

**IDENTIFIKASI PERSEBARAN *TOTAL ORGANIC CARBON*
(TOC) MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC*
IMPEDANCE (AI) PADA *BODY SHALE* LAPANGAN A
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh

**Aulia Nur Aziza
1915051034**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**IDENTIFIKASI PERSEBARAN *TOTAL ORGANIC CARBON*
(TOC) MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC*
IMPEDANCE (AI) PADA *BODY SHALE* LAPANGAN A
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

AULIA NUR AZIZA

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 PERSEBARAN *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) MENGGUNAKAN SEISMIC INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) PADA *BODY SHALE* LAPANGAN A CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh

Aulia Nur Aziza

Cekungan Jawa Timur utara memiliki potensi hidrokarbon nonkonvensional yang saat ini menjadi sumber energi minyak dan gas yang masih terus dikembangkan. Batuan serpih (*shale*) adalah salah satu reservoir nonkonvensional yang bertindak sebagai batuan induk dan batuan reservoir yang memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang rendah. Potensi hidrokarbon nonkonvensional perlu ditingkatkan dengan menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik melalui pembuatan peta penyebaran *Total Organic Carbon* (TOC). Oleh karena itu dilakukan penelitian ini yang bertujuan untuk mengetahui persebaran impedansi akustik dan *Total Organic Carbon* (TOC) pada *body shale* Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang di Lapangan A Cekungan Jawa Timur Utara dengan mengidentifikasi tipe kerogen dan kematangan *body shale*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa nilai impedansi akustik pada *body shale* Formasi Tuban sebesar $3600(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc}) - 6300(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$, Formasi Kujung sebesar $4000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc}) - 7200(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ dan Formasi Ngimbang sebesar $7000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc}) - 12000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$. Persebaran *Total Organic Carbon* (TOC) menunjukkan pada *body shale* Formasi Tuban sebesar 1,10 wt%-2,70 wt% dan Formasi Kujung sebesar 1,00 wt%-2,10 wt% serta Formasi Ngimbang sebesar 0,70 wt%-1,20 wt% dengan kualitas sedang hingga sangat baik. Hasil interpretasi kualitatif dan kuantitatif didapatkan hasil bahwa pada *body shale* Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang didominasi dengan jenis kerogen tipe III (*gas prone*) dengan *body shale* Formasi Tuban dan Formasi Kujung didominasi dengan tingkat kematangan *immature* dan Formasi Ngimbang dengan tingkat kematangan *mature*.

Kata Kunci : *body shale*, hidrokarbon nonkonvensional, maturasi, *Total Organic Carbon* (TOC), tipe kerogen

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF TOTAL ORGANIC CARBON (TOC) DISTRIBUTION USING SEISMIC INVERSION ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) IN BODY SHALE FIELD A IN NORTH EAST JAVA BASIN

By:

Aulia Nur Aziza

The North East Java Basin has unconventional hydrocarbon potential which is currently a source of oil and gas energy that is still being developed. Shale rock is one of the unconventional reservoirs which acts as source rock and reservoir rock which has low porosity and permeability values. The potential of unconventional hydrocarbons needs to be increased by using the acoustic impedance inversion seismic method through the creation of a map of the distribution of Total Organic Carbon (TOC). Therefore, this research was conducted to determine the distribution of acoustic impedance and Total Organic Carbon (TOC) in the body shale of the Tuban Formation, Kujung Formation and Ngimbang Formation in Field A of the North East Java Basin by identifying the type of kerogen and maturity of the body shale. The results showed that the acoustic impedance value of the body shale of the Tuban Formation was $3600(\text{m/s}) * (\text{g/cc}) - 6300(\text{m/s}) * (\text{g/cc})$, the Kujung Formation was $4000(\text{m/s}) * (\text{g/cc}) - 7200(\text{m/s}) * (\text{g/cc})$ and the Ngimbang Formation of $7000(\text{m/s}) * (\text{g/cc}) - 12000(\text{m/s}) * (\text{g/cc})$. The distribution of Total Organic Carbon (TOC) shows that the body shale of the Tuban Formation is 1.10 wt%-2.70 wt% and the Kujung Formation is 1.00 wt%-2.10 wt% and the Ngimbang Formation is 0.70 wt%- 1.20 wt% with moderate to very good quality. The results of qualitative and quantitative interpretation show that the body shale of the Tuban Formation, Kujung Formation and Ngimbang Formation are dominated by kerogen type III (prone gas) with the body shale of the Tuban Formation and Kujung Formation dominated by immature maturity levels and the Ngimbang Formation with mature maturity levels.

Keywords : body shale, unconventional hydrocarbons, maturase, Total Organic Carbon (TOC), kerogen type

Judul Skripsi : **IDENTIFIKASI PERSEBARAN *TOTAL ORGANIC CARBON (TOC)* MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE (AI)* PADA *BODY SHALE* LAPANGAN A CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa : **Aulia Nur Aziza**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1915051034**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**



MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Pembimbing II

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199605 1 001

I Gede Boy Darmawan, S.Si., M.Eng.
NIP 19880505 201903 1 019

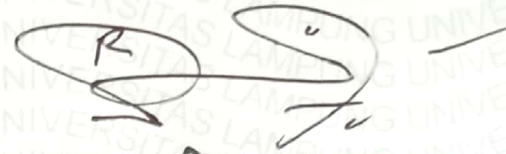
2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

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

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

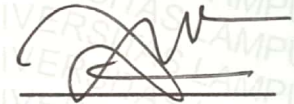
Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.



Sekretaris : I Gede Boy Darmawan, S.Si., M.Eng.



Anggota : Rustadi, S.Si., M.T.



2. Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.
NIP 19750928 200112 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 14 Juni 2023

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi dalam skripsi dengan judul “Identifikasi Persebaran *Total Organic Carbon* (TOC) Menggunakan Seismik *Inversi Acoustic Impedance* (AI) Pada *Body Shale* Lapangan A Cekungan Jawa Timur Utara” merupakan hasil karya mandiri dan tidak terdapat karya pihak lain yang diakui sebagai karya sendiri.

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

Bandar Lampung, 31 Juli 2023



Aulia Nur Aziza
NPM. 1915051034

RIWAYAT HIDUP



Penulis yaitu Aulia Nur Aziza lahir di Metro pada tanggal 24 Juni 2001. Penulis merupakan anak kedua dari dua bersaudari dari pasangan Ayah bernama Aris Haryadi dan Ibu bernama Siti Rohasih. Penulis juga memiliki kakak perempuan bernama Anggun Ristiani. Alamat penulis yaitu Jalan Beliuk No. 19, RT 34 RW 12, Kelurahan Ganjar Agung, Kecamatan Metro Barat, Lampung. Pendidikan yang pernah di tempuh oleh penulis yaitu dari taman Kanak-Kanak (TK) di TK Aisyah Metro, Sekolah Dasar (SD) di SD Negeri 6 Metro Barat (2007-2013), Sekolah Menengah Pertama (SMP) Negeri 3 Metro (2013-2016) dan Sekolah Menengah Atas (SMA) Negeri 1 Metro (2016-2019) dan pada tahun 2019 penulis melanjutkan pendidikan sarjana di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Selama masa studi penulis aktif mengikuti organisasi kemahasiswaan yang ada seperti: Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika sebagai anggota biro Kesekretariatan dan Rumah Tangga (KRT) pada periode 2021-2022, Forum Silaturahmi dan Studi Islam (FOSSI-FT) sebagai Wakil Sekretaris Jenderal pada tahun 2021, SM-IAGI UNILA sebagai anggota divisi Edukasi pada periode 2021-2022. Pada bulan September 2022 penulis melakukan Kerja Praktik (KP) di Pusat Survei Geologi (PSG) Bandung dengan judul “Analisis Porositas Menggunakan Metode *Single* Parameter dan *Double* Parameter dari Data Well *Logging* yang Dibandingkan Dengan Data *Core* Studi Kasus Pada Sumur X Formasi Kujung

Cekungan Jawa Timur Utara” dan penulis memulai Penelitian Tugas Akhir pada Bulan November 2022 di Pusat Survei Geologi (PSG) Bandung dengan judul penelitian “Identifikasi Persebaran *Total Organic Carbon* (TOC) Menggunakan Seismik *Inversi Acoustic Impedance* (AI) Pada *Body Shale* Lapangan A Cekungan Jawa Timur Utara”. Dimana penulis berhasil lulus dengan gelar Sarjana Teknik pada tanggal 14 Juni 2023.

PERSEMBAHAN

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

Skripsi ini ku persembahkan kepada:

Mamak dan Bapak

Terima kasih selalu menjadi tujuan utama penulis dalam menyelesaikan skripsi ini. Motivasi, kasih sayang dan dukungan tiada henti menjadi penyemangat terbesar. Semoga kebahagiaan, keberkahan dan rasa syukur selalu mengiringi kehidupan kita. Aamiin.

Kakak dan Keluarga

Terimakasih sudah menjadi keluarga terbaik dan tersabar yang selalu memberikan dukungan dan semangat.

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Terima kasih telah menjadi tempat terbaik penulis selama berjuang mengejar gelar sarjana. Semoga semakin unggul.

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT, karena atas berkat rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “**IDENTIFIKASI PERSEBARAN *TOTAL ORGANIC CARBON (TOC)* MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE (AI)* PADA *BOSY SHALE* LAPANGAN A CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”.** Adapun maksud dan tujuan dari penulisan skripsi ini yaitu untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung. Selama penulisan skripsi ini banyak sekali terdapat hambatan yang dialami, namun berkat adanya bantuan, serta bimbingan dari berbagai pihak, akhirnya skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Penulis menyadari bahwa masih terdapat banyak kekurangan dalam skripsi ini. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun demi kesempurnaan skripsi ini. Semoga skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis khususnya bagi pada pembaca pada umumnya, serta bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 31 Juli 2023

Penulis,



Aulia Nur Aziza
NPM. 1915051034

SANWACANA

Puji dan syukur penulis haturkan atas kehadiran Allah Subhanahu Wa Ta'ala, karena berkat rahmat, hidayah dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini yang berjudul “Identifikasi Persebaran *Total Organic Carbon* (TOC) Menggunakan Seismik *Inversi Acoustic Impedance* (AI) Pada *Body Shale* Lapangan A Cekungan Jawa Timur Utara”. Tak lupa shalawat serta salam yang selalu tercurahkan kepada junjungan kita Nabi besar Muhammad Shallallahu ‘Alaihi Wasallam yang selalu menjadi suri tauladan bagi kita semua.

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

1. Allah SWT yang selalu memberikan anugerah-Nya dan memberikan kemudahan kepada penulis.
2. Kedua orang tua tercinta, Bapak Aris Haryadi dan Ibu Siti Rohasih yang selalu memberikan dukungan, semangat dan doa kepada penulis
3. Kakak tersayang, Anggun Ristiani yang selalu memberikan motivasi, semangat dan doa kepada penulis.
4. Untuk diri sendiri, Aulia Nur Aziza yang sudah berhasil dan mau berjuang sampai saat ini hingga bisa menyelesaikan pendidikan dan mendapatkan gelar Sarjana Teknik.
5. Bapak Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
6. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

7. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku pembimbing satu penulis yang telah meluangkan waktunya untuk banyak memberikan arahan, masukan serta koreksi sehingga penulis dapat menyelesaikan proses pengerjaan Tugas Akhir ini.
8. Bapak I Gede Boy Darmawan, S.Si., M.Eng. selaku pembimbing dua penulis yang juga telah banyak memberikan motivasi serta arahan dan juga waktunya kepada penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
9. Bapak Rustadi, S.Si., M.T. selaku penguji penulis yang telah memberikan waktu, saran serta masukannya dalam Tugas Akhir ini.
10. Bapak Dr. Andy Setyo Wibowo, S.T., M.T. selaku pembimbing Tugas Akhir di Pusat Survei Geologi (PSG) Bandung yang telah memberikan arahan, bimbingan dan masukan penulis dapat menyelesaikan proses pengerjaan Tugas Akhir ini.
11. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang penulis hormati, terima kasih atas semua ilmu yang telah diberikan.
12. Keluarga Kost Kita (Isti, Niken, Upik dan Fatiha) yang selalu memberikan semangat, dukungan, bantuan dan mau berjuang bersama-sama dalam penyelesaian Tugas Akhir ini. Terima kasih telah menjadi keluarga kedua penulis di perantauan.
13. Keluarga Sisterisasi (Dewijay, Alda dan, Nanda) seperjuangan sejak maba yang selalu memberikan motivasi, bantuan, semangat, nasihat dan arahan baik selama ini.
14. Sahabat-sahabat perjuangan (Hayu, Emir dan Nida) yang selalu memberikan semangat, bantuan, masukan dan arahan dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
15. Keluarga besar TG 19 Makoutanding (Keluarga Bapak Putra) yang telah menjadi bagian penting dalam masa kuliah, yang selalu kebersamai penulis dari masa maba, kemudian jadi pengurus himpunan dan sampai pada masa-masa penyelesaian Tugas Akhir ini.
16. Kepada teman seperbimbingan Tugas Akhir di Pusat Survei Geologi (Kak Miftahul, Rizal dan Atalia) yang selalu membantu dan memberikan semangat penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.

17. Kepada teman seperbimbingan dan teman melaksanakan Tugas Akhir di kampus terima kasih untuk motivasi dan semangatnya dan sudah berjuang bersama-sama selama mengerjakan Tugas Akhir ini.
18. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Bandar Lampung, 31 Juli 2023

Penulis,



Aulia Nur Aziza

NPM. 1915051034

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	xiv
DAFTAR GAMBAR	xviii
DAFTAR TABEL	xxiii
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	4
1.3 Batasan Masalah	5
1.4 Manfaat Penelitian.....	5
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Lokasi Daerah Penelitian.....	4
2.2 Geologi Regional.....	4
2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara.....	9
2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara.....	11
2.4.1 <i>Basement</i>	11

2.4.2	Formasi Ngimbang.....	12
2.4.3	Formasi Kujung.....	12
2.4.4	Formasi Prupuh	12
2.4.5	Formasi Tuban	12
2.4.6	Formasi Tawun	13
2.4.7	Formasi Ngrayong.....	13
2.4.8	Formasi Bulu.....	13
2.4.9	Formasi Wonocolo	14
2.4.10	Formasi Ledok	14
2.4.11	Formasi Mundu	14
2.4.12	Formasi Selorejo	14
2.4.13	Formasi Lidah	15
2.4.14	Formasi Paciran.....	15
2.5	Sistem Minyak Bumi Konvensional.....	15
2.5.1	Batuan Induk	16
2.5.3	Migrasi	16
2.5.4	Perangkap (<i>Trap</i>)	17
2.5.5	Batuan tudung (<i>Seal rock</i>).....	17
2.6	Sistem Minyak Bumi Nonkonvensional.....	17

III. TEORI DASAR 19

3.1	<i>Well Logging</i>	19
3.2	Jenis-Jenis <i>Log</i>	21
3.2.1	<i>Log</i> Radioaktif.....	21
3.2.2	<i>Log</i> Listrik.....	26
3.2.3	<i>Log Sonic</i>	29
3.2.4	<i>Log Caliper</i>	30
3.3	<i>Total Organic Carbon (TOC)</i>	30
3.4	Tipe Kerogen	36
3.5	Analisis Parameter Non-Konvensional	39
3.6	Metode Seismik Refleksi.....	41
3.7	Prinsip-Prinsip Gelombang Seismik.....	42

3.6.1	Hukum <i>Huygens</i>	42
3.6.2	Prinsip <i>Snellius</i>	43
3.6.3	Prinsip <i>Fermat</i>	44
3.8	Polaritas dan Fasa	45
3.9	<i>Wavalet</i>	45
3.10	Impedansi Akustik.....	46
3.11	Koefisien Refleksi	47
3.12	Seismogram Sintetik.....	48
3.13	<i>Well Seismic Tie</i>	49
3.14	<i>Picking Horizon</i>	49
3.15	Metode Seismik Inversi.....	49
3.16	Penyebaran TOC menggunakan Seismik Inversi	50
IV.	METODOLOGI PENELITIAN	52
4.1	Waktu dan Tempat Penelitian.....	52
4.2	Alat dan Bahan	54
4.3	Tahapan Penelitian	54
4.4	Diagram Alir Penelitian.....	61
V.	HASIL DAN PEMBAHASAN	64
5.1	Analisis Paramater Nonkonvensional.....	64
5.2	Perhitungan Nilai <i>Total Organic Carbon (TOC)</i>	70
5.3	Analisis Kualitatif Tingkat Kematangan Zona Target	80
5.3	<i>Well Corelation</i>	95
5.4	<i>Well to Seismic Tie</i>	96
5.5	<i>Picking Horizon</i>	101
5.6	<i>Analisis Time Map</i>	103
5.7	Inversi Seismik Impedansi Akustik.....	107
5.8	Penyebaran Nilai Impedansi Akustik dan TOC	128
VI.	KESIMPULAN DAN SARAN	139
6.1	Kesimpulan.....	139

6.2	Saran.....	140
DAFTAR PUSTAKA	141
LAMPIRAN	141

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta persebaran <i>shale gas</i> di Indonesia (Badan Geologi, 2011)	2
2. Peta lokasi daerah penelitian	4
3. Peta penampang fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara.....	7
4. Peta geologi daerah penelitian	8
5. Kolom stratigrafi zona rembang Cekungan Jawa Timur Utara (modifikasi Husein, 2015)	11
6. Skema sistem minyak bumi konvensional dan non-konvensional (Zendehboudi & Bahadori, 2017)	15
7. Operasi kegiatan <i>logging</i> (Mastoadji, 2007).....	20
8. Respon <i>log gamma ray</i> terhadap litologi (Rider, 2002).....	22
9. Respon <i>log densitas</i> terhadap litologi (Rider, 2002).....	23
10. Respon <i>log neutron</i> terhadap litologi (Rider, 2002).....	25
11. <i>Log spontaneous potential</i> (Glover, 2007).....	27
12. Respon <i>log resistivitas</i> (Rider, 2002).....	28
13. Respon <i>log sonic</i> untuk berbagai litologi (Rider, 2002)	29
14. Identifikasi litologi berdasarkan <i>log caliper</i> (Rider, 2002)	30
15. Analisis kualitatif kematangan batuan (Passey dkk., 2010).....	32
16. Korelasi antara nilai <i>vitrinite reflectance</i> (Ro) dengan LOM (Passey dkk., 2010)	33
17. Tampilan <i>overlay log</i> sonik dan <i>log resistivitas</i> serta separasi $\Delta\log R$ dalam interval kaya organik (Passey dkk., 1990).	34
18. Grafik plot antara TOC vs HI (Gorenekli, 2018).....	36
19. Diagram <i>Van Kravelen</i> Tmax vs HI (Kamtono dkk., 2009).....	39
20. Konsep seismik refleksi (Abdullah,2007).....	42

21. Hukum Huygens (Abdullah, 2007).....	43
22. Prinsip Snellius (Gadallah dan Fisher, 2009).....	44
23. Prinsip Fermat (Abdullah, 2007).....	44
24. Polaritas dan fasa (Abdullah, 2007).....	45
25. (1) <i>Zero phase wavelet</i> , (2) <i>Maximum phase wavelet</i> , (3) <i>Minimum phase wavelet</i> , (4) <i>Mixed phase wavelet</i> (Suprajitno, 2000).....	46
26. Koefisien refleksi (Delisatra, 2012).....	47
27. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dan <i>wavelet</i> (Sukmono, 2002).....	48
28. Konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000).....	50
29. <i>Crossplot</i> AI dan TOC menunjukkan hubungan non-linear yang berbanding terbalik (Wijayanti dkk., 2019).....	51
30. Penampang <i>line</i> seismik.....	55
31. Diagram alir penentuan target reservoir non-konvensional.....	61
32. Diagram alir perhitungan nilai <i>Total Organic Carbon</i> (TOC).....	62
33. Diagram alir penyebaran <i>Total Organic Carbon</i> (TOC).....	63
34. Zona target AL-1 dan parameter migas nonkonvensional.....	65
35. Zona target AL-2 dan parameter migas nonkonvensional.....	67
36. Zona target AL-2 dan parameter migas nonkonvensional.....	69
37. Zona target sumur AL-1.....	72
38. Zona target sumur AL-2.....	74
39. Korelasi TOC <i>core</i> dan TOC <i>log</i> sumur AL-3.....	76
40. Zona target sumur AL-3.....	77
41. Korelasi TOC <i>core</i> dan TOC <i>log</i> sumur AL-3.....	79
42. Zona target 1-7 sumur AL-1 Formasi Tuban.....	80
43. Zona target 8 – 11 sumur AL-1 Formasi Kujung.....	82
44. Zona target 12 - 18 sumur AL-1 Formasi Kujung.....	83
45. Zona target 19 - 22 sumur AL-1 Formasi Ngimbang.....	85
46. Zona target 23 - 27 sumur AL-1 Formasi Ngimbang.....	86
47. Zona target 1- 6 sumur AL-2 Formasi Ngimbang.....	87
48. Zona target 7 - 10 sumur AL-2 Formasi Ngimbang.....	88
49. Zona target 1 – 7 sumur AL-3 Formasi Tuban.....	90

