

**ANALISIS RESERVOIR BATU GAMPING UNTUK PENENTUAN  
SUMUR EKSPLORASI BERDASARKAN PENERAPAN INVERSI  
AKUSTIK IMPEDANSI 2D DAN 3D PADA LAPANGAN X FORMASI  
MUNDU CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh

**Pebriadi Halomoan Matondang**

**2215051019**



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG**

**2026**

**ANALISIS RESERVOIR BATU GAMPING UNTUK PENENTUAN  
SUMUR EKSPLORASI BERDASARKAN PENERAPAN INVERSI  
AKUSTIK IMPEDANSI 2D DAN 3D PADA LAPANGAN X FORMASI  
MUNDU CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

**Oleh**

**Pebriadi Halomoan Matondang**

**Skripsi**

**Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar  
SARJANA TEKNIK**

**Pada**

**Jurusan Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG**

**2026**

## ABSTRAK

### ANALISIS RESERVOIR BATU GAMPING UNTUK PENENTUAN SUMUR EKSPLORASI BERDASARKAN PENERAPAN INVERSI AKUSTIK IMPEDANSI 2D DAN 3D PADA LAPANGAN X FORMASI MUNDU CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh

**Pebriadi Halomoan Matondang**

Minyak dan gas bumi merupakan salah satu sumber energi yang paling dibutuhkan, terbentuk dan terakumulasi melalui suatu proses yang disebut sebagai *petroleum system*. Reservoir karbonat secara spesifik terbentuk dari deposisi material kalsium karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ) hasil aktivitas organisme laut seperti koral dan foraminifera pada setting batimetri laut dangkal hingga dalam. Cekungan Selat Madura secara geologis diakui sebagai salah satu cekungan paling ekstensif di Indonesia bagian tengah dengan potensi akumulasi hidrokarbon yang signifikan. Studi ini menerapkan metode inversi seismik untuk memetakan karakterisasi reservoir bawah permukaan melalui analisis penampang vertikal maupun horizontal. Penelitian difokuskan pada analisis korelasi persebaran nilai Impedansi Akustik (AI) dan densitas terhadap potensi reservoir di Lapangan “X”, Cekungan Selat Madura. Basis data yang diintegrasikan mencakup satu sumur referensi serta data seismik 2D dan 3D *Post Stack Time Migration* (PSTM). Hasil inversi seismik mengidentifikasi zona target dengan karakteristik *low impedance* pada rentang 2600–3200 (g/cc m/s), porositas efektif 0,3(v/v) serta nilai densitas berkisar 1,7–1,85 g/cc. Berdasarkan analisis integratif antara anomali AI, densitas, dan *time structure map* yang saling memvalidasi, direkomendasikan penempatan sumur eksplorasi pada zona anomali tersebut yang secara struktural menempati posisi puncak antiklin guna mengoptimalkan target reservoir.

Kata kunci: Akustik Impedansi, Cekungan Selat Madura, Densitas, Globigerina Limestone, dan Inversi Seismik.

## **ABSTRACT**

### ***LIMESTONE RESERVOIR ANALYSIS FOR EXPLORATION WELL DETERMINATION BASED ON THE APPLICATION OF 2D AND 3D ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION IN THE FIELD X MUNDU FORMATION, NORTH EAST JAVA BASIN***

*By*

**Pebriadi Halomoan Matondang**

*Oil and natural gas are among the most essential energy resources, formed and accumulated through geological processes known as the petroleum system. Carbonate reservoirs are commonly developed from the deposition of calcium carbonate (CaCO<sub>3</sub>) materials produced by marine organisms such as corals and foraminifera, deposited in shallow to deep marine bathymetric environments. Geologically, the Madura Strait Basin is recognized as one of the most extensive basins in central Indonesia, with significant potential for hydrocarbon accumulation. This study applies seismic inversion methods to characterize subsurface reservoirs through the analysis of vertical and horizontal seismic sections. The research focuses on evaluating the correlation between the spatial distribution of acoustic impedance (AI) and density values and reservoir potential in Field "X", Madura Strait Basin. The integrated dataset consists of one reference well and 2D and 3D post stack time migration (PSTM) seismic data. The seismic inversion results identify target zones characterized by low acoustic impedance values ranging from 2600 to 3200 g/cc-m/s, porosity efektif 0,3 (v/v) and density values of approximately 1,7–1,85 g/cc. An integrated interpretation of AI anomalies, density distribution, and time structure maps shows consistent spatial relationships, indicating that these zones are structurally located at the crest of an anticline. Therefore, these areas are interpreted as prospective targets and are recommended for exploration well placement to optimize reservoir development.*

*Keywords: Acoustic Impedance, Density, Globigerina Limestone, Madura Strait Basin, and Seismic Inversion.*

Judul Skripsi : Analisis Reservoir Batu Gamping untuk Penentuan Sumur Eksplorasi Berdasarkan Penerapan Inversi Akustik Impedansi 2D dan 3D pada Lapangan X Formasi Mundu Cekungan Jawa Timur Utara

Nama Mahasiswa : **Pebriadi Halomoan Matondang**

Nomor Pokok Mahasiswa : **2215051019**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**

**MENYETUJUI**

1. **Komisi Pembimbing**

Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing 2

  
**Dr. Ir. Syamsurrijal Rasimeng, S.Si.,**

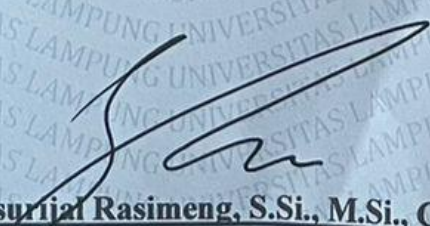
  
**Isti Nur Kumalasari, S.T., M.T.**

**M.Si., C.EIA, IPM.**

NIP. 199707152022032027

NIP. 197307162000121002

2. **Ketua Jurusan Teknik Geofisika**

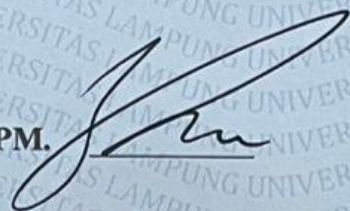
  
**Dr. Ir. Syamsurrijal Rasimeng, S.Si., M.Si., C.EIA, IPM.**

NIP. 197307162000121002

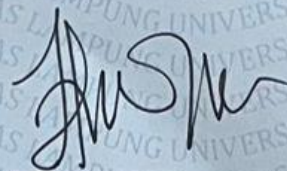
**MENGESAHKAN**

1. Tim Penguji

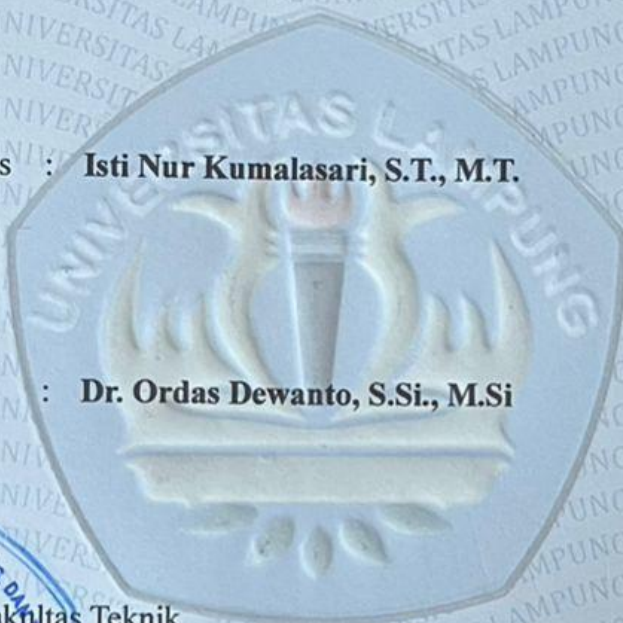
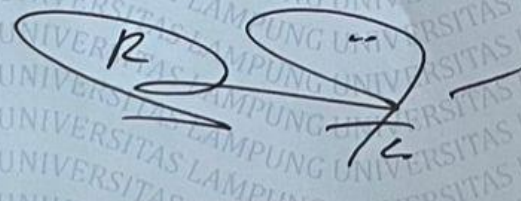
Ketua : **Dr. Ir. Syamsurijal Rasimeng, M.Si., C.EIA, IPM.**



Sekretaris : **Isti Nur Kumalasari, S.T., M.T.**



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



Dekan Fakultas Teknik

**Dr. Ahmad Herison, S.T., M.T.**

NIP. 196910302000031001

Tanggal Lulus Ujian Skripsi: **13 Maret 2026**

## PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa skripsi yang berjudul “Analisis Reservoir Batu Gamping untuk Penentuan Sumur Eksplorasi Berdasarkan Penerapan Inversi Akustik Impedansi 2D dan 3D pada Lapangan X Formasi Mundu, Cekungan Jawa Timur Utara” merupakan karya ilmiah yang saya susun secara mandiri berdasarkan data, hasil analisis, serta pengetahuan yang diperoleh selama proses penelitian. Dalam skripsi ini tidak terdapat karya atau pendapat orang lain yang telah dipublikasikan sebelumnya, kecuali yang secara jelas dicantumkan sebagai sumber rujukan dalam penulisan.

Pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya dan penuh tanggung jawab. Apabila di kemudian hari ditemukan adanya kekeliruan atau pelanggaran terkait keaslian karya ini, maka saya bersedia menerima segala konsekuensi sesuai dengan ketentuan dan peraturan yang berlaku.

Bandar Lampung, 1 April 2026



**Pebriadi Halomoan Matondang**

NPM. 2215051019

## RIWAYAT HIDUP



Penulis dengan nama Pebriadi Halomoan Matondang lahir di sidikalang, kabupaten dairi pada tanggal 23 february 2004. Penulis adalah anak kedua dari empat bersaudara, putra dari Bapak Wilkes Matondang dan Mama Nelly Purba. Penulis mengawali pendidikan di SD Negeri 03788 karing pada tahun 2010, kemudian penulis melanjutkan pendidikan di SMP Negeri 3 sidikalang pada tahun 2016 dan SMA Negeri 2 sidikalang pada tahun 2019. Setelah itu penulis melanjutkan dan terdaftar sebagai mahasiswa Teknik Geofisika Universitas Lampung pada tahun 2022 melalui jalur Seleksi Nasional Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SNMPTN).

Selama menempuh pendidikan tinggi di Teknik Geofisika Universitas Lampung, penulis aktif dalam berbagai organisasi kampus, baik jurusan maupun fakultas. Penulis menjadi ketua pelaksana hidrokarbon pada saat mengawali kehidupan organisasi di HIMA TG BHUWANA pada periode 2023-2024, setelah menjadi anggota aktif HIMA TG BHUWANA penulis di tempatkan di bidang *Sains* dan Teknologi. Selama menjalani sebagai anggota himpunan penulis aktif sebagai ketua pelaksana *Bhuwana Course*, wakil ketua pelaksana *Geophysis Academic and Event* (GEAVENT), Kordinator perlombaan *Geophysics Whiz Event and Seminar* (GWES). Penulis juga aktif di berbagai organisasi keprofesian, diantaranya Himpunan Ahli Geofisika Indonesia (HAGI) SC Unila sebagai Wakil Kepala divisi *Research Development and Competition Enggament*, *Soociety of Exploration Geophysicist* (SEG) SC Unila sebagai anggota divisi saintek, Ikatan Ahli Geologi

Indonesia SM Unila (IAGI). Penulis juga aktif di organisasi tingkat fakultas sebagai anggota divisi Advokasi mahasiswa di BEM Fakultas Teknik Universitas Lampung.

Penulis aktif di berbagai kompetisi dan kegiatan luar kampus, mulai dari tingkat jurusan hingga tingkat nasional. Pada tahun 2023 mengikuti lomba *paper poster* Geotrap di Universitas Padjajaran, tahun 2024 mengikuti lomba *paper poster* GTA dan Geodefes di Universitas Veteran Yogyakarta, *paper poster* GOSC di Universitas Sudirman, *paper poster* di Geofes Institut Teknologi Sumatera, interpretasi *gravity* pada lomba Antareja Universitas Jambi, *main plan geothermal* di Intitut Teknologi Bandung. Pada tahun 2023, penulis mempublikasikan jurnal dengan judul Pengaruh Perubahan Tutupan Lahan terhadap Pola Banjir di Ibu Kota Provinsi Lampung: Studi Menggunakan SIG dan Pendekatan Temporal, dan pada tahun 2024 penulis berhasil melakukan publikasi prosiding yang berjudul Identifikasi dan Estimasi Potensi Energi Panas Bumi di Cisarua, Lampung Selatan Berdasarkan Metode Gaya Berat, Simulasi Numerik, dan Pendekatan Volumetrik. Penulis juga aktif dalam penelitian dosen, dan menghasilkan penelitian dengan judul Analisis Anomali Gayaberat untuk Identifikasi Struktur di Wilayah Lampung Barat Menggunakan Metode *Second Vertical Derivative* (SVD) dan *First Horizontal Derivative* (FHD).

Pada bulan Januari-Februari 2025, penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Kistang, Kecamatan Ogan Lima, Kabupaten Lampung Utara. Pada bulan Agustus-September 2024 penulis melakukan kerja praktik di PT Gecko Geomekanik Persada dengan judul penelitian “**Evaluasi *Mud Weight* Berdasarkan Analisis *Geopressure* pada Lapangan Pm Sub-Cekungan Jawa Barat Utara Menggunakan Data Log**”. Pada November 2025–Februari 2026 penulis berkesempatan melaksanakan penelitian tugas akhir di Husky-CNOOC Madura Limited dengan judul Penelitian **Analisis Reservoir Batu Gamping Untuk Penentuan Sumur Eksplorasi Berdasarkan Penerapan Inversi Akustik Impedansi 2d Dan 3d Pada Lapangan X Formasi Mundu Cekungan Jawa Timur Utara**.

## **PERSEMBAHAN**

Penulis mengucapkan puji dan syukur kepada Tuhan Yesus Kristus atas kasih karunia dan penyertaan-Nya dalam setiap langkah kehidupan penulis, yang senantiasa memberikan kekuatan, hikmat, kebijaksanaan, dan kesabaran dalam menghadapi setiap tantangan, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik.

## **BAPAK DAN MAMAK**

tercinta yang tidak pernah berhenti memberikan cinta tanpa syarat, kasih sayang, doa yang tiada henti, dukungan, serta menjadi sumber motivasi bagi penulis. Melalui mereka, penulis belajar arti kerja keras, kesabaran, dan semangat, sehingga segala jerih payah dan cinta yang diberikan menjadi alasan utama penulis dapat sampai pada titik ini.

## **KAKAK DAN ADIK TERSAYANG**

yang selalu menjadi alasan bagi penulis untuk terus berjuang dan menjadi contoh agar tidak pernah menyerah dalam meraih cita-cita.

## **TEKNIK GEOFISIKA UNIVERSITAS LAMPUNG**

rekan-rekan Teknik Geofisika angkatan 2022, abang, kakak dan para Dosen yang telah menjadi bagian dari perjalanan akademik penulis serta memberikan kebersamaan, dukungan, dan pengalaman berharga selama masa perkuliahan.

## MOTTO

“Dan mengucap syukur dengan sukacita kepada Bapa, yang melayakkan kamu untuk mendapat bagian dalam apa yang ditentukan untuk orang-orang kudus di dalam kerajaan terang.”

(Kolose 1:12)

“Sebab Aku ini mengetahui rancangan-rancangan apa yang ada pada-Ku mengenai kamu, demikianlah firman Tuhan, yaitu rancangan damai sejahtera dan bukan rancangan kecelakaan, untuk memberikan kepadamu hari depan yang penuh harapan.”

(Yeremia 29:11)

“Segala perkara dapat kutanggung di dalam Dia yang memberi kekuatan kepadaku.”

(filipi 4: 13)

“Orang yang berhenti belajar akan menjadi pemilik masa lalu, orang yang terus belajar akan menjadi pemilik masa depan.”

(Najwa Shihab)

“Kalau tidak bisa jadi orang baik, setidaknya jangan jadi orang jahat.”

(Basuki Tjahaja Purnama)

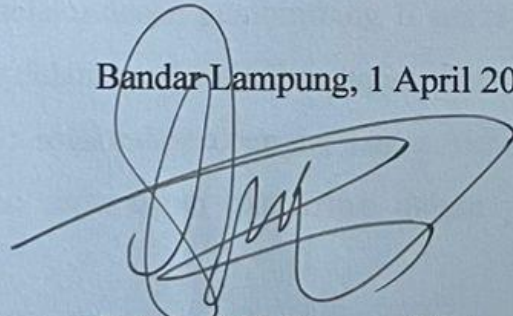
**“Ndang na so tarbahen di jolma, asal marsigomgom roha.”**

*Artinya: Tidak ada yang tidak bisa dilakukan manusia selama ada tekad.*

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa atas segala rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Analisis Reservoir Batu Gamping untuk Penentuan Sumur Eksplorasi Berdasarkan Penerapan Inversi Akustik Impedansi 2D dan 3D pada Lapangan X Formasi Mundu, Cekungan Jawa Timur Utara.”** Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Penulis menyadari bahwa dalam penyusunan skripsi ini masih terdapat berbagai kekurangan. Oleh karena itu, penulis sangat mengharapkan kritik dan saran yang membangun guna penyempurnaan karya ini. Penulis berharap skripsi ini dapat memberikan manfaat, baik bagi penulis sendiri maupun bagi para pembaca serta dapat memberikan kontribusi bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 1 April 2026



**Pebriadi Halomoan Matondang**

NPM. 2215051019

## SANWACANA

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Tuhan yang maha esa, yang telah melimpahkan nikmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan baik.

Adapun dalam penyelesaian skripsi terdapat banyak pihak yang terlibat, pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan rasa terima kasih kepada:

1. Bapak Dr. Ahmad Herison, S.T., M.T. selaku dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
2. Bapak Dr. Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si., C.EIA., IPM. Selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung, dan juga selaku dosen pembimbing I Tugas Akhir dan kerja praktik yang telah memberikan banyak waktunya dalam berbagai kesempatan, masukkan, dukungan, kritik dan saran yang membangun serta membimbing penulis dari awal hingga akhir.
3. Bapak Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si., C.EIA. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung .
4. Ibu Isti Nur Kumalasari S.T., M.T. selaku dosen pembimbing II tugas akhir yang telah banyak membantu penulis dalam menyelesaikan tugas akhir in.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen penguji Tugas Akhir saya yang banyak memberikan masukkan serta saran dan kritik dalam proses pengerjaan skripsi ini.
6. Bapak Rudi Z. Sinambela, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing akademik yang telah membantu penulis selama berkuliah di Universitas Lampung.

7. Bapak Ir. I Gede Boy D, S.Si., M.Eng. dan Dr. Rustadi S.Si., M.T. Selaku dosen pembimbing dalam kegiatan lomba dan penulisan karya ilmiah, terima kasih atas bimbingan, ilmu, serta kesempatan yang diberikan kepada penulis untuk terlibat dalam berbagai penelitian, serta atas saran dan motivasi yang membantu penulis dalam menyelesaikan skripsi.
8. Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang penulis hormati, dan banggakan, terima kasih atas banyak ilmu, serta pengalaman yang telah diberikan kepada penulis selama berkuliah di Universitas Lampung.
9. Kepada cinta pertama penulis yaitu mama, terima kasih atas kesabaran, pengorbanan, dan ketulusan dalam mendampingi perjalanan ini. Kehadiran mama selalu menjadi tempat pertama yang penulis tuju untuk mencari kekuatan, dukungan, dan ketenangan dalam menghadapi setiap proses.
10. Kepada bapak penulis, terima kasih atas setiap kerja keras dan pengorbanan yang bapak lakukan demi memberikan nafkah sehingga penulis dapat sampai pada tahap ini. Terima kasih juga atas teladan dan pelajaran untuk selalu menjadi pribadi yang kuat dalam menghadapi setiap situasi dan kondisi.
11. Kepada Kakak Angel, Bang Evan, Harumy, Uda, Nanguda Nevan, Amangboru, Bou Hany, Opung Cibubur, Opung Lampung, Tulang dan Nantulang Jesel, terimakasih atas bantuannya selama ini, baik dari segi finansial maupun dari segi pengalaman dan akademik, terimakasih atas doa dan *support* penulis dari awal kuliah sampai saya dapat menyelesaikannya.
12. Keluarga *besar Department Subsurface* dan DCWI Husky–CNOOC Madura Limited, khususnya Bapak Azhali Edwin yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melaksanakan penelitian Tugas Akhir. Terimakasih kepada Bapak Indra Soemantri selaku pembimbing lapangan atas arahan, masukan, dan saran yang diberikan selama proses penelitian. Terimakasih kepada Bang Ariya Kumara dan Kak Viska Ginanjar atas bantuan, bimbingan, serta arahan selama penelitian Tugas Akhir.
13. Keluarga PT. GECKO Geomekanika Persada yang telah memberikan saya kesempatan dalam melaksanakan kerja praktik, terimakasih kepada bang Omar, Alfian dan bang Dimas yang telah membantu dan mengajarkan penulis dalam melaksanakan kerja praktik sampai penulis mendapatkan pengalaman

dalam atmosfer dunia kerja. Terimakasih kepada teman kerja praktik saya, Tyas, Firda dan Serly, yang telah menjadi teman yang saling mendukung sehingga penulis dapat melaksanakan kerja praktik dengan baik.

14. Kepada partner kuliah Malikha Maharani, penulis mengucapkan terimakasih atas kebersamaan dan dukungan yang diberikan selama menjalani masa perkuliahan hingga mencapai tahap ini. Terima kasih atas bantuan, motivasi, serta kesediaannya menjadi teman berbagi cerita dan melewati berbagai proses perjuangan bersama selama menempuh pendidikan.
15. Kepada Siti Mahmudah, penulis mengucapkan terimakasih atas waktu, pengalaman, ilmu, bantuan dan cerita yang telah dilewati sama-sama serta telah kebersamaan penulis dalam kegiatan lomba dan penulisan karya ilmiah.
16. Kepada teman-teman saya PT. Horas, Yoseph, Kristian, Chatrine, Edu, Bayu, Daniel dan Rizky, terimakasih atas ceritanya selama kita berkuliah di Lampung yang membuat penulis dapat bertahan dan bisa menyelesaikan pendidikan di Universitas Lampung.
17. Keluarga besar Teknik Geofisika angkatan 22 yang memberikan banyak pengalaman dan pelajaran berharga bagi penulis tentang arti ketangguhan dalam menjalani masa perkuliahan.
18. Terimakasih kepada HIMA TG BHUWANA yang telah memberikan pengalaman organisasi kepada penulis yang dapat meningkatkan *softskill* dan juga kemampuan bersosialisasi yang lebih baik.
19. Kepada Pinoppar Oppung Taripar dan Oppung Jaya, terimakasih atas doaduanya, dukungan dan juga nasehatnya selama ini yang menjadi motivasi kepada penulis dalam menempuh pendidikan.
20. Semua pihak yang terlibat selama mengerjakan skripsi ini, terima kasih telah menjadi bagian dari perjalanan penulis dalam menyelesaikan kuliah ini.

Bandar Lampung, 1 April 2026

**Pebriadi Halomoan Matondang**  
NPM. 2215051019

## DAFTAR ISI

	Halaman
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>iv</b>
<b>MENGESAHKAN .....</b>	<b>vi</b>
<b>PERNYATAAN.....</b>	<b>vii</b>
<b>RIWAYAT HIDUP .....</b>	<b>viii</b>
<b>PERSEMBAHAN.....</b>	<b>x</b>
<b>MOTTO .....</b>	<b>xi</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>xii</b>
<b>SANWACANA .....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xvi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xix</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xxii</b>
<b>I. PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan Penelitian .....	3
1.4 Batasan Masalah.....	4
1.5 Manfaat Penelitian .....	4
<b>II. TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1 Lokasi Geografis Daerah Penelitian.....	5
2.2 Gologi Regional Daerah Penelitian.....	6
2.3 Tektonik .....	7
2.4 Fisiografi .....	10
2.5 Stratigrafi Regional .....	12
2.6 Geologi Struktur Selat Madura .....	16
2.7 Penelitian Terdahulu .....	19
<b>III. TEORI DASAR.....</b>	<b>23</b>
3.1 Gelombang Seismik.....	23
3.1.1 Gelombang Badan.....	24
3.2.1 Gelombang Permukaan .....	25

3.2	Hukum Dasar Gelombang Seismik.....	26
3.2.1	Hukum <i>Snellius</i> .....	27
3.2.2	Prinsip <i>Huygens</i> .....	28
3.2.3	Prinsip <i>Fermat</i> .....	28
3.3	Metode Seismik Refleksi .....	29
3.4	Impedansi Akustik .....	30
3.5	Koefisien Refleksi.....	31
3.6	<i>Wavelet</i> .....	32
3.7	Polaritas dan Fase Seismik.....	33
3.8	Seismogram Sintetik .....	34
3.9	<i>Checkshot</i> .....	35
3.10	<i>Well Seismic Tie</i> .....	36
3.11	Konsep Dasar <i>Well Logging</i> .....	37
3.11.1	<i>Log Gamma Ray</i> .....	39
3.11.2	<i>Log Densitas</i> .....	40
3.11.3	<i>Log Sonic</i> .....	42
3.11.4	<i>Log Neutron Porosity</i> .....	43
3.11.5	<i>Log Resistivity</i> .....	44
3.12	Inversi Seismik.....	45
3.12.1	<i>Model Based Inversion</i> .....	48
3.12.2	<i>Bandlimited Inversion</i> .....	49
3.13	Porositas Batuan.....	49
3.14	Batuan Karbonat.....	51
IV.	METODE PENELITIAN.....	55
4.1	Waktu dan Tempat Pelaksanaan .....	55
4.2	Alat dan Bahan .....	57
4.3	Ketersediaan Data .....	57
4.4	Prosedur Penelitian.....	62
4.4.1	Studi Literatur .....	62
4.4.2	Analisi Data Sumur ( <i>Quick Look</i> ).....	62
4.4.3	Estimasi Properti Akustik (Impedansi Akustik) pada Data Seismik 2D.....	63
4.4.6	Analisi Amplitudo <i>Spectrum</i> Data Seismik 2D .....	64
4.4.6	Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie Seismik</i> .....	64
4.4.7	Analisis Sensitivitas .....	65
4.4.8	Interpretasi Seismik Data Seismik 2D dan 3D.....	66
4.4.9	Peta Struktur Waktu .....	67
4.4.10	Model Awal Inversi ( <i>Low Frekuensi</i> ) .....	68
4.4.11	Analisis Pra-Inversi Seismik.....	69
4.4.12	Inversi Seismik.....	70
4.4.13	Pembuatan Sumur Sintetik.....	71
4.4.13	Melakukan Inversi Seismik 3D.....	72

4.4.14 Analisis Persebaran Reservoir dan Penentuan Sumur Eksplorasi	72
<b>V. HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>76</b>
5.1 Analisis Zona Potensial Pada Data Sumur .....	76
5.2 Analisis <i>Tunning</i> Dan Ekstraksi <i>Wavelet</i> .....	77
5.3 <i>Well To Seismik Tie</i> .....	78
5.4 Interpretasi Data Sesimik 2D .....	79
5.5 Analisis Sensitivitas .....	79
5.6 Pembuatan Model Awal ( <i>Low Frekuensi</i> ) Data Seismik 2D.....	80
5.7 Analisis Pra Inversi Seismik 2D .....	81
5.8 Hasil Inversi <i>Post Stack</i> .....	82
5.9 Ekstraksi Data Sumur Dari Model Inversi.....	85
5.10 Interpretasi Data Seismik 3D .....	86
5.11 Pembuatan Peta Bawah Permukaan .....	87
5.12 Pembuatan Model Awal ( <i>Low Frequency</i> ) Data Seismik 3D.....	89
5.13 Analisis Pra Inversi Data Seismik 3D.....	90
5.14 Korelasi Hasil Pemodelan data 2D dan 3D.....	91
5.15 Hasil Inversi <i>Post Stack</i> Data 3D .....	93
5.16 Analisis Peta Persebaran Hasil Inversi AI dan Densitas.....	95
5.17 Analisis Persebaran Porositas Efektif .....	97
5.18 Rekomendasi Titik Pengeboran Sumur Eksplorasi.....	100
<b>VI. KESIMPULAN.....</b>	<b>102</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>103</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta distribusi akumulasi hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur. Infrastruktur pipa dan konsesi yang berlaku saat ini menunjukkan aktivitas hulu dan hilir di wilayah ini.....	6
2. Peta persebaran lempeng yang mengontrol tektonik Cekungan Jawa Timur ..	10
3. Peta fisiografi Cekungan Jawa Timur. ....	12
4. Stratigrafi lembah Jawa Timur .....	16
5. Peta persebaran struktur Cekungan Jawa Timur .....	18
6. Peta persebaran sesar Cekungan Jawa Timur .....	18
7. Perambatan dari gelombang P .....	24
8. Perambatan gelombang S .....	25
9. Perambatan gelombang <i>Rayleigh</i> .....	26
10. Perambatan gelombang <i>Love</i> .....	26
11. Hukum <i>Snellius</i> .....	27
12. Ilustrasi Prinsip <i>Huygens</i> .....	28
13. Prinsip <i>Fermat</i> .....	29
14. <i>Reflection coefficient</i> , dimana $KR = RC$ .....	32
15. Jenis-jenis <i>wavelet</i> .....	33
16. Standar <i>wavelet</i> berdasarkan SEG, Eropa pada fasa <i>zero</i> dan minimum serta polaritas normal dan <i>reverse</i> .....	34
17. <i>Synthetic</i> seismogram yang didapatkan dari proses konvolusi antara koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> .....	35
18. Visualisasi <i>vertical seismic profiling</i> .....	36
19. Operasi kegiatan <i>logging</i> .....	38

