

**DELINEASI KOMPONEN *GEOLOGICAL STORAGE* BERDASARKAN
INTEGRASI DATA SEISMIK DAN *WELL LOGGING* UNTUK
TEKNOLOGI *CARBON CAPTURE AND STORAGE* (CCS) DI LAPANGAN
EP, CEKUNGAN MELAWI, KALIMANTAN BARAT**

(Skripsi)

Oleh

**EKA PRAMUDITIA
2215051007**



**KEMENTERIAN PENDIDIKAN TINGGI, SAINS, DAN TEKNOLOGI
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG**

2026

**DELINEASI KOMPONEN *GEOLOGICAL STORAGE* BERDASARKAN
INTEGRASI DATA SEISMIK DAN *WELL LOGGING* UNTUK
TEKNOLOGI *CARBON CAPTURE AND STORAGE* (CCS) DI LAPANGAN
EP, CEKUNGAN MELAWI, KALIMANTAN BARAT**

**Oleh
EKA PRAMUDITIA**

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

DELINEASI KOMPONEN *GEOLOGICAL STORAGE* BERDASARKAN INTEGRASI DATA SEISMİK DAN *WELL LOGGING* UNTUK TEKNOLOGI *CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS)* DI LAPANGAN EP, CEKUNGAN MELAWI, KALIMANTAN BARAT

Oleh

Eka Pramuditia

Peningkatan emisi karbon dioksida (CO₂) sebagai gas rumah kaca utama mendorong pengembangan teknologi *Carbon Capture and Storage (CCS)* sebagai salah satu solusi mitigasi perubahan iklim, yang memanfaatkan formasi geologi sebagai media penyimpanan CO₂ secara aman di bawah permukaan. Cekungan Melawi, Kalimantan Barat, merupakan wilayah yang memiliki potensi sebagai lokasi penyimpanan CO₂, namun kajian terkait hal ini masih terbatas. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi *geological storage* serta mengestimasi volume bulk penyimpanan CO₂ di lokasi penelitian. Data yang digunakan meliputi satu data sumur KD dan enam data seismik refleksi 2D *post-stack*. Tahapan penelitian meliputi analisis petrofisika, identifikasi jenis *geological storage*, interpretasi seismik, inversi *acoustic impedance*, dan perhitungan volume bulk reservoir penyimpanan. Hasil penelitian menunjukkan keberadaan tiga sistem *geological storage*, dengan *seal rock* yang didominasi oleh litologi serpih (*shale*) dan reservoir oleh batupasir (*sandstone*). Nilai resistivitas air formasi (R_w) yang rendah (<0,15 ohmm) serta salinitas fluida yang tinggi (>30000 ppm) mengindikasikan bahwa sistem penyimpanan termasuk dalam jenis *deep saline aquifer*. Delineasi zona target reservoir menunjukkan nilai *acoustic impedance* berkisar antara 8000 - 10000 (m/s)(g/cc), sedangkan *seal rock* memiliki nilai lebih dari 10000 (m/s)(g/cc). Estimasi volumetrik menghasilkan total *bulk volume* reservoir sebesar 4627,73 km³ sebagai kapasitas ruang penyimpanan secara geometris pada area penelitian. Penelitian ini menunjukkan bahwa Lapangan EP memiliki potensi sebagai kandidat lokasi implementasi teknologi *Carbon Capture and Storage (CCS)*.

Kata kunci: *acoustic impedance, carbon capture and storage (CCS), Cekungan Melawi, deep saline aquifer, geological storage, petrofisika.*

ABSTRACT

DELINEATION OF GEOLOGICAL STORAGE COMPONENTS USING INTEGRATED SEISMIC AND WELL LOG DATA FOR CARBON CAPTURE AND STORAGE (CCS) IN THE EP FIELD, MELAWI BASIN, WEST KALIMANTAN

By

Eka Pramuditia

The increasing emissions of carbon dioxide (CO₂) as a major greenhouse gas have driven the development of Carbon Capture and Storage (CCS) technology as one of the key solutions for climate change mitigation, utilizing geological formations as a secure medium for subsurface CO₂ storage. The Melawi Basin in West Kalimantan is considered a prospective area for CO₂ storage, although related studies remain limited. This study aims to identify the geological storage system and estimate the bulk storage volume of CO₂ in the study area. The data used in this research consist of one well dataset (KD) and six 2D post-stack seismic reflection lines. The workflow includes petrophysical analysis, identification of the geological storage type, seismic interpretation, acoustic impedance inversion, and calculation of the reservoir bulk volume. The results indicate the presence of three geological storage systems, with shale-dominated seal rocks and sandstone reservoirs. Low formation-water resistivity ($R_w < 0.15 \text{ ohm-m}$) and high fluid salinity ($> 30,000 \text{ ppm}$) suggest that the storage system can be classified as a deep saline aquifer. Delineation of the target reservoir zones shows acoustic impedance values ranging from 8,000 to 10,000 (m/s)(g/cc), whereas the seal rocks have values greater than 10,000 (m/s)(g/cc). Volumetric estimation yields a total reservoir bulk volume of 4,627.73 km³, representing the geometric storage capacity within the study area. These findings indicate that the EP Field has potential as a candidate site for the implementation of Carbon Capture and Storage (CCS) technology.

