

**IDENTIFIKASI TIPE KEROGEN DAN KUALITAS BATUAN
INDUK BERDASARKAN NILAI *TOTAL ORGANIC CARBON*
(TOC) PADA SUMUR-SUMUR DI LAPANGAN “RAP”
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh

**Riska Anjun Putrianti
1915051005**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**IDENTIFIKASI TIPE KEROGEN DAN KUALITAS BATUAN
INDUK BERDASARKAN NILAI *TOTAL ORGANIC CARBON*
(TOC) PADA SUMUR-SUMUR DI LAPANGAN “RAP”
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

RISKA ANJUN PUTRIANTI

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 TIPE KEROGEN DAN KUALITAS BATUAN INDUK BERDASARKAN NILAI *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) PADA SUMUR-SUMUR DI LAPANGAN “RAP” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh:

RISKA ANJUN PUTRIANTI

Setiap tahunnya kebutuhan energi fosil di Indonesia selalu meningkat. Penggunaan minyak dan gas bumi yang tinggi di Indonesia mengakibatkan banyaknya adanya penelitian-penelitian baru untuk menemukan potensi yang lebih lanjut terkait dengan *Source Rock* sebagai daerah *charging* reservoir. Semakin meningkatnya kebutuhan minyak tersebut mengakibatkan diperlukan adanya eksplorasi terbaru. Pada penelitian yang dilakukan menggunakan metode *Well Logging* dengan adanya data geokimia sebagai data pendukung dalam penelitian ini. Adapun tujuan dari dilakukannya penelitian ini yaitu untuk menentukan zona target *Source Rock*, nilai kandungan *Total Organic Carbon* (TOC), kualitas batuan induk, tipe kerogen dan jenis fluida yang terdapat di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara. Adapun hasil yang didapatkan dari penelitian ini yaitu terdapatnya 15 zona target di sumur RA1 dengan kualitas batuan induk buruk, sedang dan baik dan berada di tipe kerogen II dan tipe II/III, sumur RA2 menghasilkan 5 zona target, sumur RA3 menghasilkan 5 zona target dan berada di tipe kerogen III dengan kualitas batuan induk sedang dan baik dan sumur RA4 menghasilkan 5 zona target. Pada Sumur RA1 menghasilkan 2 jenis fluida berupa minyak serta minyak dan gas. Sumur RA3 hanya menghasilkan 1 jenis fluida yaitu gas.

Kata kunci: Tipe Kerogen, TOC, Kualitas Batuan Induk, *Source Rock*, Fluida

ABSTRACT

**IDENTIFICATION OF KEROGEN TYPE AND SOURCE ROCK
QUALITY BASED ON TOTAL ORGANIC CARBON (TOC) VALUES IN
WELLS IN THE "RAP" FIELD OF THE NORTH EAST JAVA BASIN.**

By:

RISKA ANJUN PUTRIANTI

Every year the demand for fossil energy in Indonesia always increases. The high use of oil and gas in Indonesia has resulted in many new studies to find further potential related to the Source Rock as a charging reservoir area. The increasing need for oil has resulted in the need for new exploration. In the research conducted using the Well Logging method with geochemical data as supporting data in this study. The purpose of this research is to determine the target zone of Source Rock, the value of Total Organic Carbon (TOC) content, the quality of the Source Rock, the type of kerogen and the type of fluid contained in the "RAP" field in the North East Java Basin. The results obtained from this study are the presence of 15 target zones in the RA1 well with poor, medium and good source rock quality and are in kerogen type II and type II/III, RA2 well produces 5 target zones, RA3 well produces 5 target zones and is in kerogen type III with medium and good source rock quality and RA4 well produces 5 target zones. Well RA1 produces 2 types of fluid in the form of oil and oil and gas. The RA3 well only produces 1 type of fluid, namely gas.

Keywords: Kerogen Type, TOC, Source Rock Quality, Zone Source Rock, Fluids

Judul Skripsi

: IDENTIFIKASI TIPE KEROGEN DAN KUALITAS
BATUAN INDUK BERDASARKAN NILAI *TOTAL
ORGANIC CARBON (TOC)* PADA SUMUR-SUMUR
DI LAPANGAN "RAP" CEKUNGAN JAWA
TIMUR UTARA

Nama Mahasiswa

: *Riska Anjun Putrianti*

Nomor Pokok Mahasiswa

: 1915051005

Program Studi

: Teknik Geofisika

Fakultas

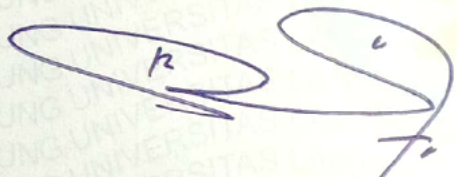
: Teknik

MENYETUJUI,

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing 1

Pembimbing 2

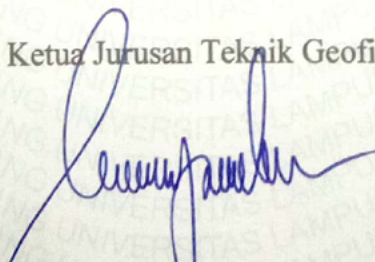


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si
NIP. 196612221996031001



Prof. Drs. Ir. Suharno, M. Sc., Ph.D
NIP. 196271071987031002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

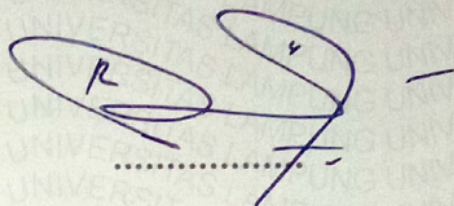


Karyanto, S.Si., M.T.
NIP. 19691230 199802 1 001

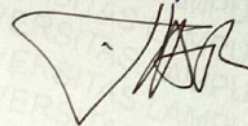
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji


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



Sekretaris : **Prof. Drs. Ir. Suharno, M. Sc., Ph.D**



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



2. Dekan Fakultas Teknik



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

Tanggal Ujian Skripsi : **7 Agustus 2023**

PERNYATAAN KEASLIAN HASIL KARYA

Saya Riska Anjun Putrianti dengan ini menyatakan bahwa isi dalam Skripsi dengan judul “Identifikasi Tipe Kerogen Dan Kualitas Batuan Induk Berdasarkan Nilai *Total Organic Carbon* (TOC) Pada Sumur-Sumur Di Lapangan “Rap” Cekungan Jawa Timur Utara” merupakan hasil karya ilmiah mandiri bukan merupakan karya dari orang lain dan bukan merupakan hasil plagiat karya orang lain. Adapun kutipan yang digunakan dalam penulisan skripsi ini terdapat karya atau pendapat orang lain yang ditulis menurut sumbernya, sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka secara jelas sesuai dengan norma, kaidah dan etika penulisan.

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

Bandar Lampung, 18 Agustus 2023



Riska Anjun Putrianti
NPM. 1915051005

RIWAYAT HIDUP



Riska Anjun Putrianti, lahir di Sridadi, Tanggamus 1 Juni 2001. Anak ketiga dari empat bersaudara, buah hati dari ayahanda Kanti Raharjo dan ibunda Poniem. Lulus SD Negeri 1 Sridadi pada tahun 2013, pada tahun yang sama melanjutkan pendidikan di MTs Negeri 1 Tanggamus dan lulus tahun 2016, kemudian melanjutkan pendidikan di SMA Negeri 1 Kotaagung dan lulus tahun 2019. Tahun 2019 mendaftar dan lulus seleksi sebagai mahasiswa Universitas Lampung jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik. Aktif mengikuti organisasi; anggota Staf Akademik dan Riset Forum Silaturahmi dan Studi Islam, Fakultas Teknik Universitas Lampung tahun 2020; anggota Organisasi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika bidang Sosial Budaya Masyarakat divisi internal periode 2021 – 2022 dan pada tahun 2021 – 2023 menjadi anggota Divisi *Field Trip* di Seksi Mahasiswa Ikatan Ahli Geologi Indonesia (SM – IAGI) Universitas Lampung. Pada tahun 2021 lulus pendanaan Program Mahasiswa Wirausaha (PMW) jenis usaha Industri Kreatif Khloe Microgarden.

Pada bulan Juli - Agustus tahun 2022 menyelesaikan Kerja Praktek (KP) di PT. Bukit Asam Tanjung Enim, Sumatera Selatan dengan judul “Identifikasi Lapisan Batubara Berdasarkan Data *Well Logging*, Korelasi dan Klasifikasi Data Kualitas Batubara Area Tambang Air Laya PT. Bukit Asam Tanjung Enim, Sumatera Selatan”. Tahun 2023 menyelesaikan penelitian Tugas Akhir di Laboratorium Teknik Geofisika, Universitas Lampung dengan judul “Identifikasi Tipe Kerogen Dan Kualitas Batuan Induk Berdasarkan Nilai *Total Organic Carbon* (TOC) Pada Sumur-Sumur Di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara”. Penulis menyelesaikan Program Studi Teknik Geofisika, Universitas Lampung, dinyatakan lulus dan memperoleh gelar Sarjana Teknik (S.T) pada 7 Agustus 2023.

PERSEMBAHAN

Puji syukur yang begitu mendalam saya panjatkan kepada Allah SWT. Yang telah memberikan rahmat, berkah serta karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan tepat waktu dalam kondisi yang baik dan sehat.

Skripsi ini saya persembahkan kepada:

BAPAK DAN MAMAK TERSAYANG KANTI RAHARJO & PONIYEM

Ku persembahkan sebuah karya kecil untuk bapak Kanti Raharjo dan mamak Poniym yang tiada hentinya mendoakan putri tercintanya, memberikan nasehat, dukungan, semangat serta menjadi tempat berkeluh kesah untuk penulis saat tiada orang yang mengerti kondisi penulis. Terima kasih selalu memberikan hal paling maksimal sebagai orang tua dalam hal apapun. Penulis berterima kasih kepada Bapak dan Mamak yang telah sabar terhadap proses yang dilalui penulis tanpa membandingkan pencapaian penulis terhadap orang lain. Karya ini merupakan bentuk pertanggungjawaban atas keputusan penulis yang diambil pada tahun 2019. Penulis tidak dapat membalas semua yang telah diberikan, semoga Bapak dan Mamak selalu sehat, bahagia dan selalu ada dalam setiap langkah serta pencapaian penulis.

KAKAK DAN ADIK TERSAYANG MEGA WULANSARI KANTIAN DWI NOVIANI ASYIFFA ZULIANA KISTY

Penulis sangat berterima kasih untuk mbak Mega, mbak Tian dan adik Sifa yang telah memberikan dukungan penuh kepada penulis dalam menjalankan masa studi, memberikan semangat, Doa, motivasi, nasehat serta dukungan dalam bentuk materil. Penulis belum bisa memberikan hal apapun kepada kalian, namun penulis akan berusaha secara maksimal untuk menjadi harapan dan jembatan bagi saudara-saudara kita.

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Terima kasih untuk semua pihak yang terlibat dalam proses penyusunan dan penyelesaian skripsi ini.

KATA PENGANTAR

Tiada kata yang pantas diucapkan kecuali puji syukur kehadirat Allah SWT atas limpahan Rahmat dan Karunia-Nya, berupa kesehatan, kekuatan dan ilmu pengetahuan sehingga penulis masih dapat memberikan sumbangsinya dalam pengembangan ilmu pengetahuan dengan menyelesaikan penyusunan tugas akhir yang berjudul **“IDENTIFIKASI TIPE KEROGEN DAN KUALITAS BATUAN INDUK BERDASARKAN NILAI *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) PADA SUMUR-SUMUR DI LAPANGAN “RAP” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”**. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan skripsi ini yaitu untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Terima kasih penulis sampaikan kepada semua pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan skripsi ini. Penulis pun menyadari mungkin masih terdapat kekurangan di dalam penyusunan skripsi ini, sehingga sangat diharapkan kritik dan saran yang membangun. Semoga semua yang tertulis di dalam skripsi ini dapat memberikan manfaat kepada siapapun, baik kalangan umum maupun akademisi untuk kemajuan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 7 Agustus 2023
Penulis,



Riska Anjun Putrianti
NPM. 1915051005

SANWACANA

Puji syukur penulis haturkan kepada Allah Subhanahu Wa Ta'ala Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Tak lupa pula shalawat serta salam yang selalu tercurahkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammad Shallallahu 'alaihi wasallam yang menjadi suri tauladan bagi kita. Penulis menyadari terselesainya penyusunan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari bantuan berbagai pihak. Maka dari itu, dalam kesempatan ini penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Kedua orang tua tercinta Bapak Kanti Raharjo dan Ibu Poniem yang senantiasa memberikan dukungan dan doa.
2. Kakak dan Adik tercinta, Mega Wulansari, Kantian Dwi Noviani dan Asyiffa Zuliana Kisty yang telah memberikan dukungan berupa semangat, motivasi dan doa yang luar biasa sehingga penulis dapat tetap semangat menjalani segala apapun yang terjadi selama kuliah.
3. Untuk Riska Anjun Putrianti, terima kasih sudah menepikan ego dan memilih untuk kembali bangkit dan menyelesaikan skripsi ini. Terima kasih sudah berjuang sejauh ini, kamu selalu berharga tidak peduli seberapa putus asanya kamu sekarang, tetaplah bangkit.
4. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan masa studi tepat waktu.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing pertama yang telah memberikan arahan, motivasi serta meluangkan waktunya dalam membimbing dan memberikan kritik dalam penyusunan skripsi ini.

6. Bapak Prof. Drs. Ir. Suharno, M. Sc., Ph. D. selaku dosen pembimbing kedua atas bimbingan, diskusi, arahan serta motivasi untuk menyelesaikan skripsi dengan tepat waktu.
7. Bapak Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku dosen penguji yang telah memberikan waktunya dan memberikan saran dan masukannya kepada penulis.
8. Bapak Rahmat Catur Wibowo M.Eng. selaku dosen pembimbing akademik yang telah memberikan bimbingan selama perkuliahan.
9. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan.
10. Teman-teman seperjuangan yaitu Restu Ningsih, Hayu Nurfaidah, Siska Erna Sephiana, Sindi Cintia dan Miftahurrosyada yang telah menemani, membantu dan memotivasi penulis dalam menyelesaikan skripsi ini.
11. Teman-teman Teknik Geofisika Universitas Lampung angkatan 2019 yang telah banyak memberikan motivasi.
12. Serta semua pihak yang terlibat dalam penyusunan skripsi ini.

Penulis berharap semoga bantuan dan dukungan yang diberikan oleh semua pihak yang terlibat mendapat balasan dari Allah swt dan semoga skripsi ini memberikan manfaat bagi kita semua.

