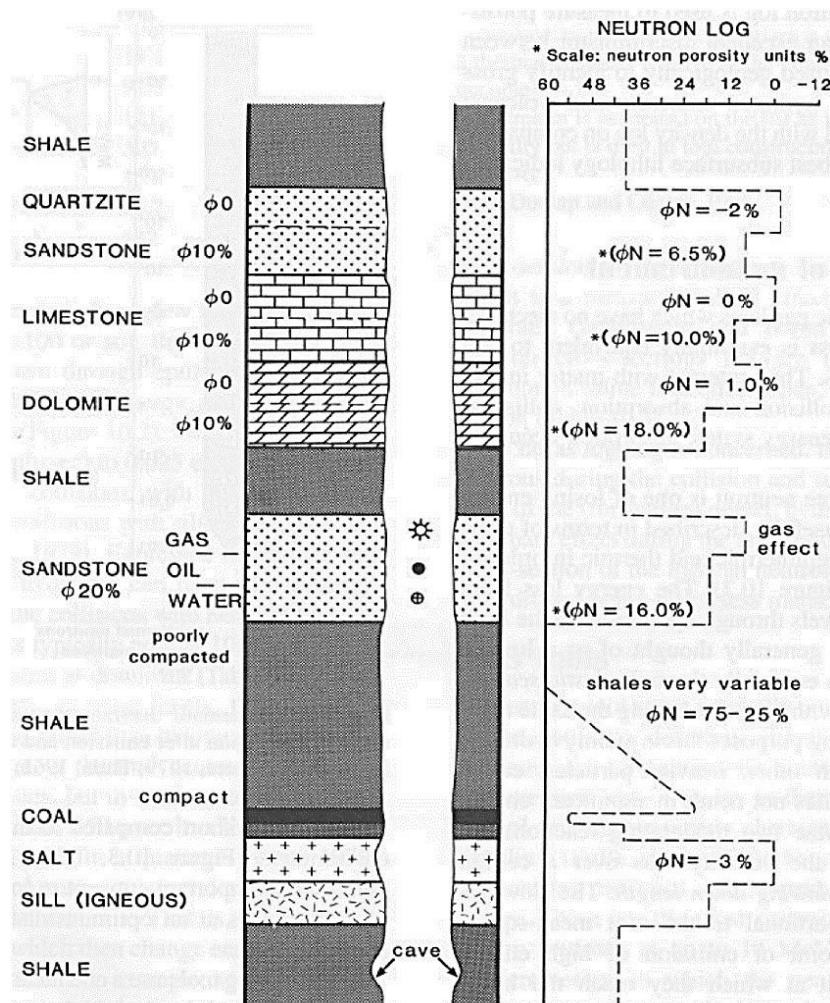
Material	Resistivitas (Ohm meter)
<i>Limestone</i>	50 - 10 ²
<i>Sandstones</i>	1 - 10 ⁸
<i>Shales</i>	20 – 2x10 ³
<i>Dolomite</i>	100 – 10.000
<i>Sand</i>	1 – 1000
<i>Clay</i>	1 – 100
<i>Sea Water</i>	0.2

3.3.3 Log Neutron

Log neutron merupakan Log yang mengukur jumlah ion hidrogen dalam suatu formasi. Mekanisme kerja dari Log ini ialah dengan pemancaran neutron yang berenergi tinggi dari sumber radioaktif yang dipasang pada alat. Jika terjadi tumbukan akan kehilangan energi tergantung pada inti material formasi, energi neutron yang hilang tergantung pada jenis energi yang ditumbuk. Log neutron digunakan bersamaan dengan Log densitas untuk menghitung porositas suatu batuan. Jika pori terisi oleh hidrokarbon gas, maka neutron porositas yang terhitung akan lebih kecil, hal ini disebabkan karena gas memiliki jumlah ion hidrogen lebih sedikit dibandingkan dengan air maupun minyak. Gejala penurunan nilai neutron porositas ini disebut dengan gas *effect* serta terdapat *shale effect* jika terjadi kenaikan nilai porositas akibat kandungan shale. Hal tersebut terjadi karena ion hidrogen pada struktur lempung dan air yang terikat dalam lempung ikut terhitung sebagai ion hidrogen seperti dalam pori (Nukefi, 2007). Semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungannya

dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula (Asquith dan Krygowski, 2004). Dapat dilihat pola kurva Log neutron terhadap litologi batuan pada **Gambar 8**.

Karena sifatnya yang mampu mengukur kandungan hidrogen, Log neutron umumnya digunakan untuk menentukan porositas dari suatu batuan. Namun Log neutron mempunyai kekurangan di mana tidak bisa membedakan antara atom hidrogen yang berada bebas di pori batuan dengan atom hidrogen yang memang terikat secara kimia pada mineral penyusun batuan (seperti pada *shale*), sehingga terkadang respon Log neutron pada formasi yang banyak mengandung *shale* akan menunjukkan seolah-olah lapisan tersebut mempunyai porositas yang tinggi (Harsono, 1997).

