

**PENENTUAN POTENSI BATUAN INDUK MENGGUNAKAN ANALISIS
GEOKIMIA, METODE *WELL-LOGGING*, DAN METODE SEISMIK
PADA LAPANGAN “X”, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh
ARYKA CLAUDIA EKA PUTRI
NPM 1715051012



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2021**

ABSTRACT

DETERMINATION OF THE POTENTIAL OF SOURCE ROCKS USING GEOCHEMICAL ANALYSIS, WELL-LOGGING METHODS, AND SEISMIC METHODS IN FIELD "X", NORTH EAST JAVA BASIN

By

ARYKA CLAUDIA EKA PUTRI

East Java is one of the areas that has the potential to produce oil and gas. Oil and gas are a mixture of hydrocarbon compounds produced from beneath the surface, derived from organic materials that then mature and migrate until drilling can be done to be produced into oil and gas. Methods that can be used for oil and gas exploration are well-logging methods and seismic methods. If these two methods are combined, information is obtained below the surface both vertically and horizontally. This research was conducted by analyzing the results of secondary data processing in the form of well data, seismic data, and geochemical data. The existence of geochemical data is used to analyze the potential of source rocks in the research area. Source rocks are rocks containing organic material to produce hydrocarbons. Therefore, this study was conducted with the aim to determine the potential of the source rock. Using these three methods, conclusions were obtained in Field "X" which became a research field in north East Java has the potential to produce hydrocarbons with the area in the Northwest-Northwest of the research area. This is said to be so because the parent rock zone in Field "X" has a TOC value of 3.87% with the type of kerogen II. Although the parent rock zone is immature, it has the potential to produce oil and gas.

Keywords: TOC, *Immature*, oil and gas.

ABSTRAK

PENENTUAN POTENSI BATUAN INDUK MENGGUNAKAN ANALISIS GEOKIMIA, METODE *WELL-LOGGING*, DAN METODE SEISMIK PADA LAPANGAN “X”, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh

ARYKA CLAUDIA EKA PUTRI

Jawa Timur merupakan salah satu daerah yang memiliki potensi menghasilkan minyak dan gas. Minyak dan gas merupakan campuran senyawa hidrokarbon yang dihasilkan dari bawah permukaan, berasal dari material organik yang kemudian matang dan bermigrasi hingga bisa dilakukan pemboran untuk diproduksi menjadi minyak dan gas. Metode yang dapat digunakan untuk eksplorasi minyak dan gas adalah metode *well-logging* dan metode seismik. Jika kedua metode ini dikombinasikan, diperoleh informasi bawah permukaan baik vertikal maupun horizontal. Penelitian ini dilakukan dengan menganalisis hasil pengolahan data sekunder berupa data sumur, data seismik, dan data geokimia. Adanya data geokimia digunakan untuk menganalisis potensi batuan induk pada daerah penelitian. Batuan induk merupakan batuan mengandung material organik untuk menghasilkan hidrokarbon. Maka dari itu, penelitian ini dilaksanakan dengan tujuan untuk menentukan potensi batuan induk. Dengan menggunakan ketiga metode tersebut, diperoleh kesimpulan pada Lapangan “X” yang menjadi lapangan penelitian di daerah Jawa Timur Utara berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon dengan area yang berada dibagian Barat-Laut daerah penelitian. Hal tersebut dikatakan demikian karena zona batuan induk pada Lapangan “X” memiliki nilai TOC sebesar 3.87% dengan jenis tipe kerogen II. Walaupun zona batuan induk tersebut belum matang (*immature*), namun berpotensi untuk dapat menghasilkan minyak dan gas.

Kata kunci: TOC, *Immature*, minyak dan gas.

**PENENTUAN POTENSI BATUAN INDUK MENGGUNAKAN ANALISIS
GEOKIMIA, METODE *WELL-LOGGING*, DAN METODE SEISMIK
PADA LAPANGAN “X”, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh
ARYKA CLAUDIA EKA PUTRI

Skripsi
Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN, RISET, DAN
TEKNOLOGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2021**

Judul Skripsi

**: PENENTUAN POTENSI BATUAN INDUK
MENGGUNAKAN ANALISIS GEOKIMIA,
METODE WELL-LOGGING, DAN METODE
SEISMIK PADA LAPANGAN "X",
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa

: Aryka Claudia Eka Putri

Nomor Pokok Mahasiswa : 1715051012

Program Studi

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik

Pembimbing I

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001

Pembimbing II

Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP 19750911 200012 1 002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

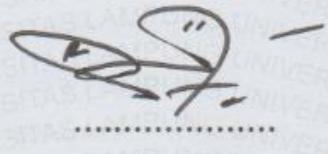
Karyanto, S.Si., M.T.
NIP 19691230 199802 1 001

MENGESAHKAN

1. Tim Pengudi

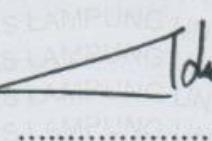
Ketua

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



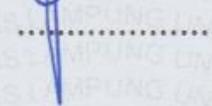
Sekretaris

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



Anggota

: **Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si.**



2. Dekan Fakultas Teknik



: **Prof. Drs. Ir. Suharno, Ph.D., IPU., ASEAN Eng.**

NIP 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **19 November 2021**

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis ini bukan merupakan karya dari orang lain melainkan berdasarkan pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan tertentu dalam penulisan skripsi ini terdapat karya atau pendapat orang lain yang ditulis menurut sumbernya sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka secara jelas sesuai dengan norma, kaidah, dan etika penulisan.

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

Bandar Lampung, November 2021



Aryka Claudia Eka Putri

1715051012

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Cibitung, Kabupaten Bekasi, pada tanggal 19 Desember 1998, sebagai anak pertama dari dua bersaudara, putri dari Bapak Slamet Sudarmanto dan Ibu Artin. Pendidikan Taman Kanak-Kanak (TK) Islam Kedasih, Cikarang Baru diselesaikan tahun 2005, Pendidikan Sekolah Dasar Islam Terpadu Insan Kamil, Bandar Jaya diselesaikan tahun 2011, Pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) Negeri 1 Poncowati, Terbanggi Besar diselesaikan tahun 2014, dan pendidikan Sekolah Menengah Atas (SMA) Negeri 1 Terbanggi Besar, Lampung Tengah diselesaikan pada tahun 2017. Kemudian, penulis melanjutkan pendidikan kejenjang yang lebih tinggi yaitu dengan menempuh Perguruan Tinggi Negeri di Universitas Lampung pada tahun 2017 melalui jalur SNMPTN dan mendapatkan beasiswa swasta PT. Adaro.

Selama masa kuliah, penulis dapat dikatakan cukup aktif dalam kegiatan organisasi kampus. Pada tahun 2017 hingga 2018, penulis merupakan bagian dari Staff Ahli Kementerian Sekretaris Kabinet, BEM Universitas Keluarga Besar Mahasiswa Universitas Lampung (BEM U KBM UNILA). Pada tahun 2019, penulis menjadi Sekretaris Bidang Sains dan Teknologi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Universitas Lampung, Pada tahun 2019, penulis menjadi sekretaris Seksi Mahasiswa Ikatan Ahli Geofisika Indonesia (SM-IAGI) Universitas Lampung. Pada semester enam, penulis melakukan Kerja Praktik (KP) di Lembaga Pusat Penelitian Minyak Bumi dan Gas (Lemigas) Cipulir, Jakarta Selatan. Pada akhir masa studi, penulis melakukan penelitian untuk memperoleh gelar sarjana teknik dengan judul **“PENENTUAN POTENSI BATUAN INDUK MENGGUNAKAN ANALISIS GEOKIMIA, METODE WELL-LOGGING, DAN METODE SEISMIK PADA LAPANGAN “X”, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”**.

PERSEMBAHAN

Dengan penuh rasa syukur kepada Allah SWT, skripsi ini dipersembahkan kepada :

Ayahanda Slamet Sudarmanto

Ibunda Artin

Adik tersayang Ad'ha Tamaam Praba

Terima kasih atas segala doa, kasih sayang yang selalu kalian berikan tanpa bosan

Terimakasih atas segala jerih payah Papa dan Mama sehingga semua kebutuhan

dan keinginanku dapat terpenuhi tanpa kekurangan

Semuanya takkan bisa kubalas, namun akan selalu kuingat sampai kapanpun

Teknik Geofisika Unila 2017

Terimakasih atas semua pengalaman, kebaikan, dan ujian kesabarannya

Aku sayang kalian

MOTTO

“Lakukan yang terbaik, karena hasil tidak akan mengkhianati usaha”

Aryka Claudia Eka Putri

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Warrahmatullahi Wabarakatuh

Alhamdulillah, puji syukur kehadirat Allah SWT. yang telah melimpahkan segala rezeki, petunjuk, dan ilmu kepada Penulis. Shalawat dan Salam selalu kita berikan kepada Rasulullah Muhammad S.A.W. yang telah membawa umat Islam dari zaman kegelapan ke zaman terang benderang. Sehingga Penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul **“PENENTUAN POTENSI BATUAN INDUK MENGGUNAKAN ANALISIS GEOKIMIA, METODE *WELL-LOGGING*, DAN METODE SEISMIK PADA LAPANGAN “X”, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”** ini dengan baik.

Semoga dengan adanya penelitian ini dapat menambah khazanah ilmu pengetahuan di bidang Geofisika, khusunya dalam eksplorasi minyak dan gas bumi. Dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini, penulis menyadari bahwa karya ini dapat diselesaikan dengan baik dengan bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. oleh karena itu, penulis menyampaikan terima kasih banyak. Demikian skripsi ini disusun, semoga laporan ini dapat menjadi acuan yang berguna bagi pembaca. Kritik dan saran membangun sangat penulis harapkan agar lebih baik.

Penulis

Aryka Claudia Eka Putri

SANWACANA

Segala puji bagi Allah SWT atas segala berkah, rahmat, kemudahan, dan ilmu yang bermanfaat bagi penulis, sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Sholawat serta salam selalu tercurahkan kepada Nabi Muhammad SAW. Tulisan dengan judul “Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Analisis Geokimia, Metode Well-Logging, dan Metode Seismik Pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Utara” merupakan skripsi dari penelitian yang dilakukan penulis untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik.

Skripsi ini dapat berjalan dengan lancar dan diberi kemudahan berkat doa, dukungan, dan bimbingan dari berbagai pihak. Penulis berterimakasih kepada seluruh Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah menjadi guru selama perkuliahan dan memberikan beragam pengalaman kepada penulis serta staff jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung. Selain itu, penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada:

- 1) Bapak Prof. Drs. Ir. Suharno, Ph.D., IPU., ASEAN Eng. Selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
- 2) Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketuan Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- 3) Bapak Dr. Ordas Dewanto, S. Si., M. Si. Selaku dosen pembimbing 1 saya.
- 4) Bapak Dr. Ir. Nandi Haerudin, S. Si., M. Si. Selaku dosen pembimbing 2 saya dan dosen pembimbing akademik yang selalu membimbing dan membantu saya selama perkuliahan terkait akademik maupun non-akademik.

- 5) Bapak Dr. Alimuddin Muchtar, S. Si., M. Si. Selaku dosen penguji yang memberikan saran dan masukan pada skripsi ini.
- 6) Bapak Rahmat Catur Wibowo, S. T., M. T. selaku dosen yang mendukung penelitian ini.
- 7) Mama dan Papa tersayang.
- 8) Adikku yang baik dan pengertian.
- 9) Uli yang selalu memberi dukungan, semangat dan pantang menyerah dalam hidup.
- 10) Iin sebagai teman kamar yang selalu sabar dan setia memberi dukungan.
- 11) Bayu Setiawan yang telah menginspirasi dalam pembuatan skripsi, teman kerja praktik yang sangat baik, royal, dan cerdas.
- 12) Varenza sebagai teman seperjuangan skripsi.
- 13) Teman-teman salak bor, dea, hawa, devita, irhas, tiwi, lisa yang baik hati menjadi tempat untuk bernomaden dimasa akhir skripsi.
- 14) Cici yang siap menampung dikala nomaden dan siap memberikan amunisi.
- 15) Teman-teman angkatan 2017 Teknik Geofisika yang selalu ada dikala suka dan duka, selalu ada ketika dibutuhkan dan bisa diandalkan.
- 16) Para penulis lain yang telah membantu memberikan inspirasi bagi saya dalam melakukan penelitian ini.

Saya sangat sadar bahwa masih terdapat banyak kekurangan dalam penulisan skripsi ini. Atas segala kekurangan tersebut, penulis sangat terbuka akan kritik dan saran yang membangun demi menjadikan skripsi ini lebih baik lagi. Semoga skripsi ini bermanfaat bagi para pembaca.

Penulis

Aryka Claudia Eka Putri

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	ii
ABSTRAK	iii
PERSETUJUAN	v
PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xiv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix
I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Tujuan Penelitian.....	2
1.3. Batasan Masalah.....	3
1.4. Manfaat Penelitian.....	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1. Penelitian Terdahulu.....	4
2.2. Geologi Regional.....	12
2.3. Kerangka Tektonik.....	12
III. TEORI DASAR	15
3.1. Batuan Induk (<i>Source Rock</i>).....	15
3.2. Evaluasi Batuan Induk.....	16
3.3. Konsep Dasar Metode Seismik.....	24
3.4. Well Logging.....	34

3.5. <i>Well to Seismic Tie</i>	41
IV. METODOLOGI PENELITIAN.....	43
4.1. Waktu dan Tempat Penelitian.....	43
4.2. Alat dan Bahan.....	43
4.3. Jadwal Penelitian.....	45
4.4. Prosedur Penelitian.....	45
4.5. Diagram Alir.....	47
V. HASIL DAN PEMBAHASAN.....	52
5.1. Interpretasi Kuantitatif dan Kualitatif Zona Batuan Induk.....	52
5.2. Interpretasi Data Seismik.....	70
VI. KESIMPULAN DAN SARAN.....	75
6. 1. Kesimpulan.....	75
6. 2. Saran.....	75

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Kolom stratigrafi Blok Lepas Pantai Madura Barat (West Madura Offshore) (Pertamina Hulu Energi WMO, 2009 dalam Yoshinta, 2013).....	5
2. Pola struktur regional Cekungan Laut Jawa Timur Utara (Pertamina Hulu Energi WMO, 2009 dalam Yoshinta, 2013).....	9
3. <i>Hydrocarbon Play</i> di Cekungan Laut Jawa Timur Utara (Pertamina Hulu Energi WMO, 2009 dalam Yoshinta, 2013).....	11
4. Tatapan tektonik regional wilayah Jawa (Manur dan Barracough, 1994).....	12
5. Perkembangan tektonik Cekungan Laut Jawa Timur Utara (Manur dan Barracough, 1994).....	14
6. Diagram proses pembentukan hidrokarbon (Tissot dan Welte, 1984).....	15
7. Respon Kurva Log terhadap Zona Batuan Induk (Craint, 2010).....	17
8. Grafik LOM dari data Ro (Craint, 2010).....	19
9. Modifikasi Diagram Van Krevelen (Permana dkk., 2014).....	22
10. Hubungan S_2 dan TOC untuk menentukan tingkat kematangan (Karlina dan Santosa, 2016).....	23
11. Penjalaran Gelombang pada Dua Medium Menurut Hukum <i>Snellius</i> (Shearer dkk., 2009).....	25
12. Prinsip <i>Huygens</i> (Asparini, 2011).....	26
13. Prinsip Hukum <i>Fermat</i> (Ubaidillah, 2009).....	26
14. Konsep dasar penjalaran gelombang seismik dari <i>source</i> ke <i>receiver</i> (Subiyanto & Muhantoro, 2004).....	27
15. Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i> (Abdullah, 2007).....	30
16. Jenis-jenis <i>phase wavelet</i> (a) <i>minimum phase</i> (b) <i>mixed phase</i> (c) <i>maximum phase</i> (d) <i>zero phase</i> (Sismanto, 2006).....	32

17. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dan <i>wavelet</i> (Simm dan Bacon, 2014).....	33
18. Efek interfensi yang berhubungan dengan batuan bernilai AI tinggi yang terletak di antara batuan rendah (Sukmono, 2000).....	34
19. Respon <i>gamma ray log</i> di berbagai litologi (Alfatih dkk., 2017).....	36
20. Respon <i>resistivity log</i> di berbagai litologi (Rider, 1996).....	38
21. Prinsip Kerja Alat Laterolog (Harsono, 1997).....	39
22. <i>Basemap</i> Data Penelitian dengan Menggunakan 50 <i>Line</i> Data Seismik 2D <i>Poststack</i> dan 3 Data Sumur.....	44
23. Diagram alir.....	47
24. Diagram alir pengolahan data geokimia.....	48
25. Diagram alir pengolahan data sumur.....	49
26. Diagram alir pengolahan data seismik.....	50
27. Diagram alir analisis potensi batuan induk.....	51
28. Data Sumur S-1.....	53
29. <i>Total Organic Carbon (TOC)</i> <i>core</i> pada Sumur S-1.....	54
30. Zona Batuan Induk Sumur S-1.....	55
31. Sembilan titik perhitungan TOC pada Sumur S-1.....	56
32. Grafik LOM berdasarkan Data Ro.....	57
33. Kualitas Material Organik pada Sumur S-1 berdasarkan Nilai TOC Menggunakan Metode Passey.....	58
34. Kualitas material organik pada Sumur S-1 menggunakan Data TOC <i>Core</i>	59
35. Nilai Eror Antara TOC <i>Core</i> dengan TOC Perhitungan.....	59
36. Diagram Van Krevelen antara data Tmax dan HI.....	61
37. Nilai LOM berdasarkan data S ₂ dan TOC <i>core</i>	61
38. Data Sumur K-1.....	62
39. Zona Batuan Induk pada Sumur K-1.....	64
40. Sembilan Titik Perhitungan TOC pada Sumur K-1.....	64
41. Grafik LOM berdasarkan Data Ro Sumur K-1.....	65
42. Kualitas Batuan Induk pada Sumur K-1 berdasarkan Nilai TOC Menggunakan Metode Passey.....	66
43. Data Sumur C-1.....	67

44. Zona Batuan Induk pada Sumur C-1.....	68
45. Lima Titik Perhitungan TOC pada Sumur C-1.....	68
46. Grafik LOM berdasarkan Data Ro Sumur C-1.....	69
47. Kualitas Batuan Induk pada Sumur C-1 berdasarkan Nilai TOC Menggunakan Metode Passey.....	70
48. <i>Horizon</i> pada <i>Line BW95-79</i>	72
49. Zona Batuan Induk pada <i>Line BW95-79</i>	73
50. <i>Top Source Rock Surface</i>	74
51. <i>Base Surface of Source Rock</i>	74

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Kandungan TOC terhadap kualitas batuan induk (Peters dan Cassa, 1994).....	18
2. Tingkat Kematangan Batuan Induk berdasarkan Nilai Ro (Foster dan Beaumont, 1999),.....	19
3. Perbandingan Nilai HI dengan tipe kerogen dan produk yang dihasilkan (Peters dan Cassa, 1994).....	21
4. Tingkat Kematangan batuan induk (Foster dan Beaumont., 1999).....	21
5. Densitas Batuan (Telford dkk, 1976).....	29
6. Kelengkapan Data Sumur.....	44
7. Data Geokimia pada Sumur S-1.....	44
8. Jadwal Penelitian.....	45
9. Hasil Perhitungan Nilai TOC menggunakan Metode Passey.....	57
10. Hasil Perhitungan Nilai TOC Sumur K-1 menggunakan Metode Passey.....	65
11. Hasil Perhitungan Nilai TOC Sumur C-1 menggunakan Metode Passey.....	69

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Saat ini ketergantungan akan energi minyak dan gas bumi masih sangat tinggi, begitu pun di Indonesia. Menurut Nandi dkk (2018), kebutuhan akan minyak dan gas bumi tidak sebanding dengan kegiatan produksi minyak dan gas bumi. Jumlah material shale di Indonesia sangat banyak, sehingga diharapkan dalam beberapa tahun mendatang akan tersedia sumber-sumber baru minyak dan gas bumi (Dewanto dkk., 2017).