20. Respon <i>log gamma ray</i> .....	40
21. Respon <i>log densitas</i> .....	41
22. Respon <i>log sonic</i> .....	43
23. Respon <i>log neutron</i> .....	44
24. Respon <i>log resistivitas</i> .....	45
25. Diagram alir pemodelan kebelakang .....	46
26. Jenis-jenis teknis inversi seismik .....	47
27. Representasi skematis dari seri reflektivitas yang diperoleh dari perubahan impedansi akustik .....	48
28. Penampang tipis batu Gamping Mundu dan gambar mikroskop elektron pemindaian (SEM) foraminifera <i>Globigerina</i> .....	52
29. Irisan tipis batuan <i>coral-limestone</i> Kujung .....	54
30. <i>Base map</i> daerah penelitian.....	59
31. Tampilan data seismik.....	60
32. Analisis <i>quick look</i> data sumur.....	63
33. <i>Wavelet</i> .....	65
34. <i>Well Seismic Tie</i> .....	65
35. Analisis sensitivitas .....	66
36. Interpretasi seismik .....	67
37. Peta struktur waktu <i>top-Mundu</i> .....	68
38. <i>Low frequency model</i> .....	69
39. Analisis Pra-Inversi .....	70
40. Model inversi <i>Acoustic Impedance</i> .....	71
41. Ekstraksi data <i>well</i> dari model hasil inversi .....	72
42. Peta persebaran <i>Acoustic Impedance</i> ( <i>Slice Arithmetic</i> (A), <i>RMS</i> (B), <i>Minimum</i> (C)) .....	74
43. Diagram alir .....	75
44. Analisis zona potensial pada sumur Terang .....	76
45. Ekstraksi <i>wavelet</i> pada data seismik 2D (PHM).....	77
46. <i>Well seismic tie</i> (Sumur Terang dengan data seismik 2D) .....	78
47. Interpretasi <i>horizon</i> dan <i>fault</i> lintasan data seismik PHM .....	79
48. Analisis sensitivitas sumur Terang .....	80

49. <i>Low frequency</i> model seismik 2D (PHM).....	81
50. Analisis pra inversi seismik 2D (PHM) .....	82
51. Model hasil inversi <i>Aquistic Impedance</i> seismik 2D .....	84
52. Model hasil inversi densitas seismik 2D.....	84
53. Model hasil inversi <i>velocity</i> seismik 2D .....	85
54. Estraksi data well dari model inversi lintasan seismik 2D ( <i>Acoustic Impedance</i> , <i>Density</i> dan <i>Velocity</i> ).....	86
55. Interpretasi <i>horizon</i> dan <i>fault</i> data seismik 3D .....	87
56. Peta struktur waktu <i>top</i> -Mundu.....	88
57. Peta struktur waktu <i>top</i> -N-19 .....	88
58. Peta struktur waktu <i>top</i> -Ledok .....	89
59. <i>Low frequency model</i> data seismik 3D.....	90
60. Analisis pra inversi data seismik 3D .....	91
61. Korelasi data hasil inversi seismik 2D dan 3D .....	93
62. <i>Slice</i> penampang <i>Acoustuic Impedance</i> data seismik 3D (Lapangan “x”) .....	94
63. <i>Slice</i> penampang densitas data seismik 3D (Lapangan "x") .....	95
64. Persebaran nilai <i>P-impedance</i> .....	96
65. Persebaran nilai densitas .....	97
66. Regresi porositas efektif dan <i>Acoustic Impedance</i> .....	98
67. Penampang porositas efektif .....	98
68. Peta persebaran porositas efektif.....	99
69. Titik rekomendasi pengadaan sumur eksplorasi .....	100
70. Perkiraan sifat fisis batuan titik rekomendasi sumur eksplorasi .....	101

## DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Penelitian terdahulu.....	19
2. Kualitas reservoir <i>globigerina limestone</i> berdasarkan sifat fisisnya.....	31
3. Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan.....	42
4. Klasifikasi nilai densitas, PHIE dan akustik impedansi jenis batuan.....	51
5. Sifat-sifat Reservoir Karbonat Cekungan Jawa Timur.....	54
6. <i>Time schedule</i> pelaksanaan penelitian.....	56
7. Alat dan bahan.....	57

## I. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Kebutuhan energi pada era teknologi saat ini terus meningkat seiring dengan bertambahnya konsumsi energi oleh masyarakat dan industri. Kondisi ini menuntut adanya upaya eksplorasi sumber energi baru yang mampu memenuhi kebutuhan secara cukup dan berkelanjutan. Minyak dan gas bumi menjadi salah satu sumber energi utama karena sudah lama dikenal dan digunakan secara luas. Namun, penurunan produksi dari reservoir konvensional membuat pencarian reservoir alternatif menjadi penting, salah satunya adalah reservoir karbonat yang memiliki karakteristik unik dan kompleks. Reservoir karbonat memiliki potensi besar karena cadangannya melimpah di Indonesia, terutama di wilayah timur, dan dapat menjadi sumber energi alternatif yang strategis. Hal tersebut menunjukkan perlunya inovasi agar cadangan yang tersedia dapat dieksplorasi dan dimanfaatkan secara optimal.

Reservoir Gamping adalah batuan reservoir yang terbentuk dari akumulasi material karbonat, terutama kalsium karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ), yang berasal dari organisme laut seperti koral, alga, dan foraminifera pada kondisi lingkungan laut dangkal hingga dalam (Flugel, 2010). Secara global, sekitar 60% cadangan minyak dan 40% cadangan gas alam tersimpan dalam reservoir karbonat. Di Indonesia, reservoir karbonat yang telah terkonfirmasi tersebar di berbagai cekungan, terutama di bagian timur Indonesia, sehingga menunjukkan bahwa sebagian besar potensi jenis reservoir ini masih belum terungkap sepenuhnya. Reservoir karbonat sendiri terbentuk terutama pada lingkungan laut dangkal hingga platform karbonat yang menyediakan kondisi ideal bagi pertumbuhan organisme pembentuk karbonat. Melihat potensi yang besar tersebut, reservoir karbonat dipandang sebagai salah

satu pilihan target eksplorasi yang mampu mendukung upaya peningkatan produksi hidrokarbon yang selama ini banyak dibutuhkan.

Secara geologis, wilayah Selat Madura sampai perairan utara Bali merupakan perpanjangan tektonik dari Zona Kendeng dan Zona Randublatung, membentuk sebuah cekungan sedimen memanjang (berorientasi barat-timur) dengan panjang sekitar 300 km dan lebar sekitar 75 km. Struktur utama dari cekungan ini adalah lembah sinklinal yang dibatasi di bagian utara oleh Zona Rembang (meliputi Pulau Madura hingga Kepulauan Kangean) dan di bagian selatan oleh deretan gunung berapi Kuartar di Jawa Timur hingga Bali utara. (Satyana & Asikin, 1999). Cekungan ini dikenal telah mengalami subsidensi yang cukup pesat sejak masa Pliosen, kondisi yang diyakini berhubungan erat dengan gaya tektonik regional berarah utara-selatan, yang menyebabkan akumulasi endapan Plio-Pleistosen yang sangat tebal, berdasarkan data seismik dan hasil pengeboran sumur eksplorasi. Wilayah Selat Madura dan perairan selatan Kepulauan Kangean termasuk dalam sub-cekungan penting dari Cekungan Busur Belakang Jawa Timur (*East Java Basin*), yang telah menjadi sasaran eksplorasi secara intensif sejak tahun 1970-an, dengan penemuan setidaknya sembilan cadangan hidrokarbon yang memiliki nilai ekonomi yang signifikan.

Pada tahap eksplorasi, diperlukan informasi yang akurat untuk menentukan lokasi sumur yang berpotensi memiliki reservoir. Salah satu tahapan penting dalam kegiatan eksplorasi minyak dan gas adalah pembuatan pemodelan properti reservoir, yaitu proses untuk memperkirakan distribusi karakteristik reservoir di suatu lapangan tertentu. Pemodelan ini sangat esensial karena berperan dalam meminimalkan ketidakpastian terkait penentuan strategi produksi, pengelolaan reservoir, serta dalam upaya pengurangan risiko. Di antara berbagai pendekatan yang efektif, salah satu yang sering digunakan adalah pemanfaatan metode seismik untuk mendukung proses tersebut.

Metode seismik sendiri merupakan salah satu metode geofisika yang banyak digunakan dalam kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi. Metode ini memanfaatkan sumber gelombang buatan, sehingga termasuk dalam kategori metode aktif, karena melibatkan pengirimannya langsung ke dalam bumi dan pengukuran pantulannya untuk mendapatkan informasi tentang struktur dan sifat

reservoir. Sumber gelombang yang digunakan dapat berupa dinamit atau truk vibroseis pada survei darat, serta air gun pada survei laut (Filterman dkk., 2009).

Seiring dengan perkembangan teknologi, interpretasi data seismik di Cekungan Selat Madura dapat dilakukan dengan lebih akurat. Salah satu metode yang efektif untuk meningkatkan efektivitas eksplorasi reservoir adalah seismik inversi. Metode inversi seismik merupakan teknik penting dalam interpretasi data seismik karena mampu menghasilkan penampang dengan persebaran parameter *log*, seperti akustik impedansi (AI), yang mencerminkan tingkat kekakuan batuan dan berperan besar dalam karakterisasi reservoir (Maurya dkk., 2020). Seiring perkembangan teknologi, metode ini dapat diterapkan dengan lebih optimal di Cekungan Selat Madura untuk mengidentifikasi cadangan gas biogenik. Inversi seismik bekerja dengan menghasilkan seismogram sintetik yang dibandingkan dengan kondisi geologi aktual, sehingga semakin tinggi kemiripannya, semakin akurat gambaran bawah permukaan yang diperoleh (Badley, 1987). Metode ini memberikan hasil interpretasi yang lebih komprehensif dan sangat penting untuk memaksimalkan pemanfaatan potensi hidrokarbon di wilayah penelitian.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Berdasarkan latar belakang penelitian ini, maka rumusan masalah adalah sebagai berikut;

1. Bagaimana hasil sumur sintetik berdasarkan inversi seismik dapat diterapkan dalam proses interpretasi Reservoir ?
2. Apakah hasil inversi seismik dapat mengidentifikasi dan memetakan persebaran reservoir batu gamping ?
3. Bagaimana persebaran reservoir pada data seismik lapangan yang diinterpretasikan ?

## **1.3 Tujuan Penelitian**

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut;

1. Mendapatkan sumur sintetik berdasarkan hasil inversi data seismik 2D.
2. Menentukan persebaran reservoir batu gamping berdasarkan hasil inversi AI pada data seismik 3D.

3. Menentukan area sumur eksplorasi berdasarkan parameter petrofisika batuan dan inversi seismik 3D pada lapangan penelitian

#### **1.4 Batasan Masalah**

Guna memfokuskan ruang lingkup hasil penelitian, adapun batasan masalah yang ditetapkan dalam studi ini adalah sebagai berikut;

1. Analisis data yang dilakukan pada penelitian tugas akhir ini hanya dilakukan pada lapangan “X”, pada Formasi Mundu.
2. Analisis data yang dilakukan pada penelitian menggunakan inversi AI.
3. Analisis yang dilakukan pada batu gamping yang merupakan batuan potensial sebagai reservoir.
4. Proses interpretasi data dibantu *software* Humpson Russell 11.0.1. dan Petrel 2018.

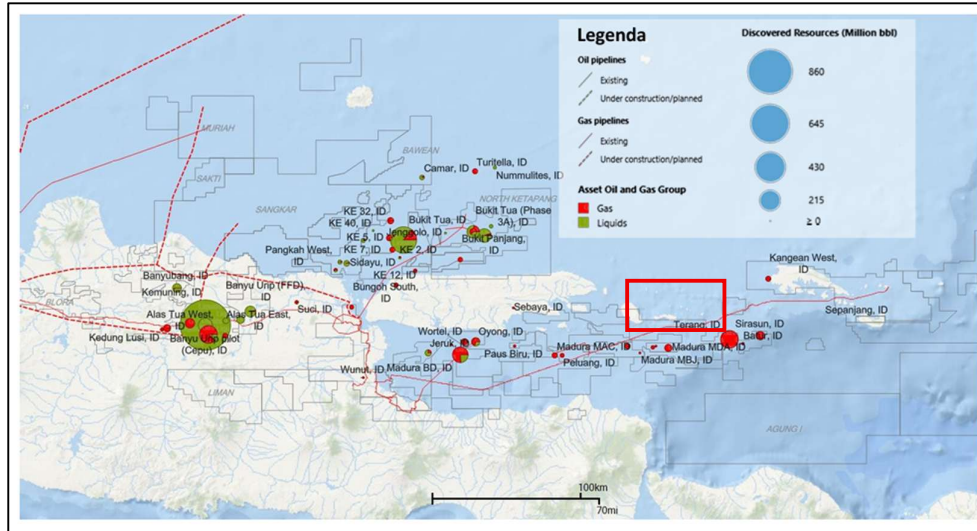
#### **1.5 Manfaat Penelitian**

Penelitian ini diharapkan mampu mengoptimalkan proses eksplorasi dalam mengidentifikasi reservoir melalui interpretasi data seismik. Dengan menggunakan pendekatan analisis inversi seismik, penelitian ini diharapkan dapat memberikan gambaran yang lebih lengkap sehingga proses pengambilan keputusan dalam kegiatan pengadaan eksplorasi pada lapangan dapat dilakukan dengan lebih tepat dan terarah.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Lokasi Geografis Daerah Penelitian

Lokasi studi berada di wilayah Blok Selat Madura (Gambar 1), yang termasuk dalam Cekungan Jawa Timur (*East Java Basin*). Cekungan ini dikategorikan sebagai cekungan busur belakang (*back-arc basin*) yang terbentuk pada era Tersier, membentang sepanjang kurang lebih 250 km dari barat ke timur di sisi utara Pulau Jawa. Dari perspektif tektonik, Cekungan Jawa Timur memiliki batas-batas yang terdefinisi dengan jelas, sebelah barat berbatasan dengan Busur Karimunjawa dan Paparan Sunda, sisi selatan dibatasi oleh kehadiran busur magmatik Tersier-Kuarter, sementara bagian utara hingga timur cekungan ini dibatasi oleh struktur Tinggian Meratus dan Tinggian Masalembo Doang yang berlokasi di tenggara Kalimantan. Pengaturan batas-batas tektonik tersebut membentuk geometri cekungan yang kompleks dengan karakteristik sub-cekungan dan tinggian lokal. Elemen-elemen struktural ini memainkan peran krusial dalam mengontrol distribusi sedimen dan evolusi sistem *petroleum* di wilayah ini.



**Gambar 1.** Peta distribusi akumulasi hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur. Infrastruktur pipa dan konsesi yang berlaku saat ini menunjukkan aktivitas hulu dan hilir di wilayah ini (Rystad Energy Ucube Exploration, 2024).

## 2.2 Gologi Regional Daerah Penelitian

Blok PSC Selat Madura berada di bagian selatan Cekungan Jawa Timur-Timur Laut, di mana perkembangan struktur geologinya dipengaruhi oleh dinamika pergerakan lempeng utama di Indonesia bagian selatan (Hall, 2012). Kondisi stratigrafi dan sistem sesar di sub-cekungan ini turut ditentukan oleh perubahan muka laut, aktivitas struktur lokal, serta interaksi antara busur vulkanik dan cekungan belakang busur (Satyana & Purwaningsih, 2003). Secara tektonostratigrafi, wilayah ini terdiri atas tiga mega sekuens, yaitu Kretaseus Akhir, Paleogen, serta Neogen-sekarang (Smyth dkk., 2008). Periode Neogen-sekarang menjadi fokus utama karena interval ini mengandung reservoir paling produktif, terutama pada sekuens Mundu–Selorejo yang berkembang luas di Selat Madura (Satyana & Asikin, 1999).

Secara regional, target utama reservoir untuk *play* Pliosen adalah Sekuens Mundu-Selorejo. Sekuens Mundu terdiri atas *grainstone*, *packstone*, dan *wackestone* bioklastik yang terendapkan pada akhir Miosen hingga awal Pliosen. Batas sekuens T50 menjadi penanda berakhirnya Mundu dan awal Selorejo, sementara di dalam Mundu sendiri terdapat batas T40A yang ditentukan melalui zonasi nanofosil. Sekuens Selorejo merupakan unit yang berbeda dari Mundu baik

dari umur maupun pengaruh aktivitas struktural di akhir pengendapan Mundu. *Grainstone* pada Selorejo umumnya memiliki kandungan argilitik yang rendah dan diendapkan pada Pliosen Tengah hingga Akhir, dengan batas sekuens T60 sebagai pemisah antara Sekuens Lidah (Pleistosen) dan Selorejo (Pliosen). Istilah *Globigerina Limestone* sering digunakan untuk mencakup kedua sekuens tersebut (Smyth dkk., 2008).

Formasi *Globigerina* merupakan reservoir utama di Selat Madura dan terdiri dari *fasies* batugamping bioklastik kaya foraminifera *Globigerina* yang memiliki porositas tinggi hingga 55%. Porositas yang berkembang mencakup porositas intra-partikel di dalam cangkang foraminifera dan porositas inter-partikel di antara butiran karbonatnya. Gas biogenik pada sistem ini berasal dari *shale* yang menyertai formasi di sekitarnya, termasuk urutan Lidah, Selorejo, Mundu, dan Wonocolo. Di antara unit tersebut, *shale* pelagik urutan Lidah berfungsi sebagai *seal regional* yang sangat efektif (Himawan dkk., 2021).

Secara geokimia, gas alam di wilayah ini bersifat biogenik dengan kadar metana lebih dari 96%, berasal dari *claystone* atau batuan halus berumur Miosen-Pleistosen yang menyisip di antara lapisan reservoir. Proses pembentukan gas biogenik berlangsung sejak awal Pliosen dan berlanjut hingga saat ini, selama bahan organik masih tersedia, suhu belum melebihi batas metanogenesis aerobik (75-80°C), dan kedalaman penguburan belum mencapai sekitar 3.000 kaki. Migrasi gas terjadi terutama secara lateral melalui *carrier beds* seperti *intra-shale* atau *siltstone* berumur Pliosen awal hingga akhir, menuju reservoir yang relatif dekat dengan sistem jebakan.

Secara keseluruhan, sistem hidrokarbon pada litologi *globigerina limestone* di Selat Madura menunjukkan keterpaduan yang baik antara reservoir dengan porositas tinggi, *shale* sebagai batuan induk dan penutup, serta kondisi struktur yang mendukung, sehingga memungkinkan akumulasi gas biogenik secara berkelanjutan sejak *Late Miocene* hingga Pliosen-Pleistosen.

### 2.3 Tektonik

Interaksi tektonik antara Lempeng Indo-Australia dan Lempeng Eurasia telah menciptakan enam elemen morfologi regional utama yang karakteristik pada sistem

subduksi, sebagaimana diklasifikasikan oleh Hamilton (1979) dan Bauman (1982). Elemen-elemen tersebut meliputi: Palung Jawa, prisma akresi, pematang busur muka (*fore-arc ridge*), cekungan busur muka (*fore-arc basin*), jalur gunung api aktif (*magmatic arc*), dan cekungan busur belakang (*back-arc basin*). Keenam elemen ini dapat ditelusuri secara konsisten dari Kepulauan Andaman di barat hingga ke Laut Banda di timur. Khususnya di selatan Pulau Jawa, pematang busur muka dan cekungan terkait berada di bawah permukaan laut, sehingga tidak terekspos secara langsung. Dalam konteks regional ini, Cekungan Jawa Timur terbentuk sebagai cekungan busur belakang yang posisinya terletak di sebelah utara dari jalur gunung api aktif Jawa-Bali. Pembentukan cekungan ini secara fundamental berhubungan erat dengan inisiasi proses penunjaman (subduksi) Lempeng Indo-Australia di bawah Lempeng Eurasia.

Hamilton (1977) menyatakan bahwa penunjaman ini mulai berlangsung pada akhir Oligosen, ditunjukkan oleh keberadaan sedimen Eosen-Oligosen yang didominasi endapan nonvulkanik di tepi paparan Eurasia. Temuan ini konsisten dengan kajian Bauman (1972) dan juga temuan de Genevraye & Samuel (1972), yang melaporkan bahwa batuan sedimen berumur Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah di Jawa memiliki ciri vulkanik, misalnya pada Formasi Kerek di Jawa Tengah serta Jawa Timur dan Formasi Jampang di Jawa Barat.

Di bagian timur Laut Jawa, terlihat sebagian struktur tinggian berarah NE-SW yang diperkirakan mengikuti pola penunjaman purba sebagaimana dijelaskan Hamilton (1979). Struktur-struktur ini memanjang hingga ke Kalimantan Selatan, tempat batuan ultrabasa terserpentinisasi tersingkap pada Kompleks Pegunungan Meratus. Di Jawa Timur sendiri, salah satu struktur tektonik yang penting adalah setengah graben berarah barat-timur yang memanjang di bagian tengah Pulau Jawa dan paralel terhadap batas lempeng saat ini, meskipun sebagian telah tertutupi endapan vulkanik Kuartar. Bransden & Matthews (1992) menekankan bahwa keberadaan struktur ini menunjukkan sejarah tektonik yang kompleks, yang merupakan hasil interaksi jangka panjang antara Indo-Australia dan Lempeng Eurasia.

Aktivitas tektonik signifikan pada masa Plio-Pleistosen memicu proses pengangkatan regional di Cekungan Jawa Timur. Perubahan tektonik tersebut

membentuk konfigurasi morfologi cekungan seperti yang terlihat saat ini. Pola struktur yang berkembang umumnya berupa sesar turun, sesar naik, sesar geser, serta lipatan, dengan arah perlapisan dan struktur yang dominan berorientasi Barat-Timur. Orientasi ini dipengaruhi oleh tegasan kompresi yang bekerja dari arah Utara menuju Selatan (Satyana, 2005). Di sisi lain, potensi karbonat Oligo-Miosen pada bagian utara cekungan telah terbukti menjadi penghasil minyak utama sejak awal 1990-an (Satyana & Djumiati, 2003).

Menurut pembagian struktural (Gambar 2) Cekungan Jawa Timur (Satyana, 2005, modifikasi Davis, 1989), wilayah ini dapat diklasifikasikan menjadi tiga zona struktur dari utara ke selatan, yaitu:

1. Paparan Utar

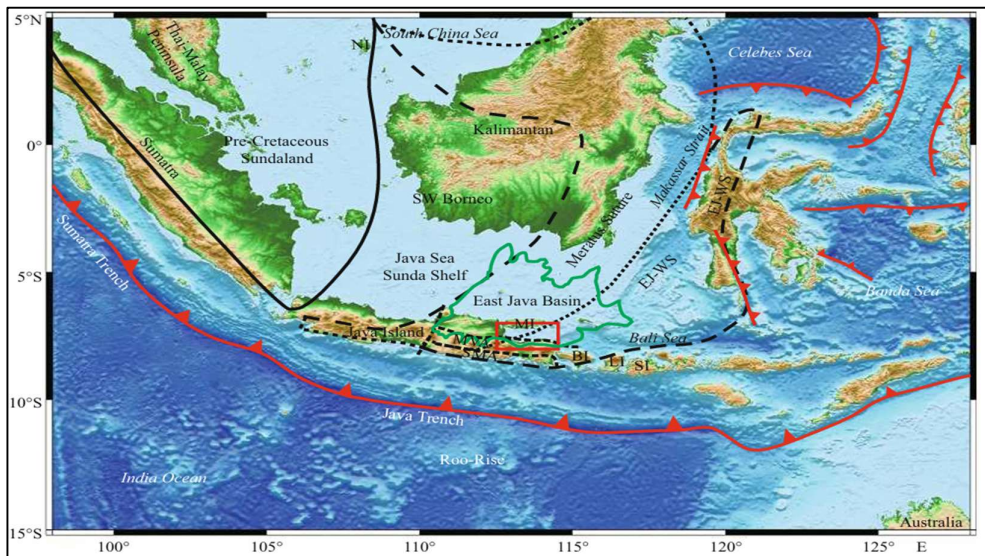
Wilayah ini secara spesifik mencakup unit-unit struktural Busur Bawean, Paparan Madura Utara, dan Paparan Kangean Utara. Zona paparan ini dikarakterisasi oleh keberadaan blok-blok dangkal yang secara tektonik menunjukkan deformasi yang relatif minimal. Kondisi tektonik yang stabil dan dangkal ini berperan penting karena pada beberapa interval geologi, zona tersebut menjadi lingkungan yang kondusif bagi pertumbuhan dan akumulasi endapan karbonat yang signifikan.

2. Tinggian Sentral

Zona ini terletak di bagian tengah cekungan dan mencakup unit-unit struktural seperti Jawa Timur Utara Laut (Kujung), Madura, Kangean, hingga ke arah Tinggian Lombok. Wilayah ini didefinisikan sebagai zona terangkat (*uplift zone*), yang terbentuk dari hasil kombinasi dua fase tektonik utama: aktivitas ekstensional selama periode Eosen hingga akhir Oligosen, diikuti oleh proses pembalikan struktur (*structural inversion*) yang berlangsung secara berkelanjutan dari Miosen hingga Resen. Tinggian ini merupakan kesatuan struktural yang berkelanjutan dari Tinggian Kujung hingga Tinggian Madura-Kangean ke arah timur. Secara historis, meskipun sebagian besar wilayah mengalami subsiden (penurunan) pada akhir Eosen, puncak-puncak tinggian ini tetap stabil dan muncul di atas permukaan air laut, menjadikannya lokasi yang ideal untuk pengembangan *fasies* karbonat dangkal.

### 3. Cekungan Selatan

Mandala Selatan dalam tatanan regional mencakup Zona Rembang-Selat Madura dan Sub-Cekungan Lombok. Karakteristik tektonik utama wilayah ini didominasi oleh pengaruh sistem sesar mendatar (*strike-slip fault system*). Aktivitas sesar mendatar ini terkait erat dengan pengangkatan (*uplift*) blok Kujung-Madura-Kangean ke arah utara, sementara segmen selatannya tetap berada dalam lingkungan deposisi batial yang lebih dalam. Perkembangan tektonik daerah ini diawali dengan rezim ekstensional pada Eosen hingga akhir Oligosen, yang kemudian digantikan oleh fase kompresi yang kuat mulai dari Miosen awal hingga Resen. Peralihan dari ekstensi ke kompresi ini menyebabkan terbentuknya struktur terbalik (*inverted structures*), yang berperan sebagai perangkap hidrokarbon penting di kawasan tersebut.



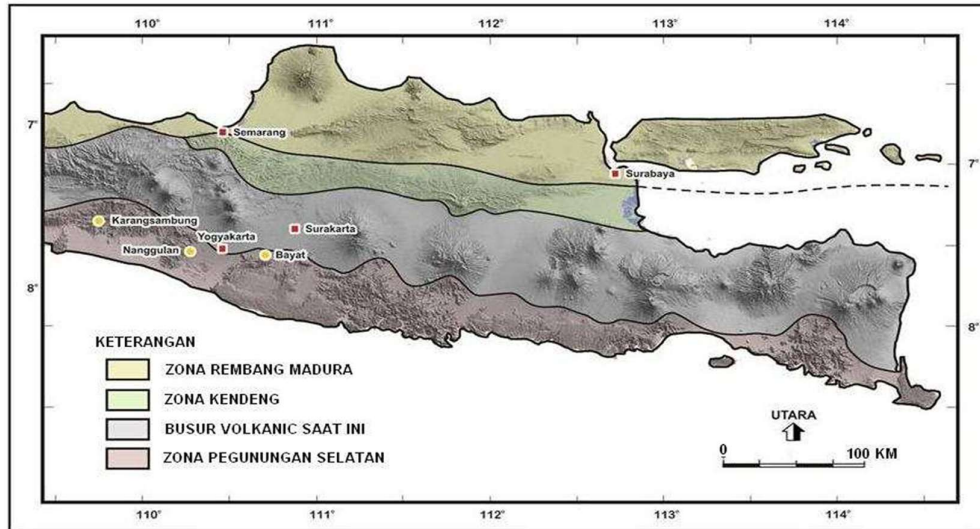
**Gambar 2.** Peta persebaran lempeng yang mengontrol tektonik Cekungan Jawa Timur (Modifikasi dari Smith, 2008)

### 2.4 Fisiografi

Secara fisiografi, wilayah Jawa Timur dan Laut Jawa bagian timur ditandai oleh keberadaan paparan (*shelf*) yang memanjang dari utara Pulau Madura hingga Kepulauan Kangean (Gambar 3). Di sebelah selatan paparan ini, terdapat sebuah cekungan yang mencakup wilayah Selat Madura hingga bagian selatan Kepulauan Kangean, yang berfungsi sebagai lokasi utama akumulasi sedimen dari periode

Tersier dan Kuarter. Pola struktur geologi yang dominan di area ini memiliki orientasi barat-timur (*W-E trend*). Orientasi ini berbeda dengan struktur di Laut Jawa bagian tengah, yang lebih dipengaruhi oleh sistem subduksi berumur Kapur. Gambaran fisiografi modern Pulau Jawa secara lengkap menunjukkan bahwa bentuknya merupakan hasil akumulasi aktivitas tektonik yang sangat intensif sejak periode Tersier hingga Kuarter, seperti yang dijelaskan secara rinci oleh Van Bemmelen (1949).

