

**KARAKTERISASI RESERVOIR KARBONAT *GLOBIGERINA*
LIMESTONE PADA FORMASI MUNDU BERDASARKAN *ACOUSTIC*
IMPEDANCE (AI) MENGGUNAKAN INVERSI SEISMIK DI LAPANGAN
'M', CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh

Malikha Maharani

2215051002



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2026

**KARAKTERISASI RESERVOIR KARBONAT *GLOBIGERINA*
LIMESTONE PADA FORMASI MUNDU BERDASARKAN *ACOUSTIC*
IMPEDANCE (AI) MENGGUNAKAN INVERSI SEISMIK DI LAPANGAN
'M', CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

Malikha Maharani

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

KARAKTERISASI RESERVOIR KARBONAT *GLOBIGERINA LIMESTONE* PADA FORMASI MUNDU BERDASARKAN *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) MENGGUNAKAN INVERSI SEISMIK DI LAPANGAN 'M', CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh

Malikha Maharani

Reservoir karbonat *globigerina limestone* pada Formasi Mundu dikenal memiliki heterogenitas tinggi yang dipengaruhi oleh variasi fasies pengendapan dan proses diagenesa, sehingga memerlukan pendekatan geofisika yang mampu menggambarkan variasi sifat fisis batuan secara lateral dan vertikal. Penelitian ini bertujuan untuk mengkarakterisasi reservoir karbonat *globigerina limestone* di Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan parameter *Acoustic Impedance* (AI) menggunakan inversi seismik 3D. Data yang digunakan meliputi satu sumur referensi dan data seismik *Post-Stack Time Migration* (PSTM). Hasil inversi seismik 3D kemudian dianalisis melalui peta persebaran berbasis pendekatan *arithmetic* untuk mengevaluasi distribusi lateral parameter fisis dan petrofisika batuan. Zona prospek reservoir diidentifikasi pada puncak struktur antiklin dan dicirikan oleh nilai AI menengah–rendah pada kisaran sekitar 3.500–4.000 (g/cc) (m/s), densitas relatif rendah sekitar 1,50–1,80 (g/cc), porositas efektif (PHIE) sekitar 30–40%, porositas total (PHIT) sekitar 45–55%, serta nilai *vclay* yang relatif lebih rendah dibandingkan area sekitarnya. Konsistensi respon parameter tersebut pada peta dan penampang menunjukkan keterkaitan yang kuat dengan kontrol struktur bawah permukaan. Berdasarkan integrasi seluruh parameter, zona tersebut diinterpretasikan sebagai zona prospek reservoir karbonat *globigerina limestone* yang berpotensi untuk pengembangan lebih lanjut.

Kata Kunci: *Acoustic Impedance*, Cekungan Jawa Timur Utara, Formasi Mundu, *Globigerina Limestone*, Inversi Seismik

ABSTRACT

CHARACTERIZATION OF GLOBIGERINA LIMESTONE CARBONATE RESERVOIR IN THE MUNDU FORMATION BASED ON ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) USING SEISMIC INVERSION IN 'M' FIELD, NORTH EAST JAVA BASIN

By

Malikha Maharani

The globigerina limestone carbonate reservoir of the Mundu Formation is known to exhibit high heterogeneity, which is influenced by variations in depositional facies and diagenetic processes. This condition requires a geophysical approach capable of delineating lateral and vertical variations in rock physical properties. This study aims to characterize the globigerina limestone carbonate reservoir in the North East Java Basin based on Acoustic Impedance (AI) using 3D seismic inversion. The data used consist of one reference well and Post-Stack Time Migration (PSTM) seismic data. The results of the 3D seismic inversion were analyzed using arithmetic-based distribution maps to evaluate the lateral distribution of rock physical and petrophysical parameters. Reservoir prospect zones are identified at the crest of anticline structures and are characterized by moderate to low AI values of approximately 3,500–4,000 (g/cc) (m/s), relatively low density values of about 1.50–1.80 (g/cc), effective porosity (PHIE) ranging from 30–40%, total porosity (PHIT) ranging from 45–55%, and relatively lower vclay values compared to the surrounding areas. The consistency of these parameter responses observed on maps and cross-sections indicates a strong relationship with subsurface structural control. Based on the integration of all parameters, the identified zone is interpreted as a prospective globigerina limestone carbonate reservoir with potential for further development.

Keywords: Acoustic Impedance, Globigerina Limestone, Mundu Formation, North East Java Basin, Seismic Inversion.

Judul Skripsi

**Karakterisasi Reservoir Karbonat
Globigerina Limestone pada Formasi
Mundu Berdasarkan Acoustic Impedance
(AI) Menggunakan Inversi Seismik di
Lapangan 'M', Cekungan Jawa Timur
Utara**

Nama Mahasiswa

Malika Maharani

Nomor Pokok Mahasiswa

: 2215051002

Program Studi

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing 2

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

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

M.Si., C.EIA, IPM.

C.EIA.

NIP. 197307162000121002

NIP. 197206262000121001

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

Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si., C.EIA.

Anggota:

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



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

NIP. 196910302000031001

Tanggal Lulus Ujian Skripsi: 13 Maret 2026

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa skripsi berjudul “Karakterisasi Reservoir Karbonat *Globigerina Limestone* pada Formasi Mundu Berdasarkan *Acoustic Impedance* (AI) Menggunakan Inversi Seismik di Lapangan ‘M’, Cekungan Jawa Timur Utara” adalah hasil karya saya sendiri, yang disusun berdasarkan data, analisis, dan pengetahuan yang saya peroleh selama proses penelitian. Skripsi ini tidak memuat karya orang lain yang pernah dipublikasikan, kecuali secara tertulis disebutkan sebagai rujukan, dan bukan merupakan hasil *plagiarisme*.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya dan dapat saya pertanggungjawabkan. Apabila di kemudian hari terdapat kekeliruan atau pelanggaran terkait karya ini, maka saya bersedia menerima konsekuensi sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Bandar Lampung, 13 Maret 2026



Malikha Maharani

NPM. 2215051002

RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama Malikha Maharani lahir pada tanggal 11 Juli 2004 di Bekasi, Jawa Barat. Penulis merupakan anak kedua dari 2 bersaudara, anak dari pasangan Bapak Endang dan Ibu Neneng. Penulis memulai pendidikan di Sekolah Dasar (SD) Negeri Bambu Apus 04 Pagi dan selesai pada tahun 2016. Kemudian penulis melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) Negeri 81 Jakarta dan lulus pada tahun 2019. Setelahnya, penulis melanjutkan Sekolah Menengah Atas (SMA) Negeri 113 Jakarta dan lulus pada tahun 2022. Setelah lulus dari sekolah menengah atas, penulis melanjutkan pendidikan perguruan tinggi negeri dengan melakukan perkuliahan di Universitas Lampung melalui jalur Seleksi Nasional Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SNMPTN) pada program studi SI Teknik Geofisika.

Selama menempuh dunia perkuliahan, penulis mengikuti banyak kegiatan positif baik dalam bidang akademik maupun *non-akademik*. Selama menjadi Mahasiswa, penulis cukup aktif dalam kegiatan organisasi baik internal maupun eksternal kampus, diantaranya adalah Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (HIMA TG BHUWANA) diawali pada periode 2023–2024 menjadi Bendahara Pelaksana dalam kegiatan HIDROKARBON. Pada periode 2024–2025 sebagai anggota dari Bidang Sosial Budaya Masyarakat selama 2 periode. Periode ke-1 di HIMA TG BHUWANA penulis menjadi Wakil Bendahara di acara nasional yakni *Geophysics Academic and Event* (GEAVENT). Penulis juga pernah menjadi

Sekretaris Pelaksana dalam kegiatan Forum Silaturahmi dengan internal maupun eksternal kampus. Pada periode ke-2 di HIMA TG BHUWANA penulis berkesempatan menjadi anggota dari divisi perlombaan di acara nasional yakni *Geophysics Whiz Event and Seminar (GWES)*–10. Penulis juga aktif sebagai pengurus Himpunan Ahli Geofisika Indonesia (HAGI) SC Unila sebagai Wakil Ketua divisi *fieldtrip* pada tahun 2024–2025, dan pada *Society of Exploration Geophysicist (SEG)* SC Unila sebagai anggota divisi *education* pada tahun 2024–2025 serta menjadi anggota dari Ikatan Ahli Geologi Indonesia (IAGI) SM Unila. Penulis juga aktif sebagai pengurus Staf Ahli Badan Eksekutif Mahasiswa (BEM) FT Unila sebagai anggota Dinas Hubungan Masyarakat (HUMAS) pada tahun 2024 dan pernah menjadi Sekretaris Pelaksana dalam kegiatan *Engineering External Trip (EET)* yang dilaksanakan dengan 2 kampus, yaitu Universitas Sultan Ageng Tirtayasa dan Institut Teknologi Bandung.

Penulis aktif mengikuti berbagai kompetisi dan kegiatan akademik di luar kampus, mulai dari tingkat jurusan hingga tingkat nasional. Pada tahun 2023, penulis mengikuti lomba *paper poster* Geotrap di Universitas Padjadjaran. Pada tahun 2024, penulis mengikuti beberapa kompetisi, di antaranya lomba *paper poster* GTA dan Geodefes di Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta, lomba *paper poster* GOSC di Universitas Jenderal Soedirman, lomba *paper poster* Geofes di Institut Teknologi Sumatera, lomba interpretasi *gravity* pada kompetisi Antareja di Universitas Jambi, serta lomba *main plan geothermal* di Institut Teknologi Bandung. Dalam bidang publikasi ilmiah, pada tahun 2024 penulis mempublikasikan jurnal berjudul “Studi Interdisipliner Risiko Bencana Erupsi Gunung Berbasis SIG (Sistem Informasi Geografis) Menggunakan Metode *Overlay* pada Daerah Sekitar Kawasan Gunung Marapi”. Selanjutnya pada tahun 2024 penulis berhasil mempublikasikan prosiding berjudul “Identifikasi dan Estimasi Potensi Energi Panas Bumi di Cisarua, Lampung Selatan Berdasarkan Metode Gaya Berat, Simulasi Numerik, dan Pendekatan Volumetrik.” Selain itu, penulis juga aktif terlibat dalam penelitian bersama dosen dengan menghasilkan penelitian berjudul “Analisis Anomali Gayaberat untuk Identifikasi Struktur di Wilayah

Lampung Barat Menggunakan Metode *Second Vertical Derivative* (SVD) dan *First Horizontal Derivative* (FHD)”.

Penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) pada Januari–Februari 2025 di Desa Joharan, Kecamatan Putra Rumbia, Kabupaten Lampung Selatan. Penulis juga mendapatkan kesempatan menjadi salah satu kandidat mahasiswa berprestasi di Jurusan Teknik Geofisika pada tahun 2025. Pada bulan Juli–September 2025 penulis melakukan kegiatan Kerja Praktik (KP) di PT Amman Mineral Nusa Tenggara, dengan judul **“Identifikasi Litologi Bawah Permukaan dengan Pendekatan Metode Resistivitas Konfigurasi Wenner–Schlumberger dalam Penyelidikan Zona Akuifer pada Area ‘M’ Nusa Tenggara Barat”**. Setelah itu pada bulan November 2025–Februari 2025 penulis melaksanakan kegiatan Tugas Akhir (TA) dengan judul **“Karakterisasi Reservoir Karbonat *Globigerina Limestone* pada Formasi Mundu Berdasarkan *Acoustic Impedance* (AI) Menggunakan Inversi Seismik di Lapangan ‘M’, Cekungan Jawa Timur Utara”** untuk memperoleh gelar sarjana yang dilakukan di Laboratorium Instrumentasi Geofisika, Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung.

PERSEMBAHAN

Segala puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT, Tuhan Yang Maha Esa, atas segala rahmat, hidayah, dan kekuatan yang telah diberikan sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan baik dan lancar. Skripsi ini penulis persembahkan kepada:

PAPA DAN MAMA TERCINTA

Kedua orang tua tersayang, papa dan mama yang telah melahirkan dan membesarkan penulis dengan jerih payahnya sampai ada di titik ini. Terima kasih penulis ucapkan atas segala pengorbanan dan ketulusan yang diberikan. Meskipun papa dan mama tidak sempat merasakan pendidikan dibangku perkuliahan, namun selalu senantiasa memberikan yang terbaik, tak kenal lelah mendoakan, mengusahakan, memberikan dukungan baik secara moral maupun finansial, serta memprioritaskan pendidikan dan kebahagiaan anak-anaknya. Perjalanan hidup kita memang tidak mudah, tetapi segala hal yang telah dilalui memberikan penulis pelajaran yang sangat berharga tentang arti menjadi seorang perempuan yang kuat, bertanggung jawab, selalu berjuang, dan mandiri. Semoga dengan adanya skripsi ini dapat membuat papa dan mama lebih bangga karena telah berhasil menjadikan anak kecil perempuan terakhirnya ini menyandang gelar sarjana seperti yang diharapkan. Besar harapan penulis semoga papa dan mama selalu sehat, panjang umur, dan bisa menyaksikan keberhasilan lainnya yang akan penulis raih di masa yang akan datang.

KAKAK TERSAYANG

Saudara sedarah penulis, Meuthia yang telah memberikan penulis pengaruh positif, baik dalam bidang akademik maupun *non*-akademik, kakak yang selalu mendukung dan menjadi tempat keluh kesah sehingga membuat penulis termotivasi untuk terus belajar menjadi sosok adik yang selalu berusaha dan tidak menyerah untuk dapat membanggakan keluarga tercinta.

TEKNIK GEOFISIKA UNIVERSITAS LAMPUNG

Terkhususnya teman-teman angkatan 2022, abang dan kakak, serta para dosen yang telah memberikan banyak dukungan, kebersamaan, serta pengalaman berharga yang turut mewarnai perjalanan akademik penulis selama menempuh masa perkuliahan.

DIRIKU SENDIRI

Terakhir penulis persembahkan kepada seseorang yang mungkin sering terlupakan. Kepada diri sendiri, terima kasih “Lika” sudah memilih untuk bertahan, mau berjuang untuk tetap ada hingga saat ini, serta menjadi perempuan kuat dan ikhlas atas segala perjalanan hidup yang mengecewakan dan menyakitkan itu. Dengan adanya skripsi ini, telah berhasil membuktikan bahwa kamu bisa menyanggah gelar S.T. tepat waktu dan menjadi tekad maupun acuan untuk terus melakukan hal lebih membanggakan lainnya. Bagaimanapun kehidupanmu selanjutnya, perjalanan ini belum selesai, masih banyak ketidakpastian dan luka yang mungkin datang tetapi semoga kamu mampu melewatinya dan ingat kamu pantas untuk bahagia, kamu berhak bermimpi, dan kamu layak untuk sampai di tujuan itu. Hargai dirimu, rayakan dirimu, berbahagialah atas segala proses yang berhasil dilalui untuk masa depan yang lebih baik dan cerah. Terima kasih Lika kamu hebat.

MOTTO

“Direndahkan dimata manusia, ditinggikan dimata tuhan, *prove them wrong*”

“Kamu wanita yang tangguh, ayo tunjukin dan bangkit dari keterpurukan jangan jatuh, mama akan selalu kuat karena kamu kuat”

–*Mama*

“Allah tidak membebani seseorang melainkan sesuai dengan kesanggupannya. Ia mendapat pahala dari kebajikan yang dikerjakannya dan mendapat siksa dari kejahatan yang diperbuatnya”

(Q.S. Al-Baqarah: 286)

“Karena sesungguhnya bersama kesulitan ada kemudahan. Sesungguhnya bersama kesulitan ada kemudahan.”

(Q.S. Al-Insyirah: 5–6)

“Jika bukan karena Allah yang menguatkan, mungkin aku sudah lama menyerah”

“Long story short, I survived”

–*Taylor Swift*

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat rahmat dan karunia-nya penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “**Karakterisasi Reservoir Karbonat *Globigerina Limestone* pada Formasi Mundu Berdasarkan *Acoustic Impedance* (AI) Menggunakan Inversi Seismik di Lapangan ‘M’, Cekungan Jawa Timur Utara**”. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan skripsi ini adalah untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung. Dalam penulisan skripsi ini penulis menyadari masih terdapat kekurangan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun demi kesempurnaan skripsi ini. Semoga skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis khususnya dan bagi para pembaca pada umumnya, serta bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 13 Maret 2026



Malikha Maharani

NPM. 2215051002

SANWACANA

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah Subhanahu Wa Ta'Ala, yang telah melimpahkan nikmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan baik. Shalawat serta salam selalu tercurahkan kepada suri tauladan Rasullullah Muhammad Shallallahu 'Alaihi Wassalam beserta sahabat-sahabatnya, dan semoga kita selaku umatnya mendapatkan syafaatnya di hari akhirat kelak.

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 yang telah memberikan banyak waktunya dalam berbagai kesempatan, masukan, 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 dan juga selaku dosen pembimbing I dan II dalam pengerjaan Kerja Praktik hingga Tugas Akhir yang telah banyak membantu, memberikan kelancaran dan mempermudah jalan penulis dalam menyelesaikan studi tepat waktu dari mulai membimbing Kerja Praktik (KP).
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen penguji Tugas Akhir yang banyak memberikan masukan serta saran dan kritik dalam proses pengerjaan skripsi ini.

5. Bapak Dr. Rustadi, S.Si., M.T. selaku dosen pembimbing akademik yang telah membantu penulis selama berkuliah di Universitas Lampung.
6. Bapak Ir. I Gede Boy D, S.Si., M.Eng. selaku dosen pembimbing dalam kegiatan lomba dan penulisan Karya Ilmiah, terima kasih telah memberikan banyak pelajaran, ilmu, wawasan, serta banyak melibatkan penulis dalam kegiatan penelitian yang dilakukan, dan juga menjadi dosen yang dapat diajak berdiskusi dan bertukar pikiran serta memberikan saran dan motivasi yang mendukung dalam kelancaran menyelesaikan skripsi.
7. 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.
8. Kepada cinta pertama penulis yaitu Papa, terima kasih atas setiap cucuran keringat dan kerja keras yang engkau tukarkan sebuah nafkah demi anakmu bisa sampai di tahap ini, dan terima kasih telah menjadi contoh dan mengajarkan untuk selalu menjadi seorang anak perempuan yang kuat apapun situasi dan kondisi.
9. Teristimewa pintu surga penulis yaitu Mama, terima kasih atas segala sumber kekuatan, doa, motivasi, pesan, yang senantiasa dilangitkan untuk anaknya, serta kasih sayang tanpa batas, atas kesabaran dan pengorbanannya dalam mengiringi perjalanan ini dengan selalu menjadi yang terdepan dan pertama ketika anak kecil ini cari. *Hidup lebih lama, ya.*
10. Kakak dan Abang penulis Meuthia dan Ikhwaludin yang selalu memberikan dukungan dan tempat keluh kesah apapun yang terjadi selama menempuh pendidikan.
11. Seseorang yang tak kalah penting kehadirannya, Arvin Demas Prasetyanto. Terima kasih telah memberanikan diri hari itu, hingga akhirnya hadir, menemani, dan menjadi bagian penting dari akhir cerita studi penulis. Selalu menjadi yang terdepan saat penulis membutuhkan bantuan, terima kasih untuk telinga yang hampir setiap hari setia mendengarkan keluh kesah, serta untuk segala dukungan yang tak pernah berhenti diberikan. Terima kasih atas perhatian, waktu, dan setiap kebahagiaan sederhana yang selalu diberikan selama ini, *semua bentuknya kau rayakan.*

12. Keluarga *Department Mine Technical Service (MTS) PT Amman Mineral Nusa Tenggara* terkhusus pada *section Geotechnical and Hydrogeology* yang telah membantu, membimbing, berbagi cerita dan hal baru yang sangat berharga selama pelaksanaan *internship*.
13. Indah Aprianti, *my roommate!* Terima kasih sudah berbagi cerita indah, tawa, suka, duka, luka dan selalu ada kebersamai penulis selama *internship*. *Life goes on, but memories don't. I remember n miss the times we used to be together. I miss u, ndah!*
14. Rizky Akbar (*as my intern partner in hate, lol*), Ahmad Husnul Fiqri, Goval Al Had, I Ketut Haddy Reksa Kusuma, Syarifah Nathania Orvola, Muhammad Farhan Syarim, Shafa Yuki Azzahra, Paquita Gavrila, Yehezkiel Edyson Mangiri, Neny Putri Lestari, Baiq Tiara Wimadhia, Jascha Aprilyand, Nazhwa Salsabila Natashya Putri, temen-temen *batch 14 Amman Internship*, terima kasih atas cerita, pengalaman, kebersamaan, berbagi keluh kesah, bertukar ilmu, memotivasi satu sama lain, serta memberikan penulis rasa kehangatan dari keluarga kecil baru selama menjalani *internship*, *missing our late-night talks, guys. I hope we'll see u again!* –Batu Hijau.
15. Keluarga besar *Department Subsurface* dan DCWI Husky–CNOOC Madura Limited, terkhusus Bapak Azhali Edwin yang telah membantu penulis dalam memberikan kesempatan untuk dapat melaksanakan penelitian Tugas Akhir, Bapak Anton Hilman selaku pembimbing lapangan yang telah membantu dalam memberikan masukan dan saran dalam hasil penelitian, serta Bang Ariya Kumara yang telah banyak membantu, membimbing dan memberikan arahan kepada penulis selama penelitian Tugas Akhir.
16. Kepada *partner* kuliah Pebriadi Halomoan Matondang, terima kasih telah kebersamai penulis dari awal hingga akhir sampai di tahap ini, yang selalu memberikan bantuan, motivasi, cerita keluh kesah, serta menjadi salah satu orang yang melihat dan mengetahui proses perjuangan yang dilalui penulis selama masa perkuliahan.
17. Siti Mahmudah, *partner* penulis dalam banyak hal yang penulis lalui berawal dari mahasiswa baru menemani setiap perjalanan kaderisasi, keluh kesah, canda, tawa, dan bertukar cerita hingga tak kenal waktu, serta menjadi teman

satu kamar penulis pada saat di Lampung maupun di Yogyakarta, penulis banyak mendapatkan bantuan serta diberikan dukungan untuk terus berkembang dan belajar banyak hal, terima kasih atas waktunya, *see u soon in Yogyakarta, part 2.*

18. Keluarga besar Teknik Geofisika angkatan 22 yang sudah memberi warna dan pelajaran kepada penulis akan arti dari bertahan hidup selama di perkuliahan.
19. Semua pihak yang terlibat selama mengerjakan skripsi ini, terima kasih telah menjadi bagian dari perjalanan penulis dalam menyelesaikan kuliah ini.

Bandar Lampung, 13 Maret 2026



Malikha Maharani

NPM. 2215051002

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iv
MENGESAHKAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	xi
MOTTO	xiii
KATA PENGANTAR	xiv
SANWACANA	xv
DAFTAR ISI	xix
DAFTAR GAMBAR	xxiii
DAFTAR TABEL	xxvi
I. PENDAHULUAN	1
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
II. TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Lokasi Daerah Penelitian	5
2.2 Fisiografi Regional Cekungan Jawa Timur.....	6
2.3 Geologi Regional Cekungan Jawa Timur	7
2.4 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur	9

2.5	Tektonik Regional Cekungan Jawa Timur.....	13
2.6	Pola Arah Struktur Cekungan Jawa Timur	16
2.7	Penelitian Terdahulu	17
III.	TEORI DASAR	21
3.1	Metode Seismik Refleksi	21
3.2	Prinsip Dasar Gelombang Seismik.....	22
3.3.1	Hukum <i>Snellius</i>	22
3.3.2	Prinsip <i>Huygens</i>	23
3.3.1	Prinsip <i>Fermat</i>	24
3.3	Gelombang Seismik	25
3.1.1	Gelombang Badan.....	25
3.1.2	Gelombang Permukaan	27
3.4	Komponen Seismik Refleksi.....	28
3.4.1	<i>Trace</i> Seismik	28
3.4.2	<i>Acoustic Impedance</i> (AI).....	29
3.4.3	<i>Reflection Coefficient</i> (RC).....	30
3.4.4	<i>Wavelet</i>	31
3.4.5	<i>Phase</i> dan <i>Polarity</i>	32
3.4.6	<i>Synthetic Seismogram</i>	33
3.5	<i>Check Shot</i>	34
3.6	<i>Well Seismic Tie</i>	35
3.7	Konsep Dasar <i>Well Logging</i>	36
3.7.1	<i>Log Gamma Ray</i> (GR)	37
3.7.2	<i>Log Density</i> (RHOB)	38
3.7.3	<i>Log Neutron Porosity</i> (NPHI).....	39
3.7.4	<i>Log Resistivity</i> (Rt).....	40
3.7.5	<i>Log Sonic</i> (DT).....	41
3.8	<i>Picking Horizon</i>	42
3.9	Inversi Seismik.....	43
3.10	Inversi Model/ <i>Model Based</i>	44
3.11	Porositas	46
3.12	<i>Volume of Clay</i> (<i>Vclay</i>)	47

3.13 Regresi Linier	48
IV. METODE PENELITIAN	49
4.1 Tempat dan Waktu Penelitian	49
4.2 Alat dan Bahan	51
4.2.1 Perangkat Penelitian	51
4.2.2 Data Penelitian	51
4.3 Diagram Alir Penelitian	54
4.4 Prosedur Penelitian	55
4.4.1 Studi Literatur	55
4.4.2 Analisis <i>Quick Look (Triple Combo)</i>	55
4.4.3 Analisis Sensitivitas	56
4.4.4 Koreksi <i>Check Shot</i>	57
4.4.5 Ekstraksi <i>Wavelet</i>	58
4.4.6 <i>Well to Seismic Tie</i>	58
4.4.7 <i>Picking Horizon dan fault</i>	59
4.4.8 <i>Time Structure Map</i>	60
4.4.9 Pembuatan <i>Initial Model</i>	61
4.4.10 Analisis Pra-Inversi	62
4.4.11 Analisis Hasil Inversi <i>Acoustic Impedance (AI)</i>	63
4.4.12 Analisis Regresi Linier	64
4.4.13 Peta <i>Slicing</i> Persebaran Hasil Inversi	65
4.4.14 Hasil Interpretasi	66
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	68
5.1 Analisis Data Sumur	68
5.2 <i>Well to Seismic Tie</i>	69
5.3 Interpretasi Data Seismik	71
5.4 Analisis Sensitivitas	72
5.5 Peta Struktur Waktu	74
5.6 Pembuatan Model Awal (<i>Low Frequency Model</i>)	75
5.7 Analisis Pra-Inversi	76
5.8 Analisis Hasil Inversi <i>Acoustic Impedance (AI)</i>	78
5.9 Analisis Persebaran Densitas	81

5.10 Analisis Regresi Linier Porositas Efektif.....	84
5.11 Analisis Regresi Linier Porositas Total.....	88
5.12 Analisis Regresi Linier <i>Volume Clay</i>	92
5.13 Analisis Persebaran Hasil Inversi Seismik 3D.....	94
5.14 Analisis dan Karakteristik Zona Prospek Reservoir	96
VI. KESIMPULAN.....	100
6.1 Kesimpulan	100
6.2 Saran.....	101
DAFTAR PUSTAKA	102

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Lokasi daerah penelitian	5
2. Peta fisiografi Cekungan Jawa Timur bagian Utara	6
3. Tatanan stratigrafi Cekungan Jawa Timur	9
4. Lokasi lapangan minyak dan gas di Cekungan Jawa Timur	13
5. Pembagian Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan tektonik struktur	14
6. Pola struktur Cekungan Jawa Timur	16
7. Ilustrasi akuisisi data seismik refleksi di lautan	22
8. Hukum <i>Snellius</i>	23
9. Prinsip <i>Huygens</i>	24
10. Asas <i>Fermat</i>	24
11. Penjalaran dari gelombang P	25
12. Penjalaran gelombang S	26
13. Penjalaran gelombang <i>Rayleigh</i>	27
14. Penjalaran gelombang <i>Love</i>	28
15. Konvolusi seismik dan reflektivitas bumi menghasilkan <i>trace seismic</i>	28
16. Korelasi antara amplitudo, reflektivitas, dan kontras AI	29
17. <i>Reflection coefficient</i>	31
18. Jenis-jenis <i>wavelet</i>	32
19. Standar <i>wavelet</i> berdasarkan SEG dan Eropa pada fasa zero dan minimum serta polaritas normal dan <i>reverse</i>	33
20. <i>Synthetic</i> seismogram yang didapatkan dari proses konvolusi antara koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i>	34
21. Visualisasi <i>check shot</i>	35

22. Operasi kegiatan <i>logging</i>	37
23. Respon <i>log gamma ray</i>	38
24. Respon <i>log density</i>	39
25. Respon <i>log neutron</i>	40
26. Respon <i>log resistivity</i>	41
27. Respon <i>log sonic</i>	42
28. Konsep dasar inversi seismik.....	43
29. Jenis–jenis teknis inversi seismik	45
30. <i>Base map</i> daerah penelitian.....	51
31. Data seismik daerah penelitian.....	53
32. Diagram alir penelitian.....	54
33. Analisis <i>quick look</i> data sumur	56
34. Analisis sensitivitas.....	57
35. Koreksi <i>check shot</i>	57
36. Ekstraksi <i>wavelet</i>	58
37. <i>Well to seismic tie</i>	59
38. Interpretasi seismik	60
39. Peta struktur waktu Top GL.....	61
40. <i>Low frequency model</i>	62
41. Analisis pra-inversi	63
42. Model penampang inversi <i>acoustic impedance inline 1133</i>	64
43. Regresi linier porositas.....	65
44. (a) Peta persebaran <i>acoustic impedance arithmetic</i> ; (b) Peta persebaran <i>acoustic impedance RMS</i> ; (c) Peta persebaran <i>acoustic impedance minimum</i>	67
45. Analisis data sumur <i>triple combo</i> zona target reservoir.....	69
46. <i>Use well wavelet</i> NYRRA-1	70
47. <i>Well to seismic tie</i> NYRRA-1	71
48. (a) Interpretasi seismik <i>line A-A'</i> (b) Interpretasi seismik <i>line B-B'</i>	72
49. (a) <i>Crossplot log acoustic impedance</i> terhadap densitas; (b) <i>Crossplot log acoustic impedance</i> terhadap porositas total.....	74
50. Peta struktur waktu Top GL.....	74
51. Peta struktur waktu T40A	75

52. Initial model pada <i>line xline</i>	76
53. Kontrol kualitas pra-inversi AI pada sumur NYRRA-1	77
54. Grafik dan nilai <i>error</i> hasil pra-inversi	78
55. (a) Penampang inversi <i>acoustic impedance inline</i> 1133; (b) Penampang inversi <i>acoustic impedance xline</i> 3373	79
56. Peta persebaran <i>acoustic impedance arithmetic</i>	80
57. (a) Penampang inversi densitas <i>inline</i> 1133; (b) Penampang inversi densitas <i>xline</i> 3373	82
58. Peta persebaran densitas <i>arithmetic</i>	83
59. Regresi linier <i>acoustic impedance</i> terhadap porositas efektif.....	85
60. (a) Penampang porositas efektif <i>inline</i> 1133; (b) Penampang porositas efektif <i>xline</i> 3373	86
61. Peta persebaran PHIE <i>arithmetic</i>	87
62. Regresi linier <i>acoustic impedance</i> terhadap porositas total	89
63. (a) Penampang porositas total <i>inline</i> 1133; (b) Penampang porositas total <i>xline</i> 3373.....	90
64. Peta persebaran PHIT <i>arithmetic</i>	91
65. Regresi linier <i>acoustic impedance</i> terhadap <i>vclay</i>	93
66. (a) Penampang <i>vclay inline</i> 1133 (b) Penampang <i>vclay xline</i> 3373.....	94
67. Peta persebaran <i>vclay arithmetic</i>	95
68. (a) Peta persebaran <i>acoustic impedance</i> ; (b) Peta persebaran <i>densitas</i> ; (c) Peta persebaran <i>porositas efektif</i> ; (d) Peta persebaran <i>porositas total</i> ; (e) Peta persebaran <i>volume clay</i>	95

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Penelitian terdahulu.....	17
2. Kualitas reservoir <i>globigerina limestone</i> berdasarkan sifat fisisnya.....	30
3. Klasifikasi porositas	47
4. Klasifikasi permeabilitas	47
5. Jadwal pelaksanaan penelitian.....	50
6. Alat dan bahan.....	51
7. Data sumur penelitian	52
8. Data <i>marker</i> penelitian	53

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan energi global hingga saat ini masih didominasi oleh energi fosil, khususnya minyak dan gas bumi, yang berperan penting dalam mendukung aktivitas industri, transportasi, dan pembangkit listrik. Meskipun pengembangan energi baru dan terbarukan terus ditingkatkan, minyak dan gas bumi masih menjadi tulang punggung bauran energi dunia karena ketersediaan infrastruktur, densitas energi yang tinggi, serta keandalan pasokan dalam jangka menengah (IEA, 2023). Kondisi ini juga tercermin di Indonesia, di mana pertumbuhan penduduk dan peningkatan aktivitas ekonomi menyebabkan kebutuhan energi nasional terus meningkat dari tahun ke tahun.