Pada 15 Juli 2020, salah satu anak perusahaan energi minyak dan gas bumi berhasil memproduksi sebesar 531 *Barrel Oil Per Day* (BOPD) pada salah satu sumur baru di lapangannya yang berada di Jawa Timur. Mereka terus meningkatkan produksi minyak dan gas di tengah pandemi Covid-19. Keberhasilan tersebut tentu saja menambah cadangan minyak dan gas serta peluang untuk sumur-sumur baru di lapangan tersebut (PT. Pertamina Hulu Energi, 2020). Dengan adanya hal tersebut, maka ada kemungkinan jika di Jawa Timur bagian Utara memiliki potensi untuk menghasilkan hidrokarbon.

Sumber energi minyak dan gas yang digunakan untuk kebutuhan manusia berasal dari batuan bawah permukaan yang mengandung material organik sehingga dapat memproduksi minyak dan gas. Material organik tersebut terdapat pada sebuah batuan yang disebut batuan induk. Dari batuan induk,

material organik akan bermigrasi menuju sebuah wadah yang disebut reservoir yang kemudian bisa dilakukan eksplorasi dan menghasilkan minyak dan gas untuk memenuhi kebutuhan energi. Kebutuhan energi migas menuntut ditemukannya sumber energi migas baru, salah satunya adalah migas non-konvensional. Salah satu contoh sumber migas non-konvensional adalah *shale* gas. Eksplorasi hidrokarbon *shale* akan menjadi sukses apabila analisis data awal dilakukan dengan baik. Data *well logging* dan data seismik merupakan data utama dalam fase eksplorasi. Kedua data ini dapat memberikan informasi bawah permukaan dengan baik. Metode seismik digunakan untuk memperoleh informasi bawah permukaan seperti ketidakselarasan dan struktur geologi secara latera. Ketidakselarasan dan struktur geologi yang terlihat merupakan respon yang diberikan dari sumber getar. Gelombang tersebut akan dipantulkan ketika mengenai lapisan yang berbeda. Jika metode ini dikombinasikan dengan metode well-logging, maka akan bisa diperoleh informasi bawah permukaan secara vertikal dan lateral. Ditambah dengan adanya data geokimia, maka penelitian akan sesuai jika data-data tersebut digunakan untuk meneliti suatu potensi batuan induk.

1.2. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Menentukan tipe kerogen dan tingkat kematangan batuan induk pada Lapangan “X”, Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan data geokimia dan data sumur.
2. Menentukan nilai TOC zona batuan induk pada Lapangan “X”, Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan data geokimia dan data sumur.
3. Menentukan zona batuan induk pada Lapangan “X”, Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan data seismik.

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah dari penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Data yang digunakan pada penelitian ini merupakan data sekunder yang memiliki data geokimia pada Sumur S-1.
2. Perolehan informasi mengenai zona target batuan induk berdasarkan analisis data geokimia pada Sumur S-1.
3. Interpretasi zona batuan induk berdasarkan data seismik dilakukan menggunakan struktur kedalaman.

1.4. Manfaat Penelitian

Adapun manfaat penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Memberikan informasi mengenai potensi batuan induk secara kualitatif dan kuantitatif pada Lapangan “X”, Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Memenuhi salah satu persyaratan mata kuliah kurikulum dan kelulusan di Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Penelitian Terdahulu

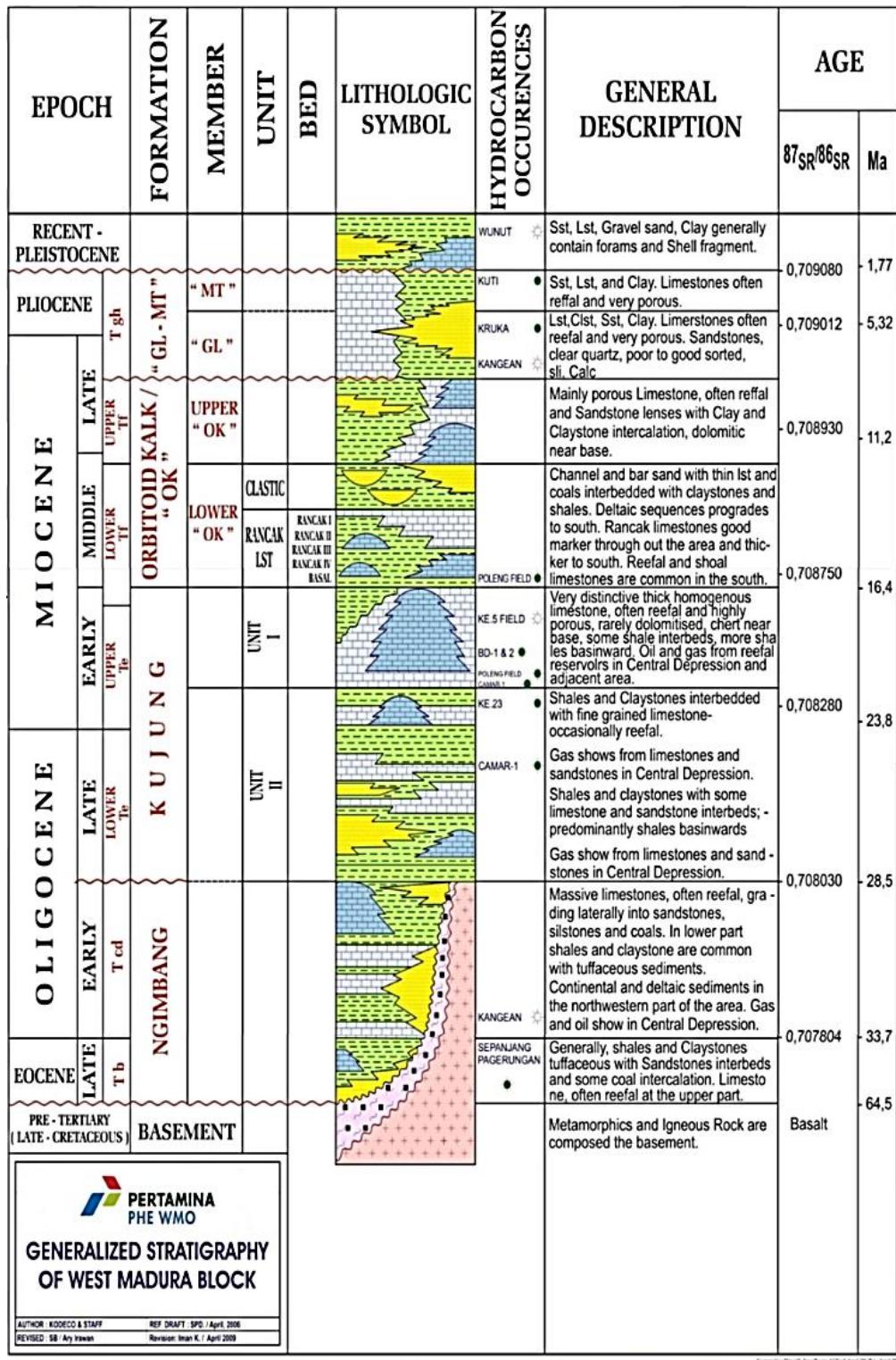
Yoshinta dkk (2013) telah melakukan penelitian pada Cekungan Laut Jawa Timur Utara. Dalam penelitiannya, Stratigrafi regional Blok Lepas Pantai Madura Barat (*West Madura Offshore*) mengacu pada Pertamina Hulu Energi WMO (2009) dengan tatanan formasi dari usia tertua hingga termuda diberikan seperti pada Gambar 1.

2.1.1. Stratigrafi

Diawali dengan pembentukan *basement* pada masa pre tertiary. Kemudian dilanjutkan dengan pembentukan Formasi Ngimbang pada masa eosen akhir hingga awal oligosen. Pembentukan Formasi Kujung terjadi pada masa oligosen akhir hingga awal miosen. Pembentukan Formasi OK terjadi pada pertengahan miosen hingga akhir miosen. Kemudian, pembentukan Formasi GL-MT terjadi pada masa akhir miosen hingga pliosen.

Batuan Dasar Pra-Tersier

Batuan dasar terdiri dari batuan beku instrusif dan ekstrusif, termasuk gabro, basal *andesitic*, dan tuf termetamorfkan. Litologi batuan dasar ini sebagian besar berumur Kapur dan sudah dikonfirmasi oleh penarikan K-Ar sampel basalt yang menghasilkan umur 64,58 juta tahun yang lalu.



Gambar 1. Kolom stratigrafi Blok Lepas Pantai Madura Barat (West Madura Offshore) (Pertamina Hulu Energi WMO, 2009 dalam Yoshinta, 2013).

Formasi Ngimbang

Formasi Ngimbang dapat dibagi ke dalam tiga anggota (dari yang lebih tua ke yang lebih muda) yaitu Anggota Pra-“CD”, Anggota “CD”, dan Anggota Pra-Kujung.

1. Anggota Pra-“CD”. Anggota Pra-“CD” terdiri dari batugamping, serpih, batupasir batulanau, batuempung, dan konglomerat, dengan sedikit lapisan batubara. Lapisan ini secara keseluruhan tipis, agar menebal pada rendahan batuan dasar (*basement lows*), dan tidak terdapat pada tinggian purba (*paleo-highs*).
2. Anggota Pra-“CD”. Anggota Pra-“CD” terdiri dari batugamping, serpih, batupasir batulanau, batuempung, dan konglomerat, dengan sedikit lapisan batubara. Lapisan ini secara keseluruhan tipis, agar menebal pada rendahan batuan dasar (*basement lows*), dan tidak terdapat pada tinggian purba (*paleo-highs*).
3. Anggota “CD”. Anggota “CD” sebagian besar terdiri dari batugamping dengan perselingan serpih dan batupasir, dan di beberapa lokasi juga terdapat sedimen tufan pada anggota ini. Pengendapan sedimen dari Anggota “CD” dikontrol oleh konfogurasi topografi batuan dasar.
4. Anggota Pra-Kujung. Anggota ini terdiri dari serpih, batugamping, batupasir, dan batulanau. Serpih sebagian besar mengisi rendahan purba (*paleo-lows*), sedangkan tinggian purba (*paleo-highs*) menjadi tempat terjadinya sedimentasi paparan karbonat dangkal, termasuk beberapa terumbu. Ketebalannya secara umum menunjukkan kecenderungan menebal ke arah cekungan.

Formasi Kujung

Formasi Kujung dapat dibagi menjadi dua unit (dari yang tua ke yang muda), yaitu Unit II dan Unit I.

1. Unit II. Formasi Kujung Unit II diendapkan tidak selaras di atas Formasi Ngimbang. Litologinya berupa batugamping dan serpih yang mendominasi, dengan hanya sedikit kehadiran batupasir dan batulanau. Kehadiran terumbu pada umumnya di sekitar tinggian purba (*paleo-highs*).
2. Unit I. Formasi Kujung Unit I terdiri dari batugamping massif berada selaras di atas yang lebih tua. Pada unit ini terumbu berkembang dengan baik, terutama pada tinggian batuan dasar purba (*paleo-basement highs*).

Formasi “OK”

Formasi “OK” terbagi menjadi dua anggota. Jika berdasarkan usianya, maka Anggota “OK” Bawah memiliki usia yang lebih tua dari pada Anggota “OK” Atas. Kedua anggota ini terbagi lagi menjadi beberapa unit untuk masing-masing anggotanya yang dijelaskan pada uraian sebagai berikut.

1. Anggota “OK” Bawah. Anggota “OK” Bawah dapat dibagi menjadi dua unit, yaitu unit gampingan pada bagian bawah disebut Unit Rancak, dan Unit Klastik pada bagian atas. Unit Rancak terdiri dari batugamping, serpih, dengan beberapa sisipan batupasir, batulanau, dan batulempung. Unit Klastik terdiri dari batupasir, batulanau, batulepung, dengan sisipan batubara dan sedikit batugamping.
2. Anggota “OK” Atas. Anggota “OK” Atas dicirikan oleh litologi batugamping massif tebal dengan beberapa sisipan batupasir dan batulempung. Ke arah cekungan, terdapat transisi ke lapisan yang lebih tipis, fasies energi rendah, berselang-seling dengan sedimen klastik halus. Batugamping ini umumnya berpori dan memperlihatkan asosiasi fasies terumbu yang kuat.

Formasi “GL-MT”

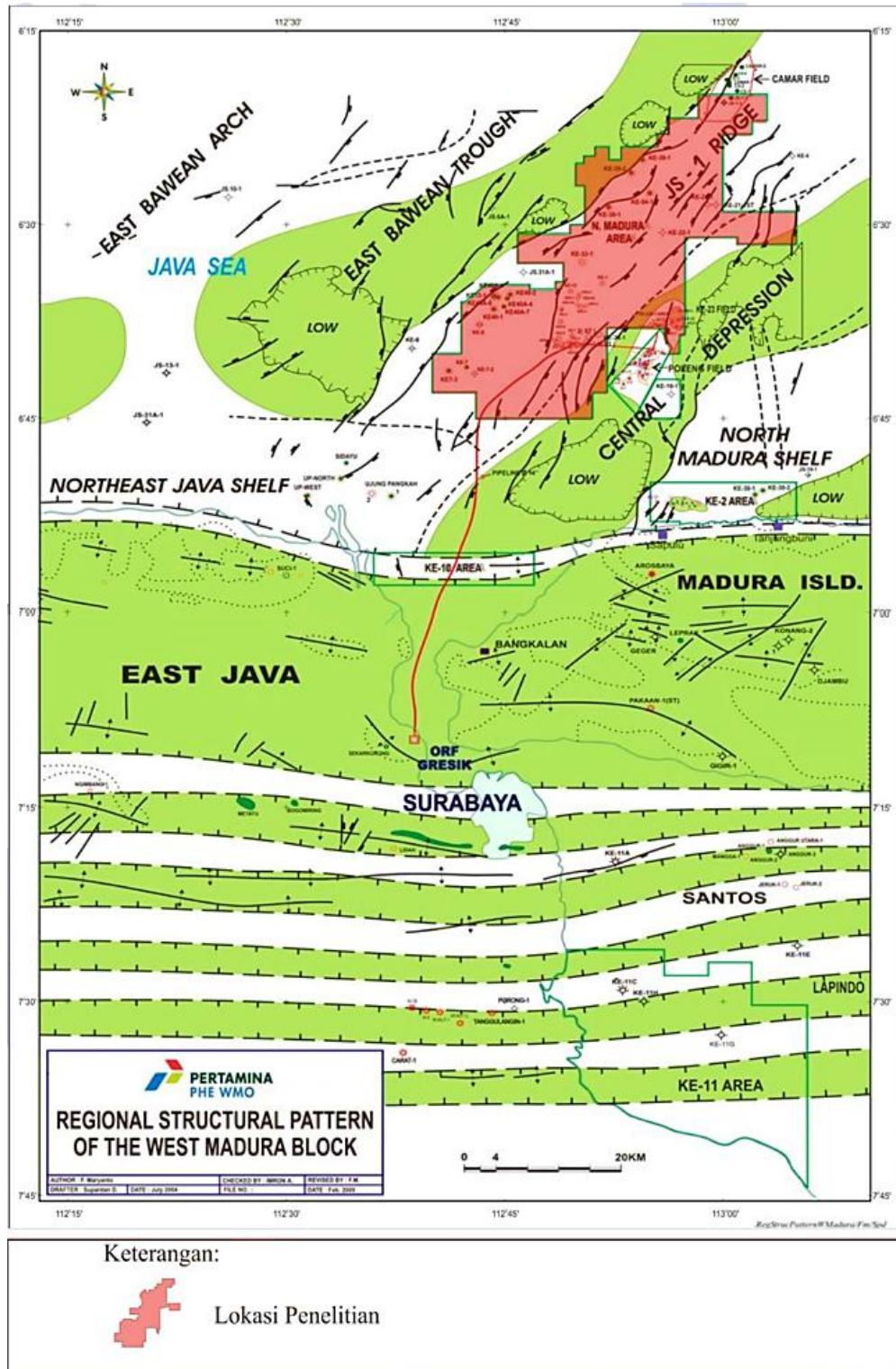
Formasi “GL-MT” telah diidentifikasi berumur Miosen Akhir sampai Pliosen dan dapat dibagi menjadi dua anggota (dari tua ke yang muda), yaitu:

1. Anggota “GL”. Anggota “GL” terdiri dari batugamping, batulempungm batupasir, dan batulanau, sedangkan ke bagian selatan sebagian besar terdiri dari batulempung dengan sedikit perselingan batupasir, batulanau, dan napal.
2. Anggota “MT”. Anggota “MT” tidak hadir pada bagian Blok WMO dan ditandai secara kontras pada kumpulan batugamping terumbu yang menempati cukup banyak di Sub-Cekungan Jawa Timur Utara-Madura. Di bagian selatan blok, digantikan dengan litologi dominan batulempung dengan sedikit batupasir, batulanau, dan napal.