Di Jawa Timur, terdapat dua zona *antiklin* utama, yaitu Zona Rembang dan Zona Kendeng. Zona Rembang dikenal sebagai provinsi hidrokarbon yang signifikan dan dicirikan oleh deretan *antiklin* berarah barat-timur, dipisahkan oleh paparan aluvial dengan lebar 50 km dan elevasi perbukitan mencapai 500 meter (Satyana & Purwaningsih, 2003). Zona ini meluas ke timur hingga Pulau Madura dan Kepulauan Kangean. Di beberapa lokasi, struktur lipatan tersebut telah tererosi, menyingkap batuan Miosen, sementara di bagian lain, struktur tersebut tertutup oleh endapan Plio-Pleistosen berupa batugamping (Smyth, dkk., 2008). Di sisi lain, Zona Kendeng juga terdiri dari serangkaian *antiklin* berarah barat-timur yang mulai berkembang sejak Pleistosen Tengah. Jumlah dan dimensi lipatan pada Zona Kendeng cenderung berkurang ke arah timur hingga akhirnya tertutup oleh paparan aluvial dan perairan Selat Madura (Hall, 2012). Bagian selatan Zona Kendeng merupakan depresi yang terisi oleh endapan vulkanik Kuarter yang berasal dari Zona Solo. Perbedaan komposisi sedimen antara kedua zona ini mengindikasikan adanya dua sumber material Tersier-Kuarter yang berbeda. Zona Kendeng didominasi oleh sedimen klastik vulkanik, sementara Zona Rembang lebih banyak dipengaruhi oleh material rombakan yang berasal dari Paparan Sunda (Van Bemmelen, 1949).



**Gambar 3.** Peta fisiografi Cekungan Jawa Timur (Subiantoro & Widana, 2014).

## 2.5 Stratigrafi Regional

Berdasarkan klasifikasi oleh Kusumastuti, dkk., (1999), stratigrafi regional pada Cekungan Jawa Timur Utaradapat dikelompokkan menjadi tiga sikuen besar. Sikuen Eosen-Oligosen Awal, Sikuen Oligosen Akhir-Miosen, dan Sikuen Plio-Pleistosen. Sikuen Eosen-Oligosen Awal merepresentasikan tahap awal dari pemekaran cekungan (*rifting phase*) dan tersusun atas endapan klastik dan karbonat yang membentuk Formasi Ngimbang. Endapan klastik yang berumur Eosen ini terdeposisi pada lingkungan fluvial-aluvial dengan kondisi lakustrin lokal, dan secara regional diyakini sebagai batuan induk utama (*source rock*) pembentuk hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara.

Sikuen Oligosen Akhir-Miosen berkembang setelah terjadinya ketidakselarasan regional berorientasi NE-SW yang menutupi sikuen sebelumnya. Pada akhir Oligosen mulai terbentuk *platform* karbonat Formasi Prupuh, diikuti oleh pengembangan batugamping terumbu pada Miosen Awal. Ketika memasuki Miosen Tengah hingga Akhir, pengendapan karbonat terhenti akibat masuknya sedimen klastik dari arah utara dan selatan. Pada masa ini, wilayah selatan cekungan-terutama bagian utara Selat Madura-ditutupi oleh endapan volkaniklastik yang berasal dari erosi “*Old Andesite Formation*”. Di sisi lain, daerah Cepu-Tuban menghasilkan endapan batupasir Formasi Ngrayong yang bersumber dari pelapukan batuan granit.

Sikuen Plio-Pleistosen kemudian terendapkan secara tidak selaras di atas endapan sebelumnya, dan di beberapa lokasi bahkan mengerosi sedimen Miosen Tengah dan Akhir. Pengendapan diawali oleh Formasi Paciran di bagian timur dan Formasi Kalibeng di bagian barat. Formasi Paciran didominasi batugamping pelagik kaya globigerina, yang secara lateral berubah menjadi napal Kalibeng ke arah barat. Setelah itu, terjadi pengendapan cepat sedimen yang membaji ke timur laut dan membentuk Formasi Pucangan serta Formasi Lidah. Formasi Pucangan berisi sedimen volkaniklastik dari arah barat daya, sedangkan Formasi Lidah terdiri atas serpih laut dan batugamping hasil rombakan karbonat lebih tua. Pada akhir Plio-Pleistosen hingga Resen, lingkungan pengendapan berubah menjadi darat (*non-marine*), menghasilkan Formasi Kabuh dan Formasi Notopuro.

Daerah penelitian ini merupakan bagian dari area pengeboran *offshore* pada Kompleks Terang-Sirasun-Batur (TSB), yang berlokasi di sektor barat wilayah TSB dalam area Kangean *Production Sharing Contract* (PSC) di Laut Jawa Timur. Lapangan ini pertama kali ditemukan pada tahun 1982 melalui pengeboran sumur Terang-1 oleh *Atlantic Richfield Bali North Inc.* (ARBNI). Lokasi eksplorasi ini berjarak sekitar 50 km di barat daya Pulau Kangean dan 12,5 km dari jaringan pipa gas bawah laut di Jawa Timur.

Secara stratigrafi, endapan periode Cretaceous dan metasedimen di TSB awalnya terbentuk dalam lingkungan cekungan busur depan yang kompleks, kemudian mengalami proses peneplinan dari akhir Cretaceous hingga awal Eosen. Pada pertengahan hingga akhir Eosen, terjadi perkembangan sistem graben yang mulai terisi oleh endapan fluvial-deltaik seperti pasir kuarsa, batubara, dan serpih karbonatan, membentuk *fasies* klastik Ngimbang dari Formasi Ngimbang. Pada Miosen awal hingga tengah, pengendapan didominasi oleh batulempung, batulanau, dan karbonat. Selanjutnya, selama Miosen akhir, diendapkan lempung, karbonat, dan pasir kuarsa dalam lingkungan laut dalam. Setelah proses pengangkatan Pulau Kangean berhenti, urutan stratigrafi diisi oleh Formasi Cepu yang terdiri dari napal dan batugamping, diikuti oleh endapan batupasir Paciran (Formasi Mundu) pada Miosen akhir hingga Pliosen awal yang terbentuk dalam lingkungan deltaik, dan akhirnya tertutup oleh karbonat berlempung ilit (Setiady, dkk., 2018).

Berdasarkan data sumur Terang, zona karbonat-lempungan pada Formasi Mundu dan Formasi Cepu menjadi lokasi akumulasi gas biogenik di wilayah penelitian. Dari aspek geokimia, Cekungan Jawa Timur Utaramemiliki tiga tipe genesa gas alam, yaitu gas termogenik, gas biogenik, serta campuran keduanya (Satyana & Margaretha, 2003). Gas biogenik kini menjadi semakin penting secara ekonomi seiring meningkatnya kebutuhan energi dan industri (Pireno, 2016). Adapun faktor-faktor utama pembentuk gas biogenik di wilayah ini mencakup kondisi lingkungan anoksik, keberadaan material organik yang cukup, temperatur rendah, serta ruang akomodasi yang memungkinkan proses biodegradasi berlangsung optimal. Korelasi data seismik dengan urutan stratigrafi data sumur (Terang 1) di Pulau Kangean menurut P.J. Bigg, dan L.J. West, Juli 1982 dan Bransden dan Matthews (1992) adalah sebagai berikut:

### **1. Formasi Ngimbang (Eosen-Oligosen Awal)**

Formasi Ngimbang merupakan satuan tertua di daerah penelitian dan terbentuk pada fase *syn-rift*. Lingkungan pengendapannya mencerminkan kondisi fluvial hingga delta, dengan dominasi sedimen klastik *non-marine* seperti batupasir kuarsa, serpih karbonatan, dan sisipan batubara. Satuan ini berperan sebagai salah satu batuan induk dan sekaligus reservoir “*tight sand*” pada interval tertentu.

### **2. Formasi Kujung (Oligosen Awal-Miosen Awal)**

Formasi Kujung diendapkan pada fase *post-rift*, ketika cekungan mulai mengalami penurunan aktivitas tektonik. Formasi ini didominasi oleh serpih dengan interkalasi batugamping. Endapan karbonat pada bagian atas Formasi Kujung mengalami mesodiagenesis, sehingga berkembang menjadi salah satu reservoir karbonat utama di daerah penelitian. Berdasarkan Kolom Stratigrafi Blok Kangean, interval kedalaman >7.400 ft dikorelasikan dengan Formasi Prupuh Bagian Atas (umur N4-N8, Miosen Bawah).

### **3. Formasi Ngrayong (Miosen Tengah Bagian Bawah)**

Formasi Ngrayong dicirikan oleh dominasi litologi batupasir berbutir halus hingga sedang yang menunjukkan pengendapan pada lingkungan *shallow marine* hingga deltaik. Cepu Member termasuk bagian dari formasi ini. Secara stratigrafi, interval kedalaman 4.700-7.400 ft termasuk dalam Anggota Rancak Bagian Bawah dengan kisaran umur N9-N13 (Miosen Tengah Bagian Bawah).

#### **4. Formasi Wonocolo (Miosen Tengah Bagian Atas-Miosen Akhir)**

Formasi Wonocolo terdiri atas perulangan napal pasiran, napal murni, dan batugamping. Litologi ini mengindikasikan lingkungan pengendapan laut dangkal hingga transisi. Kedalaman 4.000-4.700 ft dikorelasikan sebagai Anggota Rancak Bagian Atas, berumur N13-N15, yang mencerminkan transisi menuju kondisi karbonat yang lebih berkembang pada interval lebih muda.

#### **5. Formasi Ledok (Miosen Akhir)**

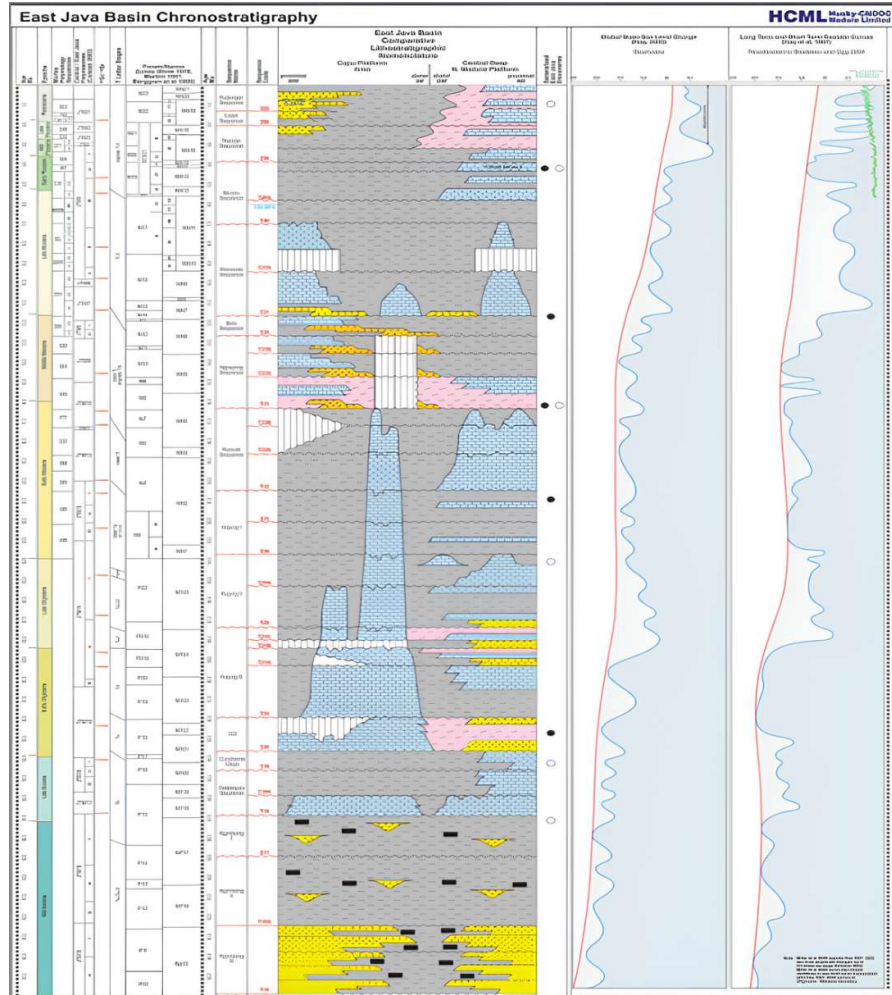
Formasi Ledok ditandai dengan dominasi batupasir pada bagian bawah dan perulangan batupasir-batulempung di bagian atas. Satuan ini menunjukkan pengendapan dalam lingkungan deltaik hingga *shallow marine*. Interval pada kedalaman 2.600-4.000 ft merupakan Formasi Ledok Bagian Atas dengan umur N16-N18 (Miosen Akhir). Formasi ini merupakan salah satu interval potensial reservoir batupasir.

#### **6. Formasi Mundu (Pliosen)**

Formasi Mundu terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Ledok dan dicirikan oleh batulempung, batupasir, dan karbonat berlempung. Lingkungan pengendapannya lebih dominan laut dangkal dengan pengaruh transgresi. Interval 2.200-2.600 ft termasuk ke dalam umur N19-N21 (Pliosen). Formasi ini menjadi salah satu interval akumulasi gas biogenik di daerah penelitian.

#### **7. Formasi Lidah (Plio-Plistosen-Kuarter)**

Formasi Lidah merupakan satuan paling muda, terdiri atas batupasir, serpih, dan karbonat muda yang diendapkan pada lingkungan *nearshore* hingga deltaik. Pada kedalaman 0-2.200 ft, formasi ini dikorelasikan dengan umur N22-N23 (Kuarter). Litologi yang lebih lepas dan belum terkonsolidasi menunjukkan proses sedimentasi yang relatif masih aktif.



**Gambar 4.** Stratigrafi lembah Jawa Timur berdasarkan Mudjiono dan Pireno (2002)

Menunjukkan komponen sistem hidrokarbon di lembah tersebut. Grafik cadangan hidrokarbon di sebelah kanan didasarkan pada basis data *Rystad*, di mana warna hijau mewakili akumulasi minyak total dan merah mewakili akumulasi gas total untuk setiap formasi.

## 2.6 Geologi Struktur Selat Madura

Tarikan lokal yang memicu terbentuknya Cekungan Jawa Timur diperkirakan sudah berlangsung sejak awal Eosen, ditandai oleh perkembangan sistem sesar berarah barat-timur (Brandsen & Matthews, 1992). Dua sesar utama yang sangat berpengaruh dalam pembentukan Kepulauan Kangean, Sapudi, dan Pulau Madura adalah Sesar Sakala dan Sesar Sepanjang (Gambar 5 & 6). Keduanya

berfungsi sebagai batas selatan dari pusat pengendapan sedimen Paleogen di wilayah Kangean dan Lombok (Smyth dkk., 2008). Sesar Sakala berkembang dari bagian timur Kangean hingga Pulau Sakala dan bekerja sebagai sesar naik yang miring ke arah selatan, meskipun di bagian selatan Kangean terdapat indikasi perubahan arah kemiringan struktur tersebut (Hall, 2012). Di sisi lain, Sesar Sepanjang berada sedikit lebih ke selatan dan memanjang dari Pulau Sepanjang menuju Pulau Sapudi dan Raas, sebelum akhirnya tersambung dengan zona pelipatan di utara Pamekasan (Satyana, 2011).

Pada kala Paleogen, bagian selatan Sesar Sepanjang berkembang sebagai sesar normal yang menghasilkan setengah graben dengan kemiringan ke utara, sehingga menjadi lokasi utama pengendapan sedimen Paleogen (Brandsen & Matthews, 1992). Selanjutnya, pada akhir Oligosen hingga awal Miosen, terjadi proses inversi cekungan ketika kedua sesar tersebut mengalami perubahan arah gerak akibat pergeseran zona penunjaman Indo-Australia ke bagian yang lebih selatan (Hall, 2012). Di wilayah Selat Madura, orientasi struktur geologi tetap didominasi arah barat-timur seperti pada Zona Kendeng di daratan. Interpretasi data seismik menunjukkan bahwa *antiklin* yang berkembang di daratan berlanjut hingga ke Selat Madura, meskipun bentuknya lebih sederhana dan tersegmentasi (Smyth dkk., 2008). Puncak *antiklin* ini kini tampak sebagai Pulau Kambing dan Pulau Ketapang. Sebagian besar *antiklin* tersebut merupakan hasil aktivitas sesar naik sejak Mio-Pliosen yang masih menunjukkan tanda-tanda keaktifan hingga saat ini, dan struktur inilah yang diduga berperan dalam mengontrol kemunculan berbagai diapir lumpur di Jawa Timur (Satyana & Asikin, 1999).



## 2.7 Penelitian Terdahulu

Daftar penelitian terdahulu mengenai aplikasi Inversi seismik dalam identifikasi persebaran reservoir.

**Tabel 1.** Penelitian terdahulu

No	Judul	Penulis	Hasil
1.	Direct Hydrocarbon Indicator (DHI) Pitfall Assessment in Prospecting Pliocene Globigerina Biogenic Gas Play in “X Structure”, Madura Strait, East Java Basin	V. Rowi, Haris A., & Riyanto (2020).	Penelitian ini menganalisis penyebab kegagalan deteksi DHI pada Sumur X3 di Lapangan “X”, Selat Madura, meskipun anomali seismik yang muncul sama dengan Sumur X1 yang sukses menemukan gas. Melalui pemodelan substitusi fluida, analisis AVO, dan inversi seismik, ditemukan bahwa anomali <i>bright spot</i> pada Sumur X3 tidak menunjukkan adanya gas ekonomis, melainkan gas jenuh rendah (<10%) yang menurunkan kecepatan seismik sehingga menimbulkan respon seismik menyesatkan. Analisis fisika batuan juga menunjukkan bahwa kualitas reservoir buruk ( <i>fasies wackestone</i> dengan porositas rendah) sehingga tidak memungkinkan akumulasi gas signifikan. Hasil penelitian menetapkan <i>cutoff</i> interpretasi kuantitatif seperti <i>P-impedance</i> < 5.700 g/cc.m/s dan porositas > 40% sebagai acuan dalam prospek gas biogenik berikutnya.
2.	Formation and Evolution of the Tertiary Carbonate Reefs in the	Ran Weimin, Luan Xiwu, Lu Yintao, Liu	Penelitian ini membahas pembentukan dan evolusi karbonat Tersier di Selat Madura menggunakan data seismik 2D dan analisis inti bor. Hasil penelitian menunjukkan bahwa reservoir utama berupa <i>reef</i> dan

No	Judul	Penulis	Hasil
	Madura Strait of Indonesia	Hong, Yang Jiajia, Zhao Yang, He Wenchang, & Yan Zhonghui (2017)	<i>mound</i> karbonat berkembang pada lingkungan laut dangkal dan dikontrol oleh struktur tektonik, khususnya sesar normal Paleogen dan struktur inversi Neogen. Terumbu Globigerina pada Formasi Mundu (Pliosen Awal) terbukti memiliki kualitas reservoir terbaik dengan porositas tinggi (~30%) dibandingkan karbonat Oligo-Miosen. Studi ini memberikan pemahaman geologi yang penting untuk mengenali reservoir gas biogenik pada interval karbonat dangkal di wilayah Selat Madura.
3.	East Java Basin Carbonate Reservoirs: Time Control on Reservoir Character	Darmawan Herman (2009)	Studi ini mengkaji pengaruh umur geologi terhadap karakter reservoir karbonat di Cekungan Jawa Timur. Hasil penelitian menunjukkan bahwa Formasi Ngimbang (Eosen-Oligosen) memiliki kualitas reservoir rendah, Formasi Kujung (Oligo-Miosen) memiliki reservoir paling produktif karena perkembangan terumbu karang, sedangkan Formasi Mundu (Plio-Pleistosen) memiliki kualitas reservoir yang sangat baik berkat dominasi pasir bioklastik Globigerina yang berpori tinggi. Penelitian ini menegaskan bahwa kualitas reservoir di Cekungan Jawa Timur sangat dipengaruhi oleh umur stratigrafi dan proses diagenesis.
4.	Interpretasi Data Seismik 2D dan Data	Tomi, Halasan Sihombing,	Penelitian ini memanfaatkan data seismik 2D dan <i>log</i> sumur untuk mengenali anomali gas biogenik di perairan Kangean. Anomali

No	Judul	Penulis	Hasil
	Sumur untuk Identifikasi Morfologi Jebakan Gas Biogenik di Barat Daya Perairan Kangean	Muhardi, Shaska Zulivanda ma (2023)	<i>bright spot</i> pada seismik dikaitkan dengan indikasi gas, kemudian divalidasi menggunakan <i>log</i> densitas, neutron, <i>gamma ray</i> , dan resistivitas. Studi ini menyimpulkan bahwa identifikasi gas biogenik harus dilakukan secara terintegrasi karena anomali amplitudo dapat menyesatkan tanpa dukungan data sumur. Hasil penelitian berhasil memetakan jebakan biogenik dangkal dan menegaskan pentingnya korelasi <i>log</i> -seismik untuk mengurangi risiko eksplorasi.
5.	Hydrocarbon Reservoir Delineation Using Simultaneous and Elastic Impedance Inversions in a Niger Delta Field	Onyekuru (2020)	Studi ini menerapkan inversi simultan dan impedansi elastik untuk meningkatkan akurasi delineasi reservoir di Delta Niger. Dengan memanfaatkan data seismik multi-angle dan <i>log</i> sumur, penelitian ini menghasilkan volume elastik seperti <i>P-impedance</i> , <i>S-impedance</i> , dan densitas yang terbukti mampu menggambarkan kesinambungan lateral dan vertikal reservoir secara lebih baik dibandingkan seismik konvensional. Hasilnya menunjukkan korelasi tinggi antara hasil inversi dan <i>log</i> sumur (86%), serta berhasil memetakan tiga reservoir utama (K01, N01, P01). Penelitian ini membuktikan bahwa inversi elastik sangat efektif dalam mengurangi risiko eksplorasi dan meningkatkan keakuratan karakterisasi reservoir.

No	Judul	Penulis	Hasil
6.	Analisis Zona mengandung Hidrokarbon dan Elektrofaseis pada Formasi Kujung I, Cekungan Jawa Timur	Isti Nur Kumalsari, Ignatius Sonny Winardhie, Rahmat Catur Wibowo, & Ordas Dewanto (2023)	Karakterisasi reservoir karbonat pada Formasi Kujung I, Cekungan Jawa Timur menggunakan integrasi data sumur dan seismik. Hasil penelitian menunjukkan bahwa reservoir karbonat berkontribusi lebih dari 50% dalam produksi minyak dan gas bumi secara global. Zona prospek hidrokarbon ditemukan pada sumur IN-1 (kedalaman 4635-4714 ft) dan sumur IN-2 (kedalaman 4617-4684 ft) yang ditandai dengan nilai <i>gamma ray</i> rendah, porositas tinggi (0,27-0,28), dan saturasi air rendah (0,24-0,90). Kedua sumur ini terletak pada struktur tinggian dengan <i>fasies patch reef platform</i> yang terbentuk pada energi pengendapan tinggi. Sebaliknya, sumur IN-3 pada struktur rendah memiliki saturasi air tinggi tanpa indikasi hidrokarbon dengan <i>fasies back reef lagoon</i> yang terbentuk pada energi rendah. Studi ini membuktikan bahwa batuan karbonat dengan <i>fasies patch reef</i> pada struktur tinggian berpotensi besar sebagai zona prospek reservoir hidrokarbon.

### III. TEORI DASAR

#### 3.1 Gelombang Seismik

Gelombang seismik merupakan bentuk energi yang menyebar melalui struktur dalam kerak bumi dan dapat dihasilkan oleh sumber alami maupun buatan manusia. Secara alami, sumber gelombang ini biasanya berasal dari aktivitas tektonik seperti gempa bumi, maupun dari aktivitas vulkanik seperti pergerakan magma di dalam bumi. Sebaliknya, sumber buatan termasuk ledakan terkendali dan getaran yang dihasilkan oleh alat seperti vibroseis, yang sering digunakan dalam kegiatan eksplorasi geofisika untuk mempelajari lapisan-lapisan bawah permukaan dan karakteristik geologi di bawah tanah. Dalam hal perambatan, gelombang seismik diklasifikasikan menjadi dua kategori utama berdasarkan jalur yang mereka tempuh. Kategori pertama adalah gelombang badan (*body waves*), yang bergerak melalui bagian dalam bumi. Gelombang badan terbagi lagi menjadi dua jenis utama.

Gelombang Primer (P), yang bergerak dengan arah getaran sejajar terhadap arah perambatan dan bersifat longitudinal, serta Gelombang Sekunder (S), yang arah getarannya tegak lurus terhadap arah perambatan dan termasuk dalam kategori gelombang transversal (Telford dkk., 1990). Kategori kedua adalah gelombang permukaan (*surface waves*), yang merambat di sepanjang lapisan paling luar bumi dan terdiri dari dua jenis utama, gelombang *Rayleigh*, yang bergerak dengan gerakan melingkar seperti ombak di permukaan air, dan gelombang *Love*, yang menyebabkan getaran horizontal di sepanjang permukaan. Oleh karena itu, pengklasifikasian gelombang seismik didasarkan pada pola perjalanannya apakah melalui bagian dalam bumi maupun di sepanjang permukaannya.