50. Grafik plot Tmax vs HI.....	92
51. Grafik plot TOC vs HI	93
52. Korelasi sumur AL-1, AL-2 dan AL-3	96
53. Koreksi <i>checkshot</i> sumur AL-1.....	97
54. Koreksi <i>checkshot</i> sumur AL-2.....	97
55. Koreksi <i>checkshot</i> sumur AL-3.....	98
56. <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi <i>wavelet ststistical</i> (kiri) dan spektrum frekuensi (kanan) sumur AL-1.....	99
57. <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi <i>wavelet ststistical</i> (kiri) dan spektrum frekuensi (kanan) sumur AL2.....	99
58. <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi <i>wavelet ststistical</i> (kiri) dan spektrum frekuensi (kanan) sumur AL-3.....	99
59. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur AL-1	100
60. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur AL-2	101
61. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur AL-3	101
62. <i>Picking horizon line</i> seismik AZ-1	102
63. <i>Picking horizon line</i> seismik AZ-2	103
64. <i>Picking horizon line</i> seismik AZ-3	103
65. <i>Time map</i> TSh Tuban	104
66. <i>Time map</i> BSh Tuban.....	104
67. <i>Time map</i> TSh Kujung	104
68. <i>Time map</i> BSh Kujung	105
69. <i>Time map</i> TSh Ngimbang	105
70. <i>Time map</i> BSh Ngimbang	105
71. <i>Crossplot</i> AI dan Densitas pada sumur AL-1	107
72. <i>Crossplot</i> AI dan Densitas pada sumur AL-2	108
73. <i>Crossplot</i> AI dan Densitas pada sumur AL-3	108
74. Model inisial zona target Formasi Tuban sumur AL-1	111
75. Model inisial zona target Formasi Kujung sumur AL-	111
76. Model inisial zona target Formasi Ngimbang sumur AL-1.	112
77. Model inisial zona target Formasi Tuban sumur AL-2.....	112
78. Model inisial zona target Formasi Kujung sumur AL-2	113

79. Model inisial zona target Formasi Ngimbang sumur AL-2	113
80. Model inisial sumur AL-3	114
81. Analisis pra inversi sumur AL-1	115
82. Analisis pra inversi sumur AL-2	115
83. Analisis pra inversi sumur AL-3	116
84. Hasil inversi impedansi akustik Formasi Tuban sumur AL-1	117
85. Hasil inversi impedansi akustik Formasi Kujung sumur AL-1	117
86. Hasil inversi impedansi akustik Formasi Ngimbang sumur AL-1	118
87. Hasil inversi impedansi akustik Formasi Tuban sumur AL-2	118
88. Hasil inversi impedansi akustik Formasi Kujung sumur AL-2	119
89. Hasil inversi impedansi akustik Formasi Ngimbang sumur AL-2	119
90. Hasil inversi impedansi akustik sumur AL-3	120
91. <i>Crossplot</i> AI dan TOC Formasi Tuban sumur AL-1	122
92. <i>Crossplot</i> AI dan TOC Formasi Kujung sumur AL-1	123
93. <i>Crossplot</i> AI dan TOC Formasi Ngimbang sumur AL-1	123
94. <i>Crossplot</i> AI dan TOC Formasi Ngimbang sumur AL-2	124
95. <i>Crossplot</i> AI dan TOC Formasi Tuban sumur AL-3	124
96. Hasil inversi TOC Formasi Tuban sumur AL-1	125
97. Hasil inversi TOC Formasi Kujung sumur AL-1	126
98. Hasil inversi TOC Formasi Ngimbang sumur AL-1	126
99. Hasil Inversi TOC sumur AL-2	127
100. Hasil Inversi TOC sumur AL-3	127
101. Persebaran AI pada TSh Tuban	128
102. Persebaran AI pada BSh Tuban	129
103. Persebaran AI pada TSh Kujung	129
104. Persebaran AI pada BSh Kujung	129
105. Persebaran AI pada TSh Ngimbang	130
106. Persebaran AI pada BSh Ngimbang	130
107. <i>Crossplot</i> AI dan TOC menunjukkan hubungan non-linear yang berbanding terbalik	132
108. Persebaran TOC pada TSh Tuban	132
109. Persebaran TOC pada BSh Tuban	133

110. Persebaran TOC pada TSh Kujung	133
111. Persebaran TOC pada BSh Kujung.....	133
112. Persebaran TOC pada TSh Ngimbang	134
113. Persebaran TOC pada BSh Ngimbang.....	134

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan (Telford,1990)	24
2. Nilai Resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004)	28
3. Klasifikasi kualitas TOC menurut Peters & Cassa (1994).....	31
4. Rentang nilai kematangan hidrokarbon (Peters & Cassa, 1994).....	33
5. Definisi dan cairan minyak bumi nonkonvensional (Abdelfattah, 2015)	39
6. <i>Time schedule</i> penelitian	53
7. Nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas sumur AL-1.....	66
8. Nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas sumur AL-2.....	67
9. Nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas sumur AL-3.....	69
10. Nilai parameter TOC masing-masing sumur	71
11. Nilai perhitungan TOC sumur AL-1 pada zona target.....	72
12. Hasil TOC setiap formasi sumur AL-1	73
13. Nilai perhitungan TOC sumur AL-2 pada zona target	75
14. Hasil TOC setiap formasi sumur AL-2	75
15. TOC <i>log</i> dan TOC <i>core</i> pada sumur AL-2	76
16. Nilai perhitungan TOC sumur AL-3 pada zona target	78
17. Hasil TOC setiap formasi sumur AL-3	78
18. TOC <i>log</i> dan TOC <i>core</i> pada sumur AL-3	78
19. Data Geokimia <i>Rock Eval Pyrolysis</i> sumur AL-1, AL-2 dan AL-3	91
20. Perbandingan tingkat kematangan batuan berdasarkan analisis kualitatif dan kuantitatif.....	94
21. Hasil <i>well to seismic tie</i> Sumur AL-1, AL-2 dan AL-3	100

22. Hasil kuantitatif analisis pra inversi	116
23. Hasil analisis akhir sumur AL-1, AL-2 dan AL-3	136

I. PENDAHULUAN

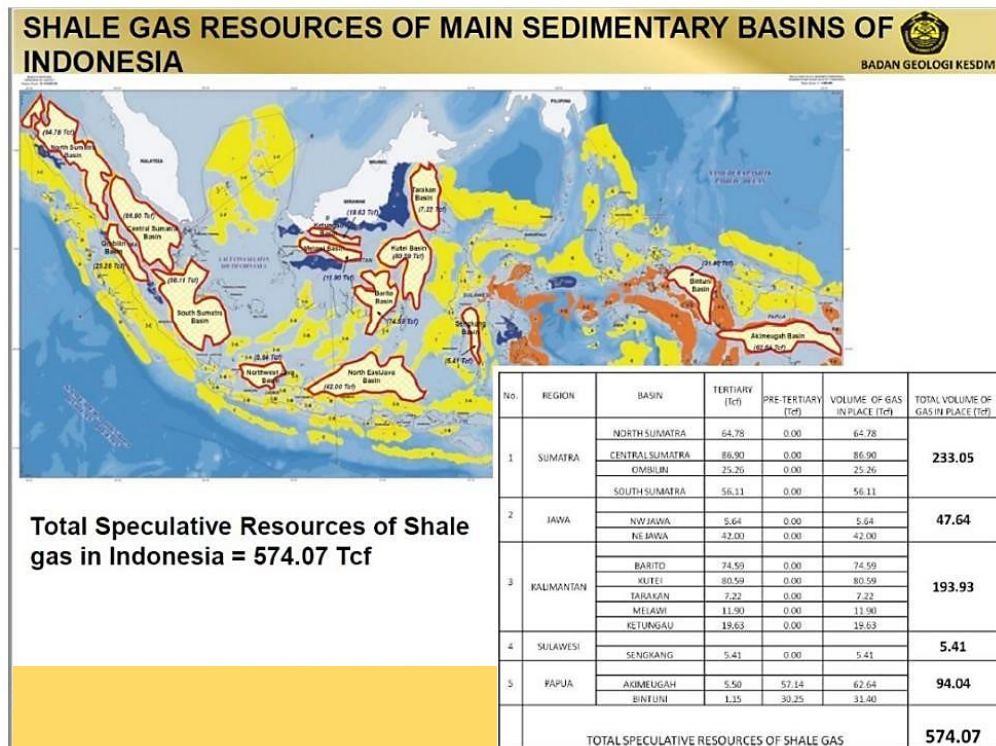
1.1 Latar Belakang

Keberadaan reservoir konvensional saat ini perlahan mulai ditinggalkan, karena jumlah cadangan baru dari reservoir konvensional yang semakin sulit ditemukan. Hal ini membuat pemerintah terus berupaya dalam mencari sumber cadangan hidrokarbon alternatif yaitu reservoir non-konvensional. Batuan serpih merupakan salah satu contoh reservoir non-konvensional yang mana dapat bertindak sebagai batuan induk dan batuan reservoir. Untuk mendukung keberlanjutan maka perlu dilakukan studi atau pendekatan secara geologi meliputi studi regional dan lokal, analisis struktur dan penelitian lainnya. Adapun untuk pendekatan secara geofisika meliputi pemetaan secara *time*, karakteristik serta persebaran properti reservoir (Sinulingga dkk.,2017).

Hidrokarbon non-konvensional merupakan sumber hidrokarbon yang berada pada zona yang berbeda dari zona biasa hidrokarbon ditemukan pada umumnya, hidrokarbon ini termasuk *shale gas* (gas alam yang berasal dari formasi yang terdiri dari *shale*), *coalbed methane* (gas yang muncul pada lapisan batubara, dan juga *tight oil serta shale oil* (minyak mentah yang berasal dari formasi *shale*) (European Commission, 2019). Indonesia memiliki cadangan hidrokarbon non-konvensional yang sangat prospektif untuk dikembangkan yaitu mencapai 1037 TCF (*trillion cubic feet*) yang terbagi ke dalam 574 TCF untuk *shale gas*, dan 453 TCF untuk gas metana batubara (Tryono, 2016).

Parameter dari hidrokarbon non-konvensional umumnya dapat dilihat adanya zona *impermeable*, porositas efektif yang buruk dan diproduksi di *shale*, batu

-lanau, batupasir atau karbonat yang memiliki permeabilitas sangat-sangat rendah dengan rentang permeabilitas <1 mD (Katz dkk., 2021).



Gambar 1. Peta persebaran *shale gas* di Indonesia (Badan Geologi, 2011)

Cekungan Jawa Timur Utara (Northeast Java Basin) merupakan salah satu cekungan potensi hidrokarbon nonkonvensional di Indonesia dengan kandungan *shale gas* sebesar 42 TCF. Menurut penelitian yang telah dilakukan sebelumnya oleh (Fadlilah, 2023) mengenai identifikasi reservoir nonkonvensional pada lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas. Dijelaskan bahwa Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang pada daerah target non-konvensional (formasi batuan *shale*) memiliki nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas yang sangat kecil.

Cekungan Jawa Timur merupakan salah satu cekungan hidrokarbon non-konvensional yang saat ini masih terus dilakukan kegiatan eksplorasi. Menurut penelitian (Azhary dkk., 2019) didapatkan bahwa Cekungan Jawa Timur Utara saat ini masih berpotensi sebagai tempat pembentukan dan pematangan minyak dan gas bumi, pada daerah ini juga memiliki tinggian yang memiliki

potensi sebagai perangkap (*trap*) dan zona reservoir. Berdasarkan penelitian (Armando dkk., 2023) mengenai analisis geokimia hidrokarbon Cekungan Jawa Timur Utara, menunjukkan bahwa pada Formasi Tuban memiliki kandungan TOC yang *good – very good* sebesar (1-3,53 wt%). Selain itu pada penelitian (Fatahillah dkk., 2016) mengenai penentuan batuan induk pada Formasi Ngimbang menunjukkan bahwa pada Formasi Ngimbang memiliki kandungan TOC dengan tingkat buruk – cukup baik dengan tingkat kematangan *immature* hingga *post mature*.

Batuan induk (*source rock*) yang didalamnya terdapat kandungan hidrokarbon ditentukan oleh kuantitas material organik (*Total Organic Carbon*). Dimana semakin tinggi nilai *organic carbon* maka akan semakin baik batuan induk tersebut dalam menghasilkan hidrokarbon. TOC menjadi salah satu parameter penting dalam penilaian kualitas hidrokarbon serpih karena dianggap sebagai salah satu variabel kunci yang secara langsung mempengaruhi kualitas batuan, estimasi tempat hidrokarbon serpih, dan desain rekahan hidrolik. Selain itu, kondisi saat ini, ketersediaan data TOC serpih sebagai batuan induk sangat terbatas. Oleh karena itu diperlukan sebuah metode yang dapat memprediksi TOC batuan serpih sebagai batuan induk. Selanjutnya prediksi TOC akan divalidasi dengan data TOC yang berasal dari batuan inti sumur migas (Basyir dkk., 2020). Tekanan dan suhu yang tinggi didalam lapisan endapan sedimen mengubah akumulasi bahan organik (TOC) menjadi kerogen. Dimana kerogen yang terbentuk kemudian akan mengalami proses pematangan (*maturation*) yang melibatkan peningkatan suhu, tekanan dan waktu.

Analisis petrofisika secara kuantitatif terhadap kandungan TOC penting dilakukan untuk menentukan volume dari minyak dan gas yang menjadi parameter perhitungan estimasi cadangan migas dan untuk pemodelan persebarannya dengan data seismik. Adapun untuk membuat model pada data seismik perlu dilakukan inversi seismik yaitu inversi *Acoustic Impedance* (AI).

Persebaran *Total Organic Carbon* (TOC) penelitian ini menggunakan metode seismik inversi. Seismik inversi adalah teknik membuat sebuah model bawah

permukaan dengan menggunakan data seismik dan dikontrol dari data sumur (Sukmono, 2000). Inversi *Acoustic Impedance* (AI) merupakan salah satu metode seismik inversi *post-stack inversion*. Seismik inversi AI akan menghasilkan model geologi yang dapat mengetahui dan mengidentifikasi penyebaran lapisan target. Berdasarkan analisis *log* TOC pada data sumur dan dilakukan penyebaran TOC menggunakan metode seismik inversi akan menghasilkan area yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon dari daerah penelitian (Anggeraini, 2019). Penelitian ini bermaksud untuk mengetahui persebaran potensi *Total Organic Carbon* (TOC) pada beberapa sumur eksplorasi di Cekungan Jawa Timur Utara pada formasi *body shale* dengan didukung oleh analisis geokimia berupa identifikasi tipe kerogen dan tingkat kematangan batuan (*maturation*).

1.2 Tujuan Penelitian

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

1. Menentukan persebaran impedansi akustik pada *body shale* berdasarkan target marker Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang di Lapangan A Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Menentukan persebaran dan kualitas *Total Organic Carbon* (TOC) dengan inversi *Acoustic Impedance* (AI) pada *body shale* berdasarkan target marker Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang di Lapangan A Cekungan Jawa Timur Utara.
3. Mengidentifikasi tipe kerogen dan jenis hidrokarbon yang dihasilkan pada *body shale* berdasarkan target marker Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang di Lapangan A Cekungan Jawa Timur Utara.
4. Mengidentifikasi kematangan *body shale* berdasarkan target marker Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang di Lapangan A Cekungan Jawa Timur Utara.

1.3 Batasan Masalah

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

1. Data *log* yang digunakan yaitu 3 sumur (AL-1, AL-2 dan AL-3) yang berada pada formasi Cekungan Jawa Timur Utara dengan sumur AL-2 memiliki keterbatasan data pada *log* LLD pada kedalaman 24 – 1582 meter.
2. Analisa daerah target penelitian berfokus pada data marker yang dikomparasikan dengan parameter zona hidrokarbon nonkonvensional.
3. Metode yang digunakan dalam perhitungan dan penentuan klasifikasi nilai *Total Organic Carbon* (TOC) adalah metode $\Delta \log R$ Passey.
4. Data marker yang digunakan pada setiap formasi dibatasi oleh *Top Shale* dan *Bottom Shale* untuk setiap formasi dalam penelitian ini.
5. Penentuan batas marker hanya dilakukan dengan *picking horizon*.

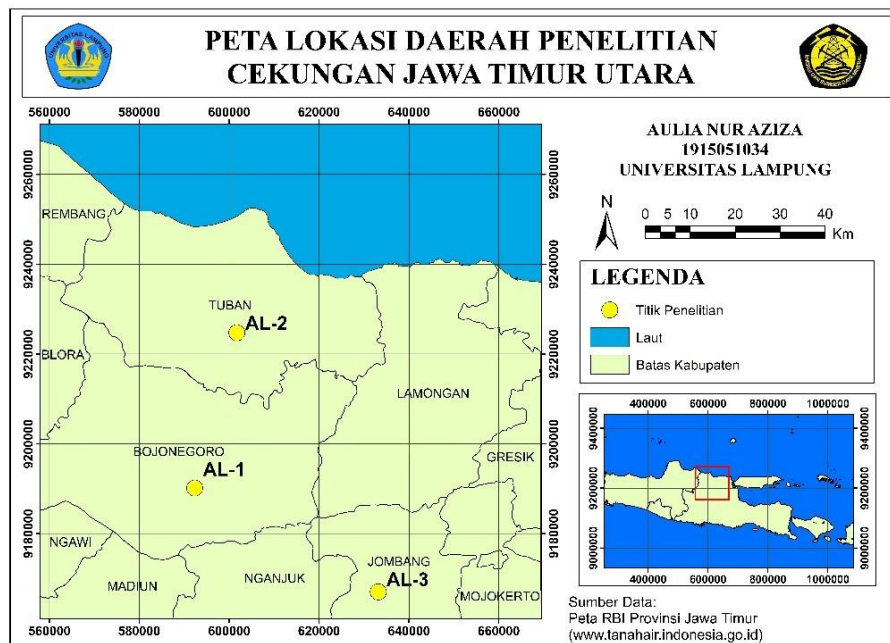
1.4 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dalam penelitian tugas akhir ini adalah dapat dijadikan sebagai acuan dalam penentuan zona prospek hidrokarbon nonkonvensional yang dapat dilanjutkan pada tahap pengeboran lapangan di Cekungan Jawa Timur Utara.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

Lokasi daerah penelitian yang digunakan pada penelitian ini terletak di area Cekungan Jawa Timur Utara yang merupakan salah satu dari cekungan-cekungan lepas pantai di Indonesia. Cekungan ini meliputi daerah sekitar 190.300 km² yang terdapat di ujung Tenggara Paparan Sunda, dimana secara geografi terletak pada koordinat 110⁰ – 118⁰ BT dan 4⁰ – 8⁰ LS. Penelitian ini terdapat 3 sumur pengeboran yang termasuk dalam wilayah *onshore*.

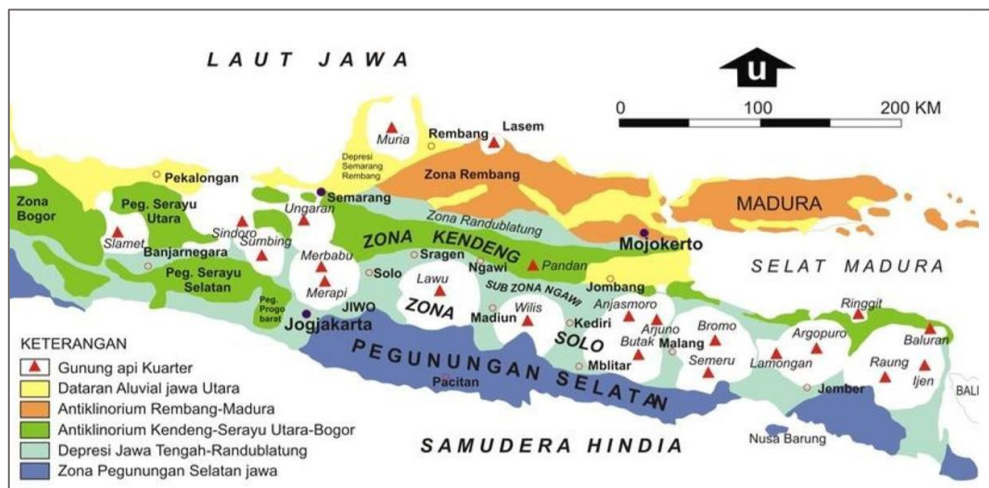


Gambar 2. Peta lokasi daerah penelitian

2.2 Geologi Regional

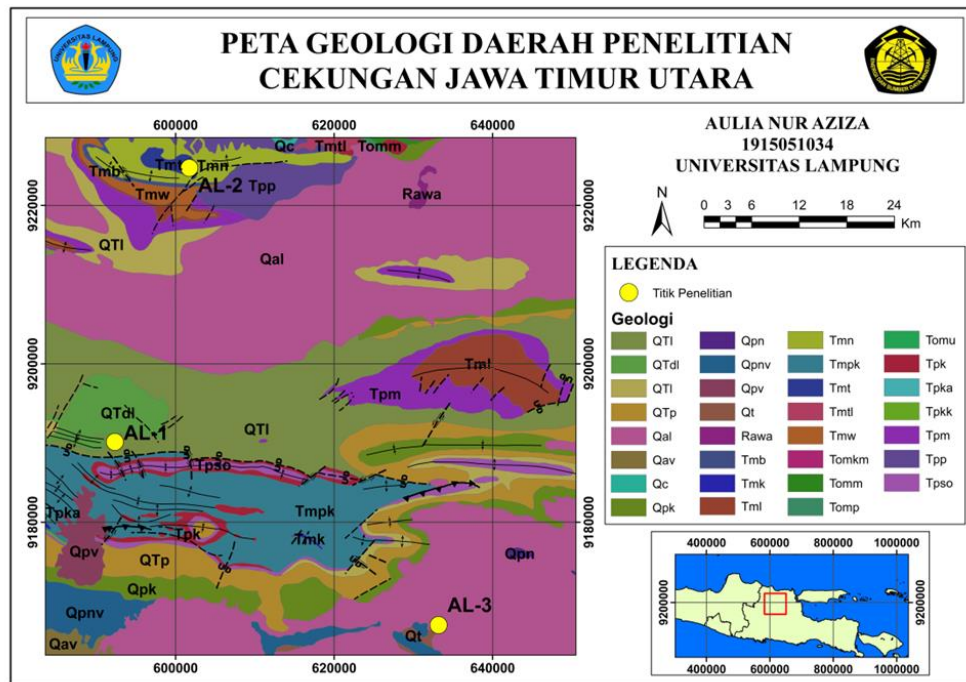
Cekungan Jawa Timur secara geologi terbentuk karena proses pengangkatan dan ketidakselarasan proses penurunan muka air laut dan pergeseran dari

lempeng tektonik. Pembentukan cekungan ini ditandai dengan terbentuknya *half graben* pada tahap awal yang dipengaruhi oleh adanya struktur yang terbentuk sebelumnya dan tatanan tektonik yang paling muda dipengaruhi oleh pergerakan Lempeng Australia dengan Sunda dan juga secara regional perbedaan bentuk struktural berubah sejalan dengan bertambahnya waktu. Cekungan Jawa Timur Utara merupakan Cekungan Tersier di Indonesia bagian Barat hasil dari interaksi ketiga lempeng yang menghasilkan minyak dan gas bumi, namun saat ini perkembangan cekungan Jawa Timur Utara masih menjadi perdebatan (Sribudiyani dkk., 2003).



