

**PERSEBARAN DENSITAS ( $\rho$ ) DAN POROSITAS ( $\phi$ ),  
MENGUNAKAN SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK  
(AI) PADA DAERAH NON-KONVENSIONAL CEKUNGAN  
JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh

**Clarissa Alodia  
1955051006**



**KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
FAKULTAS TEKNIK  
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
2023**

**PERSEBARAN DENSITAS ( $\rho$ ) DAN POROSITAS ( $\phi$ ),  
MENGUNAKAN SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK  
(AI) PADA DAERAH NON-KONVENSIONAL CEKUNGAN  
JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

**Clarissa Alodia**

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

# PERSEBARAN DENSITAS ( $\rho$ ) DAN POROSITAS ( $\phi$ ), MENGUNAKAN SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (AI) PADA DAERAH NON-KONVENSIONAL CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh :

**Clarissa Alodia**

Seiring dengan meningkatnya kebutuhan bahan bakar setiap tahunnya, produksi minyak bumi di Indonesia semakin menurun. Oleh karena itu, Indonesia terus bergantung pada impor minyak dari negara lain untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar dalam negeri. Salah satu solusi dari permasalahan ini adalah dengan melakukan eksplorasi atau mencari dan mengeksplorasi hidrokarbon yang tidak biasa atau disebut dengan Hidrokarbon Nonkonvensional. Hidrokarbon nonkonvensional umumnya diproduksi di *shale* dengan memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang kecil. Salah satu potensi hidrokarbon nonkonvensional di Indonesia berada di Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur merupakan salah satu cekungan sedimen pertama yang dipelajari di Indonesia sejak akhir abad ke-19. Penelitian ini menggunakan 2 integrasi metode yakni analisis petrofisika dan juga interpretasi seismik yang mana bertujuan untuk mengetahui zona target dan melakukan penyebaran properti, untuk properti yang disebarkan yakni densitas dan porositas. Berdasarkan hasil persebaran properti yang telah didapatkan untuk *horizon* TSH & BSH Ngimbang memiliki nilai densitas 2,41 – 2,71 g/cc dengan rentang nilai porositas 0,1 – 5,7 % serta memiliki nilai impedansi akustik yang *high impedance* dengan nilai 9129 – 12036 (m/s)\*(g/cc) yang tersebar pada arah Selatan dan memiliki litologi *shale* yang mana *shale* pada zona nonkonvensional selain sebagai batuan induk juga sebagai batuan reservoir.

Kata kunci: hidrokarbon nonkonvensional, Impedansi Akustik (AI), densitas, porositas.

## **ABSTRACT**

# **DISTRIBUTION OF DENSITY ( $\rho$ ) AND POROSITY ( $\phi$ ), USING ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) SEISMIC INVERSION IN THE NON-CONVENTIONAL REGION OF THE NORTH EAST JAVA BASIN**

By

**Clarissa Alodia**

Along with the increasing need for fuel every year, oil production in Indonesia is decreasing. Therefore, Indonesia continues to depend on oil imports from other countries to meet domestic fuel needs. One solution to this problem is to explore or search for and exploit unusual hydrocarbons or what are called Unconventional Hydrocarbons. Unconventional hydrocarbons are generally produced in shale with low porosity and permeability values. One of the potential for unconventional hydrocarbons in Indonesia is in the North East Java Basin. The East Java Basin was one of the first sedimentary basins studied in Indonesia since the end of the 19th century. This research uses 2 integrated methods, namely petrophysical analysis and seismic interpretation, which aims to determine the target zone and distribute properties, for the properties distributed, namely density and porosity. Based on the property distribution results that have been obtained for the Ngimbang TSH & BSH horizon, it has a density value of 2,41 – 2,71 g/cc with a porosity value range of 0,1 – 5,7% and has a high acoustic impedance value with a value of 9129 – 12036 (m/s)\*(g/cc) which is distributed in the south direction and has shale lithology where shale in the unconventional zone is not only source rock but also reservoir rock.

Key words: unconventional hydrocarbons, Acoustic Impedance (AI), density, porosity.



**Judul Skripsi : PERSEBARAN DENSITAS ( $\rho$ ) DAN POROSITAS ( $\phi$ ),  
MENGUNAKAN SEISMIC INVERSI IMPEDANSI  
AKUSTIK (AI) PADA DAERAH NON-  
KONVENSIONAL CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

**Nama Mahasiswa : Clarissa Alodia**

**Nomor Pokok Mahasiswa : 1955051006**

**Program Studi : Teknik Geofisika**

**Fakultas : Teknik**



**1. Komisi Pembimbing**

**Pembimbing I**

**Pembimbing II**

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

**Sandri Erfani, S.Si., M.Eng.**

**NIP 19661222 199603 1 001**

**NIP 19890215 201903 1 016**

**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.**

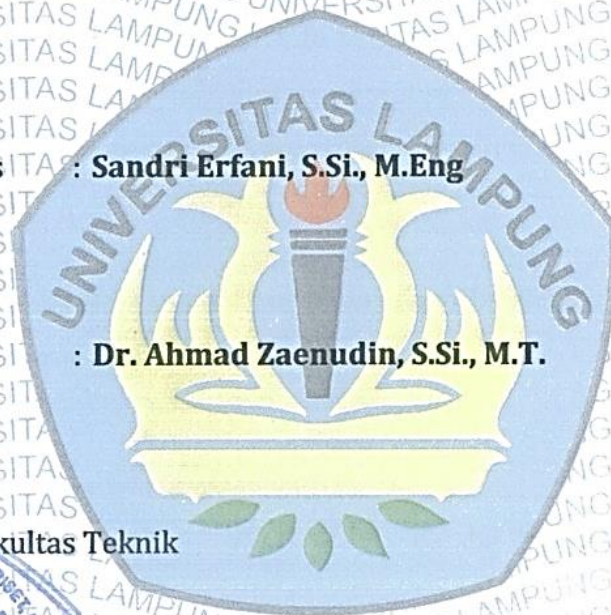
Sekretaris : **Sandri Erfani, S.Si., M.Eng**

Anggota : **Dr. Ahmad Zaenudin, 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 : 15 September 2023**



## PERNYATAAN

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

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

Bandar lampung, 25 September 2023



Clarissa Alodia  
1955051006

## RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Bandar Lampung pada tanggal 7 September 2000 sebagai anak kedua dari tiga bersaudara. Putri dari Bapak Sofyan dan Ibu Lida Limawati. Pendidikan Taman Kanak Pertiwi Teladan Metro diselesaikan pada tahun 2007, Pendidikan Sekolah Dasar di SDS Pertiwi Teladan Metro diselesaikan pada tahun 2013. Pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) Negeri 5 Metro diselesaikan pada tahun 2016. Pendidikan Sekolah Menengah Atas (SMA) Negeri 3 Metro diselesaikan pada tahun 2019. Kemudian penulis melanjutkan Pendidikan kejenjang yang lebih tinggi yaitu dengan menempuh Perguruan Tinggi Negeri di Universitas Lampung di Jurusan Teknik Geofisika dan diselesaikan pada tahun 2023.

Selama masa kuliah, penulis cukup aktif dalam kegiatan organisasi kampus. Penulis menjadi anggota bidang Dana dan Usaha HIMA TG BHUWANA selama 2 periode. Pada periode ke-2 di HIMA TG BHUWANA penulis berkesempatan menjadi Koordinator Dana dan Usaha di acara nasional yakni Geophysics Whiz Event and Seminar. Pada tahun 2021 penulis menjadi salah satu mahasiswa yang lolos seleksi pendanaan Program Mahasiswa Wirausaha (PMW). Pada semester 6 penulis melakukan Kerja Praktik dengan judul laporan “Penentuan Nilai True Resistivity ( $R_t$ ) Berdasarkan Koreksi Chart Schlumberger “. Pada akhir masa studi, penulis melakukan Tugas Akhir di Pusat Survei Geologi serta menyelesaikan penelitian untuk memperoleh gelar sarjana Teknik dengan judul “Persebaran Densitas ( $\rho$ ) dan Porositas ( $\phi$ ), Menggunakan Seismik Inversi Impedansi Akustik (AI) pada Daerah Non-Konvensional Cekungan Jawa Timur Utara”.



## **PERSEMBAHAN**

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

**ALLAH SWT  
dan  
Nabi Muhammad SAW**

**Ayahanda Sofyan**

**Ibunda Lida Limawati**

Terima kasih atas segala doa, kasih sayang yang selalu tercurahkan tanpa henti  
Terima kasih atas segala jasa serta usaha papa dan mama sehingga segala  
kebutuhan dan keinginanku dapat terpenuhi

### **Teknik Geofisika Universitas Lampung 2019**

Terimakasih atas semua bantuan kebaikan pengalaman dan semua kenangan yang  
sudah kita lewati bersama

### **Diriku**

Walaupun terkadang ada hari-hari dimana tidak sesuai rencana, terima kasih telah  
bertahan menghadapi kesulitan tersebut. Terima kasih karena tidak pernah  
menyerah hingga akhirnya bisa mendapatkan gelar sarjana yang diimpi-impikan

## **MOTTO HIDUP**

Jangan menggenggam yang tak muat di tangan. Jangan mengejar yang langkah kakimu tak akan sampai. Tak perlu memaksa. Tak perlu tergesa. Jika milikmu, tak akan kemana. Jika rejekimu, pasti akan sampai juga.

Berhenti membandingkan dirimu dengan orang lain. Kamu terlahir untuk menjadi dirimu, bukan menjadi tiruan dari orang lain. Perjalanan hidupmu adalah tentang belajar untuk menjadi diri sendiri.

~Clarissa Alodia~

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis haturkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya penulis dapat menyusun Skripsi dengan judul **“Persebaran Densitas ( $\rho$ ) dan Porositas ( $\phi$ ) Menggunakan Seismik Inversi Impedansi Akustik (AI) Pada Daerah Non-Konvensional Cekungan Jawa Timur Utara”** sudah selesai dengan sebaik-baiknya. Terima kasih penulis sampaikan kepada berbagai pihak yang sudah terlibat dalam penyusunan skripsi ini. Penulis juga menyadari masih adanya kekurangan dalam skripsi ini, oleh karena itu, penulis sangat mengharapkan kritik dan juga saran yang sifatnya membangun untuk karya yang lebih baik lagi. Penulis berharap skripsi ini akan memberikan manfaat kepada siapapun, baik kalangan umum maupun akademisi untuk kemajuan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 25 September 2023

Clarissa Alodia



## SANWACANA

Puji syukur penulis haturkan kepada Allah *Subhanahu Wa Ta'ala* Yang Maha Kuarsa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini, dengan judul yakni **“Persebaran Densitas ( $\rho$ ) dan Porositas ( $\phi$ ) Menggunakan Seismik Inversi Impedansi Akustik (AI) Pada Daerah Non-Konvensional Cekungan Jawa Timur Utara”**. Selesaiannya skripsi ini tidak lepas dari bantuan dan Kerjasama berbagai pihak. Penulis mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT yang dimana selalu memberikan jalan kemudahan bagi penulis.
2. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
3. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., dan Bapak Sandri Erfani, S.Si., M.Eng. Selaku Dosen Pembimbing dan Penguji yang telah meluangkan waktunya untuk memberikan motivasi, ilmu, serta saran dan masukan sehingga skripsi ini menjadi suatu karya yang lebih baik.
4. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung atas ilmu dan bekal masa depan yang akan selalu bermanfaat.
5. Papa, Mama, Kanjeng dan Adik terima kasih atas doa, dukungan, kesabaran, serta bantuan moril dan materil yang tak hentinya diberikan.
6. *I want to thank me for believing in me. I want to thank me for doing all this hard work. I wanna thank me for never quitting. I wanna thank me for being me at all times.*
7. Terima kasih banyak untuk Alda, Aul dan Nanda yang selalu membantu dalam pengerjaan Tugas Akhir sampai menjadi sebuah Skripsi.

8. Teman-teman Teknik Geofisika 2019, terima kasih atas semangat, doa, serta cerita yang sudah kita lewati selama 4 tahun ini. Terima kasih banyak guys Love You All sehat dan sukses selalu buat kita semuaaaaa.
9. Serta semua pihak-pihak yang terlibat penulis ucapkan banyak terima kasih.