Bandar Lampung, 7 Agustus 2023

Penulis



Riska Anjun Putrianti

NPM. 1915051005

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
PERSETUJUAN	v
PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	ix
KATA PENGANTAR	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR TABEL	xv
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan Penelitian	4
1.4 Manfaat Penelitian	4
1.4 Batasan Penelitian.....	4
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Lokasi Daerah Penelitian	5
2.2 Kerangka Tektonik.....	7
2.3 Geologi Regional	7
2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara	12
2.5 <i>Petroleum System</i>	17
III. TEORI DASAR	
3.1 Metode <i>Well Logging</i>	20
3.2 Analisis Geokimia.....	26
3.3 Evaluasi Batuan Induk	31

3.4 Koefisien Korelasi	41
IV. METODOLOGI PENELITIAN	
4.1 Tempat dan Waktu Penelitian	43
4.2 Jadwal Kegiatan	43
4.3 Alat dan Bahan	45
4.4 Prosedur Penelitian	45
4.5 Diagram Alir	46
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1 Hasil Penelitian	48
5.2 Pembahasan	85
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	
6.1 Kesimpulan	96
6.2 Saran	97
DAFTAR PUSTAKA	98

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Lokasi Daerah Penelitian	5
2. <i>Paleogene Geography of the East Java Basin</i>	7
3. Zona Fisiografi Jawa Timur Utara (Bemelen, 1949)	8
4. Stratigrafi Zona Rembang Bagian dari Cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2015).....	14
5. <i>Petroleum System</i>	15
6. <i>The Elements of Well Logging</i>	18
7. Respon Log <i>Gamma Ray</i> (Rider, 2002)	19
8. Respon Log Resistivitas (Rider, 2002)	21
9. Respon Log <i>Sonic</i> (Rider, 2002).....	22
10. Respon Log Neutron (Rpider, 2002).....	23
11. Diagram Van Krevelen Tmax vs HI (Escobar, 2016).....	26
12. Kurva <i>Baseline Interval</i>	33
13. Grafik Passey	34
14. Grafik Plot TOC (wt%) vs <i>Hydrogen Index</i> (mg HC/g TOC) (Gorenekli, 2018)	39
15. Interpretasi Kualitas Batuan Induk	40
16. Diagram Van Krevelen	41
17. Diagram Alir	47
18. Data Sumur Berformat .LAS	48
19. Tampilan Data Log	49
20. Respon Log	50
21. Zona Target 1, 2 dan 3 Sumur RA1	50
22. Zona Target 4, 5, 6 dan 7 Sumur RA1	51
23. Zona Target 8, 9, 10 dan 11 Sumur RA1	51
24. Zona Target 12 Sumur RA1	52

25. Zona Target 13 Sumur RA1	52
26. Zona Target 14 Sumur RA1	52
27. Zona Target 15 Sumur RA1	53
28. Zona Target 1 Sumur RA2	53
29. Zona Target 2, 3 dan 4 Sumur RA2	54
30. Zona Target 5 Sumur RA2	54
31. Zona Target 1 RA3	55
32. Zona Target 2 Sumur RA3	55
33. Zona Target 3 Sumur RA3	56
34. Zona Target 4 dan 5 Sumur RA3	56
35. Zona Target 6 Sumur RA3	57
36. Zona Target 1, 2 dan 3 Sumur RA4	57
37. Zona Target 4 Sumur RA4	58
38. Zona Target 5 Sumur RA4	58
39. Plot Grafik van Krevelen Penentuan Tipe Kerogen dengan Menggunakan Parameter <i>Hydrogen Index VS Total Organic Carbon</i>	61
40. Plot <i>Total Organic Carbon (TOC) vs Hydrogen Index (HI)</i>	62
41. Zona Target <i>Source Rock</i> 1 Sumur RA1	63
42. Zona Target <i>Source Rock</i> 2 Sumur RA1	63
43. Zona Target <i>Source Rock</i> 3 Sumur RA1	63
44. Zona Target <i>Source Rock</i> 4 Sumur RA1	64
45. Zona Target <i>Source Rock</i> 5 Sumur RA1	64
46. Zona Target <i>Source Rock</i> 6 Sumur RA1	64
47. Zona Target <i>Source Rock</i> 7 Sumur RA1	65
48. Zona Target <i>Source Rock</i> 8 Sumur RA1	65
49. Zona Target <i>Source Rock</i> 9 Sumur RA1	65
50. Zona Target <i>Source Rock</i> 10 Sumur RA1	66
51. Zona Target <i>Source Rock</i> 11 Sumur RA1	66
52. Zona Target <i>Source Rock</i> 12 Sumur RA1	66
53. Zona Target <i>Source Rock</i> 13 Sumur RA1	67
54. Zona Target <i>Source Rock</i> 14 Sumur RA1	67
55. Zona Target <i>Source Rock</i> 15 Sumur RA1	67

56. Zona Target <i>Source Rock</i> 1 Sumur RA2.....	68
57. Zona Target <i>Source Rock</i> 2 Sumur RA2.....	68
58. Zona Target <i>Source Rock</i> 3 Sumur RA2.....	68
59. Zona Target <i>Source Rock</i> 4 Sumur RA2.....	69
60. Zona Target <i>Source Rock</i> 5 Sumur RA2.....	69
61. Zona Target <i>Source Rock</i> 1 Sumur RA3.....	69
62. Zona Target <i>Source Rock</i> 2 Sumur RA3.....	70
63. Zona Target <i>Source Rock</i> 3 Sumur RA3.....	70
64. Zona Target <i>Source Rock</i> 4 Sumur RA3.....	70
65. Zona Target <i>Source Rock</i> 5 Sumur RA3.....	71
66. Zona Target <i>Source Rock</i> 6 Sumur RA3.....	71
67. Zona Target <i>Source Rock</i> 1, 2 dan 3 Sumur RA4.....	71
68. Zona Target <i>Source Rock</i> 4 Sumur RA4.....	72
69. Zona Target <i>Source Rock</i> 5 Sumur RA4.....	72
70. Korelasi TOC Core vs TOC Log	75
71. Hasil TOC Core vs TOC Log RA1 pada Software IP	75
72. Hasil korelasi TOC Core vs TOC Log RA3	76
73. Hasil TOC Core vs TOC Log RA3 pada Software IP	77
74. Korelasi TOC Log vs TOC Core RA4.....	78
75. Hasil TOC Core vs TOC Log RA4 pada Software IP	79
76. Penentuan Tipe Kerogen dan Kematangan Batuan Induk Grafik Van Krevelen Tmax vs <i>Hydrogen Index</i> (HI) (Khatibi dkk, 2018).....	81
77. Diagram Kematangan Batuan Induk Van Krevelen <i>Vitrinite Reflectance</i> vs Tmax (Peters dan Cassa, 2018).....	83

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Potensi Berdasarkan HI (Waples, 1985)	31
2. Parameter Analisis Batuan <i>Source Rock</i> (Peters dan Cassa, 1994)	32
3. Klasifikasi Kematangan Batuan Induk (Peters dan Cassa, 1994).....	41
4. Jadwal Kegiatan	44
5. Hasil Pengolahan TOC pada Sumur RA1	59
6. Hasil Pengolahan TOC pada Sumur RA3	59
7. Hasil Pengolahan TOC pada Sumur RA4.....	59
8. Nilai TOC dan HI.....	60
9. Korelasi TOC Core dan TOC Log Sumur RA1	74
10. Korelasi TOC Core dan TOC Log Sumur RA3	76
11. Korelasi TOC Core dan TOC Log Sumur RA4	78
12. Sample Data Geokimia	79
13. Data Tmax dan HI.....	80
14. Nilai Tmax dan Ro	82
15. Penentuan Jenis Fluida dari Nilai HI vs TOC	79
16. Penentuan Jenis Fluida dari Nilai HI vs Tmax	73
17. Analisis <i>Source rock</i> Pada Sumur RA1	88
18. Analisis <i>Source rock</i> Pada Sumur RA3	88
19. Analisis <i>Source rock</i> Pada Sumur RA4	88
20. Kematangan Batuan Induk RA1	91
21. Kematangan Batuan Induk RA2	91
22. Kematangan Batuan Induk RA3	91
23. Kematangan Batuan Induk RA4	91

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Hidrokarbon terbentuk di dalam batuan induk ketika mengalami peningkatan suhu dan tekanan. Dalam batuan induk beberapa hidrokarbon dikeluarkan dan bermigrasi ke dalam perangkap untuk menjadi reservoir konvensional. Pada batuan induk yang merupakan reservoir *shale* gas atau minyak yang tidak konvensional, volume substansial dari hidrokarbon yang dihasilkan tidak dikeluarkan dan batuan induk itu sendiri menjadi reservoir. Evaluasi reservoir *shale* melibatkan kuantifikasi berbagai sifat petrofisika, geologis dan geokimia. Pengukuran *log* merupakan salah satu sumber data yang paling sering digunakan. Kualitas reservoir pada sumber daya nonkonvensional sangat penting untuk memastikan bahwa reservoir tersebut mengandung organik karbon dalam jumlah dan kualitas yang cukup.

Pada eksplorasi minyak bumi terdapat adanya elemen dan proses yang mengakibatkan terakumulasinya minyak pada kedalaman tertentu, dimana sistem ini dikenal dengan *petroleum system*. Setiap tahunnya kebutuhan energi fosil di Indonesia selalu meningkat. Penggunaan minyak dan gas bumi yang tinggi di Indonesia mengakibatkan banyaknya adanya penelitian-penelitian baru untuk menemukan potensi yang lebih lanjut terkait dengan *Source Rock* sebagai daerah *charging* reservoir. Semakin meningkatnya kebutuhan minyak tersebut mengakibatkan diperlukan adanya eksplorasi terbaru untuk mendapatkan potensi minyak dan gas dengan melakukan eksplorasi sumber daya nonkonvensional.

Penelitian yang dilakukan menggunakan metode *Well Logging*. Metode *Well Logging* merupakan salah satu metode yang terdapat di Geofisika yang berperan untuk mendeteksi data bawah permukaan. Metode *Well Logging* dapat dianalisis sehingga menghasilkan data kuantitas dan kualitas dari hasil pengolahan data *Log*. Data log sumur yang digunakan berupa file LAS, jenis log yang digunakan berupa *Gamma Ray Log* (GR) untuk mengidentifikasi *reservoir shale* dan *non shale*, *Laterolog Depth* (LLD), *Delay Time* (DT) atau *Sonic log* digunakan untuk estimasi *Total Organic Carbon* (TOC), *Vitrinite Reflectance* (Ro) serta metode $\Delta\log R$.

Hasil pengolahan data *Log* ini digunakan untuk mengetahui tingkat kematangan, kualitas batuan induk, identifikasi kerogen serta nilai TOC. Analisis yang dilakukan selain menggunakan data *Log*, penelitian ini juga menggunakan data Geokimia sebagai data pendukung. Analisis geokimia *shale* membantu dalam memahami karakteristik batuan induk yang meliputi kekayaan organik, kematangan termal dan jenis kerogen. Kekayaan organik diukur dengan menganalisa TOC dalam serpih dan dinyatakan sebagai persen batuan. Penilaian kualitas, kuantitas dan kematangan thermal formasi merupakan tahap evaluasi batuan induk utama. Kualitas bahan organik dalam formasi dievaluasi dengan penentuan jenis kerogen. Identifikasi tipe kerogen berdasarkan *Log* sumur dapat memberikan informasi penting terkait kualitas dan penilaian batuan induk.

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu cekungan yang berperan penting di Indonesia sebagai *play petroleum system*. Selain reservoir, pada *petroleum system* juga dikenal dengan adanya *Source Rock* atau disebut dengan batuan induk yang merupakan sumber keterdapatannya adanya hidrokarbon. Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu cekungan yang ada di Indonesia yang memiliki potensi keterdapatannya hidrokarbon. Cekungan ini telah menghasilkan banyak investigasi eksplorasi minyak dan gas. Beberapa batuan sumber di Jawa Timur yang telah dianalisis menunjukkan bahwa batuan sumber minyak dan termogenik gas yang

potensial di Jawa Timur berasal dari *Shale* dan batubara pre-Ngeimbang Paleoen – Eosen, Ngimbang Miosen Tengah, Kujung Oligo – Miosen, Tuban Miosen Awal, dan OK Bawah Miosen Tengah. Cekungan Jawa Timur Utara memiliki sejarah geodinamik yang cukup aktif dimana cekungan ini berubah dari cekungan Samudra yang terletak di bagian selatan zona subduksi pada *Late Cretaceous*, hingga cekungan *back arc basin* yang terletak pada utara busur vulkanik. Tiga konfigurasi struktur utama dari utara hingga selatan yaitu, Tinggian Utara (*Northern Platform*), Kedalaman Tengah (*Central Deep*), dan Tinggian Selatan (*Southern Uplift*) (Satyana dkk, 2002).

Pengembangan studi terkait batuan induk sebagai daerah *charging* reservoir salah satunya yaitu dengan menggunakan data bawah permukaan. Pengembangan eksplorasi ini sangat penting untuk menemukan akumulasi hidrokarbon yang baru. Maka dari itu dilakukan penelitian ini untuk menganalisis jenis fluida berdasarkan analisis pengolahan data dari tipe kerogen dan nilai TOC yang berada di Cekungan Jawa Timur Utara. Penelitian dilakukan pada lima sumur di Lapangan “RAP” yaitu sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4.

1.2 Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah dari penelitian ini yaitu:

1. Berapa zona target pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara?
2. Berapa nilai kandungan *Total Organic Carbon* (%TOC) pada batuan induk pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara?
3. Bagaimana kualitas batuan induk pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara?
4. Apa tipe kerogen pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara?
5. Apa jenis fluida pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara?

1.3 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari dilakukannya penelitian ini yaitu:

1. Menentukan zona target pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara?
2. Menentukan nilai kandungan *Total Organic Carbon* (%TOC) pada batuan induk pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara.
3. Menentukan kualitas batuan induk pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara.
4. Menentukan tipe kerogen pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara.
5. Menentukan jenis fluida pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara.

1.4 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari dilakukannya penelitian ini yaitu memberikan informasi terkait *vitroinite reflectance* (Ro), nilai kandungan *Total Organic Carbon* (%TOC), kematangan dan kualitas batuan induk serta tipe kerogen batuan induk pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara.

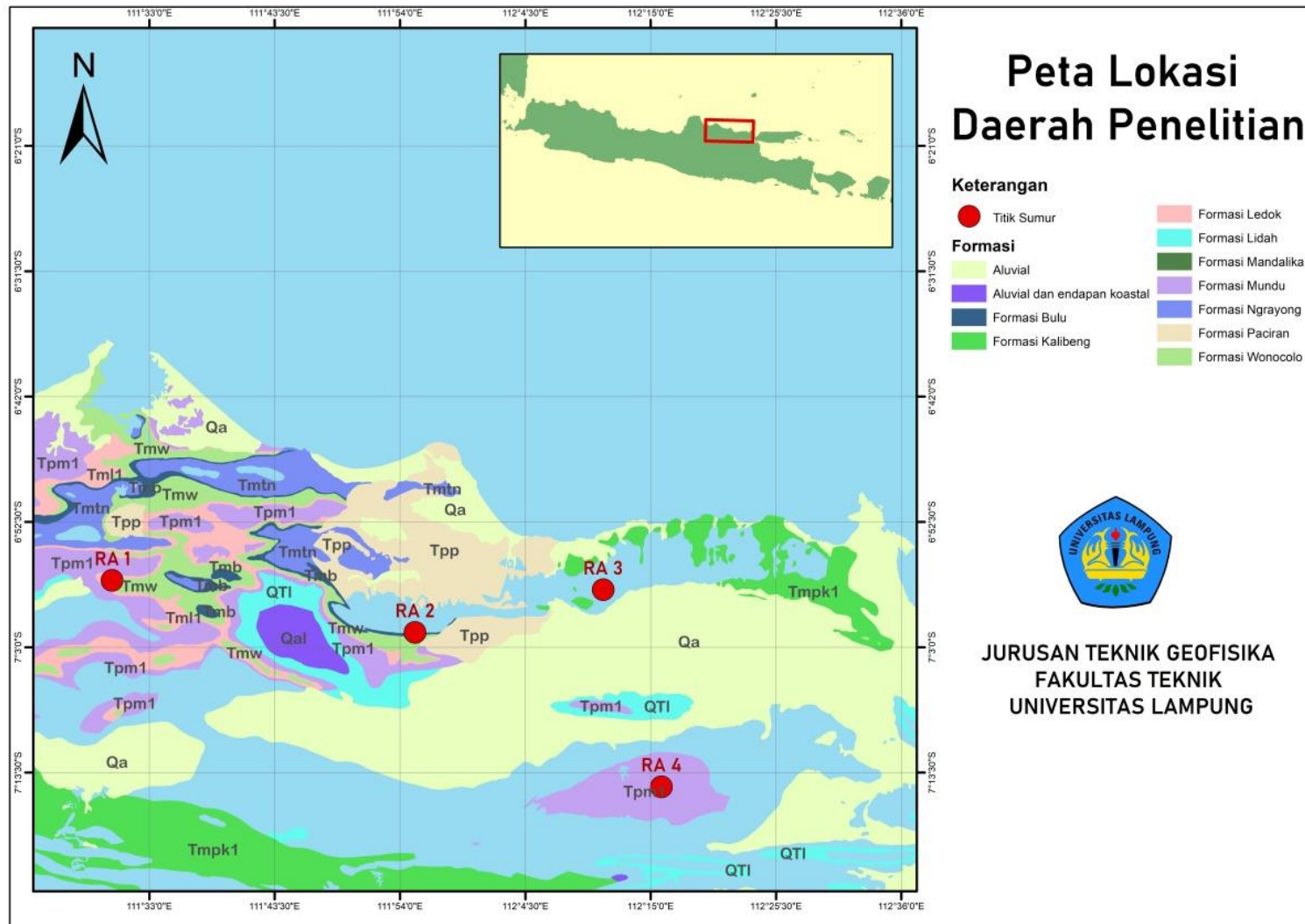
1.5 Batasan Masalah

Penelitian yang dilakukan dibatasi pada pengolahan data *Log* dan perhitungan data Geokimia yang mencakup nilai kandungan *Total Organic Carbon* (%TOC). Analisis yang dilakukan dibatasi pada analisis tipe kerogen, kematangan serta kualitas batuan induk dari hasil nilai kandungan *Total Organic Carbon* (%TOC) pada sumur RA1, RA2, RA3 dan RA4 di Lapangan “RAP” Cekungan Jawa Timur Utara.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

Daerah penelitian Cekungan Jawa Timur Utara di titik paling selatan Paparan Sunda, pada koordinat $110^{\circ} - 118^{\circ}$ BT dan $4^{\circ} - 8^{\circ}$ LS. Cekungan Jawa Timur Utara merupakan zona pertemuan lempeng Indo-Australia dan Eurasia yang merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Busur Karimunjawa di sebelah barat, cekungan Lombok di sebelah timur, busur Vulkanik di sebelah selatan, dan elevasi Paternoster di sebelah utara yang memisahkannya dengan Selat Makassar merupakan batas-batas geografis cekungan Jawa Timur Utara.