### 3.1.1 Gelombang Badan

Gelombang badan adalah salah satu tipe gelombang seismik yang memiliki kemampuan untuk menyebar ke berbagai arah dengan kecepatan tertinggi jika dibandingkan dengan jenis gelombang seismik lainnya. Selain itu, gelombang ini juga umumnya memiliki frekuensi yang lebih tinggi, sehingga mampu membawa energi yang cukup besar selama proses perambatannya. Berdasarkan pola rambat dan arah gerakan partikelnya, gelombang badan dibagi menjadi dua jenis, yaitu gelombang P (primer) dan gelombang S (sekunder). Gelombang P (Gambar 7), yang sering disebut sebagai gelombang longitudinal atau kompresional, memiliki karakteristik gerakan partikel yang searah dengan arah perambatannya. Hal ini menyebabkan gelombang P memiliki kecepatan rambat tertinggi dibandingkan dengan jenis gelombang seismik lainnya. Gelombang ini mampu merambat melalui berbagai jenis medium, termasuk padatan, cairan, dan gas. Adapun kecepatan perambatan gelombang P ( $V_p$ ) dinyatakan dalam bentuk Persamaan 1 sebagai berikut;

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (1)$$

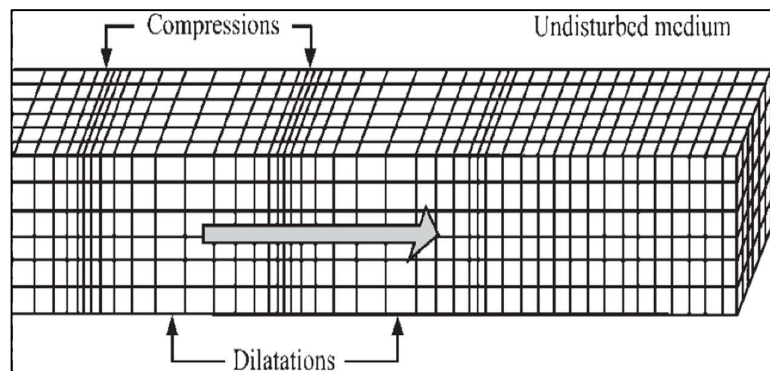
Keterangan,

$V_p$  : Kecepatan gelombang primer (P) (m/s)

$\lambda$  : Konstanta lame (N/m<sup>2</sup>)

$\mu$  : Rigiditas (N/m<sup>2</sup>)

$\rho$  : Densitas batuan (kg/m<sup>2</sup>)



**Gambar 7.** Perambatan dari gelombang P (Elnashai & Sarno, 2008)

Gelombang S (Gambar 8) atau gelombang geser merupakan jenis gelombang transversal yang ditandai oleh gerakan partikel yang bergerak tegak lurus terhadap

arah perambatannya. Karena sifat pergerakannya tersebut, gelombang S merambat lebih lambat dibandingkan gelombang P. Gelombang ini hanya dapat merambat melalui material padat, seperti batuan, karena medium fluida tidak memiliki kemampuan elastis yang memadai untuk kembali ke bentuk semula setelah mengalami deformasi. Kecepatan perambatan gelombang S ( $V_s$ ) dapat dinyatakan dalam bentuk Persamaan 2 berikut;

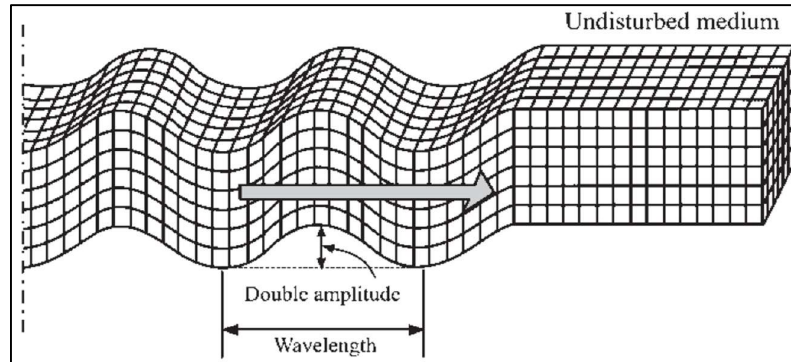
$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2)$$

Keterangan,

$V_s$  : Kecepatan gelombang sekunder (S) (m/s)

$\mu$  : Rigiditas ( $N/m^2$ )

$\rho$  : Densitas batuan ( $kg/m^2$ )

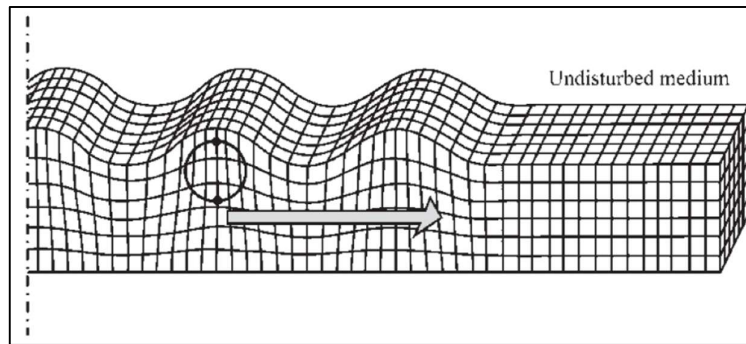


**Gambar 8.** Perambatan gelombang S (Elnashai & Sarno, 2008)

### 3.2.1 Gelombang Permukaan

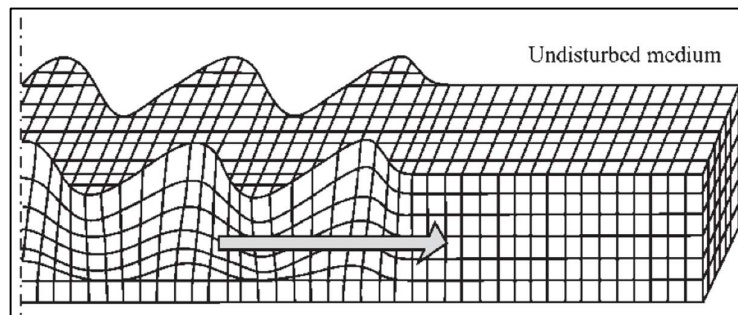
Gelombang permukaan adalah gelombang seismik yang bergerak mengikuti kontur permukaan bumi dan memiliki amplitudo besar serta frekuensi lebih rendah dibandingkan gelombang badan. Berdasarkan pola rambatan dan gerak partikelnya, gelombang ini terbagi menjadi dua tipe, yaitu gelombang *Rayleigh* dan gelombang *Love*. Gelombang *Rayleigh* (Gambar 9) merupakan gelombang permukaan yang merambat dengan pola gerak eliptis, yaitu tegak lurus sekaligus searah bidang datar. Energi gelombang ini terkonsentrasi di dekat permukaan dan amplitudonya semakin berkurang seiring bertambahnya kedalaman (Rosyidi dkk., 2013).

Kecepatan rambat gelombang *Rayleigh* umumnya berkisar antara 2 hingga 4,4 km/s (Corles, 2000).



**Gambar 9.** Perambatan gelombang *Rayleigh* (Elnashai & Sarno, 2008)

Gelombang *Love* (Gambar10) adalah salah satu tipe gelombang permukaan yang bergerak di bagian paling atas kerak bumi. Dibandingkan dengan gelombang P dan gelombang S, gelombang ini memiliki kecepatan rambat yang lebih lambat. Pergerakan partikelnya bersifat horizontal serta tegak lurus terhadap arah penjalaran, sehingga menunjukkan karakter gelombang transversal di permukaan. Kecepatan gelombang *love* dapat mencapai 2 hingga 4,4 km/s (Corles, 2000).



**Gambar 10.** Perambatan gelombang *Love* (Elnashai & Sarno, 2008)

### 3.2 Hukum Dasar Gelombang Seismik

Gelombang adalah fenomena transfer energi yang terjadi akibat gangguan atau gangguan tertentu pada suatu medium. Sifat-sifat fundamental dari gelombang yang dijelaskan melalui prinsip dasar gelombang memberikan pemahaman mendalam mengenai mekanisme perambatan energi dan dinamika partikel dalam medium tersebut. Hukum dasar gelombang terdiri atas hukum *Snellius*, hukum *huygens*, dan prinsip *fermat* (Telford dkk., 1990).

### 3.2.1 Hukum Snellius

Hukum *Snellius* adalah prinsip yang sangat penting dalam ilmu gelombang yang menjelaskan fenomena pembiasan cahaya saat melewati dua medium dengan tingkat kerapatan berbeda. Penemuan hukum ini pertama kali dilakukan oleh Wileborn Snell pada tahun 1621, seorang ilmuwan asal Jerman. Dalam eksperimennya, Snell mengarahkan cahaya ke sebuah balok kaca dan mengukur sudut datang serta sudut bias dari cahaya yang melintasi batas antara kedua medium tersebut. Hasil pengamatannya menunjukkan bahwa ketika gelombang melintasi batas antara dua medium dengan perbedaan kerapatan, gelombang tersebut terbagi menjadi dua bagian, gelombang bias (*refraction*) dan gelombang pantul (*reflection*). Menurut hukum *Snellius*, kecepatan gelombang dalam suatu medium dapat dihitung berdasarkan nilai sinus dari sudut bias dan sudut pantul yang diamati. Prinsip ini menjadi dasar dalam memahami perilaku cahaya dan gelombang lain saat mengalami perubahan medium. Rumus tentang hukum *Snellius* dapat dituliskan pada Persamaan 3 sebagai berikut;

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} \quad (3)$$

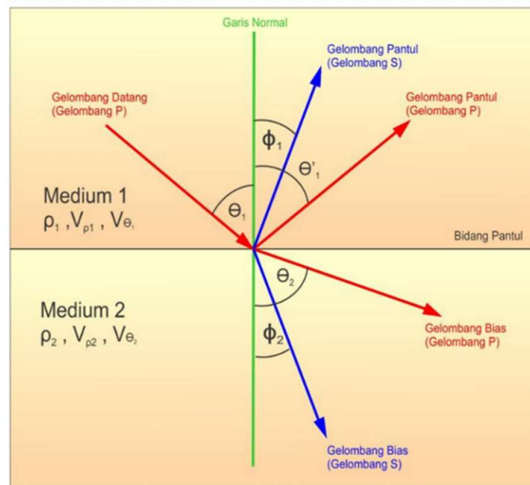
Keterangan,

$V_1$  : Kecepatan gelombang pada medium 1 (m/s)

$V_2$  : Kecepatan gelombang pada medium 2 (m/s)

$\theta_1$  : Sudut datang gelombang

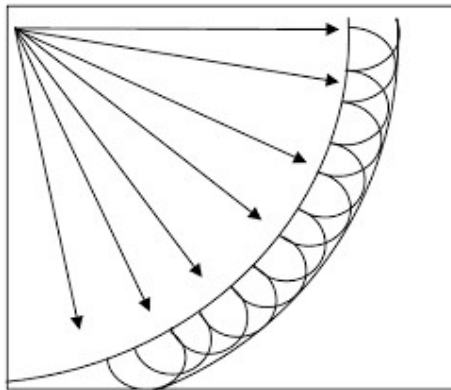
$\theta_2$  : Sudut bias gelombang



**Gambar 11.** Hukum *Snellius* (Bjorlukke, 2010)

### 3.2.2 Prinsip *Huygens*

Berdasarkan prinsip *Huygens*, salah satu pendekatan dalam memodelkan perambatan gelombang seismik di dalam bumi adalah dengan menganggap bahwa setiap titik pada permukaan gelombang berperan sebagai sumber gelombang sekunder. Pendekatan ini memungkinkan pemahaman bagaimana gelombang menyebar dan berinteraksi di dalam medium, sehingga memberikan gambaran yang lebih lengkap mengenai perilaku gelombang seismik yang merambat melalui lapisan-lapisan bumi. Sumber-sumber ini kemudian menghasilkan gelombang baru yang membentuk muka gelombang yang terbaru, sebagaimana yang ditunjukkan pada Gambar 12. Proses ini terjadi karena pertumbuhan muka gelombang merupakan hasil dari penjumlahan gelombang-gelombang kecil yang berasal dari titik-titik pada permukaan muka gelombang sebelumnya. Selain itu, prinsip ini juga menjelaskan bahwa energi dari pulsa seismik akan mengalami pelemahan seiring dengan meningkatnya kedalaman perambatan, akibat dari distribusi energi yang tersebar selama perjalanan di dalam bumi (Sheriff & Geldart, 1995).

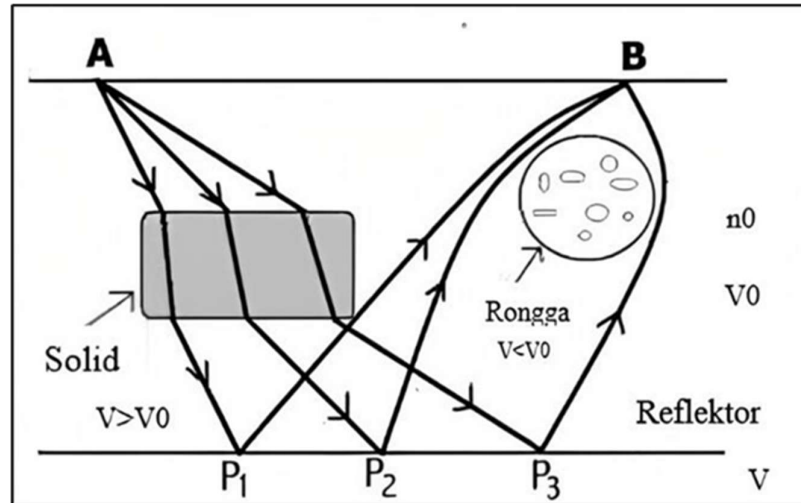


**Gambar 12.** Ilustrasi Prinsip *Huygens* (Asparini, 2011)

### 3.2.3 Prinsip *Fermat*

Prinsip *Fermat* menyatakan bahwa saat gelombang bergerak dari satu titik ke titik lainnya, gelombang tersebut akan mengikuti lintasan yang memakan waktu tempuh paling singkat, sebagaimana yang digambarkan pada Gambar 13. Dalam praktiknya, prinsip ini menunjukkan bahwa gelombang cenderung menghindari lapisan dengan kecepatan rendah dan lebih memilih untuk merambat melalui zona dengan kecepatan yang lebih tinggi, sehingga gelombang dapat mencapai titik

tujuan dalam waktu yang paling efisien. Konsep ini digunakan dalam menentukan jalur rambatan gelombang yang memiliki waktu tempuh tercepat antara dua titik (Jamady, 2011).



Gambar 13. Prinsip *Fermat* (Abdullah, 2007)

### 3.3 Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan teknik geofisika yang banyak digunakan dalam eksplorasi sumber daya alam, terutama untuk pencarian hidrokarbon, dengan memanfaatkan gelombang elastis sebagai dasar interpretasi bawah permukaan. Gelombang seismik dihasilkan oleh sumber energi, merambat melalui per lapisan geologi, kemudian dipantulkan ketika bertemu batas antar lapisan batuan, dan akhirnya diterima kembali oleh *receiver* untuk direkam sebagai sinyal seismik. Respon gelombang pantul ini memberikan informasi mengenai sifat litologi dan struktur bawah permukaan, yang kemudian dikonversi menjadi waktu tempuh (*travel time*) sebagai representasi dari variasi kecepatan gelombang pada setiap lapisan (Filterman dkk., 2009).

Dalam proses penjarannya, gelombang seismik mengikuti prinsip-prinsip fisika gelombang seperti Hukum *Huygens*, yang menjelaskan bahwa setiap titik pada muka gelombang bertindak sebagai sumber gelombang baru sehingga muka gelombang terus berkembang serta Hukum *Snellius*, yang menerangkan bahwa gelombang akan mengalami pemantulan dan pembiasan ketika melewati batas dua

medium dengan perbedaan densitas atau kecepatan. Hubungan sudut datang dan sudut bias dapat dijelaskan melalui Persamaan 4 berikut;

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (4)$$

Keterangan,

$V_1$  : Kecepatan gelombang pada medium 1 (m/s)

$V_2$  : Kecepatan gelombang pada medium 2 (m/s)

$\theta_1$  : Sudut datang gelombang

$\theta_2$  : Sudut bias gelombang

$N_1$  : Ketebalan lapisan 1

$N_2$  : Ketebalan lapisan 2

Menunjukkan bahwa perubahan kecepatan antarlapisan mengakibatkan perubahan arah rambat gelombang. Prinsip *fermat* turut mendukung mekanisme ini dengan menyatakan bahwa gelombang akan memilih jalur dengan waktu tempuh tercepat, sehingga secara alami menghindari zona berkecepatan rendah dan mengikuti lintasan yang meminimalkan waktu perjalanan (Samantaray & Gupta, 2008). Seluruh konsep tersebut menjadikan metode seismik refleksi mampu menggambarkan struktur dan sifat fisik batuan bawah permukaan secara detail, sehingga informasi amplitudo, frekuensi, dan fase yang terekam dapat digunakan untuk analisis dan interpretasi karakteristik reservoir secara lebih akurat (Alsadi, 2017).

### 3.4 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (AI) merupakan salah satu parameter penting dalam karakterisasi batuan yang dipengaruhi oleh berbagai faktor seperti jenis litologi, tingkat porositas, jenis fluida yang mengisi pori, serta kondisi fisik seperti kedalaman, suhu, dan tekanan. Parameter ini banyak digunakan untuk mengidentifikasi jenis batuan, menilai porositas, mendeteksi keberadaan hidrokarbon, dan mengevaluasi properti reservoir. Secara umum, AI menggambarkan kemampuan batuan dalam menghantarkan gelombang seismik. Nilai AI akan meningkat seiring dengan bertambahnya densitas batuan, namun cenderung menurun ketika porositasnya lebih besar. Perubahan kontras nilai AI

antar lapisan juga menghasilkan refleksi seismik yang dapat dimanfaatkan dalam interpretasi bawah permukaan (Badley, 1987). Secara matematis, impedansi akustik dinyatakan sebagai hasil perkalian antara kecepatan gelombang P dan densitas medium perambatan, dengan rumus Persamaan 5 sebagai berikut;

$$AI = \rho V \quad (5)$$

Keterangan,

$AI$  : Impedansi akustik ((m/s) (g/cm<sup>3</sup>))

$\rho$  : Densitas batuan (g/cm<sup>3</sup>)

$V$  : Kecepatan gelombang seismik (m/s)

Semakin besar kekerasan dan semakin sulit suatu batuan untuk dikompresi, semakin tinggi pula nilai Impedansi Akustik (AI) yang dimilikinya. Misalnya, batuan granit memiliki AI bernilai tinggi karena sifatnya yang keras, sedangkan batuan yang lunak dan mudah terdeformasi seperti lempung menunjukkan AI rendah. Ketika suatu lapisan mengandung fluida seperti minyak atau gas, kecepatan rambat gelombang seismik dan densitas batumannya cenderung menurun. Kondisi ini menyebabkan nilai AI pada zona reservoir lebih kecil dibandingkan dengan zona batuan yang tidak mengandung hidrokarbon (Samantaray & Gupta, 2008). Berikut nilai Tabulasi AI dari berbagai jenis batuan pada Tabel 2.

**Tabel 2.** Kualitas reservoir *globigerina limestone* berdasarkan sifat fisisnya, (Hilmawan, 2021)

Kualitas	Vp/Vs	LambdaRho (Gpa_g/cc)	AI (m/s g/cm <sup>3</sup> )
Sangat baik	1,6-2	2,5-5	2.400-3.200
Baik	1,6-2	3,5-12	2.800-5.000
Cukup buruk	1.8-3	5,5-30	3.800-5.500

### 3.5 Koefisien Refleksi

Pada dasarnya, perubahan nilai impedansi akustik dipengaruhi oleh variasi kecepatan gelombang dan densitas batuan yang menyusun lapisan bumi. Koefisien refleksi merupakan respons gelombang seismik terhadap perbedaan impedansi akustik ini, yang ditunjukkan pada Gambar 14. Nilai koefisien refleksi inilah yang

menentukan besar kecilnya amplitudo dan polaritas gelombang yang direkam pada data seismik. Semakin besar kontras impedansi akustik antara dua lapisan, maka energi refleksi yang dihasilkan akan semakin kuat, sehingga amplitudo gelombang pada penampang seismik tampak lebih tinggi (Sukmono, 2000; Agfa, 2018). Untuk koefisien refleksi yang membentuk sudut tegak lurus, dapat dihitung menggunakan Persamaan 6 sebagai berikut:

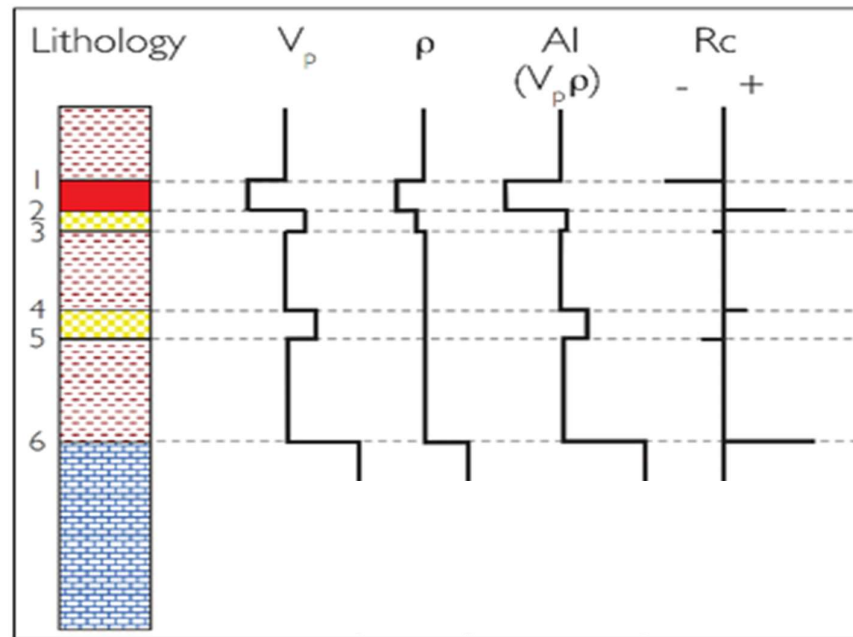
$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (6)$$

Keterangan,

$KR$  : Koefisien refleksi

$AI_1$  : impedansi akustik lapisan atas (m/s) ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )

$AI_2$  : impedansi akustik lapisan bawah (m/s) ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )



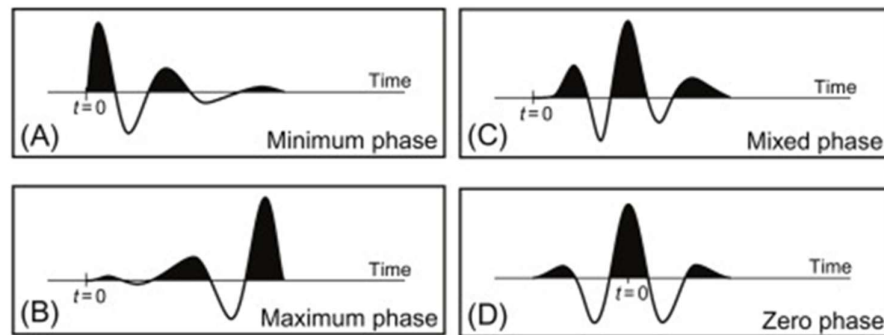
**Gambar 14.** Reflection coefficient, dimana  $KR = RC$  (Simm & Bacon, 2014)

### 3.6 Wavelet

*Wavelet* adalah suatu bentuk gelombang pendek atau pulsa yang memiliki karakteristik amplitudo, frekuensi, dan fase tertentu. *Wavelet* dapat pula dipahami sebagai sinyal yang menggambarkan respons satu reflektor yang direkam oleh satu geofon. Berdasarkan distribusinya, *wavelet* dapat dibedakan ke dalam

beberapa tipe (Gambar 15) sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 13 (Sukmono S., 1999).

- a) *Zero phase* (berfase nol) merupakan *wavelet* yang konsentrasi energinya terpusat tepat pada titik acuan nol (waktu tunda nol). Jenis *wavelet* ini memiliki tingkat resolusi tertinggi dan dianggap paling unggul dibandingkan jenis *wavelet* lainnya dengan spektrum amplitudo yang setara.
- b) *Maximum phase* (berfase maksimu) adalah *wavelet* yang konsentrasi energinya terfokus pada bagian akhir dari bentuk gelombangnya. *Wavelet* ini merupakan kebalikan dari *wavelet minimum phase*.
- c) *Minimum phase* (berfase minimum) adalah *wavelet* yang konsentrasi energinya berada pada bagian awal, atau sedekat mungkin dengan titik acuan nol. *Wavelet* jenis ini memiliki perubahan fase paling kecil pada setiap frekuensi dibandingkan dengan jenis *wavelet* lainnya dalam spektrum amplitudo yang sama.
- d) *Mixed phase* (berfase campuran) merupakan *wavelet* yang distribusi energinya tidak terkonsentrasi secara dominan dibagian awal maupun akhir gelombang.

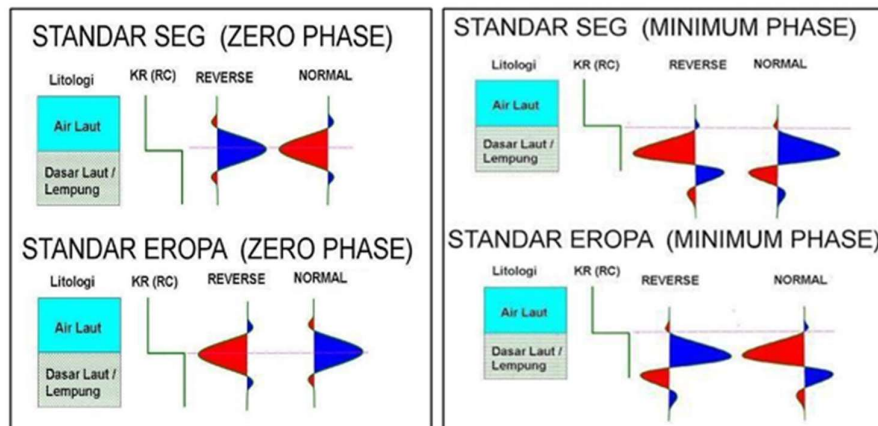


**Gambar 15.** Jenis-jenis *wavelet* (Karim dkk., 2016)

### 3.7 Polaritas dan Fase Seismik

Polaritas seismik merepresentasikan nilai dari koefisien refleksi yang dihasilkan oleh gelombang seismik. Klasifikasi polaritas ini dapat dibedakan ke dalam beberapa jenis yang dapat di lihat pada gambar 16, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 14, yaitu (Brown, 2001):

- Polaritas SEG menggambarkan polaritas pada *wavelet* berfase minimum, dimana polaritas negatif diasosiasikan dengan kemunculan sinyal awal (*first break*)
- Polaritas Amerika menunjukkan bahwa polaritas positif dipresentasikan dalam bentuk puncak (*peak*) dengan amplitudo positif, dan digunakan dalam *wavelet* berfase nol (*zero phase*)
- Polaritas Eropa merupakan kebalikan dari polaritas Amerika, dimana polaritas positif ditunjukkan oleh lembah (*trough*) dengan amplitudo negatif.



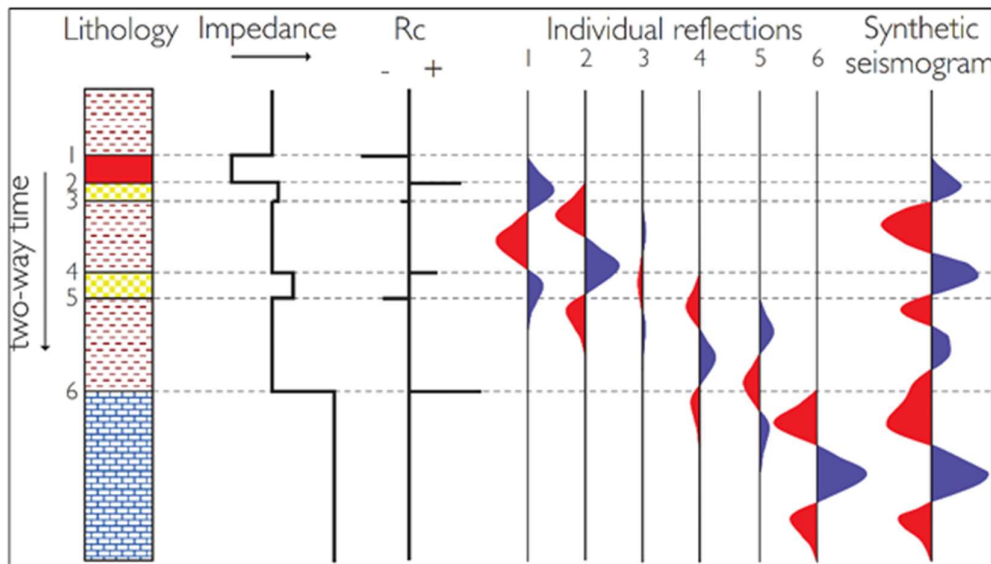
**Gambar 16.** Standar *wavelet* berdasarkan SEG, Eropa pada fasa *zero* dan minimum serta polaritas normal dan *reverse* (Sukmono, 2000)

### 3.8 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik yang dibuat secara simulatif dengan memanfaatkan data *log* kecepatan dan densitas batuan. Kedua data tersebut digunakan untuk menghitung koefisien refleksi, yang kemudian dikonvolusikan dengan sebuah *wavelet* sehingga menghasilkan bentuk sinyal seismik buatan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 17. Tujuan utama pembuatan seismogram sintetik adalah untuk menghubungkan informasi dari data sumur-seperti litologi, umur lapisan, kedalaman, dan sifat fisik batuan-dengan bentuk jejak seismik (*seismic trace*), sehingga dapat membantu interpretasi struktur geologi dan sifat batuan di bawah permukaan bumi. Dengan melakukan korelasi ini, interpretasi kondisi geologi bawah permukaan dapat dilakukan dengan lebih baik dan akurat.

Sebagaimana terlihat pada Gambar 17, setiap jenis batuan memiliki nilai impedansi akustik (AI) yang berbeda, yang secara langsung memengaruhi

bagaimana *wavelet* merespons perubahan medium. Variasi AI antar lapisan menyebabkan perbedaan nilai koefisien refleksi. Penyusunan seismogram sintetik dilakukan dengan mengonvolusikan koefisien refleksi tersebut dengan *wavelet* yang memiliki karakteristik frekuensi dan *bandwidth* serupa dengan data seismik yang dianalisis. Nilai koefisien refleksi dihitung dari *log sonic* dan *log densitas*, yakni melalui pengalihan antara kecepatan rambat gelombang dan densitas batuan (Simm & Bacon, 2014).

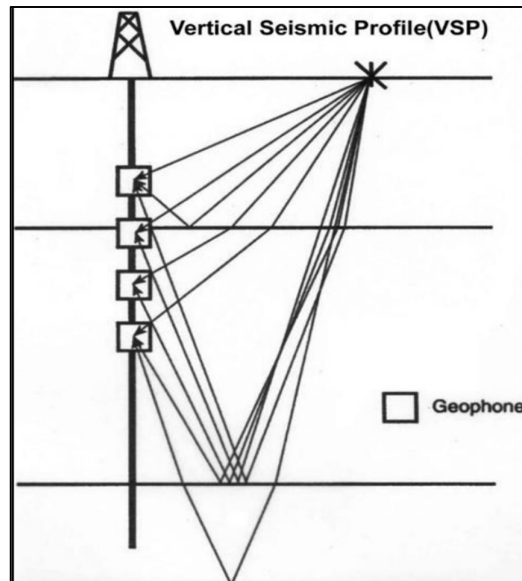


**Gambar 17.** *Synthetic* seismogram yang didapatkan dari proses konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* (Simm & Bacon, 2014)

### 3.9 Checkshot

*Checkshot* merupakan suatu metode yang dilakukan untuk memperoleh hubungan antara waktu tempuh gelombang seismik dan kedalaman, yang sangat penting dalam proses kalibrasi atau pengikatan data sumur dengan data seismik. Teknik ini memiliki prinsip kerja serupa dengan akuisisi data seismik konvensional, namun dengan perbedaan utama pada penempatan geofon yang disusun sepanjang lubang bor, sehingga metode ini juga dikenal sebagai survei *Vertical Seismic Profiling* (VSP). Proses akuisisi-nya dapat dilihat di Gambar 18. Data yang diperoleh dari survei ini berupa waktu tempuh satu arah (*one way time*) pada kedalaman-kedalaman tertentu, sehingga memungkinkan perumusan hubungan

antara waktu perjalanan gelombang seismik dan kedalaman pada lokasi pengeboran tersebut (Greenwood, 2013).