Gambar 3. Peta penampang fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara (Bemmelen, 1949)

Pada dasarnya Cekungan Jawa Timur Utara di sebelah barat dibatasi oleh keberadaan Busur Karimunjawa dimana memisahkannya dengan Cekungan Jawa Barat Utara, kemudian di sebelah selatan dibatasi oleh Cekungan Lombok dan sebelah utara dibatasi oleh keberadaan Tinggian Paternoster, posisi ini memisahkannya dengan Selat Makasar. Selain itu dilihat dari posisinya Cekungan Jawa Timur Utara dapat dikelompokkan sebagai cekungan belakang busur dan berada pada batas tenggara dari Lempeng Eurasia. Adapun zona cekungan meliputi Pantai Utara Jawa yang membentang dari Tuban ke arah timur melalui Lamongan, Gresik, dan hampir keseluruhan Pulau Madura. (Mujiono dan Pireno, 2002).



Gambar 4. Peta geologi daerah penelitian

Berdasarkan peta geologi regional daerah penelitian menunjukkan daerah penelitian tersusun atas beberapa formasi dan susunan litologi yang beragam. QTI menunjukkan Formasi Lidah dengan litologi batulempung, setempat bersisipan batupasir dan batugamping. QTdl menunjukkan Anggota Dander, Formasi Lidah dengan litologi batugamping, terumbu dan batugampingan. QTp menunjukkan Formasi Puncangan dengan litologi breksi dan batupasir tufan. Qal menunjukkan Aluvium dengan litologi lempung, pasir, kerikil dan krakal. Qav menunjukkan litologi Morfoset Agrokalangan dengan litologi breksi gunungapi, konglomerat dan tuf breksi gunung api. Qc menunjukkan Koluvium yang merupakan bahan-bahan yang berasal dari rombakan Formasi Tuban dan Formasi Paciran, Qpn dan Qpnv menunjukkan Formasi Notopuro yang terdiri dari litologi tuf, batupasir dan konglomerat. Tmb menunjukkan Formasi Bulu dengan litologi batugamping pasiran dengan sisipan batunapal pasiran. Tmk menunjukkan Formasi Kerek dengan perselingan batupasir, batugamping dan batulempung, setempat bersisipan napal. Tml menunjukkan Formasi Ledok dengan litologi napal pasiran bersisipan batulempung, batupasir dan batu gamping. Tmn menunjukkan Formasi Ngrayong dengan

litologi batulempung dengan kerat gipsum dan batugamping. Tmpk menunjukkan Formasi Kalibeng dengan formasi batuan napal bersisipan batupasir gampingan. Tmt menunjukkan formasi tuban dengan litologi batulanau, kealbu, hijau dan kelabu kekuningan dengan selingan batugamping pasiran lempungan, setempat mengandung kongresi dan batulempung gampingan besian, ketebalan diperkirakan 600m. Tmw menunjukkan Formasi Wonocolo dengan litologi napal pasiran berselingan dengan batugamping pasiran. Tomkm menunjukkan anggota napal, Formasi Kujung dengan litologi napal, kelabu kehijauan dengan selingan batugamping dan batupasir.

Tomm menunjukkan Formasi Mandalika dengan litologi andesit, desit dan breksi gunung api terpropilitkan, terkersikkan dan terkaolinkan lensa-lensa batugamping kristlain kelabu tua. Tomp menunjukkan batugamping Prupuh Anggota Formasi Kujung dengan perselingan napal dan batulempung. Tpk menunjukkan Formasi Klitik dengan litologi batugamping klastika bersisipan napal dan batulempung. Tpka menunjukkan Anggota Atasangin Formasi Kalibeng dengan litologi batupasir tufan dan breksi, bersisipan napal, batulempung dan lanau. Tpm menunjukkan Formasi Mundu dengan litologi batunapal, batulempung dan batugaming napalan. Tpp menunjukkan Formasi Paciran dengan litologi batugamping pejal dan batugamping dolomitan. Tpsa menunjukkan Formasi Sonde dengan litologi perselingan batulempung dan batupasir tufan serta besisipan batugamping.

2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

Perkembangan tektonik yang berkembang di Cekungan Jawa Timur tidak terlepas dari aktivitas tektonik yaitu pergerakan Lempeng Samudera IndoAustralia ke arah utara, Lempeng Samudera Filipina dan Pasifik bergerak ke arah barat, dan Lempeng Eurasia yang relatif stabil. Adapun aktivitas tektonik utama yang terjadi pada umur Plio Pleistosen, hal ini menyebabkan terjadinya pengangkatan daerah regional Cekungan Jawa Timur dan menghasilkan bentuk morfologi seperti yang dapat dilihat sekarang ini. Struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya berupa sesar naik,

sesar turun, sesar geser, dan perlipatan yang mengarah Barat–Timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Utara–Selatan.

Adapun terdapat tiga tahap orogenesis yang berpengaruh di Cekungan Jawa Timur Utara yaitu sebagai berikut:

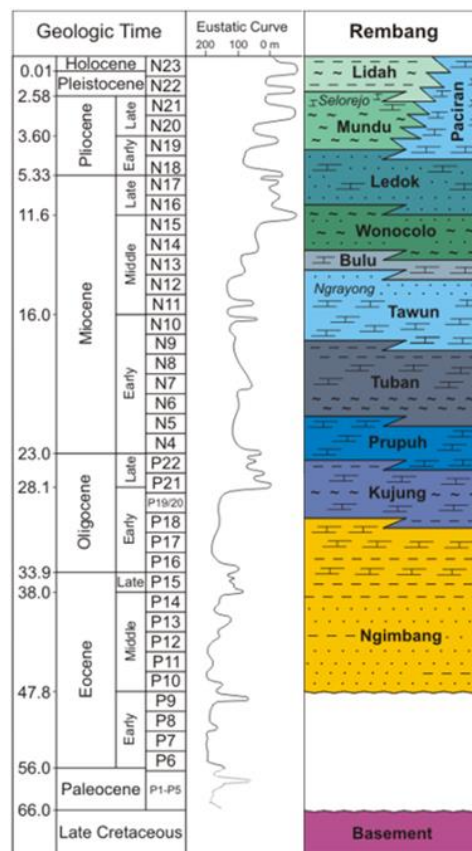
1. Kapur Atas-Eosen Tengah yaitu dimana pada kapur akhir terjadi peristiwa deformasi kompresi yang mengikuti tumbukan lempengan Laut Jawa bagian timur dengan Paparan Sunda. Selain itu, pada Eosen terjadi *rifting* yang mana diikuti oleh aktifnya kembali sesar naik pra-Eosen dan pembentukan sesar normal.
2. Miosen Tengah yaitu dimana orogenesis ditandai oleh peristiwa regresi dan hiatus di daerah Cepu yang dicirikan oleh perubahan fasies dan transgresi zona sesar RMKS (Rembang-Madura-Kangean-Sakal) yang merupakan *wrenching left lateral*.
3. Pliosen-Plistosen yaitu dimana pada Pliosen akhir terbentuk lipatan hingga pada Plistosen akhir dan juga aktivitas vulkanik busur Sunda-Jawa dimulai pada Pliosen akhir hingga saat ini.

Cekungan Jawa Timur Utara pada dasarnya dibentuk oleh beberapa elemen struktur utama dari selatan ke utara, yaitu:

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

2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Menurut Pringgopawiro (1983), stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan data bawah permukaan dari eksplorasi hidrokarbon di kawasan tersebut, satuan stratigrafi yang tertua di atas batuan dasar adalah Formasi Ngimbang, namun formasi ini tidak tersingkap di permukaan. Adapun area penelitian berada di Zona Rembang yang tersusun dari beberapa formasi. Berikut penjabaran tiap formasi menurut Pringgopawiro (1983):



Gambar 5. Kolom stratigrafi zona rembang Cekungan Jawa Timur Utara (modifikasi Husein, 2015)

2.4.1 Basement

Batuan dasar di Cekungan Jawa Timur tersusun atas serangkaian *mélange* dari batuan-batuan meta-sedimen yang secara lokal terpatahkan angkat (*accretionary wedge* dari kerak *intermediet*) yang dipisahkan oleh tinggian mikrokontinen berarah Barat Daya – Timur Laut. Selama Cretaceous, mikrokontinen granitik dan sedimen-sedimen *wedge*

terakresikan ke batas Tenggara dari Craton Sunda. Kemudian akan menjadi zona-zona lemah yang menjadi lokasi dari proses *subsidence* dan *wrenching* selama fase *rifting* Paleogen.

2.4.2 Formasi Ngimbang

Formasi Ngimbang adalah formasi yang terbagi menjadi dua bagian, yaitu bagian bawah sedimen Paleosen “Pre-Ngimbang” dan di bagian atas sedimen Eosen “Ngimbang”. Formasi Pre-Ngimbang telah dikenali di bagian Timur dari Cekungan Jawa Timur yang terdiri dari batupasir, batulanau, dan serpih yang secara tidak selaras ditindih oleh Ngimbang berumur Eosen Akhir. Sedimen-sedimen “Ngimbang” di seluruh area cekungan ini didokumentasikan sebagai endapan-endapan alluvial/fluvial, lakustrin, deltaik, dan transisi. Formasi Ngimbang ini diprediksi berumur Eosen Tengah hingga Akhir.

2.4.3 Formasi Kujung

Formasi Kujung adalah stratigrafi tertua yang tersingkap di permukaan. Formasi ini menunjukkan sebuah pengendapan selama periode permukaan laut tinggi pada lingkungan paparan dangkal yang stabil. Formasi Kujung adalah formasi berumur Oligosen Awal hingga Oligosen Akhir utamanya terdiri dari perlapisan batugamping, serpih, dan batupasir, serta sedimen konglomeratan dengan sisipan batubara.

2.4.4 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. Formasi Prupuh selaras terhadap Formasi Kujung di bawahnya dan terhadap Formasi Tuban yang ada di atasnya.

2.4.5 Formasi Tuban

Formasi Tuban adalah formasi berumur Miosen Awal, terdiri atas perlapisan batulempung yang bersifat monoton dengan beberapa sisipan batugamping. Lingkungan pengendapan diduga terjadi pada lingkungan

laut dalam. Formasi ini secara umum tersusun oleh klastika karbonat dalam bentuk *packstone-wackestone*, yang mengandung fosil foraminifera besar disertai dengan fragmen koral dan algae.

2.4.6 Formasi Tawun

Formasi Tawun adalah formasi yang diperkirakan berumur Miosen Awal hingga Tengah. Formasi ini tersusun oleh beberapa perselingan antara batulempung pasiran dengan batupasir dan batugamping yang kaya akan foraminifera golongan orbitoid. Dengan 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.

2.4.7 Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong adalah formasi yang berada di antara Formasi Tawun dan Formasi Bulu dan diperkirakan berumur Miosen Tengah. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batugamping dan batulempung sedangkan bagian atas terdiri dari batupasir dengan sisipan batugamping. Batupasir pada formasi ini merupakan reservoir utama pada lapangan-lapangan minyak di daerah Cepu dan sekitarnya. Ketebalan rata-rata mencapai 300 m tetapi menipis ke arah selatan dan juga ke arah timur, hal ini terjadi akibat perubahan fasies menjadi batulempung.

2.4.8 Formasi Bulu

Formasi Bulu adalah formasi yang diperkirakan berusia Miosen Tengah, terletak di atas batupasir Ngrayong mempunyai penyebaran yang luas di Antiklinorium Rembang Utara., 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.

2.4.9 Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo adalah formasi yang didominasi oleh napal dan batulempung tak berlapis. Bagian bawahnya didominasi dengan batugamping pasiran dan batupasir gampingan, yang secara umum menunjukkan gejala pengendapan transgresif. Formasi ini mencapai ketebalan kurang lebih 500 meter, dan menunjukkan kecenderungan peningkatan ketebalan ke arah selatan. Pengendapannya terjadi pada Miosen Tengah – Akhir.

2.4.10 Formasi Ledok

Formasi Ledok adalah formasi yang berumur Miosen Tengah hingga Pliosen Awal. Penyusun utama formasi ini terdiri atas perselingan antara batupasir berlempeng-lempeng dan beberapa sisipan napal. Batupasirnya memiliki warna kehijauan hingga kecoklatan dan berbutir halus hingga sedang dengan komposisi mineral terdiri dari kuarsa, fragmen kalsit serta glaukonit. Ketebalan Formasi Ledok diperkirakan mencapai 230 m. Ke arah utara, formasi ini memiliki kecenderungan berangsur-angsur berubah menjadi Formasi Paciran.

2.4.11 Formasi Mundu

Formasi Mundu adalah formasi yang berusia Pliosen Tengah. Formasi ini tersusun oleh napal masif berwarna abu-abu muda hingga putih kekuning-kuningan. Pada bagian atas dari formasi ini secara berangsur berubah menjadi batugamping pasiran. Ketebalan dari formasi Mundu diperkirakan cenderung bertambah ke arah selatan hingga mencapai 700 meter.

2.4.12 Formasi Selorejo

Formasi Selorejo adalah formasi yang tersusun oleh perselingan antara batugamping napalan hingga batugamping pasiran dianggap sebagai Anggota Formasi Mundu tersingkap bagus di Sungai Gadu. Ketebalan satuan ini mencapai 100 m. Formasi Selorejo dianggap sebagai anggota dari Formasi Mundu yang mana umur dari formasi ini diperkirakan Pliosen Tengah-Akhir.

2.4.13 Formasi Lidah

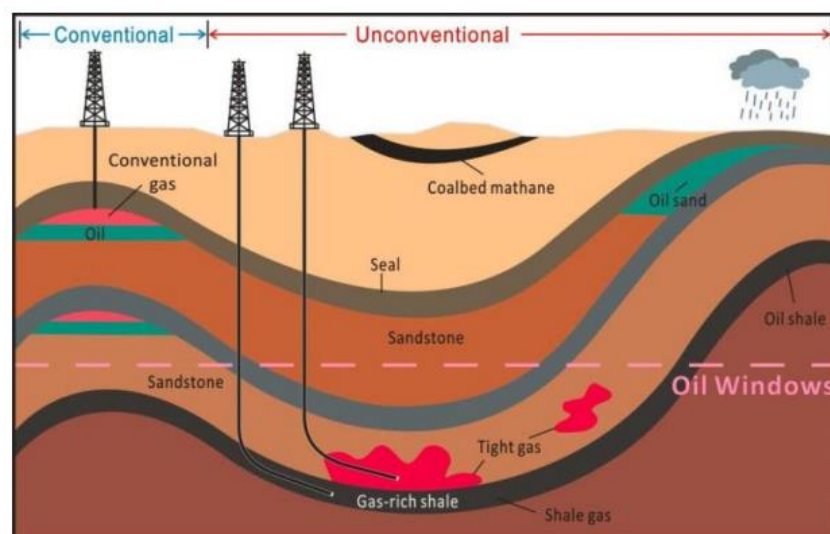
Formasi lidah adalah formasi yang tersusun oleh batulempung yang berwarna kebiruan dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir tersusun *stratotype* oleh batulempung hitam dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir dan lensa-lensa fossiliferous *grainstone/rudstone* (coquina). Formasi ini berumur Plio-Plistosen.

2.4.14 Formasi Paciran

Formasi Paciran adalah formasi yang tersusun oleh batugamping masif umumnya merupakan batugamping terumbu tersebar di utara Zona Rembang dari wilayah Tuban, Lamongan dan Gresik umur Pliosen Awal hingga Plistosen. Diketahui bahwa beberapa tempat batuan ini telah terbentuk pada umur yang lebih tua, semasa dengan pembentukan Formasi Ledok dan Wonocolo di bagian utara, serta semasa dengan Formasi Mundu dan Lidah di Selatan.

2.5 Sistem Minyak Bumi Konvensional

Sistem minyak bumi (*petroleum system*) adalah suatu sistem yang terdiri dari unsur dan proses yang saling berkesinambungan dan memungkinkan hidrokarbon terbentuk, bermigrasi dan terperangkap di bawah permukaan untuk kemudian diproduksi.



Gambar 6. Skema sistem minyak bumi konvensional dan nonkonvensional ((Zendeboudi & Bahadori, 2017)

Cekungan Jawa Timur merupakan penghasil hidrokarbon (Bintarto, 2020). Sistem minyak bumi (*petroleum system*) konvensional Cekungan Jawa Timur terdiri dari komponen penting, yaitu:

2.5.1 Batuan Induk

Batuan induk adalah batuan sedimen berbutir halus yang banyak mengandung bahan-bahan atau material organik sisa-sisa hewan dan tumbuhan yang mengalami pematangan sehingga terbentuk minyak dan gas bumi. Cekungan Jawa Timur Utara memiliki indikasi batuan induk baik dari batuan klastik maupun karbonat, yang berasal dari batuan dengan umur Miosen Awal – Pliosen. Endapan Eosen-Miosen Tengah seperti Formasi Ngimbang, Kujung, dan Tuban merupakan batuan induk yang efektif, sedangkan endapan Miosen Tengah-Pleistosen seperti Formasi Wonocolo, Mundu, dan Lidah merupakan batuan induk yang belum matang.

2.5.2 Batuan Reservoir

Yaitu semua batuan yang bersifat *porous* (berpori-pori) dan *permeable* (dapat meloloskan fluida) sehingga dapat menampung minyak dan gas bumi yang dihasilkan oleh batuan induk. Pada prinsipnya, Cekungan Jawa Timur Utara memiliki dua batuan reservoir hidrokarbon, yaitu karbonat dan klastik/batupasir. Hampir semua batuan formasi yang terendapkan di Cekungan Jawa Timur Utara berpotensi sebagai batuan reservoir hidrokarbon.

2.5.3 Migrasi

Migrasi merupakan jalur tempat Bergeraknya minyak dan gas bumi dari batuan induk ke sebuah perangkap atau reservoir. Jalur migrasi dapat berupa rekahan, pori-pori maupun bidang antar lapisan batuan. Jenis migrasi ada 2, yaitu migrasi primer dan migrasi sekunder. Migrasi primer adalah hidrokarbon yang berpindah dari batuan induk keluar ke *carrier bed* atau lapisan pembawa. Sedangkan, migrasi sekunder adalah hidrokarbon yang

berpindah dari *carrier bed* atau lapisan pembawa ke reservoir menuju tempat akumulasi.

2.5.4 Perangkap (*Trap*)

Yaitu suatu bentukan geometri yang dapat memerangkap minyak dan gas bumi sehingga terakumulasi di dalam reservoir. Pada Cekungan Jawa Timur Utara *trap* yang terbentuk lebih dominan jenis stratigrafi seperti *pinch out* dan *build up* pada karbonat. Sedangkan, perangkap (*trap*) struktural yang terbentuk dapat berupa antiklin akibat sesar inversi.

2.5.5 Batuan tudung (*Seal rock*)

Yaitu batuan sedimen yang bersifat *impermeable* atau kedap fluida sehingga minyak dan gas bumi yang ada di dalam reservoir tidak dapat keluar lagi. Pada Cekungan Jawa Timur Utara batuan tudung utamanya merupakan fasies serpih tebal dari Formasi Tuban, yang terekam oleh peristiwa regional yang terjadi di seluruh Jawa Timur Utara menjelang akhir Miosen Awal. Oleh karena itu, serpih Tuban menyediakan *seal* dari atas reservoir Kujung atau Prupuh, Rancak dan Ngrayong di bawahnya. Serpih tersebut umumnya menutupi terumbu kujung atau prupuh dan secara efektif menutup hidrokarbon yang terperangkap di bawahnya. Serpih Kujung intraformasional dan batugamping padat yang berfungsi sebagai *seal* atas yang baik untuk reservoir Ngimbang dan Kujung memberikan *seal* atas tambahan.