2.1.2. Struktur Geologi

Pola struktur dan sejarah pengendapan sedimen Tersier di Cekungan Laut Jawa Timur Utara secara luas dikontrol oleh konfigurasi batuan dasar yang dibentuk oleh proses tektonik pada masa Kapur Akhir hingga Tersier Awal

Elemen utama dari batuan dasarnya adalah sumbu lipatan pada kedua sisi cekungan. Dasar cekungan pada bagian tengah tampak tidak datar, kemungkinan dihasilkan oleh regangan pada proses pembentukan cekungan tersesarkan dan atau hasil orientasi sesar Pra-Tersier pada arah yang berbeda dari arah struktur saat ini. Oleh karena itu, regangan dan sesar tersebut menghasilkan rangkaian sembul-terban yang dimulai masa Kapur Akhir hingga Tersier Awal.



Gambar 2. Pola struktur regional Cekungan Laut Jawa Timur Utara (Pertamina Hulu Energi WMO, 2009 dalam Yoshinta, 2013).

Rangkaian sembul-terban berarah timurlaut-baratdaya ditentukan sebagai konfigurasi awal cekungan. Sesar-sesar awal ini teraktifkan beberapa kali selama Tersier dan menjadi sesar normal tumbuh (*normal growth fault*), yang menonjol di bagian utara blok dan memiliki pengaruh yang kuat bagi sedimentasi. Namun, di bagian selatan blok, sesar normal tumbuh berakhir pada Formasi “OK”. Pada Formasi “GL-MT” sesar naik mendominasi. Kehadiran struktur berarah tumurlaut-baratdaya dicirikan oleh banyak bagian di blok bagian utara dan berakhir dekat dengan garis pantai utara Pulau Madura. Pada bagian selatan Cekungan Laut Jawa Timur Utara, struktur yang berkembang memiliki pola timur-barat sebagai respon atas semakin dekatnya dengan akhir pengaruh dominan zona subduksi.

2.1.3. Sistem Petroleum

Sistem petroleum Cekungan Laut Jawa Timur Utara mengacu pada Pertamina Hulu Energi WMO (2009) dalam Yoshinta (2013) adalah sebagai berikut (Gambar 3).

Batuan Induk

Anggota “OK” Bawah, Formasi Kujung Unit II, dan Formasi Ngimbang berpotensi menjadi batuan induk yang baik dengan nilai TOC lebih dari 1%. Serpih Anggota “OK” Bawah memiliki potensi menjadi batuan induk yang baik, namun belum tertimbun cukup pada Depresi Tengah (*Central Depression*).

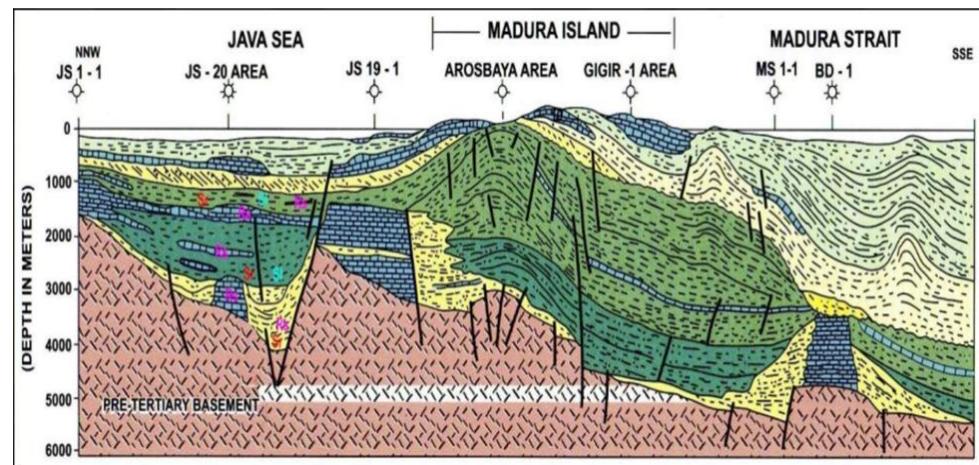
Reservoar

Anggota Pra-“CD” dan Anggota “CD” dari Formasi Ngimbang yang mengandung batupasir dan batuan karbonat dengan perkembangan terumbu secara local berpotensi menjadi reservoar. Batugamping Formasi Kujung Unit II merupakan salah satu target utama di Depresi Tengah. Fasies batugamping energi tinggi dan fasies terumbu menindih batuan dasar di bagian sayap tetapi berbutir halus di bagian tengah cekungan. Kualitas reservoarnya cukup baik dengan pembentukan jumlah rekahan

yang tinggi hingga di sekitar zona reaktivasi sesar. Formasi Kujung Unit I ekuivalen dengan batugamping laut dalam Prupuh di Cekungan Jawa Timur/Madura Unit ini memiliki karakteristik reservoir paling baik di Cekungan Laut Jawa Timur Utara. Unit Rancak Formasi “OK” mengandung batupasir dari lingkungan dangkal, tidak terkompaksi dan memiliki kualitas reservoir yang baik. Batupasir Rancak hadir di Depresi Tengah tetapi didominasi oleh karbonat.

Batuan Tudung

Batuan tudung utama di Cekungan Laut Jawa Timur Utara adalah fasies serpih tebal dari Formasi Kujung Unit II (untuk reservoir Formasi Ngimbang) dan serpih di Unit Rancak (untuk reservoir Formasi Kujung Unit II). Serpih ini secara umum terendapkan di atas terumbu Formasi Kujung Unit I dan secara efektif menutupi hidrokarbon yang terperangkap di bawahnya.

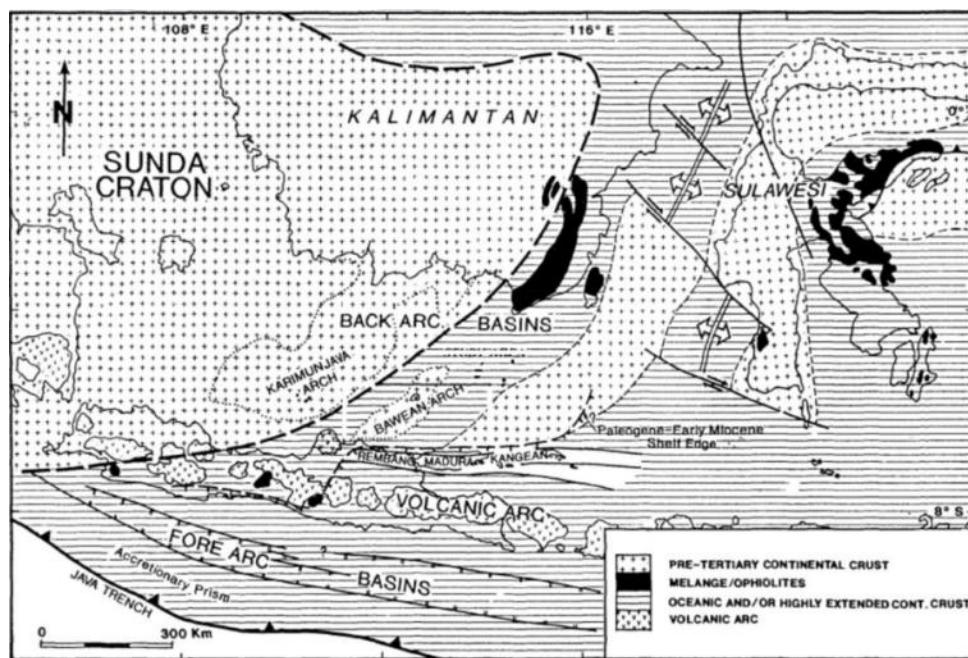


Gambar 3. *Hydrocarbon Play* di Cekungan Laut Jawa Timur Utara (Pertamina Hulu Energi WMO, 2009 dalam Yoshinta, 2013).

2.2. Geologi Regional

Cekungan Laut Jawa Timur Utara adalah salah satu cekungan sedimen belakang busur berumur Tersier yang berada di Laut Jawa. Secara geografis, cekungan ini terletak antara 4° - 7° LS dan 112° - 117° BT. Wilayah Cekungan Laut Jawa Timur Utara memanjang barat-timur meliputi kawasan lepas pantai di sebelah utara Jawa Timur dan pesisir Madura.

Busur Sunda adalah tepi paparan aktif yang merupakan sebuah zona konvergensi antara Lempeng Eurasia dan Indo-Australia (Manur dan Barraclough, 1994). Cekungan Laut Jawa Timur ini berada pada batas Kraton Sunda stabil ke arah utara dan barat laut (Gambar 1).



Gambar 4. Tatanan tektonik regional wilayah Jawa (Manur dan Barraclough, 1994).

2.3. Kerangka Tektonik

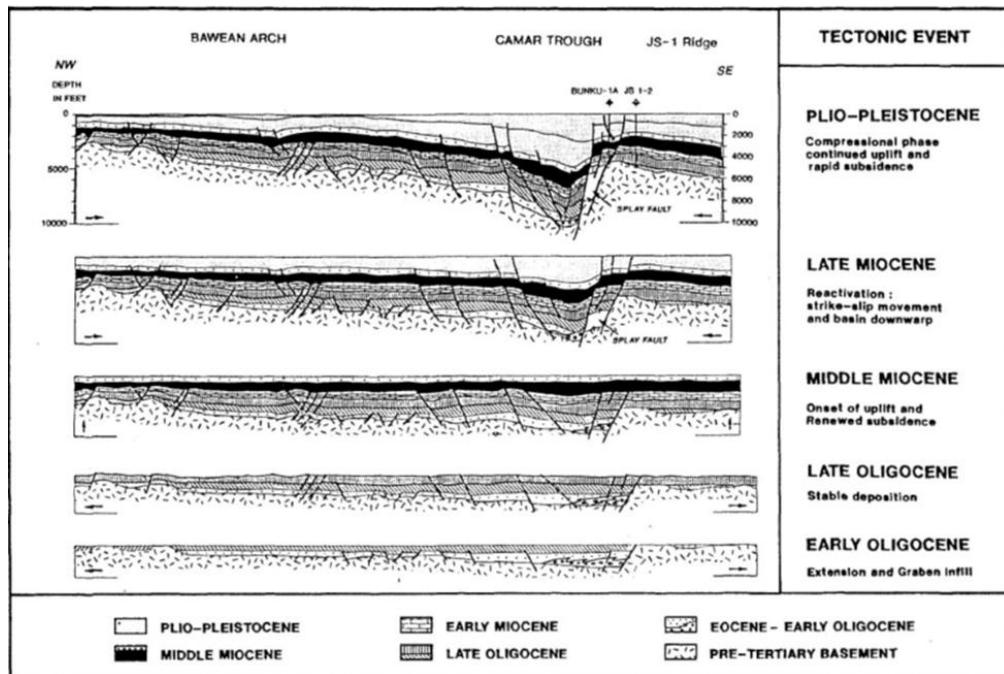
Terdapat tiga pola struktur utama yang berkembang di Pulau Jawa, yaitu pola Meratus (timurlaut-baratdaya), pola Sunda (utara-selatan), dan pola

RMKS (timur-barat) (Sribudiyani dkk., 2003). Pada Cekungan Laut Jawa Timur Utara terdapat dua pola struktur utama yang berkembang, yaitu pola timurlaut-baratdaya dan pola timur-barat. Pola timurlaut-baratdaya merupakan pola yang sejajar dengan pola Meratus, sedangkan pola timur-barat merupakan pola struktur yang berkembang di bagian selatan yang sejajar dengan pola RMKS (Rembang, Madura, Kangean, dan Sakala).

Menurut Manur dan Barraclough (1994), Cekungan Laut Jawa Timur Utara terbentuk dari beberapa episode tektonik yang kemudian diilustrasikan dengan beberapa gambar rekonstruksi geologinya (Gambar 2). Episode tektonik yang pertama ialah fase ekstensional yang aktif pada kala Eosen hingga Oligosen Awal. Fase regangan ini mengakibatkan terbentuknya rangkaian semuh dan terban di wilayah Laut Jawa. Pengisian terban oleh sedimen Formasi Ngimbang terjadi pada fase ini.

Episode tektonik yang kedua ialah fase pelesakan yang berlangsung pada Oligosen Akhir. Pada fase ini terjadi pengendapan yang relatif stabil. Setelah itu dilanjutkan dengan penurunan dasar cekungan. Pada saat itu terjadi pengendapan karbonat yang tebal dan kemudian dianggap sebagai perkembangan Formasi Kujung. Pada episode ini juga terjadi indikasi dari reaktivasi sesar selama awal inversi Neogen yang mengkatifkan kembali sesar-sesar tua yang berumur lebih tua dari Miosen Awal, sehingga memudahkan bagi perkembangan terumbu pada daerah tinggian.

Episode tektonik berikutnya ialah fase kompresional yang dicirikan dengan terendamnya paparan karbonat pada Miosen Awal. Kemudian dilanjutkan dengan fase puncak dari inversi yang disebabkan oleh subduksi Lempeng Indo-Australia terhadap Lempeng Eurasia yang mengakibatkan pengangkatan dan penurunan dasar cekungan secara cepat pada kala Plio-Plistosen.



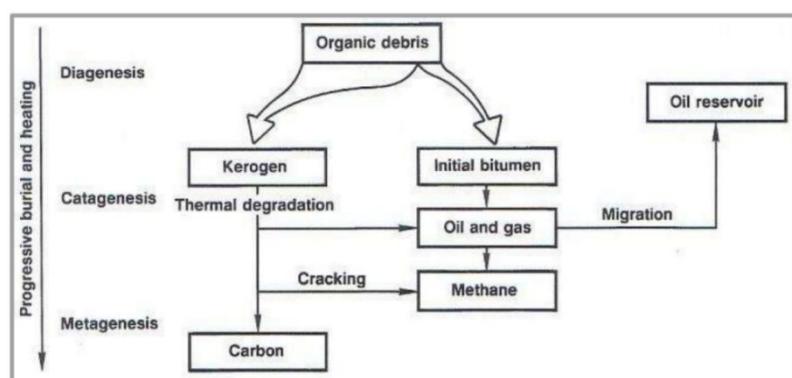
Gambar 5. Perkembangan tektonik Cekungan Laut Jawa Timur Utara (Manur dan Barraclough, 1994).

III. TEORI DASAR

3.1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk (*source rock*) merupakan batuan karbonat yang terbentuk dari endapan batuan sedimen yang mengandung material organik, memiliki butiran yang halus seperti serpih dan lempung. Material organik dalam batuan sedimen tersebut kemudian terendapkan dan mengalami fase diagenesis karena adanya perubahan suhu dan terbentuk menjadi kerogen dan bitumen. Material organik dalam suatu batuan memiliki kandungan bitumen sebanyak 10% dan kerogen sebanyak 90% (Hunt, 1979).

Kerogen ialah molekul organik kompleks yang tidak larut dalam pelarut organik dan mengalami polimerisasi yang tinggi. Sedangkan bitumen sebaliknya, larut dalam pelarut organik. Kemudian, kerogen mengalami fase katageneis akibat pengaruh dari peningkatan suhu dan tekanan. Sehingga terjadilah pemecahan senyawa menjadi lebih kecil dan menjadi minyak dan gas (Gambar 6).



Gambar 6. Diagram proses pembentukan hidrokarbon (Tissot dan Welte, 1984).

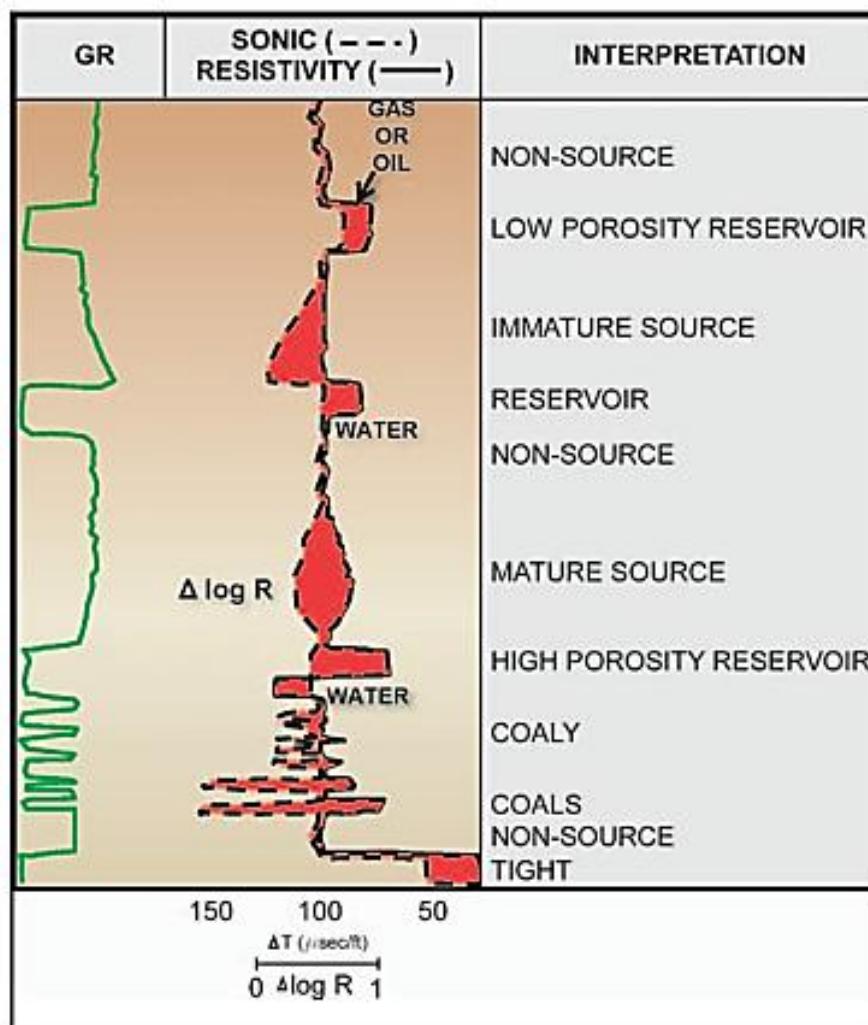
3.2. Evaluasi Batuan Induk

Batuhan induk merupakan sebuah batuan yang memiliki kemampuan untuk menghasilkan hidrokarbon. Batuan induk dikelompokkan menjadi empat jenis, yaitu *potential source rock*, *effective source rock*, *relic effective source rock*, dan *spent source rock*. *Potential source rock* merupakan batuan dengan kandungan material organic yang mampu menghasilkan hidrokarbon seiring dengan kematangan termal. *Effective source rock* merupakan batuan dengan kandungan material organik yang sedang menghasilkan hidrokarbon. *Relic effective source rock* merupakan batuan induk efektif yang sudah menghasilkan hidrokarbon akibat pengaruh pendinginan suhu. *Spent source rock* merupakan batuan induk yang tidak memiliki kemampuan untuk menghasilkan hidrokarbon karena sudah terlampaui lewat matang (Foster dan Beaumont., 1999).