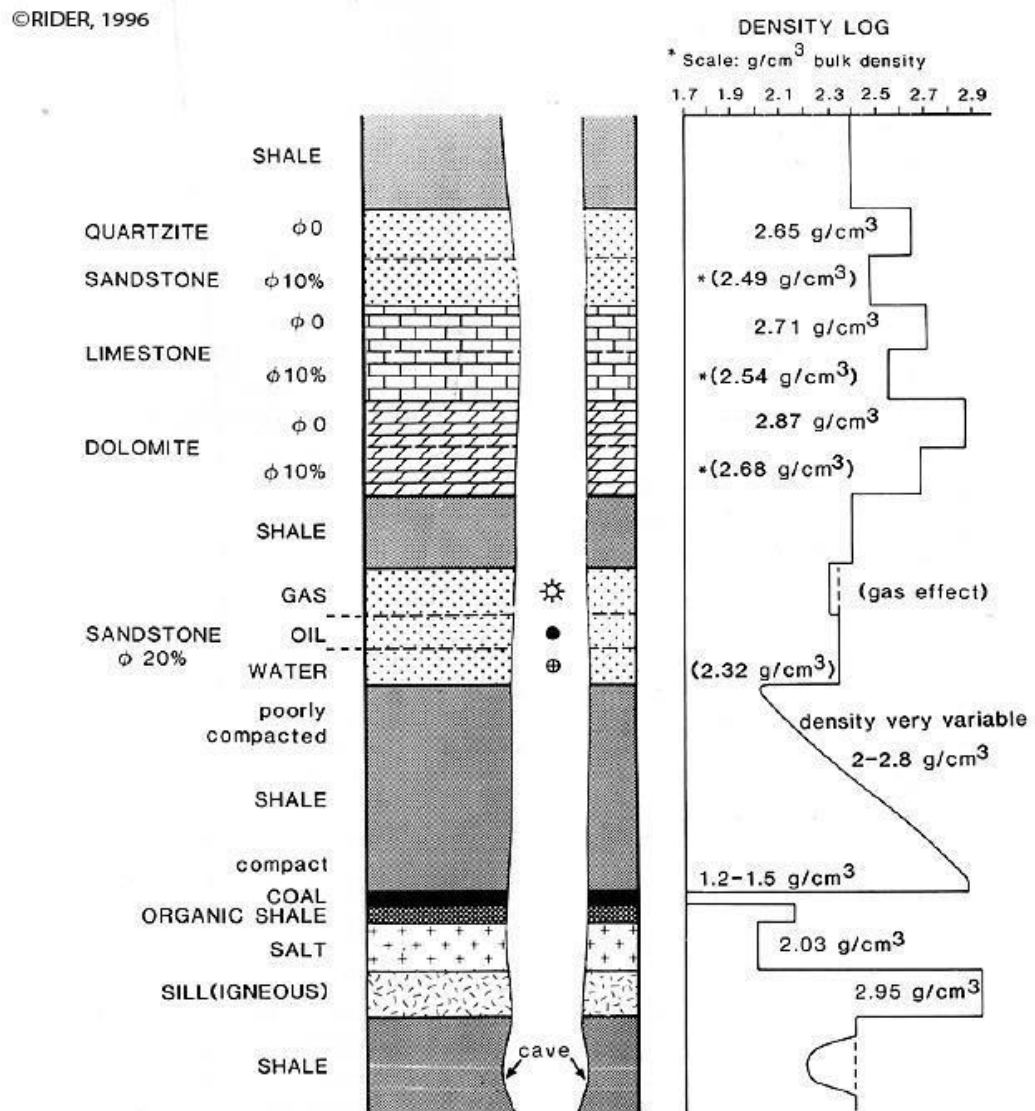


Gambar 8. Respon Log neutron (Rider, 2002)

3.3.4 Log Densitas

Prinsip kerja Log ini ialah memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakan pada dinding bor. Saat sinar gamma menembus batuan sinar akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, sehingga mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan sebagian lagi akan dipantulkan kembali dan ditangkap oleh detektor yang diletakan diatas sumber radiasi. Respon Log densitas pada lapisan batupasir menunjukkan nilai yang rendah tergantung pada porositas batuan yang ada, ditunjukkan pada **Gambar 9**.

Bulk density dari sebuah formasi adalah rata-rata dari dari matriks dan fluida dalam pori-pori pada area *flushed zone*, dan porositasnya dipengaruhi oleh keberadaan *shale*. Densitas dari *shale* bervariasi antara 2.20 dan 2.85 g/cm^3 , tergantung dari mineral *clay* yang ada di dalam *shale*. Log densitas digunakan untuk mengestimasi porositas efektif dari batupasir berlempung, dengan mengasumsikan densitas dari *shale* sekitar 2.65 g/cm^3 . Log densitas bersama dengan Log neutron juga umum digunakan untuk mendeteksi adanya air di batuan, menentukan densitas dari hidrokarbon, dan mengevaluasi keberadaan lapisan *shale* (Asquith & Krygowski, 2004).



Gambar 9. Respon Log density (Rider, 2002)