2.6 Sistem Minyak Bumi Nonkonvensional

Minyak dan gas bumi nonkonvensional merupakan minyak dan gas bumi yang terbentuk dan terkekang pada batuan reservoir berbutir halus dan memiliki permeabilitas yang rendah umumnya berupa *shale* di dalam zona kematangan yang diproduksi melalui pengeboran dengan teknik stimulasi *hydraulic fracturing*. Hidrokarbon nonkonvensional mampu menghasilkan sumber daya berupa *shale oil* (minyak shale) atau *tight oil*, *shale gas* (gas shale) atau *tight gas*, serta CMG (*Coalbed Methane Gas*) atau gas yang dihasilkan dari lapisan batubara (Zendehboudi & Bahadori, 2017a dan

2017b). Jenis hidrokarbon ini terakumulasi di reservoir yang mempunyai kualitas yang sangat buruk karena umumnya berupa *shale* atau di sekitarnya yang memiliki pori yang tidak saling berhubungan, atau dengan kata lain porositas efektifnya di bawah 10% (Katz dkk., 2021). Hidrokarbon nonkonvensional diproduksi di *shale*, batulanau, batupasir, atau karbonat yang memiliki permeabilitas sangat-sangat rendah. Sistem petroleum nonkonvensional sangat unik karena seluruh sistem terkandung langsung di dalam batuan induk yang kaya material organik (Katz dkk., 2021).

Sistem minyak bumi nonkonvensional terbagi menjadi menjadi tiga jenis berdasarkan hubungan antara *source rock* dan reservoirnya, yaitu:

1. Model masif yaitu apabila hidrokarbon secara masif tertahan di batuan induk dan hanya bermigrasi sebagai hasil dari “tetesan” pinggiran batuan induk.
2. Model *sandwich* yaitu apabila reservoir berada di antara dua *source rock* yang berkembang secara baik
3. Model tumpang tindih yaitu apabila reservoir dan *source rock* tipis saling tumpang tindih sehingga memungkinkan proses migrasi berjalan lebih mudah.

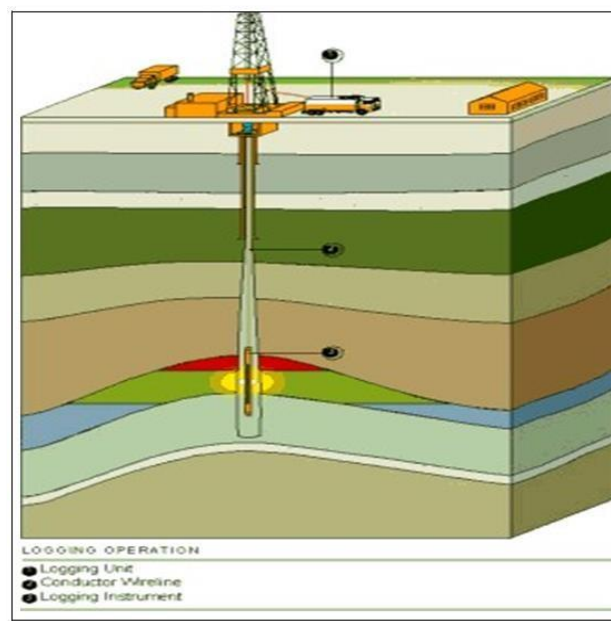
III. TEORI DASAR

3.1 *Well Logging*

Well logging merupakan sebuah metode penelitian yang mempelajari karakter fisik batuan suatu formasi dari pengamatan dan perhitungan parameter fisik batuan dari suatu pemboran. Parameter fisik yang dimaksud berupa sifat porositas, resistivitas, temperatur, densitas, permeabilitas dan kemampuan cepat rambat yang direkam oleh gelombang elektron dalam bentuk kurva (Harsono, 1997). *Well Logging* adalah suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Pratama, 2013). Metode *well logging* menghasilkan tingkat akurasi data yang relatif tinggi dibandingkan dengan metode lain, sehingga metode ini masih menjadi pilihan utama perusahaan dalam melakukan eksplorasi meskipun memerlukan biaya yang relatif mahal (Khasanah, 2019).

Logging adalah sebuah metode yang dilakukan untuk memperoleh data rekaman sumur pemboran yang lebih detail yang digambarkan dalam bentuk kurva-kurva dari nilai parameter petrofisika. Untuk dapat melakukan interpretasi *log* dengan baik maka harus dipahami sifat-sifat kurva dari setiap jenis *log* serta kondisi-kondisi yang berpengaruh terhadap bentuk kurva yang bersangkutan, sehingga kesimpulan yang dihasilkan diharapkan lebih akurat dan tidak jauh dari kondisi sebenarnya. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran nilai dari resistivitas dan kejenuhan fluida. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan *log* ini yaitu untuk menentukan suatu

zona dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir. Pada pelaksanaan *wireline logging* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut sonde ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Selain itu, pencatatan dilakukan dengan menarik sonde tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini harus dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Adapun kegiatan *logging* diilustrasikan pada **Gambar 7**. Adapun hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva *log* vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya. Tampilan data dari hasil metode tersebut adalah dalam bentuk *log* yaitu grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono,1997).



Gambar 7. Operasi kegiatan logging (Mastoadji, 2007)

Dengan menggunakan metode *well logging* akan didapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan kejenuhan hidrokarbon untuk evaluasi formasi dan identifikasi litologi bawah permukaan. Metode ini merupakan suatu metode yang dapat memberikan

data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif adanya hidrokarbon. Adapun dari interpretasi kualitatif diperoleh identifikasi tipe batuan, pendeteksian adanya hidrokarbon, pendeteksian adanya keberadaan lapisan permeabel, dan penentuan batas reservoir. Sedangkan untuk interpretasi kuantitatif diperoleh harga porositas, saturasi fluida dan indeks permeabilitas. Dasar-dasar interpretasi *log* kuantitatif adalah pemahaman sifat-sifat petrofisika batuan, penentuan besaran petrofisika dari *log*, penggunaan *software* untuk interpretasi dan juga pemahaman kegunaan hasil interpretasi hasil *log* sumur (Dewanto, 2009).

3.2 Jenis-Jenis *Log*

3.2.1 *Log* Radioaktif

Log radioaktif adalah suatu *log* yang menyelidiki intensitas radioaktif mineral yang mengandung radioaktif tertentu. *Log* radioaktif juga dapat digunakan pada sumur yang di *casing* (*cased hole*) maupun yang tidak di *casing* (*open hole*). Adapun kelebihan dari *log* radioaktif ini dibandingkan dengan *log* listrik adalah tidak banyak dipengaruhi oleh keadaan lubang bor dan jenis lumpur. Dari tujuan pengukuran, *log* radioaktif dapat dibedakan menjadi: alat pengukur litologi seperti *log gamma ray*, alat pengukur porositas seperti *log* neutron dan *log* densitas (Kumalasari, 2018).

A. *Log Gamma Ray*

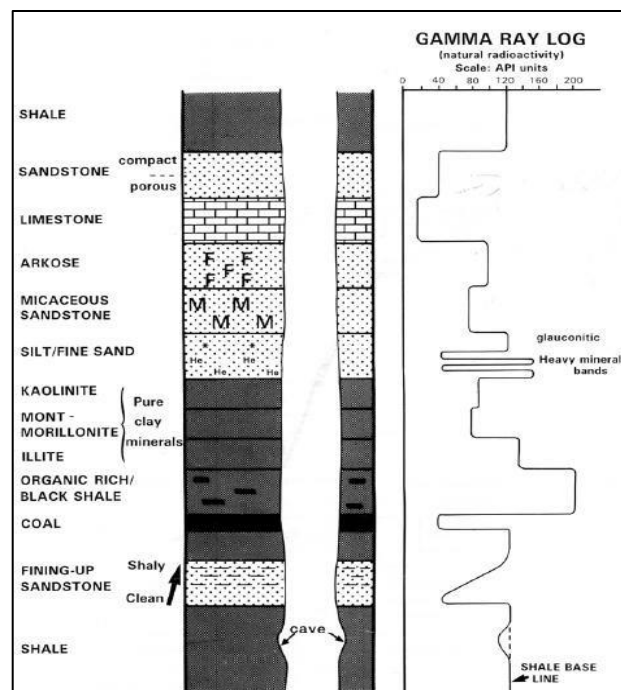
Prinsip dari *log gamma ray* adalah merekam tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena unsur Uranium, Thorium dan Potassium pada batuan. Fungsi dari *log gamma ray* ialah untuk membedakan lapisan *permeable* dan *impermeable* (Asquith dan Krygowsky, 2004 dalam Purba., dkk, 2018). Pada dasarnya sinar *gamma* sangat efektif dalam membedakan suatu lapisan permeabel dan yang tak permeabel karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam serpih yang tak permeabel, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat ataupun pasir secara umum adalah *permeabel*. Selain itu, lumpur bor itu mengandung sejumlah unsur potassium, karena zat *potassiumchlorida* ditambahkan ke dalam lumpur berguna untuk mencegah pembengkakan serpih. Selanjutnya radioaktivitas dari lumpur akan

mempengaruhi pembacaan *log gamma ray* yaitu berupa tingkatan latar belakang radiasi yang tinggi. Koreksi pengaruh unsur potasium lumpur ini biasanya hanya ada pada alat NGT.

Adapun ringkasan dari kegunaan *log gamma ray*, adalah sebagai berikut:

1. Evaluasi kandungan serpih.
2. Menentukan lapisan permeabel.
3. Evaluasi biji mineral yang radioaktif dan tidak radioaktif.
4. Korelasi *log* pada sumur yang berselubung.
5. Korelasi antar sumur (Harsono, 1997)

Untuk melewati suatu materi, *gamma ray* akan bertumbukan dengan atom-atom dari zat penyusun formasi. *Gamma ray* juga akan kehilangan energinya setiap kali mengalami tumbukan, setelah energinya hilang, *Gamma ray* diabsorpsi oleh atom formasi melalui suatu proses yang biasa disebut efek fotoelektrik (Ellis dan Singer, 2008). Adapun respon *log gamma ray* ditunjukkan pada **Gambar 8**.

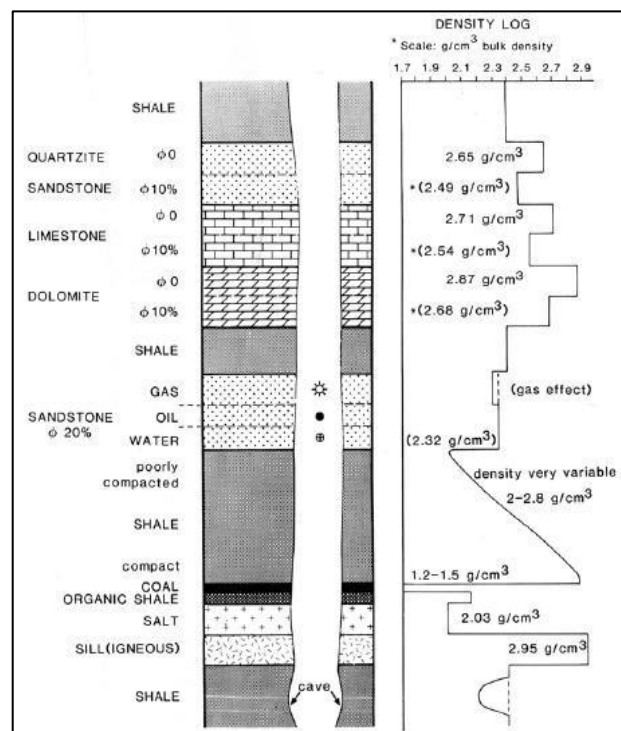


Gambar 8. Respon *log gamma ray* terhadap litologi (Rider, 2002)

B. Log Densitas

Log densitas adalah kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/ cm³. Adapun prinsip dasar dari *log* ini adalah menembakkan sinar gamma kedalam formasi, dimana sinar gamma ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar gamma yang hilang ini menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi (Rider, 2002).

Prinsip kerja dari *log* densitas yaitu suatu sumber radioaktif dari alat pengukur dipancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu menembus formasi/batuan. Batuan terbentuk dari butiran-butiran mineral, mineral tersusun dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar gamma membentur elektron-elektron dalam batuan. Dimana akibat benturan ini sinar gamma akan mengalami pengurangan energi (*loose energy*). Energi yang kembali setelah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya.



Gambar 9. Respon *log* densitas terhadap litologi (Rider, 2002)

Adapun **Gambar 9** merupakan gambaran respon *log* densitas terhadap jenis litologi batuan. Dimana makin lemahnya energi yang kembali menunjukkan makin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin banyak/padat butiran/mineral penyusun batuan persatuan volume.

Adapun besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari beberapa parameter:

1. Besarnya densitas matriks batuan.
2. Besarnya porositas batuan.
3. Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan

Tabel 1. Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan (Telford,1990)

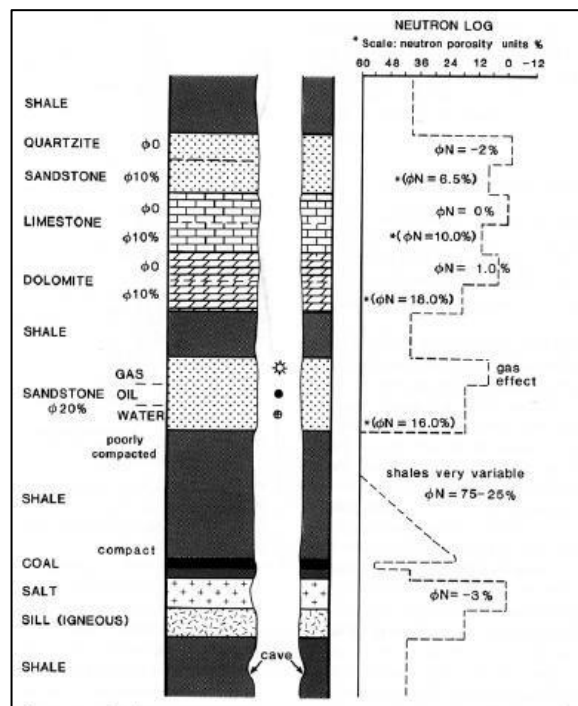
<i>Rock Type (Sediments)</i>	<i>Density Range (gr/cm³)</i>	<i>Density Average (gr/cm³)</i>
<i>Overburden</i>		1,92
<i>Soil</i>	1,2 – 2,4	1,92
<i>Clay</i>	1,63 – 2,6	2,21
<i>Gravel</i>	1,74 – 2,4	2
<i>Sand</i>	1,7 – 2,3	2
<i>Sandstone</i>	1,61 – 2,76	2,35
<i>Shale</i>	1,77 – 3,2	2,4
<i>Limestone</i>	1,93 – 2,90	2,55
<i>Dolomite</i>	2,26 – 2,90	2,7

C. *Log* Neutron

Log neutron prinsipnya mengukur jumlah ion H⁺ yang tertangkap oleh formasi karena besarnya porositas dianggap sama dengan jumlah ion hidrogen fluida yang mengisi pori batuan. Karena pada umumnya minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, neutron akan memberikan tanggapan porositas cairan dalam formasi bersih. Adapun prinsip dasar dari *log* neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Kandungan air juga akan memperbesar

harga porositas neutron. Apabila pori-pori didominasi oleh minyak dan air harga porositas neutron kecil. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai *log* neutron kecil mendekati batuan sangat kompak (2 – 6%), karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil daripada minyak dan air. Selain itu, batuan yang kompak dimana porositas mendekati nol akan menurunkan harga neutron.

Berdasarkan sifat-sifat defleksi kurva RHOB dan NPHI maka dapat memberikan keuntungan tersendiri pada lapisan – lapisan yang mengandung hidrokarbon. Pada lapisan hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (semakin kecil harga RHOB-nya), sedangkan pada *log* neutron, harga porositasnya akan cenderung makin ke kanan (semakin kecil harga NPHI-nya), dan juga pada lapisan *shale* kedua jenis kurva akan memperlihatkan gejala yang sebaliknya. Dimana pada lapisan hidrokarbon akan terjadi separasi antara kedua kurva, dimana separasi disebut positif, sebaliknya pada lapisan *shale* terjadi separasi negatif.



Gambar 10. Respon *log* neutron terhadap litologi (Rider, 2002)

3.2.2 Log Listrik

Prinsip dari *log* listrik yaitu pengukuran nilai sifat listrik tiap kedalaman lubang bor. Sifat-sifat batuan ini diukur dengan berbagai variasi konfigurasi elektroda yang diturunkan ke dalam lubang bor. Adapun untuk batuan yang pori-porinya terisi mineral-mineral air asin atau *clay*, maka akan menghantarkan listrik dan mempunyai resistivitas yang rendah dibandingkan dengan pori-pori yang terisi minyak, gas maupun air tawar. Oleh karena itu, pada lumpur pemboran yang banyak mengandung garam akan bersifat konduktif dan sebaliknya. Pada dasarnya *log* listrik dapat dibedakan menjadi dua jenis yaitu *spontaneous potensial log* (*SP log*) dan *resistivity log* (Kumalasari, 2018).

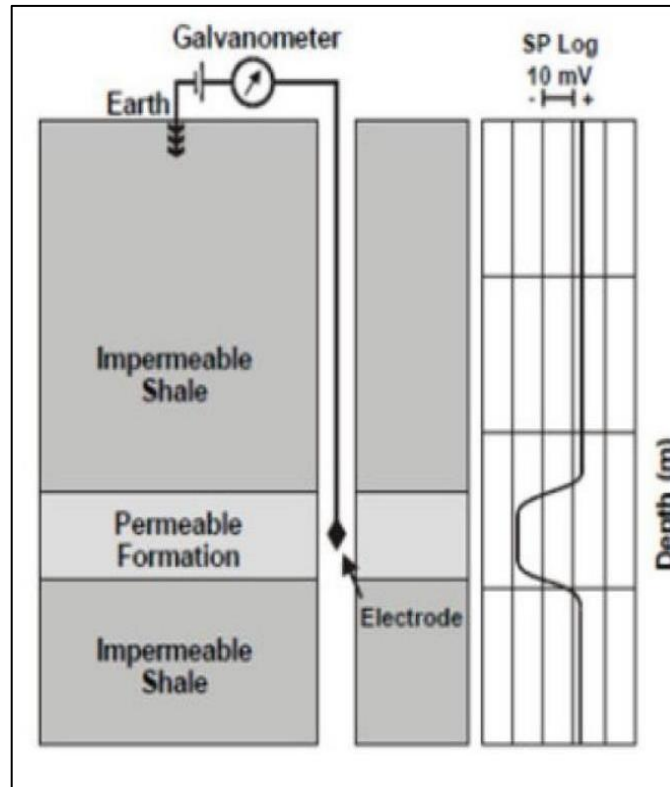
A. Log Spontaneous Potential (SP)

Log ini merekam perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik – turun. Sehingga *Log SP* digunakan untuk mengidentifikasi lapisan permeabel, mencari batas-batas lapisan permeabel dan menentukan nilai resistivitas air formasi (R_w).

Menurut Asquith (2004) kegunaan dari *log SP* ialah:

1. Mengidentifikasi lapisan permeabel
2. Mendeteksi batas lapisan permeabel
3. Menentukan resistivitas air formasi
4. Menentukan volume *shale* pada lapisan permeabel

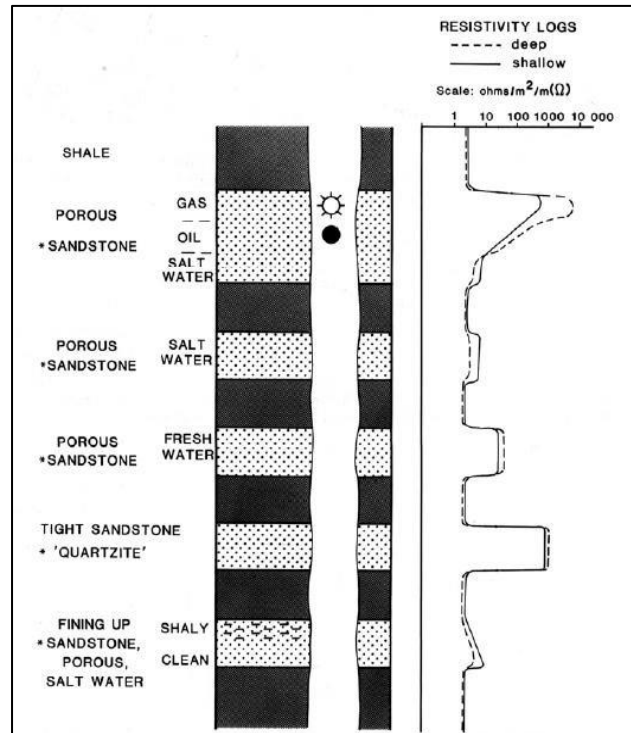
Pada *log SP*, apabila terdefleksi ke arah kiri merupakan zona permeabel seperti *sandstone* dan apabila tidak terdefleksi merupakan zona non permeabel seperti *shale* yang ditunjukkan pada **Gambar 11** sebagai berikut.