Untuk dikatakan sebagai sebuah batuan induk, maka suatu batuan perlu memiliki kuantitas material organik, kualitas untuk menghasilkan hidrokarbon, dan kematangan termal. Evaluasi kualitas dan kuantitas suatu batuan induk dapat diakukan dengan menggunakan data sumur dan data geokimia. Kuantitas dari suatu material organik dapat diketahui dari kandungan *Total Organic Carbon* (TOC) dalam batuan tersebut. Kualitas suatu batuan induk dapat diketahui berdasarkan tipe material organik yang terkandung dalam batuan tersebut serta respon kurva log dari data sumur. Kemudian, kematangan termal dari suatu batuan induk dapat diketahui berdasarkan nilai *vitrinite reflectance* (Ro) dan Tmax (Foster dan Beaumont., 1999).

3.2.1. Evaluasi Kuantitas dan Kualitas Batuan Induk menggunakan Data Sumur

Suatu zona batuan induk dapat diketahui secara kualitatif dengan mengamati respon data sumur. Suatu zona batuan induk memiliki respon log radioaktif (GR) yang tinggi dan terjadinya separasi antara data log resistivitas (LLD) dan sonik (DT) seperti pada Gambar 7 (Craint, 2010).



Gambar 7. Respon Kurva Log terhadap Zona Batuan Induk (Craint, 2010).

Secara kuantitatif, suatu zona batuan induk dapat diketahui melalui kandungan *Total Organic Carbon* (TOC) yang terkadung didalamnya. Analisis TOC merupakan tahapan untuk menganalisis keseluruhan kandungan organik dari sebuah batuan. Lingkungan pengendapan mempengaruhi dari kandungan karbon organik dari sebuah batuan. Tabel berikut dapat dijadikan acuan dalam menentukan kekayaan batuan induk (Foster dan Beaumont., 1999).

Tabel 1. Kandungan TOC terhadap kualitas batuan induk (Peters dan Cassa, 1994).

Total Organic Carbon (%)	Kualitas
0 – 0,5	Buruk
0,5 - 1	Cukup
1 – 2	Bagus
2 – 4	Sangat Bagus
>4	Bagus Sekali

Terdapat berbagai metode untuk menganalisis kuantitatif dari kandungan material organik pada data log sumur. Salah satu metode yang sering digunakan yaitu dengan menggunakan log sonik dan resistivitas. Metode tersebut telah banyak dimodifikasi dan dikenal dengan “ $\Delta LogR$ ” oleh Passey, dkk. Dengan metode ini, nilai TOC dapat diketahui dengan melakukan perhitungan empiris menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$TOC = \Delta LogR \times 10^{(0.297 - 0.1688 \times LOM)} \quad (1)$$

$$\Delta LogR = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{Baseline}} \right) + 0.02 \times (t - t_{Baseline}) \quad (2)$$

Dimana,

TOC = Total Organic Carbon (wt%)

LOM = Level of Maturity

$\Delta LogR$ = Kurva separasi antara data log resistivitas dan sonik

R = Nilai resistivitas terukur (ohmm)

$R_{Baseline}$ = Nilai resistivitas pada zona *non-source*

t = Waktu transit terukur (us/f)

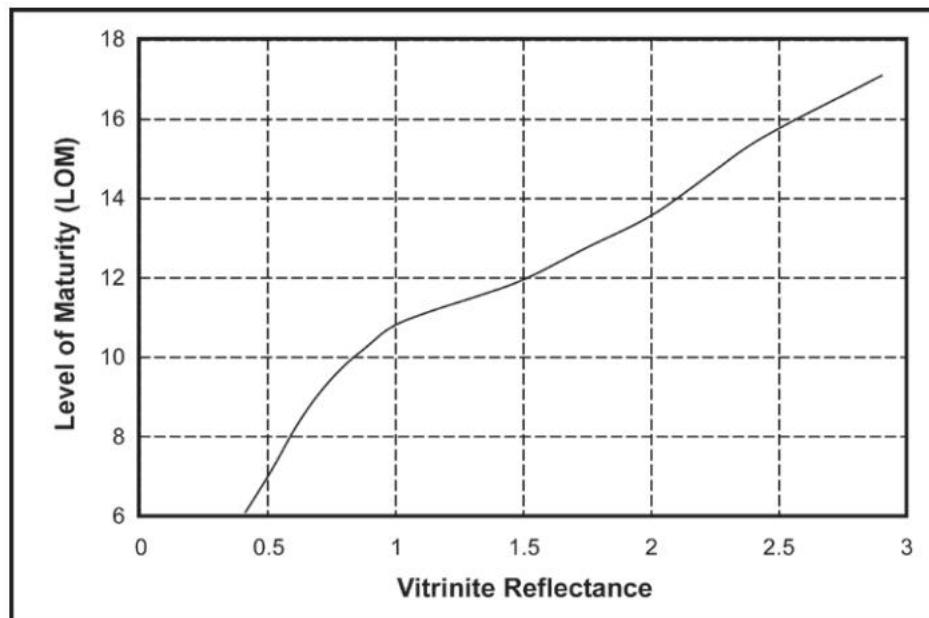
$t_{Baseline}$ = Waktu transit pada zona *non-source*

Dengan menggunakan metode *passey*, nilai *Level of Maturity* (LOM) dapat diperoleh dari data *Vitrinite Reflectance* (Ro) yang dikorelasikan pada grafik seperti pada Gambar 8. *Vitrinite reflectance* (Ro) merupakan nilai yang mengindikasikan jumlah vitrinite yang reflesikan dalam sebuah

batuan sedimen. Tabel 2 menunjukkan hubungan antara Ro dengan tingkat kematangan kerogen.

Tabel 2. Tingkat Kematangan Batuan Induk berdasarkan Nilai Ro (Foster dan Beaumont, 1999),

<i>Virinite Reflectance (%Ro)</i>	<i>Generalized Hydrocarbon Zone</i>
0.40	<i>Immature</i>
0.50	<i>Immature</i>
0.60	<i>Oil</i>
0.80	<i>Oil</i>
1.00	<i>Oil</i>
1.20	<i>Oil & wet gas</i>
1.35	<i>Wet gas</i>
1.50	<i>Wet gas</i>
2.00	<i>Methane</i>
3.00	<i>Methane</i>
4.00	<i>Overmature</i>



Gambar 8. Grafik LOM dari data Ro (Craint, 2010).

3.2.2. Evaluasi Kuantitas dan Kualitas Batuan Induk menggunakan Data Geokimia

Kuantitas dan kualitas dari suatu batuan induk dapat pula diketahui dengan menggunakan data geokimia. Kuantitas suatu batuan induk dapat diketahui dari kandungan material organik (TOC) seperti pada Tabel 1. Sedangkan, kualitas suatu batuan induk jika ditinjau menggunakan data geokimia dapat diketahui melalui tipe material organik (tipe kerogen) dan tingkat kematangan. Kerogen merupakan kandungan material organik pada suatu batuan sedimen yang tidak larut dalam pelarut organik. Terdapat empat tipe kerogen, yaitu Kerogen Tipe I, Kerogen Tipe II, dan Kerogen Tipe III (Tissot dan Welte, 1984).

Kerogen Tipe I sebagian besar terbentuk dari material organik dengan kandungan lipid yang tinggi, seperti adanya akumulasi alga. Kerogen Tipe I memiliki kandungan hidrogen yang sangat tinggi namun kandungan oksigen yang rendah. Kerogen Tipe I terbentuk oleh butiran yang relatif halus, dengan kandungan material organik yang tinggi dan terendapkan secara perlahan, terbentuk pada lingkungan pengendapan yang dangkal seperti laguna atau danau. Kerogen Tipe I mampu menghasilkan hidrokarbon berupa minyak. Kerogen Tipe II terbentuk dari beberapa sumber seperti alga laut, spora dan polen, fosil resin, lapisan lilin tanaman, serta dapat juga terbentuk dari lemak pada tanaman. Kerogen Tipe II juga memiliki kandungan hidrogen yang tinggi dan oksigen yang rendah seperti Kerogen Tipe I. Kerogen Tipe II mampu menghasilkan hidrokarbon berupa minyak dan gas. Kerogen Tipe III terbentuk dari tumbuhan-tumbuhan yang mengandung lemak dan zat lilin. Kerogen Tipe III memiliki kandungan hidrogen yang relatif rendah dan kandungan oksigen yang tinggi. Tipe ini mampu menghasilkan hidrokarbon berupa gas (Tissot dan Welte, 1984).

Untuk menentukan tipe kerogen dan tingkat kematangan dari suatu batuan induk, digunakan data geokimia seperti *Hydrogen Index* (HI) dan Tmax.

Hydrogen Index (HI) merepresentasikan jumlah kandungan atom hydrogen dari material organik yang terkandung dalam suatu batuan. Atom hidrogen ini merupakan unsur dasar pembentuk rantai hidrokarbon. Jenis hidrokarbon yang terbentuk akan dipengaruhi oleh jumlah hydrogen yang membentuk ikatan raitai hidrokarbon. Menurut Peters dan Cassa (1994) nilai HI yang menghasilkan hidrokarbon dengan jenis gas adalah pada kisaran 50- 200 oleh kerogen tipe III dan 200-300 oleh kerogen tipe II (Tabel 3).

Tabel 3. Perbandingan Nilai HI dengan tipe kerogen dan produk yang dihasilkan (Peters dan Cassa, 1994).

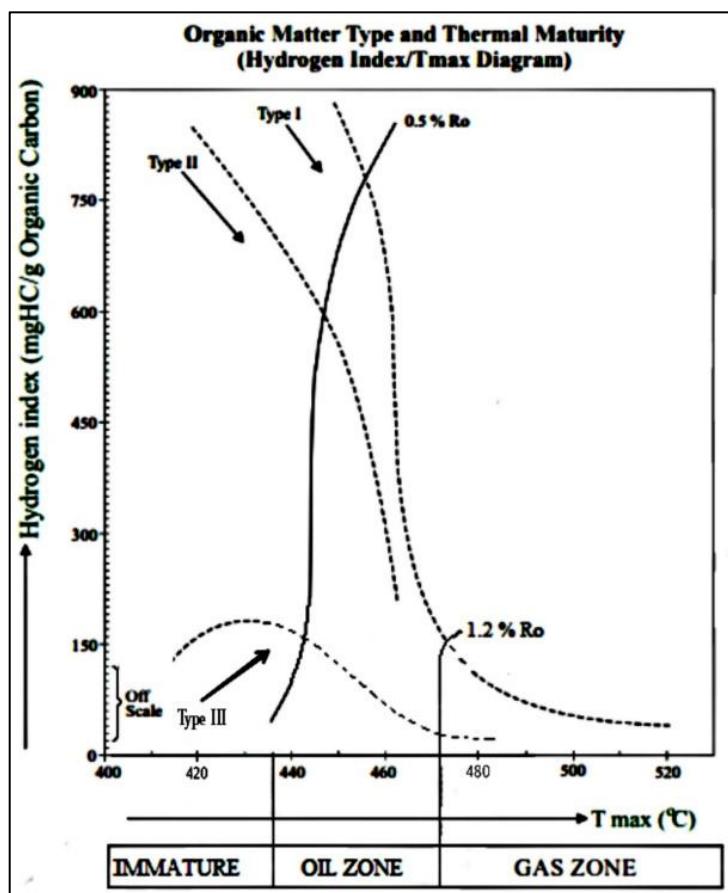
HI	Tipe Kerogen	Produk
>600	I	Minyak
300 - 600	II	
200 - 300	II/III	Minyak dan Gas
50 – 200	III	Gas
<50	IV	Tidak Ada

Kematangan termal berdasarkan nilai T_{max} mengindikasikan tingkat kematangan dari suatu batuan induk. Menurut Permana dkk (2014), tingkat kematangan batuan induk dapat diklasifikasikan menjadi belum matang (*immature*), zona minyak, dan zona gas yang diberikan dalam Diagram Van Krevelen. Selain itu, menurut Foster dan Beaumont (1999) zona hidrokarbon yang terbentuk dapat diklasifikasikan seperti pada Tabel 4.

Tabel 4. Tingkat Kematangan batuan induk (Foster dan Beaumont., 1999).

Hydrocarbon Generation Zone	T_{max} (°C)
<i>Immature</i>	<435
<i>Oil (from type II kerogen)</i>	435-455
<i>Oil (from type III kerogen)</i>	435-465
<i>Gas (from type II kerogen)</i>	>455
<i>Gas (from type III kerogen)</i>	>465

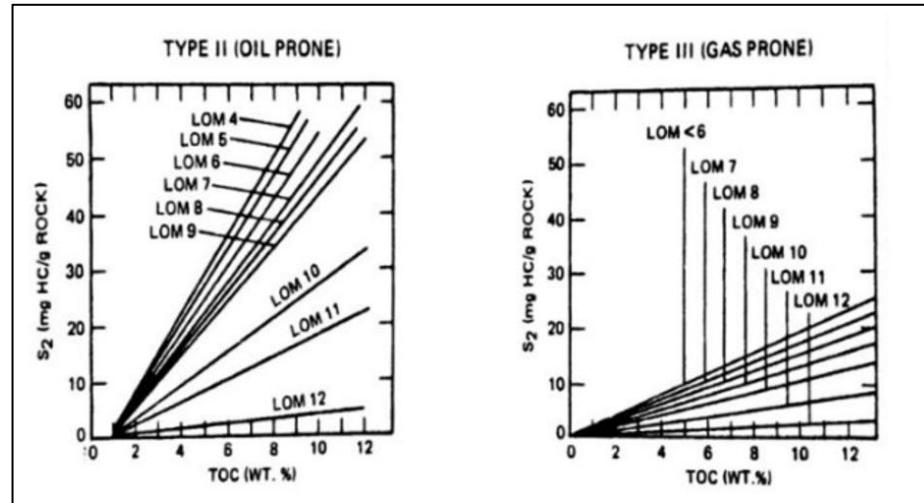
Kombinasi dari kedua data tersebut, yaitu HI dan Tmax dapat digunakan untuk menentukan kualitas dari suatu batuan induk. Dengan menggunakan Diagram Van Krevelen, kedua data ini dikorelasikan satu sama lain hingga dapat diperoleh informasi mengenai tipe kerogen dan tingkat kematangan dari suatu batuan induk. Menurut Tissot dan Walte (1984), Diagram Van Krevelen merupakan diagram plot data-data geokimia seperti *Hydrogen Index* (HI) dengan *Organic Index* (OI) yang pertama kali digunakan oleh Van Krevelen pada tahun 1961 untuk mengkarakterisasi batubara dan mengkualifikasinya. Diagram ini kemudian dimodifikasi agar dapat memberikan informasi mengenai tipe kerogen dan tingkat kematangan termal dari suatu material organic seperti pada Gambar 7 (Permana dkk., 2014).



Gambar 9. Modifikasi Diagram Van Krevelen (Permana dkk., 2014).

Selain itu, tingkat kematangan suatu batuan induk dapat pula diketahui dari nilai *Level of Maturity* (LOM). Nilai LOM ini dapat diperoleh dari tahap pirolisis pada suatu sampel batuan. Pirolisis merupakan tahapan untuk menganalisa komponen hidrokarbon pada suatu batuan induk (*source rock*). Tahap pyrolysis ini dilakukan dengan melakukan pemanasan secara bertahap pada sampel yang tidak mengandung oksigen dengan keadaan atmosfer inert menggunakan suhu tertentu. Menurut Dwi dan Bagus (2016) terdapat beberapa parameter pirolisis, yaitu sebagai berikut.

- S_1 , merupakan keseluruhan hidrokarbon bebas yang terkandung dalam sampel batuan.
- S_2 , merupakan material organik yang menghasilkan hidrokarbon melalui tahap pematangan dan penguburan.
- S_3 , merupakan keseluruhan CO_2 yang dihasilkan selama tahap pirolisis. S_2 berhubungan secara linear dengan *Total Organic Carbon* (TOC) pada tingkat kematangan atau *Level of Maturity* (LOM) tertentu dari suatu batuan induk.



Gambar 10. Hubungan S_2 dan TOC untuk menentukan tingkat kematangan (Karlina dan Santosa, 2016).

Hubungan antara S_2 dengan LOM dapat dilihat seperti pada Gambar 8. Suatu batuan induk dapat dikatakan sudah matang (*mature*) apabila memiliki nilai tingkat kematangan atau LOM antara 7 – 12. Jika nilai LOM kurang dari 7, maka suatu batuan induk tergolong batuan induk yang belum matang (*immature*). Jika memiliki nilai LOM lebih dari 12, maka suatu batuan induk dapat dikatakan sudah lewat matang (*over mature*), Maka dari itu, kombinasi dari kedua data ini mampu memberikan informasi mengenai tingkat kematangan atau *Level of Maturity* (LOM) dari suatu batuan induk (Karlina dan Santosa, 2016).

3.3. Konsep Dasar Metode Seismik

Metode seismik adalah salah satu metode geofisika yang dapat menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi secara lateral dengan baik (Siagian dkk., 2014). Bumi yang menjadi medium perambatan gelombang terdiri atas lapisan batuan yang bersifat heterogen, sehingga ketidak-continuan sifat medium ini mengakibatkan gelombang seismik merambatkan sebagian energinya dan akan dipantulkan serta sebagian energi lainnya akan diteruskan ke medium di bawahnya. Survei seismik dilakukan dengan menciptakan getaran menggunakan suatu sumber. Sumber tersebut akan menghasilkan getaran yang akan merambat ke berbagai arah di bawah permukaan bumi sebagai suatu gelombang getar. Data yang tererekam berupa waktu tempuh (*travel time*) gelombang pantul yang akan memberikan informasi mengenai cepat rambat gelombang pada suatu lapisan batuan yang ditempuhnya (Telford dkk., 1976).