Gambar 1. Lokasi Daerah Penelitian

2.2 Kerangka Tektonik

Sejarah pembentukan Cekungan Jawa Timur Utara secara tektonik pada masa Miosen Tengah – Miosen Akhir yaitu terjadinya pergeseran batas Lempeng Indo-Australia ke arah selatan yang disertai dengan aktivitas magmatik di sepanjang Pulau Jawa. Berakhirnya proses *compressional* tersebut ditandai dengan berakhirnya pengendapan Formasi Tuban (Sribudiyani dkk, 2003).

Tumbukan Lempeng Hindia Australia dengan Lempeng Sunda yang bergerak ke utara menyebabkan terbentuknya Cekungan Jawa Timur Utara yang ditandai dengan anomali rendah di daerah tumbukan dan anomali tinggi di pegunungan selatan Jawa. Kerak samudra lempeng Hindia dan kerak benua lempeng Sunda terlibat dalam tumbukan kedua lempeng, menciptakan sistem busur kepulauan (Panjaitan, 2010).

2.3 Geologi Regional

Secara geografis, Cekungan Jawa Timur Utara berada diantara Laut Jawa yang terletak di sebelah utara. Cekungan ini mempunyai luas 50.000 km² yang mencakup daratan sebelah timur Jawa Tengah, Jawa Timur, Lepas pantai di sekitar Laut Jawa Utara hingga selat Madura. Cekungan ini merupakan zona lemah karena terjadinya subduksi atau penunjaman Lempeng Samudra Australia ke arah barat laut di bawah lempeng Asia. Cekungan Jawa Timur Utara terbentuk sebagai cekungan busur belakang akibat zona tumbukan yang terus menerus bergeser ke arah selatan Indonesia.

Cekungan Jawa timur Utara dibagi dalam 3 zona besar yaitu, Zona Randublatung, Zona Kendeng dan Zona Rembang.

1. Zona Randublatung

Zona ini merupakan zona yang timbul akibat adanya proses tektonik yang terbentang diantara Zona Kendeng dan Zona Rembang dikarenakan

adanya suatu depresi fisiografi. Zona Randublatung merupakan dataran tinggi yang terbentuk dari antiklinorium yang mengarah ke barat-timur.

2. Zona Kendeng

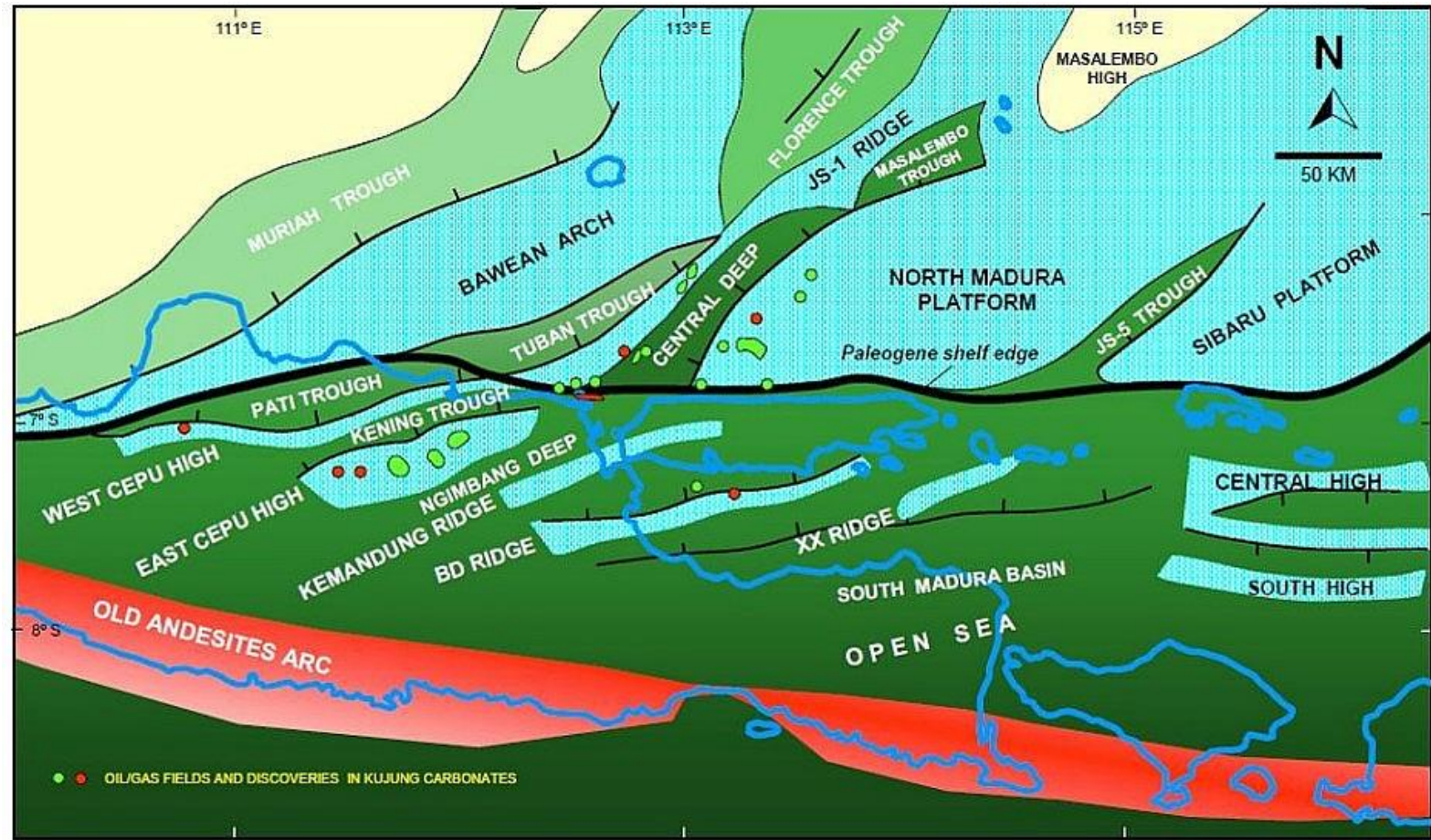
Zona Kendeng terletak di sebelah utara gunungapi, zona ini terdiri dari kenozoikum muda yang terlipat dan disertai dengan adanya sesar-sesar sungkup dengan kemiringan ke selatan.

3. Zona Rembang

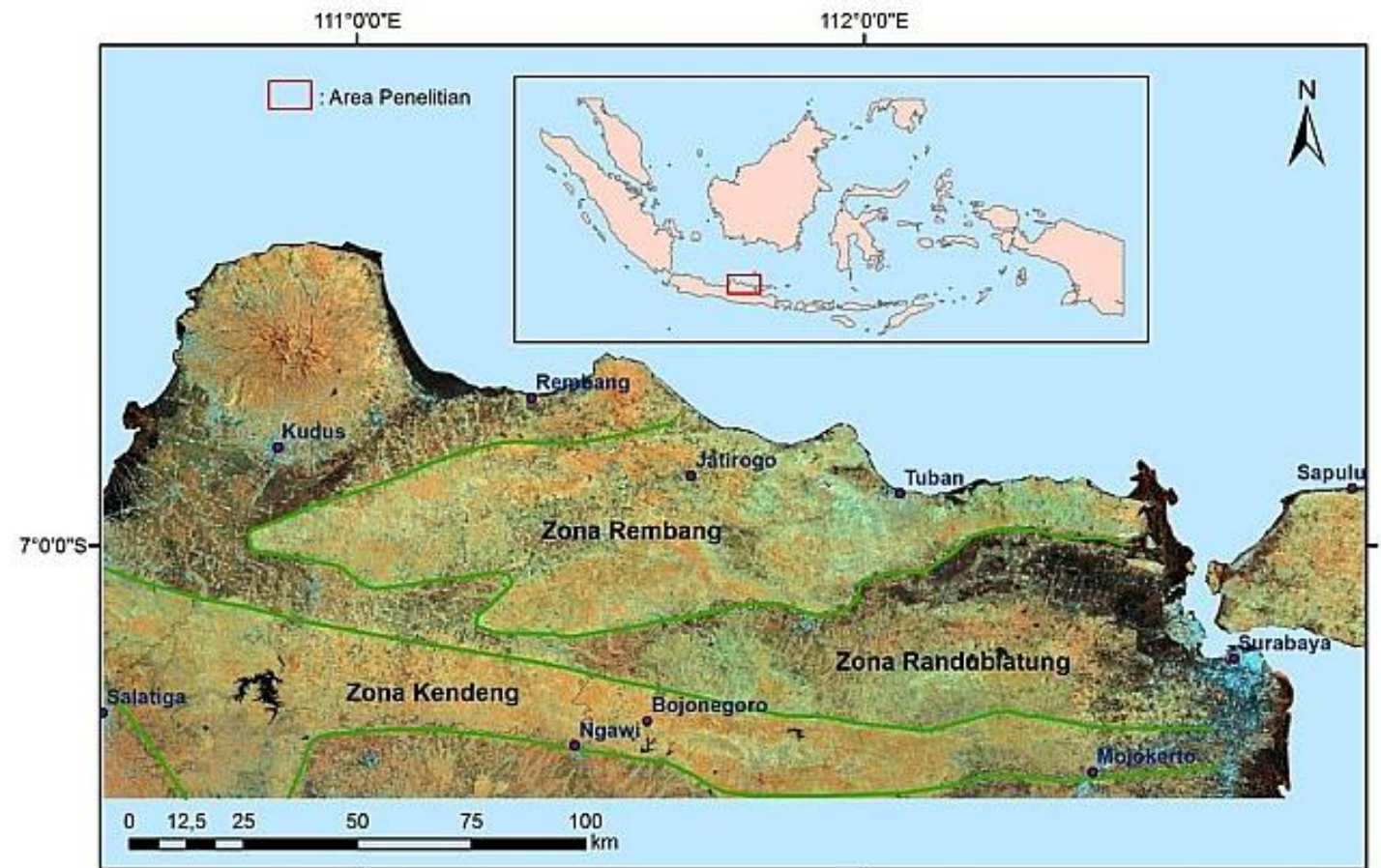
Zona Rembang memanjang sejajar dengan Zona kendeng yang dipisahkan oleh depresi dari Zona Randublatung. Peristiwa tektonik Tersier Akhir dari Zona Randublatung mengakibatkan terbentuknya bukit-bukit dengan elevasi yang tidak rata dan tinggi kurang dari 500 m.

Cekungan Jawa Timur Utara dikelompokkan menjadi 3 bagian konfigurasi struktur utama (Satyana dan Djumlati, 2003), yaitu:

1. *North Platform*
2. *Central Deep*
3. *Southern Uplift*



Gambar 2. *Paleogene Geography of the East Java Basin* (Satyana, 2005).



Gambar 3. Zona Fisiografi Jawa Timur Utara (Bemmelen, 1949)

Terdapat tiga tahapan yang membentuk orogenesis Cekungan Jawa Timur Utara, antara lain:

1. Deformasi kompresi yang terjadi setelah tumbukan di sebagian lempeng Laut Jawa bagian timur pada masa Kapur Akhir dan *rifting* yang diikuti oleh pengaktifan kembali sesar naik pra – Eosen dan pembentukan sesar normal Paparan Sunda, yang terjadi pada Eosen.
2. Perubahan fasies dari transgresi menjadi regresi ditandai dengan jeda yang diakhiri dengan terbentuknya (Rembang – Madura – Kangean – Sakala) yang merupakan *wrenching left lateral* pada Miosen tengah.
3. Pembentukan lipatan-lipatan yang dimulai dari Pliosen Akhir hingga Pleistosen Akhir serta aktivitas awal vulkanik di busur Sunda – Jawa pada pliosen akhir hingga saat ini.

Cekungan Jawa Timur Utara berada di sebelah timur paparan Sunda. Cekungan Jawa Timur Utara dibatasi oleh Tinggian Meratus di sebelah utara, Tinggian Masalembo di sebelah timur, Busur Karimunjawa di sebelah barat dan Jalur Vulkanik Jawa di sebelah timur (Sribudiyani, 2003).

Cekungan Jawa Timur Utara dibagi menjadi tiga mandala struktur (Satyana, 2005), yaitu:

- a. Paparan Utara yang terdiri dari Busur Bawean, Paparan Madura Utara dan Paparan Kangean Utara.
- b. Bagian tengah yaitu Tinggian Sentral yang terdiri dari Jawa Barat Laut – Madura – Kangean – Tinggian Lombok.
- c. Bagian selatan dikenal sebagai Cekungan Selatan yang terdiri dari Zona Rembang – Selat Madura – Sub-Cekungan Lombok.

2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Stratigrafi Cekungan Jawa Timur dibagi menjadi beberapa Formasi, yaitu:

2.4.1 Batuan Dasar Pra-tercier

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

2.4.2 Formasi Pra-Ngimbang

Formasi Pra Ngimbang tersusun oleh endapan *syn-rift* yang terdiri dari batupasir, batulanau, dan batubara dengan diselengi serpih, diendapkan pada Eosen Awal. Hanya bagian timur dari Cekungan Jawa Timur Utara yang mengandung Formasi Pra-Ngimbang, tepatnya daerah Lepas Pantai Bali Utara dan Kangean Timur.

2.4.3 Formasi Ngimbang

Formasi Pra-Ngimbang, diendapkan secara tidak selaras pada Formasi Ngimbang pada umur Eosen Tengah – Oligosen Awal. Bagian atas dari Formasi Ngimbang terdiri dari batugamping, dengan perselingna serpih dan batupasir, sedangkan bagian bawah terdiri dari batupasir, serpih, dan lanau dengan lapisan batubara halus.

Formasi Ngimbang dibagi menjadi 3 bagian berbeda yaitu:

1. Ngimbang Klastik

Pada Ngimbang Klastik didominasi oleh batupasir yang diendapkan pada lingkungan terestrial berumur Eosen Akhir.

2. Ngimbang Karbonat

Ngimbang Karbonat terdiri dari batugamping yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal berumur Eosen Akhir.

3. Ngimbang *Shale*

Ngimbang *Shale* tersusun dari serpih yang diendapkan pada *deep outer shelf* hingga batial berumur Eosen Akhir.

2.4.4 Formasi Kujung

Formasi Kujung diendapkan di atas Formasi Ngimbang pada Oligosen Akhir hingga Miosen. Formasi ini terdiri dari batugamping dan napal dengan sisipan batupasir tipis.

2.4.5 Formasi Prupuh

Formasi Prupuh adalah Formasi berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal yang umumnya tersusun dari batugamping bioklastik berlapis tebal, keras, yang berlapis dengan batugamping kapuran berwarna putih kotor.