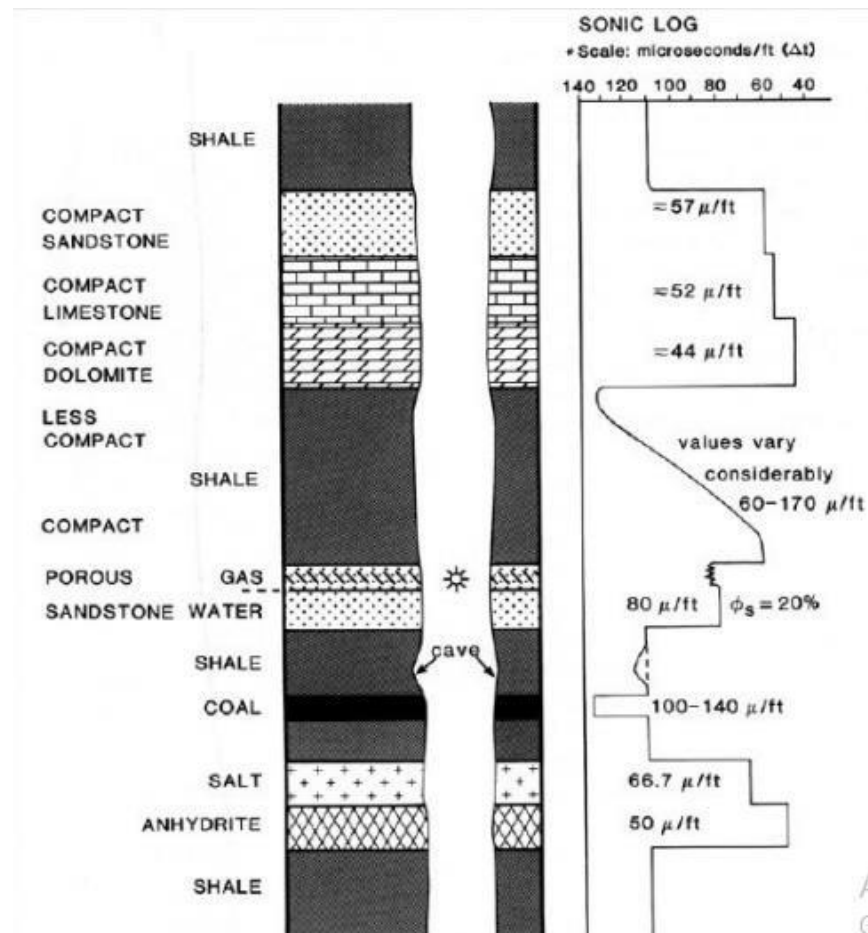
3.3.5. Log Sonic

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 10. Respon Log *Sonic* (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).

3.4 Analisa Potensi Batuan Induk

Source rock adalah endapan sedimen yang mengandung bahan-bahan organik yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi (termatangkan) ketika endapan tersebut tertimbun dan terpanaskan oleh tekanan dan temperature tertentu, kemudian bermigrasi dan terakumulasi pada batuan berpori. Jenis batuan ini biasanya batuan serpih, yang mana terendapkan pada lingkungan dengan energi yang rendah dan kaya akan materi organik seperti pada lingkungan laut dan danau (Peters & Cassa, 1994).

3.4.1 TOC (*Total organic carbon*)

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. Kandungan karbon organik total dengan menghaluskan sampel, penanganan ini dilakukan secara hati-hati untuk melepaskan sebagian mineral karbonat menggunakan asam klorida hangat, dan menganalisis residu kandungan karbon dengan *Leco Carbon Sulfur Determinator*. Hal ini berlaku untuk parameter batuan induk bahwa jika sampel kurang dari 0,5% berat TOC tidak dapat menghasilkan hidrokarbon yang cukup secara komersial dan karena itu dianggap sebagai *nonsource*; sampel antara 0,5 dan 1% berat TOC dinilai sedang; sampel 1.0 dan 2% berat dinilai dianggap baik, sementara sampel lebih dari 2 sampai 4% dianggap sebagai sangat baik, dan bila lebih dari 4% berat dinilai istimewa (Peters & Cassa, 1994).

Total organic carbon (TOC) adalah jumlah karbon yang digambarkan dalam persentase jumlah berat kering batuan. Analisis TOC dilakukan untuk mengetahui deskripsi kualitas batuan induk (Ginting, 2019).

TOC adalah kuantitas dari karbon organik yang terendapkan dalam batuan. Semakin tinggi nilai TOC maka akan semakin baik pula *source rock* tersebut dan kemungkinan terbentuknya hidrokarbon akan semakin tinggi (Fatahillah, 2016). TOC yang dapat menghasilkan ialah di atas 1%. *Total organic carbon* diartikan sebagai jumlah karbon terikat di dalam senyawa organik yang terkandung di dalam air itu sendiri. TOC mengukur semua bahan yang terlihat organik. Jumlah material organik yang ada pada batuan dinyatakan dengan nilai karbon organik total (*TOC/Total organic carbon*) dalam satuan persen dari batuan dalam keadaan kering. Nilai TOC digunakan sebagai salah satu parameter tahap seleksi awal terhadap batuan sehingga dapat dipisahkan antara batuan yang tidak menarik dan yang menarik untuk dikaji lebih lanjut (Harsono, 1997). Persamaan empiris untuk menghitung TOC pada batuan dari Log R adalah:

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

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

dimana:

TOC : *Total organic carbon* (wt%)

LOM : *Level Of Maturity*

Log R : Kurva separasi pada *overlay Log sonic/resistivity*

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

T : Pengukuran waktu transit

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

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

Indikasi batuan yang berpotensi sebagai batuan induk berdasarkan nilai TOC Peters dan Cassa, 1994 terdiri atas lima kelas, yaitu:

Tabel 2. Batuan yang berpotensi sebagai batuan induk berdasarkan nilai TOC (Peters dan Cassa, 1994)

No	TOC (%)	Kualitas
1	0 - 0,5	<i>Poor</i> (Buruk)
2	0,5 - 1,0	<i>Fair</i> (Sedang)
3	1,0 - 2,0	<i>Good</i> (Baik)
4	2,0 - 4,0	<i>Very Good</i> (Sangat Baik)
5	>4	<i>Excellent</i>

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.

3.4.2 *Vitrine 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 *Vitrine Reflectance* akan cenderung naik ketika tegangan termalnya naik. Tingkat kematangan bahan organik pada suatu batuan induk dapat ditemukan dengan menggunakan nilai *Vitrine Reflectance*.

Tabel 3. 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).

Vitrinite Reflectance ini dapat mengindikasikan pembentukan hidrokarbon yang dimungkinkan dan jenis hidrokarbon apa yang dapat terbentuk, tetapi pemantulan vitrinit tidak dapat secara langsung menunjukkan kapan pembentukan hidrokarbon dan berapa banyak hidrokarbon yang telah dihasilkan.