**Gambar 18.** Visualisasi *vertical seismic profiling* (Greenwood, 2013)

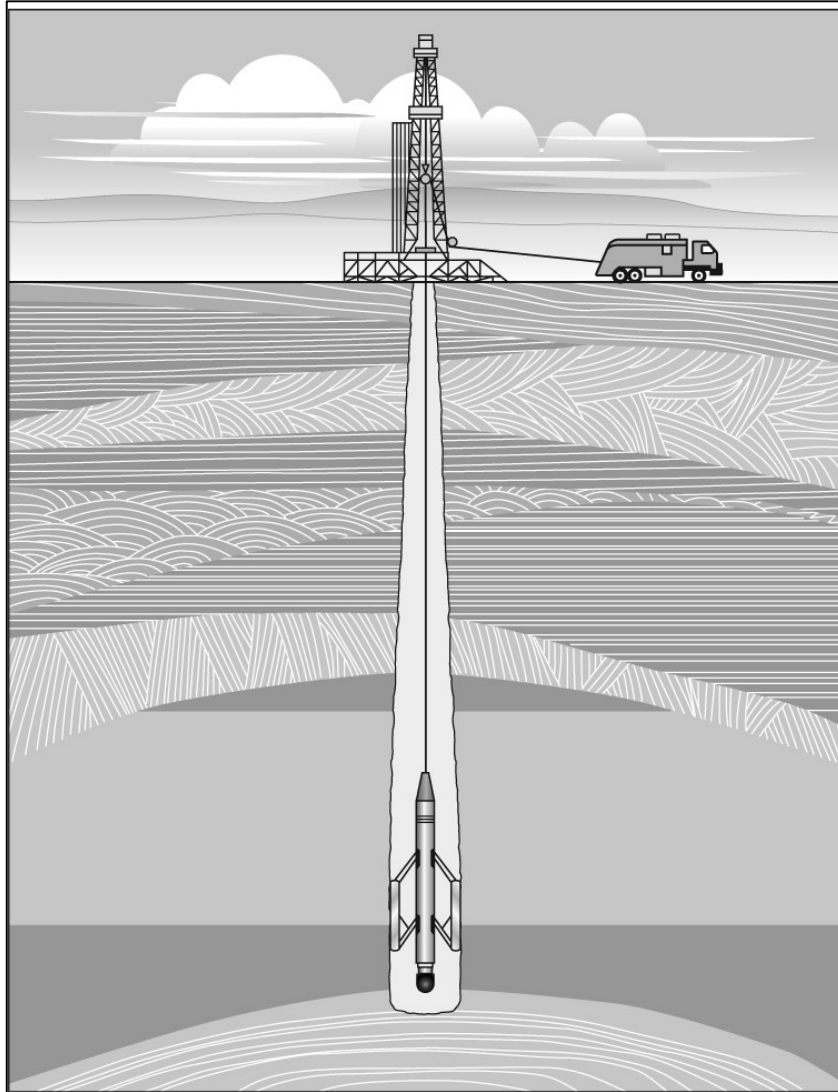
### 3.10 Well Seismic Tie

*Well seismic tie* adalah proses penyelarasan antara data sumur yang berada dalam domain kedalaman dan data seismik yang direkam dalam domain waktu, sehingga keduanya dapat dipadukan secara tepat. Tujuan dari proses ini adalah untuk memastikan bahwa *horizon* pada penampang seismik dapat diposisikan pada kedalaman geologi yang sebenarnya. Penyelarasan dilakukan dengan membangun seismogram sintetik melalui konvolusi antara *wavelet* dan deret koefisien refleksi. Prinsip dasar dari metode ini adalah menghubungkan hubungan waktu tempuh gelombang dengan kedalaman, kemudian menempatkan seismogram sintetik pada posisi yang sesuai dengan reflektor seismik yang mewakili batas antar lapisan. Tahap korelasi dilakukan dengan menyesuaikan kurva waktu-kedalaman (*time-depth*) yang diperoleh dari data *checkshot* pada masing-masing sumur, sehingga batas-batas geologi dapat digambarkan secara konsisten terhadap data seismik (Alifudin dkk., 2016).

### 3.11 Konsep Dasar *Well Logging*

Metode *well logging* merupakan salah satu teknik yang diterapkan dalam bidang ilmu geofisika untuk memperoleh informasi mengenai karakteristik formasi batuan yang berada di dalam sumur bor. Menurut Ellis dan Singer (2007), teknik ini digunakan untuk merekam berbagai sifat dan ciri dari batuan tersebut secara langsung dari dalam sumur. Secara sederhana, *well logging* dapat diartikan sebagai proses pencatatan, perekaman, dan penggambaran sifat-sifat, karakter, data, serta keterangan terkait formasi bawah permukaan secara berurutan dan kontinu sesuai dengan perkembangan alat yang digunakan dalam proses pencatatan tersebut, seperti yang terlihat pada Gambar 19. Hasil dari proses ini biasanya berupa sebuah diagram yang menunjukkan hubungan antara kedalaman (*depth*) dengan karakteristik atau sifat dari formasi batuan yang diamati, sebagaimana dijelaskan oleh Rider (2002).

Dalam pelaksanaan metode *well logging*, tahap awal yang perlu dilakukan adalah pembuatan sumur (*well*) untuk menurunkan alat pengukurnya ke dalam formasi batuan. Metode ini juga dikenal sebagai *wireline well logging*. Proses *logging* dilakukan melalui dua cara dan tahap utama, yaitu *openhole logging* dan *casedhole logging*. *Openhole logging* biasanya dilaksanakan pada lubang bor yang belum dipasang *casing*, dan umumnya semua jenis *log* dapat dilakukan pada tahap ini. Sebaliknya, *casedhole logging* dilakukan setelah pemasangan *casing* pada sumur, dan hanya jenis *log* tertentu yang dapat dilakukan, seperti *log caliper* dan *log gamma ray*. Secara kualitatif, data sifat fisik yang diperoleh dari *logging* dapat digunakan untuk menentukan litologi dan jenis fluida di formasi sekitar lubang sumur. Sedangkan secara kuantitatif, data tersebut dapat digunakan untuk mengestimasi porositas, permeabilitas, kejenuhan fluida, densitas, dan ketebalan zona target, seperti yang dijelaskan oleh Mauladika (2018).



**Gambar 19.** Operasi kegiatan *logging* (Ellis & Singer, 2007)

Pada prinsipnya, *wireline well logging* melakukan pengukuran parameter sifat fisik dari suatu formasi batuan secara kontinu pada setiap kedalaman. Dari pengukuran tersebut, akan dihasilkan data yang dikenal sebagai *well log* (Harsono, 1997). Kegiatan *wireline logging* dilakukan dengan memasukkan alat (sonde) ke dalam lubang bor hingga mencapai dasar lubang. Sonde kemudian ditarik dari dasar lubang ke atas dengan kecepatan yang konstan dan secara kontinu untuk melakukan pencatatan data. Hasilnya berupa kurva *log* vertikal yang berbanding lurus terhadap kedalaman dan menggunakan skala tertentu. Untuk memastikan akurasi data,

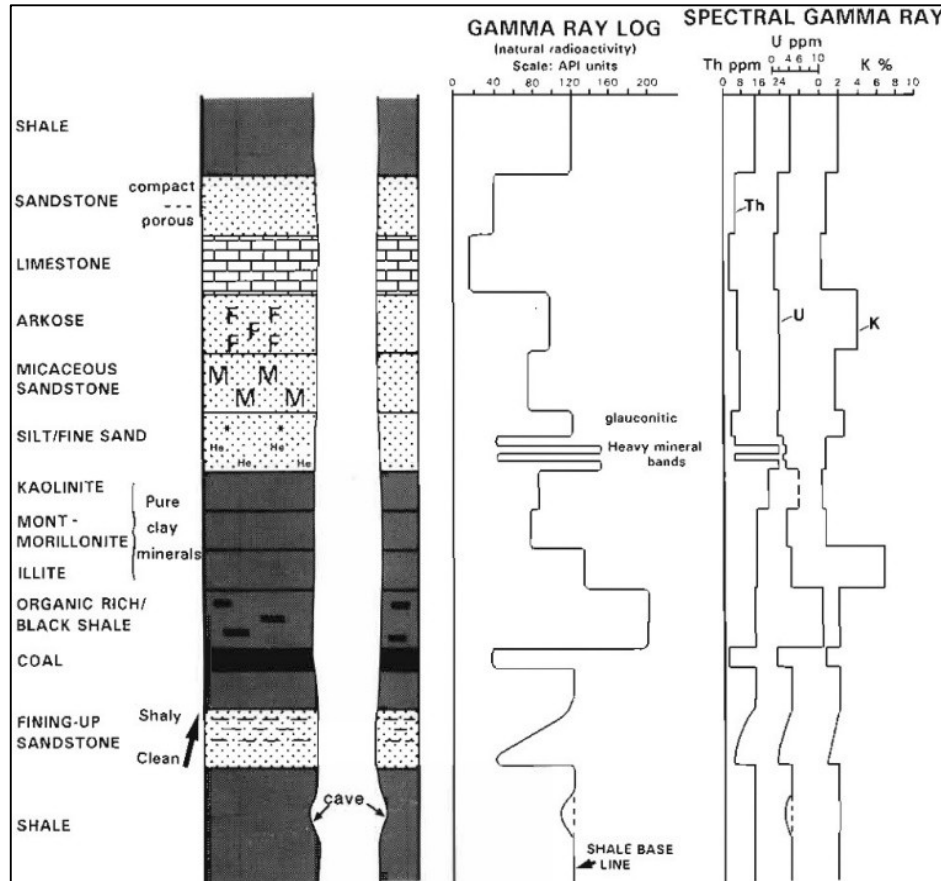
proses perekaman ini dilakukan berulang dengan kombinasi alat yang berbeda sesuai kebutuhan.

Tujuan utama dari kegiatan *logging* sumur ini adalah memperoleh data mengenai litologi, porositas, resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Data ini penting untuk mengidentifikasi zona-zona tertentu dalam reservoir dan memproyeksikan jumlah minyak dan gas bumi yang terkandung di dalamnya. Beberapa jenis *log* yang digunakan dalam penelitian ini meliputi *log gamma ray*, densitas, dan *Sonic*, yang masing-masing memberikan informasi penting terkait sifat fisik dan karakteristik formasi batuan dan fluida di dalam reservoir.

### 3.11.1 *Log Gamma Ray*

Pengukuran *gamma ray* (GR) merupakan metode *logging* yang digunakan untuk mengidentifikasi tingkat radioaktivitas alami pada lapisan batuan di sepanjang sumur pemboran. Sumber radioaktivitas yang terdeteksi pada *log* GR berasal dari tiga elemen radioaktif primer yang terdapat secara natural dalam formasi batuan, yakni Uranium (U), Thorium (Th), dan Kalium (K). Ketiga elemen tersebut secara terus-menerus melepaskan radiasi gamma dalam bentuk pulsa energi berenergi tinggi (Harsono, 1997). Hasil pembacaan *log gamma ray* umumnya direpresentasikan dalam unit API (GAPI), dengan rentang skala horizontal antara 0-100 atau 0-150 GAPI, sebagaimana ditampilkan pada Gambar 20.

Kurva *log* GR umumnya diposisikan pada *track* pertama dalam tampilan data *logging*, bersamaan dengan kurva *spontaneous potential* (SP) dan *caliper*. Karakteristik radiasi *gamma* yang dapat menembus material logam dan semen memungkinkan pengukuran dilakukan pada sumur yang sudah terpasang selubung (*casing*) maupun yang telah melalui proses penyemenan. Meski intensitas sinar *gamma* mengalami pelemahan saat melewati *casing*, energi yang tersisa masih memadai untuk mendeteksi properti radioaktivitas formasi batuan di sekitar dinding sumur (Pameramba, 2017).



Gambar 20. Respon log gamma ray (Rider, 2002)

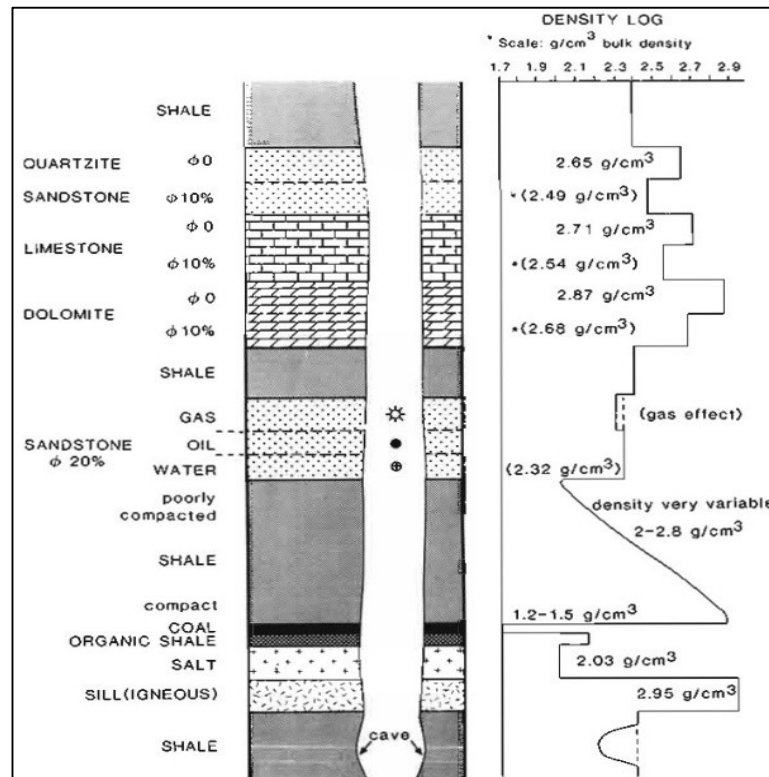
Penggunaan *log gamma ray* didasarkan pada efektivitasnya dalam mengidentifikasi perbedaan antara lapisan *permeabel* dan *impermeabel*. Elemen-elemen radioaktif secara natural terkonsentrasi pada batuan *shale* yang memiliki karakteristik *impermeabel*, sementara keberadaannya relatif rendah pada batuan karbonat dan pasir yang umumnya berporositas tinggi dan *permeabel*. Konsekuensinya, *shale* menunjukkan pembacaan radioaktivitas gamma yang lebih tinggi dibandingkan jenis batuan lainnya (Rahmayanti dkk., 2019).

### 3.11.2 Log Densitas

*Log densitas* (RHOB) (Gambar 21) merupakan kurva *log* yang termasuk kedalam salah satu *log* porositas. *Log* ini merupakan *log* untuk mengukur densitas suatu formasi lapisan batuan yang ditembus lubang bor. Dari hasil pengukuran tersebut besaran densitas atau massa jenis batuan dideskripsikan dalam satuan

(gr/cc). Dalam konteks geologi, *bulk density* merepresentasikan kombinasi antara densitas mineral pembentuk batuan dengan volume fluida yang menempati ruang pori. Nilai densitas yang diperoleh selanjutnya dimanfaatkan sebagai parameter untuk mengkalkulasi porositas batuan (Erihartanti dkk., 2015).

Fungsi primer dari *log* densitas adalah mengkalkulasi porositas batuan melalui pengukuran *bulk density* formasi. Di samping itu, metode *logging* ini juga dimanfaatkan untuk mengidentifikasi kehadiran hidrokarbon atau air dalam reservoir. Ketika dikombinasikan dengan neutron *log*, *log* densitas berkontribusi dalam penentuan densitas hidrokarbon ( $\rho_H$ ) serta analisis karakteristik lapisan *shale*. Integrasi kedua jenis *log* tersebut meningkatkan akurasi dalam menganalisis properti fisik batuan dan distribusi fluida di dalam reservoir (Asquith & Krygowski, 2004). Gambar 21 memperlihatkan respons hasil pengukuran *log* densitas.



Gambar 21. Respon *log* densitas (Rider, 2002)

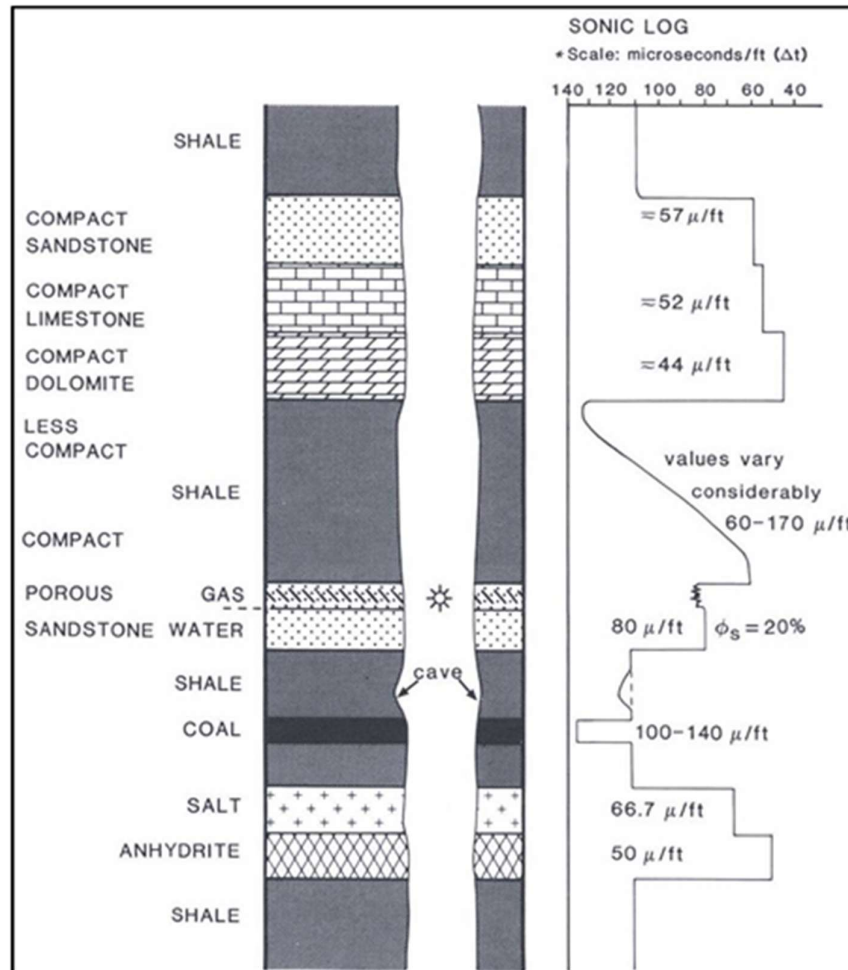
Pada umumnya digunakan tabel densitas batuan sebagai acuan dalam menggolongkan jenis litologi batuan yang didapatkan dari hasil pemboran sumur.

**Tabel 3.** Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan (Telford dkk., 1990).

<b>Batuan (Sedimen)</b>	<b>Rentang Densitas (gr/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Rata-rata Densitas (gr/cm<sup>3</sup>)</b>
<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>	1,7-2,4	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

### 3.11.3 Log Sonic

*Log sonic* atau *log delta time* (DT) (Gambar 22) merupakan *log* yang menggunakan prinsip kerja gelombang akustik. *Log* akustik/*sonic* memancarkan gelombang akustik dalam jangkauan tertentu serta kecepatan tertentu lalu akan mengukur panjang waktu yang dibutuhkan gelombang dari *transmitter* menuju *receiver*. Jeda atau panjang waktu ini kemudian dinamakan delta T. Nilai inilah yang akan digunakan pada analisis petrofisika selanjutnya. *Log sonic* dapat digunakan untuk mengetahui porositas serta mengidentifikasi litologi suatu formasi batuan (Harsono, 1997).

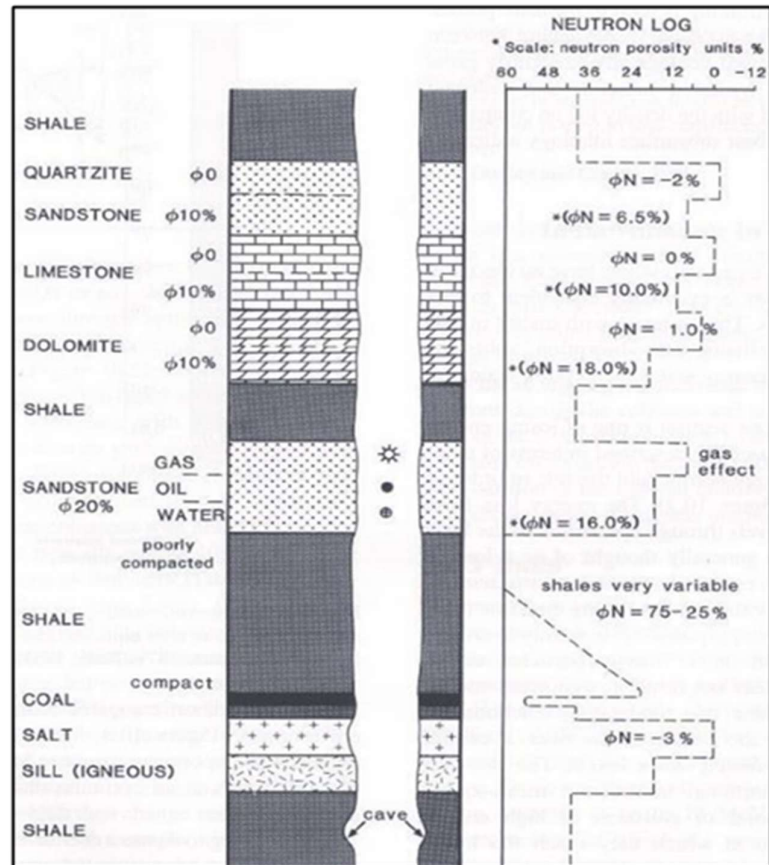


**Gambar 22.** Respon *log sonic* (Rider, 2002)

#### 3.11.4 *Log Neutron Porosity*

Pengukuran *log* ini bertujuan untuk menentukan indeks hidrogen dalam formasi batuan. Dalam sistem petroleum, indeks hidrogen (*Hydrogen Index/*HI) berfungsi sebagai parameter untuk mengidentifikasi tipe kerogen. Indeks ini didefinisikan sebagai perbandingan antara konsentrasi atom hidrogen per satuan volume batuan dengan kandungan air murni pada suhu 75°F. *Log neutron porosity* (Gambar 23) tidak secara langsung mengukur porositas aktual dari batuan, melainkan memetakan kandungan hidrogen dalam pori-pori. Secara umum, batuan dengan porositas tinggi akan menunjukkan kandungan hidrogen yang lebih besar, sehingga menghasilkan nilai HI yang tinggi. Sebagai contoh, batuan *shale* yang

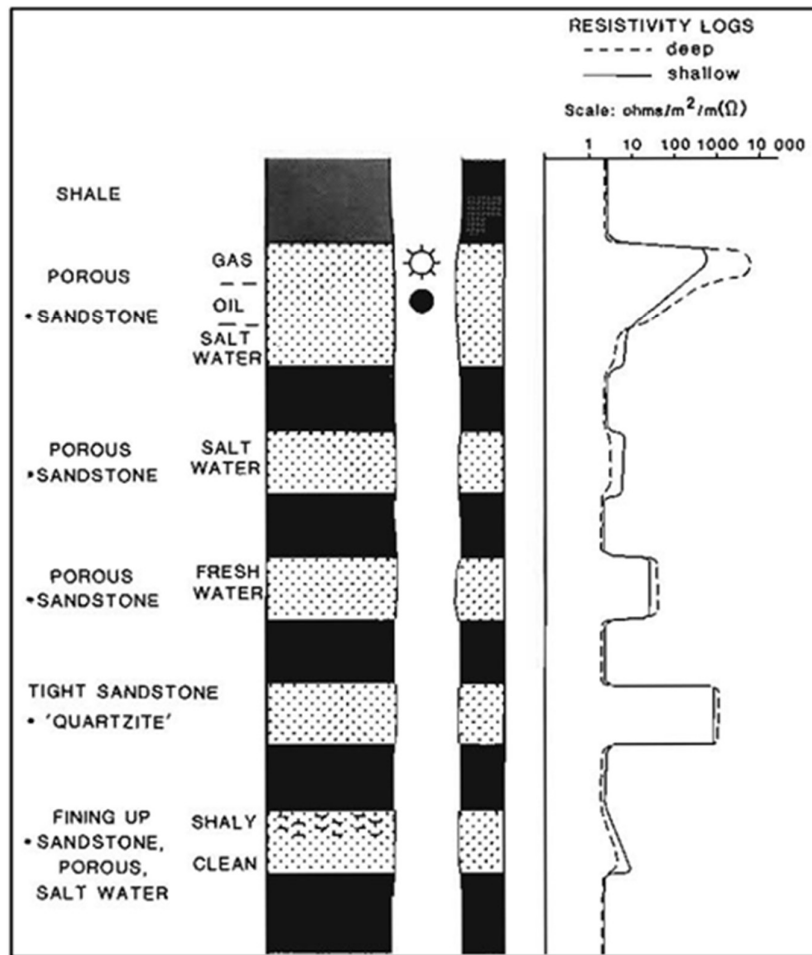
mengandung banyak hidrogen dapat diasumsikan memiliki porositas yang relatif tinggi (Harsono, 1997).



Gambar 23. Respon log neutron (Rider, 2002)

### 3.11.5 Log Resistivity

Resistivitas formasi merupakan parameter penting dalam menentukan tingkat kejenuhan hidrokarbon dalam batuan reservoir. Arus listrik dapat mengalir dalam batuan formasi jika terdapat air formasi yang bersifat konduktif (Gambar 24). Sebaliknya, batuan yang kering maupun mengandung hidrokarbon cenderung bersifat isolator, kecuali bila mengandung mineral konduktif seperti grafit atau pirit. Resistivitas dapat diukur dengan dua metode, yakni melalui injeksi langsung arus listrik ke dalam formasi (misalnya dengan alat lateral log), atau melalui induksi medan listrik (misalnya dengan alat induksi) (Harsono, 1997).



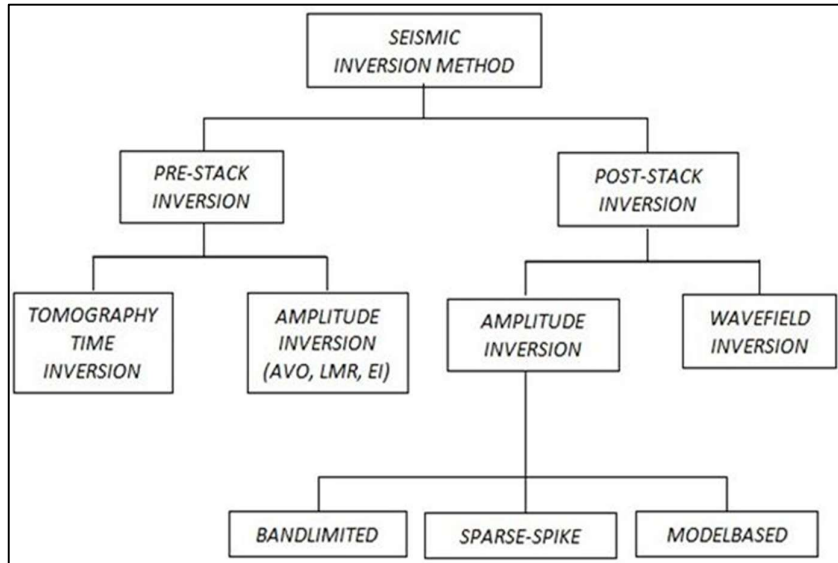
Gambar 24. Respon log resistivitas (Rider, 2002)

### 3.12 Inversi Seismik

Inversi seismik (Gambar 25) merupakan metode interpretasi yang digunakan untuk membangun model bawah permukaan dengan memanfaatkan data seismik sebagai masukan utama yang kemudian dikalibrasi dengan informasi dari data sumur (Sukmono, 2000). Pendekatan ini bekerja secara terbalik dari konsep pemodelan maju (*forward modelling*), yakni bukan memprediksi respons gelombang dari model tertentu, tetapi menyusun kembali model sifat fisik bawah permukaan berdasarkan sinyal gelombang seismik yang terekam. Proses inversi melibatkan pemetaan serta pemodelan karakteristik fisik formasi geologi di



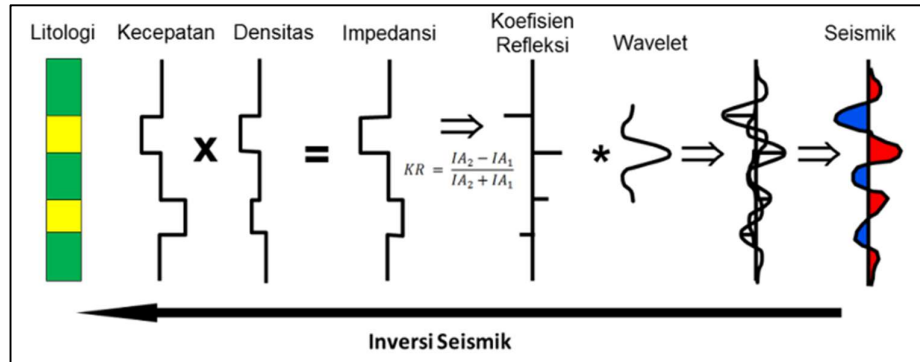
pendekatan dalam inversi seismik. Berdasarkan jenis data seismik yang digunakan, inversi seismik dibagi menjadi dua jenis utama, yaitu inversi pada data yang telah distack (*post-stack inversion*) dan inversi pada data sebelum proses *stack* (*pre-stack inversion*) (Mallick, 1995).