Gambar 11. *Log spontaneous potential* (Glover, 2007)

B. *Log Resistivitas*

Log resistivitas yaitu *log* mengukur kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut. Karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan dalam menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori. Nilai resistivitas rendah apabila batuan tersebut mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari 2 kelompok yaitu Laterolog dan Induksi. Pada umumnya dikenal sebagai *log R_t* adalah *LLd* (*Deep Laterelog Resistivity*), *LLs* (*Shallow Laterelog Resistivity*), *ILD* (*Deep Induction Resistivity*), *ILm* (*Medium Induction Resistivity*), dan *SFL* (Harsono, 1997). Adapun respon *log resistivitas* dapat ditunjukkan pada **Gambar 12**.



Gambar 12. Respon *log* resistivitas (Rider, 2002)

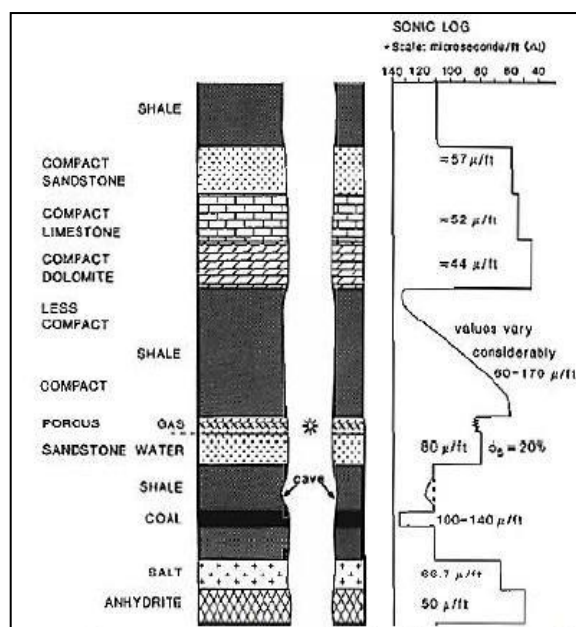
Adapun untuk besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm meter, biasanya dibuat dalam skala *logarithmic* dengan menggunakan rentang nilai antara 0,2 sampai dengan 2000 Ohm Meter. Metode resistivitas *logging* ini dapat dilakukan karena pada hakikatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu (Aprilia, 2018). Berikut adalah contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada **Tabel 2**.

Tabel 2. Nilai Resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004)

Material	Resistivitas (Ohm meter)
<i>Limestone</i>	$50-10^2$
<i>Sandstone</i>	$1-10^8$
<i>Shale</i>	$20 - 2 \times 10^3$
<i>Dolomite</i>	$100 - 10.000$
<i>Sand</i>	$1 - 1000$
<i>Clay</i>	$1 - 100$
<i>Sea Water</i>	0,2

3.2.3 Log Sonic

Log sonic adalah *log* yang mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Adapun secara kuantitatif, *log sonic* dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida. *Log sonic* juga termasuk kedalam golongan *log* porositas dimana, pada prinsipnya *log sonic* ini mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu, sehingga memerlukan pemancar dan penerima yang dipisahkan dalam jarak tertentu. **Gambar 13** menggambarkan respon *log sonic* di berbagai jenis litologi.

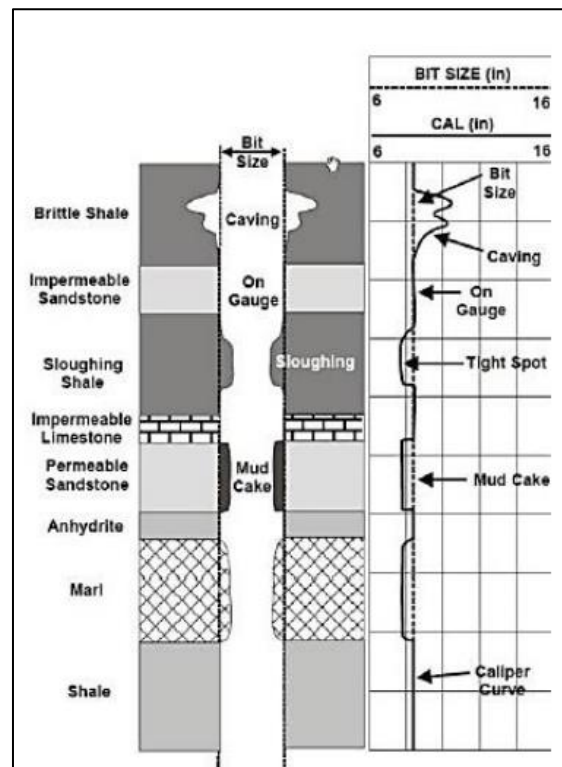


Gambar 13. Respon *log sonic* untuk berbagai litologi (Rider, 2002)

Dimana waktu yang dibutuhkan tersebut biasanya disebut “*Interval Transit Time*” (Δt). Dimana Δt berbanding terbalik dengan kecepatan suatu gelombang suara dan tergantung pada jenis litologi, porositas dan kandungan porinya. Selain untuk mencari porositas batuan dan identifikasi batuan, *log sonic* ini juga berguna sebagai informasi utama korelasi dan kalibrasi data *log* dengan seismik *log sonic* ini memiliki besaran $\mu\text{s}/\text{ft}$ atau $\mu\text{s}/\text{m}$ dengan skala berkisar 140 – 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (Zain, 2012).

3.2.4 Log Caliper

Log caliper berfungsi untuk mengukur ukuran vertikal dan bentuk lubang bor. Selain itu digunakan sebagai kontributor informasi untuk keadaan litologi. *Log caliper* dapat digunakan sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus. *Log* ini juga berfungsi sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus (batuan reservoir) dengan terbentuknya kerak lumpur yang berasosiasi dengan keberadaan *log gamma ray*, perhitungan tebal kerak lumpur, pengukuran volume lubang bor dan pengukuran besarnya volume semen yang dibutuhkan. Adapun respon *log caliper* ditunjukkan pada **Gambar 14**.



Gambar 14. Identifikasi litologi berdasarkan *log caliper* (Rider, 2002)

3.3 Total Organic Carbon (TOC)

Total Organic Carbon (TOC) adalah ukuran kekayaan organik yang menggambarkan jumlah kandungan bahan organik dalam batuan induk yang terdiri dari bitumen dan kerogen. TOC diwakili oleh persen berat bahan organik relatif terhadap berat total batuan (Peters dan Cassa, 1994). TOC

merupakan sebuah indikator penting untuk menunjukkan kualitas suatu hidrokarbon reservoir batuan induk, hal ini dikarenakan karbon hadir dalam setiap komponen organik dari sebuah batuan dalam bentuk kerogen, bitumen, maupun hidrokarbon (Steiner dkk., 2016). Menurut (Peters & Cassa, 1994) dalam penelitiannya, mengklasifikasikan tingkat kekayaan material organik suatu batuan berdasarkan kualitasnya ke dalam beberapa bagian ditunjukkan pada **Tabel 3** sebagai berikut.

Tabel 3. Klasifikasi kualitas TOC menurut Peters & Cassa (1994)

TOC (%)	Kualitas
< 0,5 %	Buruk
0,5% - 1%	Sedang
1% - 2%	Baik
2% - 4%	Sangat baik
< 4%	Sangat-sangat baik

Dalam melakukan perhitungan TOC metode Passey salah satu parameter penting yang harus diperhatikan adalah nilai LOM (*Level of Maturity*) yaitu nilai yang mewakili kematangan material organik. Dimana nilai LOM didapatkan berdasarkan korelasinya dengan nilai *vitrinite reflectance* (R_o).

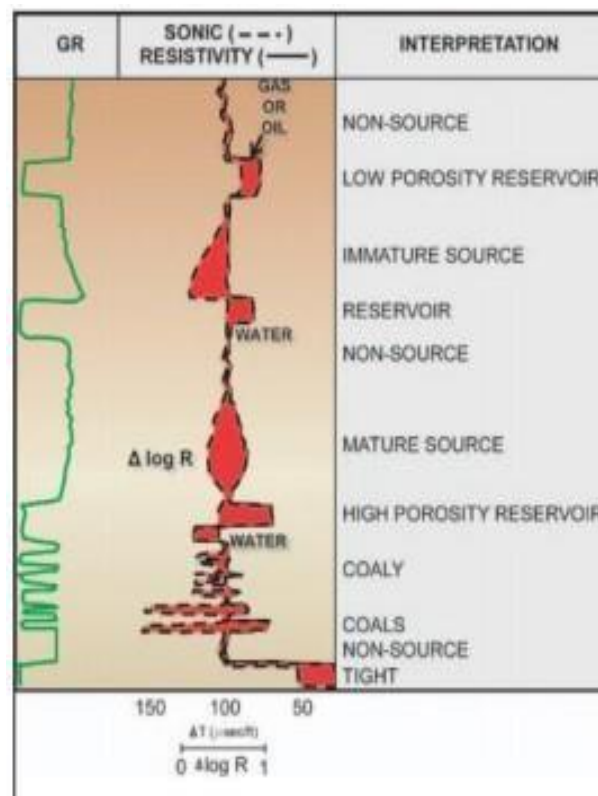
A. *Vitrinite Reflectance* (R_o)

Vitrinite reflectance adalah parameter yang menunjukkan tingkat kematangan dari material organik dengan menunjukkan apakah material organik telah meregenerasi hidrokarbon atau menjadi batuan *source rock* yang efektif. Dalam pengukuran *vitrinite reflectance* ini dilakukan di bawah mikroskop di laboratorium. Pengukuran diberikan dalam satuan reflektansi yaitu % R_o . Apabila dengan nilai tipikal berkisar dari 0% R_o hingga 3% R_o , dengan nilai untuk batuan sumber penghasil gas biasanya melebihi 1,5% (Hakim dkk., 2019).

B. *Level of Maturity* (LOM)

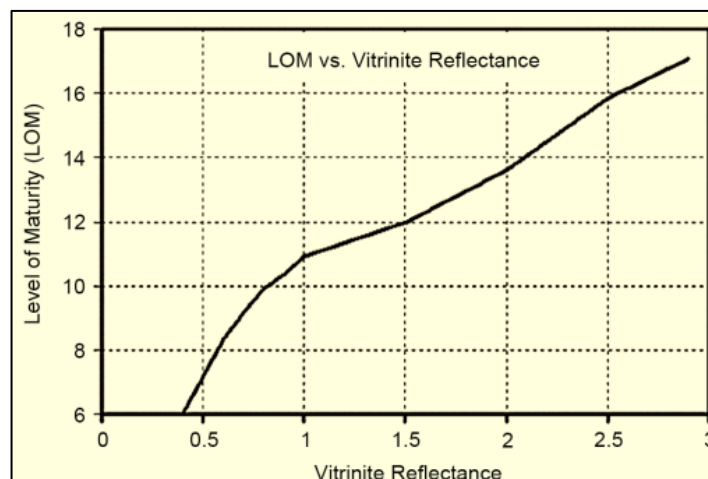
Maturasi hidrokarbon adalah suatu proses batuan induk menjadi mampu menghasilkan minyak atau gas ketika terkena tekanan dan suhu yang sesuai.

Ketika batuan induk mulai matang, maka akan menghasilkan hidrokarbon. Saat batuan induk hampir minyak matang, generasi minyak berat digantikan oleh minyak dan kondensat sedang dan ringan. Di atas suhu sekitar 100°C atau 212°F, hanya gas kering yang dihasilkan, dan metamorfisme baru akan segera terjadi. Perlu diketahui bahwa kematangan batuan induk mencerminkan tekanan dan suhu sekitar serta durasi kondisi yang menguntungkan untuk pembentukan hidrokarbon.



Gambar 15. Analisis kualitatif kematangan batuan (Passey dkk., 2010)

Nilai dari Level of Maturity (LOM) diperoleh berdasarkan hubungan dengan nilai *vitrite reflectance* maupun T_{max} (Passey dkk., 2010) yang ditunjukkan pada **Gambar 16** sebagai berikut:

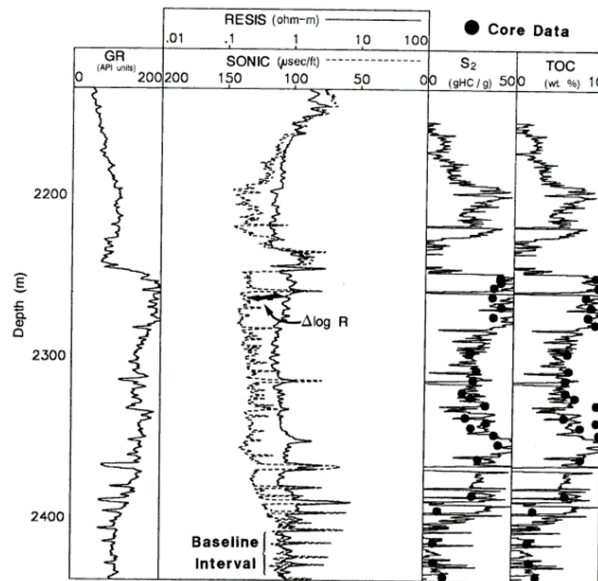


Gambar 16. Korelasi antara nilai *vitritine reflectance* (R_o) dengan LOM (Passey dkk., 2010)

Tabel 4. Rentang nilai kematangan hidrokarbon (Peters & Cassa, 1994)

<i>Maturation</i>	R_o (%)	T_{max} °C
<i>Immature</i>	0,2 – 0,6	< 435
<i>Mature</i>	0,6 – 1,35	435 - 470
<i>Post Mature</i>	> 1,35	> 470

Penentuan dan analisis parameter reservoir atau batuan induk dilakukan dengan dua metode yakni analisis *core* di laboratorium dan melakukan interpretasi *log* dari lapangan. Pengujian pirolisis digunakan untuk mengetahui kandungan organik (TOC), kematangan bahan organik, mendeteksi kandungan minyak atau gas yang dihasilkan dan juga digunakan untuk mengidentifikasi jenis beberapa material campuran (Mulyatno dkk., 2018). Perhitungan *log* TOC menggunakan metode Passey dkk. (1990) yaitu dengan melakukan *crossover* antara *log* resistivitas dan *log* sonik. Untuk batuan induk (*source rock*) dapat dikatakan matang, maka *log* sonik interval batuan tersebut harus berada di sebelah kiri *log* resistivitas.



Gambar 17. Tampilan overlay *log* sonik dan *log* resistivitas serta separasi $\Delta \log R$ dalam interval kaya organik (Passey dkk., 1990).

Perhitungan kualitas TOC metode Passey menggunakan parameter penting pada kurva *log* yang disebut dengan *baseline*. *Baseline* merupakan kondisi kurva *log* di mana *log* porositas (sonik) dan *log* resistivitas saling *overlay* atau berhimpitan. Adapun *baseline* menunjukkan kondisi di mana litologi merupakan *non source rock* yang berbutir halus – sangat halus. *Baseline* ini menunjukkan suatu keadaan “zero TOC” atau tidak adanya keberadaan dari TOC.

Setelah *baseline* diperoleh, interval dari area kaya material organik dapat dilihat dari adanya separasi antara kedua kurva *log* yang kemudian disebut sebagai $\Delta \log R$. Nilai $\Delta \log R$ berkorelasi linier dengan kualitas TOC sebagai sebuah fungsi kematangan dan dapat dikalkulasi dengan formula yang ditunjukkan pada persamaan 1 hingga 4 sebagai berikut:

- Metode $\Delta \log R$

$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{baseline}} + (0,02 \times \Delta t - \Delta t_{baseline}) \quad 1)$$

Sehingga TOC,

$$TOC = (\Delta \log R) \times 10^{(2,297 - (0,1668 \times LOM))} \quad 2)$$

Metode Passey memberikan variasi perhitungan dengan menggunakan kurva dari *log* densitas dan juga *log* neutron. Dengan formula sebagai berikut:

Log densitas:

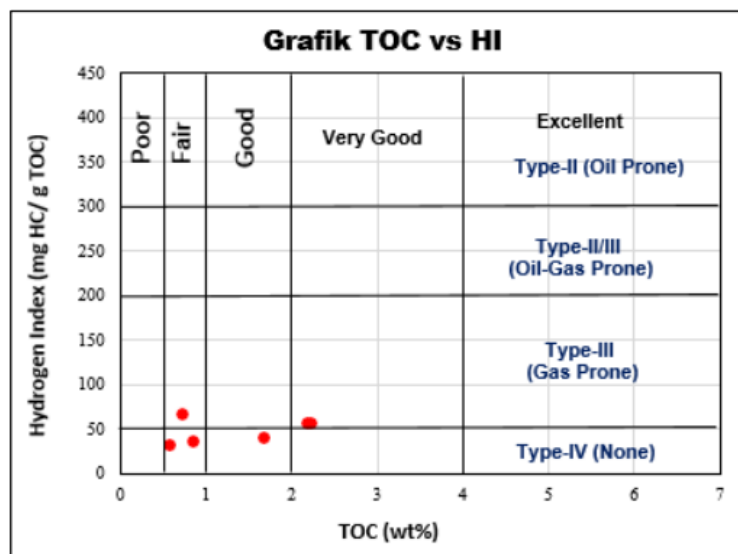
$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{baseline}} + (2,50 \times (\rho - \rho_{baseline})) \quad 3)$$

Log neutron:

$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{baseline}} + (4,0 \times (\phi N - \phi N_{baseline})) \quad 4)$$

Keterangan:

TOC	: <i>Total Organic Carbon</i> (wt%)
$\Delta \log R$: Separasi kurva <i>log</i> sonik dan <i>log</i> resistivitas
R	: Nilai resistivitas yang terukur alat <i>logging</i> (Ωm)
$R_{baseline}$: Nilai resistivitas pada <i>baseline</i> (Ωm)
Δt	: Nilai <i>transit time</i> pada <i>log</i> sonik ($\mu s/m$)
$\Delta t_{baseline}$: Nilai <i>transit time</i> pada <i>baseline</i> ($\mu s/m$)
0,02	: Berdasarkan rasio 50 $\mu sec/ft$ per 1 <i>resistivity cycle</i>
LOM	: <i>Level of Maturity</i>
ϕN	: Nilai <i>log</i> neutron pada <i>log</i> (<i>dec</i>)
$\phi N_{baseline}$: Nilai <i>log</i> neutron pada <i>baseline</i> (<i>dec</i>)
ρ	: Nilai densitas pada <i>log</i> (<i>g/cc</i>)
$\rho_{baseline}$: Nilai densitas pada <i>baseline</i> (<i>g/cc</i>)



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

3.4 Tipe Kerogen

Kerogen merupakan kualitas dari *carbon organic* yang terendapkan dalam batuan. Kerogen akan menentukan hidrokarbon yang akan dibentuk. Analisis jenis kerogen terutama didasarkan pada atom H/C dan O/C, seperti yang ditunjukkan dalam studi batuan sumber dengan diagram Van Krevelen. Mereka menyarankan bahwa hasil kandungan hidrogen tinggi yang ditunjukkan pada HI dan H/C dalam kerogen dapat dianggap sebagai potensi generatif minyak. Kerogen dapat dipengaruhi oleh pematangan dan produksi serta pelepasan produk dengan kandungan hidrogen yang tinggi. Ini mungkin habis di H terkait dengan C pada saat suhu tinggi. Sebagai akibat dari katagenesis, kerogen bisa berubah menjadi karbon murni yaitu grafit (Peters dan Cassa, 1994). Terdapat empat jenis kerogen yaitu :

A. Kerogen Tipe I (*Oil Prone*)

Kerogen tipe I memiliki perbandingan atom H/C tinggi ($\geq 1,5$) dan O/C rendah ($< 0,1$). Tipe kerogen ini sebagian berasal dari bahan organik yang kaya akan lipid (misal akumulasi material alga) khususnya senyawa alifatik rantai panjang. Kandungan hidrogen yang dimiliki oleh tipe kerogen I sangat tinggi, karena memiliki sedikit gugus lingkar atau struktur aromatik. Kandungan oksigennya jauh lebih rendah karena

terbentuk dari material lemak yang miskin oksigen. Kerogen tipe ini menunjukkan kecenderungan besar untuk menghasilkan hidrokarbon cair atau minyak. Kerogen tipe I berwarna gelap, suram, dan baik berstruktur laminasi maupun tidak berstruktur. Kerogen ini biasanya terbentuk oleh butiran yang relatif halus, kaya material organik, lumpur anoksik yang terendapkan dengan perlahan-lahan (tenang), sedikit oksigen, dan terbentuk pada lingkungan air yang dangkal, seperti lagoon dan danau.