3.3.1. Prinsip Dasar Gelombang Seismik

Gelombang seismik merupakan gelombang-gelombang yang merambat di dalam bumi dan di permukaan bumi. Gelombang seismik berasal dari suatu sumber seismik, misalkan gempa, ledakan (proses kimia atau nuklir), erupsi gunung api, dan longsoran (Haerudin dkk., 2019).

3.3.1.1. Hukum Snellius

Menurut hukum ini, sudut pantul dan sudut bias adalah fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Gelombang P yang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda akan menimbulkan gelombang refraksi dan refleksi (Hutabarat, 2009). Gelombang yang terpantul akan mengikuti hukum pemantulan gelombang, yaitu Hukum Snellius, dimana gelombang akan dipantulkan atau dibiaskan pada bidang batas diantara dua medium, dengan persamaan sebagai berikut:

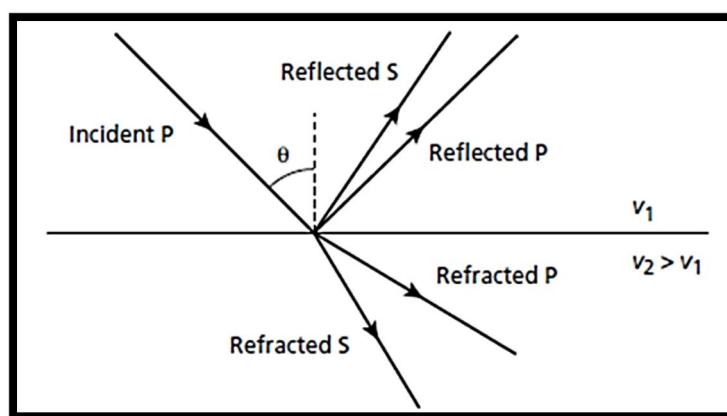
$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{\eta_2}{\eta_1} \quad (3)$$

Dimana,

θ = Sudut datang pada medium

v = Kecepatan gelombang pada medium

η = Indeks bias medium



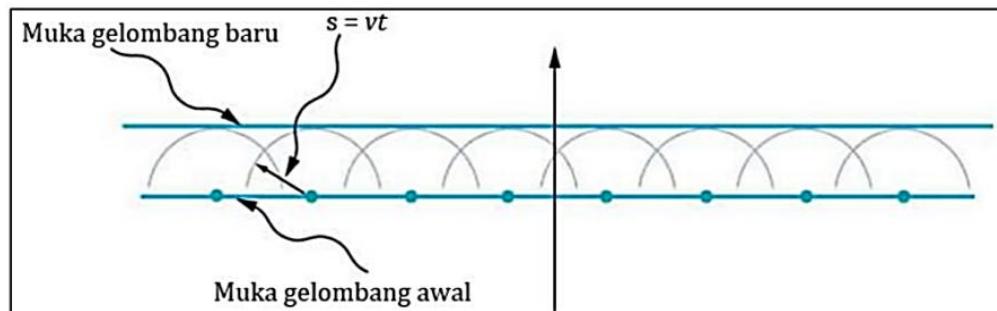
Gambar 11. Penjalaran Gelombang pada Dua Medium Menurut Hukum

Snellius (Shearer dkk., 2009).

3.3.1.2. Hukum Huygen

Penjalaran gelombang seismik di dalam bumi dapat dijelaskan dengan Prinsip Huygens yang mengatakan bahwa setiap titik pada muka gelombang merupakan sumber dari gelombang baru yang menjalar dalam

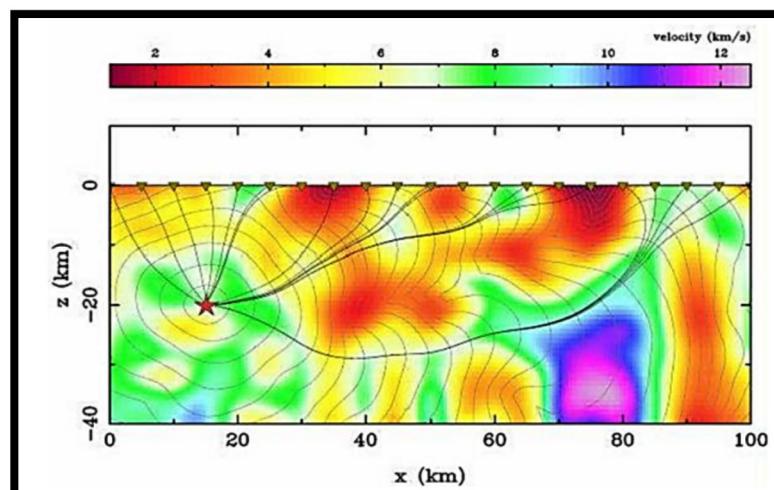
bentuk bola (*spherical*). “Setiap titik pada muka gelombang merupakan sumber bagi gelombang baru”. Prinsip Huygens mengungkapkan sebuah mekanisme, dimana sebuah pulsa seismik akan kehilangan energi dengan bertambahnya kedalaman (Asparini, 2011).



Gambar 12. Prinsip *Huygens* (Asparini, 2011).

3.3.1.3. Hukum Fermat

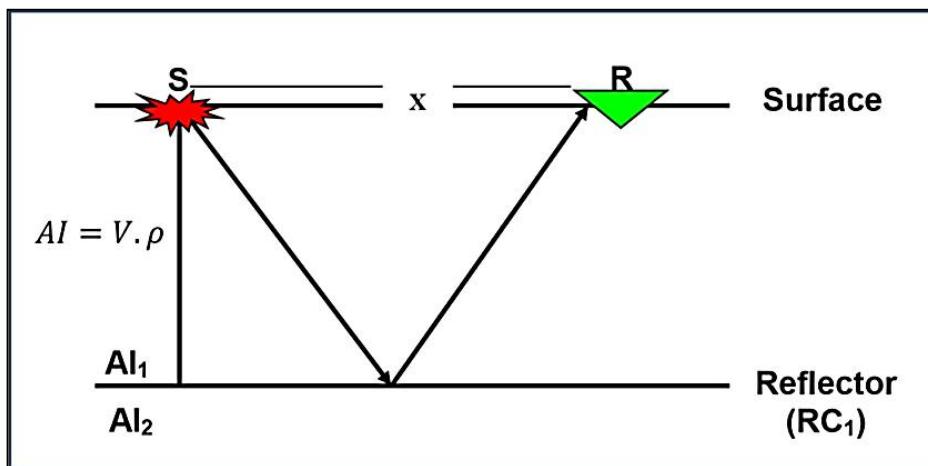
Hukum Fermat menyatakan bahwa jika suatu gelombang merambat dari titik satu ke titik yang lain, maka gelombang tersebut akan merambat dengan jejak tercepat (waktu tersingkat). Dengan demikian, dari beragam variasi lapisan dengan kecepatan tempuh lapisan yang bervariasi maka suatu gelombang akan memilih medium yang mampu memberikan waktu tempuh dengan kecepatan yang tinggi (Jamady, 2011).



Gambar 13. Prinsip Hukum *Fermat* (Ubaidillah, 2009).

3.3.2. Seismik Refleksi

Seismik refleksi adalah salah satu metode geofisika yang digunakan dalam eksplorasi khususnya hidrokarbon dengan memanfaatkan gelombang elastis sebagai media interpretasi. Pada dasarnya, metode ini menginjeksikan gelombang elastik dari suatu sumber getar (*source*) yang kemudian akan terinjeksi ke bawah permukaan dan merambat pada lapisan-lapisan bawah permukaan. Kemudian, gelombang tersebut akan kembali terpantulkan sebagai sebuah respon yang akan ditangkap oleh alat penerima (*receiver*), seperti pada Gambar 14, Respon yang diterima oleh receiver berupa waktu tempuh (time travel) suatu gelombang untuk merambat pada lapisan-lapisan bawah permukaan. Waktu tempuh tersebut kemudian dapat menjelaskan mengenai cepat rambat gelombang pada lapisan yang dilaluinya, frekuensi, amplitudo, serta fasa. Kegiatan eksplorasi seismik dapat dikelompokkan menjadi eksplorasi dangkal dan eksplorasi dalam. Eksplorasi dangkal (*shallow seismic reflection*) merupakan metode yang umumnya digunakan untuk eksplorasi bahan tambang dan batubara. Sedangkan eksplorasi dalam digunakan untuk mengidentifikasi prospek hidrokarbon (minyak dan gas).



Gambar 14. Konsep dasar penjalaran gelombang seismik dari *source* ke *receiver* (Subiyanto & Muhantoro, 2004).

3.3.3. Impedansi Akustik

Impedansi akustik atau *acoustic impedance* yaitu kemampuan suatu batuan untuk meloloskan suatu gelombang dimana semakin kuat batuan tersebut untuk menahan gelombang yang mengenainya maka semakin besar juga nilai impedansi akustiknya begitu pula sebaliknya (Sukmono, 2000).

Impedansi akustik adalah parameter fisis yang merupakan hasil perkalian antara nilai densitas suatu batuan dengan nilai kecepatan gelombang seismik. Impedansi akustik yaitu sifat fisis suatu batuan yang besarnya dipengaruhi oleh kedalaman, tekanan, suhu, jenis litologi, kandungan fluida, dan porositas. Sehingga, impedansi akustik dapat digunakan untuk menentukan jenis litologi, besarnya porositas, serta untuk menentukan suatu potensi hidrokarbon (Harimei dkk., 2018). Secara matematis persamaan impedansi akustik adalah sebagai berikut:

$$AI = \rho V \quad (4)$$

AI = *Acoustic Impedance*

ρ = Densitas (g/cc)

V = Kecepatan gelombang seismik (ft/s)

Nilai impedansi akustik dipengaruhi oleh kecepatan gelombang seismik dan nilai densitas dari suatu batuan. Namun karena perubahan kecepatan lebih signifikan dari pada perubahan densitas baik secara lateral maupun horizontal, maka nilai kecepatan dari suatu gelombang seismik lebih berpengaruh terhadap nilai impedansi akustik dari pada nilai densitas suatu batuan. Fluida yang mengisi pori suatu batuan lebih berpengaruh terhadap nilai kecepatan daripada nilai densitas. Berikut adalah tabel densitas dari suatu batuan yang menjadi salah satu parameter dalam menentukan nilai impedansi akustik. Batuan yang keras dan kompak, seperti batu gamping cenderung memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi daripada batuan yang lunak seperti batu lempung. Batuan yang lunak memiliki nilai impedansi akustik yang rendah. Sederhananya, kecepatan memiliki skala

nilai yang lebih besar daripada nilai densitas. Sehingga secara matematis, nilai kecepatan lebih berpengaruh terhadap nilai impedansi akustik daripada nilai densitas. Nilai impedansi akustik berbanding lurus dengan tingkat kekerasan pada batuan dan berbanding terbalik dengan porositasnya (Putri dan Santosa, 2014).

Tabel 5. Densitas Batuan (Telford dkk, 1976).

Rock Type	Range (g/cm ³)	Average (g/cm ³)
Sediments (wet)		
Overburden		1.92
Soil	1.2 – 2.4	1.92
Clay	1.63 – 2.6	2.21
Gravel	1.7 – 2.4	2.0
Sand	1.7 – 2.3	2.0
Sandstone	1.61 – 2.76	2.35
Shale	1.77 – 3.2	2.40
Limestone	1.93 – 2.90	2.55
Dolomite	2.28 – 2.90	2.7
Sedimentary Rock (av.)		2.50

3.3.4. Koefisien Refleksi (*Reflection Correlation*)

Refleksi seismik terjadi disebabkan terdapatnya perubahan atau perbedaan impedansi akustik pada dua medium yang berbeda. Perbedaan nilai impedansi tersebut digambarkan dengan besaran nilai yang dinamakan koefisien refleksi. Koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat (*normal incident angle*) adalah besarnya koefisien refleksi untuk gelombang yang datang tegak lurus terhadap bidang pemantul, maka koefisien refleksi dinyatakan sebagai berikut:

$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (5)$$

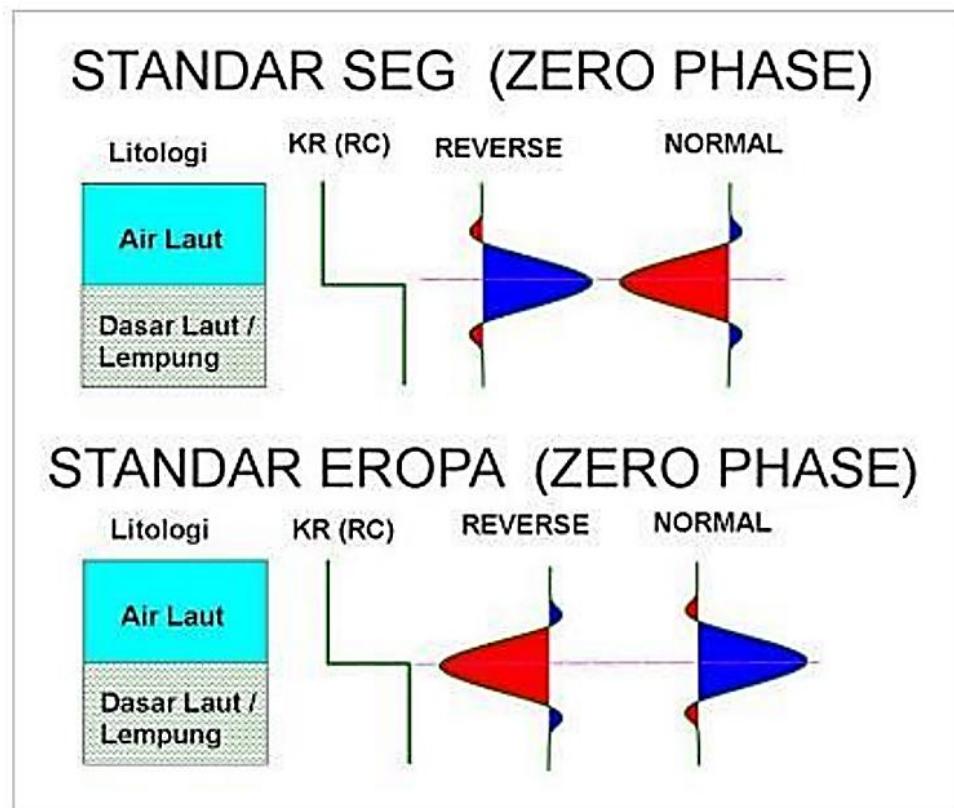
RC = Reflection Correlation

AI₂ = Acoustic Impedance pada lapisan 2

AI₁ = Acoustic Impedance pada lapisan 1

3.3.5. Polaritas

Penentuan polaritas sangat penting meskipun penggunaan polaritas hanya terfokus pada konvensi tampilan dan perekaman. Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. *Society of Exploration Geophysicist* (SEG) menjelaskan polaritas normal dimana sinyal seismik positif menghasilkan tekanan akustik yang positif pada *hydrophone* (air) atau pergerakan awal ke atas pada *geophone* (darat). Sinyal seismik positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik. Fasa seismik dapat dikelompokkan menjadi fasa minimum dan fasa nol. Fasa minimum didefinisikan sebagai fasa dengan energi yang terkonsentrasi di awal, seperti sinyal seismik pada umumnya. Fasa nol terdiri dari puncak utama dan dua *side lobes* dengan tanda yang berlawanan dengan amplitudo utama dan lebih kecil.



Gambar 15. Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Abdullah, 2007).

3.3.6. *Wavelet*

Wavelet adalah gelombang harmonik yang memiliki interval amplitudo, frekuensi dan fasa tertentu (Sismanto., 2006). *Wavelet* ini digunakan dalam pembuatan sesismogram sintetik. Dalam inversi seismik, *wavelet* berfase mimum dan nol cenderung lebih sering digunakan (Russel., 1991).

Pada *wavelet* dengan fasa minimum memiliki energi yang terpusat di bagian awal dan mempunyai pergeseran fasa yang kecil pada setiap frekuensi. *Wavelet* dengan fasa maksimum memiliki konsentrasi energi di akhir. *Wavelet* fasa nol memiliki energi yang terkonsentrasi maksimum di tengah, mempunyai waktu tunda nol dan sempit dalam satuan waktu. *Wavelet* campuran didefinisikan sebagai *wavelet* dengan energi campuran dari ketiga bentuk *wavelet* yang lain. Berdasarkan konsentrasi energinya, *wavelet* dapat dibagi menjadi empat jenis, yaitu:

3.3.6.1. *Zero Phase Wavelet*

Wavelet berfase nol (*zero phase wavelet*) memiliki konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol. Sehingga, *wavelet* ini memiliki resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfase nol merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* dengan *spectrum amplitude* yang sama.

3.3.6.2. *Minumum Phase Wavelet*

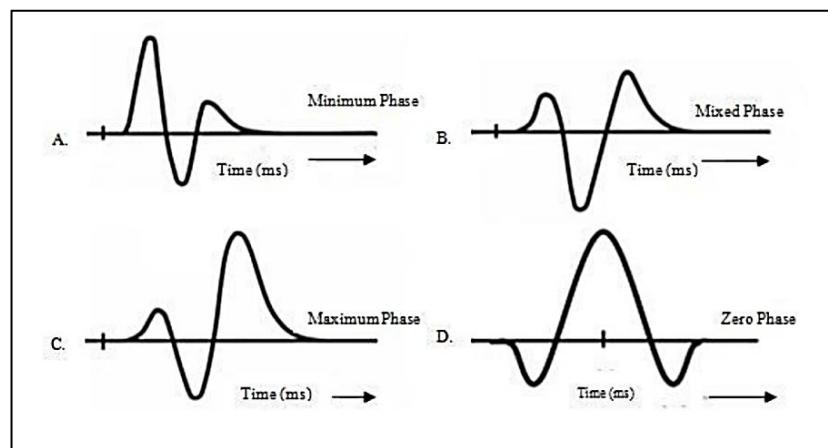
Wavelet dengan fasa minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi terkonsentrasi pada bagian awal. *Wavelet* ini memiliki pergeseran fasa terkecil pada setiap frekuensi dibandingkan dengan jenis *wavelet* lain yang memiliki spektrum amplitudo yang sama. Selain itu, *wavelet* ini memiliki waktu tunda terkecil dari energinya jika berdasarkan terminasi waktu.