**Gambar 26.** Jenis-jenis teknis inversi seismik (Mallick, 1995)

Inversi *post-stack* (Gambar 26) adalah teknik inversi yang diterapkan pada data seismik setelah data tersebut melalui proses pengolahan dan penumpukan (*stacking*). Data yang telah ditumpuk ini menggambarkan kondisi bawah permukaan pada satu waktu dan kedalaman tertentu. Pendekatan ini umumnya dimanfaatkan untuk memperoleh nilai impedansi akustik (Gambar 27), yaitu parameter yang menunjukkan hambatan suatu batuan terhadap rambatan gelombang suara.

Sebaliknya, inversi *pre-stack* dilakukan sebelum data seismik mengalami proses *stacking*. Data *pre-stack* masih memuat informasi amplitudo pada berbagai sudut datang, sehingga memungkinkan estimasi parameter fisik yang lebih lengkap, seperti impedansi akustik, impedansi geser, dan densitas. Parameter-parameter tersebut sangat penting karena memberikan gambaran lebih detail mengenai karakter dan sifat geologi bawah permukaan (Mallick, 1995).



**Gambar 27.** Representasi skematis dari seri reflektivitas yang diperoleh dari perubahan impedansi akustik (modifikasi Badley, 1985).

### 3.12.1 Model *Based Inversion*

Metode model *based inversion*, atau yang sering disebut sebagai metode *blocky*, adalah teknik inversi yang membentuk nilai impedansi akustik dalam bentuk blok-blok sederhana. Langkah pertama dalam metode ini adalah membangun model awal impedansi akustik mengacu pada dimensi blok yang telah ditetapkan. Model tersebut kemudian digunakan untuk menghitung nilai koefisien refleksi, yang selanjutnya dilakukan proses konvolusi dengan *wavelet* guna menghasilkan seismogram sintetik pada tiap *trace*. Seismogram sintetik yang dihasilkan dibandingkan dengan data seismik riil untuk mengevaluasi besarnya error atau selisih di antara keduanya. Proses tersebut berlangsung secara iteratif, di mana model akan terus diperbarui hingga diperoleh seismogram sintetik dengan tingkat kesalahan paling kecil. Model impedansi akustik akhir yang telah melewati serangkaian penyempurnaan ini menjadi *output* utama dari proses inversi. Kualitas hasil inversi sangat bergantung pada kondisi data seismik, seperti tingkat *noise*, kualitas amplitudo, dan lebar pita frekuensi (*bandwidth*) yang tersedia (Sukmono & Ambarsari, 2019). Perhitungan metode inversi *model based* dapat dilihat pada Persamaan 7 berikut;

$$S_t = W_t RC_t + n_t \quad (7)$$

Keterangan,

$S_t$  : *Trace* seismik

$W_t$  : *Wavelet* seismik

$RC_t$  : Reflektivitas bumi

$n_t$  : Noise

### 3.12.2 Bandlimited Inversion

Metode *bandlimited inversion*, yang sering disebut juga sebagai *recursive inversion*, merupakan salah satu pendekatan inversi paling dasar yang digunakan dalam pemrosesan data seismik (Maurya dkk., 2020). Disebut *bandlimited* karena hasil impedansi akustik yang diperoleh memiliki rentang frekuensi yang mengikuti *bandwidth* dari data seismik inputnya. Proses inversi ini bekerja dengan prinsip rekursif, yaitu menghitung nilai impedansi secara berurutan dari satu sampel ke sampel berikutnya berdasarkan koefisien refleksi. Secara matematis, teknik ini dapat dijelaskan melalui persamaan 8 rekursif yang menggambarkan hubungan antara nilai impedansi pada titik tertentu dengan nilai impedansi sebelumnya.

$$Z_{i+1} = Zi \frac{1+r_i}{1-r_i} \quad (8)$$

Keterangan,

$Z$  : Impedansi Akustik (m/s g/cm<sup>2</sup>)

$r$  : Koefisien reflektivitas

$*$  : Konvolusi

### 3.13 Porositas Batuan

Porositas merupakan ukuran lubang pori dari kapasitas penyimpanan suatu batuan, dengan densitas curah (*bulk density*) dan porositas sering kali berkaitan dengan kekuatan material batuan. *Log* porositas yang tersedia di semua sumur meliputi log densitas, neutron, dan sonik. Porositas total dihitung menggunakan kombinasi log neutron–densitas sebagai penentu utama (Asquith, G.B., dkk., 1982)

Densitas curah dikontrol oleh butiran (*grains*) dan pori-pori, sehingga mencerminkan tingkat kekompakan dan sementasi batuan, yang pada akhirnya akan memengaruhi sifat petrofisika dan sifat elastik secara keseluruhan. Berikut adalah persamaan untuk perhitungan porositas densitas (DPHI):

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fluid}} \quad (9)$$

Keterangan,

$\phi$  : Porositas (fraksi atau %)

$\rho_{ma}$  : Densitas matriks batuan (g/cc)

$\rho_b$  : Densitas curah batuan (g/cc)

$\rho_{fluid}$  : Densitas fluida pengisi pori (g/cc)

Porositas total adalah perbandingan antara seluruh *volume* pori (baik yang saling terhubung maupun yang terisolasi) terhadap *volume* total batuan. *Log* neutron yang digunakan dalam penelitian ini telah dikalibrasi dan disajikan dalam satuan porositas batu gamping (*Neutron Porosity in Limestone Units/NPHI*). Selanjutnya, dilakukan penentuan secara manual terhadap parameter *log* input serta jenis koreksi lingkungan (*environmental corrections*) sesuai dengan spesifikasi dan karakteristik alat neutron yang digunakan (Himawan H., 2024). Setelah proses koreksi dilakukan, nilai porositas total dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$PHIT = \left[ \frac{(DPHI^2 + N^2)}{2} \right]^{1/2} \quad (10)$$

Keterangan,

*PHIT* : Porositas total (porositas total), dalam fraksi atau persen (%).

*DPHI* : Densitas Porositas (porositas dari *log* densitas).

*NPHI* : *Neutron Porosity* (porositas dari *log neutron*, umumnya dalam satuan *limestone porosity units*).

Porositas efektif adalah persentase volume pori dalam batuan yang saling terhubung (*interconnected pores*) dan dapat mengalirkan fluida (air, minyak, atau gas). Porositas efektif dihitung berdasarkan kombinasi *log* neutron–densitas atau dari nilai porositas total yang telah dikoreksi terhadap kandungan lempung (*clay content*), dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$PHIE = PHIT - (Vcl PHITcl) \quad (11)$$

Keterangan,

*PHIE* : Porositas efektif, yaitu porositas yang berkontribusi terhadap aliran fluida.

*PHIT* : Porositas efektif (porositas total hasil perhitungan *log*).

*Vcl* : *Volume clay* (fraksi *volume* lempung dalam batuan).

*PHITcl* : Porositas total pada zona lempung murni (*clay porosity*).

**Tabel 4.** Klasifikasi nilai densitas, PHIE dan akustik impedansi jenis batuan

<b>Litologi / Formasi</b>	<b>Densitas (g/cc)</b>	<b>PHIE (%)</b>	<b>AI (m/s g/cc)</b>	<b>Sumber</b>
<i>Globigerina Limestone</i> (Pliosen)	2,20–2,38	30–50	3.600–4.300	Himawan dkk. 2017
Karbonat Terumbu (Formasi Kujung, Oligo–Miosen)	2,30–2,65	10–35	4.500–6.000	Satyana & Purwaningsih 2003
<i>Packstone–Wackestone (mud-rich limestone)</i>	2,40–2,70	5–20	5.000–6.500	Doveton 2004
Batupasir Kuarsa (Formasi Ngrayong/Tuban)	2,20–2,60	15–30	4.000–6.000	Ardhana 1993
Batupasir Argilik ( <i>Shaly Sand</i> )	2,30–2,65	10–25	4.500–6.500	Doveton 2004
Batulempung / <i>Shale</i> (Formasi Mundu/Tuban)	2,50–270	5–15	5.000–7.000	Sukamto & Simandjuntak – 1992
Dolomit ( <i>Dolomitized Carbonate</i> )	2,60–2,85	5–25	5.000–7.000	Satyana 2005

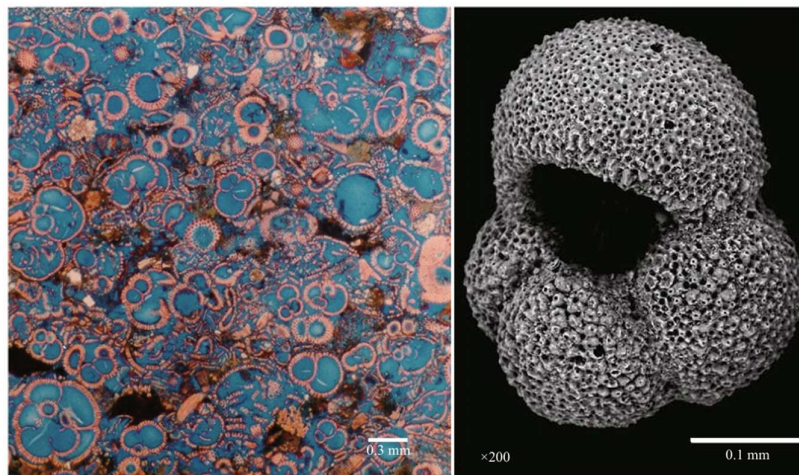
### 3.14 Batuan Karbonat

Batuan karbonat adalah batuan dengan kandungan kalsium karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ) lebih dari 50%, yang terbentuk melalui proses biomineralisasi organisme maupun hasil pengendapan kembali material karbonat yang telah mengalami perombakan sebelumnya (Flugel, 2010). Jenis batuan ini memiliki potensi tinggi sebagai reservoir karena umumnya menunjukkan nilai porositas dan permeabilitas yang baik. Namun, dominasi komposisi  $\text{CaCO}_3$  serta keragaman komponen penyusunnya membuat batuan karbonat bersifat tidak stabil dan mudah mengalami perubahan akibat proses-proses sekunder setelah pengendapan (*post-depositional*), seperti diagenesis. Proses tersebut kemudian menghasilkan karakter porositas dan permeabilitas yang heterogen dan lebih kompleks. Variasi porositas dalam batuan karbonat terbentuk melalui interaksi antara tekstur saat pengendapan dan proses diagenesis yang berlangsung berikutnya.

Reservoir batuan karbonat memiliki tingkat heterogenitas yang tinggi karena kontrol geologi yang kompleks, mulai dari pengendapan hingga proses diagenesis pasca-sedimentasi. Sistem pori karbonat diklasifikasikan ke dalam pori *fabric-*

*selective* dan *non-fabric selective*, yang masing-masing mencerminkan pengaruh tekstur asli maupun proses diagenesis seperti pelarutan dan *frakturing* (Choquette & Pray, 1970). Pemahaman terhadap tipe pori dan struktur internal batuan ini sangat penting karena heterogenitas karbonat jauh lebih tinggi dibandingkan batuan klastik, sehingga pengelompokannya memerlukan pendekatan yang terintegrasi antara petrofisika, geologi, dan sedimentologi (Lucia, 1995).

Terumbu karang merupakan struktur batuan karbonat yang terbentuk secara biologis di lingkungan laut, berbentuk menyerupai gundukan atau tumpukan (Read, 1985). Pembentukan struktur ini memerlukan waktu yang sangat panjang melalui aktivitas organisme karang dan biota laut lainnya, melibatkan serangkaian proses fisik, kimia, dan biokimia yang kompleks (Read, 1985). Pertumbuhan terumbu karang memerlukan kondisi lingkungan yang spesifik, meliputi temperatur air laut berkisar 20-30°C, tingkat salinitas antara 27-40 ppt, kedalaman perairan optimal 0-50 meter, ketersediaan cahaya matahari yang mencukupi, serta kondisi hidrodinamika yang relatif tenang (Handford & Loucks, 1993; Jin dkk., 2013).



**Gambar 28.** Penampang tipis batu Gamping Mundu dan gambar mikroskop elektron pemindaian (SEM) foraminifera *Globigerina* (Ran dkk., 2019)

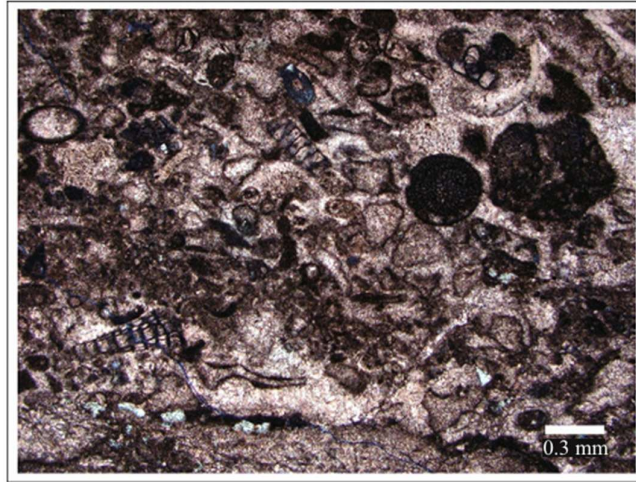
Dengan memahami persyaratan lingkungan pertumbuhan terumbu karang, para peneliti dapat merekonstruksi kondisi pengendapan masa lampau, sehingga memberikan informasi berharga untuk memulihkan gambaran bentang alam dan kondisi lingkungan pada periode geologis tertentu (Zhu dkk., 2015). Terumbu karang memiliki peran signifikan sebagai batuan reservoir hidrokarbon karbonat (Zou dkk., 2015). Batugamping terumbu tersusun dominan oleh mineral aragonit

dan kalsit, dengan ruang pori yang terbentuk dalam kerangka organisme penyusunnya. Karakteristik fisik yang sangat baik meliputi porositas tinggi, permeabilitas baik, dan saturasi optimal, menjadikannya lokasi ideal untuk akumulasi minyak dan gas dalam jumlah besar (Gudk., 2009).

Akumulasi karbonat Miosen di Asia Tenggara umumnya melibatkan beberapa tahap atau siklus perkembangan yang sebagian besar merupakan siklus orde ketiga, yang dipisahkan oleh diskontinuitas dalam pertumbuhan platform dengan beberapa menunjukkan bukti pemaparan subaerial episodik. Penelitian tentang terumbu Miosen dan akumulasi karbonat di Asia Tenggara menunjukkan adanya tren pemanasan yang berjalan paralel dengan kenaikan muka air laut orde kedua secara umum, kondisi ini memungkinkan terumbu karang tebal dan bank kerangka untuk berkembang yang sebagian besar dapat diidentifikasi melalui data seismik. Pengembangan reservoir ekonomi secara regional terutama berkaitan dengan penurunan muka air laut relatif orde ketiga dan proses diagenesis meteorik yang terkait. Peristiwa peningkatan porositas ini terjadi selama proses aggradasi keseluruhan platform dan dapat diidentifikasi dalam sampel inti melalui karakteristik porositas yang ditingkatkan oleh pelarutan, sementasi kalsit, dan tanda tangan isotop stabil yang khas. Karbonat transgresif basal pada akumulasi yang lebih terlokalisasi sebagian besar bersifat padat karena teksturnya yang relatif halus, pemadatan yang intens, dan keterisolasi dari pengaruh air meteorik. Kualitas reservoir terbaik umumnya terbentuk di bawah ketidakselarasan subaerial di atas tingkat tegakan tinggi, di mana efek pelindian air meteorik dan proses karstifikasi berlangsung paling intens (Sun & Esteban, 1994).

Potensi hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur sebagian besar tersimpan dalam reservoir karbonat. Berdasarkan urutan stratigrafinya, reservoir karbonat ini dapat dikelompokkan ke dalam tiga zona utama yang mewakili periode geologis berbeda, yang karakteristik batuan dapat dilihat di tabel 4. Zona pertama adalah Siklus A Ngimbang yang terbentuk pada periode Eosen-Oligosen dengan rentang waktu sekitar 46-30 juta tahun yang lalu. Zona kedua merupakan Siklus Kujung yang berkembang pada masa Oligo-Miosen, tepatnya sekitar 30-16 juta tahun yang lalu. Sementara itu, zona ketiga adalah Siklus Paciran-Mundu yang terbentuk pada periode Plio-Pleistosen, dimulai sekitar 4,5 juta tahun yang lalu hingga masa kini.

Setiap siklus pengendapan memiliki ciri khas tersendiri dalam hal karakteristik reservoir dan pola distribusi spasialnya, yang pada akhirnya memberikan pengaruh signifikan terhadap potensinya sebagai batuan reservoir hidrokarbon, (Darman dkk., 2025).



**Gambar 29.** Irisan tipis batuan *coral-limestone* Kujung (Ran dkk., 2019)

**Tabel 5.** Sifat-sifat Reservoir Karbonat Cekungan Jawa Timur (Data base KKPJM, 2023).

<i>Carbonate Cycle</i>	<i>Formation / Lithology</i>	<i>Age</i>	<i>Porosity (%)</i>	<i>Permeability (mD)</i>	<i>Max Column (m)</i>	<i>Max Areas (km<sup>2</sup>)</i>
<b>Ngimbang Cycle</b>	Ngimbang Limestone / CD Limestone	Late Eocene - Early Oligocene	11-20%	2,9-184 mD	243 (Sepanjang)	51,3 (W.Kangean)
	Kujung Limestone	Late Oligocene - Early Miocene	12-28%	29-173 mD	396 (Banyu Urip)	170 (Kepodan)
<b>Kujung Cycle</b>	Rancak Limestone / Tuban Fm / Orbitold Kalk	Early Miocene	11-17%	0,46-35 mD	250 (Sukowati)	170 (Kepodan)
<b>Mundu Paciran Cycle</b>	Paciran Limestone	Early Pliocene	23-33%	4-57 mD		
	Mundu Limestone	Pliocene	19-31%	10-896 mD	148 (Oyong)	36,6 (Sirasun)
	Lidah Limestone	Pleistocene	21-35%	6-78 mD		

## **IV. METODE PENELITIAN**

### **4.1 Waktu dan Tempat Pelaksanaan**

Adapun lokasi dan waktu dilaksanakannya penelitian ini, sebagai berikut.

Tempat : Husky-CNOOC Madura Limited

Alamat : Gedung Bursa Efek Indonesia (BEI) Tower 1 Lt. 19, Jl. Jend. Sudirman Kav. 52-53, Kebayoran Baru, Jakarta Selatan, DKI Jakarta 12190.

Tanggal : November 2025 - Februari 2026

Tabel 5, merupakan pemaparan lebih detail terkait waktu dan agenda penelitian,



## 4.2 Alat dan Bahan

Tabel 5 merupakan alat dan bahan yang digunakan selama menyusun penelitian Tugas Akhir.

**Tabel 7.** Alat dan bahan

No	Alat dan Bahan	Fungsi
1	Laptop	Digunakan sebagai media untuk mengolah data yang memerlukan komputasi tinggi, serta dimanfaatkan juga sebagai perangkat untuk interpretasi data dan penyusunan hasil penelitian maupun laporan.
2	<i>Petrel</i> 2018	Digunakan untuk proses <i>picking horizon</i> , korelasi sumur, interpretasi data seismik, pembuatan peta.
3	<i>Hampson Russel Suite Geoview</i>	Digunakan untuk mengetahui analisis sensitivitas, melakukan <i>well to seismic tie</i> , inversi, dan persebaran <i>crossplot</i> untuk analisis properti fisis
4	<i>Microsoft Excel</i>	Digunakan untuk pencatatan <i>availability</i> data, pembuatan grafik/ <i>crossplot</i> , dan perhitungan matematis lainnya.
5	<i>Microsoft Word</i>	Digunakan sebagai sarana penyusunan dan penulisan dalam penelitian tugas akhir.

## 4.3 Ketersediaan Data

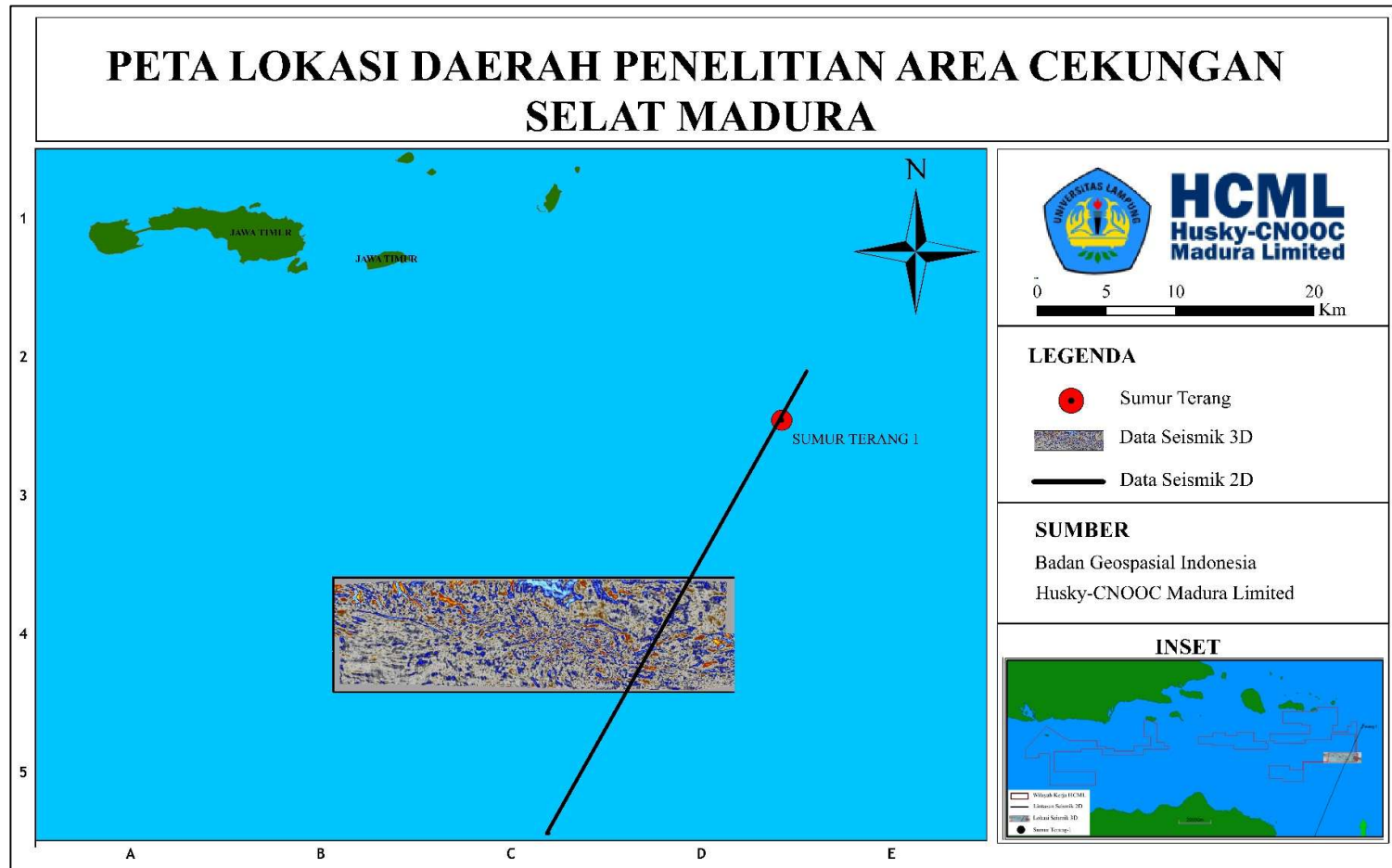
Data yang digunakan selama penelitian tugas akhir ini terdiri dari beberapa data Lapangan X Selat Madura meliputi:

### 1. Data Seismik

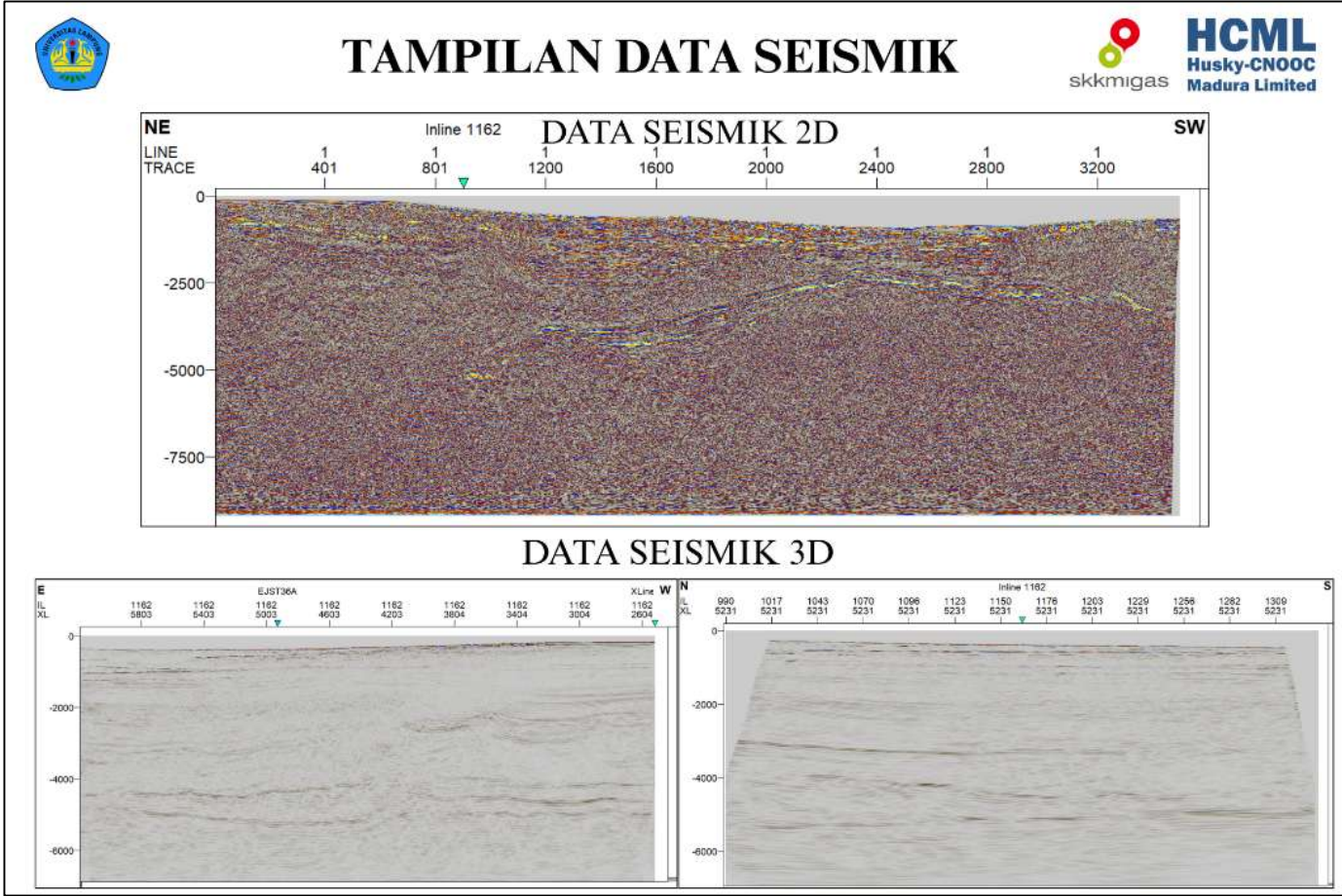
Data seismik yang digunakan pada daerah penelitian adalah data *post stack* seismik 2D dan 3D yang terletak pada daerah Cekungan Selat Madura (Gambar 27).

- a. Data Seismik 3D *Post-Stack*, dengan konfigurasi geometri *inline range* 990-1.334, *crossline range* dari 2.521-6.203, dan domain kedalaman TWT dari 0-7.000 ms. Data seismik dengan format 3 dimensi ini digunakan sebagai *input* untuk tahapan interpretasi seismik baik patahan (*fault*) dan *horizon*.

- b. Data Seismik 2D *Post-Stack*, dengan konfigurasi geometri data seismik ini dengan CDP rentang dari 20.002-23.499 dan SP pada rentang 20001-23498, dan domain kedalaman TWT dari 2–9.212 ms.