B. Kerogen Tipe II (*Oil and Gas Prone*)

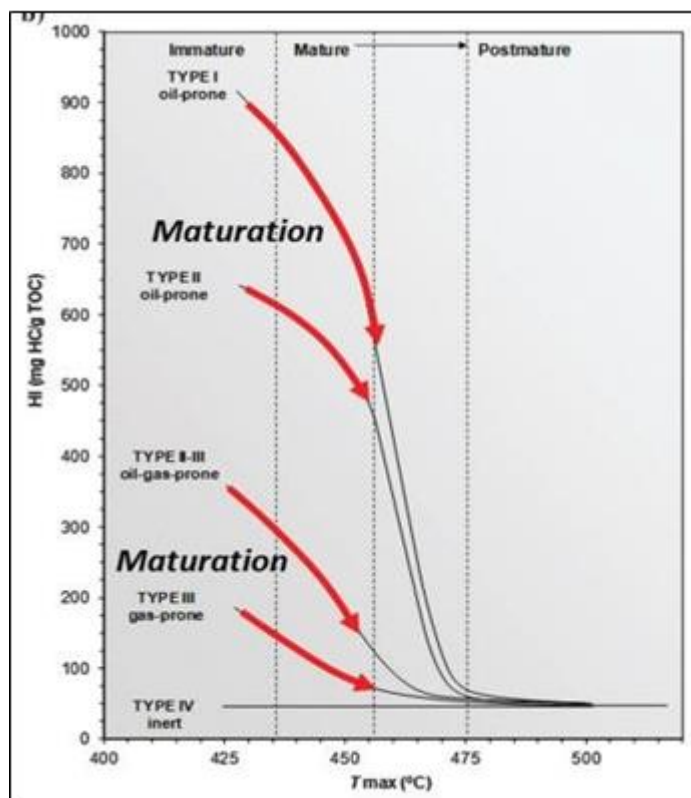
Kerogen tipe II memiliki perbandingan atom H/C relatif tinggi (1,2 – 1,5), sedangkan perbandingan atom O/C relatif rendah (0,1 – 0,2). Kerogen tipe ini dapat menghasilkan minyak dan gas, tergantung pada tingkat kematangan termalnya. Kerogen tipe II dapat terbentuk dari beberapa sumber yang berbeda-beda, yaitu alga laut, polen dan spora, lapisan lilin tanaman, fosil resin, dan juga bisa berasal dari lemak tanaman. Hal ini terjadi akibat adanya percampuran antara material organik autochton bersama-sama dengan material allochton yang didominasi oleh material dari tumbuh-tumbuhan, seperti polen dan spora. Percampuran ini menunjukkan adanya gabungan karakteristik antara kerogen tipe I dan 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. Kerogen tipe II tersusun oleh senyawa alifatik rantai sedang dalam jumlah yang cukup besar dan sebagian besar naftena (rantai siklik). Pada kerogen tipe ini juga sering ditemukan unsur belerang dalam jumlah yang besar dalam rantai siklik dan kemungkinan juga dalam ikatan sulfida. Kerogen tipe II yang banyak mengandung belerang secara lebih lanjut dapat dikelompokkan lagi menjadi kerogen tipe II-S dengan persen berat belerang (S) organik 8 – 14% dan rasio S/C > 0,04.

C. Tipe Kerogen III (*Gas Prone*)

Kerogen tipe III memiliki perbandingan atom H/C yang relatif rendah (0,3). Kandungan hidrogen yang dimiliki relatif rendah karena terdiri atas sistem aromatik yang intensif, sedangkan kandungannya tinggi karena terbentuk dari lignin, selulosa, fenol, dan karbohidrat. Kerogen tipe III terutama berasal dari tumbuhan darat yang hanya sedikit mengandung lemak dan zat lilin. Kerogen tipe ini menunjukkan kecenderungan besar untuk membentuk gas (*gas prone*).

D. Tipe Kerogen VI (*Gas Inert*)

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



Gambar 19. Diagram Van Kravelen T_{max} vs HI (Kamtono dkk., 2009).

3.5 Analisis Parameter Non-Konvensional

Sistem minyak dan gas bumi non-konvensional memiliki beberapa parameter yang menunjukkan atau menentukan area reservoir non-konvensional seperti permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas. Berikut adalah parameter non-konvensional yang ditunjukkan pada **Tabel 5**.

Tabel 5. Definisi dan cairan minyak bumi non-konvensional (Abdelfattah, 2015)

Parameter	Gas	Minyak
Permeabilitas (mD)	< 0,1	< 1
Mobilitas (mD/cP)	< 10	< 1
Transmisibilitas (mDm/cP)	< 100	< 10

A. Permeabilitas

Permeabilitas merupakan kemampuan dari batuan untuk dapat dilewati oleh fluida. Ini merupakan pengukuran tingkatan dimana fluida akan mengalir melalui suatu daerah batuan berpori di bawah *gradient* tekanan yang 30 tertentu, dinyatakan dalam millidarcies (md). Dalam ukuran produksi nilai permeabilitas 1000md dinyatakan sebagai permeabilitas tinggi dan 1,0 md dinyatakan sebagai permeabilitas rendah.

Timur (1968) mengembangkan formula empiris untuk perhitungan nilai permeabilitas yang terdistribusi pada data *log*, sebagai berikut:

$$K = 8581 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad 5)$$

Keterangan :

K : Permeabilitas (mD)

ϕ : Porositas (%)

S_{wi} : Saturasi air inisial

B. Mobilitas

Mobilitas fluida merupakan suatu ukuran yang menunjukkan kemudahan suatu fluida untuk mengalir melalui media berpori dengan suatu gradien tekanan tertentu. Mobilitas Fluida didefinisikan sebagai perbandingan antara permeabilitas efektif fluida tersebut terhadap viskositasnya pada kondisi reservoir dengan persamaan sebagai berikut:

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f} \quad 6)$$

Keterangan:

λ_f : Mobilitas (mD/cP)

K_f : Permeabilitas (mD)

μ_f : Viskositas (cP)

C. Transmisibilitas

Pada dasarnya karakteristik batuan reservoir dievaluasi dalam hal storativitas dan transmisibilitas untuk menunjukkan masing-masing potensi penyimpanan dan aliran fluida minyak bumi. Kedua parameter tersebut mengkombinasikan berbagai sifat batuan dan fluida. Rumus transmisibilitas dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$T_f = \frac{K_f \times net}{\mu_f} \quad 7)$$

Keterangan:

λ_f : Mobilitas (mD/cP)

K_f : Permeabilitas (mD)

μ_f : Viskositas (cP)

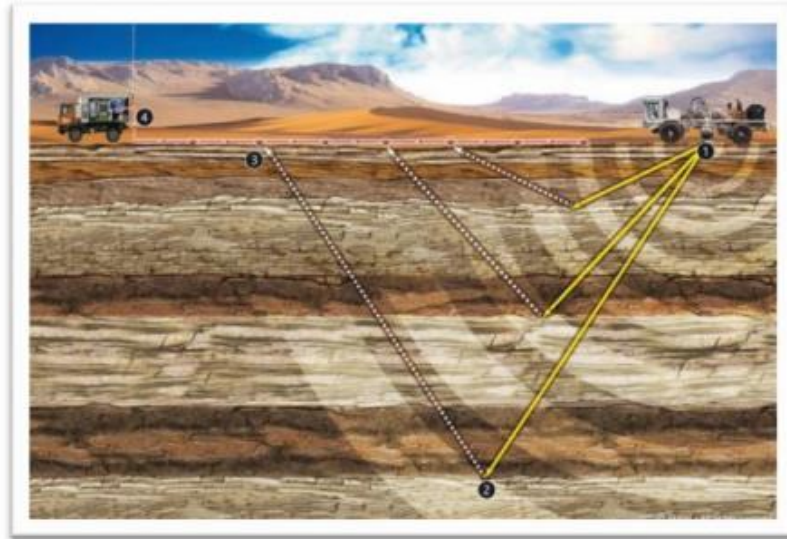
net : Ketebalan net-pay (m)

3.6 Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan sebuah metode seismik yang memanfaatkan gelombang pantul dari hasil injeksi sumber gelombang yang umumnya berupa ledakan menggunakan dinamit sebagai sumber (*source*) pada bidang reflektor (batas pelapisan batuan) (Permana dan Triyoso, 2015). Pada dasarnya metode seismik refleksi merupakan metode yang paling tepat dalam survei eksplorasi hidrokarbon atau minyak bumi. Keuntungan dari metode seismik refleksi adalah dapat mendeteksi variasi baik lateral maupun kedalaman dalam parameter fisis yaitu kecepatan gelombang seismik dan dapat juga menginterpretasikan kenampakan struktur di bawah permukaan bumi serta membatasi kenampakan stratigrafi dan beberapa kenampakan pengendapan yang ada.

Prinsip dasar dari metode seismik adalah menempatkan *geophone* sebagai penerima getaran pada lokasi penelitian. Sumber getaran dapat ditimbulkan oleh sebuah ledakan dinamit atau suatu pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*weight drop*). Gelombang yang dihasilkan oleh sumber akan menyebar ke segala arah dan direkam oleh *geophone* sebagai fungsi waktu yang dapat

memperkirakan bentuk lapisan bawah permukaan yang sebenarnya. Hasil gelombang seismik yang terekam oleh *receiver* akan membawa informasi mengenai keberadaan litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Setiap *trace* merupakan hasil dari konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan keberadaan *noise* (Russel, 1996).



Gambar 20. Konsep seismik refleksi (Abdullah,2007)

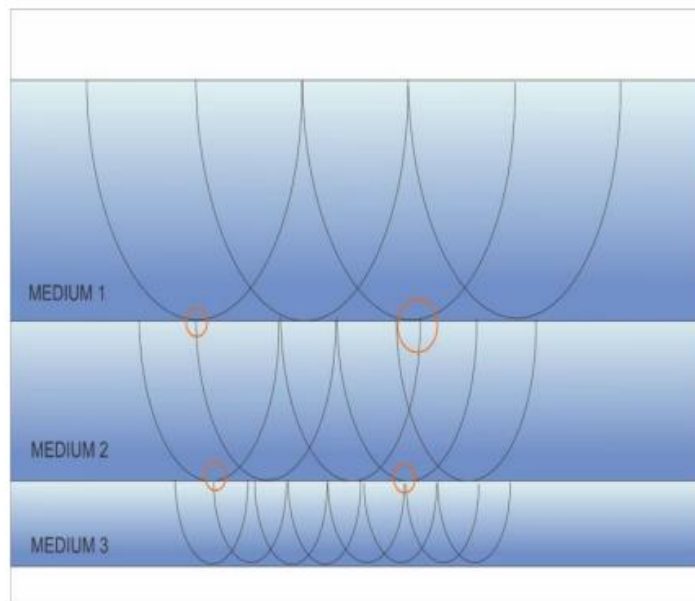
3.7 Prinsip-Prinsip Gelombang Seismik

Adapun beberapa prinsip perambatan gelombang seismik diantaranya adalah hukum *Huygens*, prinsip *Snellius* dan prinsip *Fermat*.

3.6.1 Hukum *Huygens*

Hukum *Huygens* menyatakan bahwa gelombang yang bersumber pada satu titik akan menyebar ke segala arah dengan bentuk bola (Kapralos dan Jenkin, 2005). Prinsip *Huygens* mengatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya sebuah gelombang baru. Jumlah energi total dari gelombang baru tersebut sama besarnya dengan energi utama. Pada umumnya eksplorasi seismik titik-titik di atas dapat berupa patahan, rekahan, pembajian, antiklin, dan lain-lain. Sedangkan pada gelombang baru tersebut disebut sebagai

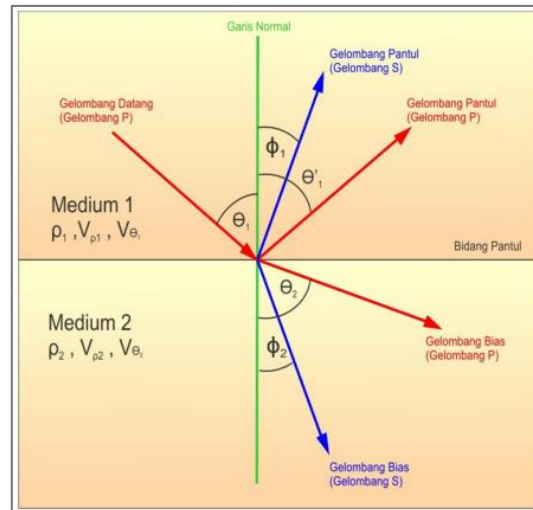
gelombang difraksi. Adapun konsep seismik refleksi dijelaskan pada **Gambar 21** dibawah ini.



Gambar 21. Hukum *Huygens* (Abdullah, 2007)

3.6.2 Prinsip *Snellius*

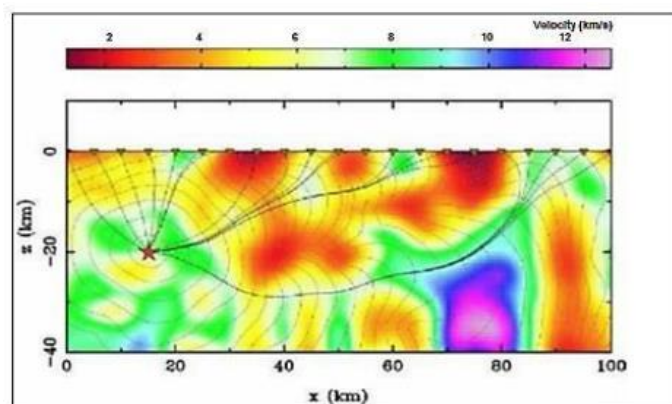
Pada dasarnya gelombang seismik dalam medium berlapis seperti bumi dimana gelombang akan melakukan penjarannya mengikuti prinsip *Snellius*. Prinsip ini mengatakan bahwa, apabila gelombang seismik datang pada bidang batas antara dua lapisan yang berbeda sifat fisis dan litologinya, maka sebagian energinya akan terpantulkan. Apabila suatu berkas gelombang P yang datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda, maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan dibiarkan sebagai gelombang P dan gelombang S, seperti yang dijelaskan pada **Gambar 22** dibawah ini. Gelombang yang terpantul akan mengikuti hukum pemantulan gelombang, yaitu prinsip *Snellius* di mana gelombang akan terpantul dengan sudut pantul sama dengan sudut datangnya.



Gambar 22. Prinsip *Snellius* (Gadallah dan Fisher, 2009)

3.6.3 Prinsip *Fermat*

Prinsip *Fermat* menyatakan bahwa suatu lintasan sinar antara dua titik adalah lintasan yang waktu tempuhnya ekstrem, minimum ataupun maksimum terhadap kemungkinan lintasan terdekat. Pada perambatan suatu gelombang dari satu titik ke titik lainnya akan menentukan jejak yang tercepat. Prinsip *Fermat* juga dapat diaplikasikan untuk menentukan lintasan sinar dari satu titik ke titik yang lainnya, yaitu lintasan yang waktu tempuhnya bernilai minimum. Dengan diketahuinya lintasan dengan waktu tempuh minimum, maka dapat dilakukan sebuah penelusuran jejak sinar yang telah merambat di dalam medium. Adapun konsep dari prinsip *fermat* dijelaskan pada **Gambar 23** dibawah ini.

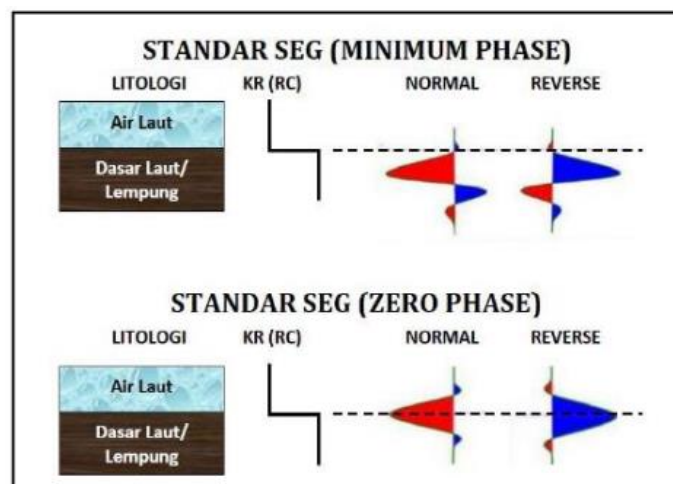


Gambar 23. Prinsip *Fermat* (Abdullah, 2007)

3.8 Polaritas dan Fasa

Polaritas merupakan penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif (Haq, 2009). Terdapat dua jenis bentuk pendekatan polaritas yang berbeda, yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). Hal ini disebabkan terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam. Berdasarkan konvensi SEG, polaritas seismik dapat dihubungkan dengan nilai impedansi akustik (AI) dari lapisan-lapisan batuan sebagai berikut: Pertama, batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika impedansi akustik lapisan bawah lebih besar dari impedansi akustik lapisan di atasnya.

Kedua batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika impedansi akustik lapisan bawah kurang dari impedansi akustik lapisan di atasnya. Fasa pulsa seismik pada umumnya ditunjukkan dalam rekaman seismik dengan dua fasa, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pada fasa minimum energi yang berhubungan dengan AI terkonsentrasi pada *onset* atau bagian muka pulsa tersebut. Sedangkan pada fasa nol batas AI akan terdapat pada *peak* atau *trough* (bagian tengah) pulsa tersebut. Adapun konsep dari polaritas dan fasa ditunjukkan pada **Gambar 24** dibawah ini.

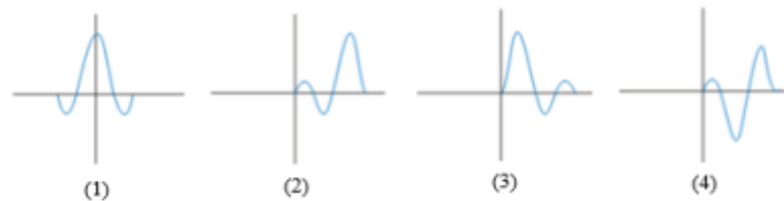


Gambar 24. Polaritas dan fasa (Abdullah, 2007)

3.9 Wavalet

Wavelet merupakan gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan juga fasa tertentu (Sismanto, 2006). Ada empat

macam tipe *wavelet* apabila dilihat berdasarkan fasa gelombangnya yaitu *wavelet* fasa nol, fasa maksimum, fasa minimum, dan fasa campuran. Tipe-tipe dari *wavelet* ini mempunyai letak konsentrasi energi yang berbeda-beda. *Wavelet* fasa nol yaitu mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah, mempunyai waktu tunda nol dan sempit dalam kawasan waktu. *Wavelet* fasa minimum yaitu mempunyai energi yang terpusat pada bagian depan dan mempunyai pergeseran fasa kecil pada setiap frekuensi. *Wavelet* fasa maksimum yaitu mempunyai konsentrasi energi di akhir. Sedangkan *wavelet* campuran yaitu *wavelet* yang mempunyai energi campuran dari ketiga bentuk *wavelet* yang lain. Adapun tipe-tipe *wavelet* ditunjukkan pada **Gambar 25** dibawah ini.



Gambar 25. (1) *Zero phase wavelet*, (2) *Maximum phase wavelet*, (3) *Minimum phase wavelet*, (4) *Mixed phase wavelet* (Suprajitno, 2000).

3.10 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance/AI*) merupakan sebuah kemampuan batuan untuk meloloskan atau melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik adalah parameter dari hasil perkalian antara densitas batuan dengan kecepatan gelombang. *Acoustic Impedance* dapat dianalogikan berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas suatu batuan (Sukmono, 2000). Maka dari sifat ini kita dapat menyimpulkan semakin keras suatu batuan, maka impedansi akustiknya semakin besar pula dan juga sebaliknya. Contohnya, seperti batupasir mempunyai nilai impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung, karena batupasir bersifat lebih kompak jika dibandingkan dengan batulempung.

Impedansi akustik batuan dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$IA = \rho \cdot v \quad 8)$$

Dimana IA adalah nilai impedansi akustik, ρ adalah densitas (gr/cc) dan v adalah kecepatan (ft/s).

3.11 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan cerminan atau gambaran dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Pada dasarnya, koefisien refleksi merupakan bentuk respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik (Sukmono, 2000). Pada saat gelombang seismik menjalar kebawah permukaan dan membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

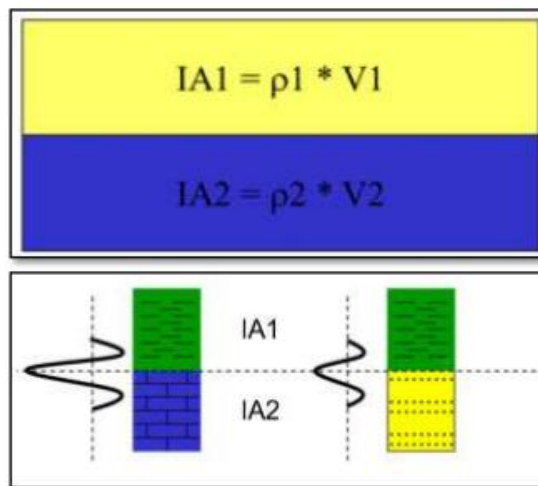
$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad 9)$$

Dimana :

RC = Koefisien refleksi

AI₁ = Impedansi akustik lapisan atas

AI₂ = Impedansi akustik lapisan bawah



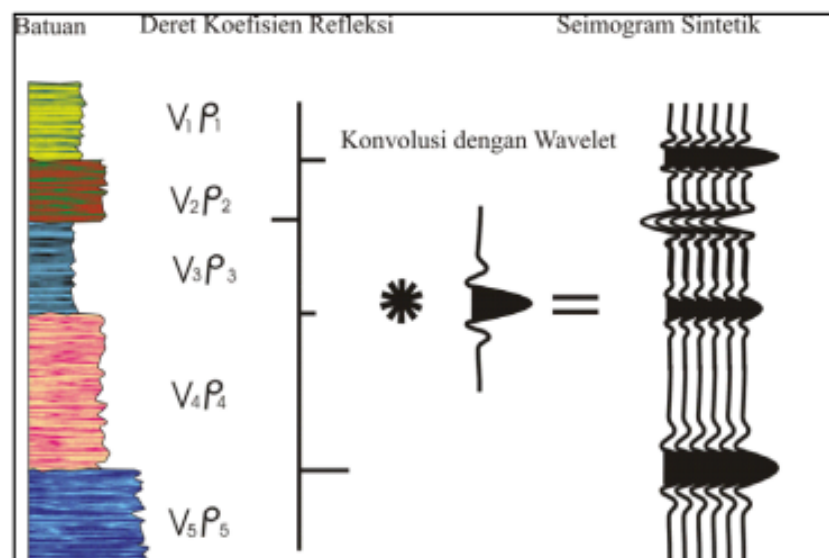
Gambar 26. Koefisien refleksi (Delisatra, 2012)

Adapun **Gambar 25** menjelaskan mengenai hubungan AI dengan nilai koefisien refleksi. Dimana apabila nilai impedansi akustik pada AI₂ lebih besar dari impedansi akustik pada AI₁, atau gelombang merambat dari batuan dengan

nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi akan bernilai positif begitu juga sebaliknya (Sukmono, 1999).