Bandar Lampung, 25 September 2023

Clarissa Alodia

## DAFTAR ISI

	Halaman
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>ii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>iii</b>
<b>PERSETUJUAN .....</b>	<b>iv</b>
<b>PENGESAHAN .....</b>	<b>v</b>
<b>PERNYATAAN .....</b>	<b>vi</b>
<b>RIWAYAT HIDUP .....</b>	<b>vii</b>
<b>PERSEMBAHAN .....</b>	<b>viii</b>
<b>MOTTO HIDUP .....</b>	<b>ix</b>
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>x</b>
<b>SANWACANA .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR ISI .....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>xvi</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xviii</b>
<b>I. PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
<b>II. TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>3</b>
2.1 Lokasi Daerah Penelitian .....	3
2.2 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara .....	3
2.2.1 Batuan Pra-Tersier .....	4
2.2.2 Formasi Ngimbang .....	4
2.2.3 Formasi Kujung .....	5
2.2.4 Formasi Prupuh .....	5
2.2.5 Formasi Tuban .....	5
2.2.6 Formasi Ngrayong .....	6
2.2.7 Formasi Wonocolo .....	6



2.2.8	Formasi Ledok .....	7
2.2.9	Formasi Kujung .....	7
2.2.10	Formasi Lidah .....	7
2.3	Sistem Petroleum Non-Konvensional Cekungan Jawa Timur Utara ..	8
<b>III.</b>	<b>TEORI DASAR.....</b>	<b>10</b>
3.1	<i>Well Logging</i> .....	10
3.2	Jenis-jenis <i>Well Log</i> .....	10
3.2.1	<i>Log Resistivity</i> .....	10
3.2.2	<i>Log Gamma Ray</i> .....	11
3.2.3	<i>Log Densitas</i> .....	12
3.2.4	<i>Log Neutron</i> .....	13
3.2.5	<i>Log Sonic</i> .....	14
3.3	Properti Petrofisika .....	15
3.3.1	Porositas .....	15
3.3.2	Densitas .....	17
3.3.3	Permeabilitas .....	18
3.4	Metode Seismik .....	19
3.5	Polaritas dan Fasa.....	21
3.6	<i>Wavelet</i> .....	21
3.7	Impedansi Akustik .....	23
3.8	Koefisien Refleksi .....	23
3.9	Seismogram Sintetik .....	24
3.10	<i>Well to Seismic Tie</i> .....	25
3.11	<i>Picking Horizon &amp; Fault</i> .....	25
3.12	Seismik Inversi .....	26
<b>IV.</b>	<b>METODE PENELITIAN .....</b>	<b>29</b>
4.1	Waktu dan Tempat penelitian .....	29
4.2	Perangkat dan Data Penelitian .....	29
4.2.1	Perangkat Penelitian .....	29

4.2.2	Data Penelitian .....	30
4.3	Mekanisme Penelitian .....	31
4.3.1	Analisis Petrofisika .....	31
4.3.2	Analisis Sensitivitas .....	32
4.3.3	Koreksi <i>Checkshot</i> .....	32
4.3.4	<i>Well to Seismic Tie</i> .....	32
4.3.5	<i>Picking Horizon &amp; Fault</i> .....	33
4.3.6	<i>Time Map</i> .....	34
4.3.7	Inisial Model .....	34
4.3.8	Analisis Pra-Inversi .....	34
4.3.9	Inversi Impedansi Akustik .....	34
4.3.10	Persebaran Properti Petrofisika .....	35
4.4	Diagram Alir Penelitian .....	36
<b>V.</b>	<b>HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>38</b>
5.1	Analisis Petrofisika .....	38
5.2	Analisis Sensitivitas .....	40
5.2.1	Analisis <i>Crossplot</i> Nilai AI dan Densitas .....	40
5.2.2	Analisis <i>Crossplot</i> Nilai AI dan Porositas .....	41
5.3	Analisis <i>Well to Seismic Tie</i> .....	42
5.4	Analisis <i>Picking Horizon</i> .....	43
5.5	Analisis <i>Time Map</i> .....	44
5.6	Analisis Inversi .....	47
5.7	Analisis Persebaran Properti Petrofisika .....	53
5.7.1	Persebaran Densitas .....	53
5.7.2	Persebaran Porositas .....	57
<b>VI.</b>	<b>KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>61</b>
6.1	Kesimpulan.....	61
6.2	Saran .....	61

## DAFTAR PUSTAKA

## LAMPIRAN

## DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Lokasi Daerah Penelitian.....	3
2. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2015).....	4
3. Skema system petroleum konvensional dan nonkonvensional (Zendehboudi & Bahadori, 2017).....	8
4. Defleksi Kurva Resistivity (Sandhika, 2016).....	11
5. Respon <i>log Gamma Ray</i> (Rider, 2002).....	12
6. Respon <i>log density</i> (Rider, 2002).....	13
7. Respon <i>log neutron</i> (Rider, 2002).....	13
8. Respon <i>log sonic</i> (Rider, 2002).....	14
9. Visualisasi hubungan porositas dan permeabilitas.....	18
10. Konsep seismik refleksi (Kukreja dkk., 2017).....	20
11. Jenis-jenis <i>wavelet</i> ; (a) <i>Minimum phase</i> , (b) <i>Mixed phase</i> , (c) <i>Maximum phase</i> , (d) <i>Zero phase</i> (Sukmono, 1999).....	22
12. Seismogram sintetik (Rob dan Mike, 2014).....	25
13. Konsep dari inversi impedansi akustik.....	28
14. Penampilan data seismik.....	30
15. Diagram Alir Penelitian Tugas Akhir.....	36
16. Analisis petrofisika.....	38
17. <i>Crossplot</i> AI dan <i>log</i> densitas.....	41
18. <i>Crossplot</i> AI dan <i>log</i> porositas .....	41
19. Hasil proses <i>Well to Seismic Tie</i> sumur Kujung .....	43
20. <i>Picking Horizon</i> pada <i>line</i> JS28-16.....	44
21. <i>Time map</i> TSH Kujung .....	45
22. <i>Time map</i> BSH Kujung .....	45
23. <i>Time map</i> TSH Ngimbang .....	46



24.	<i>Time map</i> BSH Ngimbang .....	47
25.	Penampang inisial model .....	48
26.	Analisis inversi .....	49
27.	Hasil inversi AI .....	50
28.	Persebaran AI pada TSH Kujung .....	51
29.	Persebaran AI pada BSH Kujung .....	51
30.	Persebaran AI pada TSH Ngimbang .....	52
31.	Persebaran AI pada BSH Ngimbang .....	52
32.	Hasil Densitas sumur Kujung pada <i>line</i> JS28-16.....	53
33.	Peta persebaran densitas pada <i>Horizon</i> TSH Kujung .....	54
34.	Peta persebaran densitas pada <i>Horizon</i> BSH Kujung .....	55
35.	Peta persebaran densitas pada <i>Horizon</i> TSH Ngimbang .....	55
36.	Peta persebaran densitas pada <i>Horizon</i> BSH Ngimbang .....	56
37.	Hasil Porositas sumur Kujung pada <i>line</i> JS28-16.....	57
38.	Peta persebaran porositas pada <i>Horizon</i> TSH Kujung .....	58
39.	Peta persebaran porositas pada <i>Horizon</i> BSH Kujung .....	59
40.	Peta persebaran porositas pada <i>Horizon</i> TSH Ngimbang .....	59
41.	Peta persebaran porositas pada <i>Horizon</i> BSH Ngimbang .....	60

## DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Nilai porositas batuan (Todd, 1980) .....	17
2. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).....	17
3. Nilai densitas batuan (Telford, 1990) .....	18
4. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan (Rider, 1996).....	19
5. Rincian kegiatan Tugas Akhir penelitian .....	29
6. Kelengkapan data <i>well</i> /sumur penelitian.....	31
7. Data marker sumur .....	31
8. Hasil Analisis Petrofisika .....	39
9. Hasil Inversi AI .....	50
10. Hasil Densitas .....	54
11. Hasil Porositas .....	57

## I. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan negara yang terkenal dengan sumber daya alamnya yang melimpah. Sumber daya alam ini memiliki potensi untuk memenuhi kebutuhan energi masa depan. Sayangnya, potensi sumber daya alam seperti minyak dan gas bumi masih belum tereksplorasi penuh karena berbagai faktor. Banyak yang tidak mengetahui perbedaan migas *Conventional* dan *Unconventional*. Salah satu potensi hidrokarbon *Unconventional* di Indonesia ada di Cekungan Jawa Timur Laut (*East Java Basin*). Cekungan Jawa Timur merupakan salah satu cekungan sedimen pertama yang dipelajari di Indonesia sejak akhir abad ke-19.

Beberapa metode geofisika digunakan untuk menemukan potensi minyak dan gas/hidrokarbon, mulai dari metode seismik, metode *well logging*, metode gravitasi dll. Salah satu cara untuk mengetahui potensi migas/hidrokarbon adalah dengan mengkorelasikan data seismik dan sumur untuk mengetahui karakteristik reservoir dan penyebaran properti petrofisika untuk mengidentifikasi potensi wilayah migas. Analisis karakteristik reservoir merupakan proses yang menggambarkan karakter reservoir secara kualitatif dan kuantitatif dengan menggunakan data seismik sebagai data utama (Sukmono, 2002).

Seismik refleksi merupakan salah satu teknik eksplorasi migas yang mampu menghasilkan gambaran bawah permukaan dengan resolusi horizontal yang baik namun kurang baik untuk resolusi secara vertikal. Sedangkan data sumur memiliki resolusi yang baik secara vertikal tetapi kurang baik secara horizontal, sehingga untuk mendapatkan hasil yang baik secara vertikal maupun horizontal dengan cara menggunakan kedua data tersebut yang diolah menggunakan metode inversi



seismik. Berdasarkan hal tersebut, dapat diambil tindakan untuk mengembangkan reservoir, seperti menentukan lokasi sumur baru atau mengembangkan sumur yang sudah ada. Metode inversi seismik merupakan metode untuk membentuk model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol. Dalam metode inversi seismik, penampang seismik dikonversi kedalam bentuk impedansi akustik yang merepresentasikan sifat fisis batuan, yang memudahkan interpretasinya ke dalam parameter petrofisika untuk menentukan litologi dan penyebaran. Penyebaran yang dilakukan pada penelitian ini adalah penyebaran densitas dan porositas.

## **1.2 Tujuan Penelitian**

Pelaksanaan penelitian ini bertujuan untuk:

1. Mengidentifikasi persebaran properti petrofisika densitas dan porositas, serta persebaran impedansi akustik pada Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Menentukan zona prospek hidrokarbon nonkonvensional pada Cekungan Jawa Timur Utara.

## **1.3 Batasan Masalah**

Pelaksanaan penelitian ini di batasi pada hal-hal sebagai berikut:

1. Jenis-jenis data log yang digunakan yakni data GR, ILD, DT, RHOB dan PHIE disetiap sumur.
2. Jenis data seismik yang digunakan yakni 2D *post-stack*, dengan menggunakan 29 line seismik.
3. Pada penelitian ini terdapat 2 horizon yakni Kujung dan Ngimbang yang dimana dibatasi oleh *top shale* dan *bottom shale*.

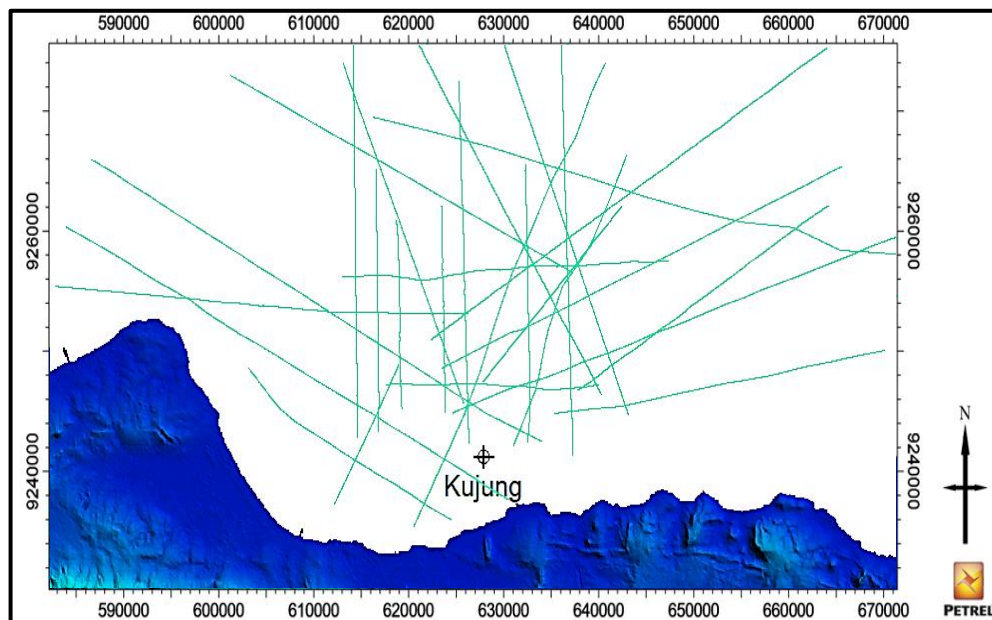
## **1.4 Manfaat Penelitian**

Adapun manfaat pada penelitian ini yakni memberikan informasi mengenai zona prospek hidrokarbon nonkonvensional agar dijadikan salah satu acuan yang akan membantu ke tahap produksi pada daerah lapangan ini.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Lokasi Daerah Penelitian

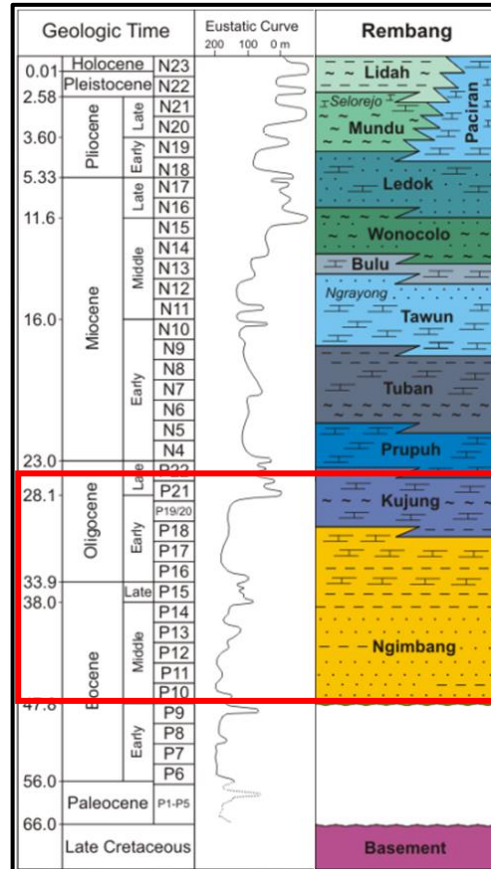
Daerah penelitian terletak pada Sumur Kujung di daerah Jawa Timur bagian Utara. Cekungan ini merupakan salah satu cekungan di Laut Indonesia (*offshore*). Secara geografis, Cekungan Jawa Timur Utara dibatasi oleh busur Karimunjawa di sebelah barat, Cekungan Lombok di sebelah timur, busur vulkanik di sebelah selatan dan tinggian Paternosfer di sebelah utara yang memisahkannya dengan Selat Makasar.