3.4.3. 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 4. Data kematangan batuan induk (Peters & Cassa, 1994)

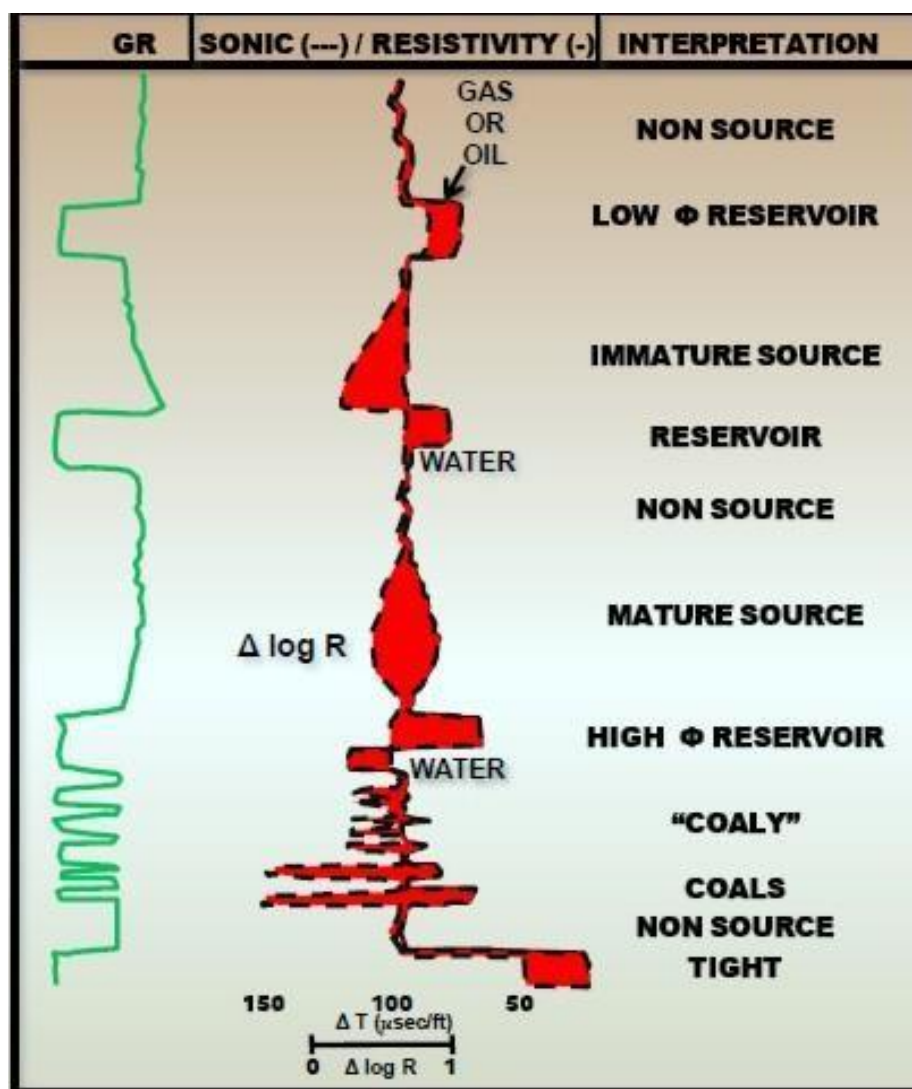
Ro (%)	<i>Stage of Thermal Maturity for Oil</i>
0,2 – 0,6	<i>Immature</i>
0,6 – 0,65	<i>Early Mature</i>
0,65 – 0,9	<i>Peak Mature</i>
0,9 – 1,35	<i>Late Mature</i>
>1,35	<i>Over Mature</i>

Pematangan pada batuan induk terbagi menjadi 3 jenis yaitu :

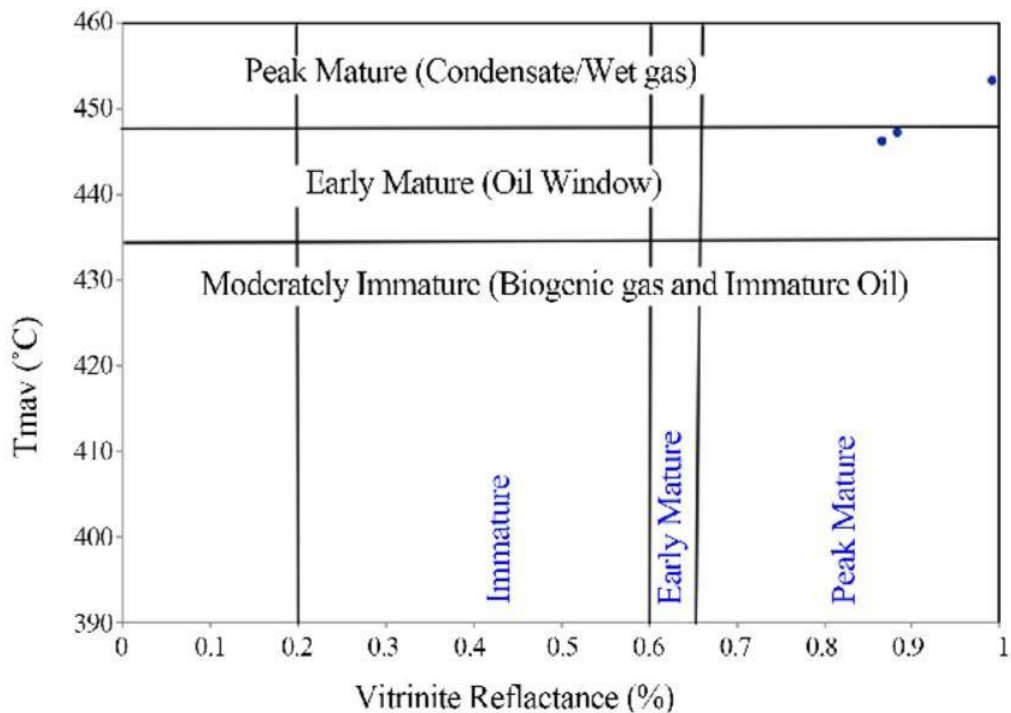
- a. *Immature* yaitu batuan induk belum mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.
- b. *Mature* yaitu batuan induk sedang mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.

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

Kemampuan suatu batuan induk untuk menghasilkan minyak dan gas bumi tergantung pada tiga buah parameter, yaitu kuantitas kandungan karbon organik atau biasa disebut sebagai *Total organic carbon* (TOC), serta tingkat kematangan kerogennya (*immature, mature, atau postmature*). Adapun untuk analisis kualitatif zona batuan induk dapat dilihat pada **Gambar 11**.