2.4.6 Formasi Tuban

Lingkungan pengendapan Formasi Tuban terjadi pada lingkungan laut dalam. Formasi Tuban berumur Miosen Awal, terdiri atas perlapisan batulempung yang bersifat monoton dengan beberapa sisipan batugamping. Formasi Tuban diendapkan di atas susunan Formasi Kujung.

2.4.7 Formasi Tawun

Formasi Tawun diperkirakan berumur Miosen Awal hingga Tengah. Berciri Batupasir yang cukup keras berwarna kemerahan, sebagian bersifat gampingan dan sebagian lagi tidak. Sementara batugampingnya cenderung berwarna coklat muda hingga abu-abu muda, berbutir halus sampai sedang.

2.4.8 Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong terendapkan pada Miosen Tengah. Formasi ini terdiri dari satuan batupasir kuarsa yang bercampur dengan

batulempung, lanau, lignit dan batugamping bioklastik. Pada Miosen Tengah terjadi transgresi.

2.4.9 Formasi Bulu

Formasi Bulu diperkirakan berusia Miosen Tengah, terletak di atas batupasir Ngrayong. Formasi ini tersusun oleh kalkarenit berlempeng (platty sandstones) dengan sisipan napal pasiran. Formasi ini memiliki kecenderungan menjadi semakin tebal di bagian arah Barat dengan ketebalannya mencapai 300 m., sementara di arah bagian Timur ketebalan hanya 80 m Formasi ini.

2.4.10 Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo terdiri dari batu lempung karbonat yang terdiri dari napal, napal lempungan, dan napal pasiran dan kalkarenit yang tersebar dengan arah timur – barat dan menipis ke arah timur dan utara. Di atas Formasi Wonocolo diendapkan Formasi Ledok yang merupakan perulangan napal pasiran, kalkarenit dengan napal dan batupasir. Formasi ini diendapkan pada lingkungan *neritic* pada Miosen Awal sampai Pliosen Awal.

2.4.11 Formasi Ledok

Formasi Ledok berumur Miosen Tengah hingga Pliosen Awal. Formasi Ledok tersusun oleh batugamping pasiran lapis tipis dan batupasir gampingan berstruktur sedimen silang siur yang berbentuk mangkok. Formasi ini pada lingkungan pengendapan laut dangkal neritik pinggir.

2.4.12 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 selorejo 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. Formasi Mundu diendapkan selaras diendapkan selaras batunapal pasiran. Formasi ini memiliki komposisi fosil foraminifera plankton. Formasi Mundu ini diendapkan pada saat kondisi laut neritik luar.

2.4.13 Formasi Selorejo

Formasi Selorejo berumur Pliosen Tengah – Pliosen Akhir. Formasi Selorejo tersusun dari perselingan antara batugamping napalan hingga batugamping pasiran.

2.4.14 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.

2.4.15 Formasi Lidah

Formasi Lidah Pleistosen ialah siklus pengendapan termuda yang selaras melapisi siklus Kawengan sebelumnya, dan struktur yang terbentuk selama inversi Plio-Pleistosen. Formasi lidah dimulai sekitar zaman Plio-Pleistosen (2 juta tahun) yang ditandai dengan timbulnya endapan non-laut (Hilangnya mikro fosil laut dengan pengecualian bioclasts yang diawetkan ulang). Penghentian sedimentasi laut terbuka adalah 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. Transgresi yang terjadi dari pliosen hingga Pleistosen mengendapkan

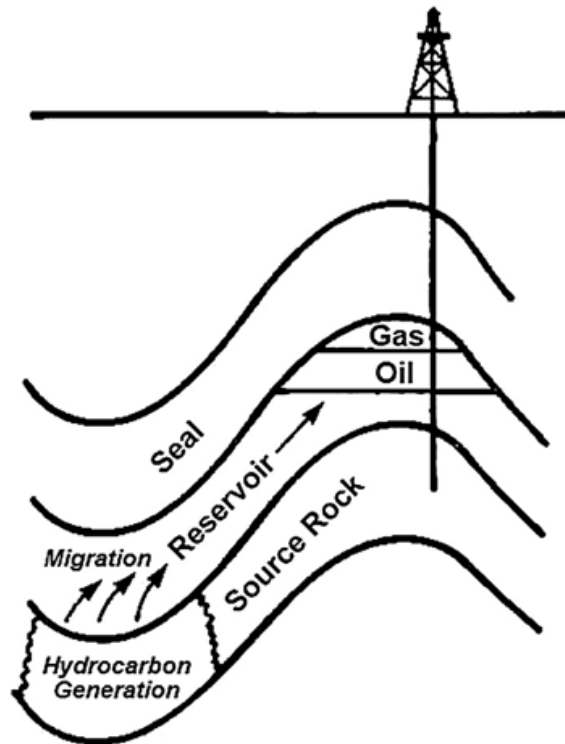
Formasi Lidah yang tersusun oleh napal berlapis, batulempung hitam serta diselingi oleh batupasir. Formasi Lidah terendapkan selaras di atas batu lempung yang berwarna abu-abu kebiruan. Pada formasi ini banyak terdapatnya fosil bentos dan plankton. Formasi Lidah diperkirakan diendapkan pada lingkungan laut dangkal neritik pinggir sampai transisi.

AGE	BLOW ZONATION (1969)	ALPHABET CLASSIFICATION	LITHOLOGY UNIT		COLUMN	DESCRIPTION	
			FORMATION	MEMBER			
Pleistocene	N23		Terrace Deposits				
	N22		Lidah			Claystone, blue, intercalated by limestone, coquina lenses	
Pliocene	N21		Mundu	Selorejo		Calcarenite limestone	
	N20						
	N19						Marl, gray, massive, foraminifera
Miocene	N18		Late	Ledok		Sandstone, green, red, brown, glauconite, intercalated by calcarenite	
	N17						
	N16		Middle	Wono-colo		Calcarenite limestone, hard, glauconite	
	N15						
	N14						
	N13		Tf	Tawun		Sandstone, intercalated by lignite, and limestone	
	N12						
	N11						Ngrayong
	N10		Early	Tuban		Calcareous claystone, intercalated by limestone, coral, alga, orbitoid	
	N9						
N8							
N7							
N6		Late	Tuban		Marl, light gray, foraminifera		
N5							
N4		Te	Prupuh		Limestone gray		
N3							
Oligocene	P 22 (N3)		Early	Kujung		Claystone, brown, intercalated by limestone	
	P 21 (N2)						
	P 20 (N1)						
	P 19						
P 18		T cd				Marl, gray, intercalated by limestone, foraminifera, coral, alga	

Gambar 4. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara (Pringgoprawiro, 1983).

2.5 Petroleum System

Petroleum system diartikan sebagai sistem dari terbentuknya hidrokarbon hingga mengalami migrasi atau terjebak dalam suatu perangkap batuan. Minyak dan gas bumi merupakan senyawa hidrokarbon yang diperoleh dari bahan organik dalam batuan induk yang mengalami proses pematangan (Harsono, 1997).



Gambar 5. *Petroleum System* (Dembicki, 2017)

Akumulasi minyak bumi atau minyak dan gas sebagian besar terjadi pada batuan sedimen. Akumulasi minyak dapat dijelaskan dengan mudah dengan menggunakan sistem petroleum yang dapat dilihat dalam jaringan distribusi fluida bawah permukaan yang berasal dari batuan induk yang berfungsi sebagai jebakan atau rembesan. Adapun elemen penting dalam *Petroleum system*, yaitu:

a. Batuan Induk

Batuan induk mengandung bahan organik yang cukup dengan komposisi kimia yang sesuai untuk menghasilkan dan mengeluarkan minyak bumi secara biogenik atau termal. Terdapat 2 unsur penting dalam bahan organik yaitu karbon dan hidrogen. Oksidasi hidrogen memberikan energi

sehingga semakin banyak hidrogen per unit karbon yang mengakibatkan semakin baik kualitas batuan induknya. Semakin tinggi konsentrasi karbon dalam bahan organik, semakin kaya batuan induknya.

b. *Overburden Rock*

Overburden rock merupakan batuan sedimen yang memampatkan dan mengkonsolidasikan material di bawahnya. Pada sistem perminyakan, Overburden rock melapisi batuan induk dan berkontribusi terhadap pematangan termalnya karena suhu yang lebih tinggi pada kedalaman yang lebih dalam. Kedekatan sumber dan batuan reservoir memungkinkan minyak bumi yang dikeluarkan mengakses langsung ke saluran migrasi.

c. Batuan Reservoir

Batuan reservoir adalah volume batuan bawah permukaan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang cukup untuk memungkinkan migrasi dan akumulasi minyak bumi di bawah kondisi perangkap yang memadai. Porositas adalah ukuran dalam persentase volume pori atau ukuran lubang per satuan volume batuan. Permeabilitas adalah ukuran konektivitas pori-pori di bawah permukaan. Permeabilitas diukur dalam millidarcy (md) atau Darcy (1000 md). Umumnya, permeabilitas dalam kisaran 100 hingga 500 md adalah nilai wajar untuk batuan reservoir minyak bumi.

Batuan reservoir mayor dan minor ditentukan berdasarkan persentase minyak bumi di tempat yang berasal dari pod tertentu dari batuan induk aktif. Batuan reservoir yang mengandung hidrokarbon in-place dalam jumlah kecil atau lebih kecil adalah batuan reservoir minor.

d. *Seal Rock*

Batuan penutup adalah serpih, evaporit, atau batuan tahan air lainnya yang bertindak sebagai penghalang bagi aliran minyak bumi yang bermigrasi di bawah permukaan. Seal rock juga dikenal dengan nama *cap rock*.

e. Perangkap (*Trap*)

Kondisi geologis yang dapat menghentikan aliran hidrokarbon sehingga bisa terakumulasi di reservoir dikenal dengan istilah *Trap*. Terdapat 3 karakter perangkap yaitu perangkap stratigrafi, perangkap struktur dan perangkap kombinasi. Perangkap stratigrafi dipengaruhi oleh perubahan fasies batuan, variasi lapisan vertikal dan horizontal dan ketidakselarasan. Perangkap struktural terbentuk karena proses deformasi lapisan yang mengakibatkan terciptanya lipatan dan patahan. Perangkap kombinasi diartikan sebagai perangkap gabungan dari perangkap struktur dan stratigrafi. Pembentukan jebakan dengan pengendapan, ketegangan atau kompresi adalah salah satu proses yang diperlukan untuk membuat sistem perminyakan. Pembentukan perangkap harus terjadi sebelum atau selama migrasi minyak bumi agar terjadi akumulasi.

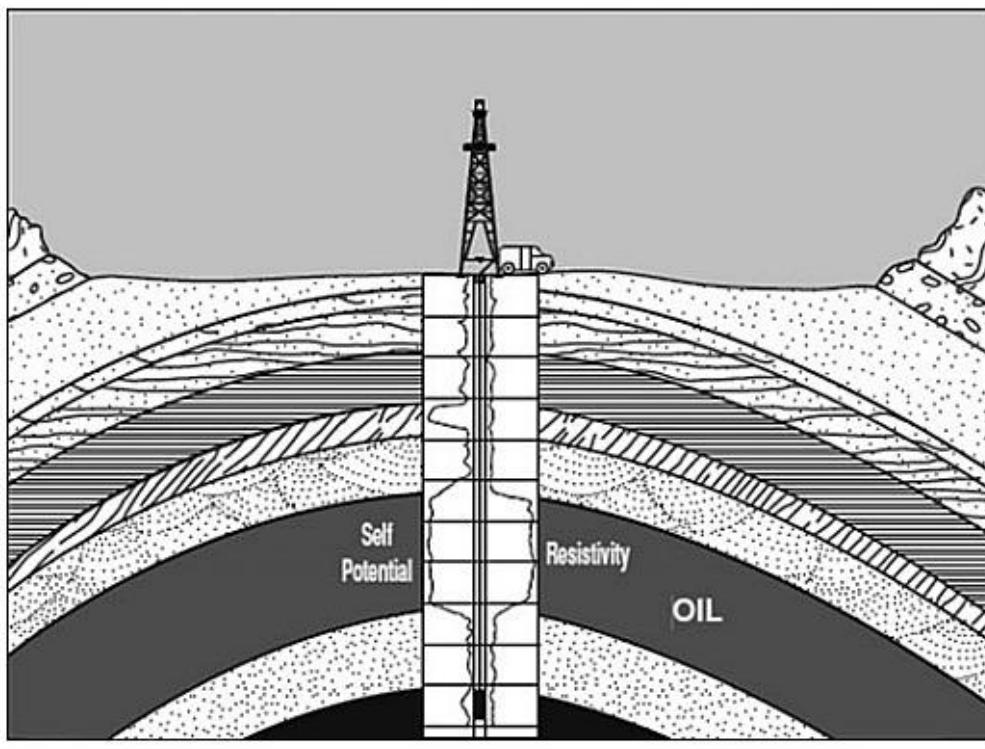
f. Migrasi

Istilah migrasi dalam petroleum system diartikan berpindahnya hidrokarbon dari *source rock* menuju tempat yang lebih tinggi melalui rekahan atau pori-pori batuan. Terdapat beberapa hal yang mempengaruhi migrasi yaitu tegangan permukaan, tekanan hidrostatik, tekanan hidrodinamik, tekanan gas, gaya pelampungan dan kemiringan lapisan.

III. TEORI DASAR

3.1 Metode Well Logging

Metode *Well Logging* berkembang dengan akurasi serta kecanggihannya dalam proses pengambilan keputusan geologis. *Well Logging* merupakan proses perekaman berbagai sifat fisik, kimia, listrik, atau lainnya dari campuran batuan atau cairan yang ditembus dengan mengebor sumur ke dalam mantel bumi. *Logging* juga mencakup kontrol lubang bor untuk kondisi teknis, sampling formasi, dan *coring* dinding samping. Perekaman berkelanjutan dari parameter geofisika sepanjang lubang bor menghasilkan *log* geofisika. Nilai pengukuran diplot secara terus menerus terhadap kedalaman di dalam sumur.

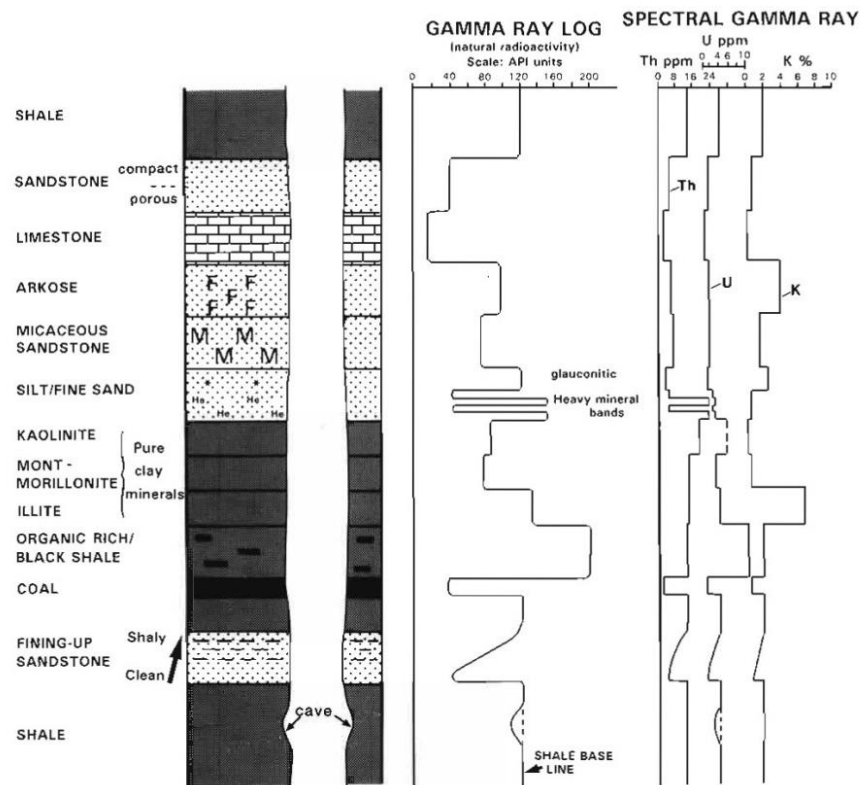


Gambar 6. *The elements of well logging* (Liu, 2017)

Pada saat ini, interpretasi *log* merupakan salah satu hal yang penting bagi ahli geologi perminyakan. Selain digunakan untuk mengkorelasikan zona untuk membantu pemetaan struktur dan *isopach*, interpretasi *log* membantu dalam menentukan zona produktif, kedalaman dan ketebalan zona, menentukan litologi serta menentukan hubungan fasies dan lokasi pengeboran. Penentuan Zona Source Rock dilakukan dengan menggunakan 3 Log yaitu *Log Gamma Ray*, *Log Resistivitas* dan *Log Sonic*.