Indonesia masih mengandalkan minyak dan gas bumi sebagai pilar ketahanan energi nasional. Namun, menurut ESDM (2022), produksi minyak nasional cenderung menurun karena penurunan performa lapangan tua, di tengah konsumsi yang terus meningkat. Hal ini menuntut upaya eksplorasi dan evaluasi yang lebih intensif terhadap potensi hidrokarbon yang masih tersisa, baik melalui penemuan lapangan baru maupun optimalisasi reservoir yang telah diketahui. Dalam konteks tersebut, peningkatan akurasi karakterisasi reservoir menjadi aspek krusial untuk menekan risiko eksplorasi dan meningkatkan keberhasilan pengembangan lapangan.

Cekungan Jawa Timur Utara sebagai salah satu cekungan hidrokarbon penting di Indonesia dengan kontrol geologi yang kompleks. Kondisi geologi tersebut akan

menyebabkan ketidakpastian dalam pemetaan persebaran reservoir apabila hanya mengandalkan penampang seismik konvensional. Di dalam Cekungan Jawa Timur Utara, Formasi Mundu merupakan salah satu satuan stratigrafi penting yang berkembang luas dan didominasi oleh batuan karbonat berumur Miosen. Formasi ini dikenal mengandung *globigerina limestone*, yaitu karbonat biogenik yang tersusun oleh akumulasi cangkang foraminifera planktonik dan diendapkan pada lingkungan laut terbuka hingga hemipelagik (Wilson, 1975; Flügel, 2010). Secara teoritis, *globigerina limestone* memiliki potensi sebagai batuan reservoir karena dapat mengembangkan porositas primer antar butir serta porositas sekunder akibat proses diagenesis. Namun, kualitas reservoir karbonat ini sangat bervariasi akibat pengaruh kompaksi, sementasi, perubahan fasies, serta kandungan lempung halus yang sering menyertai endapan karbonat biogenik.

Karakterisasi reservoir karbonat, khususnya *globigerina limestone*, merupakan tantangan tersendiri karena sifatnya yang heterogen dan tidak selalu menunjukkan respon geofisika yang sederhana. Berbeda dengan reservoir silisiklastik, hubungan antara amplitudo seismik dan properti petrofisika pada karbonat sering kali tidak langsung dan ambigu (Lucia, 1999). Selain itu, karbonat *globigerina limestone* kerap memperlihatkan nilai *log gamma ray* yang relatif meningkat akibat keberadaan lempung halus atau unsur radioaktif alami, sehingga berpotensi menimbulkan kesalahan interpretasi sebagai *shale* apabila hanya didasarkan pada analisis *log* konvensional.

Data seismik konvensional berbasis amplitudo sering kali belum cukup untuk menggambarkan sifat fisis batuan secara kuantitatif, karena amplitudo seismik dipengaruhi oleh berbagai faktor seperti *wavelet*, atenuasi, dan efek propagasi gelombang. Oleh karena itu, inversi seismik menjadi pendekatan yang penting karena mampu mengubah data seismik dari domain amplitudo menjadi parameter fisis batuan yang lebih representatif, salah satunya adalah *Acoustic Impedance* (AI). *Acoustic Impedance* (AI) menjadi parameter fisis yang penting dalam evaluasi reservoir karena merepresentasikan sifat elastik batuan melalui hasil perkalian kecepatan gelombang P (V_p) dan densitas (ρ). Nilai AI lebih sensitif terhadap

perubahan litologi dan porositas dibandingkan amplitudo seismik refleksi semata (Russell, 1988; Sheriff & Geldart, 1995). Pada reservoir karbonat *globigerina limestone*, variasi AI dapat digunakan untuk mengidentifikasi perbedaan antara karbonat relatif bersih, karbonat berlempung, dan interval *non-reservoir*.

Pada reservoir karbonat seperti *globigerina limestone*, nilai *acoustic impedance* yang relatif rendah umumnya berkorelasi dengan batuan berdensitas lebih rendah dan memiliki porositas yang lebih baik. Oleh karena itu, analisis persebaran *acoustic impedance* hasil inversi seismik dapat digunakan sebagai dasar dalam karakterisasi reservoir karbonat, identifikasi zona prospek, serta sebagai informasi pendukung dalam perencanaan eksplorasi dan pengembangan lapangan. Berdasarkan kondisi tersebut, penelitian ini difokuskan pada karakterisasi reservoir karbonat *globigerina limestone* Formasi Mundu dengan memanfaatkan inversi seismik *acoustic impedance* di Cekungan Jawa Timur Utara. Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai persebaran kualitas reservoir karbonat serta menjadi informasi pendukung dalam perencanaan eksplorasi dan pengembangan lapangan migas, khususnya dalam penentuan zona prospek reservoir.

1.2 Rumusan Masalah

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

1. Bagaimana hasil inversi seismik *acoustic impedance* dalam menentukan persebaran reservoir karbonat di daerah penelitian?
2. Bagaimana persebaran parameter petrofisika reservoir karbonat di daerah penelitian?
3. Bagaimana karakterisasi reservoir karbonat dapat ditentukan sebagai zona potensi berdasarkan integrasi hasil inversi seismik dan parameter petrofisika?

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan rumusan masalah, penelitian ini memiliki tujuan sebagai berikut;

1. Menentukan zona target reservoir berdasarkan data sumur.
2. Menentukan persebaran *acoustic impedance* reservoir karbonat melalui penerapan inversi seismik 3D.
3. Menentukan karakterisasi reservoir dengan parameter densitas, porositas, dan *volume clay*.
4. Menyebarkan nilai parameter petrofisika berdasarkan *acoustic impedance*.
5. Menentukan zona potensi reservoir karbonat berdasarkan hasil karakterisasi yang diperoleh dari inversi seismik dan parameter petrofisika.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dari pelaksanaan penelitian ini adalah sebagai berikut;

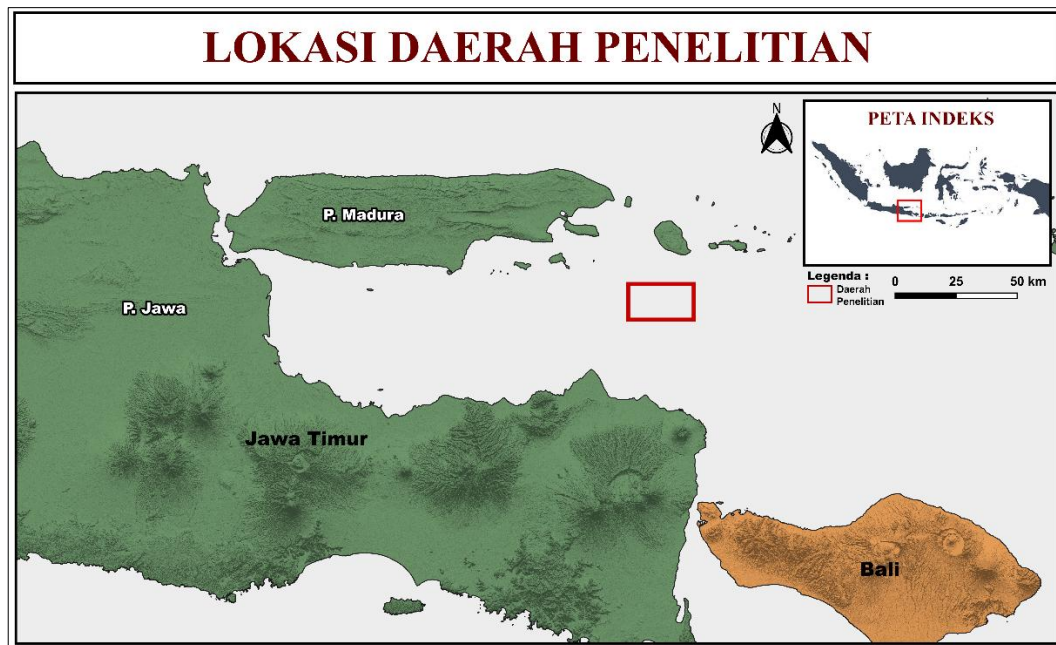
1. Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data seismik 3D *post-stack time migration*, data sumur, data *check shot*, data *marker*, serta informasi geologi daerah penelitian.
2. Data sumur yang digunakan terbatas pada satu sumur, yaitu Sumur NYRRA-1.
3. Lokasi penelitian berada di Lapangan 'M', Cekungan Jawa Timur Utara, dengan fokus utama pada reservoir karbonat Formasi Mundu.
4. Parameter reservoir utama yang dikaji dalam penelitian ini adalah persebaran nilai *acoustic impedance*.

1.5 Manfaat Penelitian

Melalui pelaksanaan penelitian ini, diharapkan dapat diperoleh tambahan informasi berupa persebaran nilai *acoustic impedance* untuk mengetahui karakterisasi reservoir karbonat di lapangan penelitian, Cekungan Jawa Timur Utara. Informasi mengenai peta persebaran sifat fisis batuan ini sangat bermanfaat dan dapat digunakan sebagai acuan strategis yang kuat dalam merencanakan pengembangan eksplorasi migas di lapangan penelitian.

II. TINJAUAN PUSTAKA

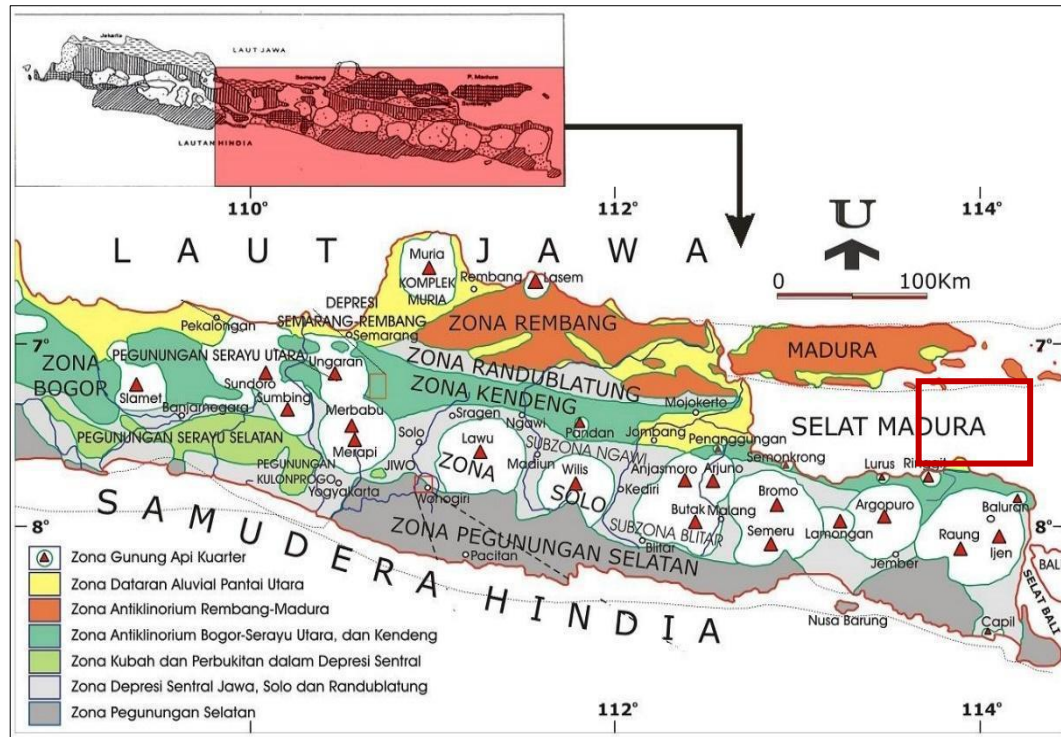
2.1 Lokasi Daerah Penelitian



Gambar 1. Lokasi daerah penelitian

Daerah penelitian berfokus pada Blok Selat Madura terletak di dalam Cekungan Jawa Timur, yang merupakan cekungan belakang busur (*back-arc basin*) berumur Tersier yang memanjang dari barat ke timur di utara Pulau Jawa. Secara geografis, cekungan ini dibatasi di sebelah barat oleh Busur Karimunjawa dan Paparan Sunda. Batas selatan Cekungan Jawa Timur ditandai oleh keberadaan busur magmatik. Sementara itu, di bagian utara hingga timur, cekungan ini dibatasi oleh Tinggian Meratus dan Tinggian Masalemba Doang yang terletak di sebelah tenggara Pulau Kalimantan.

2.2 Fisiografi Regional Cekungan Jawa Timur



Gambar 2. Peta fisiografi Cekungan Jawa Timur bagian Utara (modifikasi Van Bemmelen, 1949)

Menurut Van Bemmelen (1949), Cekungan Jawa Timur bagian utara secara fisiografi terbagi menjadi tiga zona besar yang membentang dari selatan ke utara: Zona Kendeng di paling selatan, Zona Randublatung yang berada di tengah, dan Zona Rembang-Madura di bagian utara. Adapun berdasarkan klasifikasi fisiografi Gambar 2, daerah penelitian termasuk ke dalam zona Rembang-Madura.

1. Zona Kendeng

Zona Kendeng adalah wilayah struktural yang dicirikan sebagai antiklinorium (antiklin besar yang kompleks) yang membentang dari Semarang ke timur, dan ukurannya semakin menyempit di ujung utara Jawa Timur. Zona ini terletak di sebelah utara barisan gunung api. Secara geologi, Zona Kendeng tersusun atas sedimen Kenozoikum yang mengalami pelipatan kuat dan disertai oleh adanya sesar sungkup (*thrust faults*) dan kemiringan (*dip*) relatif ke selatan. Jalur Kendeng memiliki panjang sekitar 250 km dengan lebar maksimum mencapai 40 km (Pringgoprawiro, 1983).

Menurut Smyth dkk. (2005), zona ini merupakan jalur anjakan (*thrust belt*) berarah barat-timur yang tersusun dari berbagai endapan, termasuk batuan vulkanik, batupasir, batulempung, dan napal.

2. Zona Randublatung

Zona Randublatung terbentuk pada kala Pleistosen dengan sebuah depresi struktural akibat dari aktivitas tektonik. Secara geografis, zona ini memanjang di antara Zona Kendeng di utara dan Zona Rembang di selatan (Pringgoprawiro, 1983). Secara regional Zona Randublatung adalah sinklin, di dalamnya terdapat beberapa struktur minor berupa antiklin pendek dan kubah, seperti Pegat, Ngimbang, Grigis, dan Dander. Zona ini memiliki panjang kawasan yang hampir sama dengan Zona Kendeng, tetapi dengan lebar yang lebih sempit, yaitu sekitar 20 km. Litologi didominasi oleh endapan aluvial dan tersusun atas batugamping Kuartar halus dari Formasi Lidah. Namun, di bagian inti dari antiklin, ditemukan batuan napal yang berasal dari Formasi Mundu.

3. Zona Rembang-Madura

Zona Rembang merupakan busur tektonik yang terbentuk pada periode Tersier Akhir, membentang dari timur Semarang hingga mencapai Madura dan Pulau Kangean. Zona Rembang berfungsi sebagai zona patahan utama yang secara struktural memisahkan paparan karbonat di utara (Laut Jawa) dari cekungan yang lebih dalam di bagian selatan. Secara struktural, Zona Rembang sendiri terbagi menjadi dua bagian antiklinorium yaitu Rembang Utara dan Cepu yang dipisahkan oleh Depresi Blera-Kendeng (Pringgoprawiro, 1983). Blok Lembah Solo merupakan bagian dari antiklinorium di Zona Randublatung, menganggapnya sebagai blok terangkat di dalam depresi, mirip dengan Antiklinorium Ngimbang. Dari sudut pandang litologi, zona ini didominasi oleh batuan batupasir dan sedimen karbonat, dengan sisipan napal dan lempung.

2.3 Geologi Regional Cekungan Jawa Timur

Blok PSC Selat Madura terletak di bagian selatan Cekungan Jawa Timur–Timur Laut, dan evolusi strukturalnya sangat dipengaruhi oleh dinamika pergerakan

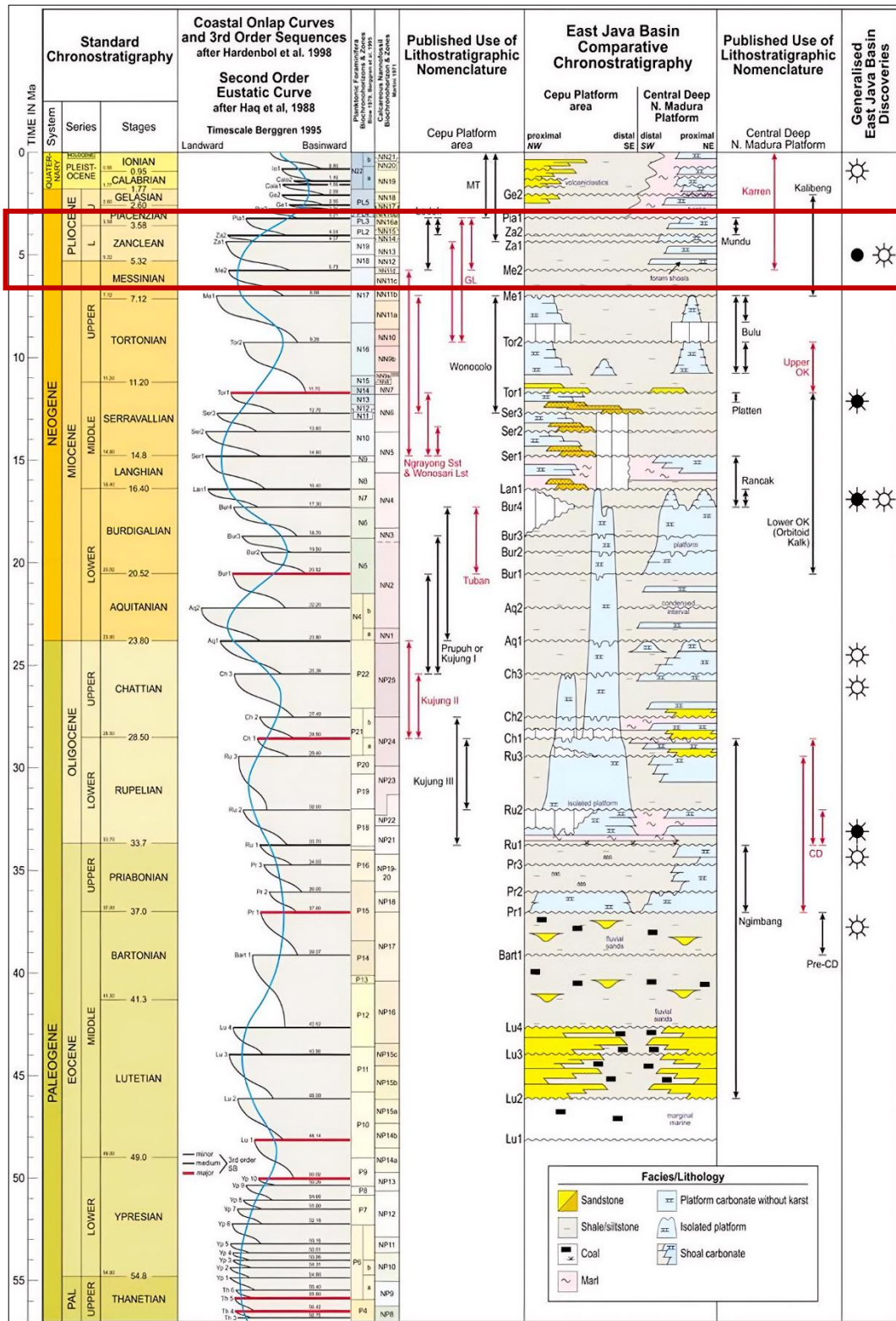
lempeng di Indonesia bagian selatan (Hall, 2012). Perkembangan stratigrafi dan sesar di sub-cekungan ini ditentukan oleh beberapa faktor, termasuk perubahan muka laut, aktivitas struktural lokal, dan interaksi antara busur vulkanik dengan cekungan belakang busur (Satyana & Purwaningsih, 2003). Secara tektonostratigrafi, wilayah ini dibagi menjadi tiga mega sekuens utama: Kretaseus Akhir, Paleogen, dan Neogen–sekarang (Smyth dkk., 2008). Periode Neogen–sekarang menjadi fokus utama karena mengandung reservoir yang paling produktif, khususnya pada Sekuens Mundu–Selorejo.

Sekuens Mundu–Selorejo merupakan target reservoir utama untuk play Pliosen di wilayah regional ini. Sekuens Mundu, yang diendapkan pada akhir Miosen hingga awal Pliosen, terdiri dari batugamping bioklastik seperti *grainstone*, *packstone*, dan *wackestone*. Batas sekuens T50 menandai berakhirnya Mundu dan dimulainya Sekuens Selorejo. Selorejo, yang terbentuk pada Pliosen Tengah hingga Akhir, berbeda dari Mundu baik dari segi umur maupun pengaruh struktur pasca-pengendapan Mundu, dan dicirikan oleh *grainstone* dengan kandungan argilitik yang rendah. Batas sekuens T60 memisahkan Selorejo dari Sekuens Lidah di atasnya. Kedua sekuens ini seringkali secara umum disebut sebagai *globigerina limestone* (Smyth dkk., 2008).

Formasi globigerina adalah reservoir utama di Selat Madura. Formasi ini tersusun dari fasies batugamping bioklastik yang kaya akan foraminifera Globigerina dan dicirikan oleh porositas yang sangat tinggi, bahkan mencapai 55%. Porositasnya terbagi menjadi porositas intrapartikel dan inter-partikel. Gas alam di wilayah ini bersifat biogenik, ditandai dengan kandungan metana yang sangat tinggi (lebih dari 96%). Gas ini bersumber dari *shale* (batuan induk) yang berdekatan, termasuk *shale* dari urutan Lidah, Selorejo, Mundu, dan Wonocolo (Syaputra, 2014). Pembentukan gas biogenik telah berlangsung sejak awal Pliosen. Secara keseluruhan, sistem hidrokarbon Formasi Globigerina menunjukkan keterpaduan yang optimal antara reservoir berporositas tinggi, batuan induk (*shale*) dan batuan penutup (*seal*) yang efektif, serta kondisi struktur yang mendukung akumulasi gas sejak Miosen Akhir hingga periode Pliosen–Pleistosen.

2.4 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur

Daerah penelitian yang digunakan berada pada batas formasi mundur dan selorejo yang dapat ditandai pada kotak merah Gambar 3.



Gambar 3. Tatanan stratigrafi Cekungan Jawa Timur (Steven dkk, 2006)

Blok Selat Madura berdasarkan Bransden dan Matthews (1992) disusun oleh formasi-formasi berikut;

1. Formasi Ngimbang (Eosen – Oligosen Awal)
Formasi Ngimbang merupakan satuan geologi tertua di daerah penelitian dan terbentuk selama fase *syn-rift*. Lingkungan pengendapannya mencerminkan transisi dari fluvial (sungai) hingga deltaik. Formasi ini didominasi oleh sedimen klastik *non-marine* (*non-laut*), dengan litologi utama berupa batupasir kuarsa, serpih karbonatan, dan sisipan batubara. Formasi Ngimbang berfungsi sebagai salah satu batuan induk (*source rock*) dan sekaligus menjadi reservoir *tight sand* pada interval tertentu.
2. Formasi Kujung (Oligosen Awal–Miosen Awal)
Formasi Kujung diendapkan selama fase *post-rift*, yaitu ketika aktivitas tektonik di cekungan mulai menurun. Formasi ini didominasi oleh serpih dengan sisipan batugamping. Batuan karbonat di bagian atas Formasi Kujung telah mengalami mesodiagenesis (perubahan kimia dan fisik setelah pengendapan), yang membuatnya berkembang menjadi salah satu reservoir karbonat utama. Selain Formasi Kujung, interval kedalaman yang lebih dalam, yaitu lebih dari 7.400 ft berdasarkan Kolom Stratigrafi Blok Kangean, dikorelasikan dengan Formasi Prupuh Bagian Atas, yang berumur Miosen Bawah (N4–N8).
3. Formasi Ngrayong (Miosen Tengah Bagian Bawah)
Formasi Ngrayong dicirikan oleh dominasi litologi batupasir dengan ukuran butir halus hingga sedang. Batuan ini menunjukkan pengendapan pada lingkungan laut dangkal (*shallow marine*) hingga deltaik. Salah satu bagian yang termasuk dalam formasi ini adalah anggota cepu (cepu member). Secara stratigrafi, interval kedalaman Formasi Ngrayong yang berada di antara 4.700 – 7.400 ft. Interval ini diperkirakan memiliki kisaran umur Miosen Tengah Bagian Bawah (N9–N13).
4. Formasi Wonocolo (Miosen Tengah Bagian Atas – Miosen Akhir)
Formasi Wonocolo dicirikan oleh perulangan litologi berupa napal pasiran, napal murni, dan batugamping. Komposisi batuan ini mengindikasikan bahwa pengendapan terjadi pada lingkungan laut dangkal (*shallow marine*)

hingga lingkungan transisi. Interval kedalaman Formasi Wonocolo antara 4.000–4.700 ft. Bagian ini diperkirakan berumur N13–N15 dan mencerminkan periode transisi menuju kondisi pengendapan karbonat yang lebih dominan pada interval batuan yang lebih muda. Formasi Wonocolo memiliki rasio planktonik bentonik 60 – 80%, diendapkan pada lingkungan laut terbuka dengan kedalaman 100–500 m atau pada zona batimetri neritik luar – batial atas. Formasi Wonocolo ditutupi oleh Formasi Ledok di atasnya secara selaras (Pringgoprawiro, 1983).

5. Formasi Ledok (Miosen Akhir)

Formasi Ledok dicirikan oleh dominasi batupasir di bagian bawahnya, yang kemudian beralih menjadi perulangan antara batupasir dan batulempung di bagian atas. Litologi ini menunjukkan bahwa pengendapan terjadi dalam lingkungan deltaik hingga laut dangkal (*shallow marine*). Secara stratigrafi, interval kedalaman Formasi Ledok yang terletak antara 2.600–4.000 ft dikorelasikan sebagai Formasi Ledok bagian atas, yang berumur Miosen Akhir (N16–N18). Formasi Ledok ini merupakan salah satu interval yang memiliki potensi sebagai reservoir batupasir.