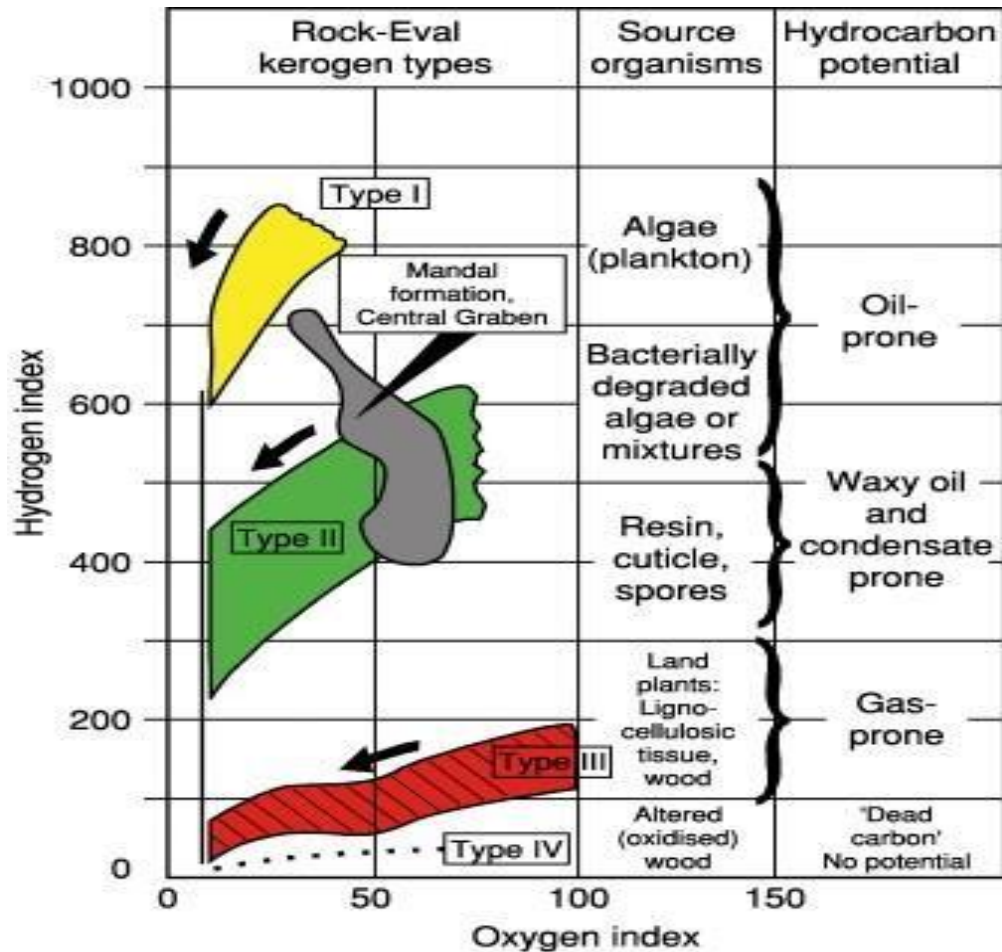
Gambar 11. Interpretasi kualitatif lapisan batuan induk (Passey et al, 1990).



Gambar 12. Diagram Van Krevellen Tmax vs Ro (Peters & Cassa,1994).

3.5. 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. Pemahaman tentang kisaran variasi kimia kerogen penting karena fraksi ini merupakan komponen organik utama batubara, serpih minyak, dan lapisan sumber minyak atau gas (Hunt dan Ashley, 1979).



Gambar 13. Jenis kerogen, asal usul dan jenis hidrokarbon apa yang dapat Berproduksi (Glennie, 2009).

3.5.1 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.

3.5.2. 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.

3.5.3. Kerogen Tipe III (*gas prone*)

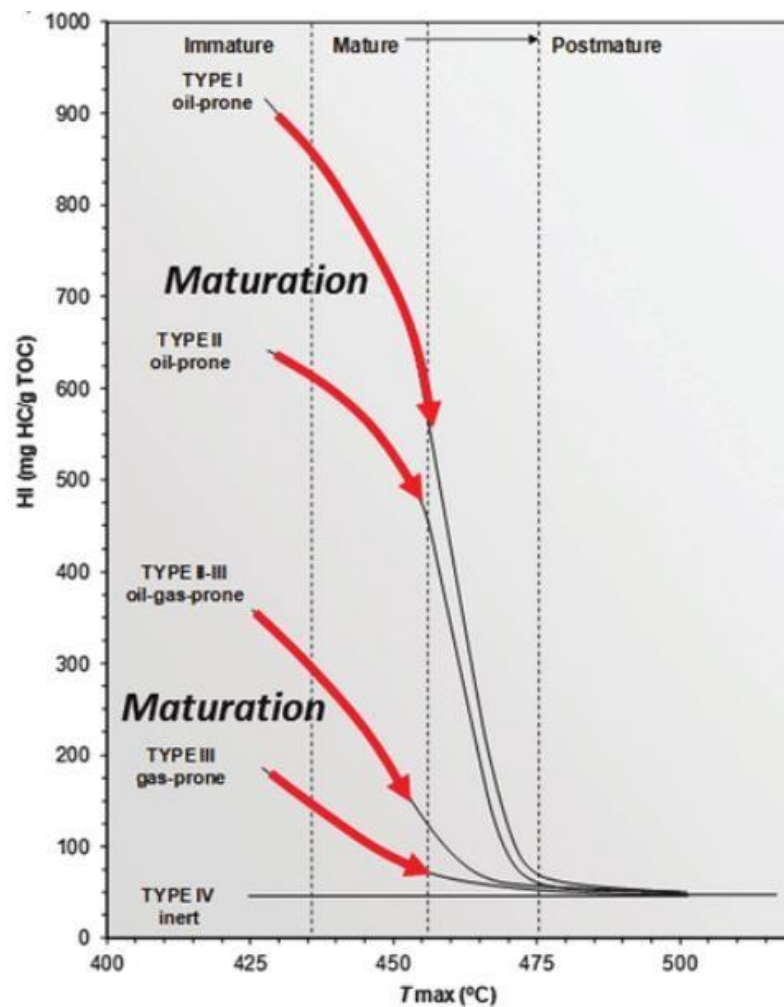
Karena sistem aromatik yang luas dan memiliki konsentrasi oksigen yang tinggi, maka kerogen jenis ini memiliki tingkat hidrogen yang rendah. Konsentrasi oksigen yang tinggi disebabkan oleh adanya lignin, karbohidrat, selulosa dan fenol. Tanaman darat yang mengandung senyawa lemak dan memiliki kecenderungan 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).