Keywords: *acoustic impedance, carbon capture and storage (CCS), deep saline aquifer, geological storage, Melawi Basin, petrophysics*

Judul Skripsi : **Delineasi Komponen *Geological Storage* Berdasarkan Integrasi Data Seismik dan *Well Logging* untuk Teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) di Lapangan EP, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat**

Nama Mahasiswa : **Eka Pramuditia**

Nomor Pokok Mahasiswa : **2215051007**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

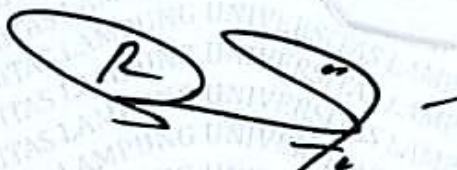
Fakultas : **Teknik**

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

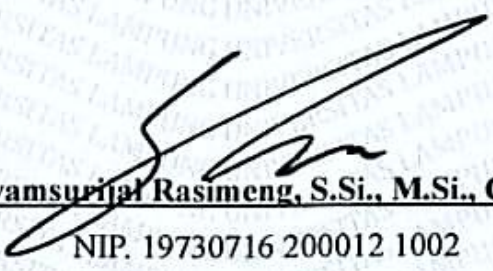

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.

NIP. 19661222 199603 1001


Rahmi Mulvasari, S.Pd., M.T.

NIP. 19910207 201803 2001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

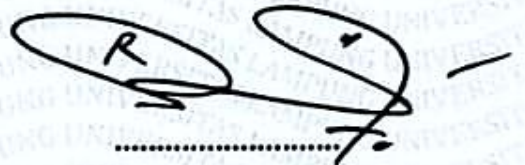

Dr. Ir. Syamsurrijal Rasimeng, S.Si., M.Si., C.EIA,IPM.

NIP. 19730716 200012 1002

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

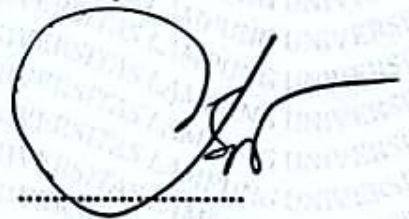
Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.



Sekretaris : Rahmi Mulyasari, S.Pd., M.T.



Anggota : Dr. Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.



2. Dekan Fakultas Teknik



Dr. Ahmad Herison, S.T., M.T.
NIP. 196910302000031001

Tanggal Lulus Ujian Skripsi: 30 April 2026

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis dengan judul “Delineasi Komponen *Geological Storage* Berdasarkan Integrasi Data Seismik dan *Well Logging* untuk Teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) di Lapangan EP, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat” bukan merupakan karya dari orang lain melainkan berdasarkan pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan-kutipan yang terdapat dalam skripsi ini telah tercantum sumber-sumbernya pada daftar pustaka sesuai norma, kaidah, dan etika penulisan.

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

Bandar Lampung, 30 April 2026



Eka Pramuditia
NPM. 2215051007

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Medan, Sumatera Utara pada 28 September 2004. Anak pertama dari Bapak Mujiono dan Ibu Sri Wulandari. Pendidikan yang pernah ditempuh oleh Penulis yaitu Sekolah Dasar di SD Negeri Tanjung Mas dan Lulus pada tahun 2016, Sekolah Menengah Pertama di SMP Negeri 1 Buay Madang Timur dan Lulus pada tahun 2019, dan menempuh Sekolah Menengah Akhir di SMA Negeri 4 Ogan Komering Ulu dan Lulus pada tahun 2022. Penulis melanjutkan pendidikan di Perguruan Tinggi Negeri, tepatnya di Universitas Lampung, Fakultas Teknik pada Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur Seleksi Nasional Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SNMPTN) tahun 2022.