3.1.1 Log Gamma Ray

Log Gamma Ray dapat digunakan untuk menentukan litologi sumur dan zona korelasi karena mengukur radioaktivitas alami dalam formasi. Pengukuran *Log Gamma Ray* yang memiliki respon rendah dihasilkan oleh batupasir yang bebas serpih dan karbonat karena mengandung sedikit radioaktivitas. Meningkatnya kandungan *Shale* memberikan respon *Log Gamma Ray* yang meningkat karena kandungan bahan radioaktif yang tinggi dalam serpih, menyebabkan nilai *Log Gamma Ray* yang lebih tinggi.

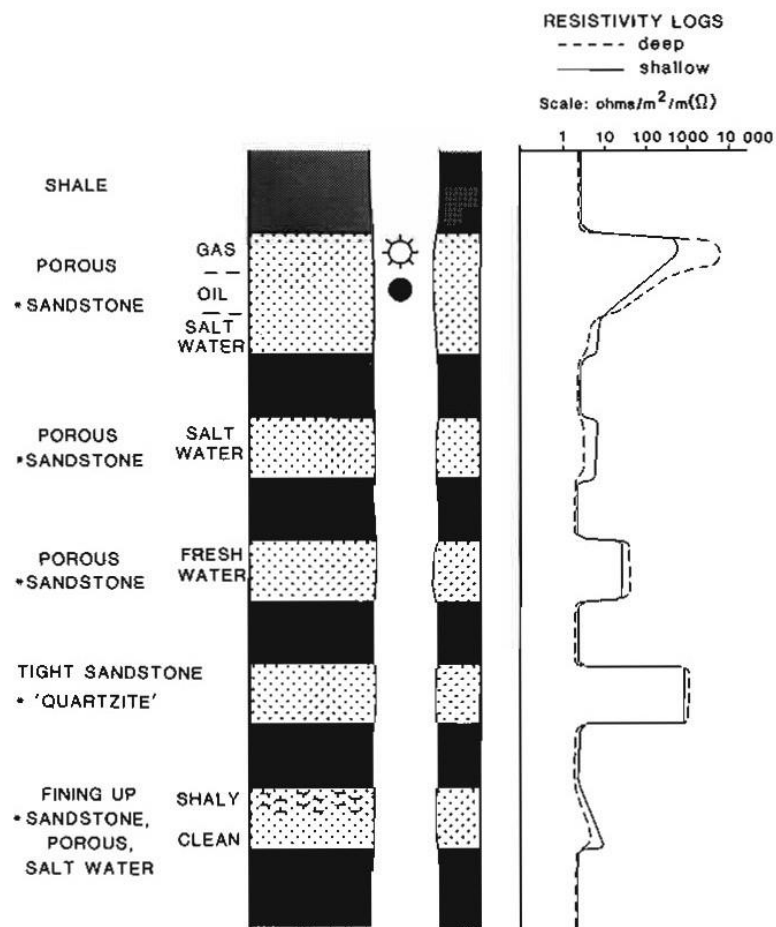


Gambar 7. Respon *Log Gamma Ray* (Rider, 2002)

Pengukuran *gamma ray* merupakan bagian terpenting dari setiap eksplorasi *shale gas* karena *shale* dengan kandungan organik yang tinggi memiliki intensitas *gamma ray* yang tinggi. Survei *Gamma Ray* dapat dilakukan pada cekungan sedimen yang belum tereksplorasi untuk mendapatkan gambaran luas tentang keberadaan *shale* organik. Analisis geokimia *shale* organik menunjukkan kandungan kalium, uranium dan thorium yang tinggi.

3.1.2 Log Resistivitas

Pada batuan sedimen, kemampuan konduksi berhubungan dengan pergerakan ion yang ada dalam air formasi, batuan reservoir yang bersih dan kering dan hidrokarbon adalah isolator yang dicirikan oleh konduktivitas rendah dan oleh karena itu resistivitasnya tinggi. Resistivitas air bergantung pada jumlah garam terlarut yang ada, semakin asin air formasi, semakin tinggi konduktivitasnya dan semakin rendah resistivitasnya. Ketika batuan induk menjadi matang, minyak bebas hadir dalam rongga dan rekahan. Oleh karena itu, pembacaan Log Resistivitas pada batuan induk meningkat.



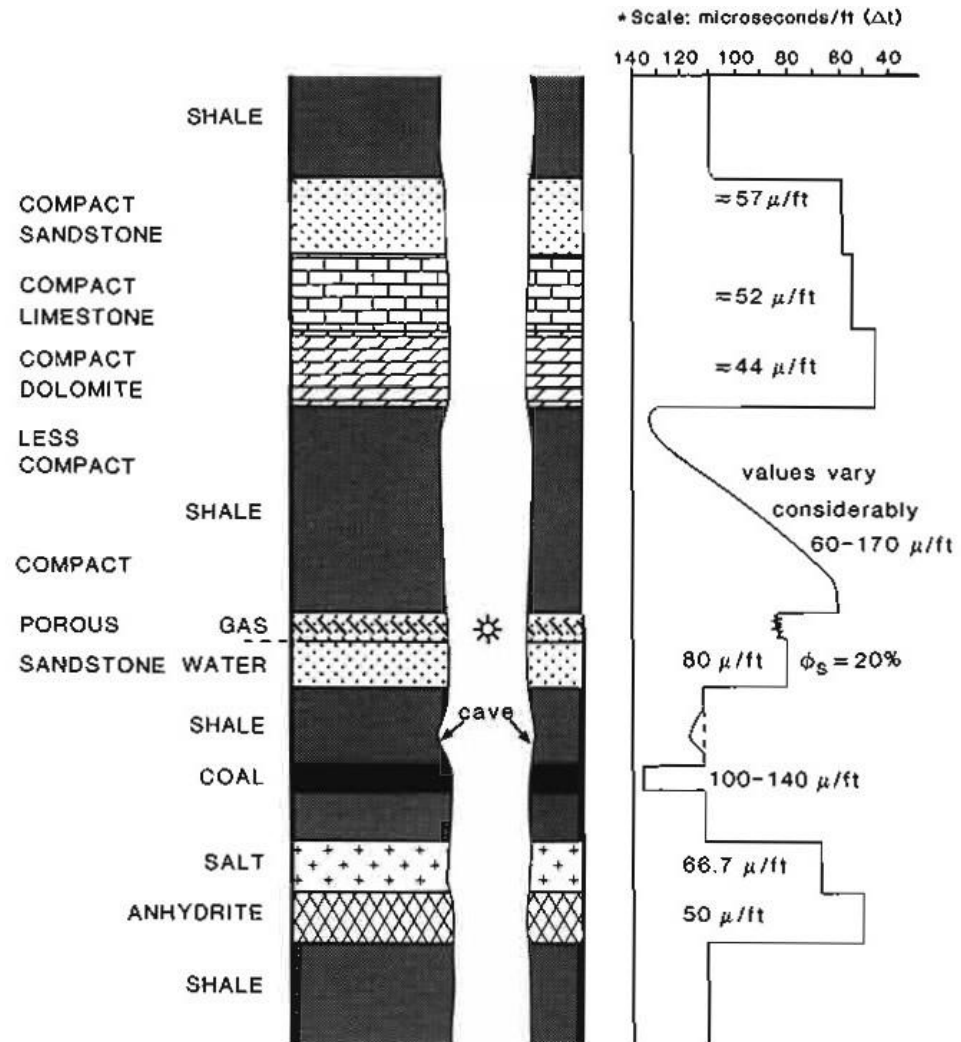
Gambar 8. Respon *Log Resistivitas* (Rider, 2002)

Respon resistivitas digunakan untuk mengidentifikasi formasi berpori dan permeabel dan mendeteksi zona bantalan hidrokarbon. Pengaruh porositas disebabkan oleh fakta bahwa konduktivitas bergantung pada jumlah ion yang tersedia dalam suatu larutan untuk membawa muatan listrik, semakin tinggi jumlah ion, semakin besar konduktivitasnya. Jumlah ion tergantung pada porositas terhubung yang diisi air, oleh karena itu, semakin tinggi porositasnya, semakin besar jumlah ion yang tersedia dan semakin tinggi konduktivitasnya.

3.1.3 *Log Sonic*

Pada tahun 1946, *log sonik* pertama diproduksi. Alat ini memungkinkan pengukuran kedalaman yang lebih akurat di dalam *casing* dan penempatan perforasi dan peralatan penyelesaian yang lebih tepat. *Log*

sonik umumnya bekerja dengan menghasilkan sinyal dalam rentang 20–30 kHz, meskipun beberapa alat beroperasi pada rentang yang lebih tinggi.



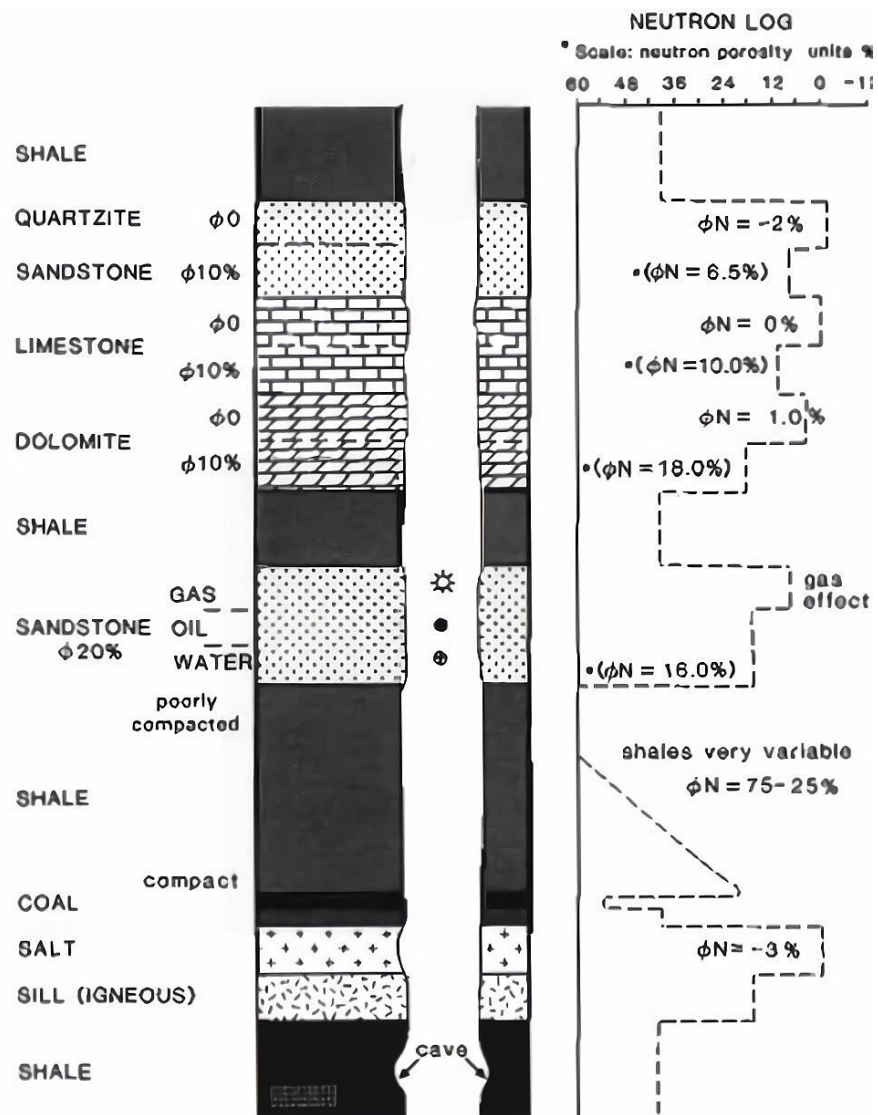
Gambar 9. Respon Log Sonic (Rider, 2002)

Log Sonic atau *Acoustic* konvensional menyediakan rekaman berkelanjutan dari waktu yang diambil dalam mikrodetik per kaki (μ s/ft) atau mikrodetik per meter (μ s/m), oleh gelombang suara untuk menjalar melalui formasi satu kaki atau satu meter ini yang dikenal sebagai waktu transit interval, disingkat t atau Δt . Waktu tempuh yang diukur adalah gelombang kompresional atau 'P' yang bergerak paling cepat melalui formasi dan mewakili kedatangan pertama Gelombang *Shear* dan *Stoneley* mengikuti gelombang P gelombang tetapi tidak direkam oleh alat

konvensional. Pembacaan *Log Sonic* pada batuan induk yang belum matang mengalami peningkatan, sedangkan pembacaan *Log Sonic* menurun terjadi pada batuan induk yang matang.

3.1.4 Log Neutron

Catatan reaksi pembentukan yang disebabkan oleh penembakan neutron disebut dengan log neutron. Hal ini berkaitan dengan indeks hidrogen dalam formasi yang menunjukkan berapa banyak hidrogen yang ada. *Log* ini juga dapat digunakan untuk mendeteksi batuan vulkanik, litologi, evaporit, dan hidrat mineral (Rider, 2000).



Gambar 10. Log Neutron (Rider, 2002)

Log Neutron digunakan untuk mengukur porositas total batuan. Neutron merupakan partikel netral yang memiliki massa atom yang sama dengan hidrogen. Neutron akan bereaksi terhadap porositas fluida dalam formasi bersih karena air dan minyak memiliki jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama. Respon neutron pada formasi lempung yang mencakup atom hidrogen dalam konfigurasi molekul yang serupa, memiliki porositas yang lebih tinggi karena neutron tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dan atom hidrogen yang secara kimiawi terikat pada mineral batuan.

3.2 Analisis Geokimia

Analisis geokimia digunakan untuk prospeksi hidrokarbon dalam berbagai formasi dengan mengetahui jenis kerogen, nilai *Total Organic Carbon* (TOC), indeks oksigen (OI) dan indeks hidrogen (HI) yang digunakan dalam klasifikasi bahan organik dalam rentang hidrokarbon yang rawan gas atau rawan minyak.