3.3.6.3. Maximum Phase Wavelet

Wavelet dengan fasa maksimum (*maximum phase wavelet*) merupakan *wavelet* dengan energi yang terkonsentrasi secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet* tersebut. Sehingga, *wavelet* ini merupakan kebalikan dari *wavelet* dengan fasa minimum.

3.3.6.4. Mixed Phase Wavelet

Wavelet dengan fasa campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* dengan energy yang tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.

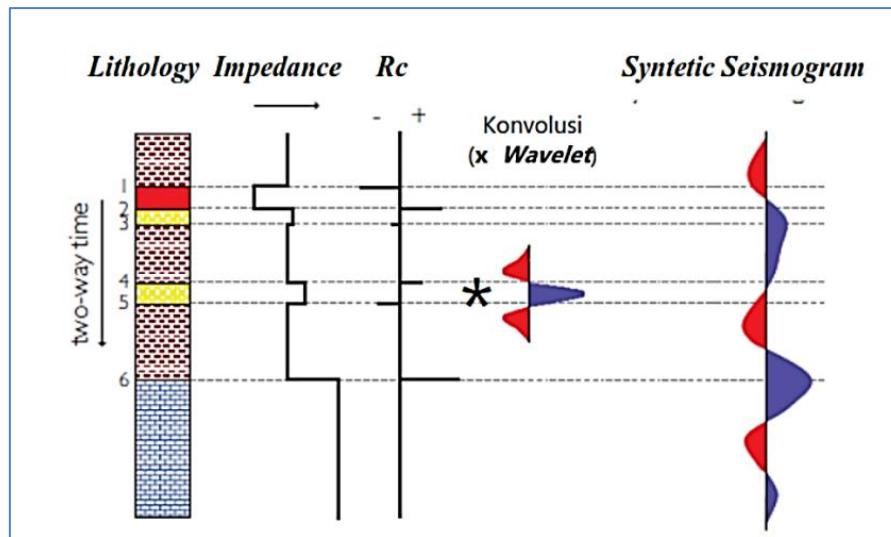


Gambar 16. Jenis-jenis *phase wavelet* (a) *minimum phase* (b) *mixed phase* (c) *maximum phase* (d) *zero phase* (Sismanto, 2006).

3.3.7. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan data seismik yang dibuat dengan menggunakan data sumur, yaitu menggunakan data *log* kecepatan (*sonic*), densitas, dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan antara nilai kecepatan dengan densitas, maka akan didapatkan nilai impedansi akustik, sehingga diperoleh nilai koefisien refleksi. Koefisien refleksi yang kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* akan menghasilkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut. Seimogram sintetik ini digunakan

untuk menyamakan domain antara data sumur dengan data seismik (*well to seismic tie*). Sebagaimana diketahui bahwa data seismik umumnya memiliki domain waktu sedangkan data sumur memiliki domain kedalaman (*depth*). Maka dari itu sebelum dilakukan pengikatan perlu dilakukan konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur (Abdullah, 2008).



Gambar 17. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dan *wavelet* (Simm dan Bacon, 2014).

3.3.8. Resolusi Vertikal

Resolusi merupakan jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 2000). Resolusi dalam gelombang seismik diartikan sebagai kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua objek yang berbeda. Setiap lapisan akan dapat terpisahkan dengan ketebalan $\frac{1}{4}$ dari panjang gelombang, sedangkan jika ketebalanya kurang dari $\frac{1}{4}$ dari panjang gelombang, maka hanya akan terlihat satu *interface* saja. Panjang gelombang (λ) tergantung pada kecepatan (v) dan frekuensi (f) seperti pada persamaan berikut ini:

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (6)$$

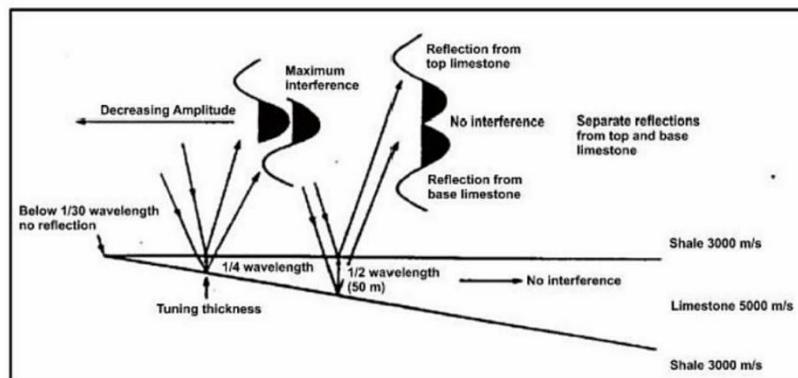
Dimana,

λ = Panjang gelombang (m)

v = Kecepatan rata-rata (m/s)

f = Frekuensi data seismik (Hz)

Menurut Chung (1994) lapisan tipis dapat terpisahkan jika nilai amplitudonya berubah secara kuadratik. Model dengan polaritas alternatif pada lapisan tipis koefisien refleksi minimum $1/8 \lambda$ dan maksimum $1/4 \lambda$. Pemisahan secara vertikal dapat dilakukan dengan analisis *tunning thickness* sebelum interpretasi seismik. Gambar 18 menunjukkan efek interferensi batuan ketika ketebalan dua litologi sama dengan nilai resolusi vertikalnya.



Gambar 18. Efek interfensi yang berhubungan dengan batuan bernilai AI tinggi yang terletak di antara batuan rendah (Sukmono, 2000).

3.4. Well Logging

Well Logging merupakan suatu teknik pengukuran parameter fisis batuan pada lubang bor guna memperoleh informasi mengenai karakteristik batuan dibawah permukaan. Hasil rekaman data yang diperoleh berupa grafik dengan fungsi kedalaman/waktu yang disebut log. Adapun tujuan dilakukannya *logging* yaitu untuk mengetahui karakter fisik batuan yang

dilakukan secara langsung pada lubang bor sehingga dapat mengetahui kondisi bawah permukaan seperti jenis litologi, porositas, saturasi air, permeabilitas, dan kandungan serpih yang terdapat dalam suatu formasi. Data-data tersebut dapat dijadikan acuan untuk tujuan – tujuan tertentu seperti karakterisasi reservoir, struktur, dan perhitungan volumetrik hidrokarbon.

Berdasarkan cara kerjanya, *logging* dibagi menjadi *wireline logging* dan *logging while drilling bor* (Ellis & Singer, 2008). *Wireline logging* dilakukan pada saat pemboran telah selesai dan kabel digunakan untuk mentransmisikan data. Sedangkan *logging while drilling* dilakukan bersamaan dengan pemboran karena logging jenis ini tidak memerlukan kabel untuk mentransmisi data. *Well logging* dapat dilakukan dengan 2 cara, yakni:

- 1) *Openhole logging*, kegiatan logging dilakukan pada saat kondisi sumur/lubang bor belum dilakukan pemasangan casing. Pada tahap ini, umumnya semua perekaman semua jenis log dapat dilakukan.
- 2) *Casedhole Logging*, kegiatan logging dilakukan pada saat kondisi sumur/lubang bor telah dipasang *casing*. Pada tahap ini, hanya jenis log tertentu yang dapat direkam seperti log *Gamma ray*, log Caliper, NMR dan CLB.

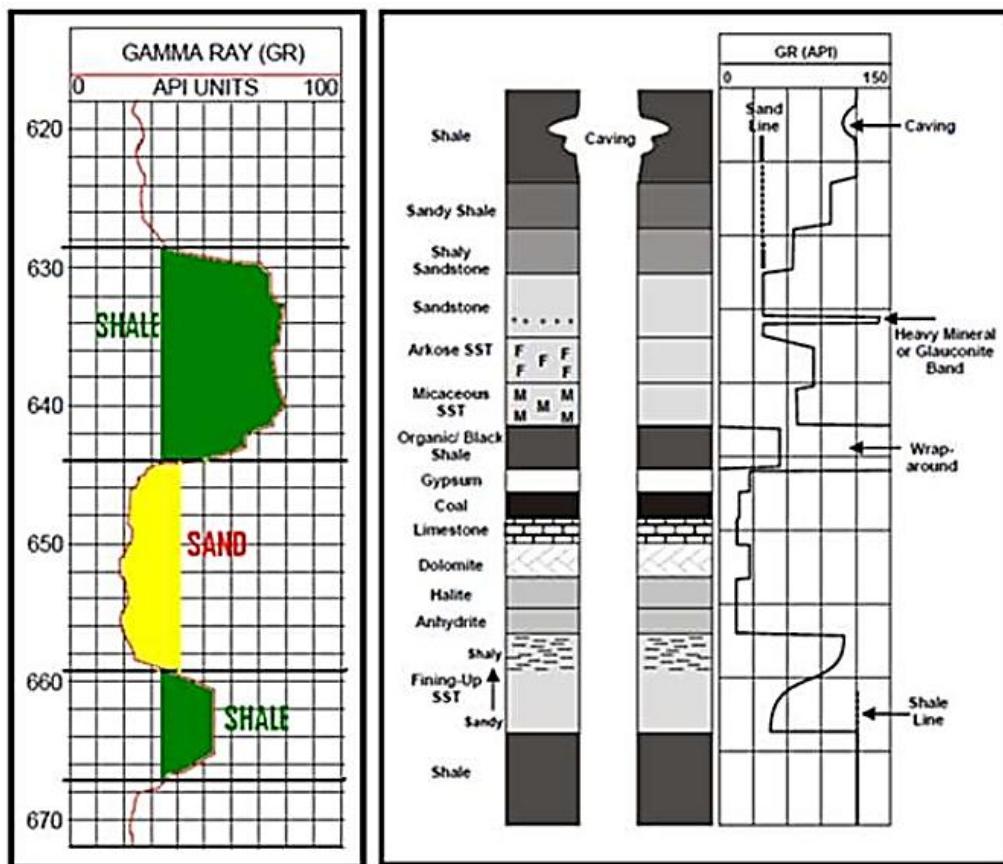
3.4.1. Jenis-Jenis Log

Berdasarkan sumber yang digunakan, log dapat dibagi menjadi 3 jenis, yaitu log listrik (*electric log*), log radioaktif, dan log akustik. Pada penelitian ini digunakan ketiga jenis log tersebut, yaitu log radioaktif (GR), log resistivitas (LLD) dan log sonik (DT).

3.5.1.1. *Log Radioaktif / Log Gamma Ray (GR).*

Log Gamma ray merupakan kurva hasil perekaman kondisi lubang bor yang merepresentasikan besaran intensitas radioaktif yang terkandung pada

suatu formasi (Harsono, 1997). Prinsip kerja log ini yaitu merekam radiasi sinar gamma alami batuan, sehingga dapat mendeteksi/mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti Potassium (K), Thorium (Th), atau bijih Uranium (U).



Gambar 19. Respon *gamma ray log* di berbagai litologi (Alfatih dkk., 2017).

Pada batuan sedimen unsur-unsur radioaktif banyak terkandung pada serpih dan lempung. Batuan yang mempunyai kandungan mineral lempung tinggi cenderung memiliki konsentrasi radioaktif yang tinggi, sehingga nilai *gamma ray*-nya juga tinggi, dengan defleksi kurva ke arah kanan. Unsur radioaktif yang utama adalah potassium yang sering dijumpai pada *illite*. Pada kasus lapisan permeabel yang bersih, kurva log GR akan merepresentasikan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali kondisi lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif, atau lapisan dengan kandungan air asin yang mengandung

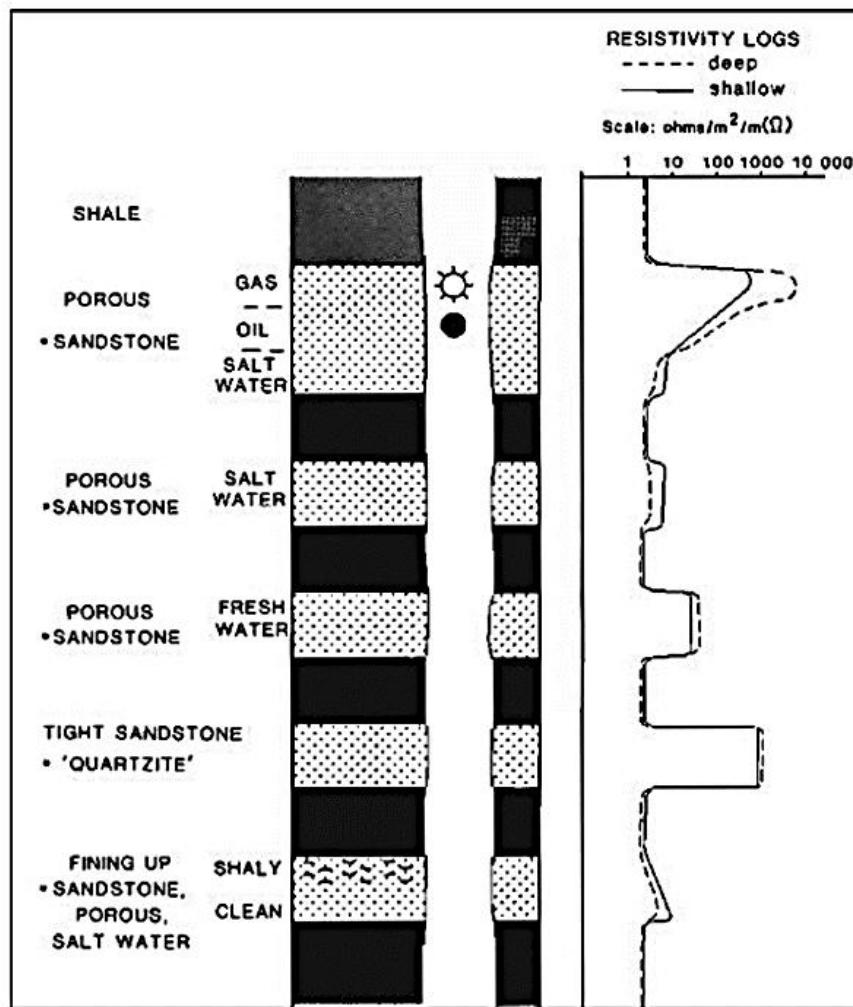
garam-garam potassium yang terlarutkan. Mineral-mineral dalam batuan yang menyebabkan respon *gamma ray* memiliki nilai tinggi antara lain kuarsa, *potassium feldspar* (K-Feldspar), *plagioclase feldspar*, oksida besi, material organik, aluminium oksida, magnesium oksida, natrium oksida (Boggs, 2009).

3.5.1.2. Log Resistivitas / Log LLD.

Resistivitas merupakan parameter kemampuan batuan untuk menghambat arus listrik yang melaluinya. Semakin besar nilai resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan maka batuan tersebut sulit untuk mengalirkan arus listrik dan sebaliknya. Menurut Harsono (1997), Log resistivitas merupakan log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona hidrokarbon. Seperti yang diketahui, butiran dan matrik batuan dianggap tidak bersifat konduktif, sehingga kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik bergantung pada fluida yang mengisi pori batuan.

Pada dasarnya minyak bersifat *resistive*, sedangkan air bersifat konduktif maka respon pada batuan yang mengandung air akan memiliki nilai resistivitas yang kecil. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm-meter dan umumnya dibuat dalam skala antara 0.2 hingga 2000 Ohm-meter. Jenis-jenis log resistivitas (log Rt) adalah LLd (*Deep Laterelog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterelog Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILm (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL. Alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (Rt) dikelompokan menjadi dua yaitu Laterolog dan Induksi.

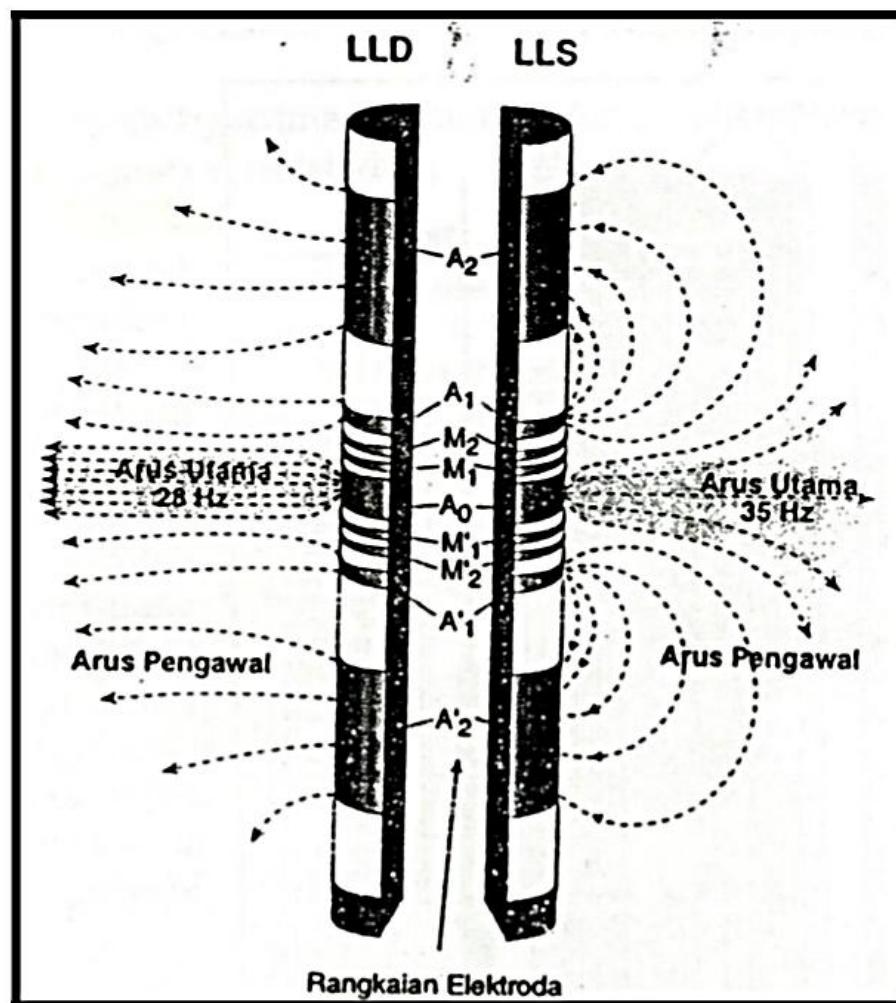
Prinsip kerja laterelog adalah dengan menghantarkan arus bolak-balik langsung ke formasi dengan menggunakan frekuensi yang berbeda. Alat laterolog (DLT) mengalirkan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*) untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi semaksimal mungkin.