6. Formasi Mundu (Pliosen)

Formasi Mundu diendapkan secara tidak selaras (*unconformity*) di atas Formasi Ledok. Litologinya dicirikan oleh batulempung, batupasir, dan karbonat berlempung. Formasi ini terbentuk dalam lingkungan pengendapan laut dangkal yang lebih dominan, disertai adanya pengaruh transgresi (kenaikan muka air laut). Penyebaran Formasi Mundu cukup luas dengan ketebalan berkisar antara ±246–1122 ft. Berdasarkan fosil foraminifera planktonik yang ditemukan, umur Anggota Selorejo ditafsirkan sebagai Pliosen, atau setara dengan Zonasi Blow N18–N20 (Pringgoprawiro, 1983). Bagian bawah Formasi Mundu memiliki rasio foraminifera planktonik terhadap bentonik sebesar 75–80%, yang menunjukkan pengendapan pada lingkungan batimetri bathyal tengah dengan kedalaman sekitar ±2297–3609 ft. Sementara itu, bagian atas Formasi Mundu memiliki rasio foraminifera planktonik–bentonik sebesar 30–47%, dan diendapkan pada lingkungan batimetri neritik luar dengan

kedalaman sekitar ± 328 –1969 ft (Pringgoprawiro, 1983). Formasi Mundu juga dikenal sebagai salah satu interval yang menjadi tempat akumulasi gas biogenik di daerah penelitian.

7. Formasi Lidah (Plio–Plistosen–Kuarter)

Formasi Lidah merupakan satuan geologi paling muda di daerah penelitian. Formasi ini tersusun atas batupasir, serpih, dan karbonat muda, yang diendapkan pada lingkungan *nearshore* (mendekati pantai) hingga deltaik. Interval kedalaman Formasi Lidah berada pada 0 hingga 2.200 ft, dan dikorelasikan dengan umur Kuarter (N22–N23). Karakteristik litologi menunjukkan bahwa proses sedimentasi pada formasi ini masih relatif aktif.

Sedimentasi di Blok Selat Madura sudah dimulai sejak Pra–Tersier yakni Periode Kapur. Tektonostratigrafi Blok Selat Madura dibagi menjadi tiga berdasarkan Bransden dan Matthews (1992). Pembagian ini didasarkan pada evolusi *rifting* Blok Selat Madura.

1. Periode *Syn-Rift*

Fase *rifting* (peregangan) di daerah ini dipicu oleh adanya tumbukan antara Lempeng Mikro Laut Jawa Timur dengan Lempeng Eurasia. Daerah penelitian Anda sendiri berada pada Lempeng Mikro Laut Jawa Timur. Pada lempeng mikro ini, tumbukan yang terjadi menyebabkan terbentuknya sesar geser. Aktivitas tektonik ini memicu terjadinya sedimentasi pada lingkungan darat (*non-marine*), yang menghasilkan Formasi Pra–Ngimbang dan Formasi Ngimbang. Periode *rifting* dan pengendapan ini berlangsung hingga Oligosen Awal.

2. Periode *Post-Rift*

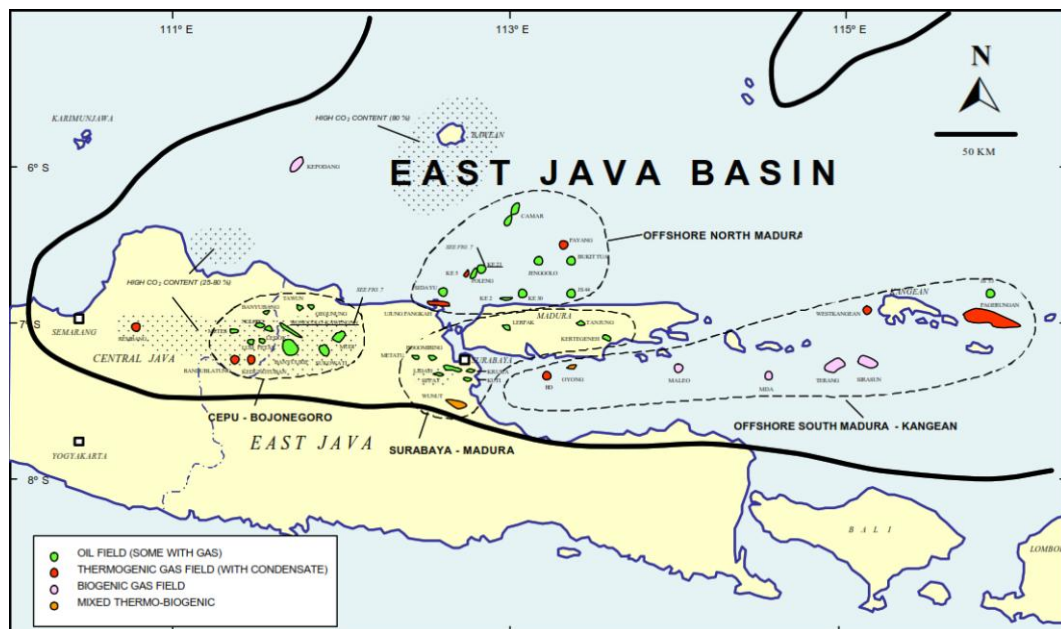
Fase *Post-Rift* terjadi selama periode Oligosen Awal hingga Miosen Awal. Periode ini sangat dipengaruhi oleh adanya aktivitas subduksi (penunjaman lempeng) yang berada di selatan Pulau Jawa, dengan arah pergerakan yang memanjang dari barat ke timur. Pada fase ini, terjadi perlambatan subduksi yang menyebabkan zona subduksi bergerak mundur ke arah selatan. Gerakan ini mengakibatkan penipisan kerak pada Blok Selat Madura. Penipisan kerak ini pada gilirannya menyebabkan terjadinya *subsidence*

(penurunan) yang memicu dimulainya proses sedimentasi. Formasi Kujung merupakan salah satu formasi yang diendapkan pada periode ini dengan lingkungan pengendapan laut.

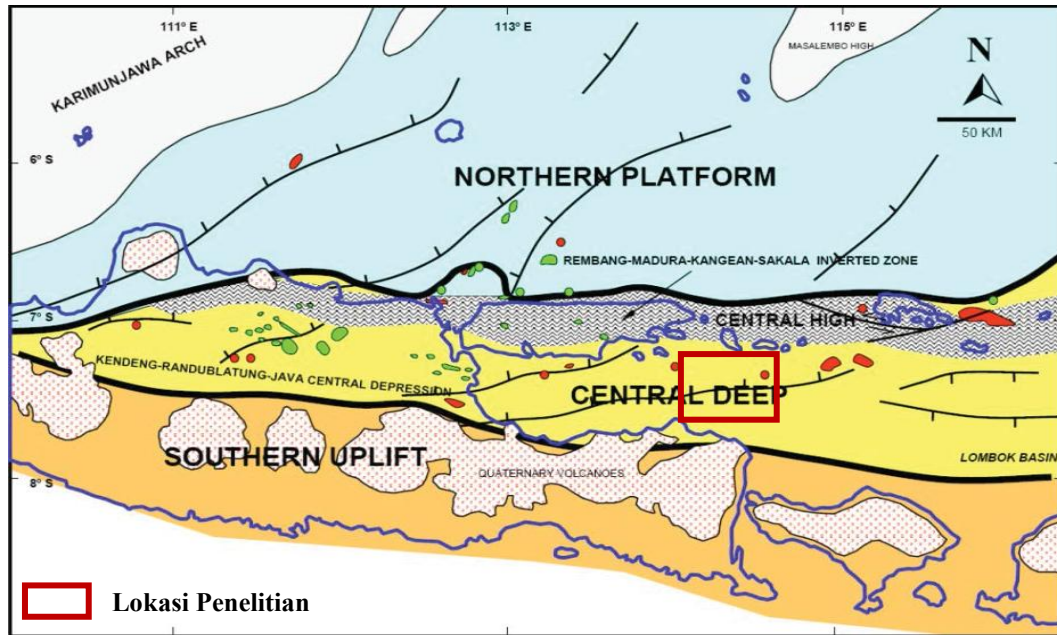
3. Periode Inversi

Blok Selat Madura telah mengalami inversi tektonik sejak periode Miosen Awal hingga saat ini. Proses inversi ini merupakan akibat dari aktivitas subduksi (penunjaman lempeng) yang memanjang dari barat ke timur di bagian selatan Pulau Jawa. Aktivitas tektonik selama fase inversi menyebabkan terbentuknya tinggian-tinggian baru yang diakibatkan oleh sesar naik (*thrust faults*) dan antiklin. Tinggian-tinggian ini kemudian mengalami vulkanisme dan erosi, dan material hasil erosi inilah yang menjadi sumber sedimentasi. Sedimentasi pada periode ini terjadi dalam lingkungan laut hingga transisi. Formasi-formasi yang terbentuk selama periode inversi ini adalah formasi yang berumur lebih muda dari Formasi Kujung, seperti Formasi Cepu, Tuban, Wonocolo, dan Lidah.

2.5 Tektonik Regional Cekungan Jawa Timur



Gambar 4. Lokasi lapangan minyak dan gas di Cekungan Jawa Timur (Bianchi dkk, 2014).



Gambar 5. Pembagian Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan tektonik struktur (Satyana dkk, 2004)

Evolusi pergerakan tektonik pada Cekungan Busur Belakang Jawa Timur sangat terkait dengan aktivitas subduksi Lempeng Australia di bawah Lempeng Benua Asia, yang memicu pembentukan busur magmatik (Hamilton, 1979). Keselarasan antara jalur subduksi dan jalur magma ini menghasilkan pola struktur geologi yang searah (Lemigas, 2003). Cekungan ini dicirikan oleh dua pola arah struktur utama yaitu barat daya–timur laut dan barat–timur yang timbul akibat perubahan posisi dan arah jalur penunjaman (Pulunggono & Martodjojo, 1994; Manur & Barraclough, 1994; Yulihanto dkk, 1995). Pola barat daya–timur laut diyakini merupakan warisan subduksi Kapur yang membentuk jalur magmatis di Pegunungan Meratus, Karangsembung, dan Ciletuh (Lemigas, 2003 dalam Putra, 2007). Sementara itu, pola barat–timur adalah struktur batuan dasar mikrokontinen yang mengalami reaktivasi menjadi sesar geser sepanjang Sesar Sakala (Sribudiyani dkk., 2003). Sesar Sakala ini terhubung ke barat melalui Kangean, Madura, hingga Rembang, membentuk jalur sesar geser menganan (sinistral) besar yang dikenal sebagai RMKS (Rembang–Madura–Kangean–Sakala) *Fault Zone*, yang aktif selama Miosen Awal bagian atas hingga Miosen (Satyana dkk., 2004).

Di bagian timur Laut Jawa, terdapat sejumlah struktur tinggian yang berorientasi timur laut–barat daya. Pola struktural ini diduga merupakan kelanjutan dari sistem penunjaman lama (*ancient subduction system*), sesuai dengan teori yang diajukan oleh Hamilton (1979). Struktur ini memanjang hingga ke Kalimantan Selatan, di mana batuan ultrabasa terserpentinisasi tersingkap di Pegunungan Meratus. Sementara itu, di Jawa Timur, salah satu fitur geologi yang menonjol adalah setengah graben (*half graben*) yang membentang dari barat ke timur di tengah pulau. Struktur ini sejajar dengan batas lempeng yang ada saat ini, meskipun kini sebagian besar telah tertutup oleh endapan gunung api Kuartar. Secara keseluruhan, struktur-struktur ini terbentuk melalui sejarah tektonik yang kompleks akibat interaksi dinamis antara Lempeng Eurasia dan Lempeng Indo–Australia (Brandsen dan Matthews, 1992). Menurut pembagian struktural Cekungan Jawa Timur (Satyana, 2004) wilayah ini dapat diklasifikasikan menjadi tiga provinsi struktur dari utara ke selatan seperti pada Gambar 4, yaitu:

1. Paparan Utar

Wilayah ini mencakup Busur Bawean, Paparan Madura Utara, dan Paparan Kangean Utara. Secara umum, zona paparan ini dicirikan sebagai blok-blok dangkal yang hanya mengalami deformasi tektonik yang relatif kecil. Karena kondisi tektonik yang stabil ini, wilayah tersebut menjadi lokasi yang ideal bagi perkembangan endapan karbonat pada beberapa interval geologi.

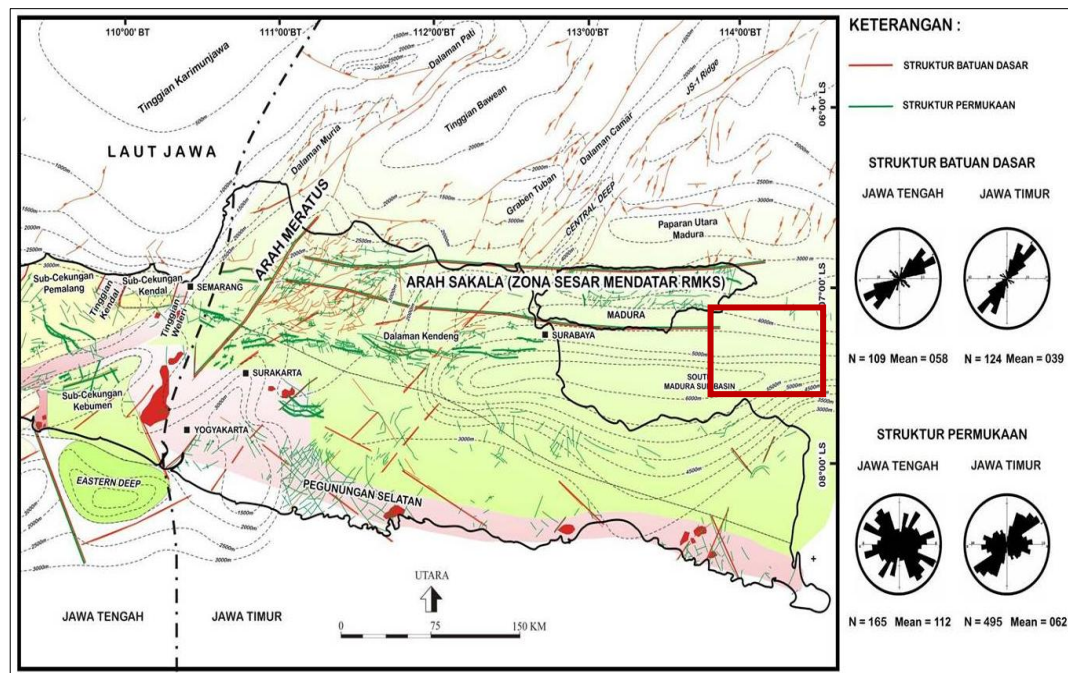
2. Tinggian Sentral

Wilayah ini terletak di bagian tengah cekungan, meliputi Jawa Timur Utara Laut (Kujung), Madura, Kangean, hingga Tinggian Lombok. Secara struktural, daerah ini merupakan zona terangkat yang terbentuk akibat kombinasi aktivitas: ekstensi (peregangan) pada Eosen–Oligosen Akhir, diikuti oleh proses pembalikan struktur (*structural inversion*) yang berlangsung dari Miosen hingga Resen. Tinggian ini merupakan kesinambungan dari Tinggian Kujung dan Tinggian Madura–Kangean ke arah timur. Pada akhir Eosen, sebagian besar wilayah mengalami penurunan (*subsidence*), namun puncak-puncak tinggian tetap berada di atas dan menjadi lokasi yang ideal bagi perkembangan fasies karbonat.

3. Cekungan Selatan

Mandala Selatan wilayah ini mencakup Zona Rembang–Selat Madura dan Sub-Cekungan Lombok. Perkembangan struktur di Mandala Selatan sangat dipengaruhi oleh sistem sesar mendatar (*strike-slip*) yang terkait dengan pengangkatan blok Kujung–Madura–Kangean ke arah utara. Sementara blok-blok ini terangkat, bagian selatannya tetap berada dalam lingkungan batial (laut dalam). Evolusi tektonik Mandala Selatan diawali dengan fase ekstensional (peregangan) pada Eosen–Oligosen Akhir, yang kemudian dilanjutkan dengan fase kompresi (penekanan) dari Miosen Awal hingga saat ini (Resen). Fase kompresi ini menghasilkan struktur terbalik (*inverted structures*) dan menciptakan perangkap hidrokarbon yang efektif. Zona Rembang yang menjadi bagian dari mandala ini juga diketahui menerus hingga ke wilayah lepas pantai.

2.6 Pola Arah Struktur Cekungan Jawa Timur



Gambar 6. Pola struktur Cekungan Jawa Timur (Sribudiyani dkk, 2003)

Berdasarkan penelitian Sribudiyani dkk. (2003) pada Gambar 6, Cekungan Jawa Timur Utara dicirikan oleh keberadaan dua arah struktur geologi yang dominan. Pola struktur yang pertama berarah timur laut–barat daya, dikenal sebagai Pola

Meratus, yang dicirikan oleh dominasi sesar normal (*normal faults*). Pola struktur kedua berarah barat–timur, yang didominasi oleh kombinasi struktur antiklin dan sesar geser (*strike-slip faults*). Sesar geser utama yang mengendalikan pola barat–timur ini dikenal dengan nama Sesar Sakala atau disebut juga Sesar RMKS (Rembang–Madura–Kangean–Sakala).

Sesar Meratus terbentuk akibat adanya subduksi Lempeng Mikro Laut Jawa Timur di bawah Lempeng Eurasia. Sementara itu, Sesar Geser RMKS (Rembang–Madura–Kangean–Sakala) pada awalnya merupakan sesar normal yang kemudian mengalami inversi (pembalikan) pada Miosen Awal, sedangkan struktur antiklin berarah barat–timur terbentuk lebih akhir pada periode Plio-Plistosen karena subduksi di selatan Pulau Jawa. Berdasarkan struktur-struktur ini, Satyana dkk. (2004) membagi Cekungan Jawa Timur menjadi tiga zona utama: Zona Paparan Utara, yang didominasi oleh Sesar Meratus yang membentuk half-graben; Zona Tinggian Tengah, dicirikan oleh antiklin yang membentang dari Kujung hingga Lombok; dan Zona Dalaman Tengah, yang dicirikan oleh keberadaan Sesar Geser RMKS, sesar naik, dan antiklin yang membentang dari Kendeng hingga Selat Madura.

2.7 Penelitian Terdahulu

Tabel 1. Penelitian terdahulu

Judul Penelitian			Tahun	Studi Kasus
A	Fully Integrated Approach	Through Petrophysical Analysis, Hydraulic Flow Units and Seismic Inversion to Map Good Quality Flow Unit of Globigerina Limestone Gas Reservoir in C Field, Madura Straits.	Himawan dkk., (2019)	Penelitian ini menyoroti pentingnya integrasi analisis petrofisik, atribut seismik, dan inversi seismik untuk memetakan distribusi zona reservoir berkualitas dan heterogenitasnya secara lateral dan vertikal. Hasilnya menunjukkan bahwa pemanfaatan atribut seismik seperti <i>acoustic impedance</i> dan model inversi dapat

Judul Penelitian	Tahun	Studi Kasus
Seismic Multiattribute for Predicting Reservoir Properties: Case Study of Globigerina Limestone Reservoir, Madura Strait	Prakoso dkk., 2019	<p>meningkatkan pemahaman karakteristik reservoir, khususnya dalam menentukan zona <i>flow</i> unit yang optimal dan mengurangi ketidakpastian dalam pengembangan reservoir.</p> <p>Penelitian ini menekankan penggunaan analisis multiatribut seismik, khususnya regresi linier, untuk memprediksi sifat reservoir seperti porositas dan kandungan shale dari data seismik. Pendekatan ini divalidasi melalui <i>cross-validation</i> dan menghasilkan prediksi yang akurat untuk reservoir karbonat Globigerina di Madura <i>Strait</i>. Hasilnya menunjukkan bahwa multiatribut seismik pada reservoir batugamping Globigerina di Selat Madura menunjukkan bahwa <i>property</i> reservoir yang diprediksi terbaik adalah porositas, baik total maupun efektif, sementara GR berada di urutan kedua.</p>
Direct Hydrocarbon Indicator (DHI) Pitfall Assessment in Prospecting Pliocene Globigerina Biogenic Gas Play in “X	Rowid kk., (2020)	<p>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</p>

Judul Penelitian	Tahun	Studi Kasus
Structure”, Madura Strait, East Java Basin		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 (fasies wackestone 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.
Formation and Evolution of the Tertiary Carbonate Reefs in the Madura Strait Basin of Indonesia	Ran Weimin dkk., (2017)	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 mound karbonat berkembang pada lingkungan laut dangkal dan dikontrol oleh struktur tektonik,

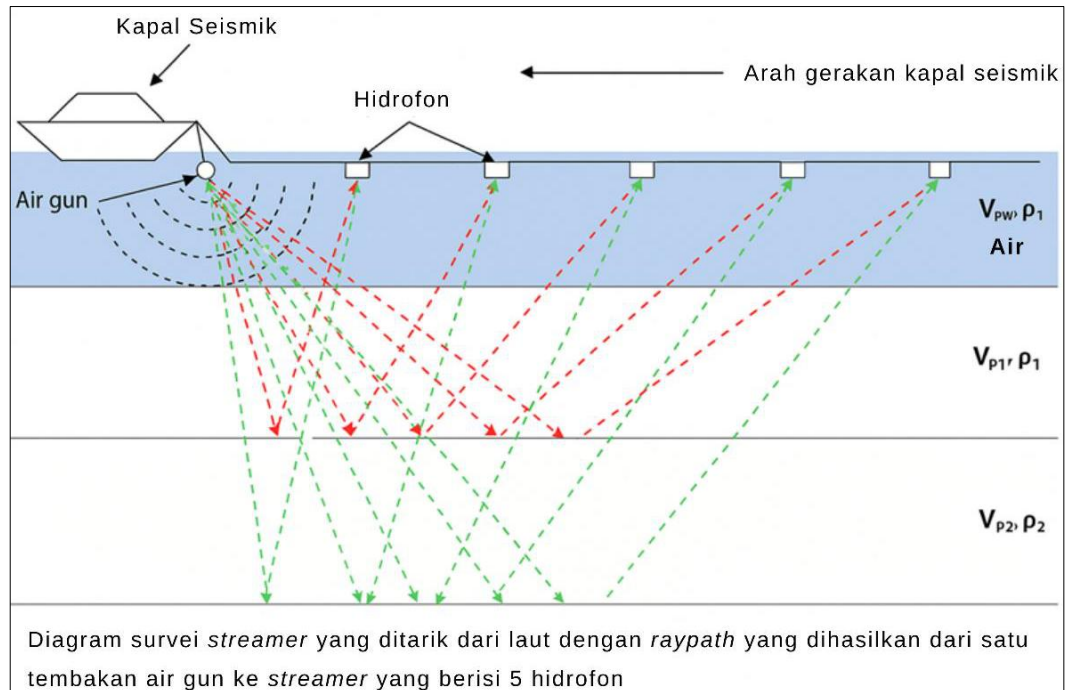
Judul Penelitian	Tahun	Studi Kasus
		khususnya sesar normal Paleogen dan struktur inversi Neogen. Terumbu Globigerina pada Formasi Mundu (Pliosen Awal) terbukti memiliki kualitas reservoir terbaik dengan porositas tinggi (~30%) dibandingkan karbonat Oligo-Miosen. Studi ini memberikan pemahaman geologi yang penting untuk mengenali reservoir gas biogenik pada interval karbonat dangkal di wilayah Selat Madura.

III. TEORI DASAR

3.1 Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah teknik geofisika utama yang digunakan dalam eksplorasi sumber daya alam, khususnya pencarian hidrokarbon. Teknik ini beroperasi berdasarkan prinsip pemanfaatan gelombang elastis sebagai alat interpretasi. Gelombang dihasilkan oleh sumber energi, merambat melalui lapisan batuan, dan akan dipantulkan (direfleksikan) kembali ketika mencapai batas antar lapisan batuan dilihat pada Gambar 7. Gelombang pantul yang kembali kemudian ditangkap oleh alat penerima, dan responsnya memberikan informasi tentang karakteristik litologi bawah permukaan. Data yang terekam dikonversi menjadi waktu tempuh rambat gelombang (*travel time*), yang mencerminkan kecepatan gelombang di setiap lapisan, dengan parameter penting yang diukur meliputi amplitudo, frekuensi, dan variasi fase (Samantaray & Gupta, 2008; Alsadi, 2017).

Tujuan dari setiap kegiatan pengukuran seismik adalah untuk memperoleh data rekaman dengan kualitas optimal. Kualitas rekaman ini dinilai berdasarkan dua indikator utama (Telford dkk., 1990): pertama, rasio sinyal terhadap *noise* (S/N), yaitu perbandingan antara sinyal pantulan (refleksi) yang berhasil dideteksi dengan sinyal *noise* yang menyertainya. Kedua, keakuratan pengukuran waktu tempuh (*travel time*), yang mengacu pada ketepatan waktu yang diperlukan gelombang seismik untuk merambat melalui lapisan batuan. 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).



Gambar 7. Ilustrasi akuisisi data seismik refleksi di lautan (Henriksen, 2020)

3.2 Prinsip Dasar Gelombang Seismik

3.3.1 Hukum Snellius

Hukum *Snellius* mengatur hubungan antara sudut datang dan sudut bias (refraksi) dari muka gelombang saat melintasi batas antara dua medium isotropik dengan sifat fisik berbeda (seperti perbedaan densitas dan kecepatan rambat gelombang). Dalam geofisika, hukum ini diterapkan ketika Gelombang P (Primer) menumbuk bidang batas antara dua lapisan batuan yang berbeda; sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan kembali ke medium asal, sementara sisa energi lainnya akan dibiaskan (refraksi) dan terus merambat ke medium kedua (Hutabarat, 2009). Pada hukum *Snellius* secara matematis dapat dilihat pada Persamaan 1 dan pada ilustrasi Gambar 8 berikut;

$$\frac{\sin \theta_1}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_1'}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{v_{p2}} = \frac{\sin \varphi_1}{v_{s1}} = \frac{\sin \varphi_2}{v_{s2}} \quad (1)$$

Keterangan,

$\sin \theta_1$: Sudut datang gelombang P

$\sin \theta_1'$: Sudut pantul gelombang P

$\sin \theta_2$: Sudut bias gelombang P

$\sin \varphi_1$: Sudut pantul gelombang S

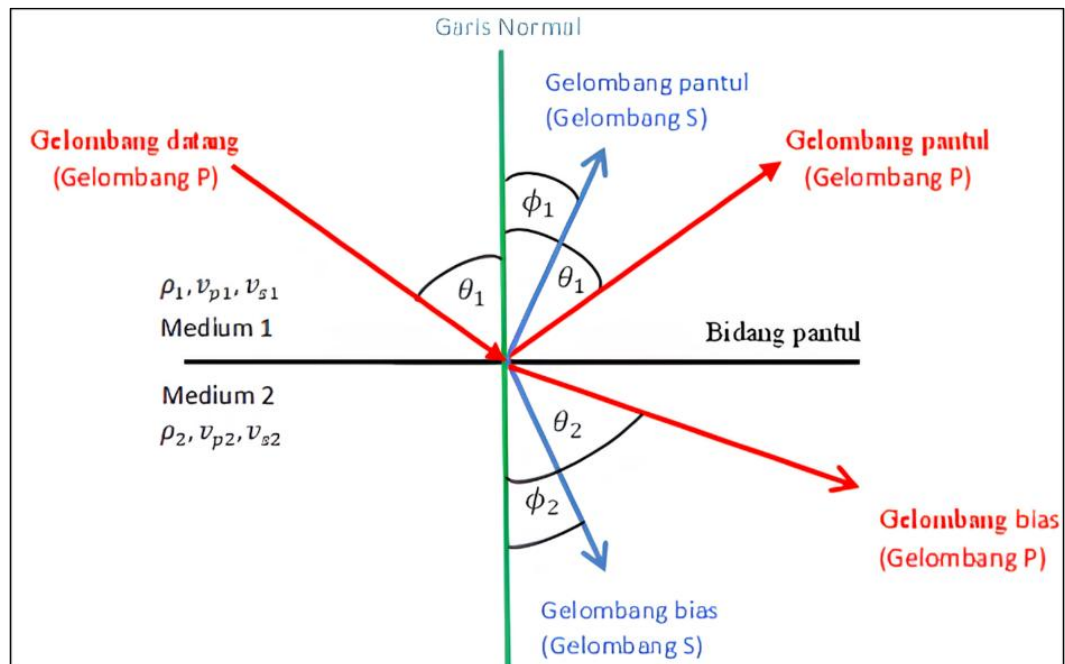
$\sin \varphi_1$: Sudut bias gelombang S

v_{p1} : Kecepatan gelombang P pada medium pertama

v_{p2} : Kecepatan gelombang P pada medium kedua

v_{s1} : Kecepatan gelombang S pada medium pertama

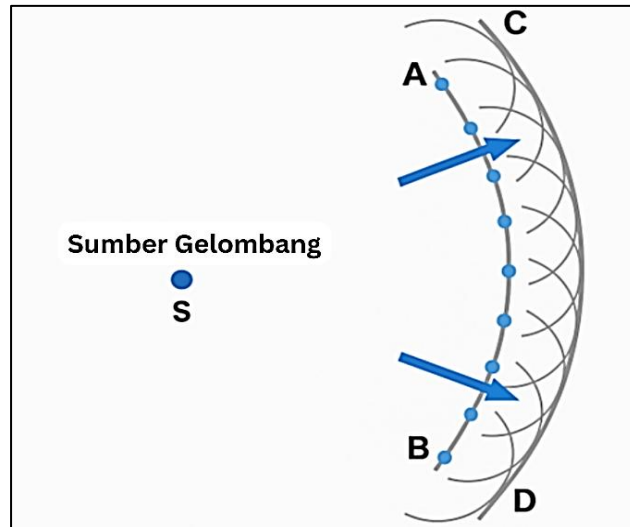
v_{s2} : Kecepatan gelombang S pada medium kedua



Gambar 8. Hukum Snellius (Sheriff & Geldart, 1995)

3.3.2 Prinsip Huygens

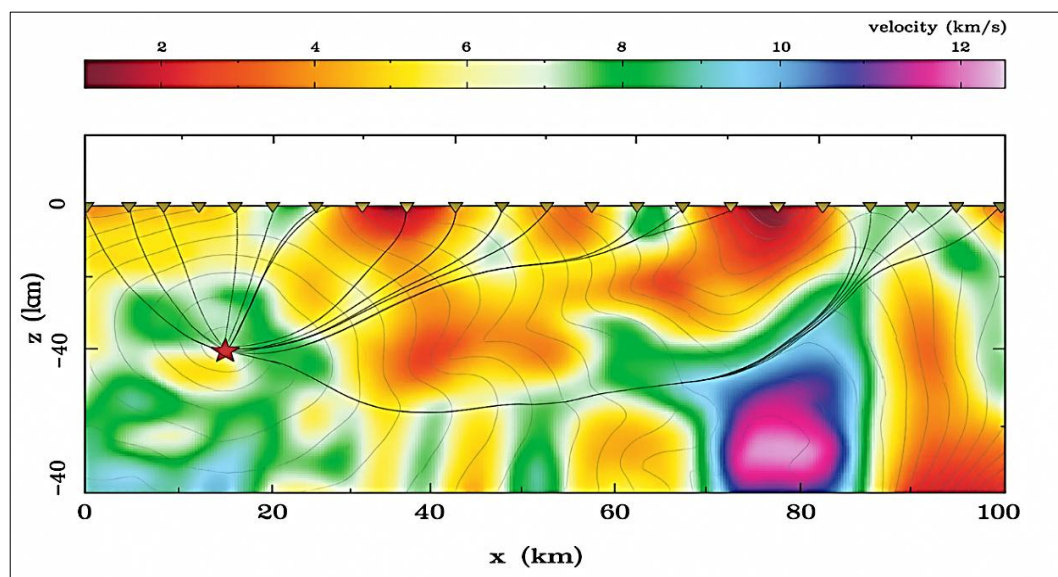
Prinsip *Huygens* pada Gambar 9 adalah pendekatan mendasar yang digunakan untuk menjelaskan mekanisme perambatan gelombang seismik di bawah permukaan bumi. Prinsip ini menyatakan bahwa setiap titik yang berada pada muka gelombang yang sedang bergerak berfungsi sebagai sumber gelombang sekunder (atau gelombang baru). Gelombang-gelombang sekunder yang dihasilkan dari titik-titik ini kemudian akan saling berinterferensi untuk membentuk muka gelombang selanjutnya. Selain menjelaskan pembentukan muka gelombang baru, prinsip ini juga menjelaskan fenomena penurunan atau kehilangan energi pulsa seismik seiring dengan semakin bertambahnya kedalaman perambatan di dalam bumi.