3.5.4. 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 5. Pengelompokan tipe kerogen berdasarkan HI, perbandingan S2 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 14. Diagram Van Krevelen Tmax vs HI (Kartono, 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 6. Empat tipe dasar kerogen

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

Tabel 7. 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 tersulangsulang yang teroksidasi

Tabel 8. 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 & Gas	Sedikit
300 - 450	Minyak	Sedang
450 – 600	Minyak	Banyak
>600	Minyak	Sangat Banyak

3.6. *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 hydrogen 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 resinit, dimana resinit 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 9. Parameter potensi batuan induk (Peter & Cassa, 1994)

TOC (wt %)	Kualitas	<i>Rock Eval Pyrolysis</i>		
		SI (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 bawah 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).

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. METODE PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun tempat penelitian dilakukan di :

Tempat : Laboratorium Mitigasi Bencana GeoLogi

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

Tanggal : Februari 2024 s.d Agustus 2024

Adapun jadwal pelaksanaan kegiatan penelitian ini dapat dilihat pada **Tabel 10**.

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

1. Laptop
2. Data *Log* Sumur
3. Data Geokimia
4. *Software Interactive Petrophysics*
5. *Software ArcGis 10.3*
6. *Microsoft Word*
7. *Microsoft Excel*

4.3 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur percobaan yang digunakan pada penelitian penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.3.1 Studi Literatur

Studi literatur ini dilakukan pada tahapan awal untuk mengumpulkan data. Data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar sehingga dapat mempermudah dalam penelitian. Pada tahapan studi literatur, penulis mempelajari tatanan geoLogi dan stratigrafi regional daerah penelitian. Pada tahap ini juga penulis mempelajari terkait *well Logging*.

4.3.2 Persiapan dan Pengumpulan Data

Tahapan persiapan dan pengumpulan data merupakan tahapan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dalam penelitian ini. Data yang digunakan pada penelitian berupa data *Log*, data *core* dan data geokimia.

4.3.3 Pengolahan Data

a. Pengolahan Data Sumur

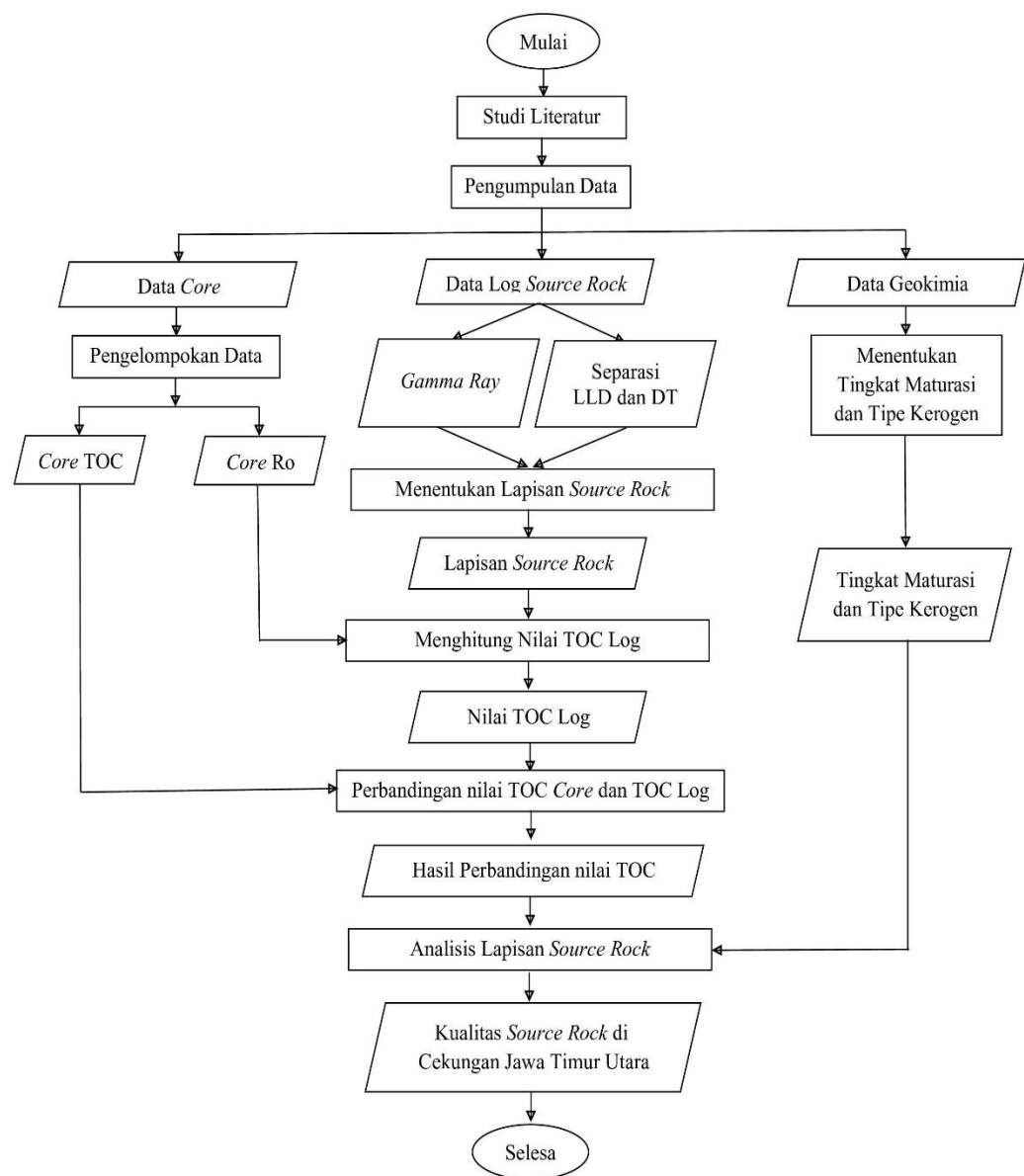
Pengolahan data sumur dilakukan menggunakan *software Interactive Petrophysics* dengan melakukan interpretasi dari data *Log source rock* dengan memanfaatkan *Log gamma ray* dan separasi antara *Log DT* dan *Log LLD* yang kemudian dapat diketahui zona *source rock* pada sumur tersebut.