Gambar 1. Lokasi Daerah Penelitian

### 2.2 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Adapun Stratigrafi daerah penelitian ditampilkan pada Gambar 2.



**Gambar 2.** Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2015).

### 2.2.1 Batuan Dasar Pra-Tersier

Batuan dasar Pra-Tersier di Cekungan Jawa Timur Utara terdiri atas batuan beku, ofiolit, metasedimen dan metamorf yang dipisahkan oleh tinggian yang berarah timurlaut-baratdaya dan terdapat variasi persebaran litologi dari barat ke timur. Penentuan umur dilakukan secara radiometri telah dilakukan dan mendapatkan hasil umur batuan pra-Tersier yaitu 100 juta tahun atau Zaman Kapur.

### 2.2.2 Formasi Ngimbang

Ketidakselarasan pada batas bawah dari siklus Ngimbang umumnya berbeda dan terpisah dari sedimen tersier yang berada di basemen yang ekonomis. Sifat non marin dari sedimen siklus awal Ngimbang menyebabkan ketidaktepatan penanggalan dari proses sedimentasi transgresif di masa pertengahan Eosen.

Transgresi yang terjadi menyebabkan sedimen pengisi graben yang awalnya dimulai dari endapan siliklastik laut dangkal menjadi semakin mendalam kearah atas. Kenaikan air laut mengendapkan batugamping sebagai endapan Formasi Ngimbang bagian atas yang terdiri dari batugamping, dengan sisipan tipis serpih gampingan dan napal. Formasi Ngimbang bagian bawah terdiri perulangan batupasir, serpih, batu lanau dengan sisipan tipis batubara.

### **2.2.3 Formasi Kujung**

Formasi Kujung adalah satuan stratigrafi tertua yang tersingkap, tersusun oleh batulempung dengan sisipan batugamping dan batupasir, terutama di bagian bawah. Batu gamping yang berada dibagian bawah ini sering disebut sebagai Batugamping Kranji. Formasi ini diendapkan dilingkungan paparan tengah hingga paparan luar (Husein, 2016). Formasi Kujung diendapkan selaras diatas Formasi Ngimbang yang hamper seluruhnya terdiri atas batugamping. Dibagian atas Formasi Kujung terletak secara selaras dibawah Formasi Prupuh.

### **2.2.4 Formasi Prupuh**

Pada formasi ini terdiri atas persilangan antara batugamping kapuran berwarna putih kotor dengan batugamping bioklastik berwarna putih abu-abu muda. Formasi Prupuh diendapkan selaras dengan Formasi Tuban yang terletak langsung diatasnya. Formasi ini memiliki penyebaran yang luas dengan jalur yang sempit dan memanjang pada Tinggian Tuban, mulai dari daerah Panceng di timur melalui daerah Paciran, Palang hingga Tuban di barat. Formasi Prupuh memiliki umur Oligosen Atas hingga Miosen Bawah atau sama dengan zona N3-N5 dari Zona Blow Rasio antara golongan plankton dan benthos yang berjumlah 50%-60% menunjukkan pengendapan pada lingkungan neritik luar.

### **2.2.5 Formasi Tuban**

Formasi Tuban tersingkap disepanjang Kali Suwuk terutama terdiri atas endapan batulempung yang monoton dengan sisipan-sisipan batugamping dan napal pasiran,

berwarna putih abu-abu, kaya akan foraminifera berada dibagian bawah dari urutan ini. Dibagian bawah formasi berbatasan secara selaras dengan Formasi Prupuh, meskipun demikian persentuhan antara kedua satuan tersebut sulit dilihat di lapangan karena kuatnya proses pelapukan. Formasi ini memiliki penyebaran yang luas didaerah Pacitan dan Tuban, sepanjang Antiklin Panyaman, sepanjang pantai utara mulai Tuban hingga Desa panceng, di barat daya Tuban dan tenggara Tuban. Formasi ini memiliki umur Miosen Bawah bagian tengah atau setara dengan zona N5-N6. Pada daerah Kujung dan Prupuh, Formasi Tuban diendapkan pada paparan dangkal, pada zona neritik luar dengan kedalaman antara 50-150 meter.

#### **2.2.6 Formasi Ngrayong**

Formasi Ngrayong diendapkan pada lingkungan laut dangkal dekat pantai yang makin keatas lingkungannya menjadi litoral, laguna, hingga sublittoral pinggir. Formasi ini tersusun oleh batupasir kuarsa dengan selingan batulempung, lanau, lignit, dan batugamping bioklastik. Pada batupasir kuarsanya kadang-kadang mengandung cangkang moluska laut. Formasi Ngrayong memiliki umur Miosen tengah N9-N14 dengan ketebalan formasi ini mencapai 90 meter. Di Cekungan Jaawa Timur Utara formasi ini merupakan salah satu batuan reservoir minyak yang potensial.

#### **2.2.7 Formasi Wonocolo**

Pada umumnya formasi ini terdiri atas napal pasiran yang berulang dengan napal sisipan batu gamping kalkarenit dan batu lempung. Pada napal pasiran sering memperlihatkan struktur paralel laminasi. Formasi Wonocolo terletak selaras diatas Formasi Bulu, untuk kemudian tertindih secara selaras oleh Formasi Ledok. Formasi ini mempunyai penyebaran yang luas di Jalur Rembang dengan arah barat-timur. Umur dari formasi ini diinterpretasi bagian bawah dari Miosen Akhir hingga bagian tengah dari Miosen Akhir atau zona N15-N16 (Blow, 1969). Penentuan umur didasarkan pada kandungan foraminifera plankton. Dari arah barat ke timur formasi ini tidak mengalami perubahan fasies, namun diutara napal pasirannya berubah menjadi pasir napalan hal ini menunjukkan adanya pendangkalan.



### **2.2.8 Formasi Ledok**

Pada Formasi Ledok bagian bawah terdiri atas kalkarenit yang memiliki ketebalan 40cm dan terletak selaras diatas Formasi Wonocolo, kemudian disusul oleh perulangan antara batupasir gampingan kalkarenit, dan napal pasiran. Kandungan yang banyak dijumpai yakni mineral glaukonit terutama pada batupasir, kalkarenit, batupasir gampingan, dan napal pasiran memperlihatkan struktur silang-siur skala besar. Formasi Ledok memiliki umur Miosen Akhir bagian atas atau zona N17-N18 (Blow, 1969). Diendapkan pada lingkungan neritik pinggir sampai neritik luar.

### **2.2.9 Formasi Mundu**

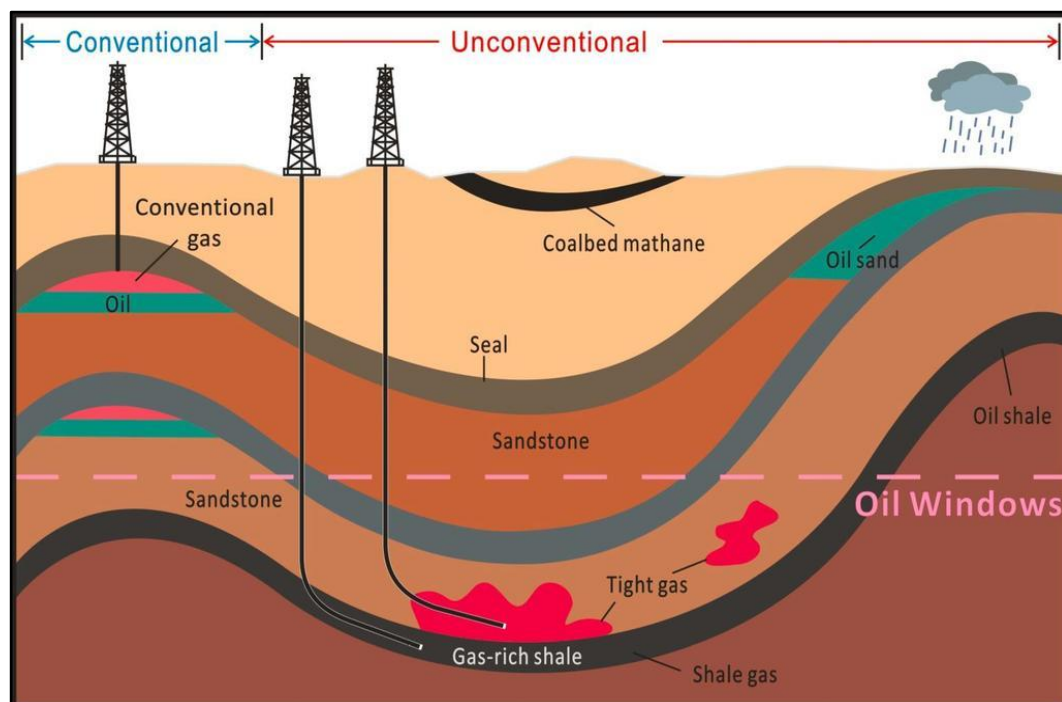
Formasi Mundu tersusun oleh napal masif berwarna abu-abu muda hingga putih kekuning-kuningan, dan kaya atas foraminifera plankton serta juga terdapat kandungan glaukonit tetapi hanya sedikit jumlahnya. Bagian atas dari Formasi Mundu dikenal dengan Anggota Selorejo. Formasi Mundu terletak selaras di atas Formasi Ledok kemudian tertindih secara selaras pula oleh Formasi Lidah yang terletak diatasnya. Umur dari Formasi Mundu yakni Pliosen atau zona N18-N21 menurut Zonasi Blow, serta memiliki ketebalan formasi berkisar antara 75-342 m.

### **2.2.10 Formasi Lidah**

Formasi Lidah tersusun oleh batulempung yang berwarna kebiruan dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir dan lensa-lensa *fossiliferous grainstone/rudstone*. Satuan ini pada umumnya tidak berlapis dan tidak mengandung pasir sama sekali, namun secara setempat dapat berselingan dengan batu pasir kuarsa yang mengandung glaukonit dan moluska, umur formasi ini diperkirakan Pliosen atas hingga Pleistosen (N20-N21). Formasi ini diendapkan pada lautan yang agak terlindung dengan kedalaman sekitar 200-300 m untuk bagian bawah dan berangsur menjadi dangkal kearah atas. Formasi Lidah ini memiliki ketebalan antara 130-575 m.

### 2.3 Sistem Petroleum Non-Konvensional Cekungan Jawa Timur Utara

*Petroleum System* adalah kajian studi yang dilakukan untuk mendapatkan gambaran hubungan antara batuan induk aktif, komponen geologi, proses yang dibutuhkan dari tahap awal pembentukan hingga hidrokarbon yang termaturasi dapat terakumulasi dan terperangkap. Menurut Katz dkk., (2021), sama dengan hidrokarbon konvensional, pada hidrokarbon nonkonvensional juga harus memenuhi beberapa aspek system petroleum agar hidrokarbon dapat terakumulasi.



**Gambar 3.** Skema System Petroleum Konvensional dan Nonkonvensional (Zendeboudi & Bahadori, 2017).

Hidrokarbon nonkonvensional (*Unconventional Hydrocarbon*) adalah jenis hidrokarbon yang mampu menghasilkan sumber daya berupa *shale oil* atau *tight oil*, *shale gas* atau *tight gas*, serta CMG (*Coalbed Methane Gas*) atau gas yang dihasilkan dari lapisan batubara (Zendeboudi & Bahadori, 2017a dan 2017b). Menurut Zhang dkk., (2016) jenis hidrokarbon umumnya 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 efektif di bawah 10% (Katz dkk., 2021). Hidrokarbon nonkonvensional umumnya diproduksi di *shale*, batu lanau, batu pasir dan karbonat yang memiliki permeabilitas sangat-sangat rendah. Katz dkk., (2021) juga menambahkan bahwa

sistem petroleum. nonkonvensional sangat unik karena seluruh sistem terkandung langsung di dalam batuan induk yang kaya material organik.

Parameter yang membedakan hidrokarbon nonkonvensional dengan konvensional yakni sifat geologi reservoir (Song, 2015), sistem petrofisika kompleks (Hamada, 2016) dan teknik ekstraksi hidrokarbon (Heikal, 2008). Endapan hidrokarbon nonkonvensional sulit untuk dikarakterisasi dan diproduksi karena tidak mengalir secara alami melalui batuan (Hamada, 2016). Hidrokarbon nonkonvensional memiliki porositas dan permeabilitas yang jauh lebih sedikit. Selain itu, memerlukan stimulasi dan teknik ekstraksi lainnya seperti peningkatan pemulihan minyak untuk produksi yang layak (Zou, 2013). Hal ini membuat metode nonkonvensional jauh lebih mahal dibandingkan konvensional yang lebih ekonomis. Namun, hidrokarbon nonkonvensional memiliki persediaan yang besar di dunia yang menjadikannya kandidat prospektif untuk produksi minyak dan gas dimasa depan.

### III. TEORI DASAR

#### 3.1 *Well Logging*

*Well logging* merupakan suatu metode geofisika yang mengukur parameter fisis batuan reservoir yang memberikan informasi bawah permukaan meliputi karakteristik litologi, ketebalan lapisan, kandungan fluida, korelasi struktur dan kontinuitas batuan dari lubang bor (Gordon H, 2004). *Well log* memberikan informasi langsung tentang apa yang ada di di bawah permukaan. Pembacaan data biasanya diperoleh melalui penginderaan alat yang diturunkan ke dalam lubang dengan kabel. Data yang diperoleh oleh setiap sensor dicatat (direkam) di permukaan saat alat ditarik ke atas lubang. Selama pengeboran, data juga dapat diperoleh dengan instrumentasi di bagian bawah dari lubang. Istilah “data log sumur” kemudian digunakan untuk merujuk pada data yang dikumpulkan di dalam atau deskriptif batuan dan cairan di sekitar lubang.