Gambar 9. Prinsip *Huygens* (Asparini, 2011)

3.3.1 Prinsip *Fermat*

Prinsip *Fermat* adalah konsep fundamental yang menyatakan bahwa gelombang yang bergerak di antara dua titik tertentu akan selalu memilih lintasan yang memungkinkan gelombang mencapai tujuannya dalam waktu tempuh minimum (tercepat) dapat diilustrasikan pada Gambar 10. Prinsip ini sangat berguna dalam geofisika seismik karena membantu menentukan jalur perambatan gelombang seismik yang paling efisien, memastikan waktu tempuh totalnya menjadi yang paling singkat (Jamady, 2011).



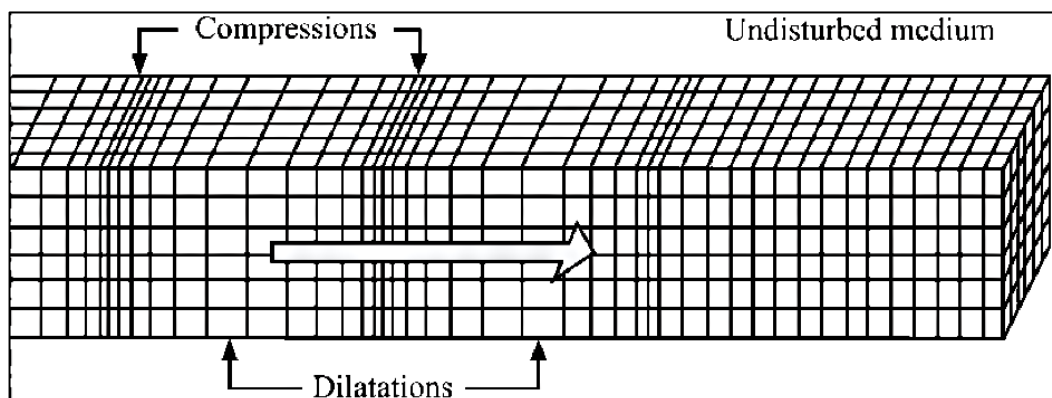
Gambar 10. Asas *Fermat* (Rawlinson & Sambridge, 2003)

3.3 Gelombang Seismik

Gelombang seismik diklasifikasikan menjadi dua kategori utama berdasarkan jalur perambatannya: gelombang badan (*body wave*), yang merambat melalui interior bumi, dan gelombang permukaan (*surface wave*), yang menjalar di sepanjang permukaan bumi. Gelombang badan dibagi lagi menjadi dua jenis berdasarkan orientasi getaran relatif terhadap arah rambat gelombang (Telford dkk., 1990). Jenis pertama adalah gelombang primer (*P-wave*), yang memiliki sifat longitudinal (arah getaran sejajar dengan arah rambat), dan jenis kedua adalah gelombang sekunder (*S-wave*), yang bersifat transversal (arah getaran tegak lurus terhadap arah rambat). Sementara itu, gelombang permukaan terdiri dari dua yaitu gelombang *rayleigh* dan gelombang *love*.

3.1.1 Gelombang Badan

Gelombang Badan (*Body Wave*) adalah jenis gelombang seismik yang menjalar ke segala arah melalui interior bumi dan dikenal memiliki kecepatan propagasi tertinggi serta frekuensi yang relatif tinggi dalam suatu medium. Berdasarkan hubungan antara arah rambat dan pergerakan partikel medium, Gelombang Badan diklasifikasikan menjadi dua, yaitu gelombang P (Primer) dan gelombang S (Sekunder). Gelombang P memiliki kecepatan rambat tercepat di antara semua gelombang seismik seperti pada Gambar 11, memungkinkannya bergerak melalui semua jenis medium, termasuk padatan, cairan, dan gas. Kecepatan perambatan Gelombang P (V_p) dihitung menggunakan Persamaan 2.



Gambar 11. Penjalaran dari gelombang P (Elnashai & Sarno, 2008)

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

Keterangan,

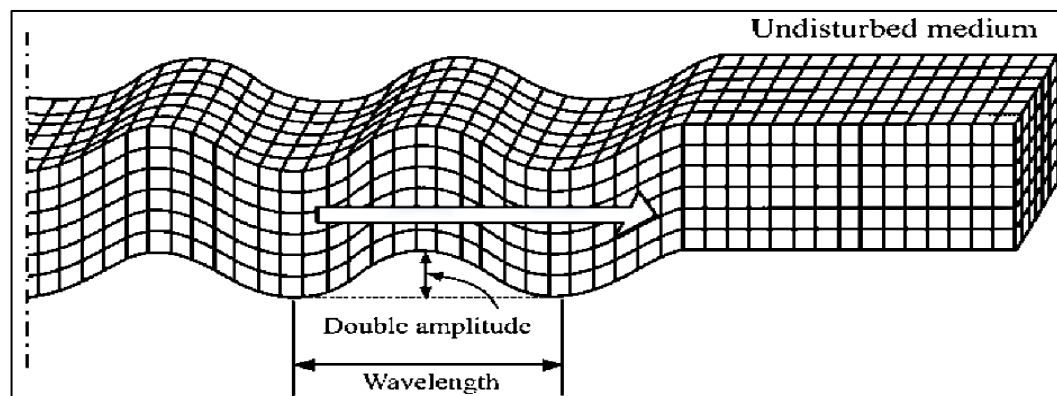
V_p : Kecepatan gelombang P (m/s)

λ : Konstanta lame (N/m²)

μ : Rigiditas (N/m²)

ρ : Densitas (g/cc)

Gelombang S (*S-wave*), yang juga dikenal sebagai gelombang geser atau gelombang transversal, ditandai oleh gerak partikel medium yang arahnya tegak lurus terhadap arah perambatan gelombang seperti pada Gambar 12. Karakteristik perambatan geser ini menyebabkan kecepatan perambatan gelombang S selalu lebih rendah dibandingkan dengan gelombang P (*P-wave*). Gelombang S hanya dapat merambat melalui medium padat, seperti lapisan batuan, karena medium fluida tidak memiliki sifat elastisitas yang cukup untuk memungkinkan pemulihan bentuk setelah deformasi. Kecepatan perambatan gelombang S (V_s) dapat dinyatakan dalam bentuk Persamaan 3 berikut;



Gambar 12. Penjalaran gelombang S (Elnashai & Sarno, 2008)

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3)$$

Keterangan,

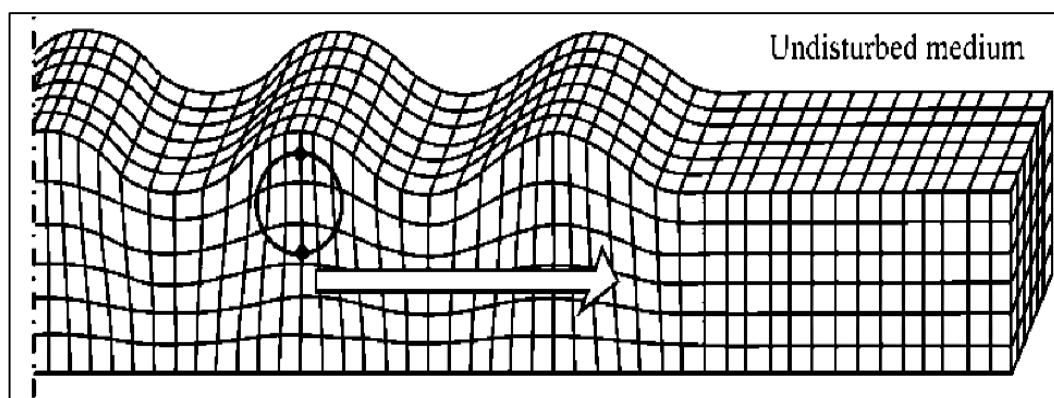
V_s : Kecepatan gelombang S (m/s)

μ : Rigiditas (N/m²)

ρ : Densitas (g/cc)

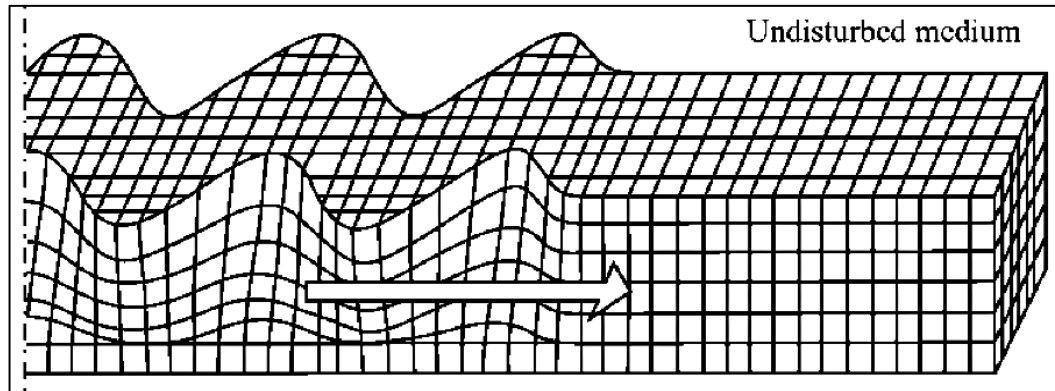
3.1.2 Gelombang Permukaan

Gelombang Permukaan (*Surface Wave*) adalah jenis gelombang seismik yang hanya merambat di sepanjang batas permukaan bumi. Ciri khas gelombang ini adalah memiliki amplitudo yang relatif lebih besar dan frekuensi yang lebih rendah dibandingkan dengan gelombang badan (*body waves*). Gelombang permukaan diklasifikasikan menjadi dua tipe utama, yaitu gelombang *Love* dan gelombang *Rayleigh*. Gelombang *Rayleigh* pada Gambar 13 memiliki gerakan partikel yang berbentuk *elips* atau berotasi pada bidang vertikal yang tegak lurus terhadap arah rambat, namun secara keseluruhan menjalar secara horizontal. Energi gelombang *Rayleigh* terkonsentrasi di permukaan dan amplitudonya akan berkurang drastis seiring bertambahnya kedalaman (Rosyidi dkk., 2013).



Gambar 13. Penjalaran gelombang *Rayleigh* (Elnashai & Sarno, 2008)

Gelombang *Love* adalah jenis gelombang permukaan yang memiliki karakteristik perambatan yang terbatas hanya pada lapisan paling dangkal dari medium bumi. Gelombang ini memiliki kecepatan perambatan yang relatif lebih rendah dibandingkan dengan kedua gelombang badan, baik gelombang Primer (P) maupun gelombang Sekunder (S). Gerakan partikel pada Gambar 14 gelombang *love* bersifat horizontal dan tegak lurus terhadap arah rambatan gelombang, sehingga mencerminkan sifat gelombang transversal pada permukaan.

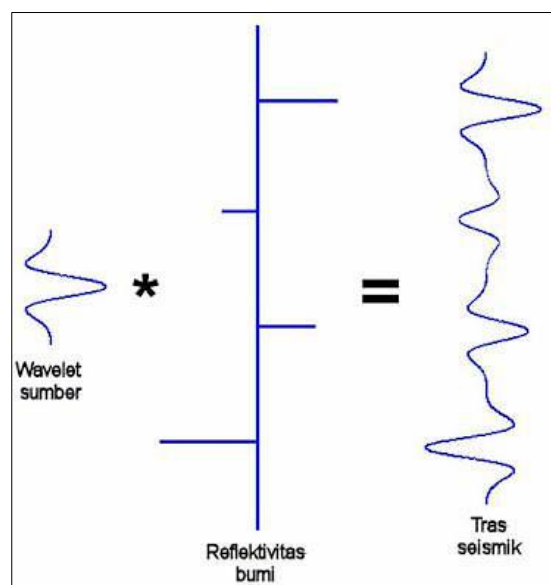


Gambar 14. Penjalaran gelombang *Love* (Elnashai & Sarno, 2008)

3.4 Komponen Seismik Refleksi

3.4.1 *Trace* Seismik

Jejak Seismik (*Seismic Trace*) pada Gambar 15 adalah data spesifik yang dicatat oleh satu alat penerima (*geophone*) di lapangan. Data ini secara mendasar merekam respons gelombang elastik terhadap perbedaan sifat fisik antar lapisan batuan, khususnya kontras *acoustic impedance*, yang dikenal sebagai reflektivitas. Dengan kata lain, jejak seismik mencatat pantulan gelombang saat melewati batas lapisan yang berbeda. Secara matematis, jejak seismik direpresentasikan sebagai operasi konvolusi antara bentuk gelombang sumber (*source wavelet*) yang ditembakkan dengan karakteristik reflektivitas dari lapisan-lapisan bumi.



Gambar 15. Konvolusi seismik dan reflektivitas bumi menghasilkan *trace seismic* (Abdullah, 2007)

$$S(t) = w(t)r(t) + n(t) \quad (4)$$

Keterangan,

$S(t)$: *Trace seismic*

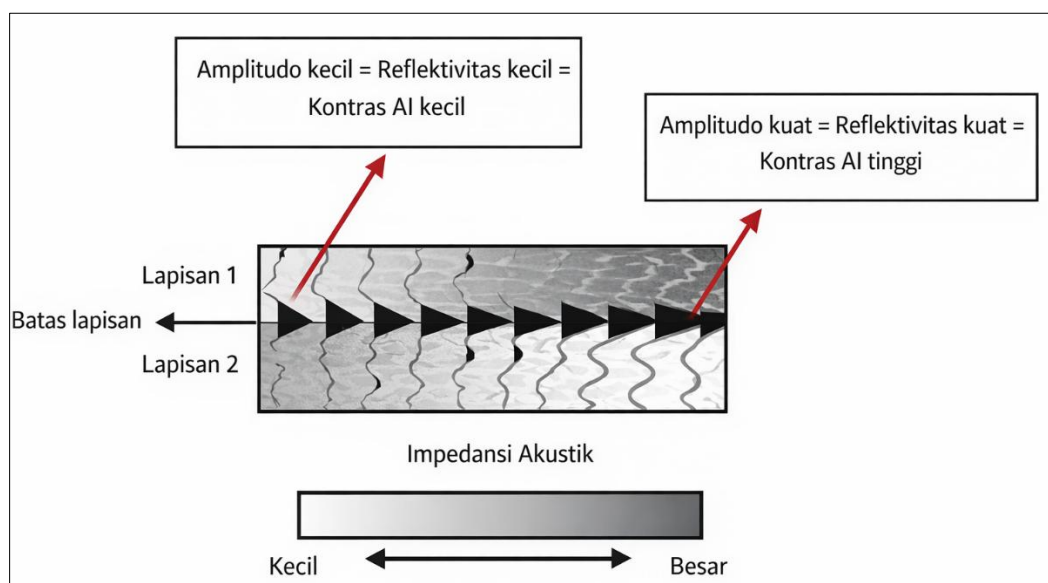
$w(t)$: *Wavelet seismic*

$r(t)$: Reflektivitas bumi

$n(t)$: *Noise*

3.4.2 *Acoustic Impedance (AI)*

Acoustic Impedance (AI) merupakan parameter fisik batuan yang diperoleh dari hasil perkalian antara densitas batuan dan kecepatan rambat gelombang didalamnya. Nilai AI ini merupakan sifat fisis yang penting karena dipengaruhi oleh berbagai faktor geologis dan reservoir, seperti jenis litologi (misalnya, batupasir vs. serpih), tingkat porositas, kandungan fluida (minyak, gas, atau air), kedalaman, tekanan, serta temperatur formasi. Gambar 16 AI berperan penting sebagai indikator untuk mengidentifikasi litologi, tingkat kekerasan batuan, serta karakteristik reservoir.



Gambar 16. Korelasi antara amplitudo, reflektivitas, dan kontras AI (Sukmono, 2000)

Acoustic Impedance (AI) dinyatakan sebagai hasil perkalian antara kecepatan gelombang P dan densitas medium perambatan, pada Persamaan 5 sebagai berikut;

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

Keterangan,

AI : *Acoustic Impedance* (AI) ((g/cc) (m/s))

ρ : Densitas (g/cc)

V : Kecepatan gelombang (m/s)

Nilai *acoustic impedance* suatu batuan berbanding lurus dengan kekerasan (*stiffness*) dan tingkat kesulitannya untuk dikompresi. Sebagai contoh, batuan yang keras seperti granit memiliki nilai AI yang tinggi, sementara batuan yang lunak dan mudah terkompresi, seperti lempung, akan menunjukkan nilai AI yang rendah. Konsekuensinya dalam eksplorasi, ketika suatu lapisan batuan berfungsi sebagai reservoir dan mengandung fluida seperti minyak atau gas, maka terjadi penurunan kecepatan rambat gelombang seismik dan densitas batuan tersebut. Penurunan ini secara langsung menyebabkan nilai impedansi pada zona reservoir menjadi lebih rendah dibandingkan dengan zona *non-reservoir* (Samantaray & Gupta, 2008). Tabel 2 menunjukkan nilai Tabulasi AI dari berbagai jenis batuan.

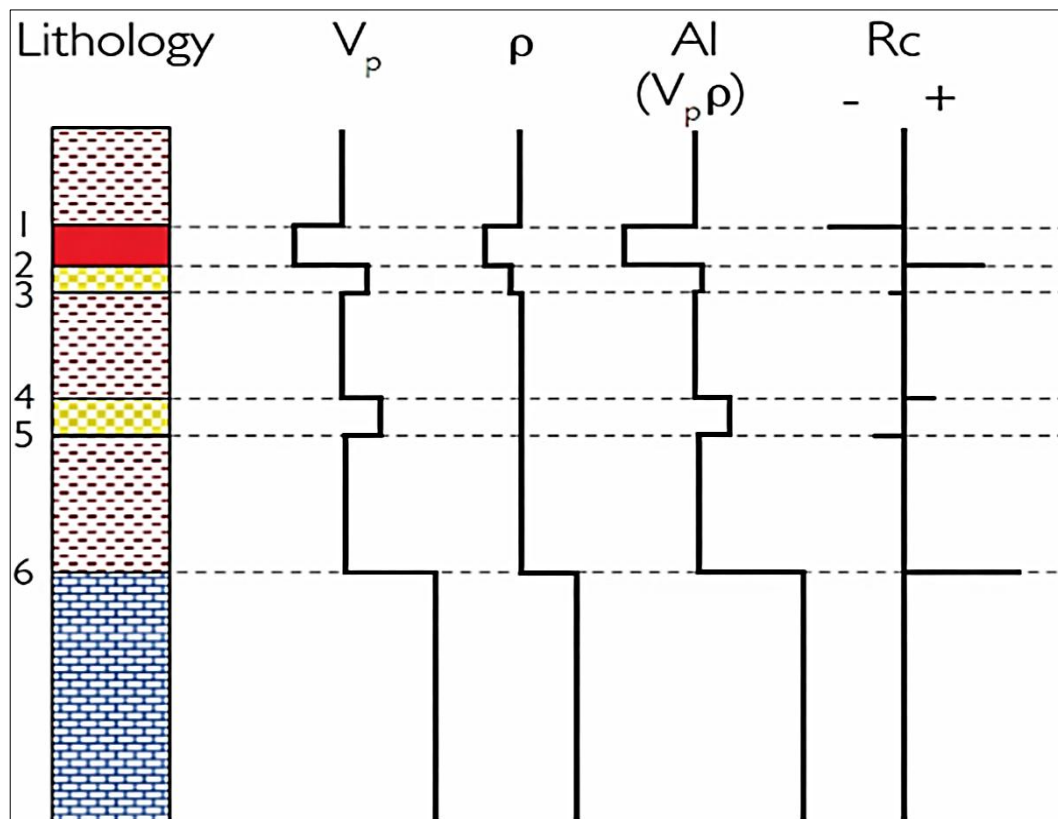
Tabel 2. Kualitas reservoir *globigerina limestone* berdasarkan sifat fisisnya, (Hilmawan, 2021)

Kualitas	Vp/Vs (m/s)	LambdaRho (Gpa_g/cc)	AI (g/cc) (m/s)
Sangat baik	1,60–2,00	2,50–5,00	2.400–3.200
Baik	1,60–2,00	3,50–12,00	2.800–5.000
Cukup buruk	1,80–3,00	5,50–30,00	3.800–5.500

3.4.3 *Reflection Coefficient* (RC)

Pada dasarnya, respons seismik dipicu oleh perubahan *Acoustic Impedance* (AI), yaitu kombinasi dari variasi kecepatan gelombang dan densitas batuan penyusun lapisan bumi dilihat Gambar 17. Respons ini didefinisikan sebagai koefisien refleksi, yang sangat penting karena nilainya secara langsung memengaruhi amplitudo gelombang seismik pantul dan menentukan polaritas (fase) gelombang yang dihasilkan (Sukmono, 1999). Koefisien refleksi sangat krusial karena memungkinkan ahli geofisika memetakan batas-batas lapisan batuan. Untuk kasus

di mana gelombang datang tegak lurus (*normal incidence*) terhadap batas lapisan, koefisien refleksi dapat dihitung menggunakan Persamaan 6.



Gambar 17. *Reflection coefficient* (Simm & Bacon, 2014)

$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (6)$$

Keterangan,

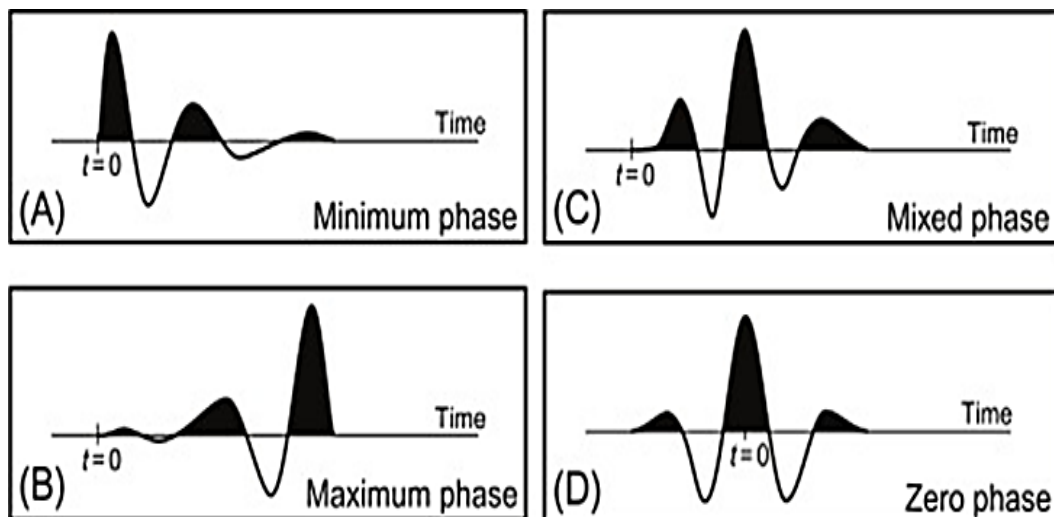
RC : *Reflection Coefficient*

AI_1 : *Acoustic Impedance* (AI) lapisan atas ((g/cc) (m/s))

AI_2 : *Acoustic Impedance* (AI) lapisan bawah ((g/cc) (m/s))

3.4.4 *Wavelet*

Wavelet didefinisikan sebagai gelombang singkat atau pulsa seismik yang dicirikan oleh amplitudo, frekuensi, dan fase tertentu. Secara praktis, *wavelet* dapat dianggap sebagai gelombang yang merepresentasikan respons satu reflektor (batas lapisan batuan) yang terekam oleh satu geofon. Berdasarkan bagaimana energinya terkonsentrasi di sepanjang pulsa, *wavelet* dapat diklasifikasikan menjadi beberapa jenis dan dapat dilihat pada Gambar 18 (Sukmono, 1999):

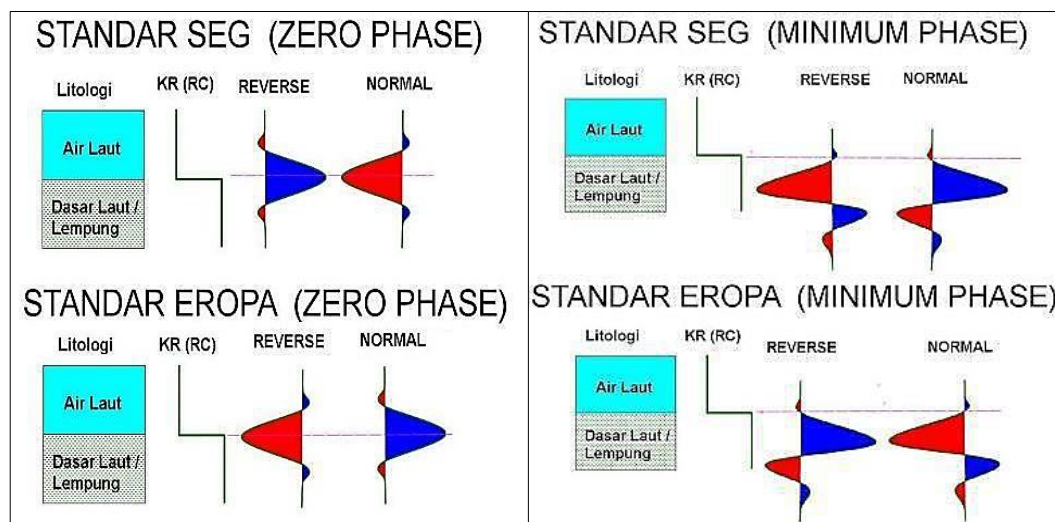


Gambar 18. Jenis-jenis *wavelet* (Karim dkk, 2016)

1. *Zero Phase* (Berfase Nol): Energi terpusat tepat pada titik nol waktu tunda. Jenis ini memberikan resolusi tertinggi dan dianggap paling unggul di antara jenis *wavelet* lain dengan spektrum amplitudo yang serupa.
2. *Maximum Phase* (Berfase Maksimum): Konsentrasi energinya terfokus pada bagian akhir dari bentuk gelombang. Ini merupakan kebalikan karakteristik dari *Minimum Phase*.
3. *Minimum Phase* (Berfase Minimum): Konsentrasi energinya terletak pada bagian awal pulsa, sedekat mungkin dengan titik nol. *Wavelet* jenis ini memiliki perubahan fase yang paling kecil di setiap frekuensi pada spektrum amplitudo yang sama.
4. *Mixed Phase* (Berfase Campuran): Energi didistribusikan secara merata sehingga tidak terkonsentrasi secara dominan baik di bagian awal maupun akhir gelombang.