3.12 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang dibuat dari data sumur (*log* kecepatan, densitas) dengan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan antara kecepatan dengan densitas, maka akan didapatkan deret koefisien refleksi. Selanjutnya koefisien refleksi ini dikonvolusikan dengan *wavelet*, sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut. Seismogram sintetik ini dapat digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Pada umumnya data seismik berada dalam domain waktu (TWT), sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*), sehingga sebelum dilakukan pengikatan, langkah awal yang harus dilakukan adalah dengan melakukan konversi data sumur ke dalam domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi suatu sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap *trace* seismik untuk memperoleh berbagai informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.



Gambar 27. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dan *wavelet* (Sukmono, 2002)

3.13 *Well Seismic Tie*

Proses *well seismic tie* yaitu pengikatan antara data sumur dan data seismik, yang dilakukan pada data sumur yang masih memiliki domain kedalaman (*depth*). Data sumur yang umumnya digunakan memiliki satuan kaki (ft), sedangkan pada seismik masih dalam domain waktu dengan satuan milidetik (ms). Proses pengikatan ini dilakukan untuk menyamakan domain antara data sumur dan data seismik dalam domain waktu, sehingga horizon pada data seismik dapat berada di kedalaman yang tepat atau sebenarnya seperti pada data sumur. Pada proses pengikatan ada beberapa *log* yang harus ada pada data sumur, yaitu *log* sonik (DT) dan densitas (RHOB) serta data *checkshot*. Selanjutnya membuat koefisien refleksi (RC) dari perbandingan nilai *acoustic impedance* yang merupakan dari perkalian *log* DT dan *log* RHOB. Koefisien refleksi selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet* yang telah diekstrak untuk menghasilkan sintetik seismogram (Ryka, 2021).

3.14 *Picking Horizon*

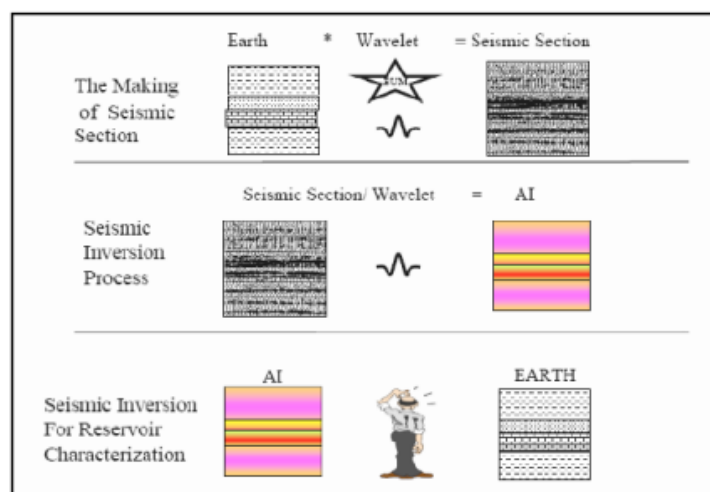
Picking Horizon pada dasarnya dilakukan untuk memperlihatkan gambaran zona target yang diidentifikasi sebagai lapisan zona reservoir secara lateral dengan kenampakan dari data seismiknya. *Picking horizon* ini dapat dilakukan secara 2D dan 3D (Ryka, 2021). *Picking horizon* dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan pada section penampang seismik. Adapun informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari lapisan target penelitian sangat dibutuhkan dalam melakukan *picking horizon*. Dalam melakukan *picking horizon* juga diperlukan *well seismic tie* untuk mengikat horizon seismik dengan data sumur sehingga horizon seismik dapat diletakkan pada horizon yang sebenarnya. Sehingga proses *well-seismic tie* sangat penting dan sangat berpengaruh dalam menentukan horizon mana yang akan di *picking* dan mewakili dari zona target penelitian (Ramud, 2017).

3.15 **Metode Seismik Inversi**

Inversi seismik merupakan teknik untuk membuat sebuah model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Metode inversi merupakan kebalikan dari

pemodelan ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan dari model bumi.

Russel (1998) membagi metode seismik inversi ke dalam dua kelompok, yakni inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *prestack* yaitu dilakukan pada data seismik yang belum di-*stack* (*CDP gather*). Inversi tersebut bertujuan untuk menurunkan parameter elastik untuk penentuan karakter batuan. Sedangkan inversi seismik *post-stack* merupakan teknik untuk mendapatkan kembali nilai koefisien refleksi dari suatu rekaman seismik yang selanjutnya digunakan untuk menentukan nilai impedansi akustik lapisan batuan.



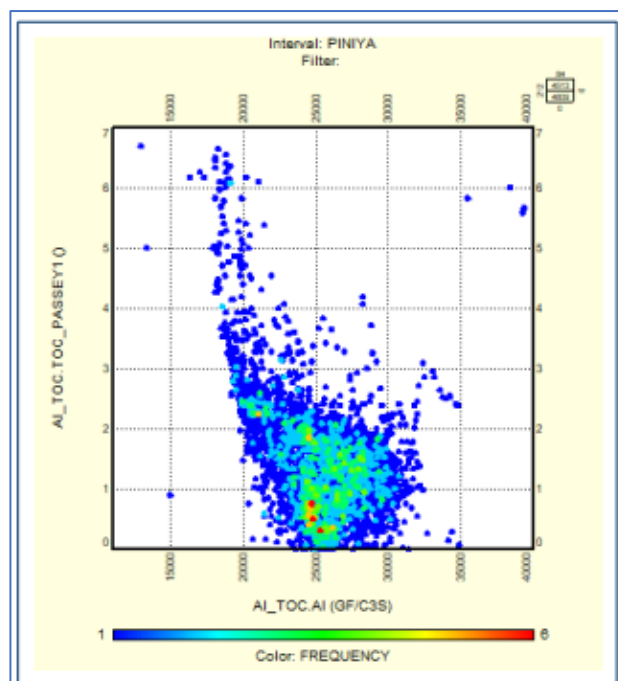
Gambar 28. Konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000)

3.16 Penyebaran TOC menggunakan Seismik Inversi

Pada dasarnya data seismik *shale* dapat dipetakan apabila memiliki ketebalan lebih dari 20 m atau memiliki ketebalan yang lebih besar dari ketebalan *tuning*. Properti batuan seperti pada kekayaan materi organik (TOC) ditunjukkan oleh nilai impedansi akustik yang menurun secara non-linier dengan meningkatnya nilai TOC. Umumnya *shale* yang memiliki nilai TOC yang tinggi memiliki nilai densitas yang lebih rendah dan pada data seismik ditunjukkan dengan respon amplitudo terang (*bright amplitude*). Sedangkan, pada lapisan yang memiliki nilai *brittleness* yang rendah akan ditunjukkan

dengan respon nilai amplitude rendah. Berdasarkan karakteristik yang ada seperti keberadaan suatu lapisan *shale*, ketebalan, dan variasi konten materi organik secara lateral dapat dipetakan menggunakan data seismik. Data seismik impedansi akustik pada interval lapisan shale dapat ditransformasikan menjadi nilai TOC apabila mendapatkan nilai kalibrasi data sumur yang baik (Loseth dkk., 2011).

Adapun untuk mengetahui hubungan antara AI dan TOC dibuat *crossplot*, dengan AI sebagai sumbu x dan TOC sebagai sumbu y yang ditunjukkan pada **Gambar 29**. Pada AI dan TOC membentuk hubungan non-linier dan berbanding terbalik yang membentuk sebuah persamaan, yang mana persamaan ini akan digunakan dalam mengubah *cube* AI menjadi *cube* TOC. Hubungan yang berbanding terbalik antara AI dan TOC yaitu karena menurunnya nilai AI secara *non-linier* terhadap peningkatan nilai TOC, menurut (Loseth dkk., 2011). Hal ini terjadi karena *shale* yang memiliki tingkat TOC tinggi memiliki nilai densitas yang lebih rendah dan pada AI merupakan hasil perkalian dari densitas dan kecepatan.



Gambar 29. *Crossplot* AI dan TOC menunjukkan hubungan *non-linear* yang berbanding terbalik (Wijayanti dkk., 2019)

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dilaksanakan pada tanggal 5 November 2022 sampai dengan 5 Januari 2023. Penelitian ini dilaksanakan di Pusat Survei Geologi (PSG) Jl. Diponegoro No.57, Cihaur Geulis, Kec. Cibeunying Kaler, Kota Bandung, Jawa Barat 40122. Adapun time schedule penelitian terdapat pada **Tabel 6** sebagai berikut.

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Data Sumur
2. Data Geokimia
3. Data Seismik
4. Data *Checkshot*
5. Data *Marker*
6. Laptop
7. Software *Schlumberger Petrel*
8. Software *Hampson Russel Suite*

4.3 Tahapan Penelitian

A. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahapan awal untuk mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan penelitian sebagai bahan acuan atau referensi seperti tinjauan pustaka dan teori dasar sehingga dapat mempermudah dalam penelitian.

B. Persiapan Data

Adapun dalam penelitian ini menggunakan beberapa data yang mendukung dalam pengolahan data yang dilakukan.

1. Data Sumur

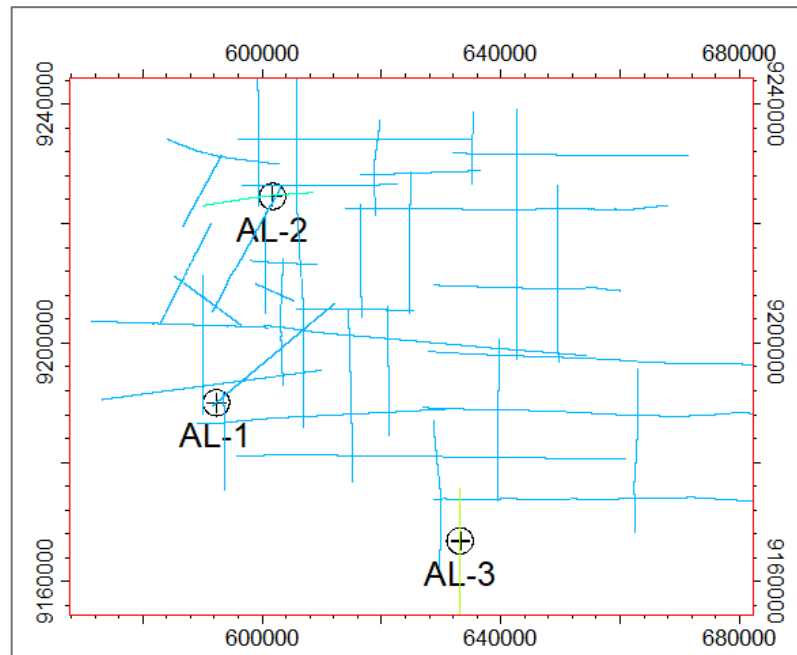
Dalam penelitian ini digunakan 3 data sumur yaitu AL-1, AL-2 dan AL-3. Dalam penelitian ini data *log* yang digunakan berupa *log gamma ray*, *log resistivitas*, *log neutron*, *log densitas* dan *log sonic*.

2. Data Geokimia

Data geokimia yang digunakan dalam penelitian ini adalah data *Vitrinite Reflectance (Ro)*, *Hydrogen Index (HI)*, *Tmax* dan *Total Organic Carbon (TOC) core*.

3. Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 2D dengan format .segy dengan jumlah 47 penampang *line* seismik. Dimana 3 dari penampang *line* seismik tersebut memotong sumur daerah penelitian yang digunakan.



Gambar 30. Penampang *line* seismik

4. Data *Checkshot*

Data *checkshot* berfungsi untuk mendapatkan hubungan kedalaman dengan waktu. Pada penelitian ini hanya terdapat 3 data *checkshot* dari 5 sumur yang digunakan. Dimana sumur yang memiliki data *checkshot* yaitu AL-1, AL-2 dan AL-3. Pada dasarnya data sumur berada dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik berada dalam domain waktu. Data *checkshot* pada sumur dapat mengkonversi domain sumur (kedalaman) menjadi domain waktu (*time to depth conversion*). Maka dari itu data *checkshot* ini digunakan untuk mengikat sumur dengan seismik (*well to seismic tie*).

5. Data Marker

Data marker geologi berisi informasi mengenai kedalaman lapisan batuan atau formasi batuan yang ada di daerah penelitian. Marker litologi yang digunakan setiap formasi dibatasi oleh *Top Shale* (Tsh) dan *Bottom Shale* (Bsh) setiap formasi dalam penelitian ini.

- Sumur AL-1

Formasi Tuban : 1067 m – 1474 m

Formasi Kujung : 1620 m – 2189 m

Formasi Ngimbang : 2603 m – 3100 m

- Sumur AL-2

Formasi Tuban : 315 m – 575 m

Formasi Kujung : 647,5 m – 889,5 m

Formasi Ngimbang : 1136 m – 1601 m

- Sumur AL-3

Formasi Tuban : 1273 m – 1499 m

C. Pengolahan Data

Berikut adalah tahapan-tahapan yang dilakukan dalam melakukan pengolahan penelitian.

1. Analisis Parameter Nonkonvensional

Dalam penelitian ini mengidentifikasi reservoir non-konvensional yang mana memiliki beberapa parameter yang menunjukkan suatu keadaan non-konvensional yaitu dengan menganalisis nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas setiap sumur yang digunakan dalam penelitian.

2. Perhitungan nilai *Total Organic Carbon* (TOC)

Langkah pertama dalam melakukan perhitungan nilai TOC adalah dengan menentukan daerah target *source rock* dengan menggunakan *log gamma ray* dan separasi antara *log resistivitas* dan *log sonic*. Kemudian menentukan nilai *Level of Maturity* (LOM) berdasarkan nilai dari *vitrinite reflectance* dari tiap kedalaman masing-masing sumur. Setelah

itu dapat dilakukan perhitungan nilai TOC dengan menggunakan metode Passey dan divalidasi dengan data TOC *core*. Pada penelitian ini hanya terdapat 2 data sumur yang memiliki nilai TOC *core* yaitu AL-2 dan AL-3.

3. *Well Corelation*

Korelasi dilakukan untuk melihat dan menentukan nilai kesamaan litologi dalam suatu formasi pada umur geologi yang sama. Untuk melakukan korelasi dapat dilakukan dengan identifikasi berdasarkan umur geologi dari setiap formasi setiap sumur Dimana dalam penelitian ini batas markernya berupa oleh *Top Shale* (Tsh) dan *Bottom Shale* (Bsh).

4. *Checkshot Correction, Wavelet Analysis dan Well Seismic toTie*

Proses *well seismic tie* merupakan tahapan untuk mengikat sumur terhadap seismik. Pengikatan data sumur perlu dilakukan karena untuk menginterpretasi keberadaan suatu formasi pada seismik dengan baik. Selain itu, karena domain seismik berbeda dengan data sumur, seismik menggunakan domain waktu sedangkan sumur menggunakan domain kedalaman. Proses *well to seismic tie* memerlukan data *log* berupa *log* densitas dan *log sonic*. Kedua *log* ini nantinya akan dikonvolusikan dengan suatu gelombang disebut sebagai *wavelet* (dengan pemilihan berbagai jenis fase). Hasil konvolusi dengan *wavelet* seismogram sintetis (Silaen dkk., 2021).

Sebelum melakukan *well to seismic tie*, dilakukan beberapa proses sebagai berikut: Langkah pertama dalam pengikatan data sumur dengan data seismik adalah melakukan koreksi *checkshot*. Pada tahapan ini, data yang digunakan berupa data kecepatan/*sonic* (*p-wave*) dan data *checkshot*. Koreksi ini dilakukan untuk melakukan konversi antara data sumur yang merupakan data dengan domain kedalaman (*depth*) terhadap data seismik yang memiliki domain waktu. Setelah melakukan koreksi *checkshot*, maka didapatkan kurva waktu-kedalaman atau *time-*

depth curve yang mengindikasikan bahwa kedalaman telah dikorelasikan dengan waktu. Pada penelitian ini terdapat 3 data yang memiliki data *checkshot* yaitu AL-1, AL-2 dan AL-3 sehingga dilakukan koreksi *checkshot* pada ketiga data tersebut.

Dalam melakukan tahapan *well to seismic tie* diperlukan sebuah *wavelet* yang akan digunakan dalam pembuatan model inisial. Pada penelitian ini menggunakan ekstraksi *wavelet statistical*. Wavelet ini dibuat dengan cara mengekstraksi sebuah *wavelet* data seismik secara berulang, sehingga mendapatkan *wavelet* yang paling baik. Pada penelitian ini tahap pertama dilakukan ekstraksi *wavelet* dengan menggunakan *statistical* untuk melihat panjang gelombang dan frekuensi dominan pada data seismik.

5. *Picking Horizon*

Picking horizon dilakukan dengan membuat garis-garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Dalam melakukan *picking horizon* diperlukan *well seismic tie* untuk mengikat horizon seismik dengan data sumur, sehingga horizon dapat diletakkan pada horizon yang sesuai. Selain itu, *picking horizon* ini dilakukan dengan menghubungkan lintasan-lintasan seismik yang memiliki data sumur agar menjadi acuan dalam memilih reflektor yang sama dan dapat diketahui korelasi antara data seismik dengan data *log*. Kemudian posisi awal dilakukan *picking horizon* berada pada area yang dilalui oleh data sumur, hal ini karena adanya data marker yang digunakan sebagai acuan dalam melakukan *picking horizon*. Pada penelitian ini, dilakukan *picking horizon* pada *top shale* dan *base shale*.

6. *Time Map*

Time map merupakan hasil dari *picking horizon* yang membentuk suatu kedalaman dari geologi daerah tersebut dalam bentuk time/waktu. *Time map* yang terbentuk 2 buah peta karena hanya dilakukan dua kali *picking*

yaitu *picking top* dan *bottom* maka *time map* juga berupa *top time map* dan *bottom time map*.

7. Inversi AI

A. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan membuat *crossplot* data *log* sumur AL-1, AL-2 dan AL-3. Dimana analisis ini digunakan untuk melihat sensitivitas data *log* terhadap variasi perubahan litologi bawah permukaan. Penelitian ini dilakukan analisis sensitivitas antara impedansi akustik dengan densitas batuan dengan dikontrol oleh nilai *gamma ray*.

B. Model Inisial

Tahapan selanjutnya yang perlu dilakukan dalam melakukan inversi AI adalah membuat model inisial, yaitu membuat penyebaran nilai *p-impedance* pada seismik. Nilai *p-impedance* ini berasal dari kurva *p-wave* dikalikan dengan nilai densitas dari masing-masing sumur.

C. Analisis inversi

Inversi impedansi akustik yang dilakukan pada penelitian ini yaitu metode inversi *model based*. Sebelum volume impedansi akustik dihasilkan, terlebih dahulu melakukan analisis inversi yang bertujuan untuk simulasi inversi agar hasil inversi yang dilakukan memiliki hasil yang baik dengan memasukkan nilai parameter yang sesuai. Pada analisis inversi ini yang harus diperhatikan yaitu besarnya nilai *error* dari *P-impedance log* dengan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace*. Dimana harus didapatkan nilai *error* yang kecil dan nilai korelasi yang mendekati nilai 1. Setelah dilakukan analisis, tahap selanjutnya adalah melakukan proses inversi. Dalam hal ini juga perlu pertimbangan dalam memilih metode inversi yang tepat, baik dari total *error* maupun dari *total correlation*. Dimana dari hasil

inversi akan didapatkan *AI map* dengan melakukan *overlay* antara hasil inversi dengan *time map*.

8. *Crossplot AI dan Total Organic Carbon (TOC)*

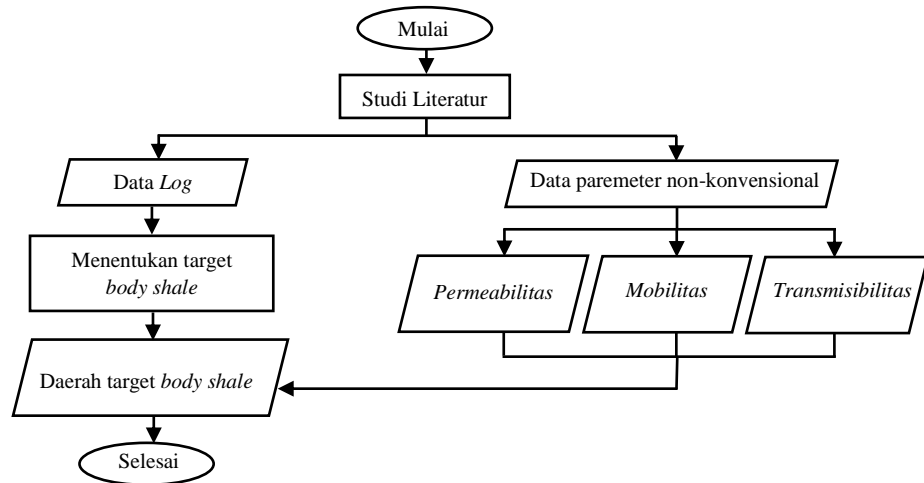
Cara untuk mengetahui hubungan antara AI dan TOC adalah dengan membuat *crossplot*, dengan AI sebagai sumbu x dan TOC sebagai sumbu y. Pada dasarnya AI dan TOC membentuk hubungan *non-linier* dan berbanding terbalik. Hasil dari *crossplot* akan didapatkan sebuah persamaan yang akan digunakan dalam mengubah *cube* AI menjadi *cube* TOC.