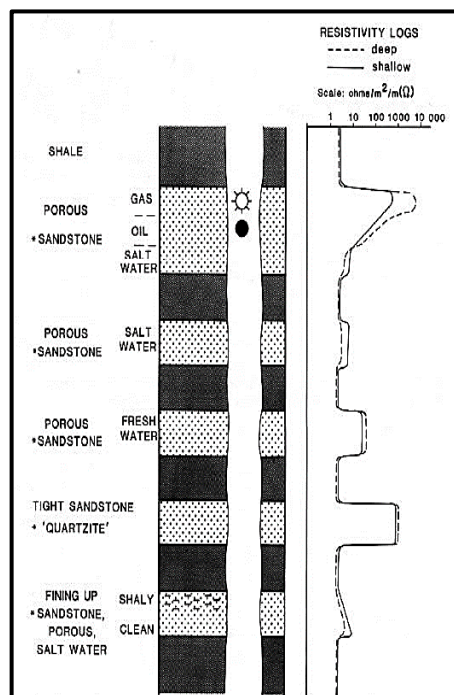
#### 3.2 *Jenis-jenis Well Log*

Pengambilan data *logging* memiliki kepekaan terhadap parameter fisis batuan yang berbeda-beda tergantung dengan jenis *well logging* yang digunakan. Adapun jenis *well logging* adalah log radioaktif (*gamma ray log*, *density log*, *neutron log*), log listrik (*resistivity log* dan *spontaneous potensial log*), log akustik (*sonic log*) dan yang terakhir log mekanik (*caliper log*).

##### 3.2.1 *Resistivity Log*

*Resistivity log* adalah log yang mengukur resistivitas suatu formasi. Resistivitas formasi dapat diukur menggunakan induksi maupun elektroda seperti laterolog,

mikrolog dan mikrolaterolog. Kegunaan *resistivity log* adalah untuk membedakan zona hidrokarbon dan air. Apabila nilai resistivitas rendah maka batuan tersebut mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan kebalikannya apabila nilai resistivitas tinggi maka batuan tersebut sulit untuk mengalirkan arus listrik. Terdapat beberapa alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas ( $R_t$ ) yaitu Laterolog dan Induksi. Dikenal dengan log  $R_t$  yaitu LLD (*Deep Laterolog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILD (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), serta SFL (Harsono, 1997).



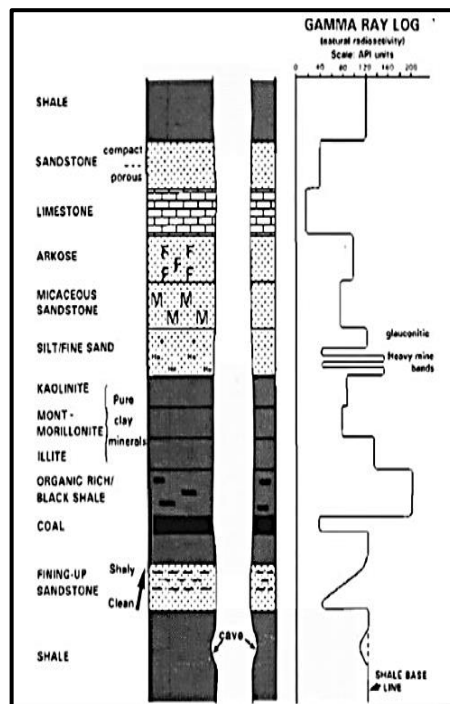
**Gambar 4.** Defleksi Kurva Resistivitas (Sandhika, 2016).

### 3.2.2 *Gamma Ray Log*

Prinsip pengukuran *gamma ray log* adalah mengukur dan mencatat intensitas radioaktif alami yang didapatkan oleh formasi sebagai fungsi hasil peluruhan radioaktif yang terdapat dalam formasi batuan. *Gamma ray log* merupakan metode yang digunakan untuk mengukur radiasi sinar *gamma* yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya *Uranium*, *Thorium*, *Potassium* dan *Radium*. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*,



*gypsum* dan lain-lain. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan lainnya (Erihartanti, 2017).



**Gambar 5.** Respon *gamma ray log* (Rider, 2002).

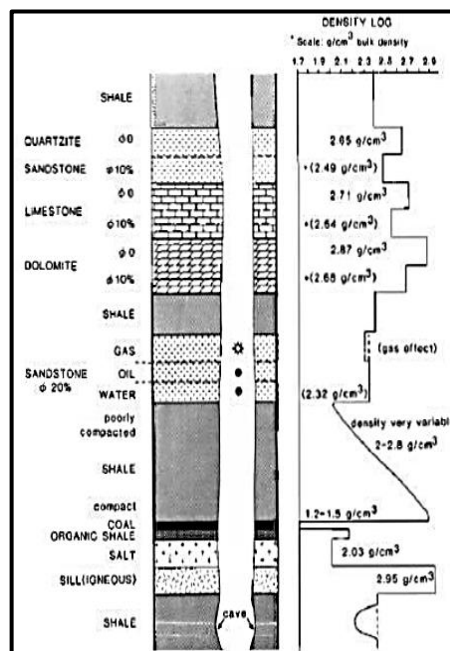
### 3.2.3 *Density log*

*Density log* dilakukan untuk mengukur densitas suatu batuan disepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan juga fluida yang terdapat pada pori-pori batuan. *Density log* adalah alat yang digunakan untuk mengukur porositas batuan formasi. Selain itu *density log* juga dapat digunakan untuk mendeteksi suatu lapisan yang mengandung gas dan menentukan berat jenis hidrokarbon yang mengisi pori-pori batuan (Sandhika, 2016).

Prinsip kerja *density log* ialah dengan cara memancarkan sinar *gamma* dari sumber radiasi sinar *gamma* yang diletakkan pada dinding lubang bor. Saat sinar *gamma* menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar *gamma* akan kehilangan sebagian dari energinya dan sebagian lagi dari energi tersebut akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan di atas sumber radiasi. Intesitas sinar *gamma* yang dipantulkan tergantung dari densitas formasi. Tujuan utama dari *density log* ini ialah menentukan porositas dengan mengukur *bulk*

*density* batuan, selain itu juga dapat digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan *neutron log*, juga untuk menentukan densitas hidrokarbon ( $\rho_h$ ) dan membantu dalam mengevaluasi lapisan *shale* (Asquith dan Krygowski, 2004).

Dalam perhitungan porositas batuan menggunakan dua nilai densitas yang berbeda yaitu *bulk density* ( $\rho_b$  atau RHOB) dan densitas matriks ( $\rho_{ma}$ ). *Bulk density* ialah densitas keseluruhan dari batuan yaitu bagian fluida dan solid batuan yang terukur oleh alat *density log*, sedangkan densitas matriks adalah densitas dari matriks batuan saja (Asquith, 2004). Secara kuantitatif *density log* digunakan untuk mengukur porositas dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon (HC). Secara kualitatif log ini digunakan untuk menentukan litologi dan jenis mineral tertentu, log ini juga bisa digunakan untuk mengidentifikasi *fracture* pada formasi.



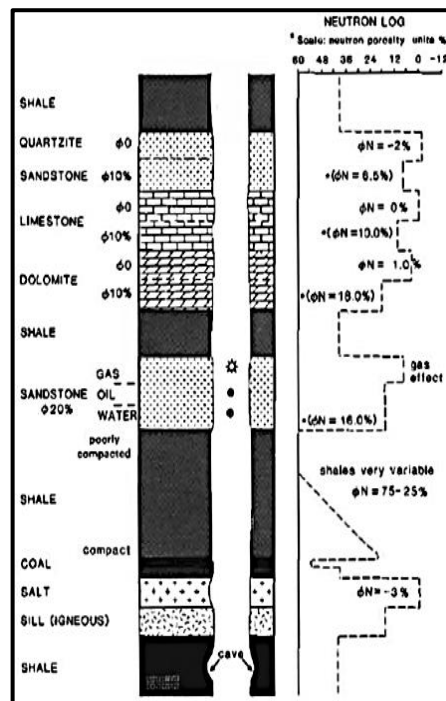
Gambar 6. Respon *density log* (Rider, 2002).

### 3.2.4 Neutron Log

*Neutron log* merupakan *porosity log* yang mengukur jumlah ion hidrogen pada suatu formasi. *Neutron log* digunakan bersama dengan *density log* untuk mengukur porositas batuan. Apabila pori yang terisi oleh gas, maka neutron porositas yang terhitung akan lebih kecil. Hal ini karena gas memiliki jumlah ion hidrogen lebih

sedikit dibandingkan dengan air maupun minyak. Gejala penurunan nilai neutron porositas ini disebut *gas effect* (Nukefi, 2007).

Menurut (Wisnu, 2019) kegunaan *neutron log* ini ialah antara lain: Menentukan porositas yaitu mendeteksi porositas primer dan sekunder dalam formasi, Identifikasi litologi dengan menggunakan gabungan *density log*, *neutron* dan *sonic*, serta mengidentifikasi adanya hidrokarbon, dideteksi dengan gabungan *neutron log* dan densitas.

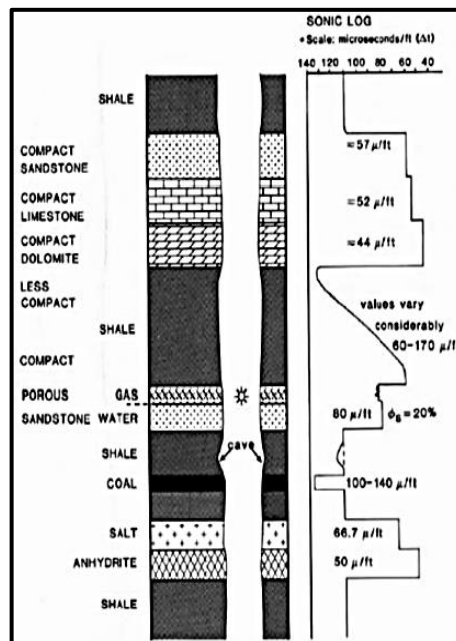


Gambar 7. Respon *neutron log* (Rider, 2002).

### 3.2.5 Sonic Log

*Sonic Log* merupakan log yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas suatu batuan sebagaimana pada *density log* dan juga *neutron log*. *Sonic log* ini menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan atau dipancarkan ke dalam suatu formasi hingga ditangkap kembali oleh *receiver*. Kecepatan suara melalui formasi batuan ini tergantung pada matriks batuan serta distribusi porositasnya. Alat yang biasa digunakan yaitu BHC (*Borehole Compensated Sonic Tool*) yaitu alat yang menggunakan rangkaian pasangan pemancar-penerima sehingga pengaruh dari lubang bor dapat dikecilkan. Prinsip kerja dari alat ini pada formasi homogen yaitu, gelombang yang dipancarkan dari pemancar akan

menyebarkan dengan cepat melalui lumpur, tergantung dari pada sudut pancarnya. Sebagian gelombang akan dibelokkan atau dipantulkan dan sebagian lagi akan menyebarkan sebagai gelombang sekunder sepanjang dinding sumur. Objektif dari alat *sonic* adalah untuk mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu. (Harsono, 1997). Secara kualitatif log ini digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori-pori batuan. Menurut Shandika, (2016) kegunaan *sonic log* ini selain mengukur porositas batuan ialah sebagai berikut: Mengukur volume batuan yang digunakan dalam analisis *seismic*, Melengkapi data untuk *synthetic seismograms*, Dapat mengidentifikasi ada tidaknya rekahan di dalam formasi.



Gambar 8. Respon *sonic log* (Rider, 2002)

### 3.3 Properti Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan suatu kegiatan analisis sifat fisika dan kimia dari batuan serta fluida yang dikandungnya. Petrofisika menekankan pada analisis sifat-sifat yang berhubungan dengan sistem pori, distribusi dari fluida dan karakteristik alirannya yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi serta mengevaluasi reservoir hidrokarbon, sumber hidrokarbon, akuifer, serta batuan *seal*/penutup.

#### 3.3.1 Porositas

Porositas didefinisikan sebagai persentase ruang pori dalam volume total batuan. Ruang pori sendiri diartikan sebagai ruang dalam tubuh batuan yang tidak diisi oleh zat padat. Dengan demikian, porositas yang dimaksud di atas adalah ruang pori total, bukan ruang pori efektif. Ruang pori total mencakup semua ruang yang tidak terisi oleh zat padat, baik ruang yang berhubungan maupun ruang yang tidak berhubungan. Ruang pori efektif adalah ruang-ruang pori yang berhubungan satu sama lain (Koesoemadinata, 1980).

Terdapat 2 jenis porositas, yaitu yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut merupakan perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$\begin{aligned}\Phi_{total} &= \frac{\text{volume pori}}{\text{volume batuan}} \times 100\% \\ \Phi_{efektif} &= \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume batuan}} \times 100\%\end{aligned}$$

Porositas pada *well logging* dapat dihitung dengan menggunakan *density log*, *neutron log*, dan *sonic log*. Berikut adalah formula perhitungan porositas berdasarkan *density log* (Schlumberger, 1998):

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Dimana;

$\Phi$  = Porositas dari *density log* (%)

$\rho_{ma}$  = Densitas matriks batuan ( $\text{kg/m}^3$ )

$\rho_b$  = *Bulk densitas* pada log ( $\text{kg/m}^3$ )

$\rho_f$  = Densitas fluida ( $\text{kg/m}^3$ )

Nilai porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data sumur, yaitu data *density log*, *neutron log*, dan *sonic log*. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam suatu batuan maka akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi) proses diagenesa dan kandungan semen, kedalaman dan tekanan.