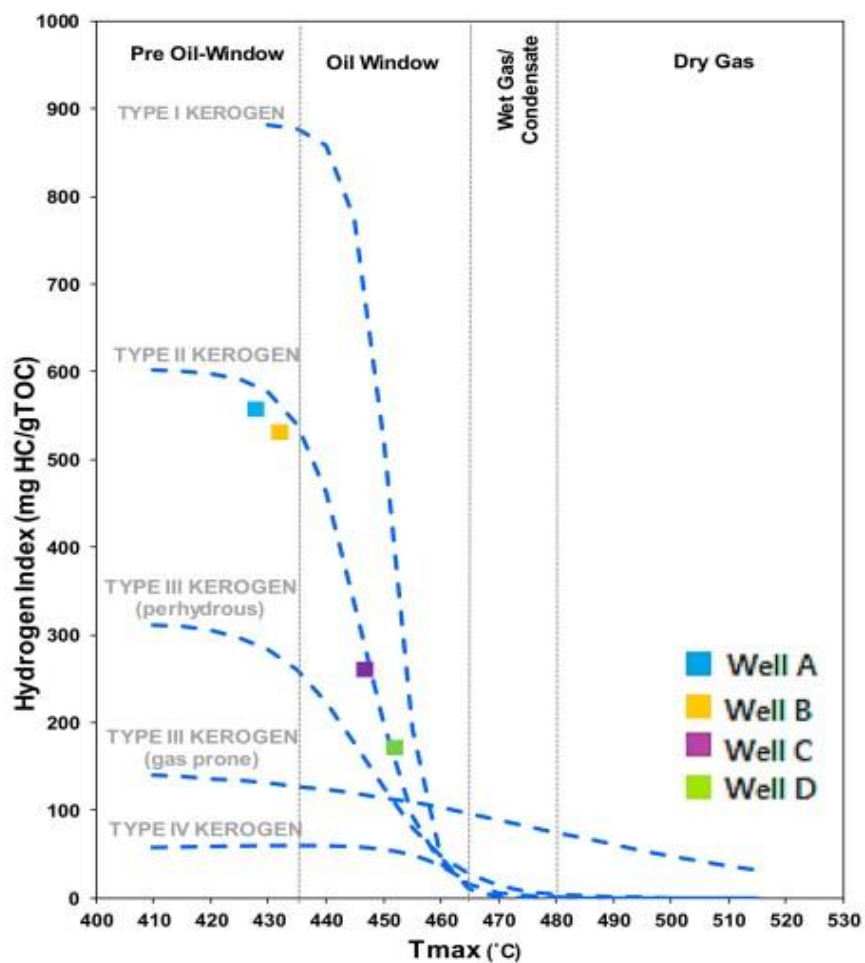
Sifat geokimia *shale* merupakan parameter penting untuk mengidentifikasi potensi produksinya. Parameter geokimia meliputi kandungan karbon organik dan kematangan termal serpih. *Shale* mengandung karbon organik dan anorganik sebagai karbon total. Untuk jenis kerogen dan kematangan termal dilakukan analisis *Rock Eval Pyrolysis*. Indeks oksigen (OI) adalah kekayaan oksigen dari sampel. Adapun faktor utama yang mengendalikan produksi *shale* gas, yaitu:

1. Karakteristik geokimia *shale*
2. Sifat batuan dari batuan *source rock*
3. Batuan reservoir yang bervariasi dalam *shale*
4. Rekahan serpih yang mengontrol produksi gas *shale*

3.2.1 *Vitrinite Reflectance*

Vitrinite Reflectance dapat digunakan membantu dalam mengidentifikasi batuan sumber yang berpotensi untuk sistem perminyakan. *Vitrinite Reflectance* umumnya digunakan untuk menunjukkan terjadinya migrasi dan kapan migrasi terjadi. *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.

Vitrinite Reflectance akan mengalami perubahan ketika kerogen mencapai kematangan dan perubahan ini akan disertai dengan peningkatan kapasitas partikel ini untuk memantulkan cahaya. Dengan bertambahnya kedalaman, tingkat kematangan nilai pantulan vitrinit akan terus meningkat. Secara khusus, humus yang cenderung menghasilkan gas, dan kerogen yang memiliki kemampuan membentuk minyak secara langsung dan tidak langsung ditunjukkan oleh besarnya pantulan vitrinit (Cooper, 1977). Suhu mempengaruhi pantulan ini. Sedangkan warna vitrinit akan berubah ketika disinari cahaya pantulan dengan variasi waktu dan suhu pemanasan. Adapun pengelompokan kematangan batuan induk yang diperlihatkan pada **Gambar 11**, sebagai berikut:



Gambar 11. Diagram Van Krevelen Tmax Vs HI (Khatibi dkk, 2018)

3.2.2 Rock Eval Pyrolysis

Analisis *Rock Eval Pyrolysis* merupakan analisis yang melibatkan pemanasan bertahap pada sampel batuan induk dalam keadaan tanpa oksigen pada kondisi atmosfer *inert* dengan suhu yang telah ditentukan yang digunakan untuk menganalisis komponen hidrokarbon pada batuan induk. Pemanasan ini memisahkan organik bebas (bitumen) dan komponen organik yang masih terikat dalam batuan induk atau kerogen (Samodra dkk, 1992).

Rock Eval Pyrolysis memperkirakan kandungan hidrogen bahan organik dengan nilai S_2 . Analisis yang dilakukan dengan menggabungkan TOC dan nilai S_2 dapat dihasilkan informasi terkait

berapa banyak bahan organik yang ada dan berapa banyak hidrogen yang diasosiasikan.

Rock Eval Pyrolysis dilakukan pada batuan dimaksudkan untuk menentukan jenis bahan organik yang ada dan untuk menilai potensi batuan. Nilai dari hidrokarbon disajikan sebagai mg/g dengan parameter dasar sebagai berikut:

a. *S1 (free hydrocarbon)*

Nilai S1 merepresentasikan jumlah hidrokarbon bebas yang dapat menguap tanpa mengalami penguraian kerogen. Jumlah hidrokarbon bebas yang dihasilkan secara in situ sebagai akibat kematangan termal dan akumulasi hidrokarbon dari berbagai lokasi ditunjukkan dengan nilai S1.

S1 adalah ukuran berapa banyak minyak (hidrokarbon bebas) yang ada di dalam batuan dan hampir sebanding dengan berapa banyak bitumen yang dapat diperoleh kembali dengan pelarut.

b. *S2 (pyrolysable hydrocarbon)*

S2 menunjukkan total hidrokarbon yang dihasilkan melalui proses pemisahan kerogen yang mewakili jumlah hidrokarbon yang dapat dihasilkan batuan selama proses pematangan secara alamiah.

S2 mewakili kemungkinan bahwa bahan organik dalam batuan dapat berubah menjadi minyak bumi. Nilai S1 dan S2 dinyatakan dalam mg HC/g batuan.

c. *S3*

S3 merupakan karbon dioksida yang dihilangkan dari kerogen selama pirolisis. S3 menunjukkan jumlah kandungan CO₃ yang ada di dalam batuan. Jumlah CO₃ dapat dikorelasikan dengan jumlah oksigen di dalam kerogen karena menunjukkan tingkat oksidasi

selama diagenesis.

d. Tmax

Salah satu parameter geokimia yang dapat digunakan untuk menentukan kematangan batuan induk yaitu Tmax. Jenis bahan organik memiliki pengaruh yang signifikan terhadap nilai Tmax yang diukur. Pada suhu yang sama, kerogen Tipe I akan menghasilkan hidrokarbon yang lebih lambat daripada Tipe III.

Nilai Tmax juga dapat menunjukkan tingkat kematangan yang lebih rendah dari tingkat kematangan sebenarnya pada batuan induk yang mengandung resin yang umum terdapat dalam batuan induk dengan kerogen tipe II (Kennett dkk, 1976).

e. HI (Indeks Hidrogen)

Material organik yang berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon perlu dilakukan asosiasi dengan hidrogen. Semakin banyak hidrogen yang terkait dengan karbon, semakin banyak hidrokarbon yang dapat dihasilkannya. Oleh karena itu, kita juga membutuhkan indikator jumlah hidrogen yang ada dalam bahan organik. Kandungan hidrogen dapat diukur secara langsung dengan analisis unsur (Durand dan Nicaise, 1980). Kandungan hidrogen juga dapat diperkirakan dengan cara tidak langsung seperti *Rock Eval Pyrolysis* (Espitalie dkk, 1977).

Kandungan karbon dan hidrogen dari bahan organik diperlukan untuk menentukan berapa banyak hidrokarbon yang dapat dihasilkan dari batuan induk serta mengetahui tentang kematangan batuan induk untuk interpretasi yang tepat. Pada sedimen dengan kandungan TOC kurang dari 2,0%, retensi hidrokarbon pada butiran mineral dapat mengakibatkan penurunan HI yang signifikan (Espitalie dkk, 1980). Dekomposisi termal sejumlah kecil mineral

karbonat selama Rock Eval Pyrolysis dapat menyumbang karbon dioksida dan meningkatkan OI dalam sedimen TOC rendah (Katz, 1983).

Nilai HI yang tinggi menunjukkan material serpih didominasi oleh material organik yang bersifat *oil prone*, sedangkan nilai OI tinggi mengindikasikan dominasi material organik gas prone. Nilai HI dapat digunakan untuk menentukan jenis material serpih utama dan material organik yang dihasilkan (Waples, 1985). Adapun potensi batuan induk yang didasarkan pada kandungan HI, dipaparkan pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Potensi Jenis Hidrokarbon yang Dihasilkan (Waples, 1985)

HI	Produk Utama	Kuantitas Relatif
<150	Gas	Kecil
150 - 300	Minyak dan Gas	Kecil
300 – 450	Minyak	Sedang
450 – 600	Minyak	Banyak
>600	Minyak	Sangat Banyak

3.3 Evaluasi Batuan Induk

Evaluasi batuan induk terdiri dari penilaian potensi sedimen penghasil hidrokarbon dengan melihat kapasitas sedimen untuk menghasilkan hidrokarbon, jenis bahan organik dan hidrokarbon apa yang mungkin dihasilkan dan kematangan batuan induk. Penilaian kualitas, kuantitas dan kematangan termal formasi merupakan tahap evaluasi batuan induk. Kualitas bahan organik dalam formasi dievaluasi dengan penentuan jenis kerogen. Identifikasi tipe kerogen dapat memberikan informasi mengenai kualitas dan penilaian batuan induk.

3.3.1 *Total Organic Carbon (TOC)*

TOC merupakan indikator jumlah total bahan organik yang terdapat dalam sedimen (Ronov, 1958). Batuan yang memiliki kandungan TOC kurang dari 5% memungkinkan untuk dipertimbangkan sebagai batuan yang berpotensi sebagai *source rock* hidrokarbon, hal tersebut

dikarenakan jumlah dari hidrokarbon yang dapat dihasilkan dari batuan tersebut sangat kecil sehingga tidak memungkinkan terjadinya ekspulsi. Selain itu, total minimum material organik harus dipenuhi untuk ketebalan batuan tertentu agar jumlah ekonomis hidrokarbon tercapai (Waples, 1985).

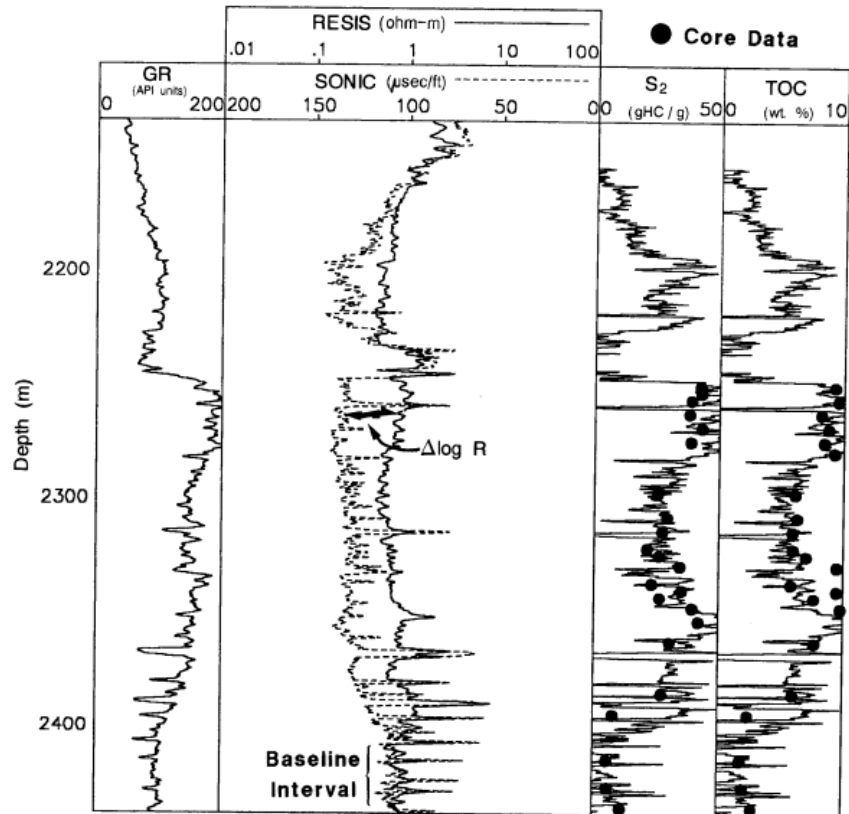
Kandungan hidrogen diukur dalam hidrokarbon per unit karbon organik (mg HC/g TOC) dan merupakan ukuran kualitas batuan induk, semakin tinggi indeks hidrogen (HI), semakin baik kualitasnya. Selain itu, HI menunjukkan jenis cairan hidrokarbon yang dikeluarkan.

Penelitian yang dilakukan dalam menentukan nilai TOC batuan induk dengan menggunakan pendekatan data *Log* dan analisis geokimia. Adapun parameter yang digunakan untuk analisis potensi dan kekayaan material organik pada batuan *source rock*, dapat dilihat pada **Tabel 2**.

Tabel 2. Parameter Analisis *Source Rock* (Peters dan Cassa, 1994)

Klasifikasi	TOC (wt%)
Buruk	0 – 0.5
Sedang	0,5 – 1
Baik	1 – 2
Sangat Baik	2 – 4
Istimewa	>4

Perhitungan nilai *Total Organic Carbon* (TOC) dilakukan dengan menggunakan Metode Passey. Metode yang digunakan ini terdapat istilah $\Delta \log R$, dimana nilai ini berhubungan secara linear dengan nilai %TOC yang merupakan fungsi dari kematangan batuan induk. Salah satu variabel utama yang digunakan yaitu nilai log yang berupa nilai log resistivitas, *R baseline*, *log sonic* dan *T baseline*. Adapun gambar yang menunjukkan gambaran terkait *R baseline* dan *T baseline*, yang ditunjukkan pada **Gambar 12**.



Gambar 12. Kurva *Baseline Interval* (Passey, 1980)

Berikut merupakan persamaan yang digunakan untuk menghitung nilai TOC yaitu:

$$TOC = (\Delta \log R) \times 10^{(2 - LOM)} \quad (1)$$

$$(\Delta \log R) = \left(\frac{R}{T} \right) \quad (2)$$

Di mana:

TOC : *Total Organic Carbon* (wt%)

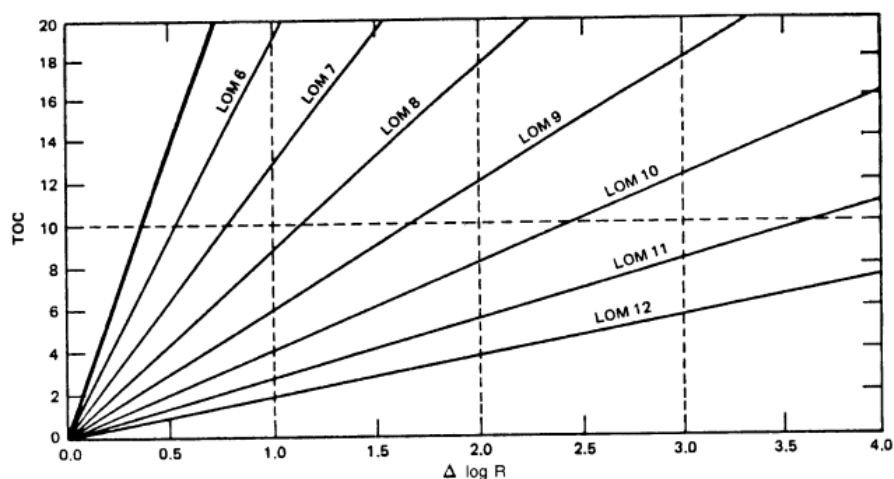
LOM : *Level Of Maturity*

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

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

- T : Pengukuran waktu transit ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)
- R_{baseline} : Nilai resistivitas yang sama dengan T_{baseline} ketika kurva baseline berada pada batuan kaya lempung (*non source*).
- 0,02 : Berdasarkan rasio pada 50 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ per 1 *resistivity cycle*.
- $10^{(2,297-0,1688 \times LOM)}$: Persamaan Empiris Passey

Persamaan empiris yang didapatkan dari formula TOC Passey didapatkan berdasarkan grafik berikut ini:



Gambar 13. Grafik Passey (Passey dkk, 1990).

3.3.2 Kerogen

Kerogen adalah bentuk karbon organik paling melimpah di kerak bumi. Pemahaman tentang kisaran variasi kimia kerogen penting karena fraksi ini merupakan komponen organik utama batubara, serpih minyak, dan lapisan sumber minyak atau gas.