**Gambar 30.** Base map daerah penelitian



Gambar 31. Tampilan data seismik

## 2. Data Sumur

Dalam penelitian tugas akhir ini digunakan satu sumur sebagai data kontrol dalam proses melakukan seismik inversi. Data ini meliputi data *log gamma ray*, *log sonic*, *log densitas*, *log neutron*, *log resistivitas*, data *marker*, *chekshot*, *log PHIE* dan *drilling report*. Sumur pada daerah penelitian memiliki rentang nilai kedalaman 150-7.500 ft.

## 3. Data Well Report

Pemboran Sumur Terang-1 mencapai total kedalaman 2.163 m dengan menembus sekuens sedimen berumur Resen hingga Miosen Awal, memberikan rekaman stratigrafi yang komprehensif terhadap evolusi cekungan dari fase karbonat laut dalam Miosen hingga fase klastik-karbonat dangkal Pliosen. Pada interval 141–667 m (Resen–Pliosen Akhir), litologi didominasi oleh *claystone* abu-abu muda hingga gelap berkonsistensi lunak hingga teguh, mengandung fragmen foraminifera, bivalvia, echinoid, glaukonit, dan pirit yang mencerminkan lingkungan pengendapan laut dangkal hingga *outer shelf*. Interval 667–910 m (Pliosen Awal) dicirikan oleh perkembangan batugamping dan *claystone* kalsareus yang mengindikasikan transisi ke lingkungan neritik dengan produktivitas karbonat meningkat, sedangkan interval lebih dalam pada 910–2.243 m (Miosen Awal–Akhir) didominasi batugamping foraminiferal bertekstur *mudstone–wackestone* yang sebagian terekristalisasi dengan sisipan *claystone* dan *siltstone*, mencerminkan fasies batial yang menunjukkan tren pendalaman cekungan progresif selama Miosen dan pendangkalan relatif (*shallowing-upward*) memasuki Pliosen.

Secara kronostratigrafi, sekuens pengendapan dimulai dari Formasi Kujung (Miosen Awal, N8) pada 2.243 m, diikuti selaras ke atas oleh Formasi Wonocolo (Miosen Tengah–Akhir, N9–N15) pada 1.361 m, Formasi Ledok (Miosen Akhir, N17) pada 910 m, Formasi Mundu (Pliosen Akhir, N19–N21/20) pada 667 m, dan Formasi Lidah sebagai satuan termuda (Pliosen Akhir, N21/20–N23) pada 141 m. Dari aspek evaluasi reservoir, interval prospek utama teridentifikasi pada satuan karbonat dan

batupasir Pliosen di kedalaman 667–716 m, dengan batupasir berbutir halus–menengah bersortasi sedang dan batugamping bertekstur kalsarenitik hingga *mudstone–wackestone* yang mengandung *skeletal debris* melimpah.

Kualitas reservoir dikendalikan oleh porositas intergranular dan rekahan mikro, meskipun pada beberapa bagian tereduksi akibat sementasi dan rekristalisasi diagenetik. Interpretasi data *wireline log* mengindikasikan zona *net pay* setebal sekitar 46 m dengan respons resistivitas tinggi dan indikasi gas pada analisis *mud log*, yang dikonfirmasi oleh hasil uji kandungan lapisan berupa aliran gas signifikan pada litologi *Globigerina Limestone*. Akumulasi hidrokarbon tersebut teridentifikasi dengan *top gas* pada kedalaman 664 m, *depth gas* pada 689 m, dan batas bawah kolom gas pada 716 m, yang secara struktural berasosiasi dengan zona transisi formasi Mundu–Ledok dan mengindikasikan jebakan hidrokarbon yang dikendalikan oleh kombinasi faktor stratigrafi dan struktur pada batas kedua formasi tersebut.

#### **4.4 Prosedur Penelitian**

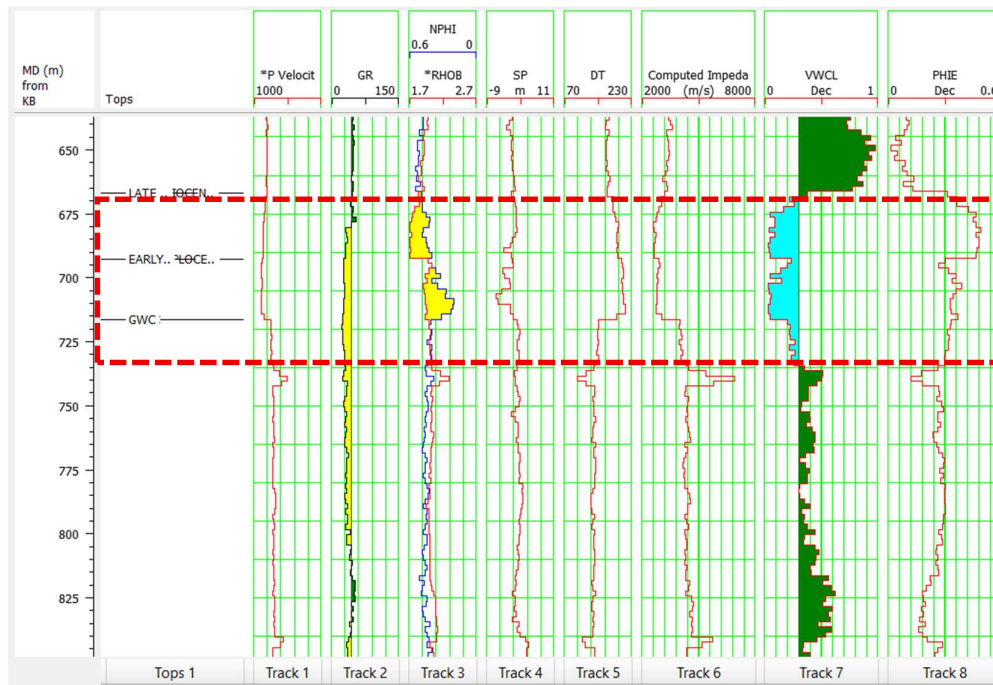
##### **4.4.1 Studi Literatur**

Tahap studi literatur dilakukan untuk memperkuat pemahaman mengenai proses analisis serta hasil pengolahan data dalam penelitian. Sumber literatur dan referensi yang digunakan berasal dari jurnal yang berkaitan dengan metode dan geologi daerah penelitian serta *drilling report*, yang berisi berbagai informasi penting terkait kondisi daerah penelitian. Melalui kajian literatur tersebut, proses analisis dan interpretasi data dapat dilakukan dengan lebih tepat dan komprehensif, sehingga kualitas hasil yang diperoleh menjadi lebih optimal.

##### **4.4.2 Analisa Data Sumur (*Quick Look*)**

Analisis data sumur dimulai dengan metode *quick look* terhadap *log* sumur yang tersedia (Gambar 32) untuk mendapatkan informasi awal atau hipotesis mengenai kemungkinan keberadaan hidrokarbon pada zona target. Pada tahap ini, interpretasi dilakukan secara kualitatif untuk melihat karakter geologi dan petrofisika, termasuk densitas, porositas, serta nilai *Gamma Ray*. Selain itu,

dilakukan pula pengecekan kelengkapan *log*, seperti *Gamma Ray* (GR), *Neutron Porosity* (NPHI), *Density* (RHOB), *Sonic* (DT), dan *log* pendukung lainnya, guna memastikan bahwa data yang digunakan benar-benar akurat dan memberikan gambaran yang sebenarnya. Kombinasi berbagai *log* tersebut memungkinkan identifikasi potensi reservoir, khususnya pada litologi *globigerina limestone*. Tahap awal ini sangat penting untuk memahami kondisi litologi, sifat fluida, serta peluang keberadaan hidrokarbon, yang selanjutnya menjadi landasan dalam evaluasi reservoir dan pemilihan metode analisis lanjutan.



**Gambar 32.** Analisis *quick look* data sumur

#### 4.4.3 Estimasi Properti Akustik (Impedansi Akustik) Pada Data Seismik 2D

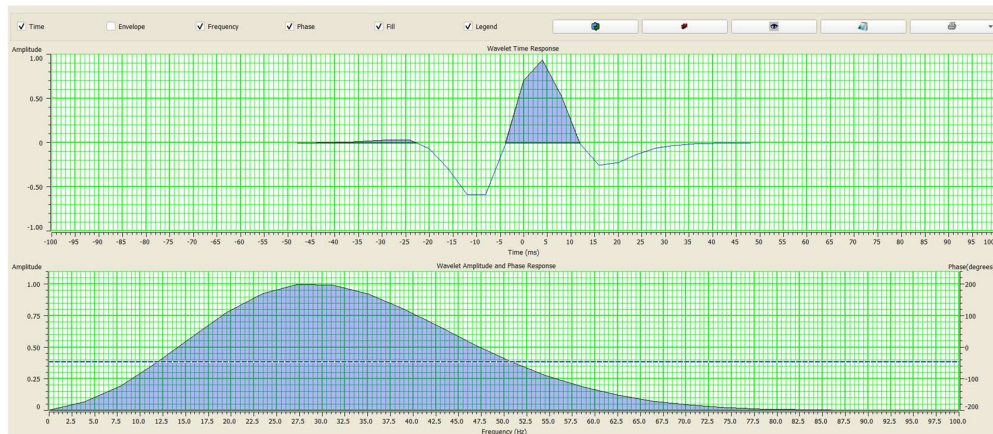
Estimasi properti akustik dilakukan guna memperoleh nilai impedansi akustik melalui proses transformasi data, yaitu dengan mengalikan *log sonic* dan *log* densitas menggunakan perangkat lunak *CGG Hampson-Russell*. Nilai impedansi akustik yang diperoleh kemudian digunakan sebagai masukan dalam pembentukan model awal inversi, sehingga hasil inversi yang dihasilkan dapat lebih merepresentasikan kondisi geologi sebenarnya berdasarkan data *log* sumur.

#### 4.4.6 Analisis Amplitudo *Spectrum* Data Seismik 2D

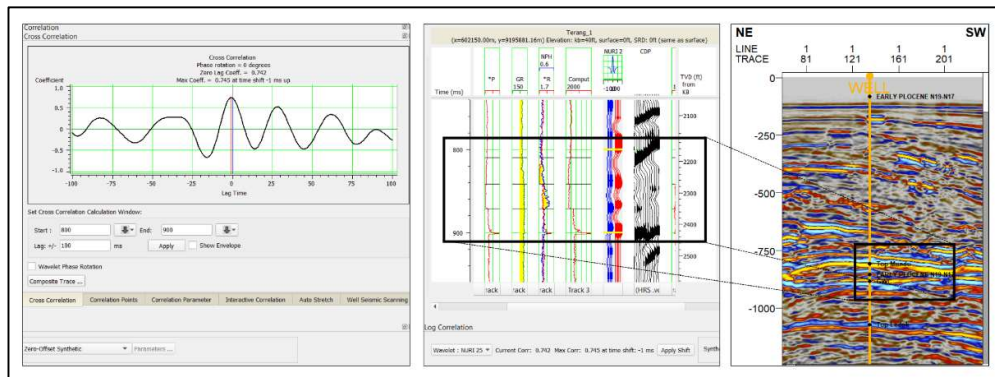
Analisis nilai *amplitude spectrum* dilakukan untuk mengetahui frekuensi dominan pada data seismik. Pada penelitian ini perlu dilakukan analisis *amplitude spectrum* dengan *range*, dimana ini merupakan daerah target yang akan dianalisis.

#### 4.4.6 Ekstraksi *Wavelet* dan *Well Seismic Tie Seismik*

Ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan melalui berbagai pendekatan, seperti metode berbasis data sumur, pendekatan analitik, maupun statistik, dengan memanfaatkan perangkat lunak *CGG Hampson-Russel*. Proses ekstraksi ini didasarkan pada analisis spektrum amplitudo dari data seismik, dimana pemilihan *wavelet* yang optimal didasarkan pada kesesuaian bentuk atau respon spektrum amplitudo yang mendekati karakteristik dari data seismik asli. *Well seismic tie* merupakan tahap pengikatan antara data sumur dan data seismik yang bertujuan untuk mengorelasikan kedalaman pada sumur dengan domain waktu dari data seismik. Melalui proses ini, dapat diperoleh informasi mengenai posisi kedalaman formasi serta *well top* pada data seismik, sehingga memungkinkan untuk mengidentifikasi kontinuitas lapisan dalam proses interpretasi. Prosedur ini diawali dengan *pre-conditioning* data *sonic* dari sumur melalui *checkshot* guna memperoleh hubungan waktu-kedalaman (*time-depth-relation*) yang menyelaraskan domain data sumur dan data seismik. Selanjutnya, seismogram sintetik dibangun dengan mengkonvolusikan *log sonic* dan *log* densitas dengan *wavelet* hasil ekstraksi untuk pengikatan antara data sumur dan data seismik.



Gambar 33. Wavelet

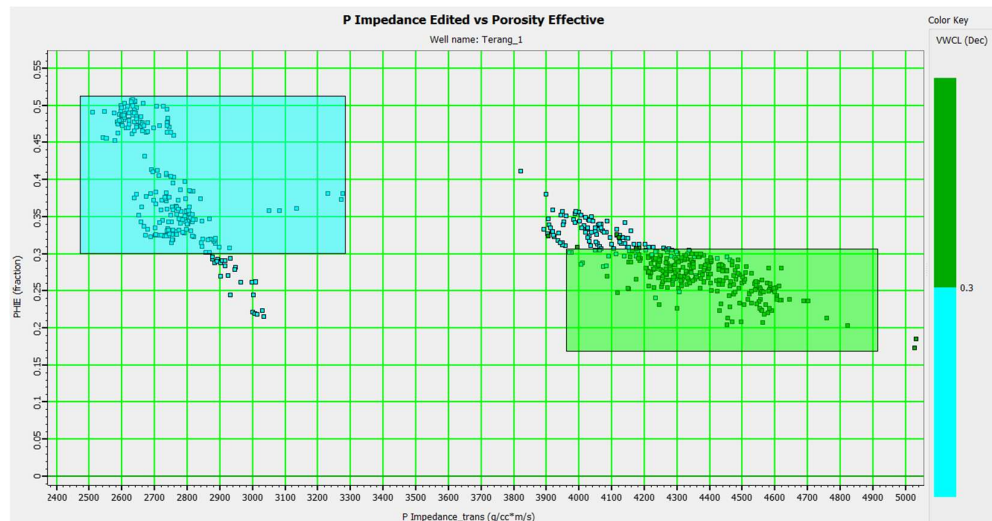


Gambar 34. Well Seismic Tie

#### 4.4.7 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan menggunakan perangkat lunak *CGG Hampson-Russell* dengan tujuan untuk mengidentifikasi dan menentukan pasangan parameter properti akustik batuan yang paling responsif dalam membedakan zona target, baik berupa litologi maupun reservoir hidrokarbon. Proses ini secara umum dilakukan melalui teknik *crossplot*, di mana sumbu-x dan sumbu-y diisi dengan parameter akustik dari data sumur, sedangkan *color key* diwakili oleh data *Vshale* sumur. Hasil *crossplot* kemudian dianalisis untuk mengevaluasi sejauh mana kombinasi parameter elastik tersebut mampu memisahkan zona target secara efektif dengan pendekatan zonasi. Apabila penyebaran data target tampak tumpang tindih dengan zona non-target, maka pemisahan secara zonasi dianggap tidak efektif. Oleh karena itu, pasangan parameter elastik yang mampu menunjukkan pemisahan

paling optimal akan dipilih sebagai representasi terbaik dalam membedakan zona target.

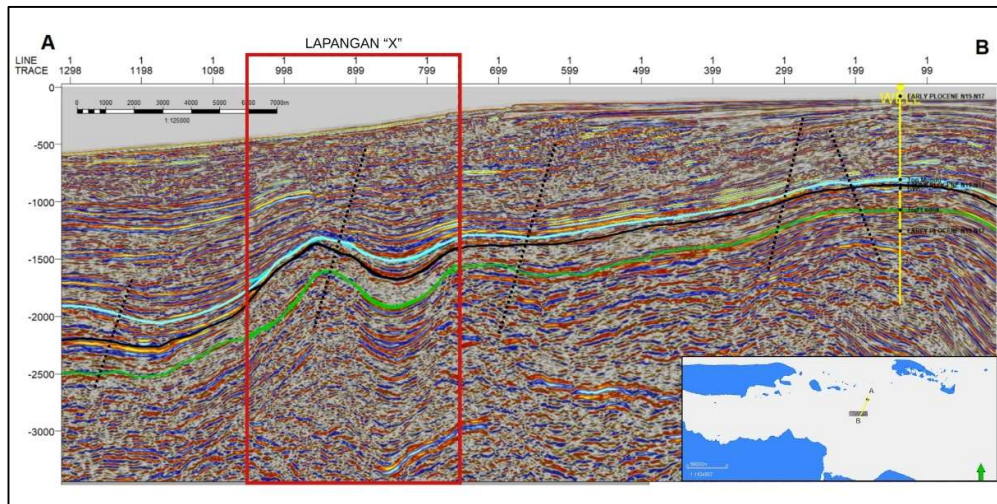


**Gambar 35.** Analisis sensitivitas

#### 4.4.8 Interpretasi Seismik Data Seismik 2D dan 3D

Interpretasi penampang seismik dilakukan menggunakan perangkat lunak *Schlumberger Petrel 2018* dengan menggunakan data *input* berupa data seismik 2D. Tahapan interpretasi diawali dengan melakukan *picking* terhadap indikasi keberadaan patahan, yang ditandai oleh ketidakteraturan atau ketidakmenerusan reflektor seismik. Interpretasi patahan dilakukan dengan bantuan beberapa atribut salah satunya yaitu, atribut *variance* yang dapat menunjukkan ketidakmenerusan reflektor yang disebabkan adanya patahan. Interpretasi dilakukan pada *interpretation window pada crossline* seismik. Karena tegak lurus dengan pola patahan, sehingga patahan dapat terlihat dengan jelas.

Selanjutnya, dilakukan *picking horizon* berdasarkan kontinuitas reflektor yang tampak jelas, dengan acuan kontrol dari *well tops* atau *marker* yang berasal dari data sumur, yang sebelumnya telah melalui proses *well to seismic tie*. *Horizon* yang diperoleh dari proses *picking* ini kemudian dimanfaatkan untuk keperluan pemetaan struktur bawah permukaan serta digunakan dalam pelaksanaan inversi seismik AI.

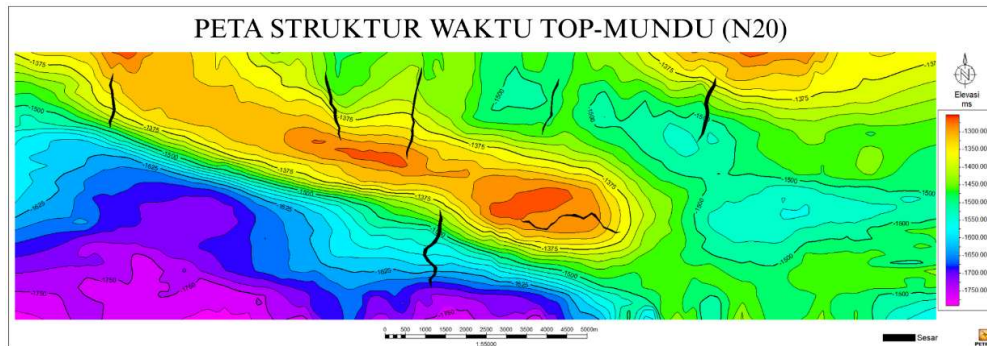


**Gambar 36.** Interpretasi seismik

#### 4.4.9 Peta Struktur Waktu

Setelah melakukan *picking* selesai, *horizon* tersebut kemudian diproses menggunakan fitur *make surface* sehingga menghasilkan peta struktur dalam domain waktu. Peta ini menggambarkan kontur kedalaman relatif berdasarkan waktu penjalaran dua arah (*two-way time*), namun masih dalam satuan milidetik sehingga belum merepresentasikan kedalaman sesungguhnya.

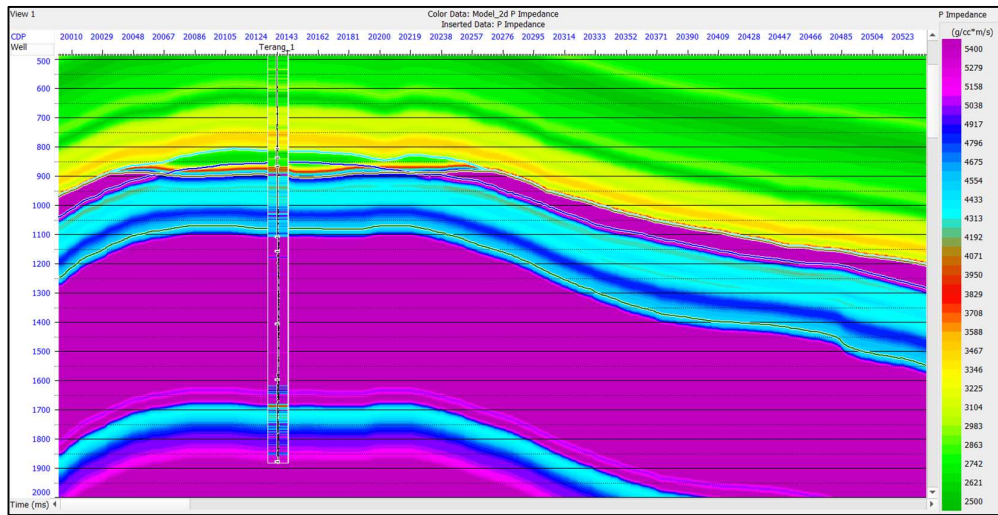
Agar peta persebaran struktur dapat digunakan saat melakukan analisis geologi dan pemodelan bawah permukaan, diperlukan konversi dari domain waktu menjadi domain kedalaman. Proses konversi dilakukan dengan memanfaatkan peta kecepatan (*velocity map*) dari masing-masing *marker* atau *horizon*. Nilai kecepatan tersebut kemudian dikalikan dengan peta struktur domain waktu untuk mendapatkan kedalaman sebenarnya dalam satuan meter. Dengan demikian, hasil konversi menghasilkan peta struktur kedalaman yang lebih realistis dan proporsional, sehingga interpretasi geologi, seperti analisis perangkap, geometri reservoir, dan ketebalan formasi dapat dilakukan dengan lebih akurat.



**Gambar 37.** Peta struktur waktu *top*-Mundu

#### 4.4.10 Model Awal Inversi (*Low Frekuensi*)

Proses inversi seismik impedansi akustik dilaksanakan dengan menggunakan perangkat lunak *CGG Hampson-Russel*. Sebelum penerapan inversi terhadap seluruh *volume* data seismik, dilakukan terlebih dahulu analisis pra-inversi sebagai tahapan awal. Data *input* yang digunakan dalam proses ini meliputi data seismik 2D *partial angle stack*, model awal (*Low Frequency Model/LFM*), data sumur, *horizon* hasil interpretasi, serta *wavelet* untuk masing-masing *partial angle stack*. Pada tahap analisis pra-inversi, ditetapkan parameter-parameter inversi dan jendela inversi yang optimal guna memperoleh nilai korelasi maksimum antara data sintetik dan data pengamatan. Pembuatan model awal dilakukan sebagai dasar dalam pelaksanaan proses inversi seismik, yang dominan komponen frekuensi rendah sehingga dikenal sebagai *low frequency model (LFM)*. Tahapan ini diperlukan karena metode inversi seismik yang digunakan dalam penelitian ini mengacu pada pendekatan *model-based inversion*. Model awal dibangun dengan mengacu pada data impedansi akustik sumur yang diperoleh melalui hasil perkalian dari *log sonic* dan *log densitas*.

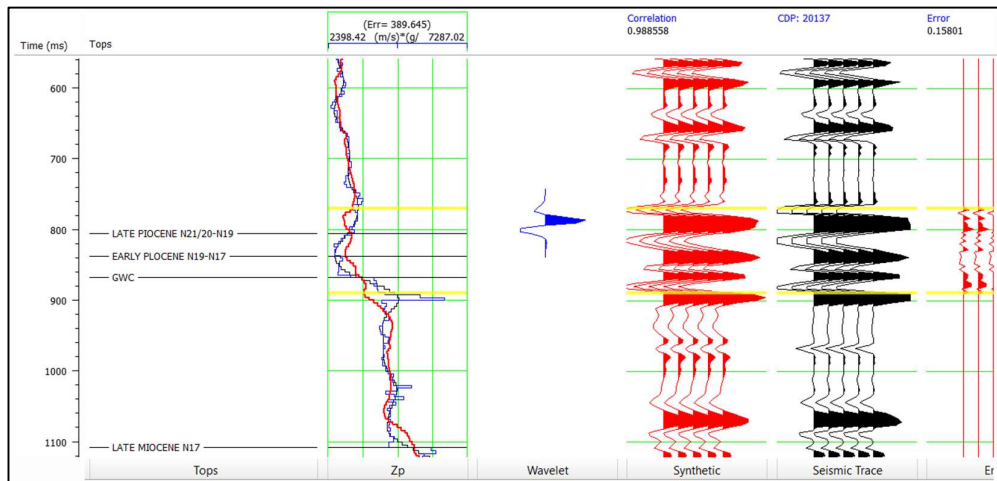


**Gambar 38.** *Low frequency model*

#### 4.4.11 Analisis Pra-Inversi Seismik

Analisis pra-inversi pada proses inversi seismik merupakan tahapan fundamental yang bertujuan untuk menjamin kualitas, konsistensi, dan kesesuaian data sebelum dilakukan proses inversi kuantitatif. Tahapan ini diawali dengan evaluasi kualitas data seismik, meliputi pemeriksaan rasio *signal-to-noise*, kesesuaian fase dan polaritas, serta analisis kandungan spektrum frekuensi untuk memastikan data berada dalam kondisi *zero-phase* dan memiliki resolusi vertikal yang memadai. Selanjutnya dilakukan proses *well-seismic tie* untuk mengintegrasikan data sumur dan data seismik melalui pembuatan seismogram sintetik serta ekstraksi *wavelet* yang representatif, sehingga diperoleh kesesuaian waktu dan amplitudo antara kedua domain tersebut. Analisis hubungan petrofisika, seperti korelasi antara porositas efektif, densitas, kecepatan gelombang P, dan impedansi akustik, juga dilakukan guna menilai sensitivitas parameter reservoir terhadap respons seismik. Selain itu, penyusunan *low frequency model* (LFM) berbasis interpretasi *horizon* dan *tren log* sumur menjadi komponen penting karena data seismik tidak merekam informasi frekuensi rendah secara lengkap. Evaluasi nilai *error*, koefisien korelasi, serta analisis residual antara data seismik dan model sintetik dilakukan sebagai indikator kelayakan sebelum inversi dijalankan. Dengan demikian, analisis pra-inversi berperan sebagai tahapan kontrol kualitas dan

validasi awal yang menentukan keandalan hasil inversi dalam merepresentasikan kondisi geologi bawah permukaan secara akurat dan kuantitatif.

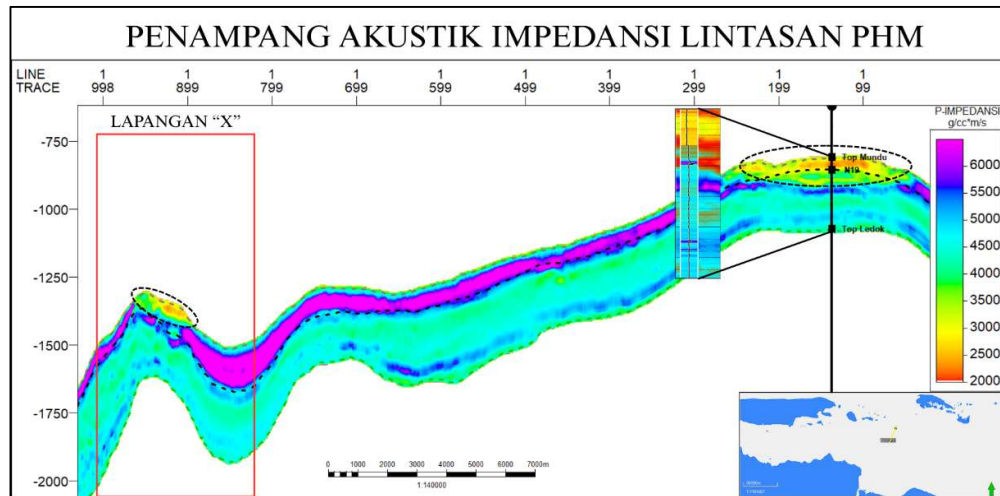


**Gambar 39.** Analisis Pra-Inversi

#### 4.4.12 Inversi Seismik

Sebelum pelaksanaan proses inversi, tahapan awal yang dilakukan adalah analisis pra-inversi. Tahap ini bertujuan untuk mengidentifikasi parameter-parameter yang optimal dalam menunjang proses inversi. Penentuan jumlah parameter inversi dilakukan dengan mengacu pada nilai korelasi tertinggi yang disertai dengan nilai *error* terendah, serta jumlah iterasi yang sesuai. Jumlah iterasi optimal ditentukan melalui evaluasi terhadap grafik analisis, di mana iterasi dipilih pada saat nilai *error* menunjukkan penurunan yang semakin kecil. Penetapan jumlah iterasi yang tepat sangat penting untuk menghindari *overfitting* terhadap data serta untuk meningkatkan efisiensi waktu dalam proses inversi.