Selama menempuh pendidikan di perguruan tinggi, penulis aktif dalam berbagai kegiatan baik di bidang akademik maupun non akademik. Penulis berkontribusi dan terdaftar sebagai; Asisten Praktikum Geologi Dasar Prodi Teknik Geofisika tahun 2024 sampai 2025; Asisten Praktikum Geologi Struktur Prodi Teknik Geofisika tahun 2023 sampai 2026 dan Prodi Teknik Geologi tahun 2024 sampai 2026; Asisten Praktikum Fisika Dasar II Prodi Teknik Geologi tahun 2024 sampai 2026; Asisten Praktikum Kristalografi dan Mineralogi Prodi Teknik Geologi tahun 2025; Asisten Praktikum Geologi Eksplorasi Prodi Teknik Geologi tahun 2026; Asisten Metode *Well Logging* Prodi Teknik Geofisika tahun 2026. Selain itu, penulis aktif di beberapa organisasi; Anggota Bidang Sains dan Teknologi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (HIMA TG Bhuwana) periode I (2023-2024) dan periode II (2024-2025) sebagai ketua pelaksana dan penanggung jawab program kerja Kunjungan Kerja Industri (KKI); Ketua pelaksana event nasional GWES ke-10 (*Geophysics Whiz Event and*

Seminar) tahun 2024; Ketua Pelaksana Kuliah Tamu PetroChina International Jabung Ltd., tahun 2025; Anggota Divisi External Affairs dalam Himpunan Ahli Geofisika Indonesia UNILA SC tahun 2024 sampai 2026; Anggota Divisi Eksternal dalam *Society of Exploration Geophysicists* UNILA SC tahun 2025 sampai 2026.

Penulis tergabung dalam tim Merdeka Belajar Kampus Merdeka (MBKM) riset dosen pada tahun 2024 dengan topik “*Integration of Field Observation and Spatial Analysis in Identifying Landslide Vulnerability in West Lampung Regency*”. Penulis melaksanakan KKN (Kuliah Kerja Nyata) pada bulan Januari sampai Februari tahun 2025 bertempat di Desa Sendang Asih, Kecamatan Sendang Agung, Kabupaten Lampung Tengah. Penulis menjalankan kegiatan Kerja Praktik (KP) pada bulan Juli sampai Agustus 2025 di Pusat Survei Geologi (PSG), Bandung dengan judul “**Perbandingan Interpretasi Litologi Berdasarkan Data *Cutting* dengan Interpretasi *Crossplot Well Logging* serta Identifikasi Lingkungan Pengendapan Melalui Analisis Elektrofases**”. Selanjutnya, pada November 2025 sampai Maret 2026, penulis melanjutkan Tugas Akhir/Skripsi di Pusat Survei Geologi (PSG), Bandung dengan judul “**Delineasi Komponen *Geological Storage* Berdasarkan Integrasi Data Seismik dan *Well Logging* untuk Teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) di Lapangan EP, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat**”.

PERSEMBAHAN

Dengan penuh syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa, karya sederhana ini merupakan buah dari perjalanan panjang yang dipenuhi doa, harapan, dan tanggung jawab. Skripsi ini mungkin belum sempurna, tetapi di setiap halamannya terukir kesabaran dan keberanian untuk terus melangkah di tengah keraguan. Dengan segala kerendahan hati, karya ini penulis persembahkan kepada:

Ayah dan Ibu terkasih,

Mujiono & Sri Wulandari

Adik ku,

Dwi Mirza Ukhail

Kepada dua hati yang tak pernah lelah untuk selalu memeluk penulis dengan doa bahkan ketika dunia tampak begitu asing dan langkah-langkah terasa rapuh.

Penulis menyadari bahwa perjalanan ini tidak pernah benar-benar ditempuh seorang diri; di balik setiap langkah yang sampai sejauh ini, bersemayam ribuan harap yang Ayah dan Ibu titipkan diam-diam kepada-Nya pemilik alam semesta dalam sujud-sujud panjang. Dari Ayah dan Ibu, penulis belajar bahwa cinta dan kasih sayang hadir sebagai ketabahan yang tak bersuara, nasihat yang menguatkan jiwa, teguran yang mendewasakan langkah, serta dukungan yang menyalakan harapan ketika penulis nyaris luruh oleh ragu. Maka, dengan seluruh kasih yang mampu dihimpun oleh hati yang serba terbatas ini, penulis menundukkan diri dalam terima kasih yang tak akan pernah cukup untuk membalas segala pengorbanan. Semoga Tuhan Yang Maha Mulia, memuliakan Ayah dan Ibu dengan keberkahan yang tak putus, kasih sayang yang tak bertepi, serta menghadiahkan balasan paling indah atas segala perjuangan mulia dalam membesarkan, menjaga, dan mengantarkan buah hatinya hingga sampai pada titik ini, selanjutnya, dan selama-lamanya.