Gambar 20. Respon *resistivity log* di berbagai litologi (Rider, 1996).

Resistivitas dapat dihitung dengan menggunakan hukum ohm, yaitu mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya konstan. Alat ini umumnya digunakan untuk resistivitas menengah-tinggi.

Prinsip kerja dari log induksi yaitu dengan cara menginduksikan arus listrik ke formasi. Alat ini menggunakan arus bolak-balik yang pada kumparan, sehingga menghasilkan medan magnet, dan sebaliknya medan magnet akan menghasilkan arus listrik pada kumparan. Secara umum, log induksi ini dapat digunakan untuk mengukur konduktivitas pada formasi, mengukur resistivitas formasi dengan lubang pemboran yang menggunakan lumpur pemboran jenis “oil base mud” atau “fresh water base mud”.



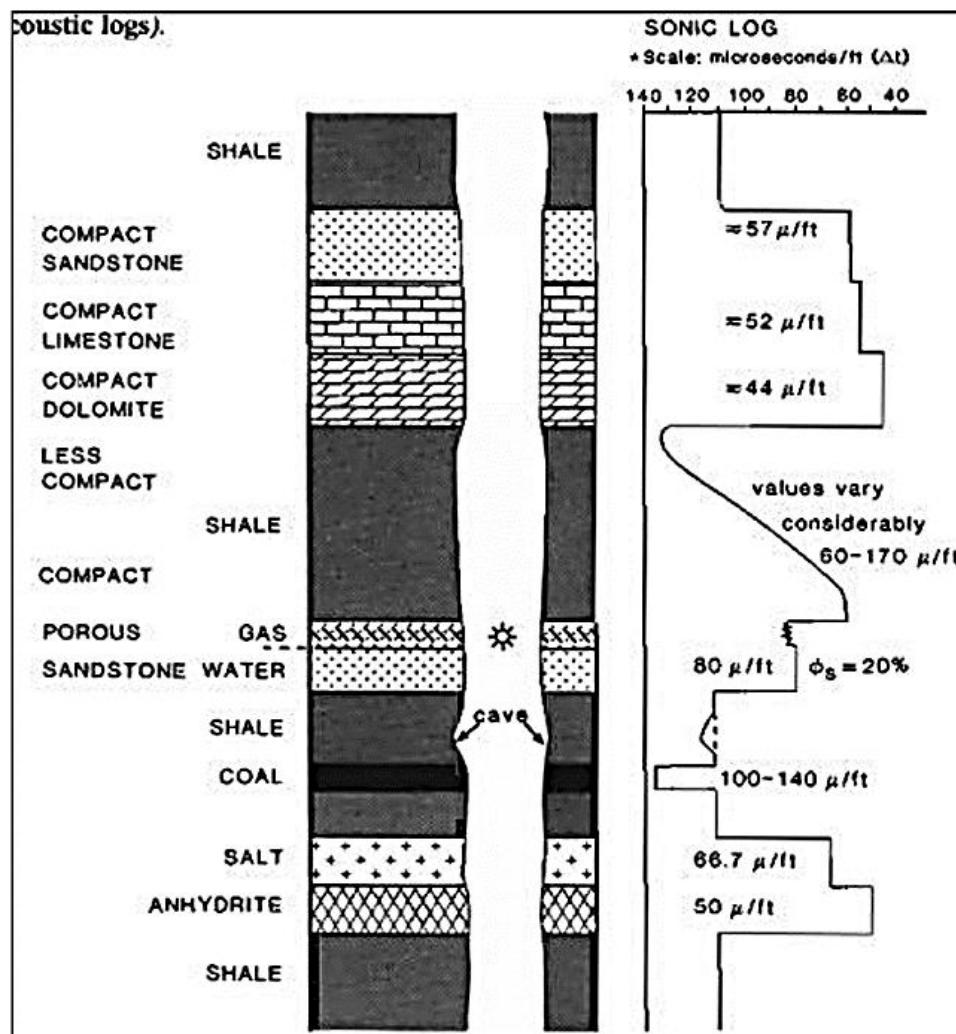
Gambar 21. Prinsip Kerja Alat Laterolog (Harsono, 1997).

Penggunaan Lumpur pemboran berfungsi untuk memperkecil pengaruh formasi pada zona batuempung/*shale* yang tebal. Penggunaan log induksi akan menguntungkan apabila cairan lubang bor bersifat isolator seperti udara, gas, air tawar, atau *oil base mud*. Lalu memiliki nilai resistivitas formasi yang tidak terlalu besar ($R_t < 100 \Omega$), serta memiliki diameter dari lubang tidak terlalu besar.

3.5.1.3. Log Sonik / Log DT.

Log sonik merupakan log akustik yang mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu pada lapisan batuan (Harsono, 1997).

Prinsip kerja alat ini adalah memancarkan gelombang bunyi dengan interval yang teratur dari sebuah sumber bunyi (sebagai *transmitter*) dan alat penerima (*Receiver*) akan mencatat lamanya waktu penjalaran bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu penjalaran gelombang bunyi tergantung kepada litologi, porositas serta kandungan fluida pada batuan. Secara kuantitatif, log sonik digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida. Dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*. Selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik.



Gambar 22. Respon *sonic log* di berbagai litologi (Rider, 1996).

Secara kualitatif log ini digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan *sand-shale* dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996). Alat yang sering dipakai untuk merekam log sonik pada saat ini adalah BHC (*Borehole Compensated Sonic Tool*). Alat tersebut berukuran sangat kecil dipengaruhi oleh perubahan-perubahan lubang bor ataupun posisi alat saat pengukuran dilakukan. Faktor-faktor yang mempengaruhi respon kurva sonik antara lain yaitu kepadatan, komposisi serpih, hidrokarbon, rekahan dan pori, serta adanya pengaruh dari lubang bor.

3.5. *Well to Seismic Tie*

Pembuatan peta struktur dimulai dengan melakukan pengikatan antara data *seismic* dengan data sumur pemboran. Pengikatan kedua data ini disebut dengan (*well-seismic tie*). Pada proses pengikatan kedua data tersebut, diperlukan beberapa jenis data sumur seperti data log sonik (p-wave), data log densitas (RHOB), dan data checkshot. Penentuan batas lapisan atau yang disebut marker didasari oleh karakteristik log yang diberikan, khususnya log radioaktif (log GR) serta litologi batuan. Korelasi dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui serta merekonstruksi kondisi bawah permukaan seperti struktur geologi dan stratigrafinya. Selain itu, korelasi juga dilakukan untuk melihat bentuk dari persebaran pengendapan batuan pada setiap formasi (Noviradel, 2013).

Menurut (Sukmono, 2007) tahap pertama yang perlu dilakukan dalam tahap *well to seismic-tie* yaitu membuat seismogram sintetis dengan mengalikan log sonik dengan log densitas. Hasil dari perkalian tersebut yaitu log impedansi akustik, yang kemudian diubah menjadi log koefisien refleksi (RC) dengan perbandingan beberapa lapisan. Kemudian, log RC dikonvolusikan dengan *wavelet* yang sesuai sehingga menghasilkan seismogram sintetik. Tahap selanjutnya yaitu melakukan koreksi data *checkshot* lalu dibandingkan dengan data seismik *realtime* pada CDP yang mewakili lokasi sumur. Proses korelasi antara data sumur dengan data

seismik memerlukan *wavelet* yang merepresentasikan gelombang seismik tersebut serta sesuai untuk korelasi, parameter penting adalah frekuensi *wavelet*. Wavelet yang sesuai diperoleh dengan mengekstrak dari data seismik dan data sumur. Setelah kedua data tersebut terikat, maka diperolehlah nilai korelasi antara data seismik dan data sumur (Rahman dkk., 2017).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan pada

Waktu penelitian : Januari 2021 – Oktober 2021

Tempat penelitian : Laboratorium Pengolahan dan Pemodelan Teknik Geofisika Universitas Lampung, Jl. Prof. Soemantri Brodjonegoro No. 1, Kec. Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung, 35142.

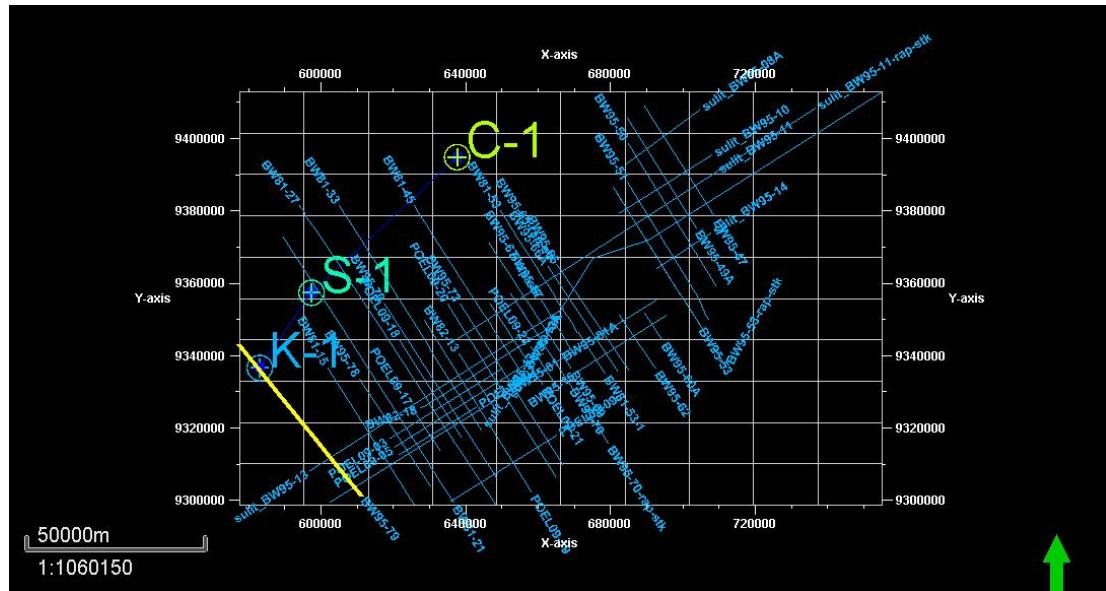
4.2. Alat dan Bahan

Data yang digunakan sebagai bahan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Data seismik 2D *poststack* sebanyak 50 *line* seperti pada Gambar 23.
2. Data sumur, yaitu Sumur K-1, Sumur S-1, dan Sumur C-1, seperti pada Gambar 23.
3. Data log Sumur K-1, Sumur S-1, dan Sumur C-1, seperti pada Tabel 6.
4. Data Geokimia pada Sumur K-1, seperti pada Tabel 7.

Pengolahan data penelitian ini dilakukan menggunakan perangkat lunak sebagai berikut.

1. *Interactive Petrophysics*
2. *Petrel Schlumberger*
3. *Hampson Russel*
4. *Microsoft Office*



Gambar 23. *Basemap* Data Penelitian dengan Menggunakan 50 *Line* Data Seismik 2D *Poststack* dan 3 Data Sumur.

Tabel 6. Kelengkapan Data Sumur

Sumur	Log GR	Log LLD	Log P-Wave
K-1	✓	✓	✓
S-1	✓	✓	✓
C-1	✓	✓	✓

Tabel 7. Data Geokimia pada Sumur S-1.

Data Geokimia	Sumur S-1
TOC <i>core</i>	✓
Temperature Maximum (TMax)	✓
Hydrogen Index (HI)	✓
S ₂	✓
Vitrinite Refelctance (Ro)	✓

4.3. Jadwal Penelitian

Berikut adalah jadwal penelitian ini.

Tabel 8. Jadwal Penelitian

No	Kegiatan	Januari				Februari				Maret				April				Mei				Juni - Oktober				November				
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
1	Studi pustaka																													
2	Analisis data geokimia																													
3	Analisis data sumur																													
4	<i>Well to seismic tie</i>																													
5	<i>Picking top dan bottom zona batuan induk</i>																													
6	<i>Trial and error seismic data</i>																													
8	Analisis hasil pengolahan dan pembahasan																													
9	Seminar Hasil																													
10	Revisi																													
11	Pengajuan ujian komprehensif																													

4.4. Prosedur Penelitian

Prosedur yang dilakukan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Analisis zona batuan induk menggunakan data geokimia pada Sumur S-1.

Salah satu cara penentuan zona batuan induk pada Sumur S-1 adalah dengan menggunakan data geokimia yang tersedia. Pada penelitian ini, analisis zona batuan induk berdasarkan data geokimia dilakukan dengan menggunakan data *Temperature Maximum* (TMax), *Hydrogen Index* (HI),

S2, *Vitrinite Refelctance* (Ro), dan *TOC Core*. Dengan menggunakan data-data tersebut, maka bisa diperoleh kualitas dan kuantitas zona batuan induk pada Sumur S-1.

2. Analisis zona batuan induk menggunakan data sumur.

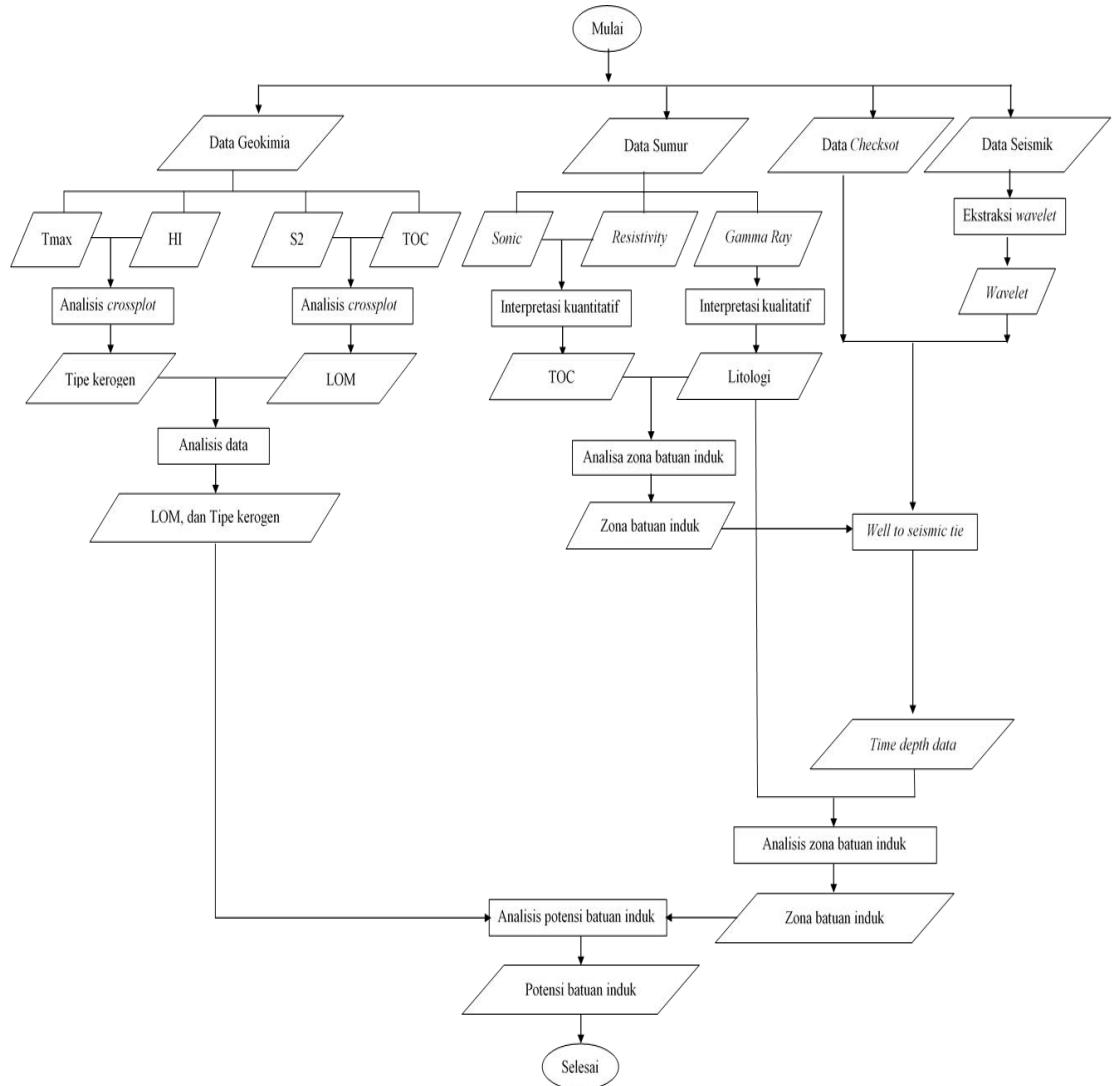
Analisis zona batuan induk berdasarkan data sumur dilakukan dengan menggunakan data log gamma ray, log resistivitas, dan log sonik. Analisis dilakukan pada semua sumur pada penelitian ini, yaitu Sumur S-1, Sumur K-1, dan Sumur C-1. Berdasarkan respon kurva log, suatu batuan induk akan diindikasikan dengan tingginya nilai log gamma ray, log resistivitas, dan log sonik.

3. Interpretasi data seismik

Pada penelitian ini, data seismik digunakan untuk mengetahui zona batuan induk secara lateral berdasarkan hasil peta struktur berdomain waktu dan domain kedalaman. Dalam melakukan tahap ini, perlu dilakukan tahap pengolahan data antara data seismik dan data sumur. Pengolahan data tersebut dilakukan dengan tujuan untuk menyamakan domain data, dimana data seismik berdomain waktu dan data sumur berdomain kedalaman. Setelah kedua data tersebut berada dalam satu domain, maka dilakukan tahap selanjutnya yaitu pembuatan batas lapisan atas dan lapisan bawah dari zona batuan induk (*picking horizon*). Hasil dari batas lapisan ini kemudian akan diinterpolasikan sehingga dapat menjadi satu kesatuan berupa permukaan (*surface*) yang mampu menjelaskan kondisi bawah permukaan secara keseluruhan dari daerah penelitian. Permukaan (*surface*) ini yang disebut peta struktur domain waktu dan peta struktur domain kedalaman. Kedua peta ini mampu menjelaskan area tinggian dan rendahan dari daerah penelitian.