9. *Persebaran AI dan Total Organic Carbon (TOC)*

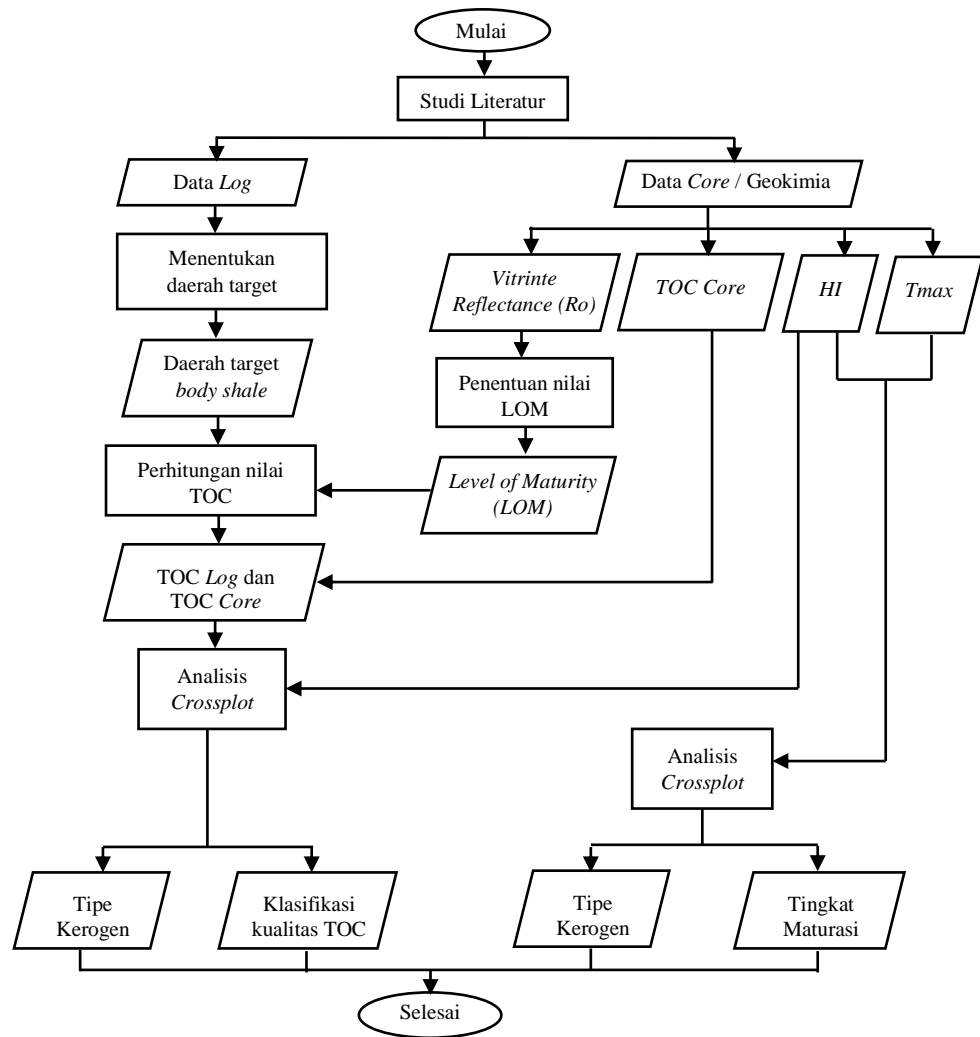
Persamaan yang didapatkan pada saat melakukan *crossplot*, selanjutnya akan dimasukkan ke dalam hasil inversi (*AI map*) untuk mendapatkan persebaran nilai TOC yang di *crossplot* kan dengan *log p-impedance*. Setelah itu akan didapatkan peta persebaran TOC daerah penelitian.

4.4 Diagram Alir Penelitian

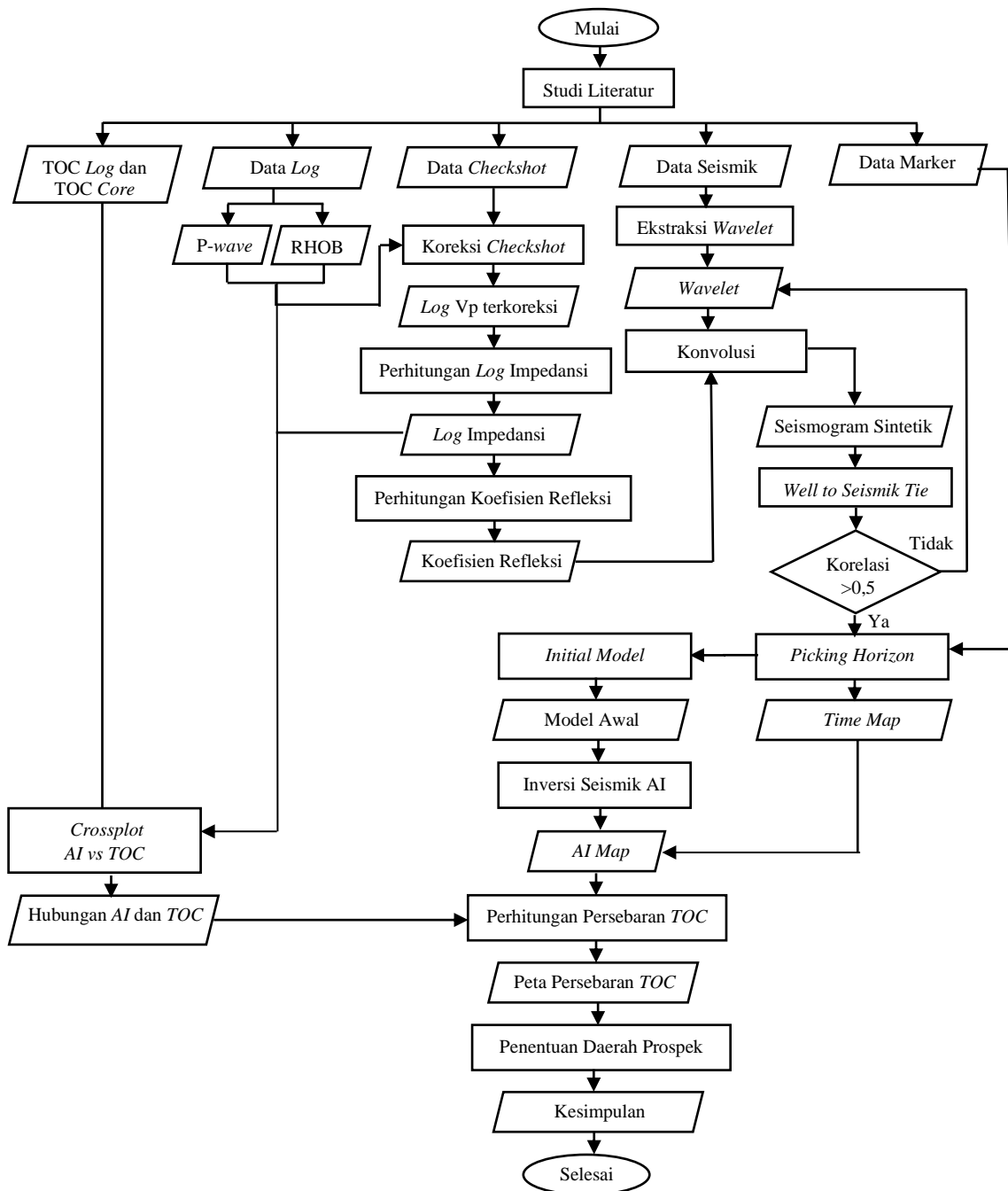
Adapun diagram alir pada penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 31**, **Gambar 32** dan **Gambar 33** dibawah ini:



Gambar 31. Diagram alir penentuan target reservoir non-konvensional



Gambar 32. Diagram alir perhitungan nilai *Total Organic Carbon* (TOC)



Gambar 33. Diagram alir penyebaran *Total Organic Carbon* (TOC)

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Persebaran nilai impedansi akustik pada arah utara – barat laut dan tenggara target *body shale* Formasi Tuban memiliki nilai impedansi akustik sebesar $3600 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ – $6300 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$, Formasi Kujung memiliki nilai impedansi akustik sebesar $4000 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ – $7200 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ dan Formasi Ngimbang memiliki nilai impedansi akustik sebesar $7000 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ – $12000 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$.
2. Persebaran *Total Organic Carbon* (TOC) pada arah tenggara dan utara – barat laut daerah target *shale* Formasi Tuban memiliki nilai TOC sebesar 1,10 wt% - 2,70 wt% dan Formasi Kujung memiliki nilai TOC sebesar 1,00 wt% - 2,10 wt% serta Formasi Ngimbang memiliki nilai TOC sebesar 0,70 wt% - 1,20 wt%.
3. Berdasarkan hasil plot Tmax vs HI dan HI vs TOC didapatkan bahwa sumur AL-1 pada target marker Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang memiliki jenis kerogen tipe-III dan berpotensi menghasilkan gas, pada sumur AL-2 pada target marker Formasi Ngimbang memiliki jenis kerogen tipe-III dan berpotensi menghasilkan gas serta pada sumur AL-3 pada target marker Formasi Tuban memiliki jenis kerogen tipe-III – tipe IV dan berpotensi menghasilkan gas dan sebagian *inert* yang tidak memiliki potensi menghasilkan hidrokarbon.

4. Tingkat *maturity*/kematangan hasil dari analisis kualitatif dan kuantitatif didapatkan bahwa sumur AL-1 pada target marker Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang didominasi oleh tingkat kematangan *immature – mature*, pada sumur AL-2 pada target marker Formasi Ngimbang didominasi oleh tingkat kematangan *mature* serta pada sumur AL-3 pada target marker Formasi Tuban didominasi oleh tingkat kematangan *immature*.

6.2 Saran

Adapun saran dalam penelitian ini adalah akan lebih baik apabila sumur yang digunakan dapat lebih dari tiga sumur dan memiliki data *log* yang lengkap, mengingat penampang *line* seismik berjumlah banyak agar mendapatkan hasil penyebaran parameter petrofisika yang akurat. Selain itu data geokimia perlu dilengkapi untuk mendukung hasil analisis yang lebih baik. Kemudian perlu dilakukan analisis struktur geologi bawah permukaan dengan melakukan *picking fault* pada tahap pengolahan data seismik.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdelfattah, H.M., Abdelalim, M.A., dan Ahmedyassin, H.M. (2015). Unconventional Reservoir: Definitions, Types and Egypt's Potential. *Faculty of Petroleum and Mining Engineering Suez University Journal*. Suez University.
- Abdullah, M. (2007). *Fisika Dasar 1 Edisi Revisi*. Insitut Teknologi Bandung. Bandung.
- Anggraeni, W. P., Setyowiyoto, J., dan Anggara, F. (2019). Analisis Log TOC Passey dan Penyebaran Serpih Piniya Menggunakan Metode Seismik Inversi, Cekungan Akimeugah. *Jurnal Fisika Indonesia*, 23(2), 29-36.
- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto, K., dan Ramadhan, A. (2018). Analisis Petrofisika Dan Penyebab Low Resistivity Reservoir Zone Berdasarkan Data Log, Sem, Xrd Dan Petrografi Pada Lapangan X Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(2), 144 - 158.
- Armando, F., Sutadiwiria, Y., Riyandhani, C. P., Burhannudinnur, M., Ronoatmojo, I. S., dan Triany, N. (2023). Analisis Geokimia Hidrokarbon Sumur "Flp" Cekungan Jawa Timur Utara: Geochemical Analysis Of Hydrocarbon Well" Flp" Basin North East Java. *Journal Of Geoscience Engineering & Energy (JOGEE)*, 4(1),46-56.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologists. Oklahoma.

- Azhary, M., Zaenudin, A., Karyanto., dan Setiadi, I. (2019). Studi Sub-Cekungan Jawa Timur Utara Untuk Mengetahui Pola Sub-Cekungan Berpotensi Minyak Dan Gas Bumi Menggunakan Data Gaya Berat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(3).
- Badan Geologi. (2011). *Karakterisasi Batuan Shale Reservoir Hidrokarbon untuk Eksplorasi Migas Indonesia*. Bandung :Badan Geologi.
- Basyir, A., Bachtiar, A., dan Haris, A. (2020). Total organic carbon prediction of well logs data: Case study Banuwati Shale Member Fm., Asri Basin, Indonesia. *AIP Conference Proceedings*, 2256, 1-11.
- Bemmelen, R.W.V. (1949). *The Geology of Indonesia*. Vol. IA. General Geology of Indonesia and Adjacent Archipelagoes. Netherlands: Government Printing Office, The Hague.
- Bintarto, B., Swades,. B., Choiriah, S. U., dan Kaesti, E. Y. (2020). *Pemetaan Singkapan Di Indonesia Berdasarkan Pada Karakteristik Reservoir Migas Studi Kasus "Cekungan Jawa Timur Utara"*. Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.
- Delisatra, G. (2012). *Short Course: Seismic Interpretation & Reservoir Characterization*. Universitas Gajah Mada, Yogyakarta.
- Dewanto, O. (2009). *Well Logging Vol-6*. DIKTAT. Lampung: Universitas Lampung.
- European Commission. (2019). European Commission. Dipetik 9 Januari 2023, dari European Commission: https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/shale-gas-and-other-unconventional-hydrocarbons_en
- Fadlilah, M.R. (2023). Identifikasi Reservoir Non Konvensional Pada Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara Berdasarkan Permeabilitas, Mobilitas dan Transmisibilitas. Skripsi. Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Fatahillah, Y., Hilyah, A., dan Utama, W. (2016). Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Model Log Toc Pada Formasi Ngimbang, Lapangan

“Arrazi”, Cekungan Jawa Timur Utara. *Jurnal Teknik ITS*, 5(2), B352-B354.

Gadallah, R. M., dan Fisher, R. (2009). *Exploration Geophysics*. Springer. Berlin.

Gorenekli, Y. (2018). *Geochemical Characterization Of The Lower Pennsylvanian Morrow Shale In The Anadarko Basin Of Oklahoma*. University of Oklahoma.

Glover, P. (2007). *Petrophysics MSc Course Notes*. Nottingham, United Kingdom.

Hakim, L., Rachwibowo, P., Widiarso, D. A., dan Zaqqie, B. (2014). Analisis Maseral dengan Metode Reflectance Vitrinite untuk Mengetahui Kualitas Batubara pada Sumur Al 25, Lapangan Kintap, Kabupaten Tanah Laut Provinsi Kalimantan Selatan, PT. Anugerah Lumbung Energi. *Geological Engineering E-Journal*, 6(1), 168-186.

Haq, M. (2009). *Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan*. FMIPA Universitas Indonesia, Jakarta.

Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.

Husein, S. (2015). *Petroleum and Regional Geology Northeast Java Basin, Indonesia: Excursion Guide Book*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.

Praptisih, P., Kamtono, K., Putra, P. S., dan Hendrizan, M. (2009). Karakteristik Batuan Sumber (Source Rock) Hidrokarbon pada Formasi Batuasih di daerah Sukabumi, Jawa Barat. *Indonesian Journal on Geoscience*, 4(3), 167-175.

Kamtono, P., Putra, P.S. dan Hendrizan, M. 2009. Karakteristik Batuan Sumber (Source Rock) Hidrokarbon pada Formasi Batuasih di daerah Sukabumi, Jawa Barat. *Jurnal Geologi Indonesia*.

- Katz, B., Gao, L., Little, J., dan Zhao, Y. R. (2021). Geology still matters – Unconventional petroleum system disappointments and failures. *Unconventional Resources, 1*, 18-38.
- Kumalasari, I.N. (2018). Identifikasi Persebaran Dan Estimasi Cadangan Gas Serta Sumur Usulan Menggunakan Inversi Seismik Simultan Dan Pemodelan 3D Property Reservoir Di Lapangan Ink, Cekungan Sumatera Selatan. Skripsi. Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Loseth, H., Wensaas, L., Gading, M., Duffaut, K., dan Springer, M. (2011). *Can Hydrocarbon Source Rocks be Identified on Seismic Data?*. Geological Society of America.
- Mastoadji, E.K. (2007). Basic Well Log Interpretation. *Handout of AAPG SC UNDIP Course*.
- Mujiono dan Pireno. (2002). Exploration of the north Madura platform offshore. east java Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 28th annual convention*.
- Mulyatno, B. S., Dewanto. O., dan Rizky, S. (2018). Determining Layer Oil Shale as New Alternative Energy Sources Using Core Analysis and Well Log Method. *International Journal of Engineering & Technology*, (1), 941 – 949.
- Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Morreti, F.J., dan Stroud, J.D. (1990). A Practical Model For Organic Richness Form Porosity And Resistivity Logs. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin December (74)*, 1777-1794.
- Permana, U., dan Triyoso, K. (2015). Pengolahan Data Seismik Refleksi 2D Untuk Memetakan Struktur Bawah Permukaan Lapangan “X” Prabumulih, Sumatera Selatan. *Alhazen Journal of Physics*, 2(1), 28-37.
- Peters, K.E., dan Cassa, M.R. (1994). *Applied Source Rock Geochemistry*. The Petroleum System From Source to Trap. AAPG Memoirs no. 60.

- Pratama, A. (2013). Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Potensi Hidrokarbon Pada Sumur Elp-23 Lapangan Prabumulih Menggunakan Metode Inversi. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 1(1), 2-14.
- Pringgoprawiro, H. (1983). *Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan Timur Utara, Suatu Pendekatan Baru*. ITB. Bandung.
- Ramud, H. M., Triyono, W. W., dan Irwandi, I. (2017). Intergrasi Data Seismik 3D Terikat Dengan Data Log Untuk Karakterisasi Reservoir Hidrokrabon Di Zona Unconformity Lapangan F3 Belanda. *Jurnal Ilmiah Mahasiswa Teknik Kebumian*, 1(1), 23-29.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Ryka, H., Nainggolan, L. H., dan Waskita, K. J. (2021). Analisis Atribut Seismik Instantaneous Frequency Untuk Sebaran Reservoir Batupasir Formasi Tensleep Lapangan Teapot Dome. *Jurnal Geosains dan Teknologi*, 4(3), 151-158.
- Russel, B.H. (1996). *Intruduction to Seismic Inversion Metho*. Hampson-Russel Software Service Ltd:calgary . Alberta.
- Sinulingga, M.K., Mulyanto, B.S. Zaenudin, A., dan Humbang. (2017). Analisis Persebaran Potensi Total Organic Carbon (TOC) Lapangan “Lingga” Dengan Menggunakan Metode Inversi Seismik Dan Neural Network. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(2).
- Telford, W. M., Geldart, L. P., dan Sheriff, R. E. (1990). *Applied Geophysics – Second Edition*. United Kingdom: Cambridge University Press.
- Tryono, F.Y. (2016). Peranan Geologi dalam Sistem Hidrokarbon serta Potensi dan Tantangan Eksplorasi Migas di Indonesia. Swara Patra. *Majalah Ilmiah PPSDM Migas*, 6(2), 70-78.
- Sismanto. (2006). *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam. Yogyakarta : Universitas Gadjah Mada.

- Sribudiyani, M.N., Ryacudu, R., Kunto, T., Astono, P., Prasetya, I., Sapiie, B. Asikin, S., Harsolumakso, A., dan Yulianto, I. (2003). The collision of the East Java microplate and its implication for hydrocarbon occurrences in the East Java Basin: *Proceedings Indonesian Petroleum Association 30th Annual Convention & Exhibition*.
- Steiner, S., Ahsan, S. A., Raina, I., Dasgupta, S., dan Lis, G. P. (2016). Interpreting Total Organic Carbon TOC in Source Rock Oil Plays. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi, UAE*.
- Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Jurusan Teknik Geofisika. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika ITB, Bandung.
- Sukmono, S. (2002). *Seismik Inversion and AVO Analysis For Reservoir Characterization*. Program Studi Teknik Geofisika ITB, Bandung.
- Suprajitno, M. (2000). *Physical Aspect of Exploration Seismology*. Geophysics Program of Mathematics and Sciences Department, Universitas Indonesia.
- Wijayanti, J. A., Setyowiyoto, J., dan Anggara, F. (2019). Persebaran TOC dan Porositas Total Menggunakan Seismik Inversi pada Shale Piniya. Cekungan Akimeugah, Papua. *Jurnal Fisika Indonesia*, 23(2), 24-28.
- Zendeboudi, S., dan Bahadori, A. (2017). Chapter Six - Shale Oil: Fundamentals. Definitions. And Applications. Dalam *Shale Oil And Gas Handbook* (Hal. 193-230). Gulf Professional Publishing.