3.4.5 Phase dan Polarity

Polaritas seismik merepresentasikan nilai dari koefisien refleksi yang dihasilkan oleh gelombang seismik. Klasifikasi polaritas ini dapat dibedakan ke dalam beberapa jenis seperti Gambar 19, sebagaimana ditunjukkan gambar (Brown, 2001):



Gambar 19. Standar *wavelet* berdasarkan SEG dan Eropa pada fasa zero dan minimum serta polaritas normal dan *reverse* (Sukmono, 2000)

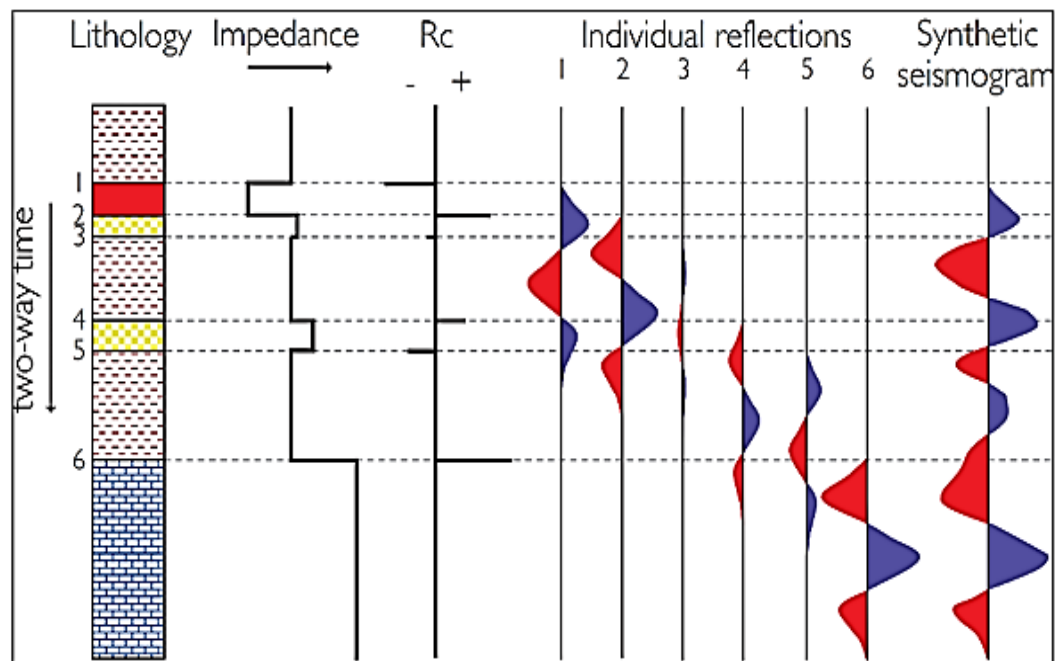
- a. Polaritas SEG menggambarkan polaritas pada *wavelet* berfase minimum, dimana polaritas negatif diasosiasikan dengan kemunculan sinyal awal (*first break*)
- b. Polaritas Amerika menunjukkan bahwa polaritas positif dipresentasikan dalam bentuk puncak (*peak*) dengan amplitudo positif, dan digunakan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

3.4.6 *Synthetic Seismogram*

Seismogram Sintetik dilihat Gambar 20 adalah rekaman seismik buatan yang dihasilkan melalui pemrosesan data *log* sumur, khususnya data kecepatan gelombang dan densitas batuan. Kedua parameter *log* ini digunakan untuk menghitung fungsi koefisien refleksi batuan, yang kemudian dioperasikan secara konvolusi dengan *wavelet* sumber yang diasumsikan. Tujuan utama dari pembuatan seismogram sintetik adalah untuk melakukan korelasi (*well tie*) antara informasi geologi yang bersifat vertikal dari data sumur (seperti litologi, umur, kedalaman, dan sifat fisik) dengan data jejak seismik (*seismic trace*) yang bersifat lateral.

Korelasi ini krusial untuk memperoleh pemahaman yang komprehensif mengenai kondisi geologi bawah permukaan.

Setiap jenis batuan memiliki nilai *acoustic impedance* yang unik, dan variasi AI inilah yang secara langsung memengaruhi respons *wavelet* sumber terhadap perubahan media. Perbedaan AI antar lapisan menghasilkan nilai koefisien refleksi yang beragam. Dalam proses pembuatan seismogram sintetik, koefisien refleksi yang dihitung dari data *log sonic* (kecepatan gelombang) dan densitas kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet*. *Wavelet* yang digunakan harus memiliki karakteristik frekuensi dan lebar pita (*bandwidth*) yang serupa dengan data penampang seismik aktual yang sedang dianalisis (Simm & Bacon, 2014).

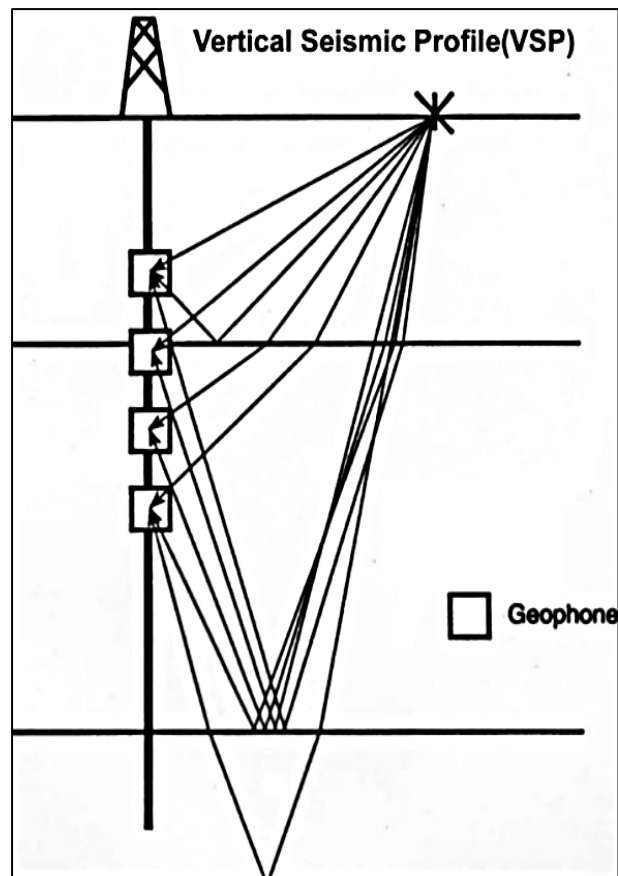


Gambar 20. *Synthetic* seismogram yang didapatkan dari proses konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* (Simm & Bacon, 2014)

3.5 Check Shot

Check shot adalah teknik akuisisi data geofisika yang bertujuan utama untuk menetapkan hubungan langsung antara waktu tempuh gelombang seismik dan kedalaman di lokasi sumur bor. Informasi ini sangat krusial untuk kalibrasi atau pengikatan (*tie*) antara data geologi sumur dengan data seismik regional. Prinsip kerjanya pada Gambar 21 mirip dengan akuisisi seismik konvensional, namun

memiliki perbedaan utama: geofon (penerima gelombang) ditempatkan di dalam lubang bor pada interval kedalaman tertentu, bukan di permukaan. Oleh karena itu, metode ini juga dikenal sebagai survei *Vertical Seismic Profiling* (VSP). Hasil survei adalah data waktu tempuh satu arah (*one way time*) yang dicatat pada berbagai kedalaman spesifik, memungkinkan penentuan hubungan waktu kedalaman yang akurat (Greenwood, 2013).



Gambar 21. Visualisasi *check shot* (Greenwood, 2013)

3.6 *Well Seismic Tie*

Well Seismic Tie adalah prosedur penting untuk menghubungkan (mengikat) data geologi sumur bor, dalam domain kedalaman, dengan data seismik yang berada dalam domain waktu (*Two Way Time* atau TWT). Data sumur yang utama digunakan dalam proses ini meliputi *log* sonik (DT), *log* densitas (RHOB), dan hasil survei *check shot*. Sebelum proses pengikatan data (*tie*) dilakukan, langkah krusial adalah melakukan koreksi pada data sumur untuk menghilangkan artefak atau

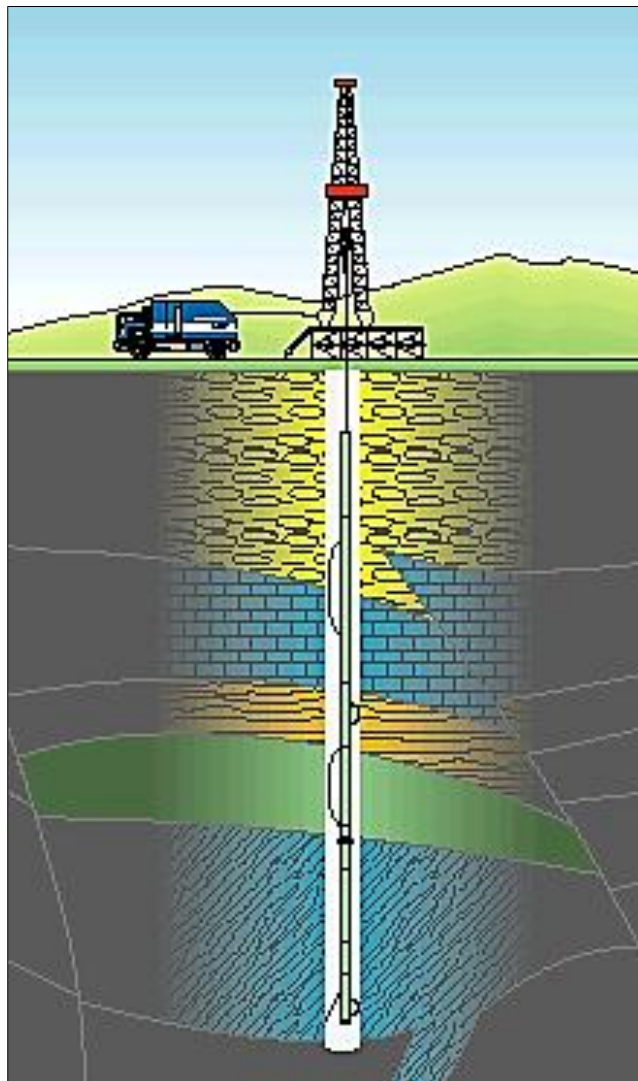
gangguan yang tidak diinginkan, seperti efek *washout zone* (pembesaran lubang bor) dan *casing shoe* (Hall dkk., 2006).

Well to Seismic Tie adalah proses mengkonversi data kedalaman sumur ke dalam domain waktu dengan memanfaatkan *log* sonik dan data *check shot* sebagai acuan utama. Prosedur ini berfokus pada penyamaan (*matching*) antara *event* reflektor seismik pada penampang seismik aktual dengan event yang ada pada seismogram sintetik. Proses penyamaan event ini sangat penting, dan sering kali melibatkan koreksi hubungan waktu-kedalaman (*time–depth*) dari data *check shot*. Tujuannya adalah untuk memastikan bahwa informasi batas lapisan batuan yang diperoleh secara akurat dari sumur dapat diposisikan dengan tepat pada data seismik.

3.7 Konsep Dasar *Well Logging*

Metode *well logging* adalah teknik geofisika esensial yang bertujuan untuk mencatat dan menggambarkan sifat serta karakteristik bawah permukaan secara kontinu di sekitar lubang sumur seperti pada Gambar 21. Secara kualitatif, data fisik yang didapatkan dari *logging* digunakan untuk mengidentifikasi litologi (jenis batuan) dan jenis fluida yang terkandung dalam formasi. Secara kuantitatif, metode ini menyediakan informasi krusial untuk evaluasi formasi, seperti nilai porositas, permeabilitas, densitas, resistivitas, dan estimasi ketebalan zona target hidrokarbon (Mauladika, 2018).

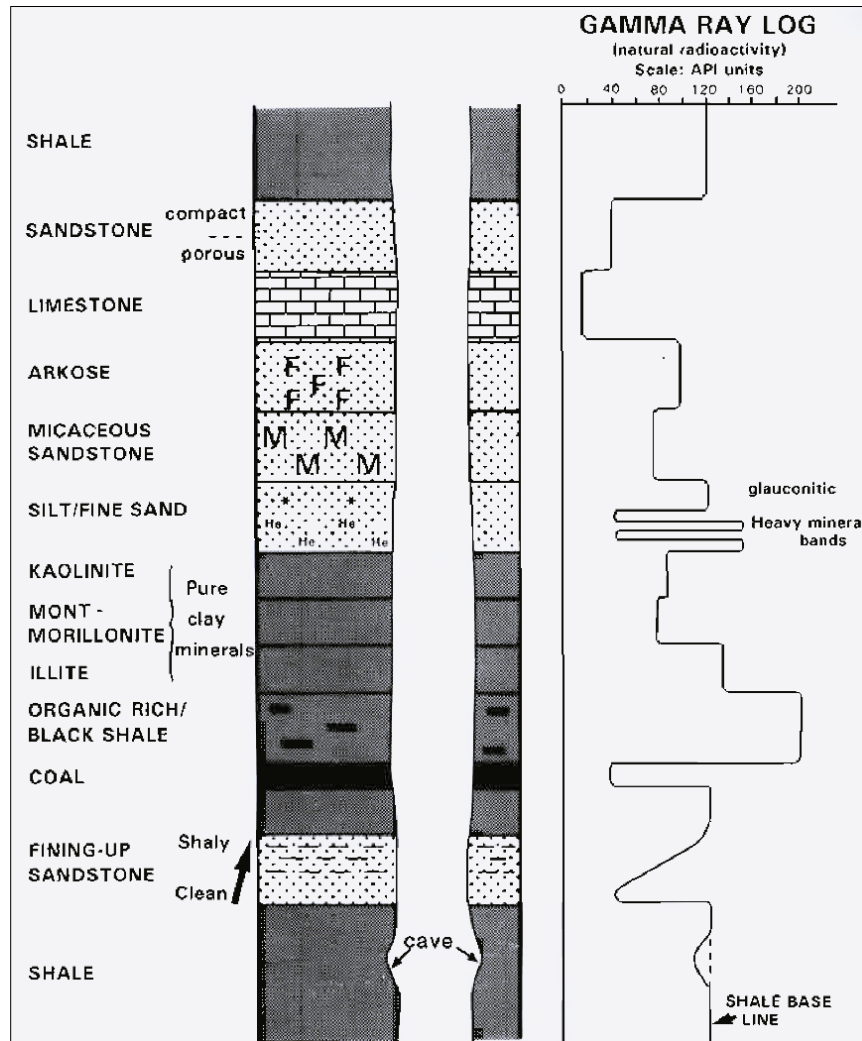
Secara garis besar, tujuan utama *well logging* adalah mengumpulkan data dasar reservoir yang esensial (litologi, porositas, resistivitas, kejenuhan hidrokarbon). Lebih lanjut, aplikasi utama dari hasil pengukuran *log* adalah untuk mengidentifikasi zona–zona potensial (menentukan zona produktif) dan memperkirakan kuantitas atau cadangan minyak dan gas bumi yang tersimpan di dalam suatu reservoir, sehingga memungkinkan penilaian potensi sumber daya hidrokarbon (Harsono, 1997).



Gambar 22. Operasi kegiatan *logging* (Harsono, 2007)

3.7.1 *Log Gamma Ray (GR)*

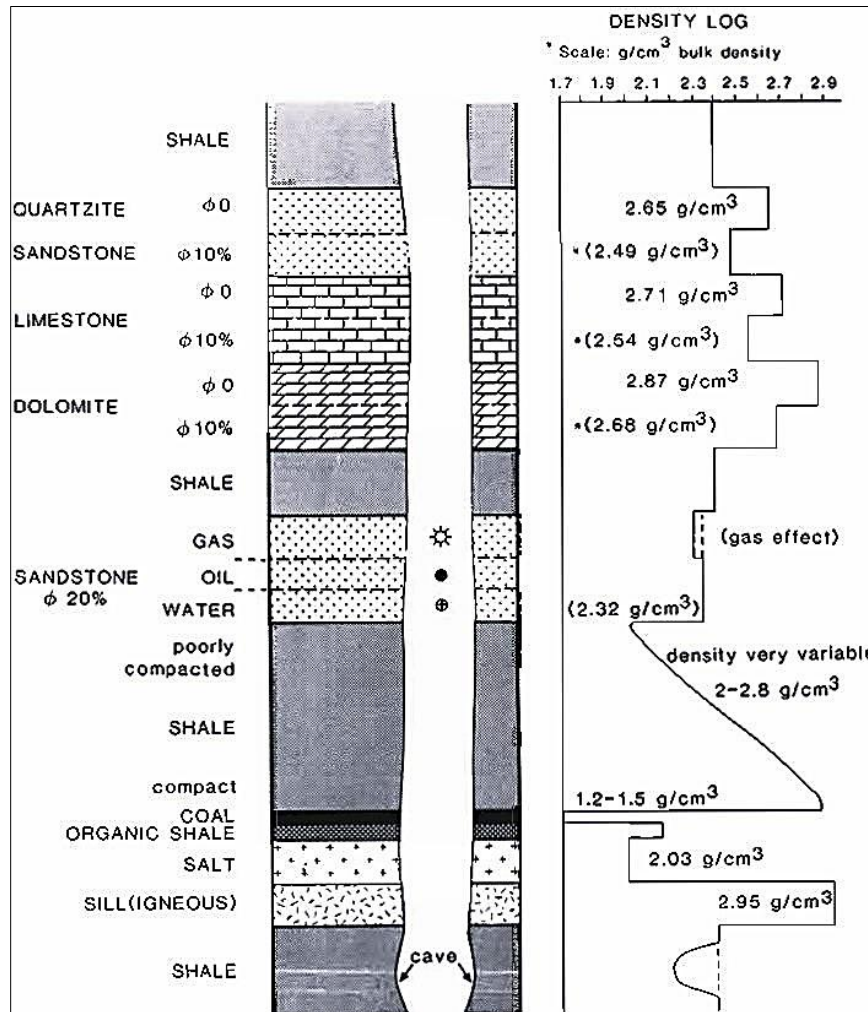
Log gamma ray (GR) pada Gambar 23 adalah alat penting dalam studi geologi sumur yang berfungsi mengukur intensitas radioaktif alami dari unsur-unsur seperti Uranium (U), Thorium (Th), dan Kalium (K) di sepanjang lubang bor (Harsono, 1997). Nilai tertinggi pada kurva GR mengindikasikan batuan yang mengandung bahan radioaktif tinggi, seperti serpih (*shale*), terutama jika kaya bahan organik dan abu vulkanik. Sebaliknya, nilai GR terendah tercatat pada batuan *non-radioaktif* atau yang kandungan radioaktifnya rendah, seperti batubara (*coal*), batupasir bersih (*clean sandstone*), batugamping (*limestone*), dolomit, anhidrit, dan halit (Plado dkk., 2016).



Gambar 23. Respon *log gamma ray* (Rider, 2002)

3.7.2 Log Density (RHOB)

Log density adalah metode *logging* yang berfungsi untuk menentukan nilai densitas total suatu formasi batuan, yang mencakup densitas matriks batuan dan densitas fluida pengisi pori-pori seperti pada Gambar 24. Prinsip pengukurannya didasarkan pada penggunaan sumber radioaktif yang memancarkan sinar gamma. Intensitas sinar gamma yang berhasil mencapai detektor pada alat *logging* akan berkurang (teredam) secara proporsional dengan peningkatan kerapatan (densitas) batuan. Dengan kata lain, semakin padat formasi batuan, maka semakin sedikit jumlah radiasi sinar *gamma* yang akan dicatat oleh detektor (Harsono, 1997).

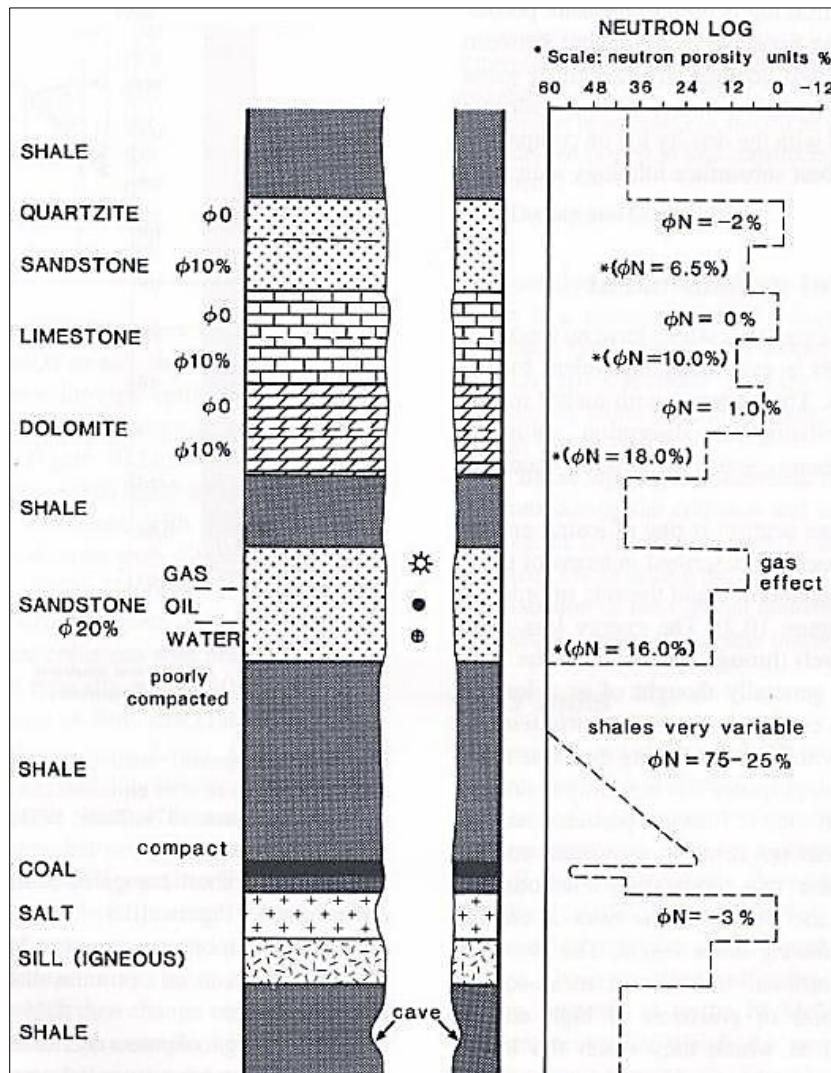


Gambar 24. Respon *log density* (Rider, 2002)

3.7.3 Log Neutron Porosity (NPHI)

Log neutron porosity (NPHI) pada Gambar 25 adalah alat ukur yang dirancang untuk mengukur porositas batuan dengan cara mengukur konsentrasi ion hidrogen di sepanjang lubang sumur. Prinsip kerjanya melibatkan penembakan neutron berenergi tinggi ke dalam formasi; jumlah energi neutron yang hilang saat kembali ke detektor berbanding lurus dengan porositas batuan. Kehilangan energi ini terjadi karena atom hidrogen, yang sebagian besar berada dalam fluida (air atau minyak) pengisi pori, bertindak sebagai penyerap energi neutron yang efektif. Penting dicatat bahwa jika pori-pori diisi oleh gas, pembacaan kurva *log* akan terlihat lebih rendah dari nilai porositas yang sebenarnya (*gas effect*), karena gas memiliki konsentrasi hidrogen yang jauh lebih rendah dibandingkan minyak atau air

(Harsono, 1997). *Log Neutron* ini umumnya digunakan bersama dengan *log* densitas untuk analisis litologi dan penghitungan porositas yang akurat.

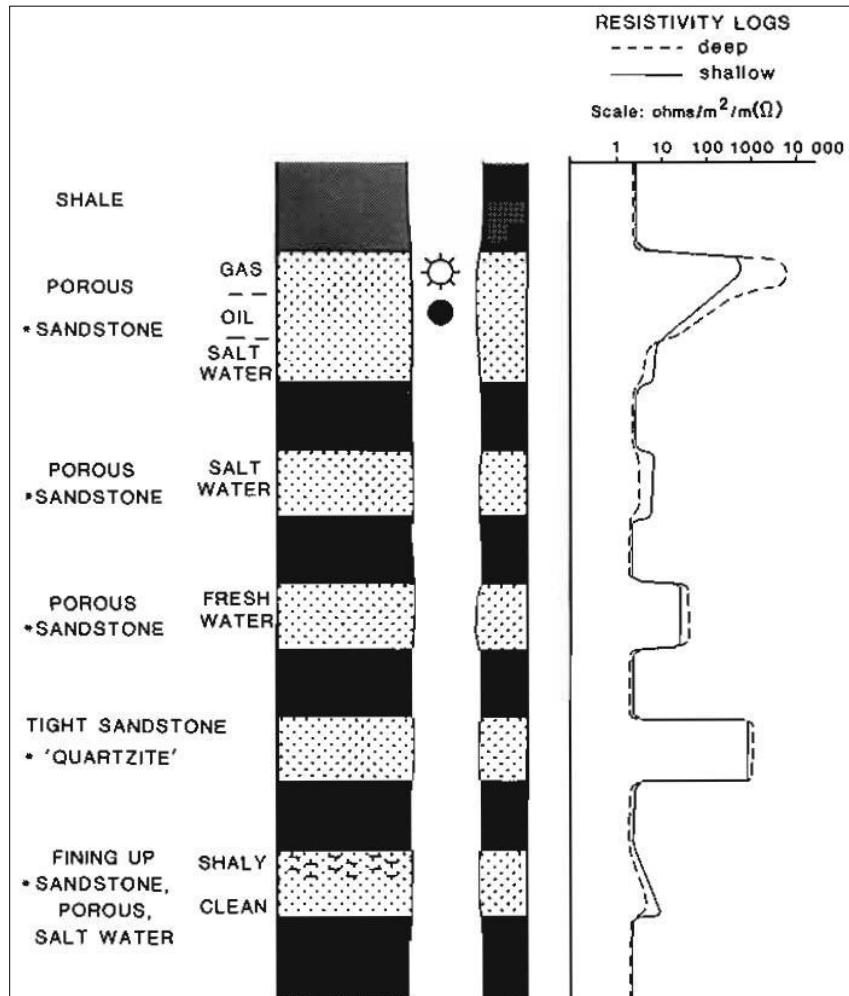


Gambar 25. Respon *log neutron* (Rider, 2002)

3.7.4 *Log Resistivity (Rt)*

Log resistivity (Rt) pada Gambar 26 adalah parameter kunci yang digunakan untuk menentukan tingkat kejenuhan hidrokarbon dalam batuan reservoir. Prinsip dasarnya adalah bahwa arus listrik hanya dapat mengalir melalui formasi batuan jika terdapat air formasi yang bersifat konduktif. Sebaliknya, batuan yang kering atau batuan yang mengandung hidrokarbon (minyak dan gas) cenderung bersifat isolator (tidak menghantar listrik), kecuali jika batuan tersebut mengandung mineral konduktif alami seperti grafit atau pirit. Terdapat dua metode utama untuk

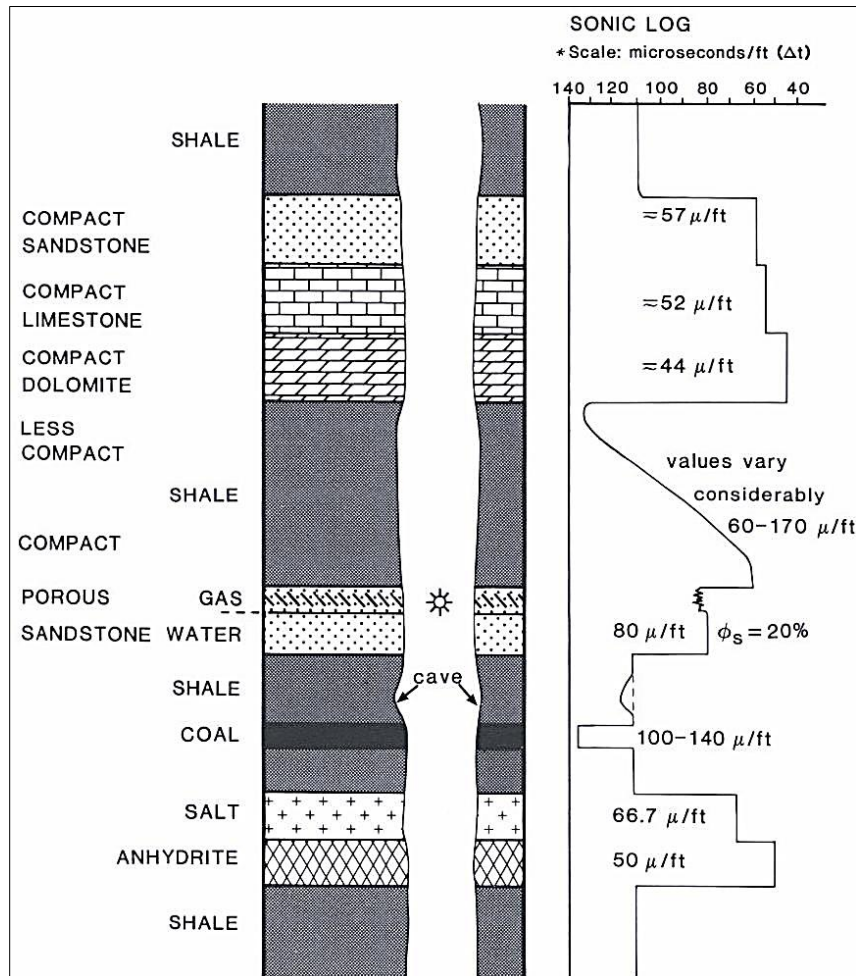
mengukur resistivitas di lubang bor: melalui injeksi langsung arus listrik ke dalam formasi (menggunakan alat lateralog), atau melalui induksi medan listrik (menggunakan alat induksi) (Harsono, 1997).



Gambar 26. Respon *log resistivity* (Rider, 2000)

3.7.5 *Log Sonic* (DT)

Log sonic pada Gambar 27 adalah jenis *log* yang mengukur waktu tempuh (Δt) gelombang akustik (suara) saat merambat melalui formasi batuan. Waktu yang diperlukan gelombang untuk mencapai penerima (*receiver*) ini dikenal sebagai waktu transit. Nilai waktu transit ini sangat dipengaruhi oleh tingkat porositas dan jenis fluida yang mengisi batuan. Prinsip dasarnya adalah bahwa gelombang suara akan merambat lebih cepat pada batuan yang kompak (padat dan sedikit berpori) dan lebih lambat pada batuan yang lunak atau memiliki porositas tinggi (Harsono, 1997).