b. Pengolahan Data Geokimia

Data geokimia digunakan untuk mencari tingkat maturasi dan tipe kerogen sehingga bisa di korelasikan dengan *Total organic carbon* (TOC) untuk mendapatkan potensi *source rock* pada kelima sumur kemudian dilakukan analisis-analisis potensi *source rock*.

4.4 Diagram Alir

Adapun diagram alir dalam penelitian ini pada (**Gambar 15**).



Gambar 15. Diagram Alir

V. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil interpretasi pada sumur A1 didapatkan 35 lapisan *source rock*, sumur A2 didapatkan 6 lapisan *source rock*, pada sumur A3 didapatkan 21 lapisan *source rock*, pada sumur A4 didapatkan 4 lapisan *source rock* dan pada sumur A5 didapatkan 4 lapisan *source rock*.
2. Berdasarkan hasil interpretasi kuantitatif pada sumur A1 didapatkan nilai TOC antara 0.58%-1.38%, pada sumur A2 didapatkan nilai TOC antara 0.67%-0.81 %, pada sumur A3 didapatkan nilai TOC antara 0.56%-1.83%, pada sumur A4 didapatkan nilai TOC antara 0.70%-0.82% dan pada sumur A5 didapatkan nilai TOC antara 0.81%-0.90%.
3. Berdasarkan hasil perhitungan TOC pada 5 sumur didaerah penelitian untuk sumur A1 dan A3 memiliki kualitas batuan induk sedang (*fair*) hingga baik (*good*) dengan tipe kerogen II/III dengan tingkat maturasi yang dominan *immature* dengan 1 lapisan zona *source rock* pada sumur A1 memiliki tingkat kematangan *mature* pada kedalaman 9800-9825 ft dengan nilai Tmax 438°C, nilai *Hydrogen Index* 129 HC/gTOC dan pada sumur A3 terdapat 1 lapisan zona *source rock* dengan tingkat kematangan *mature* pada kedalaman 9126-9183 ft dengan nilai Tmax 435°C, nilai *Hydrogen index* 181 HC/gTOC , sedangkan pada sumur A2, A4 dan A5 memiliki kualitas batuan induk sedang (*fair*) dengan tipe kerogen III dan memiliki tingkat kematangan *immature*.

5.2 Saran

Adapun saran dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Perlu diperbanyak data geokimia *core* pada daerah tersebut agar lebih akurat nilai disetiap sumur.
2. Perlu dilakukan pengolahan lebih lanjut dengan metode seismic agar dapat diketahui persebaran *reservoir* secara lateral.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G. dan Krygowski, D. (2004). *Second Edition Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/Mth16823>
- Azhary, M., Zaenudin, A., Karyanto, dan Setiadi, M. (2019). Studi Sub-Cekungan Jawa Timur Bagian Utara Untuk Mengetahui Pola Sub-Cekungan Berpotensi Minyak dan Gas Bumi Menggunakan Data Gaya Berat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(3), 88-98. <http://dx.doi.org/10.23960/jge.v3i3.1050>
- Bagus, M., Ordas, D., Dani, I., Isti Nur, K., Ambrosius Hernawan, W., & Suharso, S. (2023, November). Identifikasi *Total organic carbon* Pada Sumur BTO Berdasarkan Data *Core* Dan Data Log Di Jawa Timur Utara. In *Prosiding Seminar Nasional Ilmu Teknik Dan Aplikasi Industri (SINTA) 2023* (Vol. 6). Fakultas Teknik Universitas Lampung
- Bammelen Van, R. W. (1949). *The GeoLogy of Indonesia*. Vol. IA. General GeoLogy of Indonesia and Adjacent Archipelagoes. Government Printing Office, The Hague. <https://www.worldcat.org/title/geoLogy-of-indonesia/oclc/624477880>
- Bintarto, B., Swadesi, B., Choiriah, S. U., dan Kaesti, E. Y. (2020). Pemetaan Singkapan Di Indonesia Berdasarkan Pada Karakteristik Reservoir Migas Studi Kasus “Cekungan Jawa Timur Utara”. Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
- Dembicki, H. (2017). *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*. Elsevier, USA
- Dewanto, O. (2001). Perkiraan Tingkat Maturasi Hidrokarbon Menggunakan Metode Panas. Tesis. Universitas Indonesia. Jakarta. p. 1-35.
- Erihartanti., Siregar, S., S., dan Sota, I. (2017). *Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well Logging dengan Metode Cross Section di PT. Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab. Kapuas Tengah*. Universitas Lambung Mangkurat. <http://dx.doi.org/10.20527/flux.v12i2.2612>