Pembentukan hidrokarbon tidak terlepas dari adanya batuan induk yang kaya akan material organik. Material yang ada dalam batuan mengandung 90% kerogen dan 10% bitumen (Hunt dan Ashley, 1979). Kerogen merupakan molekul organik kompleks yang mengalami polimerisasi tinggi yang terdapat di batuan sedimen yang tidak larut dalam pelarut organik biasa. Kerogen tidak mengalami pelarutan

karena memiliki ukuran molekul yang besar. Kerogen merupakan asal dari sebagian besar minyak dan gas bumi yang terdiri dari

Keberadaan batuan induk yang kaya bahan organik diperlukan untuk pembuatan hidrokarbon. Menurut Hunt dan Ashley (1979), kandungan dalam batuan adalah 90% kerogen dan 10% bitumen. Dalam batuan sedimen, kerogen adalah molekul organik rumit yang sangat terpolimerisasi yang tidak larut dalam pelarut organik biasa. Karena ukuran molekulnya yang besar, kerogen tidak larut. Sebagian besar minyak dan gas alam berasal dari kerogen, yang terdiri dari partikel yang berbeda-beda yang disebut maseral. Maseral adalah mineral organik, dan hubungannya dengan kerogen mirip dengan batuan dan mineral.

Beberapa tipe kerogen yang dikelompokkan menjadi 4 tipe yaitu:

1. Tipe I (*Oil Prone*)

Kerogen tipe I menunjukkan bahwa kerogen kaya hidrogen, dimana tipe ini berasal dari alga lakustrin yang merupakan jenis kerogen sumber minyak bumi yang sangat baik. Kerogen Tipe I umumnya tersusun atas maseral liptinit terutama alginite (Waples, 1985). Kerogen tipe I mempunyai perbandingan atom H/C besar (≥ 1.5) serta O/C rendah ($< 0,1$). Jenis kerogen ini sebagian berasal dari bahan organik yang kaya akan lipid (misal akumulasi material alga) khususnya senyawa alifatik rantai panjang. Kandungan hidrogen yang dimiliki oleh tipe kerogen I sangat tinggi, karena mempunyai sedikit gugus lingkaran ataupun struktur aromatik. Kandungan oksigennya jauh lebih rendah karena terbentuk dari material lemak yang miskin oksigen. Kerogen jenis ini menampilkan kecenderungan besar untuk menghasilkan hidrokarbon cair maupun minyak. Kerogen tipe I berwarna gelap, suram, serta baik berstruktur laminasi ataupun tidak berstruktur. Kerogen ini umumnya terbentuk oleh butiran yang relatif halus,

kaya material organik, lumpur anoksik yang terendapkan dengan perlahan-lahan (tenang), sedikit oksigen, serta terbentuk pada area air yang dangkal, seperti lagoon dan danau (Killops, 2013).

2. Tipe II

Kerogen yang berasal dari sumber organik laut, termasuk ganggang. Kebanyakan kerogen Tipe II ditemukan di endapan sedimen laut di bawah kondisi reduksi (*backmangrove*). Tipe ini mempunyai kapasitas untuk membentuk minyak (oil) dan sedikit gas. Kerogen Tipe II terdiri atas resinit, kutinit, dan sporinit (Waples, 1985). Kerogen ini merupakan kerogen sumber minyak bumi yang baik di bawah pengaruh katagenik yang sesuai, sementara kerogen ini diturunkan secara dominan dari lignin atau selulosa tumbuhan tingkat tinggi.

Kerogen tipe II mempunyai perbandingan atom H/C relatif tinggi (1.2 – 1.5), sementara itu perbandingan atom O/C relatif rendah (0,1– 0,2). Kerogen jenis ini bisa menghasilkan minyak serta gas, tergantung pada tingkatan kematangan termalnya. Kerogen tipe II dapat terbentuk dari sebagian sumber yang berbeda-beda, yaitu alga laut, polen serta spora, lapisan lilin tanaman, fosil resin, serta juga dapat berasal dari lemak tumbuhan. Hal ini terjadi akibat terdapatnya percampuran antara material organik autochton bersama-sama dengan material allochton yang didominasi oleh material dari tumbuh-tumbuhan, seperti polen serta spora. Percampuran ini menunjukkan terdapatnya gabungan karakteristik antara kerogen tipe I serta tipe III. Kandungan hidrogen yang dimiliki kerogen tipe II ini sangat tinggi, sedangkan kandungan oksigennya jauh lebih rendah karena kerogen tipe ini terbentuk dari material lemak yang miskin oksigen. Pada kerogen tipe ini juga sering ditemui unsur belerang dalam jumlah yang besar dalam rantai siklik serta kemungkinan juga dalam ikatan sulfida. Kerogen

tipe II yang banyak mempunyai kandungan belerang secara lebih lanjut dapat dikelompokkan lagi menjadi kerogen tipe II-S dengan persen berat belerang (S) organik 8– 14% serta rasio S/C 0.04 (Killops, 2013).

3. Tipe III (*Gas Prone*)

Tipe kerogen ini tersusun oleh material organik darat yang kekurangan unsur lemak dan lilin, dan hanya umumnya menghasilkan gas (Waples, 1985). Kerogen tipe III mempunyai perbandingan atom H/C yang relatif rendah (0.3). Kandungan hidrogen yang dimiliki relatif rendah karena terdiri atas sistem aromatik yang intensif, sedangkan kandungan oksigennya tinggi karena terbentuk dari lignin, selulosa, fenol, serta karbohidrat. Kerogen tipe III paling utama berasal dari tanaman darat yang hanya sedikit memiliki lemak serta zat lilin. Kerogen jenis ini menunjukkan kecenderungan besar untuk membentuk gas (*gas prone*) (Killops, 2013).

4. Tipe IV (*Inert*)

Kerogen jenis IV paling utama tersusun atas material rombakan bercorak gelap serta opak. Sebagian besar kerogen jenis IV tersusun atas kelompok maseral inertinit dengan sedikit vitrinit. Kerogen jenis ini tidak mempunyai kecenderungan menciptakan hidrokarbon sehingga terkadang kerogen jenis ini dikira bukan kerogen yang sesungguhnya. Kerogen ini mungkin tercipta dari material tanaman yang sudah teroksidasi sepenuhnya di permukaan serta setelah itu terbawa ke area pengendapannya. Kerogen jenis IV cuma tersusun oleh senyawa aromatic (Killops, 2013). Adapun jenis maseral yang dibagi menjadi 3 kelompok (Taylor, 1998):

a. Vitrinit

Vitrinit diartikan sebagai hasil proses pematubaraan bahan humik yang berasal dari lignin dan selulosa sel kulit tumbuhan. Vitrinit mempunyai karakter tinggi akan fraksi aromatik dan oksigen. Maseral yang termasuk ke dalam kelompok ini adalah telinit, kolinit, dan vitrodetrinit.

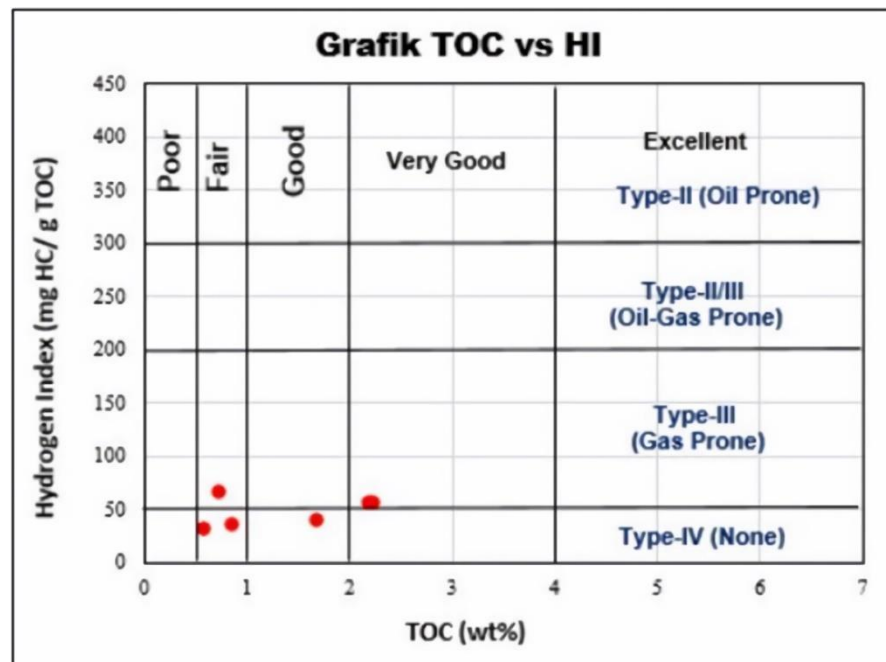
b. Liptinite/eksinit

Liptinit atau eksinit yaitu sisa tumbuhan yang kaya akan hidrogen bukan dari material-material humik, sebagai contoh adalah sporopollenin, resin, lilin, dan lemak. Liptinit mempunyai karakter tinggi akan fraksi parafin dan fraksi hidrogen. Sebagai contoh maseral dari kelompok ini adalah sporinit, kutinit, resinit, alginit, liptodetrinit.

c. *Inertinite*

Inertinite mempunyai karakter yang tinggi terkait kandungan karbonnya tetapi rendah fraksi hidrogen dan bertambah level aromatiknya. Sebagian besar maseral inertinit diturunkan dari tumbuhan-tumbuhan yang sama dengan pada vitrinit dan liptinit, tetapi berbeda dalam transformasinya.

Adapun diagram yang digunakan untuk menentukan tipe kerogen serta kualitas batuan induk menggunakan data *Hydrogen Index* (HI) dan Total Organic Carbon (TOC) yang diperlihatkan pada **Gambar 14.** berikut ini.



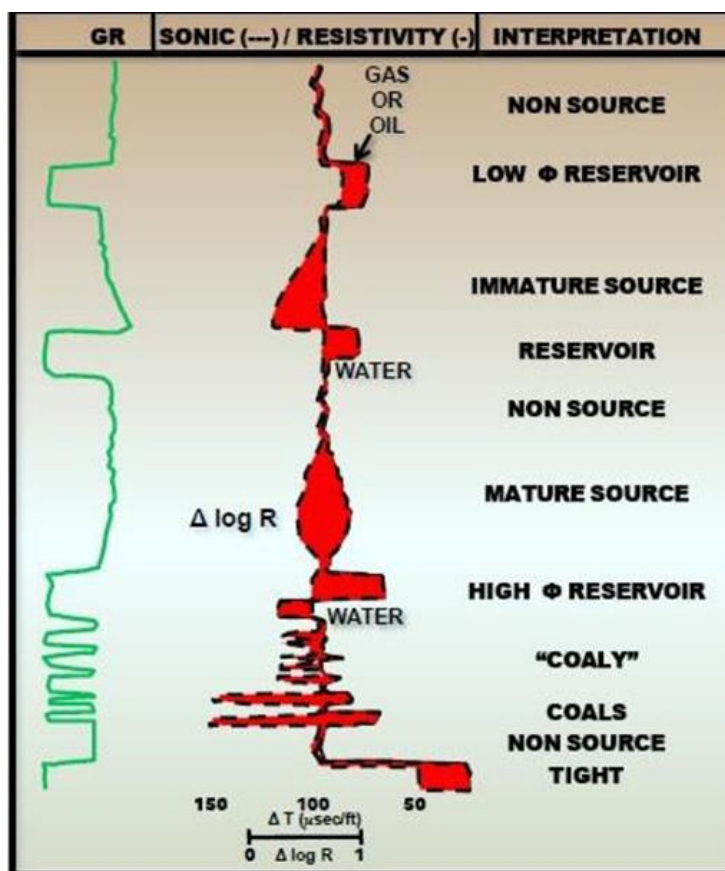
Gambar 14. Plot TOC (wt%) vs Hydrogen Index (mg HC/g TOC) (Gorenekli, 2018)

3.3.3 Kematangan Batuan Induk

Kematangan batuan induk dikontrol oleh temperatur serta waktu. Pengaruh temperatur yang tinggi dalam waktu yang singkat atau temperatur yang rendah dalam waktu yang lama sampai mengakibatkan terdapatnya transformasi kerogen minyak bumi. Bentuk tipe fluida yang dihasilkan bermacam-macam bergantung pada tingkat kematangan panas batuan induk, semakin besar tingkat kematangan panas batuan induk sehingga akan terbentuk minyak bumi tipe berat, minyak bumi ringan, kondensat, serta pada temperatur paling tinggi akan menghasilkan gas bumi. Kematangan atau *maturity* batuan induk dibagi menjadi 3, yaitu:

- a. *Immature* merupakan *source rock* yang belum mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.
- b. *Mature* merupakan *source rock* yang sedang mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.
- c. *Overmature* merupakan *source rock* yang telah mengalami pematangan menjadi hidrokarbon.

Temperatur pembentukan minyak bumi sangat bermacam-macam. Dipaparkan bahwa batuan yang berumur lebih muda relatif membutuhkan temperatur yang lebih tinggi dalam pembentukan minyak bumi. Adapun, batuan yang berumur lebih muda relatif membutuhkan temperatur yang relatif lebih tinggi serta batuan induk yang terletak pada kedalaman yang relatif dangkal bisa mencapai temperatur pembentukan minyak bumi dalam skala waktu yang relatif lebih lama (Bissada dan Kelley, 1986).



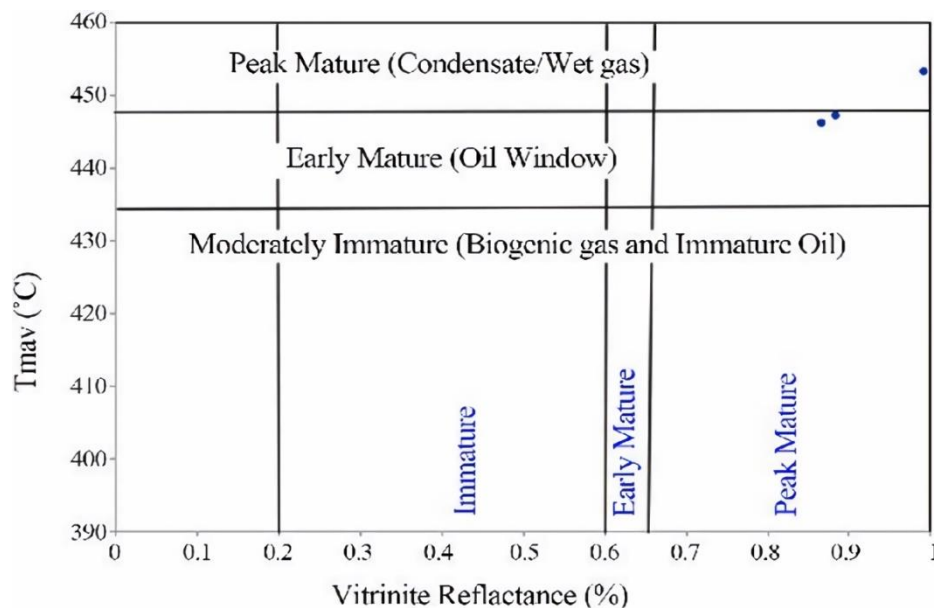
Gambar 15. Interpretasi Kualitas Batuan Induk (Passey dkk, 1990)

Jenis hidrokarbon yang dihasilkan batuan induk akan ditentukan oleh jenis kerogen yang ditemukan di sedimen dan maturitas termalnya. Adapun klasifikasi level kematangan berdasarkan klasifikasi R_o , T_{max} vs Kematangan Batuan Induk (Peters dan Cassa, 1994) yang ditunjukkan pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Klasifikasi Kematangan Batuan Induk (Peters dan Cassa, 1994)

Level Kematangan Termal Minyak Bumi	Ro (%)	Tmax
Belum Matang	0,2 – 0,6	< 435
Matang		
Awal Matang	0,6 – 0,65	435 – 445
Puncak Matang	0,65 – 0,9	445 – 450
Akhir Matang	0,9 – 1,35	450 – 470
Terlalu Matang	>1,35	>470

Adapun diagram untuk mengklasifikasikan kematangan batuan induk yang di plot ke dalam parameter Ro dan Tmax yang ditunjukkan pada

Gambar 16.**Gambar 16.** Diagram Van Krevelen Vitritine Reflectance (%) vs Tmax (°C) (Peters dan Cassa, 1994)

3.4 Koefisien Korelasi

Koefisien korelasi diartikan sebagai hubungan antara dua variabel yaitu X dan Y. Koefisien korelasi dimanfaatkan untuk mengetahui kekuatan hubungan antara dua variabel. Ketika koefisien korelasi yang dihasilkan semakin mendekati nilai 1, maka variabel x dan variabel Y korelasi yang

dihasilkan semakin kuat. Berikut merupakan klasifikasi nilai koefisien korelasi (Sarwono, 2006).