Gambar 27. Respon log sonic (Rider, 2000)

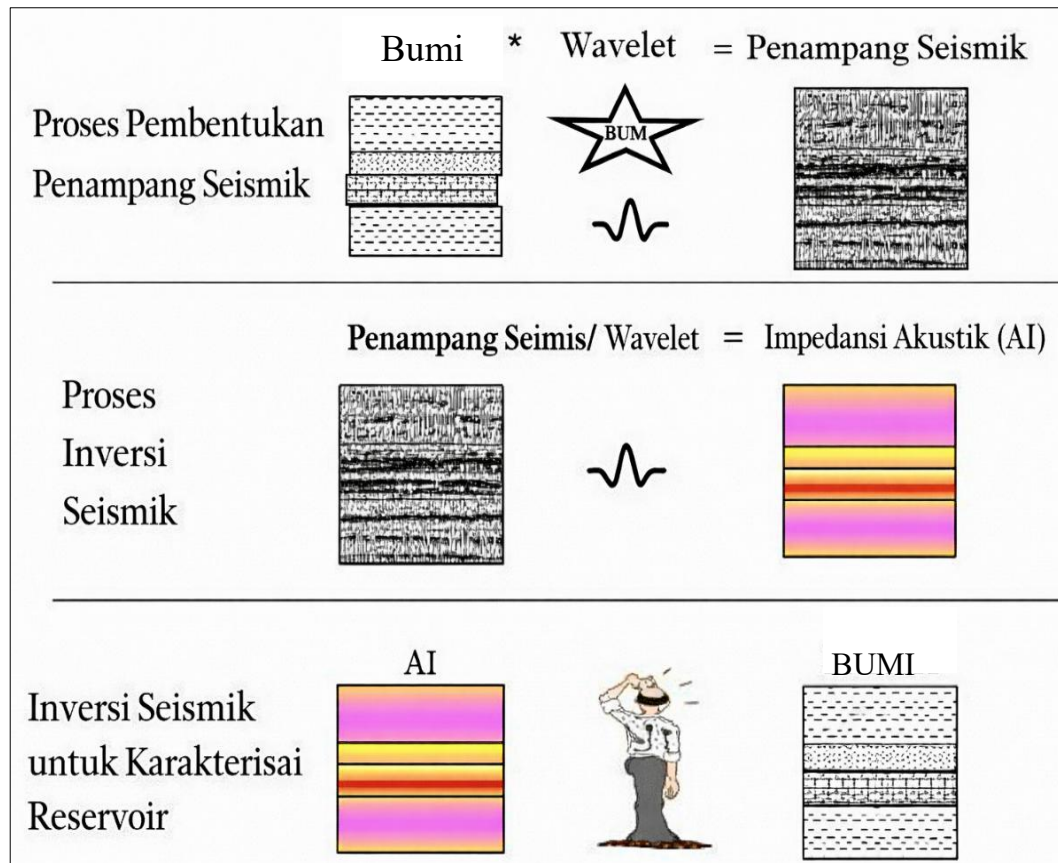
3.8 Picking Horizon

Picking horizon adalah prosedur interpretasi seismik yang bertujuan untuk memetakan batas-batas lapisan atau zona target dengan mengikuti kontinuitas lateral dari event seismik. Sebelum *picking* dimulai, penting untuk menganalisis struktur geologi yang terlihat pada data, seperti sesar dan lipatan. Badley (1987) menyarankan beberapa strategi *picking* berdasarkan jenis *wavelet*:

- Wavelet Minimum Phase*: sebaiknya *picking* dilakukan pada puncak (*peak*) refleksi karena *peak* ini sering kali mewakili batas perubahan *acoustic impedance*, meskipun hal ini bisa rumit jika data bermasalah.
- Peringatan Umum: interpreter harus menghindari *picking* langsung di bawah *peak* yang kuat, karena *peak* tersebut mungkin merupakan hasil dari fenomena kompleks seperti koefisien refleksi negatif atau refleksi dangkal.

- c. *Wavelet Zero Phase: picking* harus dilakukan pada refleksi dengan amplitudo tertinggi. Dalam *zero phase*, baik puncak (*peak*) maupun lembah (*trough*) idealnya harus simetris di sekitar batas *acoustic impedance* sebenarnya.

3.9 Inversi Seismik



Gambar 28. Konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2001)

Inversi Seismik adalah metode kuantitatif dan teknik pemodelan balik (*inverse modelling* atau *backward modeling*) yang bertujuan memodelkan struktur bawah permukaan dengan mengubah data rekaman seismik. Metode ini mengambil data seismik (amplitudo dan pola perlapisan) sebagai input utama dan menggunakan data sumur (*well data*) sebagai kontrol untuk kalibrasi (Sukmono, 2011).

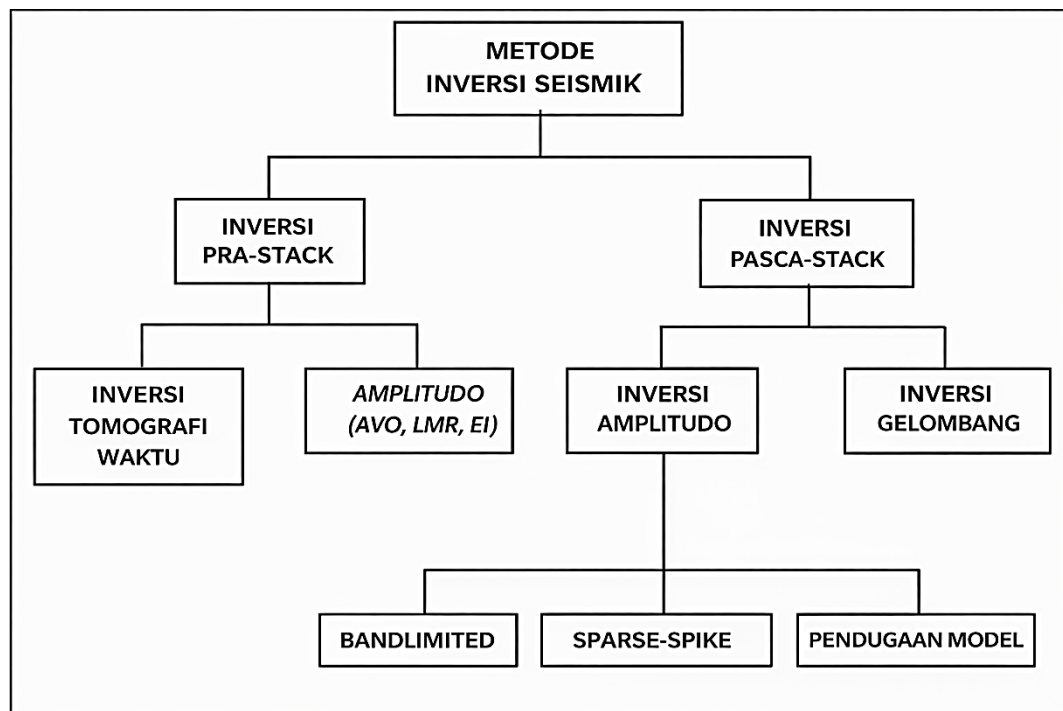
Proses utamanya adalah dekonvolusi seperti pada Gambar 28, yang merupakan pembalikan operasi konvolusi pada *trace* seismik, untuk mengubah data seismik

menjadi data *acoustic impedance* hasil kali antara kecepatan gelombang dan densitas. Berbeda dengan pemodelan maju (*forward modelling*) yang menggunakan konvolusi untuk menghasilkan penampang seismik dari AI, Inversi Seismik berfungsi mengubah penampang seismik menjadi AI, yang merupakan nilai fisik batuan asli (Ramdhani dkk., 2018; Sanjaya dkk., 2014). Data AI yang dihasilkan sangat penting karena digunakan sebagai indikator kunci untuk memperkirakan sifat fisis batuan, karakterisasi reservoir (seperti litologi, porositas, dan jenis hidrokarbon), dan pemantauan selama proses produksi (Gavotti, 2014).

3.10 Inversi Model/Model Based

Inversi Seismik terhadap *acoustic impedance* telah menjadi metode standar bagi geofisikawan karena kemampuannya memberikan karakterisasi yang lebih rinci mengenai sifat fisik lapisan batuan. Keakuratan pemetaan bawah permukaan sangat bergantung pada teknik inversi yang dipakai. Berdasarkan jenis data seismik yang digunakan, teknik inversi ini diklasifikasikan menjadi dua kategori utama: Inversi *post-stack* (menggunakan data seismik setelah proses *stacking*) dan Inversi *pre-stack* (menggunakan data seismik sebelum proses *stacking*) (Mallick, 1995).

Inversi *post-stack* diterapkan pada data seismik setelah melalui tahap penumpukan (*stacking*) dan hanya merepresentasikan kondisi bawah permukaan pada interval waktu dan kedalaman tertentu. Keterbatasan utama metode ini adalah hanya dapat mengestimasi satu parameter fisik, yaitu *Acoustic Impedance* (AI), yang mengukur resistansi material terhadap perambatan gelombang suara. Sebaliknya, inversi *pre-stack* dilakukan pada data seismik sebelum proses *stacking* selesai. Karena data *pre-stack* memuat informasi bawah permukaan dari berbagai sudut datang gelombang, metode ini memungkinkan estimasi yang jauh lebih rinci terhadap berbagai parameter fisik, yaitu *acoustic impedance*, impedansi geser (IS), dan densitas, menjadikannya alat yang lebih kuat untuk interpretasi karakteristik geologi bawah permukaan (Mallick, 1995).



Gambar 29. Jenis-jenis teknis inversi seismik (Mallick, 1995)

Di antara berbagai teknik yang ada seperti Gambar 29, metode berbasis model (*model-based*) diakui memiliki keunggulan dalam menggambarkan distribusi AI secara akurat. Hal ini karena metode ini melibatkan pencocokan iteratif antara model geologi sintetis dengan kondisi aktual di bawah permukaan (Tabah & Danusaputro, 2010). Metode Inversi Seismik berbasis model (*model-based*) adalah sebuah pendekatan pemodelan yang mengatasi keterbatasan inversi rekursif dengan cara membangun model geologi awal. Proses ini bersifat iteratif, di mana model awal terus dimodifikasi dan dibandingkan dengan data seismik aktual hingga menghasilkan seismogram sintetis yang sangat cocok dengan seismik nyata (Basri, 2017).

Keunggulan utamanya terletak pada kemampuannya untuk memodifikasi model geologi alih-alih mengkonversi data seismik secara langsung. Meskipun demikian, metode ini memiliki kelemahan signifikan, yaitu sensitivitas tinggi terhadap bentuk *wavelet* yang digunakan, serta rentan terhadap sifat ketidakpastian (*non-uniqueness*) hasil yang terkait dengan pemilihan *wavelet* tertentu.

3.11 Porositas

Porositas didefinisikan sebagai persentase *volume* ruang pori terhadap *volume* total batuan. Ruang pori merupakan bagian dari tubuh batuan yang tidak terisi oleh zat padat. Berdasarkan keterhubungannya, porositas dibedakan menjadi porositas total dan porositas efektif. Porositas total mencakup seluruh ruang pori, baik yang saling berhubungan maupun yang terisolasi, sedangkan porositas efektif hanya mencakup ruang pori yang saling terhubung dan memungkinkan aliran fluida (Koesoemadinata, 1980). Secara umum, porositas terdiri atas dua jenis, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut didefinisikan sebagai perbandingan antara *volume* total pori batuan terhadap *volume* total batuan, yang secara matematis dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\phi_{total} = \frac{volume\ pori}{volume\ batuan} \times 100\% \quad (7)$$

$$\phi_{efektif} = \frac{volume\ pori\ yang\ berhubungan}{volume\ batuan} \times 100\% \quad (8)$$

Porositas pada data *well logging* dapat ditentukan menggunakan *density log*, *neutron log*, dan *sonic log*. Salah satu metode yang umum digunakan adalah perhitungan porositas berdasarkan *density log*, yang dihitung menggunakan hubungan antara densitas batuan, densitas matriks, dan densitas fluida (Schlumberger, 1998), sebagaimana dirumuskan pada persamaan berikut:

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

Keterangan,

ϕ : Porositas dari densitas *log* (%)

ρ_{ma} : Densitas matriks batuan (g/cc)

ρ_b : *Bulk* densitas pada *log* (g/cc)

ρ_f : Densitas fluida (g/cc)

Pada batuan karbonat, porositas memiliki karakteristik yang kompleks dan sangat dipengaruhi oleh proses pengendapan serta proses pasca-pengendapan (*diagenesis*). Variasi tekstur, komposisi butir, dan fasies pengendapan menyebabkan distribusi porositas pada batuan karbonat bersifat heterogen, baik secara vertikal maupun lateral. Selain porositas primer yang terbentuk sejak proses sedimentasi, porositas

sekunder juga dapat berkembang akibat proses pelarutan, rekristalisasi, maupun pembentukan rekahan. Menurut Koesoemadinata (1980), porositas dapat dibedakan menjadi beberapa kelas dengan rentang nilai porositas yang berbeda-beda. Klasifikasi porositas tersebut disajikan pada Tabel 3 dan Tabel 4.

Tabel 3. Klasifikasi porositas (Koesoemadinata, 1980)

No	Kategori	Porositas (%)
1	Dapat diabaikan (<i>neiglible</i>)	0–5
2	Buruk (<i>poor</i>)	5–10
3	Cukup (<i>fair</i>)	10–15
4	Baik (<i>good</i>)	15–20
5	Sangat baik (<i>very good</i>)	20–25
6	Istimewa (<i>excellent</i>)	>25

Tabel 4. Klasifikasi permeabilitas (Koesoemadinata, 1978)

No	Kategori	Permeabilitas (mD)
1	Ketat (<i>tight</i>)	< 5
2	Cukup (<i>fair</i>)	5–10
3	Baik (<i>good</i>)	10–100
4	Sangat baik (<i>very good</i>)	100–1000
5	Istimewa (<i>excellent</i>)	>1000

3.12 Volume of Clay (*Vclay*)

Volume of clay (vclay) didefinisikan sebagai proporsi kandungan mineral lempung dalam suatu interval formasi batuan yang dinyatakan dalam bentuk persentase terhadap keseluruhan *volume* batuan. Dalam kajian petrofisika, perhitungan *vclay* menjadi penting karena keberadaan mineral lempung dapat memberikan pengaruh signifikan terhadap evaluasi kualitas dan produktivitas suatu lapisan reservoir (Wijaya, 2014). Nilai *vclay* yang diperoleh selanjutnya digunakan sebagai dasar dalam penentuan nilai *cut-off* untuk membedakan karakter litologi pada formasi

batuan. Perhitungan v_{clay} dapat ditentukan dengan menggunakan Persamaan 10 sebagai berikut;

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (10)$$

Keterangan,

V_{cl} : *Volume of clay*

I_{GR} : Indeks *gamma ray*

GR_{log} : *Gamma ray* bacaan pada *log* (API)

GR_{max} : *Gamma ray* bacaan maksimum (API)

GR_{min} : *Gamma ray* bacaan minimum (API)

3.13 Regresi Linier

Analisis regresi digunakan untuk mendapatkan hubungan antara beberapa variabel, selain itu regresi linier juga dapat digunakan untuk mengetahui pengaruh antara variabel bebas terhadap variabel terikat.

$$y = a + bx \quad (11)$$

$$a = \frac{(\sum y)(\sum x^2) - (\sum x)(\sum xy)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2} \quad (12)$$

$$b = \frac{n(\sum xy) - (\sum x)(\sum y)}{n(\sum x^2) - (\sum x)^2} \quad (13)$$

Keterangan,

n : Banyaknya pasangan data X dan Y

$\sum x$: Total jumlah dari variabel x

$\sum y$: Total jumlah variabel y

$\sum x^2$: Total jumlah dari variabel x

$\sum y^2$: Total jumlah dari variabel y

$\sum xy$: Hasil total jumlah dari variabel x dan variabel y

IV. METODE PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun tempat dan waktu pelaksanaan penelitian ini, sebagai berikut;

- Tempat : Husky–CNOOC Madura Limited.
- Alamat : Indonesia *Stock Exchange Building Tower 1*, 19th, 24th & 25th Floor,
Jl. Jend. Sudirman Kav. 52-53, Kebayoran Baru, Jakarta Selatan,
DKI Jakarta 12190.
- Waktu : November 2025 – Februari 2026

Pada Tabel 3 berikut menyajikan jadwal pelaksanaan lebih detail terkait waktu dan agenda penelitian sebagai berikut;

4.2 Alat dan Bahan

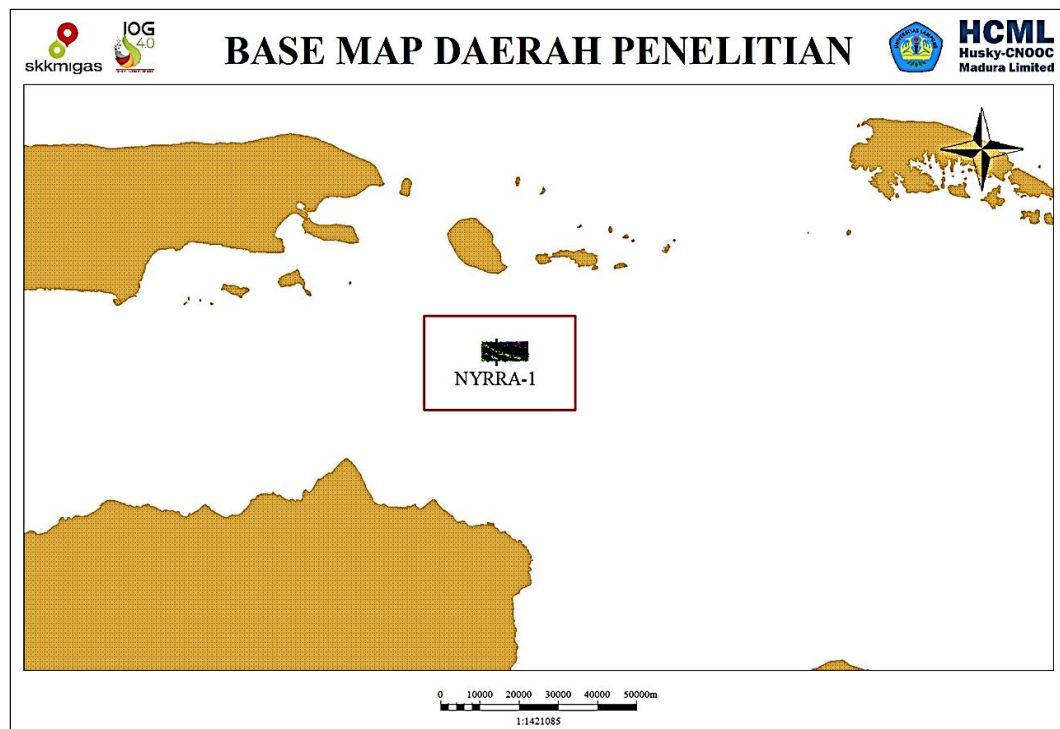
4.2.1 Perangkat Penelitian

Alat dan bahan yang digunakan sebagai pendukung dalam pelaksanaan penelitian seperti pada tabel berikut;

Tabel 6. Alat dan bahan

No	Alat dan Bahan	Fungsi
1	<i>Petrel 2018</i> <i>Schlumberger</i>	Digunakan untuk proses <i>picking horizon</i> , korelasi sumur, interpretasi data seismik, pembuatan peta.
2	<i>Hampson Russel Suite</i> <i>Geoview v.11.0</i>	Digunakan untuk mengetahui analisis sensitivitas, melakukan <i>well to seismic tie</i> , inversi, dan persebaran <i>crossplot</i> untuk analisis properti fisis
3	<i>Microsoft Excel</i>	Digunakan untuk pencatatan <i>avaibility data</i> , pembuatan grafik/ <i>crossplot</i> , dan perhitungan matematis lainnya.

4.2.2 Data Penelitian



Gambar 30. Base map daerah penelitian

Data geofisika yang digunakan terdiri dari satu data sumur dan data seismik 3D *post-stack time migration*. Daerah penelitian ini berlokasi di Lapangan ‘M’, yang merupakan bagian dari Cekungan Jawa Timur Utara, seperti ditunjukkan pada Gambar 30.

1. Data Sumur

Data sumur berfungsi untuk memberikan informasi mengenai karakteristik litologi di daerah penelitian. Dalam studi ini, hanya digunakan satu data sumur, yaitu Sumur NYRRA-1, dengan kedalaman yang diukur dalam satuan *feet* dari ketinggian *kelly bushing*. Data sumur yang tersedia mencakup *log* primer seperti *Gamma Ray* (GR), Densitas (RHOB), *P-Sonic*, *Neutron Porosity* (NPHI), dan *Resistivity* (ILD), serta data sekunder berupa *log* porositas dan *volume clay*. Seluruh data *log* ini digunakan sebagai data pendukung krusial dalam interpretasi dan penentuan zona target hidrokarbon. Informasi lengkap mengenai ketersediaan masing-masing data sumur dapat dilihat pada Tabel 5 di bawah ini.

Tabel 7. Data sumur penelitian

Sumur	Log								
	CKS	GR	ILD	RHOB	NPHI	DT	PHIE	PHIT	VCL
NYRRA-1	√	√	√	√	√	√	√	√	√

2. Data Check shot

Data *check shot* merupakan data yang berisikan data *two way travel time* beserta *measure depth* yang digunakan dalam proses *well to seismic tie*. Data *check shot* digunakan sebagai penerjemah data seismik yang berdomain waktu dengan data sumur yang berdomain kedalaman.

3. Data Marker

Data *Marker* adalah data geologis yang sangat penting yang digunakan untuk menentukan dan mengidentifikasi batasan lapisan dari suatu lapisan litologi pada data sumur. Data ini memuat informasi krusial mengenai kedalaman suatu lapisan batuan, yang dikaitkan dengan nama formasi dan umur lapisan tersebut di daerah penelitian. Data *marker* yang terdapat pada Tabel 6 berfungsi sebagai acuan utama yang fundamental dalam melakukan dua proses kunci: *Well to Seismic Tie*

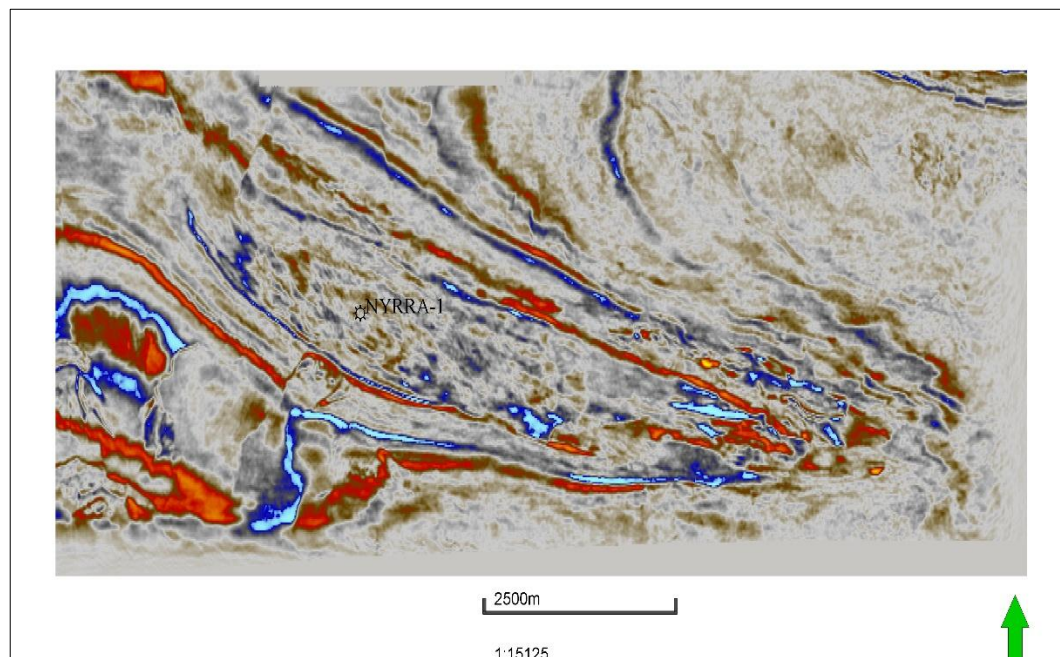
(pengikatan data sumur ke data seismik) dan proses *picking horizon* (penentuan batas lapisan lateral pada penampang seismik).

Tabel 8. Data *marker* penelitian

Sumur	Marker	SSTVD
NYRRA-1	<i>Water Depth</i>	299
	<i>Shallow Gas 1</i>	711
	<i>Shallow Gas 3</i>	1,332
	<i>Fault</i>	2516
	<i>Top GL</i>	2835
	T40A	3390
	TD	3598

4. Data Seismik

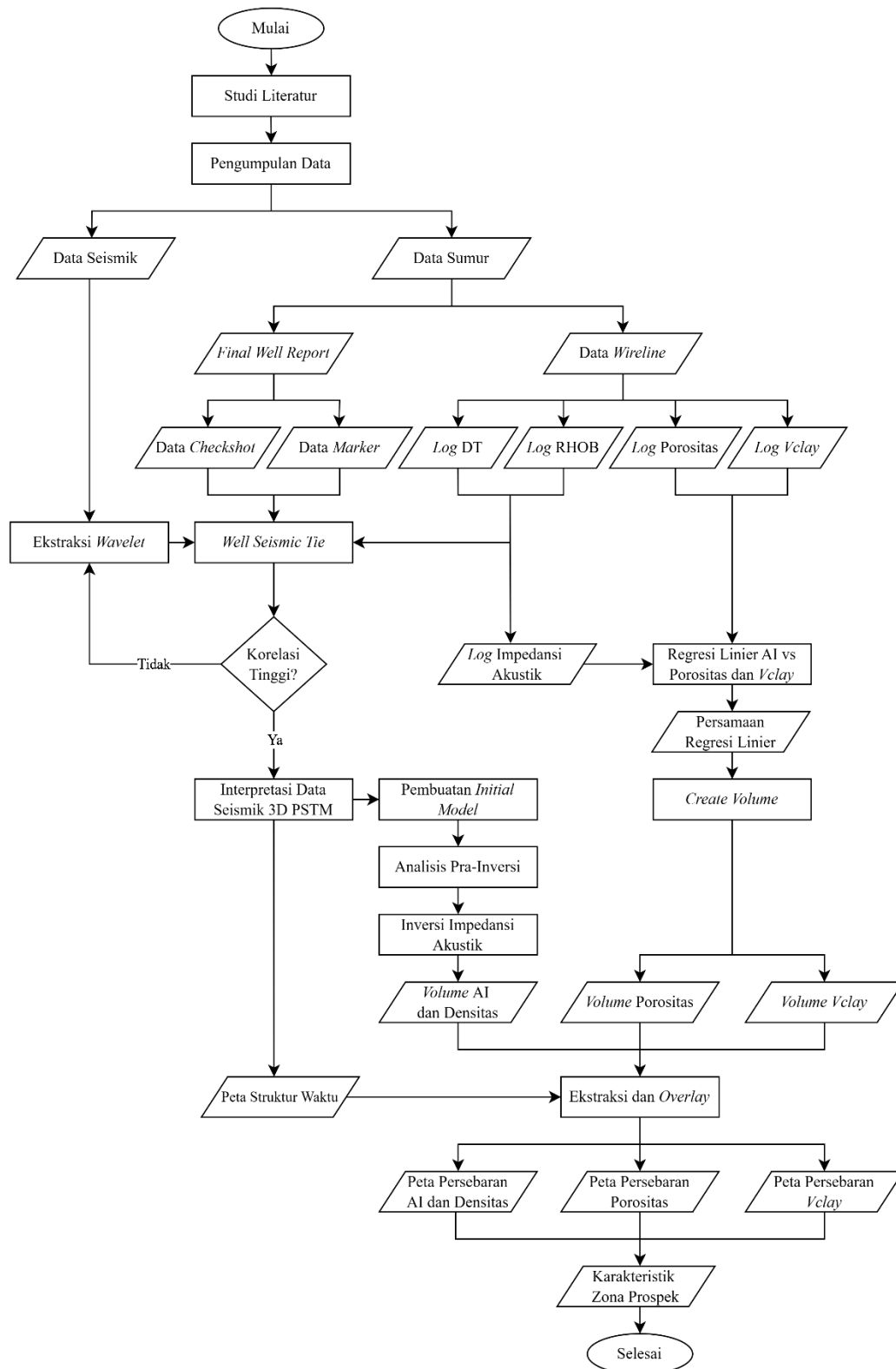
Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah seismik 3D PSTM (*Post-Stack Time Migration*) dengan kedalaman 0–5000 ms. Data ini memiliki *inline range* 980–1280 dan *crossline range* 3060–4060. Data seismik dengan format 3 dimensi ini digunakan sebagai input untuk tahapan interpretasi seismik baik patahan (*fault*) dan *horizon*.



Gambar 31. Data seismik daerah penelitian

4.3 Diagram Alir Penelitian

Adapun diagram alir penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut.