MOTTO

"Dia Allah yang mengajar dengan perantaraan pena, mengajarkan manusia tentang apa yang tidak diketahuinya"

(QS Al-Alaq ayat 4-5)

"....Melamban bukanlah hal yang tabu..., jalanmu kan sepanjang niatmu...., sebutlah nama-Nya, tetap di jalan-Nya, kelak kau mengingat, kau akan teringat..., terus berenang, lanjutlah mendaki"

(33x – Perunggu)

"Semua jatuh bangun mu, hal yang biasa. Angan dan pertanyaan, waktu yang menjawabnya. Berikan tenggat waktu, bersedihlah secukupnya. Rayakan perasaan mu sebagai manusia"

(Mata Air – Hindia)

"Urip Iku Urup"

(Penulis)

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa, pemilik semesta alam, atas segala limpahan rahmat, karunia, serta ridha-Nya, sehingga penulis diberi kekuatan, kesehatan, dan kesempatan untuk menyelesaikan skripsi ini dengan baik. Tiada daya dan upaya tanpa pertolongan-Nya; sungguh, tanpa kehendak dan ridha-Nya, proses penyusunan skripsi ini tidak akan dapat berlangsung dengan lancar hingga mencapai tahap akhir. Penulis dengan segala mengharapkan saran, masukan, dan kritik yang membangun demi perbaikan serta penyempurnaan karya ini di masa yang akan datang.

Skripsi yang berjudul “Delineasi Komponen *Geological Storage* Berdasarkan Integrasi Data Seismik dan *Well Logging* untuk Teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) di Lapangan EP, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat” ini merupakan hasil dari tugas akhir yang dilaksanakan pada bulan November hingga April. Akhir kata, penulis berharap semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi para pembaca, serta menjadi kontribusi yang bermakna bagi pengembangan teknologi dan penelitian di masa mendatang. Semoga pula setiap proses, usaha, dan dukungan yang menyertai penyusunan karya ini bernilai ibadah dan menjadi ladang amal jariyah bagi penulis maupun semua pihak yang telah terlibat.

Bandar Lampung, 30 April 2026

Eka Pramuditia

NPM. 2215051007

SANWACANA

Segala puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa atas segala rahmat, karunia, dan petunjuk-Nya, sehingga skripsi yang berjudul **“Delineasi Komponen *Geological Storage* Berdasarkan Integrasi Data Seismik dan *Well Logging* untuk Teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) di Lapangan EP, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat”** ini dapat diselesaikan dengan baik. Dalam setiap langkah yang dilalui, penulis menyadari bahwa terselesaikannya karya ini tidak lepas dari doa, dukungan, bantuan, dan semangat dari berbagai pihak. Oleh karena itu, dengan segala kerendahan hati dan rasa hormat yang mendalam, penulis menyampaikan terima kasih serta penghargaan yang setulus-tulusnya 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.
3. Bapak Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si., C.EIA., selaku Sekertaris Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku dosen pembimbing pertama yang dengan penuh kesabaran telah membimbing penulis, senantiasa meluangkan waktu, memberikan saran, masukan, serta koreksi yang berharga, dan tidak pernah berhenti memberi dukungan sejak pelaksanaan Kerja Praktik dan hingga seluruh proses penyusunan Skripsi ini selesai.
5. Ibu Rahmi Mulyasari, S.Pd., M.T., selaku dosen pembimbing kedua yang dengan penuh kesabaran telah memberikan bimbingan, arahan, serta dukungan kepada penulis dari awal proses penyusunan hingga pada tahap terselesaikannya skripsi ini dengan baik.

6. Bapak Dr. Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., selaku dosen penguji skripsi yang telah memberikan saran, motivasi, semangat, serta evaluasi yang sangat membangun demi kelayakan skripsi ini. Segala masukan yang Bapak berikan menjadi bekal yang sangat berharga bagi penulis dalam memperbaiki skripsi ini.
7. Bapak Dr. Andy Setyo Wibowo, S.T., M.T., selaku pembimbing pertama di Pusat Survei Geologi (PSG) yang dengan penuh kesabaran senantiasa membagikan ilmu, arahan, serta masukan yang berharga kepada penulis selama proses pelaksanaan dan penyusunan Tugas Akhir hingga selesai.
8. Bapak Danny Irawan, S.T., M.T., selaku pembimbing kedua di Pusat Survei Geologi (PSG) yang telah membagikan begitu banyak ilmu dan pengalaman berharga kepada penulis, yang tidak hanya menambah wawasan penulis, tetapi juga menjadi bekal penting dalam proses akademik dan penyusunan skripsi ini.
9. Ibu Ir. Akroma Hidayatika, S.T., M.Eng., selaku Dosen Wali/Pembimbing Akademik, terimakasih atas bimbingan dan arahan Ibu selama melaksanakan perkuliahan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung
10. Seluruh dosen dan civitas akademika Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu, yang telah hadir sebagai bagian penting dalam perjalanan akademik penulis. Terima kasih atas ilmu, pengalaman, kepercayaan, arahan, dukungan, serta canda tawa yang menghadirkan kehangatan di tengah perjalanan perkuliahan dan akan senantiasa terpatri sebagai kenangan indah yang tak terlupakan sepanjang hayat.
11. Sobat “PSGenk”, yaitu Husnul dan Fitra, yang telah menjadi teman seperjuangan penulis selama melaksanakan Kerja Praktik dan Tugas Akhir di Bandung. Di tengah dinginnya Bandung, kalian hadir sebagai tempat untuk berkeluh kesah, berbagi tawa, dan cerita. Kebersamaan mengeksplorasi setiap sudut Bandung telah menjadikan perjalanan ini bukan hanya sekadar rangkaian tugas akademik, tetapi juga kisah indah yang akan selalu terpatri pada diri penulis.