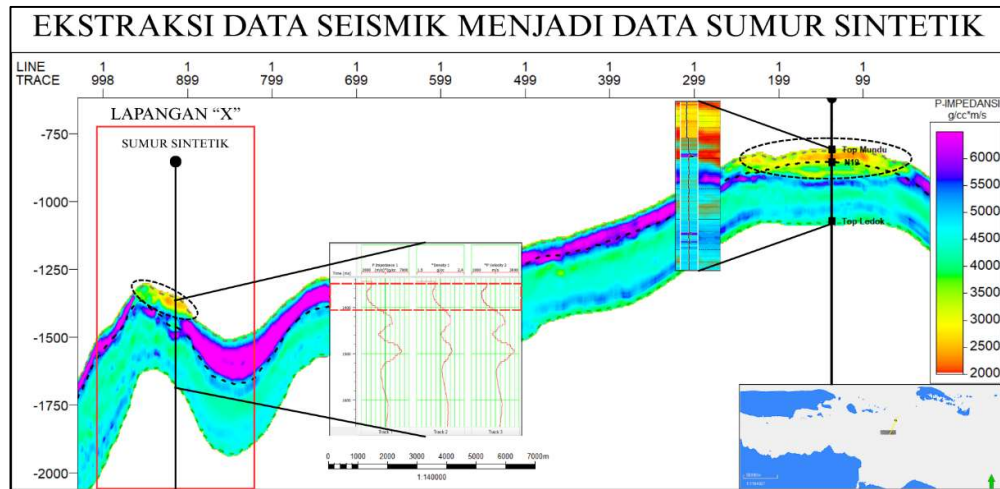
Impedansi akustik adalah nilai karakteristik batuan yang berasal dari hasil perkalian nilai densitas dan kecepatan rambat gelombang dalam batuan. Dari hasil perkalian nilai kedua sifat batuan tersebut kecepatan lebih dominan dalam mengontrol perubahan dari impedansi dikarenakan nilai densitas antar batuan tidak jauh berbeda. Sedangkan nilai kecepatan rambat gelombang memiliki rentang nilai yang jauh untuk tiap satu jenis batumannya.



**Gambar 40.** Model inversi *acoustic impedance*

#### 4.4.13 Pembuatan Sumur Sintetik

Setelah diperoleh penampang hasil inversi, tahapan selanjutnya adalah melakukan proses ekstraksi parameter dari model inversi ke dalam bentuk data sumur sintetik. Proses ekstraksi ini dilakukan menggunakan perangkat lunak CGG *Hampson-Russell* untuk memperoleh parameter-parameter elastik yang diperlukan dalam analisis lanjutan. Parameter yang diekstrak meliputi nilai impedansi akustik, densitas, dan kecepatan gelombang P (*P-wave velocity*) pada lokasi tertentu yang telah ditentukan. Pembuatan sumur sintetik pada data seismik 2D dilakukan dengan mempertimbangkan posisi zona target reservoir serta titik representatif pada Lapangan X, sehingga data sumur hasil ekstraksi dapat digunakan sebagai kontrol dan kalibrasi dalam proses inversi. Dengan demikian, integrasi antara hasil inversi dan data sumur sintetik ini bertujuan untuk meningkatkan keandalan interpretasi serta memastikan konsistensi antara model impedansi dan kondisi geologi bawah permukaan di Lapangan X.



**Gambar 41.** Ekstraksi data *well* dari model hasil inversi

#### 4.4.13 Melakukan Inversi Seismik 3D

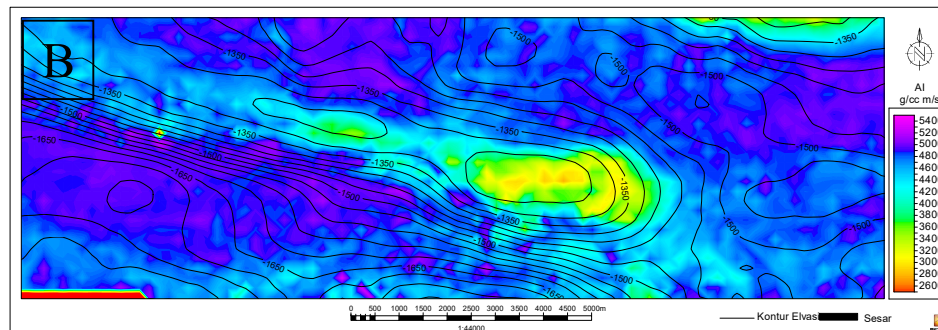
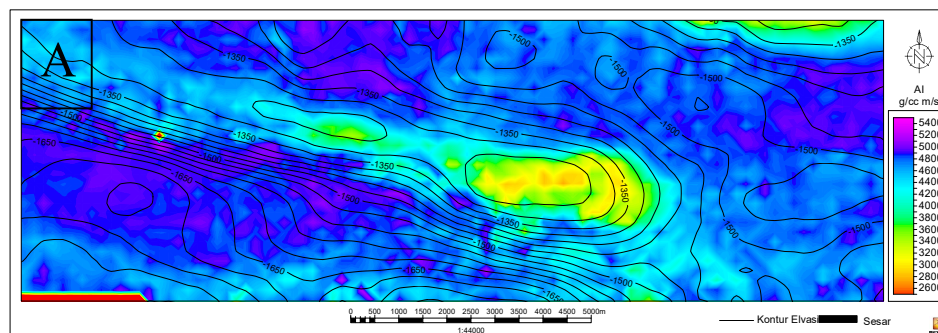
Dalam pengolahan data seismik 3D yang tidak memiliki sumur, tahapan pengolahan dimulai dengan memanfaatkan data 2D yang melewati area 3D dan memiliki sumur. Hasil inversi 2D yang sudah terkalibrasi ini kemudian digunakan sebagai *initial model* atau kontrol untuk proses inversi 3D. Pada tahap inversi 3D, data 2D berperan sebagai *constraint* atau referensi, baik secara *hard* maupun *soft constraint*, untuk menjadi acuan algoritma inversi 3D agar hasilnya lebih realistis meskipun tidak ada sumur langsung di 3D. Selama proses inversi 3D, interpolasi properti dari jalur 2D diterapkan ke *grid* 3D, memperhatikan kontinuitas *lateral* dan karakter geologi. Setelah inversi selesai, hasil 3D divalidasi dengan membandingkan nilai properti di sepanjang jalur yang berdekatan dengan jalur 2D, sehingga konsistensi model dapat dipastikan. Dengan demikian, meskipun area 3D tidak memiliki sumur, kualitas dan akurasi inversi tetap terjaga dengan memanfaatkan data 2D yang sudah terkalibrasi sumur sebagai panduan.

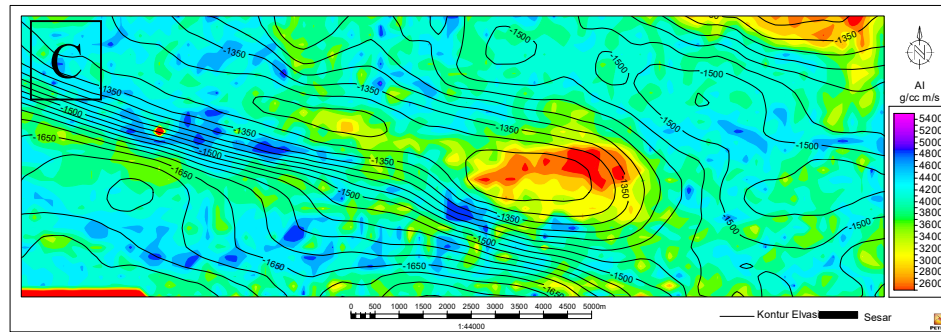
#### 4.4.14 Analisis Persebaran Reservoir dan Penentuan Sumur Eksplorasi

Analisis karakteristik reservoir pada daerah penelitian dilakukan melalui integrasi atribut seismik yang diekstraksi menggunakan tiga metode statistik berbeda, yaitu *slice Arithmetic*, *Slice RMS*, dan *Slice Minimum*. *Slice Arithmetic* (Gambar 42A) pada peta *p-impedance* merepresentasikan nilai rata-rata statistik

dari sampel data dalam jendela waktu tertentu, yang bertujuan untuk mengidentifikasi tren massa jenis batuan secara regional dalam interval analisis. Atribut RMS (Gambar 42B) (*Root Mean Square*) pada peta impedansi digunakan untuk mengukur magnitudo energi refleksi yang sensitif terhadap variasi litologi dan diskontinuitas fluida, sehingga mampu mendelineasi heterogenitas reservoir secara lebih tajam. Sementara itu, *slice* Minimum (Gambar 43C) berfungsi untuk mengekstraksi nilai impedansi terendah dalam interval tersebut, yang secara fisis sangat efektif dalam mendeteksi anomali "soft" batuan yang biasanya berasosiasi dengan zona porositas maksimum atau keberadaan akumulasi hidrokarbon. Dari hasil analisis yang dilakukan atribut *arithmetic* menghasilkan persebaran yang lebih baik dan mudah diidentifikasi.

Berdasarkan peta distribusi impedansi akustik yang mengindikasikan sebaran litologi dan peta persebaran porositas efektif yang mengindikasikan kemungkinan adanya fluida serta peta distribusi densitas yang merepresentasikan sifat fisis batuan, zona reservoir karbonat dapat diidentifikasi sebagai lokasi prospek yang direkomendasikan untuk aktivitas pemboran sumur eksplorasi di area penelitian.

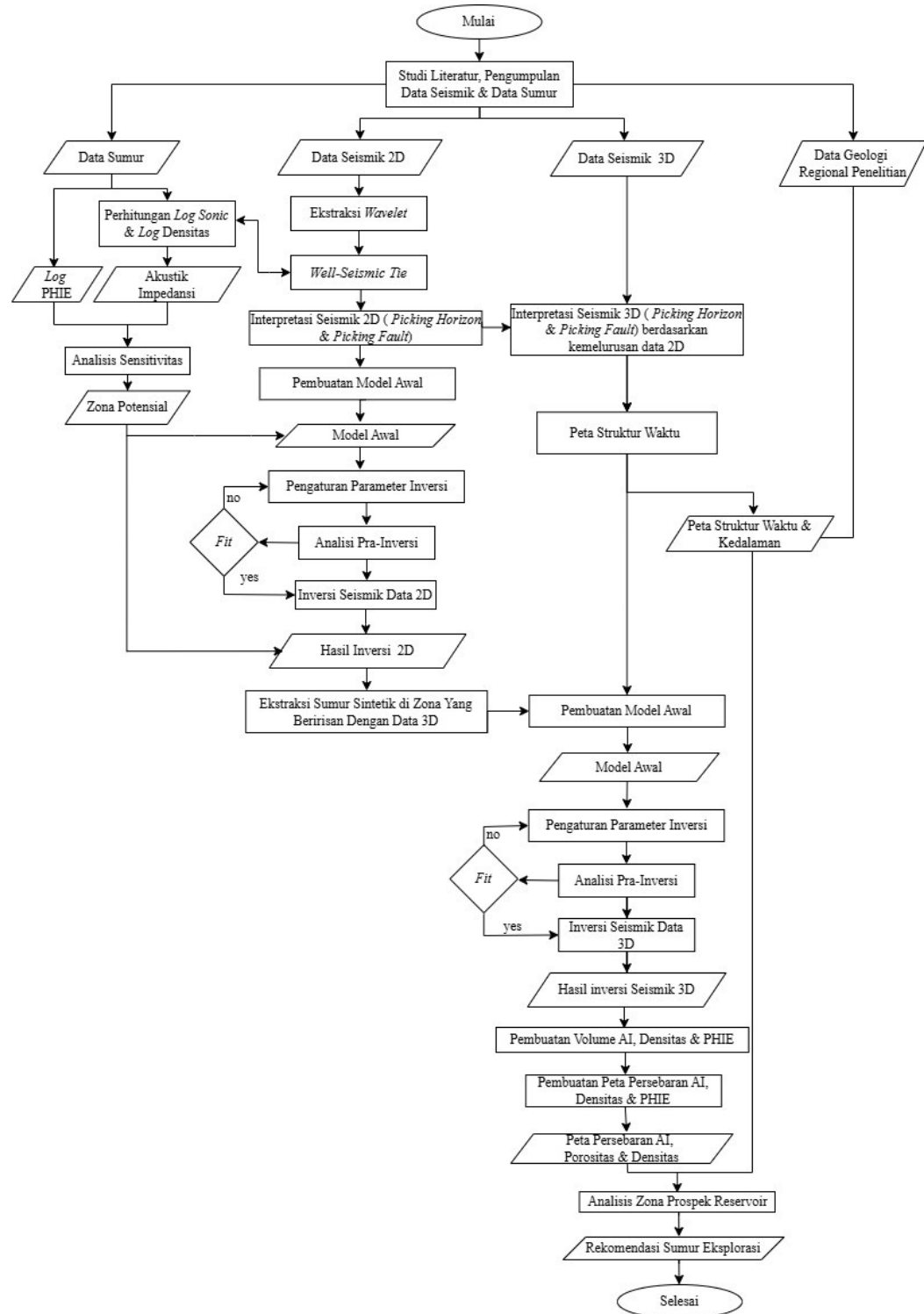




**Gambar 42.** Peta persebaran *acoustic impedance* (*slice arithmetic* (A), *rms* (B), *minimum* (C))

#### 4.5. Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian ini dapat di lihat pada Gambar 43.



Gambar 43. Diagram alir

## VI. KESIMPULAN

### 6.1. Kesimpulan

Adapun kesimpulan pada yang di dapatkan dari penelitian ini antara lain:

1. Interpretasi dan inversi seismik di Lapangan “X” dilakukan dengan menggunakan sumur sintetik yang diperoleh dari hasil inversi data seismik 2D. Metode ini dapat digunakan untuk mengetahui persebaran reservoir pada daerah penelitian.
2. Berdasarkan peta persebaran impedansi akustik pada zona target reservoir, diperoleh nilai impedansi akustik sebesar 1.600–3.200 ((m/s)(g/cc)), porositas efektif 30%, dan densitas 1,7–1,85 g/cc pada Formasi Mundu dengan litologi batugamping Globigerina. Nilai impedansi akustik yang rendah (*low impedance*), Porositas efektif yang tinggi dan densitas yang rendah menunjukkan bahwa zona tersebut berpotensi sebagai reservoir.
3. Berdasarkan analisis korelasi nilai AI, Densitas, Porositas efektif dan *time structure map* yang saling menguatkan, sehingga dapat direkomendasikan daerah titik sumur eksplorasi dapat dilakukan pada zona *low* impedansi akustik dan densitas yang terletak pada *top antiklin* pada daerah penelitian.

### 6.2 Saran

Adapun saran yang dapat diberikan pada penelitian ini adalah perlu dilakukan penelitian lebih lanjut dengan melakukan pengeboran sumur eksplorasi pada daerah penelitian untuk mendapatkan nilai sifat fisis batuan yang lebih sesuai dengan keadaan sebenarnya. Dan juga perlu dilakukan penambahan analisis pada data seismik menggunakan metode lain serta penambahan analisis properti petrofisika untuk menunjang interpretasi lebih tepat.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, M. (2007). *Konsep Dasar Seismik Refleksi (Edisi Revisi)*. Institut Teknologi Bandung.
- Agfa, R. (2018). *Analisis Impedansi Akustik Dan Karakteristik Refleksi Seismik*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada Press.
- Alfatih, I. Z., Warnana, D. D., & Wijaya, P. H. (2017). Seismik Fasies Modelling pada Reservoir Gas Biogenik: Studi Kasus Pada Lapangan “TG”. *Jurnal Geosaintek*, 3(1).
- Alifudin, R. F., Lestari, W., Syarifuddin, & Haidar, M. W. (2016). Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik. *Jurnal Geosaintek*, 2(2), 107–112.
- Alsadi, H. N. (2017). *Seismic Hydrocarbon Exploration: 2D and 3D Techniques*. Springer.
- Ardhana, W. (1993). A depositional model for the early middle Miocene Ngrayong Formation and implications for exploration in the East Java Basin. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, Annual Convention*.
- Asparini, D. (2011). Penerapan Metode Stacking Dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut Di Perairan Barat Aceh. *Skripsi*. IPB.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis (Methods in Exploration Series No. 16)*. AAPG.
- Badley, M. E. (1987). *Practical seismic interpretation*. London: Allen & Unwin.

- Brandsen, P. J. E., & Matthews, S. J. (1992). Structural and Stratigraphic Evolution Of The East Java Basin. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 21st Annual Convention*.
- Baumann, P. (1982). Depositional Cycles On Magmatic and Back Arcs: An example From Western Indonesia. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 37(1), 3–17.
- Bjorlykke, K. (2010). *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*. Springer.
- Brown, A. R. (2001). Understanding Seismic Attributes. *Geophysics*, 66(1), 47–48.
- Bosence, D. W. J. (2005). *A Genetic Classification Of Carbonate Platforms Based On Their Depositional Architecture*. *Sedimentary Geology*.
- Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic Nomenclature and Classification Of Porosity In Sedimentary Carbonates. *AAPG Bulletin*, 54(2), 207–250.
- Cordsen, A. (2000). *Planning Land 3D Seismic Surveys (Geophysical Developments No. 9)*. Society of Exploration Geophysicists.
- Darman, H. (2009). East Java Basin Carbonate Reservoirs: Time control on reservoir character. *Indonesian Petroleum Association, 33rd Annual Convention, 1-12*.
- Darman, H., Abigail, S., Lamba, L. C., Wulandari, D. R., Ascarya, A., & Prasetya, L. (2025). East Java Basin Carbonate Reservoirs: Time Control on Reservoir Character. *Berita Sedimentologi*, 51(1), 19-36.
- Donaldson, E. C., & Tiab, D. (2004). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Elsevier.
- Elnashai, A., & Sarno, L. (2008). *Fundamentals of Earthquake Engineering*. Wiley.
- Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). *Well Logging for Earth Scientists (2nd ed.)*. Springer.

- Erihartanti, I., Aribowo, S., & Koesoemadinata, R. P. (2015). Analisis Log Densitas Untuk Penentuan Porositas dan Litologi Pada Reservoir. *Jurnal Geosains dan Teknologi Pertambangan*, 18(2), 55-62.
- Fitterman, D. V. (2009). *A Handbook for Seismic Data Acquisition in Exploration*. Society of Exploration Geophysicists.
- Flugel & Erick. (2010). *Microfacies of Carbonate Rocks*. Springer Heidelberg, New York.
- Greenwood, A. J. (2013). Application of Vertical Seismic Profiling for the Characterisation of Hard Rock. *Tesis*. Curtin University.
- Gu, J. Y., Ma F, J. L. D., (2009). Types, Characteristics and Main Controlling Factors Of Carbonate Platform. *Journal of Palaeogeography*, 11 (1): 21-27.
- Hall, R. (2012). Late Jurassic-Cenozoic Reconstructions of the Indonesian Region and The Indian Ocean. *Tectonophysics*, 570-571, 1-41.
- Hamilton, W. B. (1979). *Tectonics of the Indonesian Region*. U.S. Geological Survey Professional Paper 1078.
- Handford, C., R, Loucks R G. 1993. Carbonate Depositional Sequences and Systems Tracts-Responses of Carbonate Platforms to Relative Sea-Level Changes: Chapter 1. *AAPG Special Volumes*, 168 : 3-41.
- Harsono, A. (1997). *Well Logging dan Formasi Evaluation*. ITB.
- Himawan, H., Rusli, B., Suwardi, S., & Hilman, A. (2024). Advanced Integration of Petrophysics and Well Deliverability Evaluation in Horizontal Wells—A Case Study on Unique Globigerina Limestone in DA Gas Field. *In SPWLA Asia Pacific Technical Symposium* (pp. SPWLA-APRC24). SPWLA.
- Himawan, H., Sumantri, I., & Pahlevi, O. Y. (2021). Integration of Petrophysical Analysis and Elastic Log Properties as an Input to Optimize Development Wells Target in Unique Globigerina Limestone Gas Reservoir in Madura Strait. *Indonesian Association of Geologists Journal (IAGI Journal)*, 1(2), 55-70.

- Himawan, H., Sumantri, I., & Pahlevi, O. Y. (2021). Integration of Petrophysical Analysis and Elastic Log Properties as an Input to Optimize Development Wells Target in Unique Globigerina Limestone Gas Reservoir in Madura Strait. *Indonesian Association of Geologists Journal (IAGI Journal)*, 1(2), 55-70.
- Ikelle, L. T., & Amundsen, L. (2005). *Introduction to Petroleum Seismology (Investigations in Geophysics No. 12)*. SEG.
- Jamady, A. (2011). Kuantifikasi Frekuensi dan Resolusi Menggunakan Seismik Refleksi Di Perairan Maluku Utara. *Skripsi*. IPB.
- Jin, Z. K., Shi L, Gao B S, Yu K H. 2013. *Carbonate Facies And Facies Models. Acta Sedimentologica Sinica*, 31(6): 965-979.
- Karim, S. U., Islam, M. S., Hossain, M. M., & Islam, M. A. (2016). Seismic Reservoir Characterization using Model-Based Post-Stack Seismic Inversion: Fenchuganj Gas Field. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 59(6), 283–292.
- KKPJM, 2021. *Eastern Java Region, Integrated Geology & Geophysics Study*. SKKMIGAS, Pertamina Hulu Energy, PT. Geoservices (unpublished report).
- Kusumastuti, A., Sapiie, B., & Satyana, A. H. (1999). Tectonostratigraphy and Petroleum System of the Northeast Java Basin. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 27th Annual Convention*.
- Lucia, F. J. (1995). Rock-Fabric, Petrophysical Classification Of Carbonate Pore Space For Reservoir Characterization. *In AAPG Memoir* (pp. -). American Association of Petroleum Geologists.
- Mallick, S. (1995). Model-Based Inversion Of AVO Data Using Genetic Algorithm. *Geophysics*, 60(4), 939-954.
- Mauladika, H. (2018). Pengenalan Logging Sumur Dalam Eksplorasi Geofisika. *Jurnal Fisika dan Aplikasinya*, 14(2), 45–52.

- Maurya, S. P., Singh, N. P., & Singh, K. H. (2020). *Seismic Inversion Methods: A Practical Approach*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-45662-7>
- Mudjiono, R., & Pireno, G. E. (2002). Exploration of the North Madura Platform. *IPA 28th Annual Convention Proceedings*.
- Onyekuru, S. O., Ijomah, F. A., & Ekine, A. S. (2020). Hydrocarbon Reservoir Delineation Using Simultaneous and Elastic Impedance Inversions. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 3123–3138.
- Pameramba, J. (2017). Analisis Log Gamma Ray untuk Penentuan Litologi dan Zona Reservoir. *Jurnal Geologi dan Pertambangan*, 27(1), 33–41.
- Putri, N. A., Warnana, D. D., & Wijaya, P. H. (2016). Karakterisasi Reservoir Gas Biogenik Lapangan “TG” Dengan Inversi IA dan Dekomposisi Spektral. *Jurnal Geosaintek*, 2(2), 99–106.
- Rahmayanti, D., Nugraha, A. D., & Widodo, S. (2019). Interpretasi Log Gamma Ray Untuk Identifikasi Shale Dan Reservoir. *Jurnal Sumber Daya Geologi*, 29(3), 121–130.
- Ran, W., Zhao, X., Zhang, J., & Chen, Y. (2017). Formation And Evolution Of Tertiary Carbonate Reefs In Madura Strait Basin. *Journal of Asian Earth Sciences*, 138, 361–377.
- Read, J. F., (1985). Carbonate Platform Facies Models. *AAPG Bulletin*, 69 (1): 1-21.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs (2nd ed.)*. Whittles Publishing.
- Rowi, V., Haris, A., & Riyanto, A. (2020). DHI Pitfall Assessment In Pliocene Globigerina Gas Play. *IPA 44th Annual Convention Proceedings*, 1-12.
- Samuel, L., & Johannes, M. (1986). Pelapisan Silang Siur Sebagai Penunjuk Arus Purba Utara Cepu. *Proceedings PIT XV IAGI*.

- Samantaray, S., & Gupta, P. (2008). Gas Zone Identification Using  $\Delta\rho$  and  $M\rho$  Attributes. *7th Biennial International Conference SPG Hyderabad*, 341-386.
- Saputra, R., Rowi, V., Surjaudaja, R., & Haris, A. (2014). *38th IPA Annual Convention Proceedings*. Indonesian Petroleum Association.
- Satyana, A. H. (2005). Carbonate reservoir characterization in East Java Basin. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association Annual Convention*.
- Satyana, A. H., & Purwaningsih, M. E. (2003). Oligo-Miocene carbonates of Java: tectonic setting and effects of volcanism. *In Proceedings of Joint Convention Jakarta* (pp. 1-27).
- Satyana, A. H. (2005). Tectonic evolution and structural framework of the East Java Basin. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention*, 251-270.
- Satyana, A. H. (2011). Globigerina Limestone of East Java Basin. *Proceedings IPA Annual Convention*.
- Satyana, A. H., & Asikin, S. (1999). Sequence Stratigraphy and Tectonic Evolution Of The East Java Basin. *IPA 27th Annual Convention Proceedings*.
- Satyana, A. H., & Djumiati, T. (2003). Oligo-Miocene Carbonates of The North East Java Basin: Implications For Petroleum Systems And Exploration Strategies. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 29th Annual Convention*, 1-20.
- Satyana, A. H., & Purwaningsih, M. (2003). Geology And Hydrocarbon Potential Of The Mundu Formation. *IPA 29th Annual Convention Proceedings*.
- Scholle, P. A., & Ulmer-Scholle, D. S. (2003). A Color Guide To The Petrography Of Carbonate Rocks: Grains, Textures, Porosity, Diagenesis. *AAPG Memoir 77*. American Association of Petroleum Geologists.

- Setiady, D., Astawa, I. N., Hermansyah, G. M., Lugra, I. W., & Nainggolan, T. B. (2018). Stratigrafi Perairan Utara Bali dari hasil interpretasi seismik 2D. *Jurnal Geologi Kelautan*, 15(2).
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1982). *Exploration Seismology*. Cambridge University Press.
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1995). *Exploration Seismology (2nd ed.)*. Cambridge University Press.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press.
- Smyth, H. R., Hall, R., & Nichols, G. (2008). Cenozoic volcanism and stratigraphy of East Java. *Journal of Asian Earth Sciences*, 32(2), 61–79.
- Sribudiyani, I., (2003). Collision of the East Java microplate. *IPA 29th Annual Convention Proceedings*.
- Subiantoro, L., & Widana, K. S. (2014). Preliminary geological study in Pamekasan. *Eksplorium*, 35.
- Susilohadi. (2020). *Atlas Seismik Dangkal Selat Madura dan Laut Bali*. Pusat Survei Geologi.
- Sukanto, R., & Simandjuntak, T. O. (1992). *The Geology of Indonesia*. Geological Research and Development Centre.
- Sukmono, S. (2000). *Pengantar interpretasi seismik refleksi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sun, S. Q., & M. Esteban, (1994), Paleoclimatic controls on sedimentation, diagenesis, and reservoir quality-lessons from Miocene carbonates: *AAPG Bulletin*, v. 78, p. 519–543.
- Tabah, F. R., & Danusaputro, I. (2010). Inversi model *based* untuk litologi bawah permukaan. *Jurnal Sains dan Matematika*, 18(3), 88–93.
- Tarantola, A. (1987). *Inverse problem theory: Methods for data fitting and model parameter estimation*. Elsevier.

- Telford, W. M., Geldart, L. P., Sheriff, R. E., & Keys, D. (1990). *Applied Geophysics (2nd ed.)*. Cambridge University Press.
- Tomi, T., Sihombing, H., & Muhandi, M. (2020). Pencitraan struktur bawah permukaan Kangean menggunakan seismik 2D. *PRISMA FISIKA*, 7(3), 203–208.
- Tomi, A., Sihombing, F., Muhandi, & Zulivandama (2023). Identifikasi jebakan gas biogenik di barat daya Kangean. *Jurnal Geosains*, 19(2), 85–98.
- Van Bemmelen, R. W. (1949). *The Geology of Indonesia (Vol. 1A)*. Government Printing Office.
- Zhu W., Wang Z., Mi L., Du X., Xie X., Lu Y., Zhang D., Sun Z., Liu X., & You L. (2015). Sequence stratigraphic framework and reef growth unit of Well Xike-1 from Xisha Islands, South China Sea. *Earth Science -Journal of China University of Geosciences*, 40 (4): 677-687.
- Zou C. N., Zhai G. M., Zhang G. Y., Wang H. J., Zhang G. S., Li J. Z., Wang Z. M., Wen Z. X., Ma F., Liang Y. B., Yang Z., Li X., & Liang K. (2015). Formation, Distribution, Potential And Prediction of Global Conventional and Unconventional Hydrocarbon Resources. *Petroleum Exploration and Development*, 42 (1): 14-28.