Gambar 32. Diagram alir penelitian

4.4 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur yang dilakukan dalam pelaksanaan penelitian sebagai berikut;

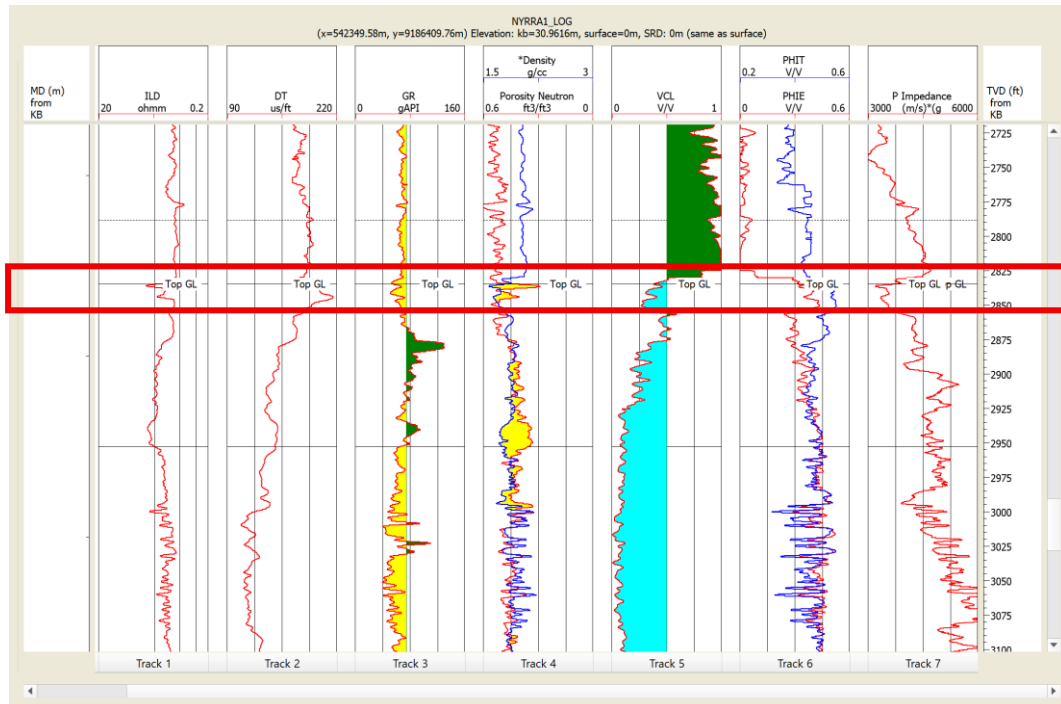
4.4.1 Studi Literatur

Tahapan prosedur awal studi literatur dilakukan dengan mencari, mempelajari, dan mendalami terkait geologi daerah penelitian, yaitu pada lapangan penelitian, Cekungan Jawa Timur Utara. Kemudian, mempelajari tiap–tiap alur pengolahan dan landasan teori mengenai metode seismik dan *well logging*. Selanjutnya, mempelajari topik penelitian terkhusus inversi seismik dalam penentuan persebaran reservoir, dengan menggunakan *software* Petrel 2018 dan *Geoview* Hampson–Russel Suite v.11 sebagai perangkat pendukung untuk interpretasi data lebih lanjut.

4.4.2 Analisis *Quick Look (Triple Combo)*

Analisis data sumur diawali dengan pendekatan *quick look*, yang bertujuan untuk memperoleh gambaran awal atau hipotesis terkait keberadaan hidrokarbon pada zona target. Analisis awal ini dilakukan secara kualitatif untuk mengidentifikasi karakteristik geologi dan petrofisika dasar, seperti nilai densitas, porositas, dan *Gamma Ray*. Pada tahap ini, dilakukan pula verifikasi kelengkapan data *log*, meliputi *log Gamma Ray* (GR), *Density* (RHOB), *Neutron Porosity* (NPHI), *Resistivity* (ILD), dan *Sonic* (DT), untuk memastikan akurasi dan keandalan data yang akan digunakan. Kombinasi berbagai *log* tersebut memungkinkan identifikasi potensi hidrokarbon, khususnya gas biogenik.

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. Tahapan *quick look* seperti pada Gambar 33 ini sangat penting untuk memperoleh pemahaman awal mengenai kondisi litologi, sifat fluida, dan potensi hidrokarbon, yang akan menjadi dasar krusial dalam proses evaluasi reservoir dan penentuan metode analisis lanjutan.

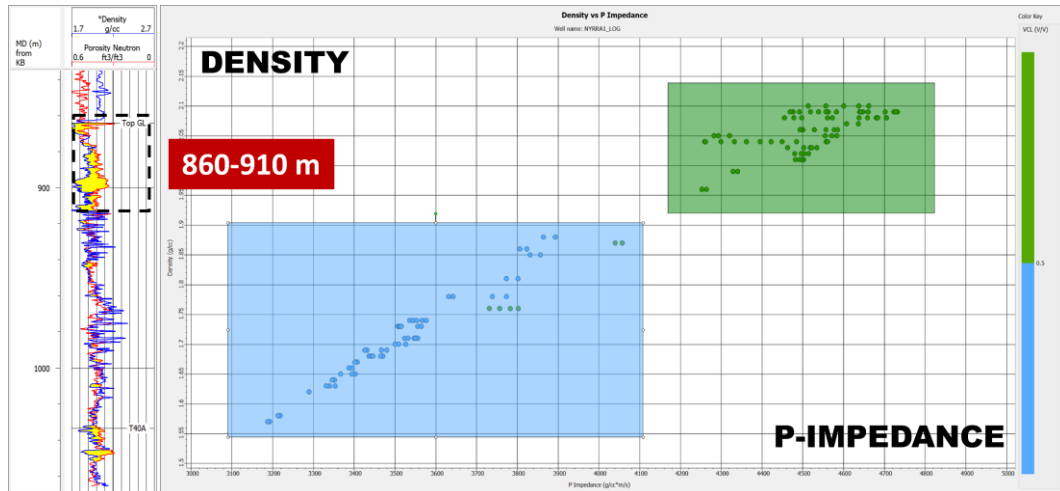


Gambar 33. Analisis *quick look* data sumur

4.4.3 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan tujuan untuk mengevaluasi tingkat responsivitas berbagai parameter properti akustik batuan dalam mengidentifikasi dan membedakan zona target, baik berdasarkan karakteristik litologi maupun potensi keberadaan reservoir hidrokarbon. Pendekatan yang digunakan dalam analisis ini adalah metode *crossplot*, di mana dua parameter elastik hasil pengolahan data *log* sumur diplotkan masing-masing pada sumbu horizontal dan vertikal, sementara parameter *log* tertentu digunakan sebagai *color key* untuk memberikan informasi tambahan terkait zonasi litologi atau fluida.

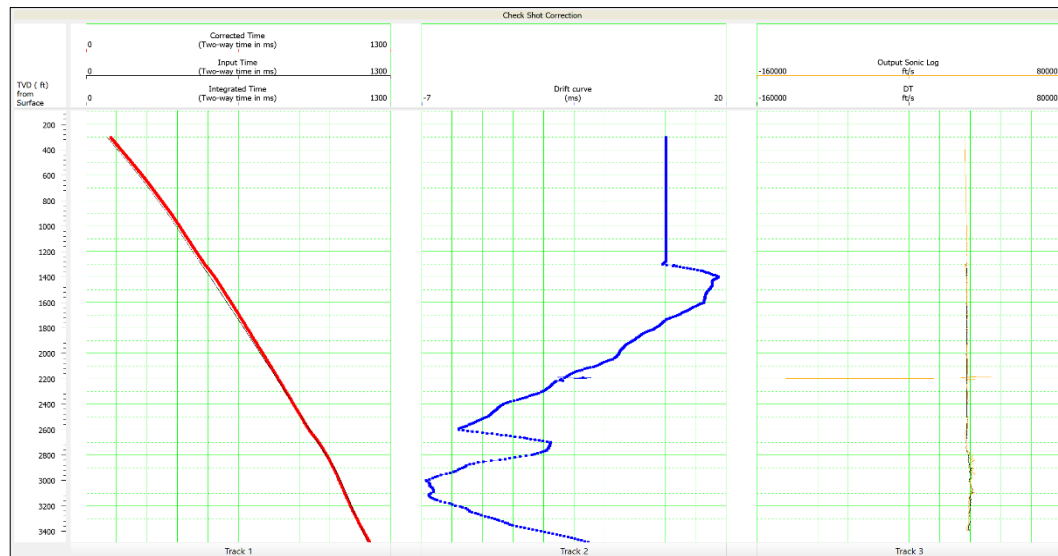
Sebaran titik data yang dihasilkan dari *crossplot* kemudian dianalisis secara kuantitatif dan kualitatif untuk menilai efektivitas kombinasi parameter elastik dalam memisahkan zona target dari zona *non-target* seperti pada Gambar 34. Pasangan parameter elastik yang mampu menghasilkan pemisahan paling kontras dan konsisten dipilih sebagai parameter terbaik, serta selanjutnya digunakan sebagai dasar dalam tahap analisis lanjutan untuk pemodelan dan interpretasi zona target.



Gambar 34. Analisis sensitivitas

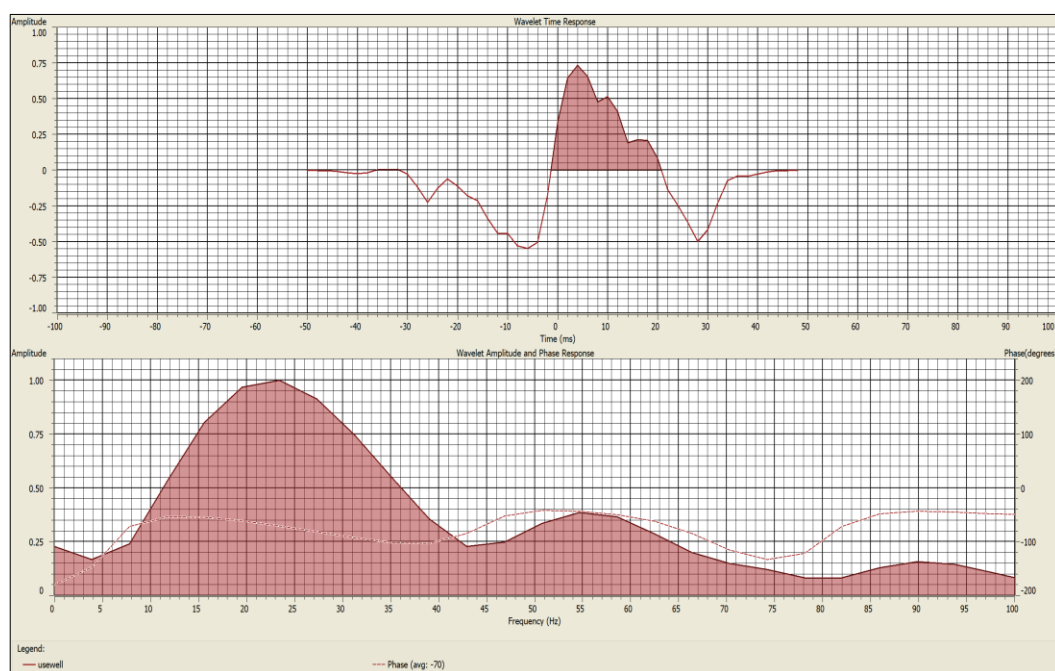
4.4.4 Koreksi *Check Shot*

Tahapan ini merupakan proses yang memerlukan penggunaan data *log* sonik sumur (khususnya gelombang P) dan data *check shot*. Koreksi ini berfungsi sebagai jembatan untuk mengkonversi data sumur dari domain kedalaman menjadi domain waktu, sehingga menjadi sejalan dengan data seismik. Hasil akhir dari koreksi *check shot* adalah pembentukan kurva waktu-kedalaman (*depth-time curve*) yang secara efektif merepresentasikan kedalaman sumur yang telah ditransformasi ke dalam domain waktu untuk keperluan *well tie*. Gambar 35 merupakan hasil dari koreksi *check shot*.

Gambar 35. Koreksi *check shot*

4.4.5 Ekstraksi *Wavelet*

Ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan melalui berbagai metode, termasuk pendekatan berbasis data sumur, analitik, atau statistik, sering kali menggunakan perangkat lunak khusus seperti CGG Hampson-Russel. Ekstraksi *wavelet* seperti pada Gambar 36 digunakan untuk mengidentifikasi satu *wavelet* terbaik yang akan digunakan sebagai input krusial dalam proses *Well to Seismic Tie* dan Inversi Seismik. Prosedur ini melibatkan pendekatan uji coba (*trial and error*) untuk mendapatkan *wavelet* dengan nilai korelasi terbaik yang dicapai selama proses pengikatan sumur (*well to seismic tie*). Secara operasional, proses ekstraksi *wavelet* dilakukan dengan membuat seismogram sintetik dari data log sumur, yang kemudian dikorelasikan dengan *trace* seismik aktual, di mana kecocokan pola *wiggle* antara keduanya menjadi penentu *wavelet* yang optimal. Hal ini dilakukan untuk mencari korelasi yang tepat dengan melihat sejauh mana *wiggle* pada seismogram sintetik cocok dengan *trace* seismik yang ada dalam ekstraksi *wavelet*.

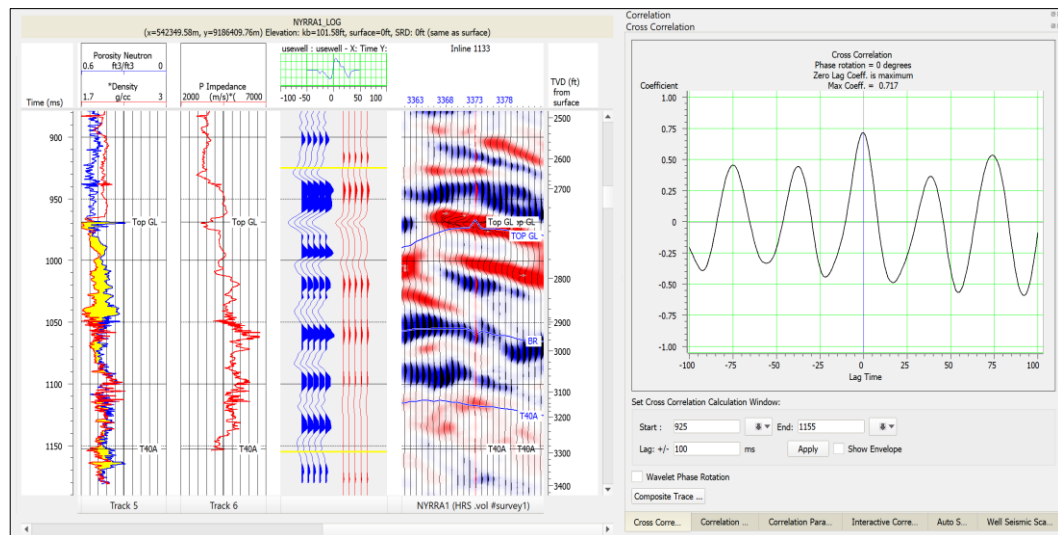


Gambar 36. Ekstraksi *wavelet*

4.4.6 *Well to Seismic Tie*

Tujuan utama dari pengikatan data sumur ke data seismik (*Well to Seismic Tie*) adalah untuk mencapai korelasi yang optimal antara kedua jenis data tersebut melalui pembuatan seismogram sintetik. Untuk mencapai kecocokan ini, dilakukan

operasi *shifting* (pergeseran) dan *stretch* (peregangan atau penyesuaian), yang berfungsi untuk menyelaraskan *wavelet* seismik sintetik dengan *wavelet* seismik yang sebenarnya. *Stretch* secara spesifik bertujuan untuk menyesuaikan durasi data agar sesuai dengan *wavelet* yang dipakai. Meskipun *shifting* dan *stretch* dapat meningkatkan korelasi, proses ini harus dilakukan dengan cermat agar tidak merusak integritas data mentah. Nilai korelasi berkisar antara 0 hingga 1, di mana nilai yang lebih tinggi menunjukkan kecocokan yang lebih baik. Dalam studi yang dimaksud, proses *well to seismic tie* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 37 dianggap berhasil dan menunjukkan korelasi yang baik karena mencapai nilai korelasi di atas 0.5 dengan pergeseran waktu (*time shift*) sebesar 0 ms.

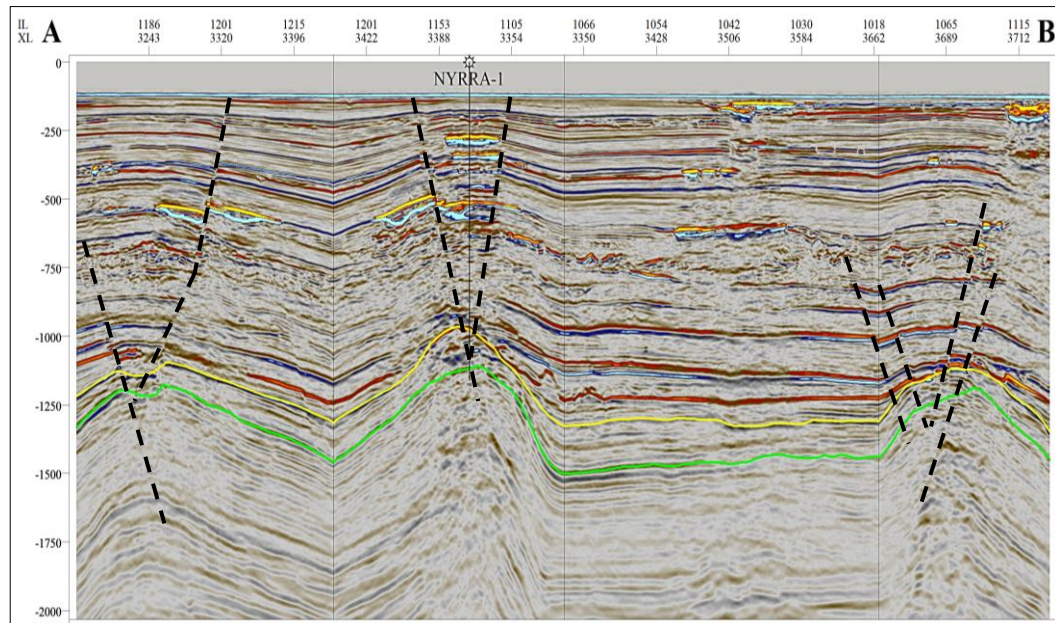


Gambar 37. *Well to seismic tie*

4.4.7 *Picking Horizon dan fault*

Setelah berhasil menyelaraskan data sumur dengan data seismik melalui *Well to Seismic Tie*, langkah berikutnya yang sangat penting adalah proses *picking horizon* dan *fault*. Tahap ini memiliki dampak langsung pada akurasi lateral model inversi seismik. Prosedur diawali dengan *picking fault* untuk mengidentifikasi struktur diskontinu (sesar) pada data. *Fault* yang sudah diidentifikasi kemudian berfungsi sebagai batas dan panduan untuk *picking horizon*, guna memastikan kontinuitas lapisan dapat ditentukan dengan benar. *Picking horizon* dilakukan dengan menghubungkan reflektor pada lintasan seismik yang melewati sumur, menggunakan data *marker* dari sumur sebagai referensi utama, sehingga membantu

mengidentifikasi reflektor yang sama dan memperkuat korelasi antara kedua jenis data. Pekerjaan ini, yang dilakukan menggunakan perangkat lunak geologi seperti Petrel, harus dilaksanakan dengan presisi tinggi, karena kesalahan *picking* zona akan mengakibatkan hasil inversi seismik menyimpang dari model geologi awal yang ditargetkan.



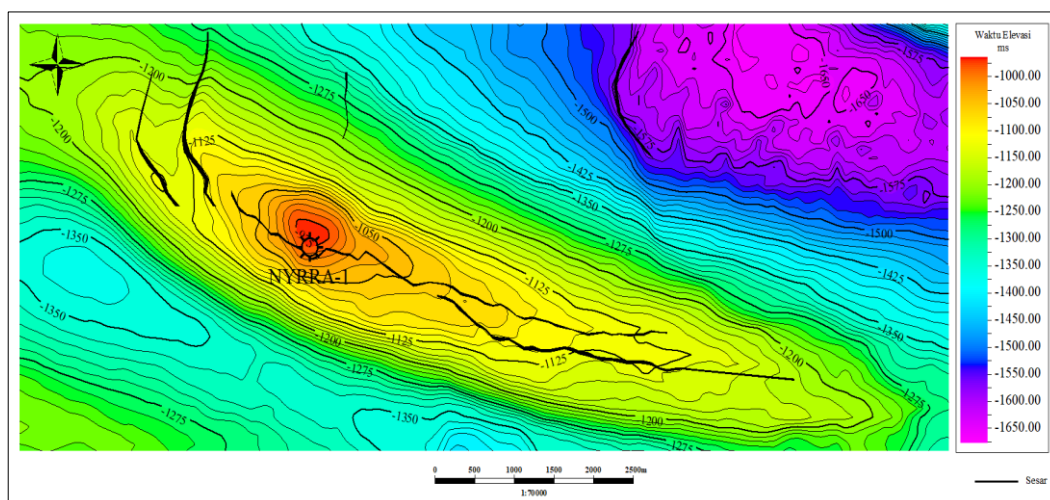
Gambar 38. Interpretasi seismik

4.4.8 *Time Structure Map*

Proses pembuatan Peta Struktur Waktu (*Time Structure Map*) dimulai dengan menginterpolasi (*gridding*) dan memetakan data yang diperoleh dari *picking horizon* (yaitu data koordinat spasial X dan Y serta data waktu dari seluruh lintasan seismik). Peta yang dihasilkan ini menampilkan struktur bawah permukaan dalam domain waktu, dan memberikan wawasan krusial mengenai variasi ketebalan, kemiringan, dan morfologi lapisan geologi di suatu area target.

Sementara Peta Struktur Waktu (*Time Structure Map*) menyajikan morfologi lapisan target dalam domain waktu seperti yang ditunjukkan pada Gambar 39, Peta Struktur Kedalaman (*Depth Structure Map*) berfungsi menyajikan visualisasi lapisan target yang sama, namun dalam domain kedalaman. Untuk mentransformasi informasi dari domain waktu ke domain kedalaman guna menghasilkan peta

struktur kedalaman, diperlukan proses khusus yang disebut konversi waktu-ke-kedalaman (*time-to-depth conversion*).



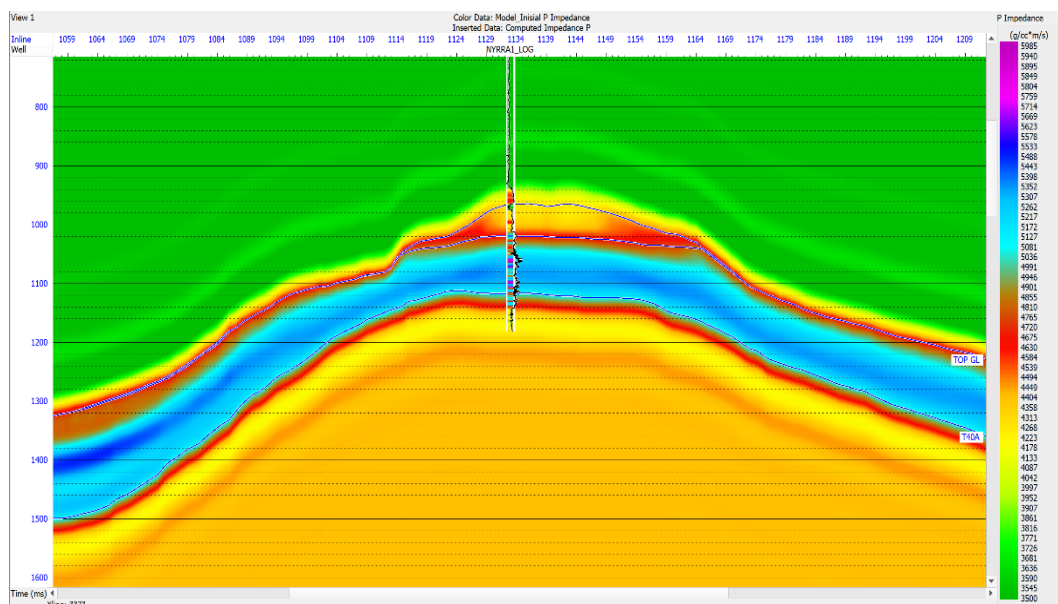
Gambar 39. Peta struktur waktu *Top GL*

4.4.9 Pembuatan *Initial Model*

Initial Model atau *Low Frequency Model* (LFM) merupakan komponen fundamental dalam proses inversi seismik, khususnya pada pendekatan *model-based inversion*. LFM berfungsi sebagai model awal yang merepresentasikan kecenderungan nilai *acoustic impedance* bawah permukaan pada skala regional, yang didominasi oleh komponen frekuensi rendah. Keberadaan komponen frekuensi rendah ini menjadi sangat penting karena data seismik pada umumnya memiliki keterbatasan *bandwidth*, sehingga tidak mampu merekam informasi frekuensi rendah secara utuh akibat proses akuisisi dan pemrosesan data.

Secara konseptual, LFM menggambarkan variasi *acoustic impedance* yang halus dan kontinu terhadap kedalaman atau waktu, tanpa menampilkan detail reflektivitas berfrekuensi tinggi. Model ini disusun dengan mengintegrasikan informasi dari data *log* sumur khususnya *log* kecepatan gelombang (*sonic log*) dan *log* densitas yang kemudian dikonversi menjadi *acoustic impedance* melalui perkalian kedua parameter tersebut. Nilai impedansi dari sumur selanjutnya difilter menggunakan *low-pass* filter untuk mengekstraksi tren frekuensi rendah, kemudian diekstrapolasikan secara lateral dengan kontrol *horizon* hasil interpretasi seismik agar sesuai dengan kerangka stratigrafi dan struktur geologi daerah penelitian.

LFM berperan sebagai kendala (*constraint*) yang mengarahkan solusi inversi agar tetap stabil dan realistis secara geologis. Proses inversi akan menambahkan komponen frekuensi menengah hingga tinggi yang berasal dari data seismik ke dalam LFM, sehingga menghasilkan model *acoustic impedance* akhir yang lebih lengkap dan representatif. Tanpa keberadaan LFM yang baik, hasil inversi cenderung bersifat ambigu, tidak stabil, dan berpotensi menghasilkan nilai impedansi yang menyimpang dari kondisi geologi sebenarnya. Oleh karena itu, kualitas LFM sangat menentukan keberhasilan inversi seismik dalam merekonstruksi distribusi properti fisis batuan dan mengidentifikasi zona target secara lebih akurat seperti pada Gambar 40.



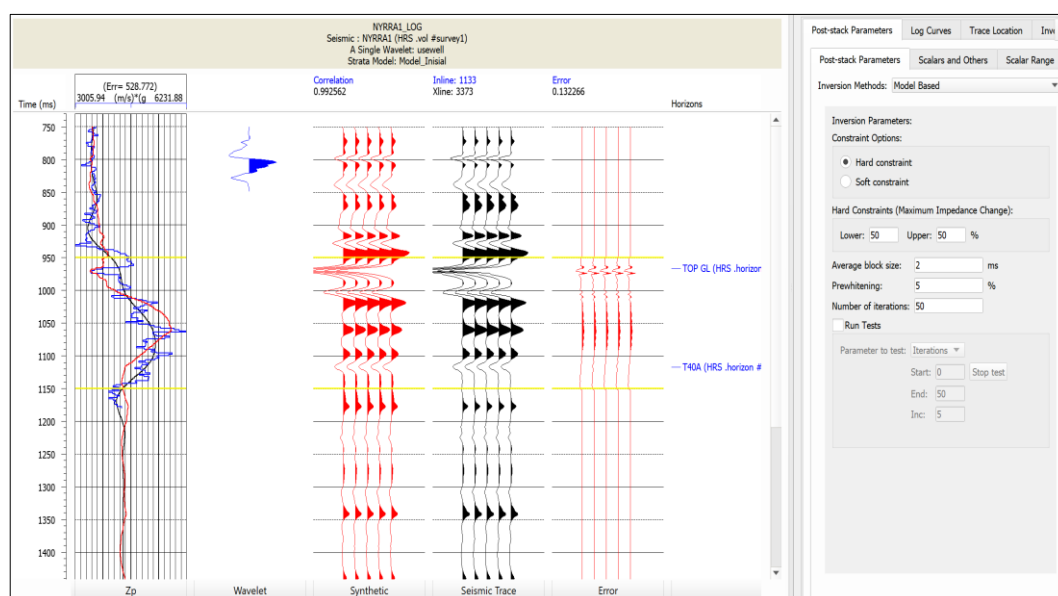
Gambar 40. *Low frequency model*

4.4.10 Analisis Pra-Inversi

Analisis Pra-Inversi adalah tahapan penting yang menggunakan metode uji coba (*trial and error*) untuk meminimalkan *error* dan meningkatkan kualitas hasil inversi. Kualitas hasil inversi berbanding lurus dengan nilai korelasi yang dicapai; semakin tinggi nilai korelasinya, semakin baik pula hasilnya. Tiga parameter utama yang diterapkan pada tahapan pra-inversi seperti Gambar 41 adalah:

1. *Model Constraint*: Berfungsi sebagai batasan yang ditetapkan untuk memastikan bahwa model geologi awal (inisial model) disesuaikan dan mendekati kondisi yang direpresentasikan oleh data seismik sebenarnya.

2. *Pre-whitening*: Merupakan proses penambahan semacam *noise* artifisial ke dalam spektrum amplitudo data. Tujuannya adalah untuk meningkatkan stabilitas dari algoritma inversi dan secara efektif mengurangi potensi kesalahan.
3. *Average Blok Size*: Parameter ini mengendalikan resolusi hasil inversi. Semakin kecil ukuran blok rata-rata yang ditetapkan, semakin banyak unit blok yang terbentuk, yang pada akhirnya akan meningkatkan resolusi dan menghasilkan korelasi yang lebih akurat antara *trace* hasil inversi dengan *trace* seismik yang asli.