12. Penghuni “Pondok Mulyawan” dari awal sampai sekarang, yaitu Kakak Zaid, Willy, Komti (Rangga), Bang Yusroni, Aloysius, Alip Kobum, Aji Jowo, Korlap (Apip), Wakom (Ibnu), Razki, Ananda, Deli, Desta, Nadila, Delvia, Nadia, Ika, Erika, Fania dan Rafha. Di tengah hari-hari yang penuh proses, kalian hadir membawa canda tawa, kebersamaan, dan kehangatan yang menjadikan setiap langkah terasa lebih ringan. Setiap momen yang dilalui bersama telah menjadi bagian indah yang akan selalu hidup dalam ingatan penulis.
13. Keluarga besar Teknik Geofisika 2022 “GRANIT”, terimakasih atas penerimaan, kebersamaan, dan kehangatan yang telah diberikan kepada penulis sejak awal perkuliahan hingga akhir masa studi. Terima kasih telah menjadi menjadi partner yang menyenangkan dalam berbagai perjalanan, mulai dari menyelesaikan tugas kuliah, berproses dalam kegiatan himpunan, hingga menjelajahi sudut-sudut Lampung yang penuh kenangan.
14. Abang, kakak, dan adik-adik Teknik Geofisika dan Teknik Geologi yang dengan penuh semangat dan ketulusan telah turut membantu serta memberikan dukungan selama proses perkuliahan hingga penyelesaian tugas akhir ini. Terimakasih atas setiap perhatian, bantuan, dan kebersamaan yang diberikan kepada penulis.

Kepada semua pihak yang tak dapat penulis sebutkan satu per satu, penulis haturkan terima kasih atas setiap doa, dukungan, dan kebaikan yang telah mengiringi perjalanan ini. Semoga Tuhan Yang Maha Esa membalas semuanya dengan limpahan keberkahan dan kebaikan yang berlipat.

Bandar Lampung, 30 April 2026
Penulis,

Eka Pramuditia
NPM. 2215051007

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
<i>ABSTRACT</i>	iv
LEMBAR PENGESAHAN.....	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	x
MOTTO	xi
KATA PENGANTAR.....	xii
SANWACANA.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xvi
DAFTAR GAMBAR	xxi
DAFTAR TABEL	xxv
I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.3. Tujuan Penelitian.....	3
1.4. Batasan Penelitian	3
1.5. Manfaat Penelitian.....	4

II. TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Geologi Regional Daerah Penelitian.....	5
2.2. Fisiografi Cekungan Melawi.....	6
2.3. Tataan Tektonik dan Struktur Regional Cekungan Melawi	7
2.4. Stratigrafi Regional	9
2.5. Penelitian terdahulu.....	12
III. TEORI DASAR.....	15
3.1. Teknologi <i>Carbon Capture and Storage</i> (CCS).....	15
3.2. Jenis-Jenis Opsi <i>Geological Storage</i> CO ₂	16
3.3. Metode <i>Well Logging</i>	21
3.3.1. Log <i>Gamma Ray</i>	23
3.3.2. Log Resistivitas.....	24
3.3.3. Log SP	26
3.3.4. Log Densitas (RHOB).....	27
3.3.5. Log Neutron (NPHI)	28
3.3.6. Log <i>Sonik</i>	30
3.3.7. Log <i>Caliper</i>	31
3.4. Analisis Petrofisika.....	32
3.4.1. Analisis Kualitatif.....	32
3.4.2. Analisis Kuantitatif.....	33
3.5. Metode Seismik Refleksi.....	37
3.5.1. Hukum Snellius.....	38
3.5.2. Prinsip Huygens	39
3.5.3. Prinsip Fermat	40
3.6. Komponen Gelombang Seismik	41
3.6.1. <i>Acoustic Impedance</i> (AI).....	42