**Tabel 1.** Nilai porositas batuan (Todd, 1980)

Litologi	$\emptyset$ (%)
<i>Sand</i>	25 - 50
<i>Silt</i>	35 - 50
<i>Clay</i>	40 - 70
<i>Sandstone</i>	5 - 30
<i>Limestone</i>	0 - 20
<i>Shale</i>	0 - 10

**Tabel 2.** Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005)

Nilai Porositas	Kualitas (Umum)
<b>0 - 5%</b>	Diabaikan ( <i>negligible</i> )
<b>5 - 10%</b>	Buruk ( <i>poor</i> )
<b>10 - 15%</b>	Cukup ( <i>fair</i> )
<b>15 - 20%</b>	Baik ( <i>good</i> )
<b>20 - 25%</b>	Sangat Baik ( <i>very good</i> )
<b>&gt;25%</b>	Istimewa ( <i>excellent</i> )

### 3.3.2 Densitas

Densitas atau massa jenis memiliki makna sebagai hubungan dari massa dengan volume. Batuan yang memiliki densitas besar akan memiliki kerapatan massa yang besar pula. Dengan begitu semakin mampat antar partikel penyusun batuan, maka nilai densitasnya akan semakin besar. Fungsi dari densitas batuan adalah untuk mengetahui seberapa besar nilai kepadatan batuan, mengetahui penambahan beban gaya pada suatu lereng Dan dapat menentukan litologi batuan dikarenakan setiap batuan memiliki nilai densitas yang berbeda-beda. Adapun nilai densitas pada batuan tertera pada **Tabel 3**.

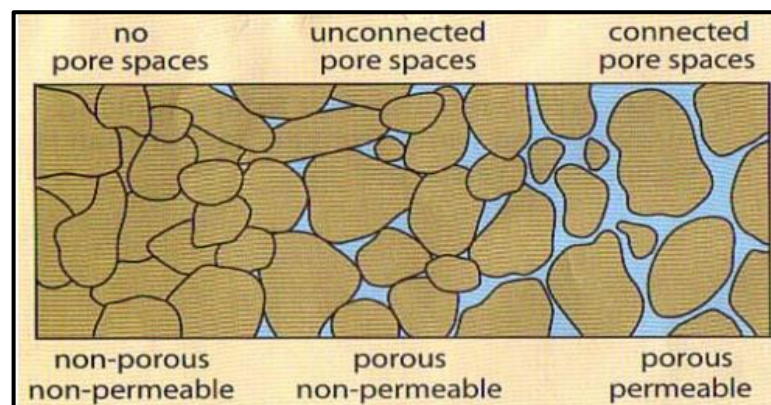


**Tabel 3.** Nilai densitas batuan (Telford, 1990)

Batuan	Densitas (g/cm <sup>3</sup> )
<i>Soil (tanah)</i>	1,92
<i>Sand (pasir)</i>	2,00
<i>Clay (tanah liat)</i>	2,21
<i>Sandstone (batu pasir)</i>	2,35
<i>Shale (serpih)</i>	2,40

### 3.3.3 Permeabilitas (*K*)

Permeabilitas adalah ukuran kemudahan fluida mengalir melalui pori di dalam batuan. Sebuah batu mungkin sangat berpori, tetapi jika pori-pori tidak terhubung, fluida tidak dapat berpindah sehingga disebut tidak permeabel atau *impermeable* (lihat gambar 9). Demikian juga, batu mungkin memiliki beberapa retakan terus menerus yang memungkinkan kemudahan aliran fluida, tetapi ketika porositas dihitung, tidak tampak sangat berpori seperti *limestone*.



**Gambar 9.** Visualisasi hubungan porositas dan permeabilitas

Permeabilitas disimbolkan dengan *K* dan satuan yang digunakan untuk menggambarkan permeabilitas adalah *milidarcy* (md), Rider (1996) mengklasifikasikan nilai permeabilitas secara kualitatif dimulai dari permeabilitas yang sangat buruk-*excellent*. *Shale* dan beberapa batu pasir memiliki porositas yang cukup baik, namun butirnya sangat halus sehingga jalur bagi perpindahan fluida

menjadi sangat terbatas sehingga menjadi *impermeable* (Schlumberger , 1998). Timur (1968) mengembangkan formula empiris untuk perhitungan nilai

permeabilitas yang terdistribusi pada data log, sebagai berikut;

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

Dengan keterangan:

K : Permeabilitas (md)

$\phi$  : Porositas (%)

$S_{wi}$  : Saturasi air *irreduciblex*

**Tabel 4.** Klasifikasi nilai permeabilitas batuan (Rider, 1996)

Nilai Permeabilitas (md)	Deskripsi Kualitatif
<10.5	Sangat buruk
11-15	Buruk
15-50	Sedang
50-250	Baik
250-1000	Sangat baik
>1000	excellent

### 3.4 Metode Seismik

Prinsip dasar metode seismik, yaitu menempatkan *geophone* sebagai penerima getaran pada lokasi penelitian. Sumber getaran dapat ditimbulkan oleh ledakan dinamit atau suatu pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*weight drop*). Gelombang yang dihasilkan oleh sumber 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 litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Setiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan noise (Russel, 1996).

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t)$$

Dimana:

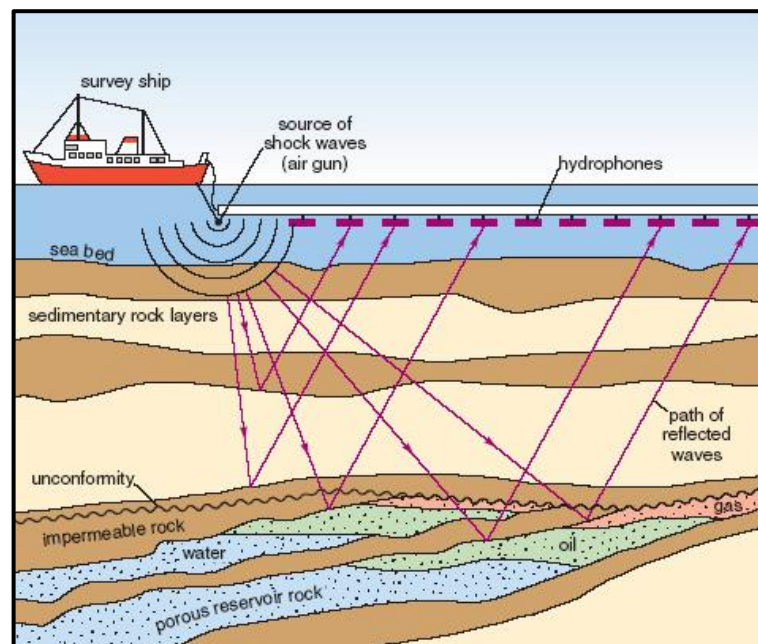
$S(t)$  = Trace seismik

$w(t)$  = Wavelet seismik

$r(t)$  = Reflektivitas bumi

$n(t)$  = Noise

Eksplorasi seismik refleksi dapat dikelompokkan menjadi dua, yaitu eksplorasi prospek dangkal dan eksplorasi prospek dalam. Eksplorasi seismik dangkal biasanya diaplikasikan untuk eksplorasi batubara dan bahan tambang lainnya. Sedangkan seismik dalam digunakan untuk eksplorasi daerah prospek hidrokarbon (minyak dan gas bumi). Dan berikut merupakan konsep seismik refleksi pada **Gambar 10**.



**Gambar 10.** Konsep seismik refleksi (Kukreja dkk., 2017).

Pada umumnya dalam metode seismik refleksi terbagi atas tiga tahapan utama, yaitu:

1. Pengumpulan data seismik (akuisisi data seismik) yaitu semua kegiatan yang berkaitan dengan pengumpulan data sejak survei pendahuluan dengan survei detail.
2. Pengolahan data seismik (*processing* data seismik) yaitu kegiatan untuk mengolah data rekaman di lapangan (*raw data*) dan diubah ke bentuk penampang seismik migrasi.

3. Interpretasi data seismik kegiatan yang dimulai dengan penelusuran horizon, pembacaan waktu pada penampang seismik yang hasilnya disajikan atau dipetakan pada peta dasar yang berguna untuk mengetahui struktur atau model geologi bawah permukaan (Sheriff, 1982).

### 3.5 Polaritas dan Fasa

Penentuan jenis polaritas sangat penting dalam proses *well seismic tie* dan *picking horizon*. Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut:

- Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofona atau pergerakan awal ke atas pada geofon.
- Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

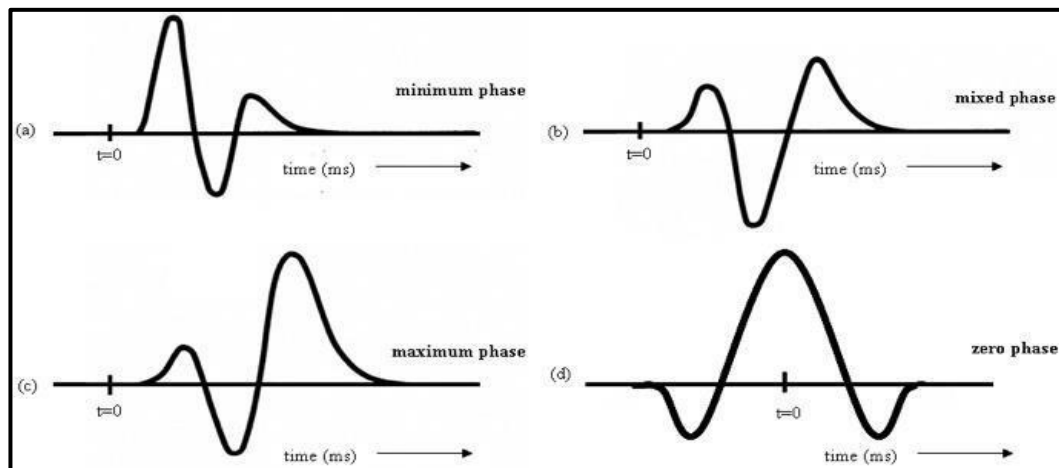
Berdasarkan konvensi SEG ini, polaritas seismik dapat dihubungkan dengan nilai impedansi akustik (AI) dari lapisan-lapisan batuan sebagai berikut:

- Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika impedansi akustik lapisan bawah > impedansi akustik lapisan di atasnya.
- Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika impedansi akustik lapisan bawah < impedansi akustik lapisan di atasnya.

Fasa pulsa seismik 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* (bagian muka) pulsa tersebut. Pada fasa nol batas AI akan terdapat pada *peak* atau *trough* (bagian tengah) pulsa tersebut. Untuk spektrum amplitudo yang sama, sinyal fasa akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar dari fasa minimum, sehingga sinyal *noise*-nya juga akan lebih besar.

### 3.6 Wavelet

*Wavelet* adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis **Gambar 11** yaitu:



**Gambar 11.** Jenis-jenis *wavelet*; (a) *Minimum phase*, (b) *Mixed phase*, (c) *Maximum phase*, (d) *Zero phase* (Sukmono, 1999).

- *Zero Phase Wavelet*  
*Wavelet* berfasa nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum.
  - *Minimum Phase Wavelet*  
*Wavelet* berfasa minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan.
  - *Maximum Phase Wavelet*  
*Wavelet* berfasa maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet* tersebut, merupakan kebalikan dari *wavelet* berfasa minimum.
  - *Mixed Phase Wavelet*  
*Wavelet* berfasa campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.
- Selain itu terdapat jenis *wavelet* model yang biasa dipakai dalam proses pembuatan seismogram sintetik, yaitu *ricker wavelet* dan *trapezoid wavelet* atau *bandpass*. *Wavelet ricker* merupakan jenis *wavelet* model dengan fasa nol yang menggunakan frekuensi dominan yang dilepaskan ke bumi pada penampang seismik. Frekuensi dominan pada penampang seismik dilihat dari spektrum amplitudo hasil dari ekstraksi *wavelet*. Pada proses pengikatan seismik dengan sumur (*well seismic tie*), *wavelet* model digunakan apabila memiliki nilai koefisien korelasi yang lebih baik dari pada metode *wavelet* ekstraksi. *Trapezoid Wavelet* atau *bandpass* termasuk



kedalam *wavelet* model yang merupakan filter seismik yang digunakan ketika pengolahan data seismik yang berarti frekuensi yang dilepaskan ke bumi. Parameter yang digunakan pada *wavelet* ini adalah F1 (*low cut frequency*), F2 (*low pass frequency*), F3 (*high pass frequency*), dan F4 (*high cut frequency*) (Mashudi, M.I.,2006).

### 3.7 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance/AI*) didefinisikan sebagai kemampuan suatu batuan dalam melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, Impedansi Akustik adalah perkalian antara kecepatan gelombang kompresi atau gelombang primer dengan densitas batuan. Semakin keras suatu batuan maka impedansi akustik yang dihasilkan akan semakin besar juga, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak mempunyai Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara kecepatan dengan nilai densitas suatu batuan, sehingga dapat dituliskan:

$$IA = \rho v \dots\dots\dots(1)$$

Dimana IA adalah harga impedansi akustik,  $\rho$  dan  $v$  adalah densitas ( $\text{g.cc}^{-1}$ ) dan kecepatan ( $\text{ft.s}^{-1}$ ).