4.5. Diagram Alir

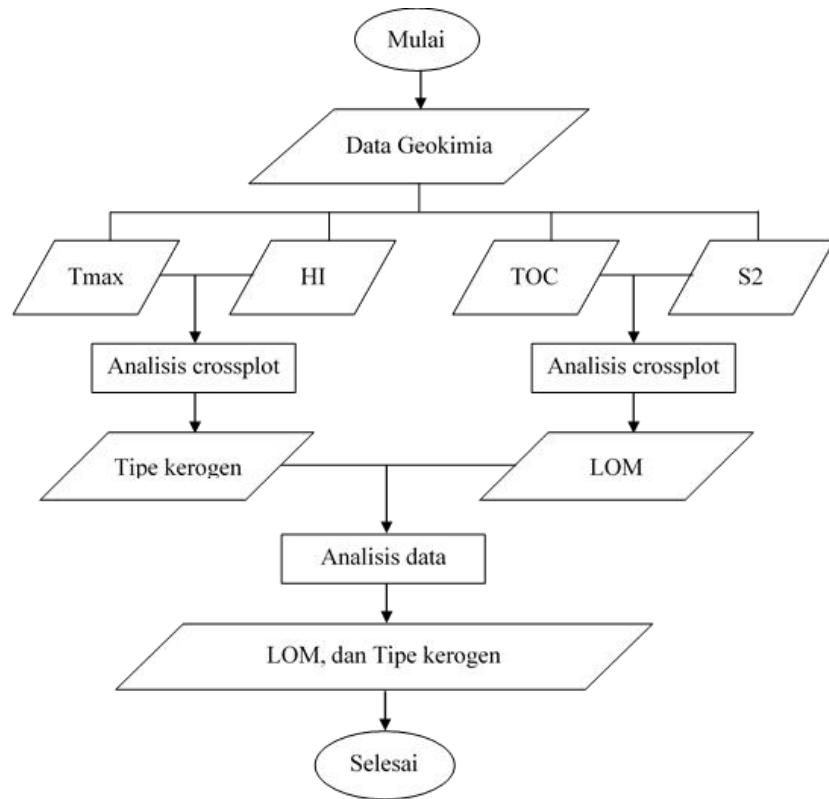
Diagram alir dari penelitian ini adalah sebagai berikut.



Gambar 24. Diagram alir.

4.4.1. Diagram Alir Pengolahan Data Geokimia

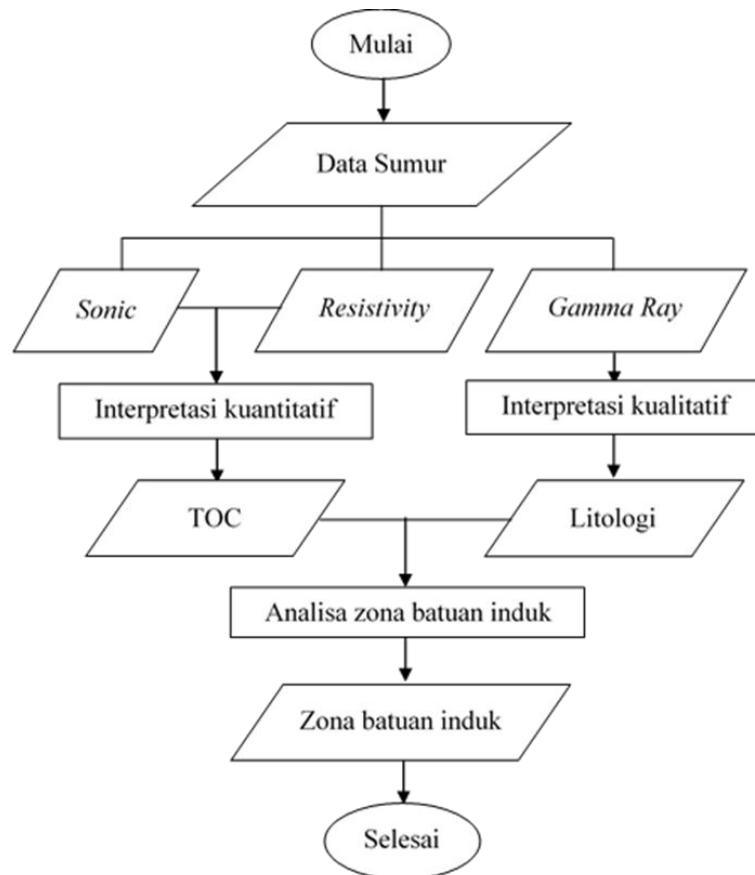
Berikut adalah diagram alir dari pengolahan data geokimia pada penelitian ini.



Gambar 25. Diagram alir pengolahan data geokimia.

4.4.2. Diagram Alir Pengolahan Data Sumur

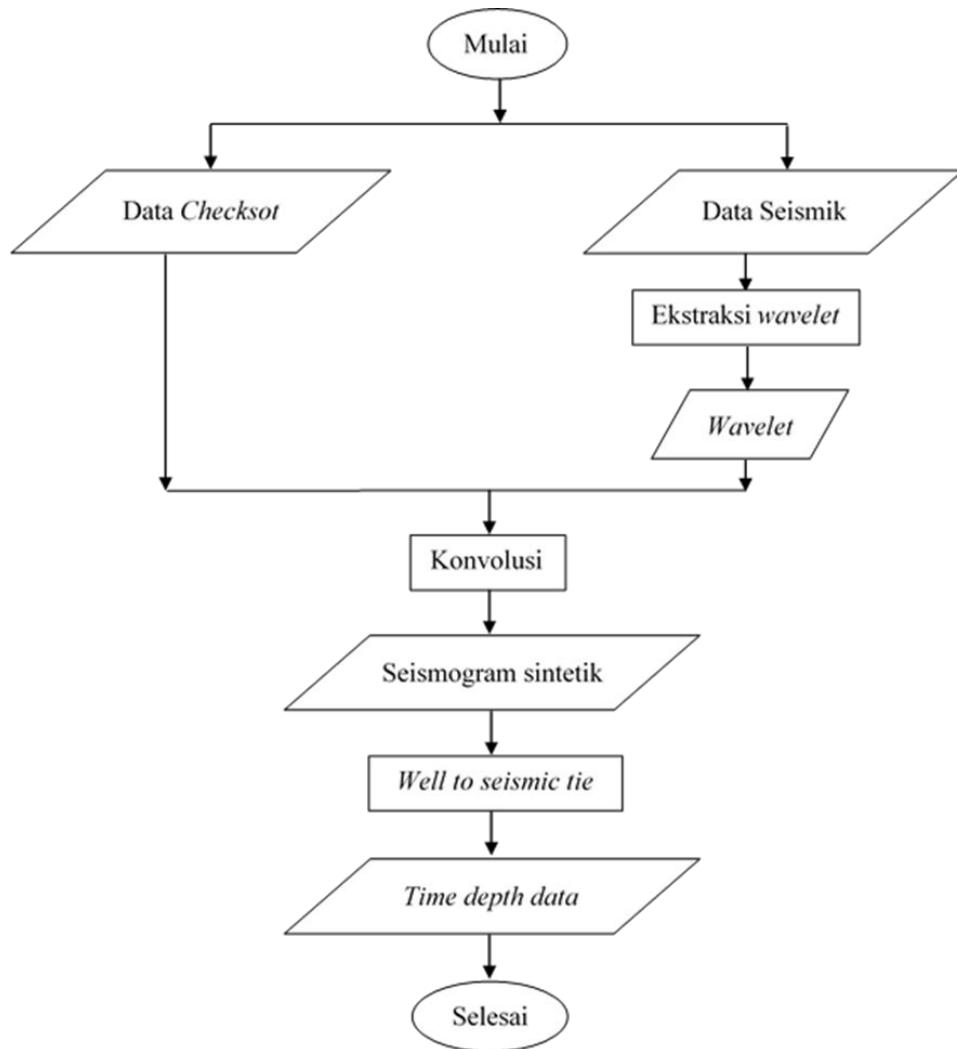
Berikut adalah diagram alir dari tahap pengolahan data sumur pada penelitian ini.



Gambar 26. Diagram alir pengolahan data sumur.

4.4.3. Diagram Alir Pengolahan Data Seismik

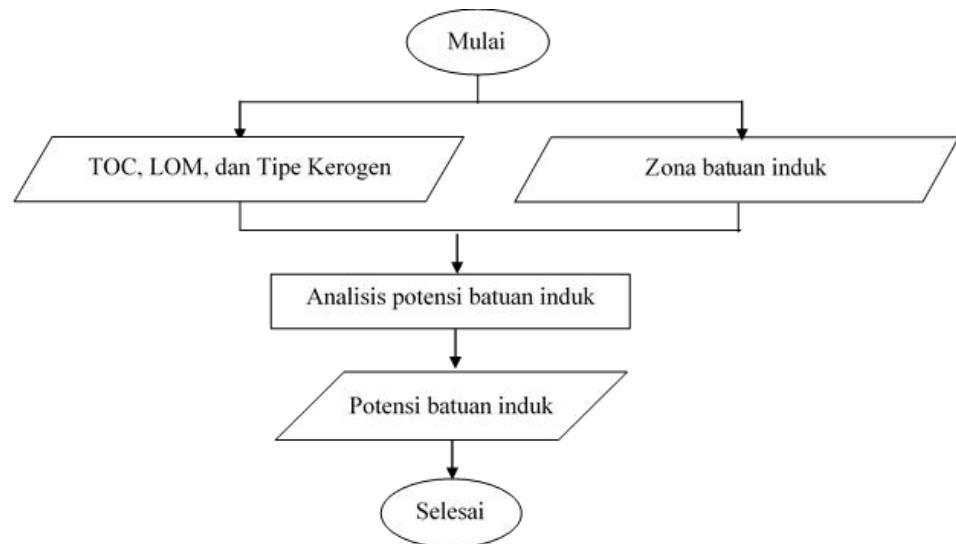
Berikut adalah diagram alir dari tahap pengolahan data seismik pada penelitian ini.



Gambar 27. Diagram alir pengolahan data seismik.

4.4.4. Diagram Alir Analisis Potensi Batuan Induk

Berikut adalah diagram alir untuk tahap analisis potensi batuan induk berdasarkan pengolahan yang telah dilakukan sebelumnya.



Gambar 28. Diagram alir analisis potensi batuan induk.

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6. 1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis kualitatif dan kuantitatif berdasarkan data sumur, data geokimia, dan metode seismik, maka hasil penelitian ini dapat disimpulkan sebagai berikut.

1. Analisis data geokimia pada Sumur S-1 menunjukkan bahwa zona batuan induk pada Lapangan "X" Cekungan Jawa Timur Utara memiliki kerogen tipe II. Berdasarkan diagram van krevelen, zona batuan induk tersebut belum matang (*immature*) dan mampu menghasilkan hidrokarbon berupa minyak dan gas.
2. Pada Lapangan "X" Cekungan Jawa Timur Utara, zona batuan induk pada sumur S-1 memiliki rata-rata nilai TOC sebesar 2.38% dengan kualitas sangat bagus, Sumur K-1 memiliki nilai rata-rata TOC sebesar 4.41% dengan kualitas bagus sekali, dan Sumur C-1 memiliki rata-rata nilai TOC sebesar 4.83% dengan kualitas bagus sekali.
3. Zona batuan induk pada Lapangan "X" Cekungan Jawa Timur Utara terletak pada area rendahan di arah Barat-Laut daerah penelitian.

6. 2. Saran

Saran untuk penelitian ini agar menjadi lebih baik lagi yaitu agar melakukan konversi data seismik 2D menjadi 3D agar bisa dilakukan tahap pengolahan lebih lanjut, seperti inversi seismik agar dapat memberikan informasi mengenai

litologi zona penelitian dengan mengekstrak data seismik berdasarkan sifat dasar gelombang seismik. Selain itu, pengolahan data seismik dan data sumur menggunakan perangkat lunak yang sama agar lebih efektif dan efisien. Diperlukan data geokimia pada sumur lainnya untuk memperkuat argumen mengenai potensi batuan induk pada daerah penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Alfatih, I. Z., Warnana, D. D., dan Wijaya, P. H. 2017. Klasifikasi Fasies pada Reservoir Menggunakan Crossplot Data Log P-wave dan Data Log Desity. *Jurnal Teknik ITS Vol. 6, No. 1 ISSN: 2337-3539.*
- Asparini, D. 2011. *Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh*. IPB. Bogor.
- Beaumont, E. A. dan Foster, N. H. 1999. *Exploring For Oil And Gas Traps*. The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma. USA.
- Boggs, S. 2009. *Petrology of Sedimentary Rocks*. Cambrigde University Press, New York.
- Chung, H. M. 1994. *Seismic Properties of Thin beds*. Department of Geology and Geophysics. Calgary, Aberta.
- Crair, E. R. 2010. *Unicorn In The Garden Of Good And Evil: Part 1-Total Organic Carbon (TOC)*. Canadian.
- Dewanto, O., Mulyatno, B.S., Rustadi dan Wibowo, R.C. 2017. Determining the Temperature of Shale Material Conversion Into Crude Oil Based on Organic Clay and Organic Carbonate Test Outside Reservoir. *International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering, IJMME*. Vol:17 No:05. ISSN: 2077-124X (Online), 2227-2771 (Print). Page: 84-89.
- Ellis, D. V., dan Singer, Julian M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists*. Netherlands.

- Harsono, A. 1997. *Pengantar Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.
- Hunt, J. M. 1979. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W. H. Freeman and Company. San Francisco.
- Hutabarat, R.G. 2009. *Integrasi Inversi Seismik dengan Atribut Amplitudo Seismik untuk Memetakan Distribusi Reservoar pada Lapangan Blackfoot*. Universitas Indonesia. Jakarta.
- Jamady. 2011. *Kuanjtifikasi Frekuensi dan Resolusi Menggunakan Seismik Refleksi di Perairan Maluku Utara*. IPB. Bogor.
- Manur, H., dan Barracough, R. 1994. Structural Control on Hydrocarbon Habitat in The Bawean Area, East Java Sea, *Proceeding 23rd Annual Convention and Exhibition, Indonesian Petroleum Association, October 1994*, 129-144.
- Karlina, D. A dan Santosa, B. J. 2016. Prediksi Log TOC dan S2 dengan menggunakan Teknik Δ Log Resistivity. *Jurnal Sains Dan Seni ITS* Vol 5 No. 2 (2016) 2337-3520 (2301-928X Print).
- Haerudin, Nandi., Alami, Fikri., dan Rustadi. 2019. Mikroseismik, Mikrotremor, dan Microearthquake dalam Ilmu Kebumian. Pustaka Media. Bandar Lampung.
- Permana, A. K., Kusworo, A., dan Prastian, A. H. 2014. Characteristics of the Triassic Source Rocks of the Aitutu Formation in the (West) Timor Basin. *Indonesian Journal on Geoscience* Vol 1 No 3 December 2014: 165-174.
- Peters, K. E dan Cassa, M. R. 1994. Applied Source Rock Geochemistry, in Magoon, L. B. dan Dow, W. G. eds, *The Petroleum System-From Source to Trap*: Tulsa, Okla. *American Association of Petroleum Geologists Memoir 60*. Oklahoma.
- Pratiknyo, S., Dewanto, O., Haerudin, N., dan Sulistiyono. 2018. Estimasi Cadangan Migas Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Interpretasi Seismik Pada Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat Di Lapangan “RF” Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, Juni 2018 ISSN: 2356-1599. Universitas Lampung.

- PT. Pertamina Hulu Energi. 2020. *PHE TEJ Tingkatkan Produksi Migas Dari Sumur Mudi-26*. Laman media sosial resmi PT. Pertamina Hulu Energi. https://www.instagram.com/p/CK58EdbMZOs/?utm_medium=copy_link.
- Rahman, F. A., Bahri, Ayi Syaeful., dan Juan P. G. N. 2017. Analisis Peta Struktur Domain Waktu dalam Studi Pengembangan Lapangan Kaprasida, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Teknik ITS* Vol. 6, No. 1, (2017) ISSN: 2337-3539.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation Of Well Logs Second Edition*. Scotland. Interprint Ltd.
- Sarwono. 2006. Pengantar Metode Statisik. Intermedia Statistik. Jakarta.
- Shearer, P. M. 2009. *Introduction to Seismology, Second edition*. Cambridge University press. New York. USA.
- Siagian, E.M., Setyawan. A, dan Sugiri O. I. 2014. Aplikasi Inversi AVO untuk Interpretasi Seismik di Bawah Ketebalan Tunning Thickness Studi Kasus Lapangan “HD”. *Youngster Physics Journal* Vol. 3, No. 4 (Oktober, 2014) Hal. 341-346, ISSN 2302-7371.
- Simm, R. dan Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude: an Interpreter's handbook*. Cambridge University Press. United Kingdom.
- Sismanto. 2006. *Dasar-Dasar akusisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Universitas Gajah Mada. Yogyakarta.
- Sribudiyani, M, N., Ryacudu, R., Kunto, T, Astono, P., Prasetya, I., Sapiie, B., Asikin, S., Hasolument, A.H., dan Yulianto, I. 2003. The Collision of The East Java Microplate and Its Implication for Hydrocarbo Occurrences in The East Java Basin, *Proceeding 29th Annual Convention and Exhibition, Indonesian Petroleum Association, October 2003*.
- Subiyanto, B dan Murhantoro E. 2004. *2D, 3D, and 4D Seismic For Oil And Gas Exploration-Workshop by PT. Caltex Pacific Indonesia*. Laboratorium Geofisika FMIPA Universitas Gadjah Mada. Yogyakarta.

- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoar*. Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Sukmono. 2007. *Fundamental of Seismic Interpretation, Chapter: Reflection Coefficient*. Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung.
- Telford, W.M., Geldart, L.P., Sheriff, R.E. dan D.A. Keys. 1976. *Applied Geophysics*. New York. Cambridge University Press.
- Tissot, B. P. dan Welte D. H. 1984. *Petroleum Formation and Occurrence 2nd Edition*. Springer-Verlag. New York.
- Ubaidillah, N. 2009. Analisis Proses Pre-Stack Time Migration dan Post-Stack Time Migration di Lapangan X di Daerah Sumatra Selatan. *Skripsi*. Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam. Universitas Indonesia.
- Yoshinta, F. 2013. Karakterisasi dan Korelasi Geokimia Batuan Induk dan Minyak Bumi di Blok Lepas Pantai Madura Barat (*West Madura Offshore*), Cekungan Laut Jawa Timur Utara. *Skripsi*. Institut Teknologi Bandung.