3.6.2. Koefisien Refleksi (RC).....	42
3.6.3. <i>Wavelet</i>	43
3.6.4. <i>Seismic Trace</i>	45
3.6.5. <i>Synthetic Seismogram</i>	45
3.7. <i>Well Seismic Tie</i> (WST).....	46
3.8. <i>Picking Horizon</i>	47
3.9. Seismik Atribut.....	47
3.10. Seismik Inversi	48
3.11. Volume <i>Bulk</i> Batuan	50
IV. METODE PENELITIAN	51
4.1. Tempat dan Waktu Penelitian	51
4.2. Alat dan Bahan Penelitian	53
4.2.1. Perangkat Penelitian.....	53
3.6.2. Data Penelitian	54
4.3. Diagram Alir Penelitian.....	57
4.4. Prosedur Penelitian.....	61
4.4.1. Studi Literatur.....	61
4.4.2. <i>Pre-Conditioning</i>	61
4.4.3. Prediksi Sifat Petrofisika Kelompok Selangkai	61
4.4.4. Analisis Petrofisika	62
4.4.5. Koreksi Checkshot	63
4.4.6. <i>Well to Seismic Tie</i>	63
4.4.7. Penerapan Atribut Seismik.....	63
4.4.8. <i>Picking Horizon and Fault</i>	63
4.4.9. Pembuatan <i>Time Map</i> dan <i>Depth Structure Map</i>	64

4.4.10. Pembuatan Peta Ketebalan dan Pemodelan 3D <i>Geological Storage</i>	64
4.4.11. Inversi <i>Acoustic Impedance</i>	64
4.4.12. Perhitungan Volume Bulk Penyimpanan CO ₂	66
V. HASIL DAN PEMBAHASAN.....	67
5.1. <i>Pre-Conditioning</i> Data	67
5.2. Interpretasi Litologi Berdasarkan Data Sumur	69
5.3. Prediksi Sifat Petrofisika Kelompok Selangkai.....	72
5.4. Penentuan Zona Komponen <i>Geological Storage</i>	80
5.5. Perhitungan Salinitas Air Formasi	82
5.6. Estimasi Densitas CO ₂ pada Zona Reservoir.....	88
5.7. Analisis <i>Well to Seismic Tie</i>	90
5.7.1. Koreksi Checkshot	91
5.7.2. <i>Synthetic Seismogram</i>	92
5.8. Analisis <i>Picking Horizon</i> dan <i>Fault</i>	94
5.9. Analisis <i>Time and Depth Structure Map</i>	98
5.10. Peta Ketebalan Komponen <i>Geological Storage</i>	116
5.11. Pemodelan 3D Sistem <i>Geological Storage</i>	123
5.12. Inversi <i>Acoustic Impedance</i>	126
5.12.1. Analisis Sensitivitas.....	126
5.12.2. Pembuatan <i>Initial Model</i>	129
5.12.3. Analisis Pra-Inversi.....	130
5.12.4. Hasil Inversi <i>Acoustic Impedance</i>	132
5.13. Volume Bulk Zona reservoir.....	136
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	140
6.1. Kesimpulan	140

6.2. Saran	141
DAFTAR PUSTAKA.....	142
LAMPIRAN	150

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta Cekungan Sedimen Pulau Kalimantan (KESDM, 2022).....	5
2. Fisografi Regional Pulau Kalimantan (Hall & Nicholas, 2012).....	6
3. Perkembangan Cekungan Melawi (Badaruddin dkk., 2018).....	9
4. Kolom stratigrafi regional Cekungan Melawi (Badaruddin dkk., 2018)	10
5. Ilustrasi Teknologi <i>Carbon Capture and Storage</i> (Bachu, 2008)	16
6. Komponen <i>geological storage</i> CO ₂ (Bachu, 2008)	17
7. Opsi <i>geological storage</i> CO ₂ (Bashir dkk., 2024)	18
8. Lingkungan lubang bor (Asquith Krygowski, 2004).....	22
9. Respon log <i>gamma ray</i> (Rider, 2002)	23
10. Respon log resistivitas (Rider, 2002)	25
11. Respon log <i>spontaneous potential</i> (Glover, 2000)	26
12. Respon log densitas (RHOB) (Rider, 2002)	28
13. Respon log neutron (NPHI) (Rider, 2002).....	29
14. Kurva respon log sonik (Rider, 2002)	30
15. Kurva respon log caliper (Rider, 2002).....	31
16. <i>Chart</i> estimasi nilai <i>Rw</i> dari log SP (Schlumberger, 1998).....	35
17. <i>Chart</i> estimasi salinitas air formasi (Schlumberger, 1998).....	37
18. Hukum Snellius (Sheriff & Geldart, 1995)	39
19. Prinsip Huygens (Abdullah, 2007)	40
20. Prinsip Fermat (Abdullah, 2007).....	41
21. <i>Reflection coefficient</i> (Simm & Bacon, 2014)	42
22. Jenis wavelet berdasarkan energinya, (4) <i>mixed phase wavelet</i> , (3) <i>minimum phase wavelet</i> , (2) <i>maximum phase wavelet</i> , (1) <i>zero phase wavelet</i> (Sismanto, 2006).....	43