1. 0 : Tidak ada korelasi antara dua variabel
2. $>0 - 0.25$: Korelasi sangat lemah
3. $>0.25 - 0.5$: Korelasi cukup
4. $>0.5 - 0.75$: Korelasi kuat
5. $>0.75 - 0.99$: Korelasi sangat kuat
6. 1 : Korelasi sempurna

IV. METODE PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun tempat dan waktu dilakukannya penelitian, yaitu:

Tempat Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi, Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung.

Alamat Jl. Prof. Dr. Ir. Sumantri Brojonegoro No.1, Gedong Meneng, Kec. Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung 35141.

Waktu Februari – Agustus 2023

4.2 Jadwal Kegiatan Penelitian

Adapun jadwal kegiatan yang dilakukan dalam penelitian ini yang disajikan dalam bentuk tabel kegiatan, berikut ini jadwal kegiatan yang dilakukan di Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi, Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung, yang ditunjukkan pada **Tabel 5**.

Tabel 4. Jadwal Kegiatan Penelitian

Kegiatan	Februari		Maret				April				Mei				Juni				Juli				Agustus			
	Minggu Ke-1	Minggu Ke-2	Minggu Ke-1	Minggu Ke-2	Minggu Ke-3	Minggu Ke-4	Minggu Ke-1	Minggu Ke-2	Minggu Ke-3	Minggu Ke-4	Minggu Ke-1	Minggu Ke-2	Minggu Ke-3	Minggu Ke-4	Minggu Ke-1	Minggu Ke-2	Minggu Ke-3	Minggu Ke-4	Minggu Ke-1	Minggu Ke-2	Minggu Ke-3	Minggu Ke-4				
Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
Pengumpulan Data	■	■	■																							
Pengolahan Data		■	■	■	■																					
Analisis Pengolahan Data			■	■	■																					
Penyusunan Laporan Usul				■	■	■																				
Bimbingan Laporan Usul					■	■	■																			
Seminar Usul								■																		
Penyusunan Skripsi									■	■	■	■														
Revisi dan Bimbingan											■	■	■	■	■	■	■									
Seminar Hasil																					■					
Revisi dan Bimbingan																					■					
Sidang Komprehensif																						■				

4.3 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini yaitu:

1. Data *Well Logging*
2. Data Geokimia
3. *Software Interactive Petrophysics*
4. ArcGIS 10.8

4.4 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur yang dilaksanakan dalam penelitian ini yaitu:

4.4.1 Studi Literatur

Tahap awal yang dilakukan dalam penelitian ini yaitu melakukan kajian pustaka terkait informasi geologi pada daerah penelitian, stratigrafi daerah penelitian serta dipelajari juga terkait *Well Logging* yang meliputi jenis-jenis *log* serta respon dari *log* tersebut. Kajian pustaka dapat berupa buku ataupun hasil penelitian para ahli terdahulu yang berkaitan dengan penelitian penulis.

4.4.2 Pengumpulan Data

Pada tahap ini dilakukan pengumpulan data, data yang digunakan dan dikumpulkan merupakan data sekunder yang berguna untuk melakukan proses selanjutnya yaitu pengolahan data. Data sekunder yang dikumpulkan berupa data *log* dan data geokimia.

4.4.3 Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan dengan 2 tahapan yaitu pengolahan data *log* dan pengolahan data geokimia.

a. Pengolahan Data *Log*

Pengolahan awal yang dilakukan yaitu melakukan pengolahan data *log* dengan menggunakan *software interactive petrophysics* untuk menampilkan respon dari *log Gamma Ray (GR)*, *log resistivity (ILD)* dan *log sonic (DT)*. Berdasarkan respon *log* yang ditampilkan pada *software interactive petrophysics* tersebut maka dapat

dilakukan interpretasi litologi. Selanjutnya dari hasil interpretasi litologi dapat diketahui daerah *source rock* daerah penelitian. Daerah *source rock* tersebut selanjutnya dilakukan pengolahan yang lebih lanjut dengan menggunakan data geokimia

b. Pengolahan Data Geokimia

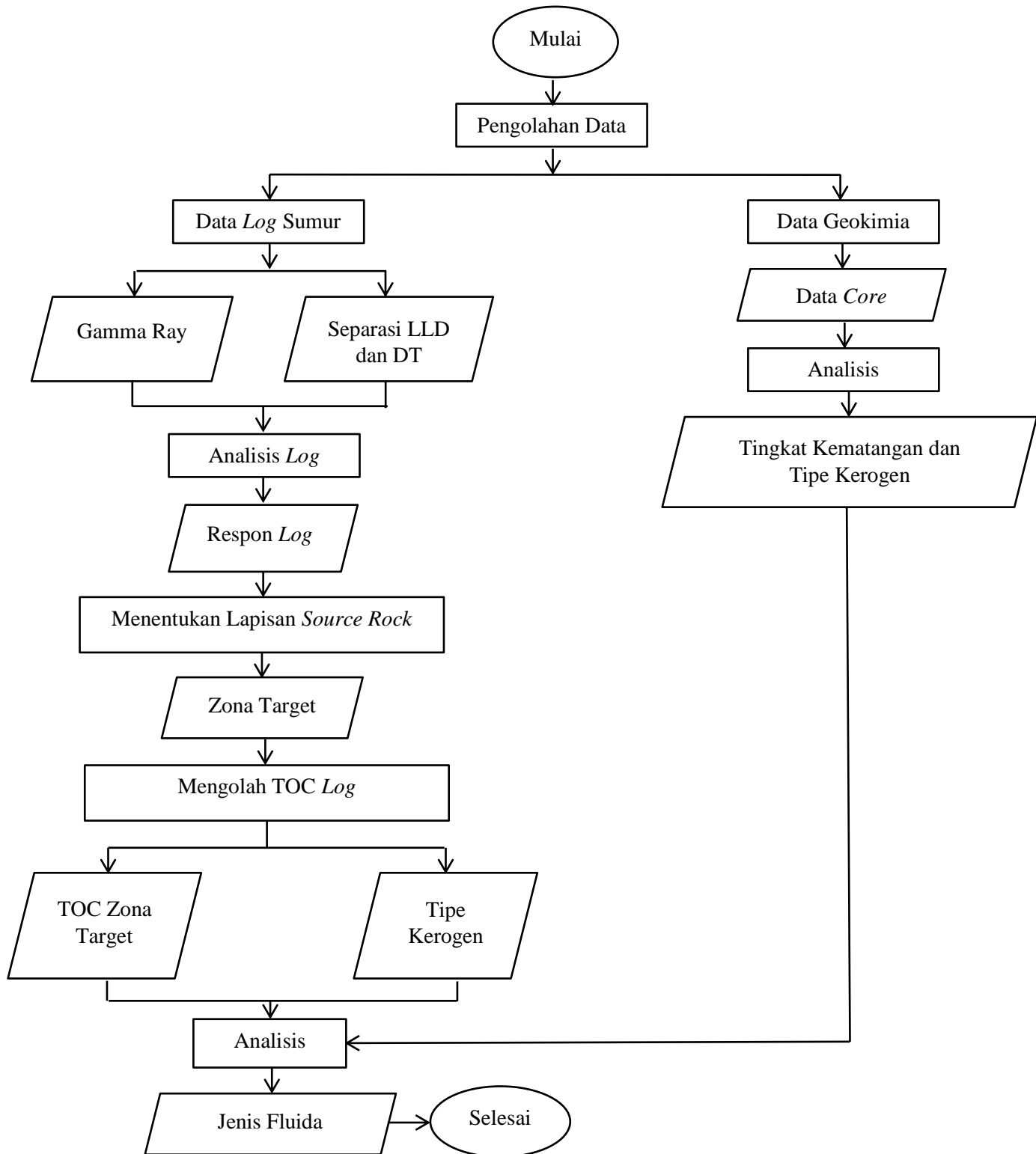
Pengolahan selanjutnya yaitu pengolahan yang dilakukan dengan memanfaatkan data geokimia. Daerah source yang telah ditentukan dengan menggunakan data log, selanjutnya dilakukan pengolahan data geokimia untuk mengetahui nilai *Total Organic Carbon* (TOC), tingkat maturasi, kualitas batuan induk dan tipe kerogen daerah penelitian.

4.4.4 Analisis Pengolahan Data

Tahap ini merupakan tahapan analisis yang dilakukan berdasarkan hasil dari pengolahan data yang telah dilakukan dengan menggunakan data log dan data geokimia. Analisis yang dilakukan yaitu dengan melakukan analisa terkait nilai *Total Organic Carbon* (TOC), tingkat maturasi, kualitas batuan induk dan tipe kerogen daerah penelitian. Berdasarkan analisis tersebut dapat dilakukan analisis terkait daerah *source rock* sebagai potensi reservoir non konvensional.

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir dari dilakukannya penelitian ini yang terdapat pada **Gambar 17**, yaitu sebagai berikut:



Gambar 17. Diagram Alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang didapatkan yaitu:

1. Zona target Source Rock yang didapatkan dari sumur RA1 yaitu 15 zona target, sumur RA2 menghasilkan 5 zona target, sumur RA3 menghasilkan 6 zona target dan sumur RA4 menghasilkan 5 zona target sumur.
2. Nilai TOC yang dihasilkan di sumur RA1 dengan klasifikasi buruk yaitu 0,34 – 0,43 wt%. Nilai TOC dengan klasifikasi sedang di sumur RA1 yaitu 0,66 – 0,93 wt%. Klasifikasi baik pada sumur RA1 memiliki nilai TOC sebesar 1,15 – 1,74 wt%. Pada sumur RA3 memiliki nilai TOC sebesar 0,62 – 0,88 wt% yang menunjukkan klasifikasi sedang, untuk nilai TOC yang bernilai 1,07 – 1,12, menunjukkan klasifikasi batuan induk yang baik. Pada sumur RA4 dihasilkan nilai TOC sebesar 0,62 – 0,96 yang menunjukkan batuan induk dengan klasifikasi sedang.
3. Pada sumur RA1 terdapat 3 kualitas batuan induk yang dihasilkan yaitu buruk, sedang dan baik. Pada sumur RA3 terdapat 2 klasifikasi kualitas batuan induk yaitu sedang dan baik. Pada sumur RA4 hanya terdapat 1 klasifikasi kualitas batuan induk yaitu kualitas sedang.
4. Tipe kerogen yang dihasilkan pada sumur RA1 terdapat 2 macam tipe kerogen yaitu kerogen tipe II dan tipe II/III. Pada sumur RA3 hanya terdapat 1 tipe kerogen yaitu kerogen tipe III.
5. Jenis fluida yang dihasilkan pada sumur RA1 terdapat dua jenis yaitu minyak serta minyak dan gas. Pada sumur RA3 dihasilkan jenis fluida gas.

6.2 Saran

Adapun saran yang dapat diberikan pada penelitian ini yaitu:

1. Perhitungan untuk penentuan tipe kerogen perlu ditambah dengan *Oxygen Index* (OI) untuk mengetahui keakuratan penentuan tipe kerogen.
2. Diperlukannya data geokimia yang lebih lengkap untuk bisa dilakukan perhitungan yang lebih akurat pada setiap sumur penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Bissada, K. K., dan Kelley, P. A. (1986). Principles and Practice of Organic Geochemistry in Exploration. In *Texaco, Houton Research Centre, Seminar Presented for AMOSEAS*. Jakarta, Indonesia.
- Cooper, B. S. (1977). Estimation of the Maximum Temperatures Attained in Sedimentary Rocks. In: Hobson, G. D. (Ed.), *Development in Petroleum Geology*. Applied Science Publishers, London, pp. 127-146.
- Dembicki, H. (2017). *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*. Elsevier, USA.
- Durand, B., dan Nicaise, G. (1980). Procedures for kerogen isolation. In B. Durand (Ed.), *Kerogen: insoluble organic matter from sedimentary rocks*. Paris, Editions Technip.
- Espitalie, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J., dan Boutefeu, A. (1977). Methode Rapide De Caracterisation Des Roches Meres De Leur Potentiel Petrolier Et De Leur Degre D'Evolution. *Rev Inst Fr Pet*, 32(1), 23-42. <https://doi.org/10.1306/2f918928-16ce-11d7-8645000102c1865>
- Espitalie, J., Madec, M., dan Tissot, B. (1980). Role of mineral matrix in kerogen pyrolysis: influence on petroleum generation and migration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 64(1), 59-66.
- 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. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 3(2), 95-101.
- Gorenekli, S. Y. (2018). Geochemical characterization of the lower Pennsylvanian Morrow shale in the Anadarko Basin of Oklahoma

- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log: Edisi Revisi-8*. Schlumberger Oil Services: Indonesia.
- Hunt, G. R., dan Ashley, R. P. (1979). Spectra of altered rocks in the visible and near infrared. *Economic Geology*, 74(7), 1613–1629. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.74.7.1613>
- Katz, B. J. (1983). Limitations of “Rock-Eval” pyrolysis for typing organic matter. In *Organic Geochemistry* 4(3–4), 195–199. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(83\)90041-4](https://doi.org/10.1016/0146-6380(83)90041-4)
- Kennett, J. P., Boltovskoy, E., dan Wright, R. (1977). Recent Foraminifera. *Micropaleontology*, 23(4), 483. <https://doi.org/10.2307/1485412>
- Khatibi, S., Ostadhasan, M., Tuschel, D., Gentzis, T., dan Carvajal-Ortiz, H. (2018). Evaluating Molecular Evolution of Kerogen by Raman Spectroscopy: Correlation with Optical Microscopy and Rock-Eval Pyrolysis. *MDPI*, 1-19.
- Liu, H. (2017). *Principles and Applications of Well Logging*. Berlin: Petroleum Industry Press and Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-54977-3>
- Panjaitan, S. (2010). Prospek Migas Pada Cekungan Jawa Timur Dengan Pengamatan Metode Gayabarat. *Buletin Sumber Daya Geologi*, 5(3), 168-181. <https://doi.org/10.47599/bsdg.v5i3.266>
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., dan Stroud, J. D. (1990). A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 74(12), 1777–1794. <https://doi.org/10.1306/0C9B25C9171011D786450001102C1865D>
- Peters, K.E., dan M. R. Cassa., (1994). *Applied Source Rock Geochemistry, AAPG Memoir*, 60, 93-120.
- Pringgoprawiro, H. (1983). Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan Jawa Timur Utara Suatu Pendekatan Baru. *Disertasi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Ronov, A. B. (1958). Organic carbon in sedimentary rocks (in relation to the presence of petroleum). *Geokhimiya (translation)*, 5. 510–536.
- Samodra, H., Gafoer, S., dan Tjokrosapoetro, S. (1992). *Peta Geologi Lembar*

Pacitan, Jawa, skala 1:100.000. Pusat Penelitian Pengembangan Geologi.

- Sarwono, J. (2006). *Metode Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*. Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Satyana, A. H., Purwaningsih, M. E. dan Ngantung, E. C. (2002). Evolution Of The Salawati Structures, Eastern Indonesia: A Frontal Sorong Fault Deformation. *Indonesian Association Of Geologists*, (pp. 1-19). Surabaya.
- Satyana, A. H., dan Djumlati. (2003). Oligo-Miocene Carbonates of the East Java Basin, Indonesia: Facies Definition Leading to Recent Significant Discoveries. *AAPG International Conference*, 1–5.
- Satyana, A., (2005). Petroleum geology of Indonesia: Current concepts (preconvention course). in *Indonesian Association of Geologists 34th Annual Convention Proceedings*. Surabaya, Indonesia.
- Sribudiyani, Muchsin, N., Ryacudu, R., Kunto, T., Astono, P., Prasetya, I., et al. (2003). The Collision of The East Java Microplate and Its Implication for Hydrocarbon Occurrences in The East Java Basin. *Twenty-Ninth Annual Convention & Exhibition*. Bandung: Proceeding, Indonesian Petroleum Association.
- Waples, D. W. (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Boston: D. Reidel Publishing Company.