Pantulan gelombang seismik terjadi disebabkan oleh perubahan impedansi akustik lapisan. Nilai kontras impedansi akustik dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudo refleksi maka semakin besar pula kontras impedansi akustik. Jadi dapat dilihat bahwa data seismik konvensional “melihat” obyek bawah permukaan dalam bentuk bidang batas antara lapisan-lapisan batuan, sedangkan impedansi akustik sebagai hasil inversi akan “melihat” obyek bawah permukaan tersebut sebagai lapisannya itu sendiri. Sehingga tampilan impedansi akustik (AI) akan lebih mendekati dunia *riil* dan lebih mudah untuk dipahami.

### 3.8 Koefisien Refleksi

Pada dasarnya setiap koefisien refleksi dapat dianggap sebagai sebuah respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik. Semakin besar

kontras IA, semakin kuat refleksi yang dihasilkan, maka semakin besar juga amplitudo (Sukmono, 2000). Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat dapat dihitung menggunakan rumus pada persamaan di bawah ini;

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \dots\dots\dots (2)$$

Dimana,

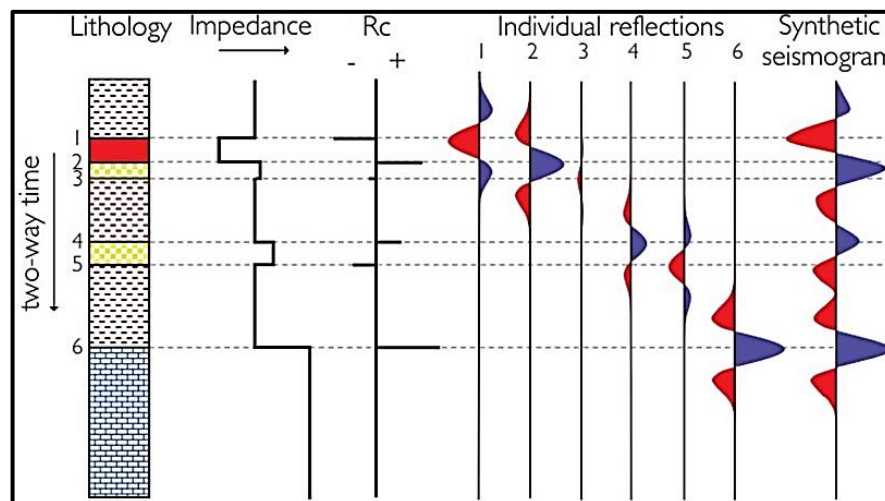
$KR$  = Koefisien refleksi

$AI_1$  = Impedansi akustik lapisan atas

$AI_2$  = Impedansi akustik lapisan bawah

### 3.9 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan rekaman seismik buatan yang dibuat dari data *sonic log* dan densitas. Data *sonic* dan densitas menghasilkan koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan seismogram sintetik. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara formasi sumur (umur, kedalaman, dan sifat fisis lainnya) Seimogram sintetik ini digunakan untuk pengikatan data sumur dengan data seismik. Karena yang sudah kita ketahui bahwa data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Sehingga, sebelum kita melakukan pengikatan, langkah pertama yang harus kita lakukan adalah mengkonversi data sumur ke dalam domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur. Menurut Sukmono (1999), seismogram sintetik yakni pada umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang hal inilah yang menjadikan kekurangannya, padahal frekuensi yang dipakai itu umumnya dipilih dari zona target (misal daerah reservoir). Hal ini sering menyebabkan *miss tie* pada daerah di luar zona target tersebut.



**Gambar 12.** Seismogram sintetik (Rob dan Mike, 2014).

### 3.10 *Well to Seismic Tie*

*Well Seismic Tie* adalah proses pengikatan data sumur (*well*) terhadap data seismik, proses pengikatan ini dilakukan dengan tujuan menyamakan domain sumur yang berupa kedalaman (meter) dengan data seismik yang berupa waktu (milisekon). *Proses well seismic tie* ini akan merubah domain sumur dari kedalaman menjadi waktu dikarenakan tujuan akhir dari proses *well seismic tie* ini yaitu dapat mengetahui posisi atau letak dari marker geologi yang berada pada sumur di data seismik. pada umumnya, data yang diperlukan pada proses *well seismic tie* yaitu diantaranya data seismik, data sumur berupa *density log* (RHOB), *sonic log* (DT), dan *checkshot log* (Ellis dan Singer, 2007).

*Wavelet* yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *bandwidth* yang sama dengan penampang seismik. Hal ini akan mempermudah pengikatan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon (Hardiansyah, 2015).

### 3.11 *Picking Horizon & Fault*

*Picking horizon* dilakukan untuk menentukan lapisan zona target dengan menentukan kemenerusannya secara lateral didalam seismik. Sebelum melakukan

*picking horizon* hal yang perlu diperhatikan didalam data seismik yaitu struktur, seperti patahan, lipatan dan sebagainya. *Picking horizon* dilakukan pada zona target yang berada di salah satu formasi di cekungan daerah penelitian (Rismawati, 2019). Tips-tips dalam melakukan *picking horizon* pada data seismik dapat dilakukan sebagai berikut:

- *Picking* yang dilakukan pada *wavelet minimum phase*, akan lebih baik Ketika melakukan *picking* di atas, dikarenakan perlu diingat bahwa refleksi terbentuk hanya pada batas impedansi akustik.
- Ketika tidak memiliki alasan yang baik maka perlu dihindari untuk melakukan *picking* dibawah sebuah *strong peak*, karena perlu diingat bahwa peak harus muncul dari manapun. Baik yang berasal dari koefisien refleksi negatif atau koefisien refleksi positif (untuk polaritas normal data SEG).
- *Picking* pada *wavelet zero phase*, yaitu melakukan *picking* pada amplitude refleksi maksimum, baik berupa *peak* atau *trough*. Refleksi tersebut seharusnya simetris di sekitar batas impedansi akustik (Badley, 1985).

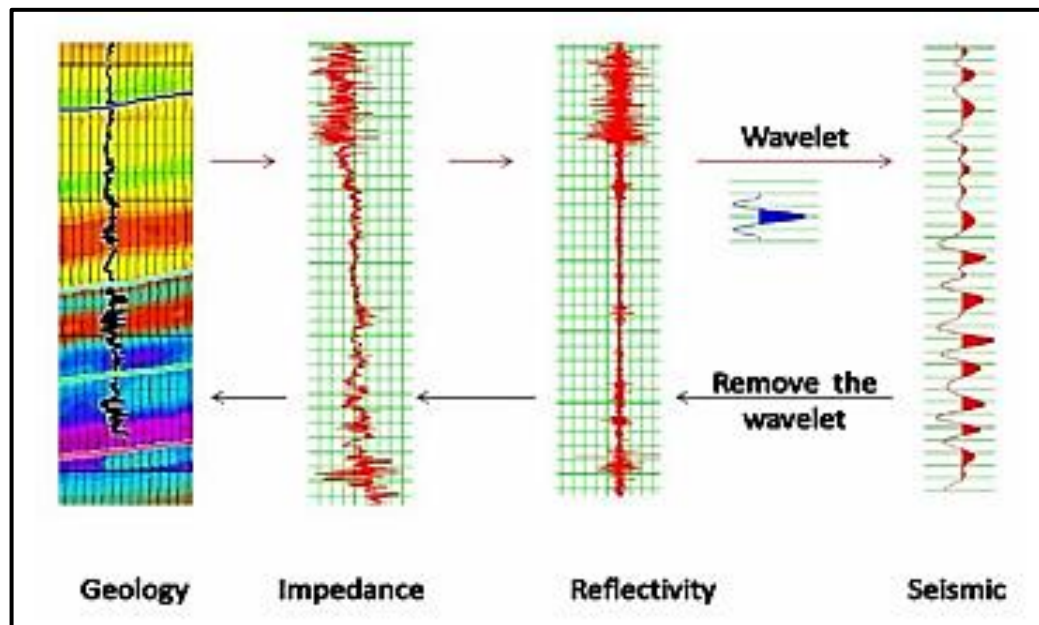
Pada prinsipnya, tujuan dari dilakukannya interpretasi struktur pada penampang data seismik yaitu untuk mendeteksi adanya indikasi keberadaan jebakan yang diduga mengandung hidrokarbon ataupun mencari struktur berupa patahan yang dapat bertindak sebagai jalur migrasi hidrokarbon menuju reservoir. Pada penampang seismik yang memiliki reflektor berwarna merah dan warna biru, patahan biasanya di deteksi dengan adanya diskontinuitas dari reflektor seismik, atau dengan kata lain ditampilkan oleh *horizon* yang tidak menerus, dengan ditandai oleh naiknya atau turunnya blok yang satu terhadap blok yang lain. Interpretasi struktur berupa patahan ini biasa dilakukan dalam satuan TWT (*TwoWay Time*) yang sesuai dengan domain data seismik. Dari interpretasi struktur ini dibentuk sebuah peta struktur waktu untuk dilakukan analisis terhadap kontur yang terbentuk, lalu berdasarkan peta struktur waktu tersebut dapat dilakukan konversi menjadi satuan kedalaman (Kearey, dkk., 2002).

### 3.12 Inversi Seismik

Seismik inversi merupakan suatu metoda dengan menggunakan data seismik

sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol untuk memperoleh gambaran model geologi bawah permukaan (Sukmono, 2002). Informasi yang terkandung di dalam lapisan batuan berupa impedansi (akustik atau elastik) merupakan hasil yang diperoleh dengan menggunakan metoda inversi. Dari informasi impedansi ini dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisis lain pada reservoir yang terukur pada sumur seperti porositas, saturasi air, dsb. Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Inversi seismik juga mengubah kandungan informasi data seismik dari informasi yang berkaitan dengan bidang batas antar lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan lapisannya. Kandungan informasi yang berkaitan dengan lapisan ini yakni impedansi akustik (AI) yang dapat dihubungkan dengan porositas batuan. Karena AI merupakan perkalian antara densitas dengan kecepatan, maka secara logika semakin besar AI, semakin rendah porositasnya. Selanjutnya, hasil AI dapat digunakan sebagai interpretasi pola penyebaran litologi dengan penggabungan parameter AI, densitas dan P-Wave termasuk dalam penyebaran distribusi *sandstone* pada area inversi (Ramdhani, 2017).

Inversi tergantung pada bentuk pemodelan 'ke depan' yang menghasilkan respon bumi terhadap suatu parameter model dengan menggunakan hubungan matematis. **Gambar 13** mengilustrasikan prinsip umum metoda inversi impedansi akustik *post-stack*. Diperlukan pengetahuan tentang *wavelet* dan model impedansi inisial pada algoritma inversi dimana informasi ini diekstrak dari data seismik dan log sumur.



**Gambar 13.** Konsep dari inversi impedansi akustik

Metode seismik inversi AI terbagi ke dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Pada penelitian ini akan dibahas inversi *post-stack* yang berhubungan dengan inversi amplitudo dan yang digunakan adalah Inversi model based. Pada metode inversi model *based* ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model bumi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbarui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Prinsip metode ini adalah membuat model geologi (bumi) dan membandingkannya dengan data *riil* seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbarui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif. Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Sedangkan permasalahan potensial menggunakan metode ini adalah sifat sensitifitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidakunikan (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu.

## IV. METODOLOGI PENELITIAN

### 4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Adapun pelaksanaan Tugas Akhir penelitian ini berada pada:

Waktu : 13 April – 13 Juni 2023

Tempat : Pusat survei Geologi KESDM, Jl. Diponegoro No. 57, Bandung 40122,  
Bandung, Jawa Barat.

Adapun rincian Tugas Akhir penelitian ini terlampir pada **Tabel 5** berikut:

**Tabel 5.** Rincian kegiatan Tugas Akhir penelitian

Kegiatan	Bulan (Minggu ke-)																					
	April		Mei				Juni				Juli				Agustus				September			
	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■							
Pengumpulan data		■	■	■	■	■																
Pengolahan data				■	■	■	■	■	■	■												
Penyusunan laporan usul				■	■	■	■															
Bimbingan laporan usul							■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
Seminar usul																■						
Penyusunan Laporan Hasil																	■	■				
Bimbingan Laporan Hasil																	■	■	■			
Seminar Hasil																			■	■		
<u>Bimbingan Komprehensif</u>																				■	■	
<u>Ujian Komprehensif</u>																					■	

### 4.2 Perangkat dan Data Penelitian

Adapun perangkat dan data penelitian yang digunakan yaitu:

#### 4.2.1 Perangkat Penelitian

Perangkat penelitian yang digunakan sebagai berikut:

- *Software Interactive Petrophysics*

Perangkat lunak ini digunakan untuk menganalisis parameter petrofisika dan juga untuk menentukan daerah target survei.

- *Software Geoview Hampson-Russel Suite (HRS-9 Beta 64)*

Perangkat lunak ini digunakan dalam proses *well to seismic tie*, dan inversi seismik impedansi akustik.