23. Standar wavelet berdasarkan SEG dan Eropa pada <i>fasa zero</i> dan <i>minimum</i> serta polaritas normal dan reverse (Sukmono, 2000)	44
24. <i>Synthetic seismogram</i> yang didapatkan dari proses konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet (Simm & Bacon, 2014)	46
25. Ilustrasi teknik <i>forward modeling</i> dan teknik inversi (Sukmono, 1999).....	49
26. Ilustrasi inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi AI (Simm & Bacon, 2014).....	49
27. <i>Basemap</i> data penelitian	54
28. Diagram alir penelitian.....	58
29. Diagram alir pembuatan log sintetik.....	60
30. Hasil <i>environmental correction well</i> KD	68
31. Hasil <i>miss-tie analysis</i> data seismik area penelitian	69
32. Interpretasi litologi berdasarkan <i>crossplot</i> log RHOB dan DT	70
33. Perbandingan litologi berdasarkan <i>cutting</i> dengan hasil <i>crossplot</i>	71
34. Korelasi interpretasi litologi <i>cutting</i> dengan hasil <i>crossplot log</i>	72
35. Perbandingan nilai log asli dengan log sintetik <i>neural network</i>	74
36. Korelasi log DT aktual dengan log DT Sintetik	75
37. Korelasi log GR aktual dengan log GR Sintetik	75
38. Korelasi log RHOB aktual dengan log RHOB sintetik	76
39. Korelasi log ILD aktual dengan log ILD sintetik	76
40. Korelasi log SP aktual dengan log SP sintetik.....	77
41. Hasil <i>crossplot</i> log RHOB sintetik dengan log DT sintetik	78
42. Pembagian zona kedalaman 2663 – 6000 meter.....	79
43. Pembagian zona <i>geological storage</i> kedalaman 449 – 2663 meter	80
44. Pembagian zona <i>geological storage</i> kedalaman 2663 – 6000 meter	81
45. <i>Plotting</i> pada <i>Schlumberger chart</i> estimasi R_w	85
46. <i>Plotting</i> nilai R_w dan Temperatur pada <i>resistivity salinity chart</i>	87
47. <i>Plot</i> diagram fase CO ₂ (Oldenburg, 2002).....	89
48. Nilai densitas CO ₂ pada zona reservoir.....	90
49. Koreksi <i>checkshot</i> sumur KD.....	92
50. Hasil ekstraksi <i>wevelet tipe statistical</i>	93
51. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur KD terhadap <i>line</i> seismik WM-108.....	94

52. Lintasan seismik WM-108 sebelum dilakukan penerapan atribut <i>cosine of phase</i>	95
53. Lintasan seismik WM-108 setelah dilakukan penerapan atribut <i>cosine of phase</i>	95
54. Hasil <i>picking horizon</i> dan <i>fault</i> lintasan seismik WM-108	97
55. <i>Time tructure map</i> Top Tebidah (<i>Seal rock</i> 1).....	99
56. <i>Time tructure map</i> Top Payak (Reservoir 1)	100
57. <i>Time structure map</i> Top Ingar A (<i>Seal rock</i> 2).....	101
58. <i>Time structure map</i> Top Ingar B (Reservoir 2)	102
59. <i>Time structure map</i> Top Haloq (Reservoir 2).....	103
60. <i>Time structure map</i> Top Selangkai A (<i>Seal rock</i> 3)	104
61. <i>Time structure map</i> Top Selangkai B (Reservoir 3).....	105
62. <i>Time structure map</i> Base Selangkai B (Reservoir 3).....	106
63. Grafik regresi <i>time to depth conversion</i>	107
64. <i>Depth structure map</i> Top Tebidah (<i>Seal rock</i> 1)	108
65. <i>Depth structure map</i> Top Tebidah (Reservoir 1).....	109
66. <i>Depth structure map</i> Top Ingar A (<i>Seal rock</i> 2)	110
67. <i>Depth structure map</i> Top Ingar B (Reservoir 2).....	111
68. <i>Depth structure map</i> Top Haloq (Reservoir 2)	112
69. <i>Depth structure map</i> Top Selangkai A (<i>Seal rock</i> 3).....	113
70. <i>Depth structure map</i> Top Selangkai B (Reservoir 3)	114
71. <i>Depth structure map</i> Base Selangkai B (Reservoir 3).....	115
72. Peta ketebalan Formasi Tebidah (<i>Seal rock</i> 1)	116
73. Peta ketebalan Formasi Payak (Reservoir)	117
74. Peta ketebalan Formasi Ingar A (<i>Seal rock</i> 2)	118
75. Peta ketebalan Formasi Ingar B (Reservoir 2)	119
76. Peta ketebalan Formasi Haloq (Reservoir 2)	120
77. Peta ketebalan Kelompok Selangkai A (<i>Seal rock</i> 3)	121
78. . Peta ketebalan Kelompok Selangkai B (Reservoir 3).....	122
79. Pemodelan 3D sistem <i>geological storage</i> dilihat dari arah barat laut.....	124
80. Pemodelan 3D sistem <i>geological storage</i> dilihat dari arah timur laut	125
81. <i>Crossplot</i> log <i>acoustic impedance</i> (AI) dengan log RHOB sumur KD	128