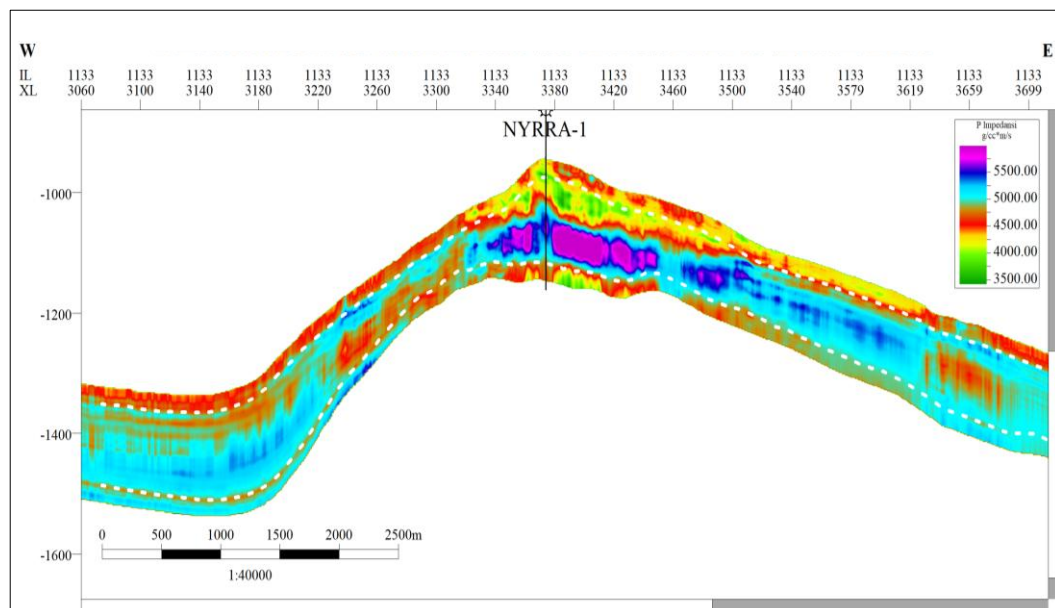
Gambar 41. Analisis pra-inversi

4.4.11 Analisis Hasil Inversi *Acoustic Impedance* (AI)

Sebelum proses inversi seismik dilaksanakan, dilakukan terlebih dahulu tahapan analisis pra-inversi sebagai langkah awal untuk menentukan konfigurasi parameter yang paling sesuai dalam mendukung keberhasilan inversi. Tahap ini difokuskan pada evaluasi dan pemilihan parameter inversi yang optimal, yang ditentukan berdasarkan kombinasi nilai korelasi tertinggi antara data sintetik dan data seismik observasi, disertai dengan nilai kesalahan (*error*) yang paling rendah. Selain itu, jumlah iterasi juga ditetapkan melalui analisis grafik hasil uji inversi, di mana iterasi optimal dipilih pada kondisi ketika penurunan nilai *error* mulai menunjukkan kecenderungan melandai atau tidak signifikan lagi. Penentuan jumlah iterasi yang

tepat menjadi aspek krusial untuk mencegah terjadinya *overfitting* terhadap data serta untuk menjaga efisiensi waktu komputasi selama proses inversi berlangsung.

Acoustic impedance merupakan parameter fisis batuan yang didefinisikan sebagai hasil perkalian antara densitas batuan dan kecepatan rambat gelombang seismik di dalam medium tersebut. Dalam praktiknya, variasi nilai *acoustic impedance* lebih banyak dipengaruhi oleh perubahan kecepatan rambat gelombang dibandingkan oleh densitas, karena perbedaan nilai densitas antar jenis batuan umumnya relatif kecil. Sebaliknya, kecepatan rambat gelombang seismik memiliki rentang variasi yang lebih lebar pada berbagai jenis litologi, sehingga menjadi faktor dominan yang mengontrol perubahan *acoustic impedance* dan menjadikannya parameter yang sensitif dalam membedakan karakteristik batuan bawah permukaan. Gambar 42 merupakan hasil pemodelan inversi *acoustic impedance*.

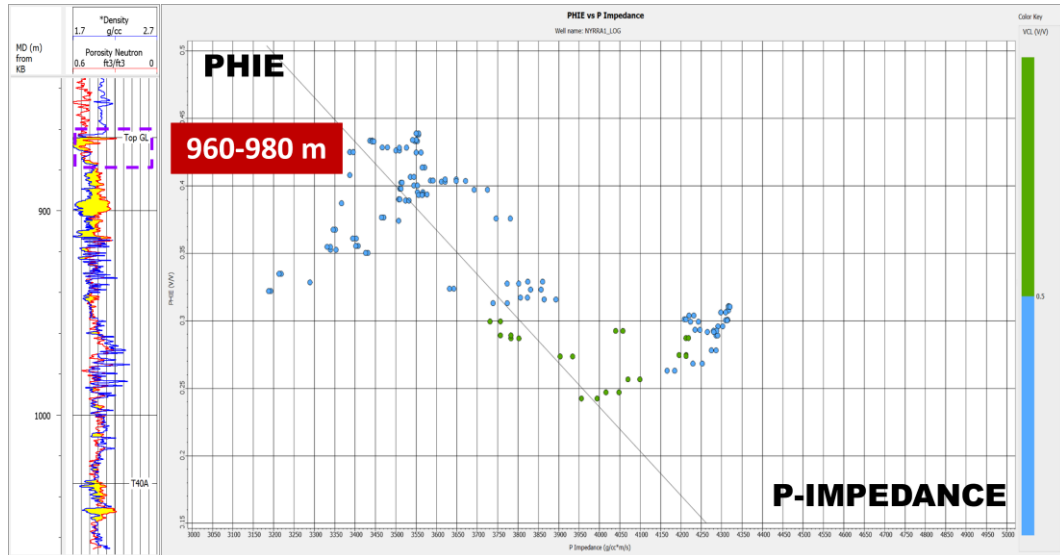


Gambar 42. Model penampang inversi *acoustic impedance* inline 1133

4.4.12 Analisis Regresi Linier

Regresi linier digunakan untuk menganalisis hubungan antara nilai *acoustic impedance* dan parameter petrofisika porositas, sehingga memungkinkan pendistribusian nilai secara lateral ke seluruh *volume* seismik dan membentuk *volume* semu (*pseudo volume*). Nilai *acoustic impedance* yang digunakan dalam analisis ini diperoleh dari hasil inversi seismik *acoustic impedance*. Pendekatan ini

didasarkan pada konsep matematis regresi linier, di mana diperoleh konstanta a dan b sebagai parameter regresi. Parameter tersebut selanjutnya digunakan dalam persamaan regresi untuk mengestimasi nilai porositas pada seluruh *volume* seismik. Pada Gambar 43 merupakan hasil *line* regresi antara nilai *acoustic impedance* dan porositas total.



Gambar 43. Regresi linier porositas

4.4.13 Peta *Slicing* Persebaran Hasil Inversi

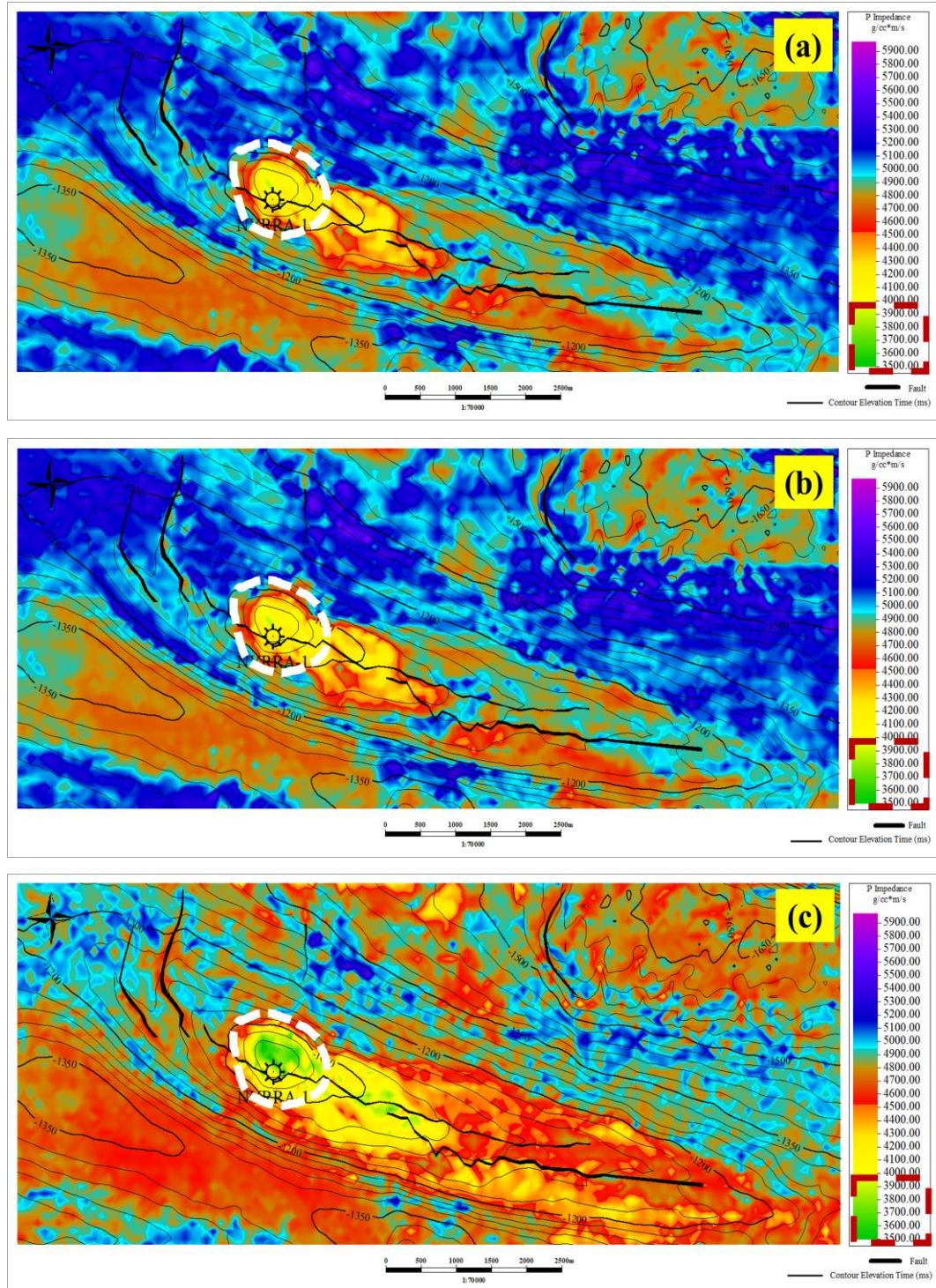
Setelah diperoleh *volume* hasil inversi *acoustic impedance* dan densitas, dilakukan proses *slicing* pada *horizon* target *Top GL* dan *T40A* yang merepresentasikan interval reservoir karbonat Formasi Mundu. Proses *slicing* dilakukan untuk mengekstraksi nilai parameter fisis pada masing-masing *horizon* sehingga diperoleh peta persebaran lateral *acoustic impedance*, densitas, dan porositas. Nilai porositas diperoleh dari hasil regresi linier antara *acoustic impedance* dan porositas *log* sumur, yang kemudian diaplikasikan pada *volume* inversi untuk menghasilkan distribusi porositas secara spasial. Hasil *slicing* dari setiap parameter selanjutnya dianalisis secara terintegrasi melalui korelasi antarparameter guna mengidentifikasi zona dengan nilai impedansi rendah, densitas relatif rendah, dan porositas tinggi sebagai indikator potensi reservoir.

4.4.14 Hasil Interpretasi

Analisis *slicing* dilakukan untuk menampilkan persebaran lateral nilai parameter fisis dan petrofisika batuan pada interval target. Dalam penelitian ini, tersedia beberapa pilihan atribut statistik, seperti RMS, minimum, dan *arithmetic*. Atribut *arithmetic* merepresentasikan nilai rata-rata dari parameter yang dianalisis dalam suatu jendela waktu atau kedalaman tertentu. Pendekatan ini memberikan gambaran yang lebih stabil dan menyeluruh terhadap karakter batuan, terutama pada reservoir karbonat yang bersifat heterogen secara vertikal. Dengan menggunakan nilai rata-rata, pengaruh fluktuasi nilai ekstrim yang bersifat lokal dapat diminimalkan, sehingga persebaran parameter yang dihasilkan lebih mencerminkan kondisi umum interval reservoir.

Sebaliknya, RMS (*root mean square*) lebih menekankan nilai amplitudo atau nilai ekstrem dalam jendela analisis. Pada data inversi seismik dan hasil transformasi petrofisika, atribut RMS cenderung memperbesar pengaruh nilai-nilai tinggi atau anomali lokal yang tidak selalu berkaitan langsung dengan karakter reservoir, melainkan dapat dipengaruhi oleh efek *noise*, *tuning*, atau ketebalan lapisan. Hal ini berpotensi menghasilkan peta persebaran yang terlalu kontras dan kurang representatif terhadap sifat rata-rata reservoir. Sementara itu, atribut minimum hanya merepresentasikan nilai terendah dalam jendela analisis, sehingga sangat sensitif terhadap nilai ekstrim tunggal. Pada reservoir karbonat yang memiliki variasi vertikal yang kompleks, atribut minimum dapat menampilkan anomali yang bersifat sangat lokal dan tidak mencerminkan karakter keseluruhan interval reservoir, sehingga kurang sesuai untuk analisis persebaran lateral zona prospek.

Dengan pertimbangan tersebut, *arithmetic* dipilih karena mampu memberikan representasi yang lebih stabil, konsisten, dan relevan terhadap karakter fisik dan petrofisika reservoir karbonat. Pendekatan ini memudahkan interpretasi persebaran lateral zona prospek dan memungkinkan integrasi yang lebih baik antara peta persebaran dan penampang seismik, khususnya dalam mengidentifikasi zona prospek reservoir yang dikontrol oleh struktur.



Gambar 44. (a) Peta persebaran *acoustic impedance arithmetic*; (b) Peta persebaran *acoustic impedance RMS*; (c) Peta persebaran *acoustic impedance minimum*

VI. KESIMPULAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan pada penelitian ini antara lain:

1. Zona target reservoir dapat ditentukan berdasarkan analisis data *log* sumur, yang ditandai oleh nilai densitas relatif rendah berkisar $\pm 1,50-1,80$ g/cc, nilai porositas menengah–tinggi sekitar $\pm 0,30-0,50$, serta kandungan *volume clay* yang relatif rendah sekitar $\pm 0,20$. Kombinasi parameter tersebut menunjukkan interval batuan dengan kualitas reservoir yang baik dan diinterpretasikan sebagai zona target reservoir karbonat.
2. Penerapan inversi seismik 3D mampu menggambarkan persebaran *Acoustic Impedance* (AI) secara lateral dan vertikal pada interval target. Hasil inversi menunjukkan adanya zona dengan nilai AI menengah–rendah sekitar $\pm 3.500-4.000$ (g/cc) (m/s) yang berkembang konsisten mengikuti konfigurasi struktur bawah permukaan, khususnya pada puncak antiklin, sehingga efektif dalam mengidentifikasi anomali yang berkaitan dengan reservoir karbonat.
3. Karakterisasi reservoir dilakukan melalui integrasi parameter densitas, porositas, dan *volume clay*. Hasilnya menunjukkan bahwa zona dengan AI menengah–rendah berkorelasi dengan densitas rendah ($\pm 1,50-1,80$ g/cc), porositas efektif menengah–tinggi ($\pm 30\%$), porositas total tinggi ($\pm 40\%$), serta *volume clay* relatif rendah ($\pm 0,20$), yang mencerminkan kualitas reservoir yang baik.
4. Penyebaran nilai parameter petrofisika dilakukan menggunakan pendekatan regresi linier antara *acoustic impedance* dan parameter reservoir.

5. Pendekatan ini memungkinkan pemetaan distribusi densitas, porositas, dan *volume clay* secara spasial pada domain seismik, serta menunjukkan konsistensi pola yang mengikuti struktur bawah permukaan.
6. Zona potensi reservoir karbonat berhasil diidentifikasi melalui integrasi hasil inversi seismik 3D dan parameter petrofisika, yang ditandai oleh kombinasi nilai AI menengah–rendah, densitas rendah, porositas tinggi, dan *volume clay* rendah. Zona ini berkembang secara lateral dan vertikal pada puncak antiklin, sehingga diinterpretasikan sebagai area prospek utama dengan karakteristik reservoir yang lebih baik dibandingkan daerah sekitarnya.

6.2 Saran

Penelitian selanjutnya disarankan untuk menambah jumlah data sumur dan melakukan integrasi dengan data petrofisika yang lebih detail guna meningkatkan keakuratan karakterisasi reservoir karbonat. Serta dapat dilakukan integrasi dengan atribut seismik tambahan (misalnya *sweetness* atau *curvature*) disarankan untuk memperkuat identifikasi zona rekahan karbonat pada daerah penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, M. (2007). *Konsep Dasar Seismik Refleksi Edisi Revisi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Aisyah, O., Namigo, E. L., & Subhan, M. (2024). Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode Inversi *Acoustic impedance* Model Based pada Lapangan “OVI” Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Fisika Unand (JFU)*, 13(1), 146–152.
- Alsadi, H. N. (2017). *Seismic Hydrocarbon Exploration: 2D and 3D Techniques*. Springer.
- Asparini, D. (2011). *Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut Diperairan Barat Aceh*. Departemen Ilmu dan Teknologi Kelautan, Pertanian Bogor: Bogor.
- Asquith, G. & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis, 2nd Edition*. American Association of Petroleum Geologists (AAPG).
- Aziz, Z., & Setiawan, A. (2016). Perbandingan Antara Multi Atribut Seismik Regresi Linier dan Multi Atribut Seismik Probabilistic Neural Network untuk Estimasi Porositas Reservoir Batu Pasir pada Lapangan Minyak Teapot Dome. *Jurnal Fisika Indonesia*, 20(1), 1–5.
- Badley, M. (1987). *Practical Seismic Interpretation*. England: Badley, Ashton and Associates Limited.
- Basri, A. (2017). Metode Inversi Seismik Berbasis Model dan Aplikasinya. *Jurnal Geofisika*.
- Bishop, M. G. (2000). Petroleum systems of the North East Java Basin, Indonesia. *AAPG Bulletin*, 84(7), 1030–1053.

- Bjorlykke, K. (2010). *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environment to Rock Physics*. Springer.
- Butar Butar, M. H. P., Juventa, & Marlinda, L. (2023). Identifikasi Prospek Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Inversi *Acoustic impedance* pada Blok Kampar. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, 57(1), 43–59.
- 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*.
- Brown, A. R. (2001). Understanding Seismic Attributes. *Geophysics*, 66(1), 47–48.
- Chein, A., & Sidney, S. (1997). Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring. *The Leading Edge*, 16(4), 353–359.
- Elnashai, A., & Sarno, L. (2008). *Fundamentals of Earthquake Engineering*. Wiley.
- ESDM. (2022). *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia*. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Fatahillah, Y. (2016). Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Model *Log TOC*, pada Formasi Ngimbang, Lapangan ‘Arrazi’, Cekungan Jawa Timur Utara. *Skripsi*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Surabaya.
- Flügel, E. (2010). *Microfacies of carbonate rocks: Analysis, interpretation and application*. Springer.
- Gavotti, P. E. (2014) *Model-Based Inversion of Broadband Seismic Data*. University of Calgary.
- Greenwood, A. J. (2013). Application of Vertical Seismic Profiling for the Characterisation of Hard Rock. *Tesis*. Curtin University.
- Hall, Ellis, Darwin, V., dan Singer, J. M. (2006). *Well Logging for Earth Scientists*. New York: Spinger.
- Hamilton, W. (1979). Tectonics of the Indonesia Region. *USGS Professional Paper*. Vol. 1078, 345 p.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Henriksen, S. (2020). *Tracking of Horizons in Seismic Data Using a Hidden Markov Model*. Norwegian University of Science and Technology.

- Hidayat, S., & Firmansyah, R. (2017). Identifikasi Zona Sweet Spot Menggunakan Integrasi Inversi Seismik dan Atribut Seismik. *Jurnal Geosaintek*, 2(3), 145–156.
- Himawan, H., Haris, A., & Riyanto, A. (2019). A Fully Integrated Approach Through Petrophysical Analysis, Hydraulic Flow Units and Seismic Inversion to Map Good Quality Flow Unit of Globigerina Limestone Gas Reservoir in C field, Madura Straits. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 538(1), 012065.
- 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.
- IEA. (2023). *World energy outlook*. International Energy Agency.
- Jamady, A. (2011). Kuantifikasi frekuensi dan resolusi menggunakan seismik refleksi di perairan Maluku Utara. *Skripsi*. IPB.
- Juventa, Bobbyuana, A. F., Nasri, M. Z., Herawan, F., & Fatahillah, A. D. (2022). Karakterisasi Reservoir Karbonat Menggunakan Inversi *Acoustic impedance* Blok “X”, Formasi Tuban, Cekungan Jawa Timur. *Jurnal Geosaintek*, 8(1), 173–180.
- 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.
- Koesoemadinata, R. P. (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Institut Teknologi Bandung.
- Koesoemadinata, R.P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas bumi, Jilid 1 dan 2*. Institut Teknologi Bandung: Bandung.
- Lemigas. (2003). *Pembuatan Prospect dan Lead serta Play Concept Penemuan Cadangan Migas di Cekungan Selat Madura*. Proyek Peningkatan Cadangan Migas. Laporan Tertutup.
- Lucia, F. J. (1999). *Carbonate Reservoir Characterization*. Springer.

- Mallick, S. (1995). Model-Based Inversion of AVO Data using Genetic Algorithm. *Geophysics*, 60(4), 939–954.
- Manur, H., & Barraclough. (1994). Structural Control on Hydrocarbon Habitat in the Bawean Area, East Java Sea. *Proceedings Indonesi petroleum Association, 23rd Annual Convention*, Jakarta.
- Mauladika, A. I. (2018). Analisis Sifat Petrofisika Batuan Menggunakan Metode Multimineral Probabilistik untuk Karakteristik Reservoir Pada Sumur A-1 dan A-2 Lapangan X, Cekungan Bonoparte. *Skripsi*, Universitas Lampung.
- Mudjiono, R. & Pireno, G. E. 2001. Exploration of the North Madura Platform, Offshore East Java, Indonesia. *Proceedings Indonesia Petroleum Association 28th Annual Convention and Exhibition*, Jakarta.
- Pandito, R. H., Haris, A., Zainal, R. M., & Riyanto, A. (2016). Hydrocarbon Potensial Assesment of Ngimbang Formation, Rihem Field of Northeast Java Basin. *International Symposium on Current Progress in Mathematics and Sciences (ISCPMS). AIP Conf. Proc. 1862*.
- Pandoyo, S. H. (2004). *In House Training Garvity*. Pusat Pendidikan dan Pelatihan Minyak dan Gas Bumi. Cepu.
- Plado, J., Ots, S., Puura, V., & Aosaar, H. (2016). Interpretation of Gamma-Ray Log of the Statified Oil Shale Seam in the Attarat Um Ghudran Deposit, Centarl Jordan. *Oil Shale*, 33(4), 340-356.
- Prakoso, A., & Haris, A. (2019). Seismic Multiattribute for Predicting Reservoir Properties: Case Study of Globigerina Limestone Reservoir, Madura Strait. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 830(4), 042056.
- Pratama, Y., & Yuliana, N. (2020). Aplikasi Inversi Seismik untuk Karakterisasi Reservoir Batupasir. *Jurnal Sumber Daya Geologi*, 5(2), 101–110.
- Pringgoprawiro, H. (1983). Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan Jawa Timur Utara, Suatu Pendekatan Baru. *Desertasi Doktor*. Institut Teknologi Bandung.
- Pulunggono, A., & Martodjojo, S. (1994). *Perubahan Tektonik Paleogen-Neogen Merupakan Peristiwa Tektonik Penting di Jawa*. Kumpulan Makalah

- Seminar Geologi dan Geotektonik Pulau Jawa sejak Akhir Mesozoik hingga Kuartar, Jurusan Geologi Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, hal. 1-14.
- Putra, P. S. (2007). Sekuen Pengendapan Sedimen Miosen Tengah Kawasan Selat Maudra. *Jurnal Riset Geologi & Pertambangan*, 17(1), 20-36.
- Ramdhani, M., Wibowo, R., & Hartono, Y. (2018). Seismic Inversion Method for Reservoir Characterization. *Jurnal Eksplorasi*.
- 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.
- Rider, M. (2002). The Geological Interpretation of Well Logs. In *Rider-French Consulting Ltd.*
- Ridki, N. (2020). Pemetaan Struktur Batuan Dasar Menggunakan Metode Energy Spectral Analysis-Multi Window Test (Esa-Mwt) Data Gravitasi Pada Sub Cekungan Sakala. *Skripsi*. Fakultas Sains dan Teknologi Universitas Islam Negeri Syarif Hidayatullah Jakarta, Jakarta.
- Rosyidi, D., dkk. (2013). Karakteristik Gelombang Seismik Permukaan (Rayleigh dan Love). *Jurnal Teknik Sipil*.
- Rowi, V., Haris, A., & Riyanto, A. (2020). DHI Pitfall Assessment in Pliocene Globigerina Gas Play. *IPA 44th Annual Convention*, 1-12.
- Russell, B. H. (1988). *Introduction to Seismic Inversion Methods*. SEG.
- Salim, A. M. A., Janjua, O. A., Wahid, A., & Zaheer, A. (2014). Linear Regression Approach for Porosity and Permeability Calculations from Well Logs: A Case Study in NW Bonaparte Basin, Australia. *Journal of Geophysics and Engineering*, 11(4), 045002.
- Samantaray, S., & Gupta, A. (2008). An Overview of Reservoir Characterization Techniques. *Petroleum Geoscience*, 14(2), 301–310.
- Sanjaya, A. H. (2016). The Emergency of Pre-Cenozoic Petroleum System in East Java Basin: Constraints from New Data and Interpretation of Tectonic Reconstruction, Deep Seismic, and Implications to Petroleum System. *Proceeding of Indonesia Petroleum Association Fortieth Annual Convention & Exhibition*, IPA 16-573-G.
- Saputra, R., Rowi, V., Surjandaja, R., & Haris, A. (2014). Fluid Contact Analysis Based on Fluid Replacement Modeling on Direct Hydrocarbon Indicator

- Feature in the Mundu Formation, East Java Basin. *In 38th Annual Convention of the Indonesian Petroleum Association 2014 (pp. 1333–1344)*. Indonesian Petroleum Association.
- Satyana, A. H., & Purwaningsih, M. E. M. (2003). Oligo-Miocene Carbonates of Java: Tectonic Setting and Effects of Volcanism. *In Proceedings of Joint Convention Jakarta 2003 The 32nd IAGI and 28th HAGI Annual Convention and Exhibition*.
- Satyana, A. H., & Purwaningsih, M. (2003). Geology and Hydrocarbon Potential of the Mundu Formation. *IPA 29th Annual Convention*.
- Satyana, A. H., Erwanto, E., and Prasetya, C. (2004) Rembang-Madura-Kangean-Skala (RMKS) Faults Zona, East Java Basin: The Origin and Nature of a Geologic Bord Border. *Proceedings the 33rd Annual Convention & Exhibition of Indonesia Association of Geologist*.
- Satyana, A. H. (2005). Oligo-Miocene carbonates of Java, Indonesia: Tectonic–Stratigraphic Framework and Petroleum Implications. *Proceedings Indonesian Petroleum Association*.
- Satyana, A. H (2008). On the Origin of the Meratus Uplift, Southeast Kalimantan, Tectonic and Gravity Constraint: A Model for Exhumation of Collisional Orogen in Indonesia: Major Dissimilarities. *Journal of Asian Earth Science Special Issue*.
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1995). *Explorasi Seismology*. UK: Cambridge University.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: an Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press.
- Smyth, H. (2005). Eocene to Miocene Basin History and Volcanic Activity in East Djawa, Indonesia. *PhD thesis*. University of London.
- 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, Muchsin, N., Ryacudu, R., Kunto, T., Astono, P., Prasetya, I., Sapiie, B., Asikin, S., Harsolumakso, A. H., & Yulianto, I. (2003). The Collision of the East Java Microplate and Its Implication for Hydrocarbnp Occurrences in

- the East Java Basin. *Proceedings of Indonesian Petroleum Association*, Jakarta.
- Stevens, J., Johnstone, E. M., White, J. V., Geary, G. C., Gross, O. P., McPherson, J. G., Rodda, C. W., & Cahyono, A. B. (2006). A Revised Sequence Stratigraphic Framework and Nomenclature, East Java Basin. *In Proceedings International Geosciences Conference and Exhibition*.
- Sukmono. (2000). *Seismic Inversi untuk Karakteristik Reservoir*. Bandung: ITB Press.
- Tabah, F. R., & Danusaputro, I. (2010). Inversi Model Based untuk Litologi Bawah Permukaan. *Jurnal Sains dan Matematika*, 18(3), 88–93.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. (1990). *Applied Geophysics, Second Edition*. Cambridge Univ. Press, New York.
- Van Bemmelen, R. W. (1949). *The Geology of Indonesia, vol. I. A. General Geology*, The Hague: Government Printing Office.
- Walidah, F. I. (2011). Penentuan Struktur Bawah Permukaan Berdasarkan Analisa dan Pemodelan Data Gayaberat untuk Melihat Potensi Hidrokarbon pada Daerah 'FW1807' Cekungan Jawa Timur Utara. *Skripsi*. Universitas Indonesia. Depok.
- Wilson, J. L. (1975). *Carbonate facies in geologic history*. Springer.
- Yulihatno, B., Sriwahyuni, L., & Situmorang, B. (1995). Peranan Tektonik Tarikan pada Perkembangan Runtunan Pengendapan Tersier di Bagian Barat Kawasan Daratan Cekungan Jawa Timur Utara. *Proceedings Diskusi Ilmiah VIII PPTMGB 'Lemigas'*.