- *Software Schlumberger Petrel 2017*

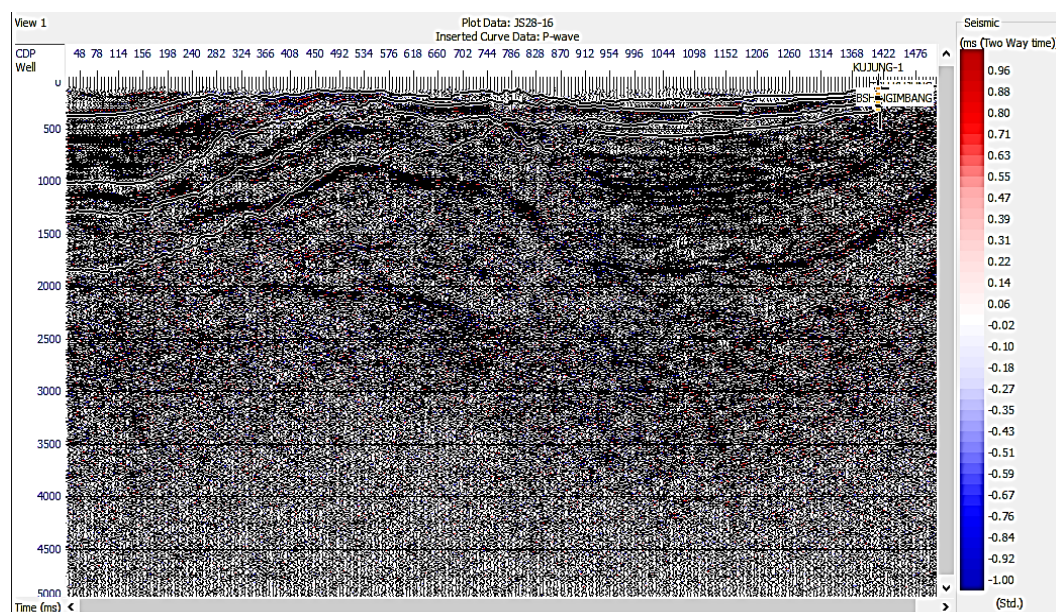
Perangkat lunak ini digunakan dalam proses *picking horizon fault* dan pembuatan peta sebaran properti (densitas dan porositas).

#### 4.2.2 Data Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini didapatkan dari Pusat Survei Geologi dengan nama dan koordinat yang tidak untuk dipublikasikan secara umum. Adapun untuk data-data tersebut sebagai berikut:

- Data Seismik

Data seismik digunakan dalam proses *well to seismic tie*, *picking horizon* dan *structure*, inversi seismik impedansi akustik, serta persebaran properti (porositas dan densitas). Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini berupa data seismik 2D PSTM (*Post Stack Time Migration*) dengan jumlah data seismik yang digunakan berjumlah 29 line seismik yang berada di daerah Cekungan Jawa Timur Utara.



Gambar 14. Penampilan data seismik



- Data *Well*/Sumur

Data sumur ini diperlukan saat proses analisis petrofisika, *well to seismic tie*, inversi seismik impedansi akustik, serta persebaran properti (porositas dan densitas). Data *well* yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah 2 sumur dengan kelengkapan tiap jenis lognya terlampir pada **Tabel 6** berikut.

**Tabel 6.** Kelengkapan data *well*/sumur penelitian

Sumur	GR	Resistivitas	DT	NPHI	RHOB	Checkshot
Kujung	v	v	v	v	v	v
Tubean	v	v	v	v	v	x

- Data *Checkshot*

Data *checkshot* adalah data berdomain kedalaman dan waktu (*Time to Depth Relationship/ TDR*) yang digunakan dalam proses *well to seismic tie*. Data *checkshot* ini dimaksudkan sebagai penerjemah dan penghubung antara data sumur yang berdomain kedalaman (*depth*) dengan data seismik yang berdomain waktu (*time*). Pada penelitian ini data *checkshot* yang tersedia ada 1 sumur untuk dilakukan proses *well to seismic tie*.

- Data Marker/*Well Tops*

Data marker/*well tops* adalah data yang digunakan sebagai batasan lapisan litologi pada suatu data sumur. Adapun data marker/*well tops* yang digunakan dalam penelitian ini sebelumnya dibuat dari analisis stratigrafi litologi berdasarkan data final *well report* dan biostratigrafi report. Data marker/*well tops* ini digunakan sebagai acuan dalam proses *picking horizon* dengan keterangan data marker yang terlampir pada **Tabel 7**.

**Tabel 7.** Data marker sumur

	TSH Kujung	BSH Kujung	TSH Ngimbang	BSH Ngimbang
Kedalaman	27.07	148.91	353.30	560.34

## 4.3 Mekanisme Penelitian

### 4.3.1 Analisis Petrofisika

Untuk melakukan analisis petrofisika diperlukan data sumur sebagai data utama. Langkah selanjutnya dilakukan analisis zona target secara kualitatif dengan

merujuk pada data log sumur. Kurva log yang digunakan untuk menentukan zona target yaitu kurva *gamma ray log*, *resistivity log*, *sonic log*, *density log* (RHOB), dan *neutron porosity log* (NPHI). Untuk memvalidasi hasil interpretasi data log dilakukan dengan memperhatikan *well report*. Dimana dari melakukan analisis petrofisika ini dapat mengetahui zona reservoir, jenis litologi dan mengidentifikasi hidrokarbon.

#### **4.3.2 Analisis Sensitivitas**

Analisis sensitivitas ini bertujuan untuk mengetahui hubungan antara properti batuan dengan nilai impedansi akustik, dimana digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir. Analisis dilakukan dengan melakukan *crossplot* antara nilai impedansi akustik dengan *density log*, dan *porosity log*. Hasil dari *crossplot* akan menunjukkan zona yang mengindikasikan adanya perbedaan properti reservoir seperti litologi. Selanjutnya, ditentukan nilai *cut-off* untuk mendapatkan rentang nilai properti batuan yang akan dihubungkan dengan hasil inversi pada tahapan interpretasi.

#### **4.3.3 Koreksi Checkshot**

Koreksi *checkshot* diperlukan untuk dilakukannya konversi antara data sumur (dalam domain kedalaman) terhadap data seismik (dalam domain waktu). Dimana data yang digunakan dalam koreksi *checkshot* merupakan data *sonic log* (*P-wave*) dan data *checkshot*. Hasil koreksi ini, akan mendapatkan kurva waktu kedalaman yang mengindikasikan bahwa kedalaman telah dikonversi dengan waktu.

#### **4.3.4 Well to Seismic Tie**

Adapun untuk data yang digunakan pada tahap *well to seismic tie* yaitu diantaranya data *well* berupa data *density log* (RHOB) dan *sonic log* (*P-wave*), data *checkshot*, data marker/*welltops*, dan data seismik. Pertama yang dilakukan yaitu melakukan koreksi data *sonic log* (*P-wave*) dengan data *checkshot*. Setelah data *sonic* (*P-wave*) terkoreksi dengan data *checkshot*, selanjutnya yaitu proses perkalian antara *sonic*

*log* (P-wave) terkoreksi dengan *density log* (RHOB) yang akan mendapatkan *log* impedansi akustik (*P-impedance*). Dan dari hasil tersebut akan didapatkan suatu koefisien refleksi. Proses selanjutnya yaitu ekstraksi/ pembuatan *wavelet* dari inputannya yaitu berupa data seismik. Dari proses tersebut akan dipilah dengan dilakukan trial untuk macam-macam jenis *wavelet* yang digunakan seperti *wavelet statistical*, *wavelet use well*, dan *wavelet ricker*, hingga nantinya dipilih *wavelet* yang menghasilkan korelasi yang baik. Setelah terbentuknya *wavelet*, maka selanjutnya yaitu hasil dari *wavelet* ini dilakukan konvolusi dengan koefisien refleksi yang sudah didapatkan sebelumnya yang akan kemudian menghasilkan seismogram sintetik. Dalam seismogram sintetik inilah akan dilakukan pencocokan dengan seismik *trace*-nya untuk melakukan proses *stretch and squeeze*. *Stretch* merupakan proses peregangan data dan *squeeze* merupakan proses perapatan data. Dari proses *stretch and squeeze* akan menghasilkan nilai korelasi dan *time shift*. Dimana nilai ini menandakan kesesuaian antara data sumur yang dalam bentuk seismogram sintetik dengan data seismiknya. Semakin besar nilai korelasi dalam artian mendekati 1 dan nilai *time shift*nya kecil dalam artian nilainya 0, maka itu memiliki korelasi yang sangat baik. Dan dalam penelitian ini diusahakan memiliki nilai korelasi  $> 0,5$  dan *time shift* bernilai 0 ms yang sudah dapat dikatakan cukup baik.

#### 4.3.5 *Picking Horizon*

*Picking horizon* ini merupakan pemilihan *horizon* yang terdapat dalam suatu penampang seismik. Data yang digunakan dalam proses ini yaitu data seismik dan juga data marker/*well tops*. Pada data seismik, suatu *horizon* dapat ditampilkan dari suatu reflektor seismik dengan amplitud negatif yang diartikan sebagai *through* (lembah) dan amplitud positif sebagai *peak* (puncak). Pada umumnya reflektor yang berupa *through* (lembah) akan ditampilkan sebagai *horizon* yang berwarna biru pada penampang seismik, sedangkan itu reflektor yang berupa *peak* (puncak) akan ditampilkan sebagai *horizon* yang berwarna merah pada penampang seismik. Proses *picking horizon* pada penelitian ini dibatasi oleh data marker/*welltops* yang nantinya dari data tersebut bisa menghasilkan jumlah *horizon* yang sama pada penampang seismiknya.

#### 4.3.6 *Time Map*

*Time map* merupakan peta dalam suatu wilayah yang berdomain kedalaman waktu (*time*). Peta ini dibuat dari hasil interpretasi/*picking horizon* sebelumnya. *Horizon* yang sebelumnya dilakukan proses *picking* selanjutnya dilakukan proses *gridding* sehingga membentuk suatu peta bawah permukaan, dengan domain waktu (*time*).

#### 4.3.7 **Inisial Model**

Inisial model merupakan model awal berfrekuensi rendah berupa volume impedansi akustik yang merupakan hasil dari data sumur dan hasil *picking horizon*, kemudian data sumur diinterpolasi secara lateral terhadap data seismik dengan acuan *horizon* yang sudah di *picking* sebelumnya. Pada prinsipnya semakin banyak data sumur sebagai kontrolnya, maka semakin bagus hasil yang didapatkan.

#### 4.3.8 **Analisis Pra-Inversi**

Proses analisis pra-inversi bertujuan agar hasil inversi memiliki nilai *error* minimum, dimana dilakukan dengan proses *trial and error*. Besarnya nilai korelasi nantinya akan mempengaruhi hasil inversi, karena semakin tinggi nilai korelasi maka hasil akan semakin bagus.

#### 4.3.9 **Inversi Impedansi Akustik**

Inversi impedansi akustik merupakan bentuk pemodelan bawah permukaan dengan suatu data seismik sebagai inputnya, serta data log sebagai data pengontrolnya. Data yang digunakan pada saat proses inversi impedansi akustik ini ada beberapa macam diantaranya yaitu data line seismik, data *density log* (RHOB) dan *sonic log* (*P-wave*) yang akan menghasilkan nilai log impedansi akustik, serta data hasil *picking horizon* sebelumnya. Dalam proses inversi impedansi akustik ini ada beberapa tahapan yaitu pembuatan model inisial, analisis pra-inversi, dan kemudian proses inversi impedansi akustik. Dalam tahap awal yaitu pembuatan model inisial yang digunakan untuk pengontrol dalam melakukan inversi. Setelah dihasilkan model inisial, maka berikutnya yaitu melakukan analisis pra-inversi. Pada tahap

analisis pra inversi ini bertujuan untuk menyamakan dari kurva log impedansi akustik hasil inversi dengan kurva log inversi aslinya agar dibuat menjadi semirip mungkin dengan yang menjadi acuan yaitu nilai korelasi yang mendekati 1 dan nilai *error* yang kecil. Dalam membuat nilai korelasi yang besar perlu dilakukan proses *trial* dengan mengatur beberapa parameter inputan seperti besarnya *constraint* (nilai pembatas), *sample rate*, banyaknya iterasi hingga didapat nilai korelasi yang dianggap sudah baik. Setelah didapatkan hasil korelasi yang baik maka selanjutnya yaitu proses invesi dengan membuat volume seismik inversi impedansi akustik. Semakin baik hasil pra inversi maka akan semakin baik juga hasil inversi impedansi akustiknya dengan melihat kemiripan warna dari log impedansi akustik asli dengan sebaran log impedansi akustik hasil inversi.