- Fuadah, S. S., Ilmi, N. N., Adhiperdana, B. G., & Sunardi, E. (2022). Evaluasi Karakteristik Batuan Induk Berdasarkan Analisis Geokimia Hidrokarbon Dan Pemodelan 1d Sejarah Pemendaman Pada Sumur Sfa-3 Di Cekungan Jawa Timur Utara. *Geoscience Journal*, 6(3), 944-952
- 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 Geokima. *Geoscience Journal*, 3(2), 95-101.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Servis.
- Jamaluddin, J., Maria, M., & Ryka, H. (2019, November). Karakterisasi Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Berdasarkan Analisis Geokimia Material Organik Sumur Jmb, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan. In *Seminar Nasional Rekayasa Tropis 2023* (2) No. 1, Pp. 18-26
- Killops, V. J., dan Killops, S. D. (2013). *Introduction to organic geochemistry*. John Wiley & Sons.
- Laksono, F. A. T., Kusdiantoro, F., Kovács, J., & Purnomo, W. H. (2021). Analisis Kematangan Batuan Induk Hidrokarbon Di Formasi Naintupo, Sub-Cekungan Tarakan, Provinsi Kalimantan Utara. *TEKNIK*, 42(1), 260-272. <https://doi.org/10.14710/teknik.v42i3.35821>
- Listriyanto, L., Widada, S., Rahmad, B., Said, S., & Hendaryono, H. (2017). Potensi Batuan Induk Hidrokarbon Serpih Gumai di Talang Padang, Kabupaten Tanggamus Propinsi Lampung. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 1(1), 9-13. <https://doi.org/10.30588/jo.v1i1.237>
- Mudjiono, R., dan Pireno, G.E., (2001). *Exploration of the North Madura Platform, Offshore, East Java*. Jakarta: Proceedings of 28th Annual Convention of Indonesian Petroleum Association.
- Mjili, A. S., dan Mulibo, G. D. (2018). Petrophysical Analysis of Reservoirs Rocks at Mlinzi Mbali-1 Well in Block 7 Offshore, Tanzania: GeoLogical Implication on the Reservoir Quality. *Open Journal of GeoLogy*, 08(08), 764-780. [10.4236/ojg.2018.88047](https://doi.org/10.4236/ojg.2018.88047)
- Nainggolan, T. (2018). Dekomposisi Spektral dengan Transformasi Wavelet Kontinyu untuk Deteksi Zona Hidrokarbon di Perairan Bali Utara. *Jurnal PPPGL*, Bandung. [10.32693/bomg.33.2.2018.556](https://doi.org/10.32693/bomg.33.2.2018.556)
- Nukefi, A. (2007). Karakterisasi reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. *Skripsi*. Institut TeknoLogi Bandung.

- Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J., dan Stround, J. (1990). A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *AAPG Bulletin*, 74(12), 1777-1794. :10.1306/0C9B25C9-1710-11D7-8645000102C1865D
- Peters, K.E., dan M. R. Cassa., (1994). *Applied Source rock Geochemistry*, AAPG Memoir 60 Chapter 5: Tulsa, Oklahoma USA.
- 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. (2002). *The GeoLogical Interpretation of Well Logs Second Editions*. Rider-French Consulting Ltd.
- Sarwono, J. 2006. *Metode Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*. Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Satyana, Awang H., Lambok P. Marpaung, Margaretha E.M. Purwaningsih, dan M. Kusuma Utama, (2005). *Regional Gas Geochemistry of Indonesia: Genetic Characterization and Habitat of Natural Gases, Proc. Of Indon. Petro. Assoc.*, 31, Annual convention.
- Setiawan, N. I., Osanai, Y., Nakano, N., Adachi, T., Yonemura, K., Yoshimoto, A., & Mamma, K. (2013). An Overview Of Metamorphic GeoLogy From Central Indonesia: Importance Of South Sulawesi, Central Java And South-West Kalimantan Metamorphic Terranes. <https://doi.org/10.15017/26209>
- Silaen, M., Aribowo, Y., & Setyawan, R. (2021). Potensi Reservoir Batupasir Formasi Ngimbang Dan Interval Umur Pra-Tersier Area Silaen-10, Sub-Cekungan Kangean, Cekungan Jawa Timur Utara. *Jurnal Geosains Dan TeknoLogi*, 4(2), 101-116. <https://doi.org/10.14710/jgt.4.2.2021.101-116>
- Shandika, D. (2016). Interpretasi Log untuk menentukan Interval Perforasi Formasi K lapangan X. *Skripsi-2016*
- SKK Migas. (2020). Laporan Tahunan 2020 ‘Menuju 1 Juta BOPD & 12 BSCFD Di 2023. Jakarta.
- Sribudiyani, M.N., R. Ryacudu, T. Kunto, P. Astono, I. Prasetya, B. Sapie, S. Asikin, A.H. Harsolumakso, dan I. Yulianto. (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*. <https://doi.org/10.29118/ipa.1530.03.g.085>
- Soetantri, B., Samuel, L., dan Nayoan, G. A. S. (1973). The geoLogy of the oilfields in north east Java. *Proceeding of 2nd AnnualConvention and Exhibition of Indonesian Petroleum Association*, pp. 149-175

- Sumotarto, T. A., Haris, A., Bachtiar, A., & Usman, A. (2017). Karakterisasi Batuan Serpih Pada Lapangan Formasi Tanjung, Cekungan Barito, Kalimantan Selatan Sebagai Potensi Shale Hydrocarbon. *Spektra: Jurnal Fisika Dan Aplikasinya*, 2(1), 37-44. 10.21009/SPEKTRA.021.06
- 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. W. (2013). *Geochemistry In Petroleum Exploration*. Springer Science & Business Media
- Waples, D. W., (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*, International Human Resources Development Corporation: USA.
- Wijaya, P. H., dan Noeradi, D. (2010). Properties modelling to support reservoir characteristic of W ITB Field in Madura Strait area, *Bull. Marine Geol.* 25. Hal: 77-87. 10.32693/bomg.25.2.2010.27