#### **4.3.10 Persebaran Properti Petrofisika**

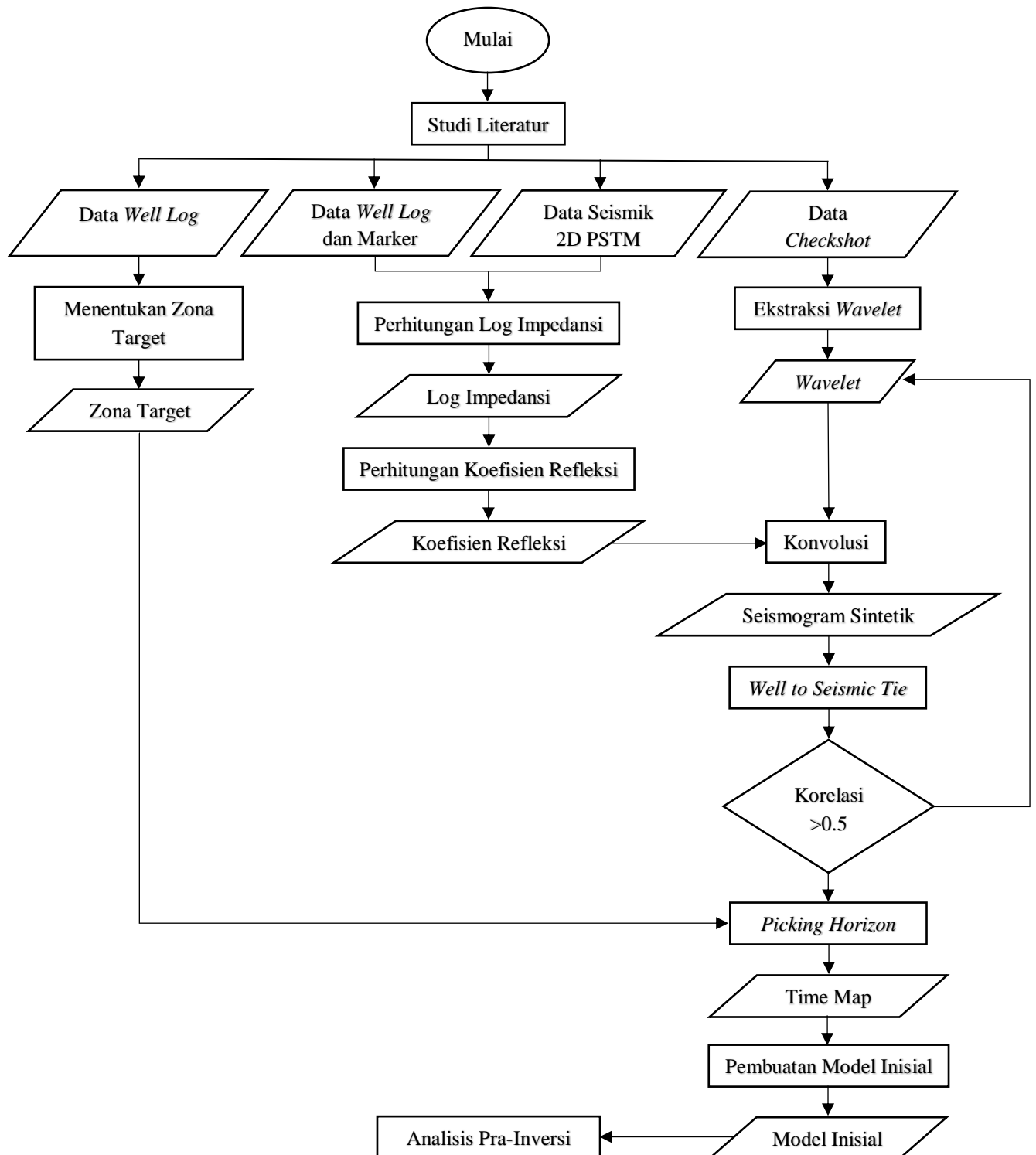
- **Densitas**

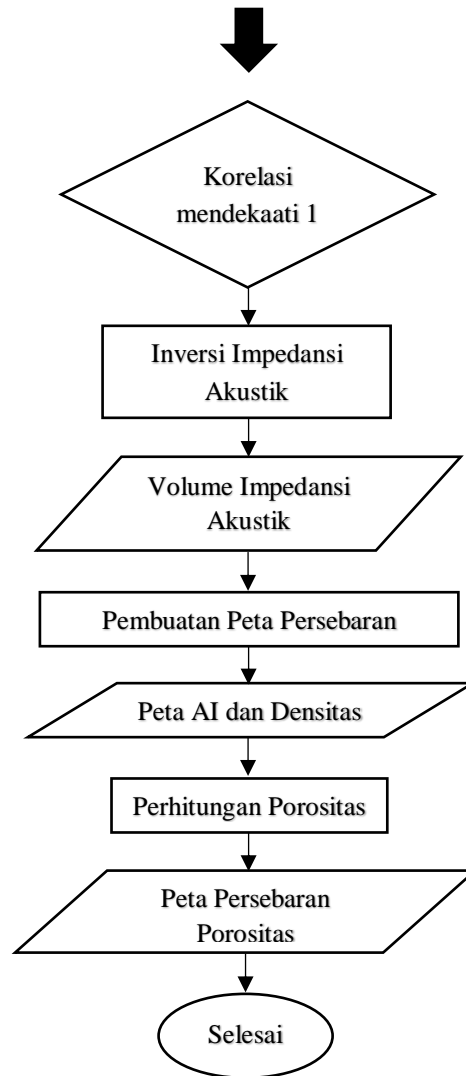
Pada pembuatan peta sebaran densitas sebelumnya dilakukan hubungan regresi linier antara densitas dengan impedansi akustik. Dengan sumbu x yaitu impedansi akustik dan sumbu y yaitu densitas. Setelah itu akan mendapatkan nilai *trendline* linier yang menjadi inputan dalam proses pembuatan peta sebaran densitas.

- **Porositas**

Pembuatan peta sebaran porositas diawali dengan dilakukan hubungan regresi linier antara porositas dengan impedansi akustik. Dengan sumbu x yaitu impedansi akustik dan sumbu y yaitu porositas. Setelah itu akan mendapatkan nilai *trendline* linier yang menjadi inputan dalam proses pembuatan peta sebaran porositas.

#### 4.4 Diagram Alir Penelitian





**Gambar 15.** Diagram Alir Penelitian Tugas Akhir

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

Dari penelitian ini ada beberapa kesimpulan yang bisa diambil yakni:

1. Hasil persebaran properti yang telah dilakukan pada *horizon* TSH & BSH Kujung memiliki nilai densitas rendah yakni 2,06 – 2,38 g/cc dengan rentang nilai porositas yang tinggi 16,7 – 33,2 % serta memiliki nilai impedansi akustik yang *low impedance* dengan nilai 6222 – 7191 (m/s)\*(g/cc) yang berada pada bagian Utara. Untuk *horizon* TSH & BSH Ngimbang memiliki nilai densitas tinggi dengan nilai 2,41 – 2,71 g/cc dengan rentang nilai porositas rendah 0,1 – 5,7 % serta memiliki nilai impedansi akustik yang *high impedance* dengan nilai 9129 – 12036 (m/s)\*(g/cc) yang berada pada bagian Selatan.
2. Zona prospek hidrokarbon nonkonvensional pada Cekungan Jawa Timur Utara berada pada Sumur Kujung di Formasi Ngimbang yang terdapat pada bagian Selatan. Pada zona tersebut memiliki nilai permeabilitas yang rendah dengan nilai permabilitas 0,004 – 0,039 md yang dapat mengindikasikan awal memiliki jenis hidrokarbon gas (< 0,1 md).

### 6.2 Saran

Adapun saran yang diberikan pada penelitian ini sebagai berikut:

1. Dibutuhkannya data *checkshot* pada sumur Tuban sebagai penunjang interpretasi pada daerah penelitian ini.
2. Dibutuhkannya data viskositas untuk menentukan parameter parameter yang dapat membantu dalam menganalisis daerah penelitian.



## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, M. (2007). *Konsep Dasar Seismik Refleksi-Edisi Revisi*. Institut Teknologi Bandung.
- Adim, H. (1991). *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir, Volume 1*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi.
- Agustiyar, F. (2021). Indications of the Potential of Shale Gas for Non-Conventional. *Tadulako Science and Technology Journal*, 2(1), 17-25.
- Ahmed, U., & Meehan, D.N. (Eds). (2016). *Unconventional oil and gas resources: exploitation and development*. CRC Press.
- Archie, G. E. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(01), 54-62.
- Asparini, D. (2011). Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh. *Institute Pertanian Bogor, Bogor*.
- Asquith, G. B., Krygowski, D., & Gibson, C.R. (2004). *Basic well log analysis* (Vol.16). Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists.
- Badley, M.E. (1985), *Practical Seismic Interpretation*.
- Brown, A.R. (2011). *Interpretation of three-dimensional seismic data*. Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum geologists.

- Clavier, C., Coates, G., & Dumanoir, J. (1984). Theoretical and experimental bases for the dual water model for interpretation of shaly sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(02), 153-168.
- Ellis, D.V., & Singer, J. M. (2007). *Well logging for earth scientists* (Vol.692). Dordrecht: Springer.
- Erihartanti, E., Siregar, S. S., & Sota, I. (2017). Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well Logging Dengan Metode Cross Section Di PT. Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab. Kapuas Kalimantan Tengah. *Jurnal Fisika Flux: Jurnal Ilmiah Fisika FMIPA Universitas Lambung Mangkurat*, 12(2), 118-127.
- Glover, Paul. (2007). *Petrophysics MSc Course Notes*. Nottingham, United Kingdom.
- Harsono, A. (1997). Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, *Jakarta: Schlumberger Oilfield Service*.
- Hamada, G. M. (2016). Comprehensive Evaluation and Development of Unconventional Hydrocarbon Re-serves as Energy Resource. *Petro and Envi Biotech, APEB-102*.
- Heikal, S. (2008). Scope of Tight Gas Reservoir in Pakistan. *Pakistan Petroleum Exploration & Production Companies Association (PPEPCA), Islamabad, Pakistan*.
- Herron, D. A. (2011). *First steps in seismic interpretation*. Society of Exploration Geophysicist.
- Husein, S., & Nukman, M. (2015). Rekonstruksi tektonik mikrokontinen Pegunungan Selatan Jawa Timur: Sebuah hipotesis berdasarkan analisis kemagnetan purba. In *Proceeding Seminar Nasional Kebumihan Ke-8. Academia-Industry Linkage*.

- Husein, S., Titisari, A. D., Freski, Y. R., & Utama, P. R. (2016). Buku Panduan Ekskursi Geologi Regional Jawa Timur Bagian Barat, Indonesia. *Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, UGM.*
- Katz, B., Gao, L., Little, J., & Zhao, Y. R. (2021). Geology still matters-unconventional petroleum system disappointments and failures. *Unconventional Resources, 1*, 18-36.
- Kearey, P., Brooks, M., & Hill, I. (2002). *An introduction to geophysical exploration.* (Vol. 4). John Wiley & Sons.
- Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral. (2022). *Buku Saku Edisi Desember 2021.* Jakarta: Desember 2021.
- Koesoemadinata, R.P. (1980). Geologi Minyak dan Gas bumi, Jilid 1 dan 2. *Institut Teknologi Bandung: Bandung.*
- Kukreja, N., Lange, M., Louboutin, M., dan Luporini, F. (2017). Rapid Development of Seismic Imaging Applications Using Symbolic Math. *Researchgate, conference paper.*
- Mastoadji, E. K. (2007). Basic Well Log Interpretation. *Handout of AAPG SC UNDIP Course.*
- Nukefi, A. (2007). Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. *Bandung: Institut Teknologi Bandung.*
- Rider, M. (1996). The geological interpretation of well logs (Second edi). *Caithness: Whittles Publishing.*
- Ramdhani, E. (2017). Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Talang Akar menggunakan Analisis Petrofisika Dan Sesmik Inversi AI Dengan Pendekatan Map Algebra pada Lapangan Bisma, Cekungan Sumatera Selatan. *SKRIPSI. Teknik Geofisika Universitas Lampung.*

- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs*, 2nd Edition, revised 2002. *Scotland: Whittles Publishing*.
- Rismawati. (2019). Prediksi sebaran properti log untuk karakterisasi zona reservoir menggunakan metode seismic inversi impedansi akustik dan analisis multiatribut pada lapangan sands formasi baturaja dan talang kar cekungan sumatera selatan. *SKRIPSI*. Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Rizky, S. (2018). Karakterisasi Reservoir Menggunakan Spektral Dekomposisi Berbasis Continuous Wavelet Transform (CWT), Seismik Inversi Dan Analisis Petrofisika: Studi Kasus Cekungan Bonaparte. *SKRIPSI*. Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Sam-Marcus, J., Enaworu, E., Rotimi, O. J., & Seteyeobot, I. (2018). A proposed solution to the determination of water saturation: using a modelled equation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8, 1009–1015.
- Sandhika, D. (2016). Interpretasi log untuk menentukan interval perforasi formasi K lapangan X. *SKRIPSI-2016*.
- Schlumberger. (1998). *Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Wireline and Testing. Texas.
- Siallagan, F., Dewanto, O., & Mulyatno, B. S. (2018). Analisis Reservoir Migas Berdasarkan Parameter Petrofisika Dari 7 Sumur Di Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 3, No. 2.
- Simandoux, P. (1963). Measures Die Techniques An Milieu Application A Measure Des Saturation En Eau, Etude Du Comportement De Massifs Agrileux. *Review Du'institute Francais Du Patrole 18*(Supplementary Issue), 193-215.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge university press.

- Sismanto. (2006). *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, UGM.
- Song, Y., Li, Z., Jiang, L., & Hong, F. (2015). The concept and the accumulation characteristics of unconventional hydrocarbon resources. *Petroleum Science*, 12, 563-572.
- Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi*, Jurusan Teknik Geofisika. Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2002). *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Program Studi Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Suprajitno, M. (2000). Physical Aspect of Exploration Seismology. *Geophysics Program of Mathematics and Sciences Department Universitas Indonesia*.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. (1990). *Applied geophysics*. Cambridge university press.
- Todd, D. K., & Mays, L. W. (1980). *Groundwater Hydrology*. John Willey & Sons. Inc., New York, 535.
- Ulum, Y. N., Hastuti, E. W. D., & Herlina, W. (2014). Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(3), 102284.
- Vidhotomo, E., Juwono, A.M., & Mekarsari, R. (2014). *Analisis Petrofisika Dan Perhitungan Cadangan Minyak pada Lapangan "BEAR" Cekungan Sumatera Tengah (Studi Kasus PT Chevron Pacific Indonesia)* (Doctoral dissertation, Brawijaya University).

- Waxman, M. H., & Smits, L. J. M. (1968). Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. *Society of petroleum engineers Journal*, 8(02), 107-122.
- Zendehboudi, S., & Bahadori, A. (2017). Chapter One-Shale Gas: Introduction, Basics, and Definitions. *Shale Oil and Gas Handbook*, 1-26.
- Zhang, X. S., Wang, H. J., Ma, F., Sun, X. C., Zhang, Y., & Song, Z. H. (2016). Classification and characteristics of tight oil plays. *Petroleum Science*, 13, 18-33.
- Zou, C., Zhang, G. S., & Yang, Z. (2013). Concept, characteristics, potential and technology of unconventional oil and gas-concurrently on unconventional oil and gas geology. *Petroleum Exploration and Development*, 40, 385-399.