82. <i>Cross section crossplot</i> log AI dan log RHOB sumur KD	128
83. Penampang <i>initial model</i> sumur KD pada <i>line</i> seismik WM-108	129
84. Hasil analisis pra-inversi sumur KD terhadap tras impedansi akustik <i>line</i> seismik WM-108	131
85. Hasil inversi <i>acoustic impedance</i> untuk <i>sistem geological storage</i> 1	132
86. Hasil inversi <i>acoustic impedance</i> untuk <i>sistem geological storage</i> 2	133
87. Hasil inversi <i>acoustic impedance</i> untuk <i>sistem geological storage</i> 3	134
88. 3D volume bulk komponen reservoir <i>sistem geological storage</i> 1	137
89. 3D volume bulk komponen reservoir <i>sistem geological storage</i> 2	137
90. 3D volume bulk komponen reservoir <i>sistem geological storage</i> 3	138
91. Model volume bulk reservoir <i>geological storage</i> area penelitian	138

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Penelitian terdahulu	12
2. Faktor efisiensi <i>storage coal</i> (Goodman dkk., 2011).....	20
3. Faktor efisiensi <i>storage saline aqiufer</i> (Goodman dkk., 2011)	21
4. Klasifikasi nilai gamma ray batuan (Harsono, 1997)	24
5. Nilai densitas matriks (Telford dkk., 1990) dan <i>photoelectric effect</i> pada batuan (Asquith & Krygowski, 2004)	27
6. Klasifikasi formasi batuan berdasarkan <i>volume shale</i> (Kamel & Mabrouk, 2003)	34
7. Klasifikasi aaair berdasarkan nilai TDS (Feth, 1970).....	36
8. Jadwal agenda penelitian	52
9. Kelengkapan data sumur penelitian	55
10. Spesifikasi lintasan 2D seismik area penelitian	55
11. Data <i>checkshot</i>	56
12. Data temperatur Sumur KD berdasarkan <i>well report</i>	57
13. Nilai tekanan Sumur KD berdasarkan <i>well report</i>	57
14. Pembagian zona sistem <i>geological storage</i> area penelitian.....	81
15. Rincian hasil perhitungan <i>Rw</i> untuk zona reservoir	86
16. Nilai salinitas berdasarkan <i>plotting</i> pada <i>resistivity salinity chart</i>	88
17. Total volume bulk reservoir sistem <i>geological storage</i> area penelitian.....	138

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Peningkatan konsentrasi gas rumah kaca, khususnya karbon dioksida (CO₂), merupakan salah satu faktor utama perubahan iklim global yang berdampak signifikan terhadap kestabilan ekosistem dan sistem energi dunia (Liu dkk., 2020). Berdasarkan laporan *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC, 2023), sekitar 75% emisi gas rumah kaca berasal dari sektor energi, industri, dan transportasi. Upaya mitigasi yang berfokus pada pengurangan emisi CO₂ telah dilakukan melalui berbagai pendekatan, salah satunya adalah penerapan teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) yang dinilai paling efisien untuk sektor industri berskala besar (Bachu, 2008). Teknologi CCS merupakan rangkaian proses penangkapan, kompresi, dan penyimpanan CO₂ ke dalam formasi geologi yang aman dan stabil di bawah permukaan bumi (Nugroho & Bachri, 2015). Penerapan CCS telah terbukti efektif di beberapa negara seperti Norwegia, Kanada, dan Australia, dengan total kapasitas penyimpanan global mencapai lebih dari 40 juta ton CO₂ per tahun (Global CCS Institute, 2023).

Di Indonesia, pengembangan teknologi CCS semakin diprioritaskan untuk mendukung pencapaian target *Net Zero Emission* 2060, di mana potensi penyimpanan CO₂ nasional diperkirakan dominan berada pada *deep saline aquifer* (Ditjen Migas, 2024). Meskipun demikian, tingkat kajian setiap cekungan sedimen tidak merata. Beberapa cekungan besar seperti Kutai, Jawa Barat Utara, dan Sumatera Selatan telah memiliki sejumlah penelitian mengenai potensi penyimpanan karbon, namun literatur ilmiah terkait

evaluasi CCS di Cekungan Melawi, Kalimantan Barat, masih sangat terbatas atau belum banyak dilaporkan. Kajian pada Cekungan Melawi menjadi relevan karena cekungan ini memiliki pengisian sedimen yang cukup tebal, indikasi sistem petroleum, sehingga memungkinkan keberadaan reservoir dalam yang secara konseptual dapat dijadikan target *geological storage*. Berdasarkan integrasi awal data sumur dan stratigrafi, batupasir pada Formasi Payak dan Formasi Haloq menunjukkan indikasi kuat sebagai kandidat reservoir, sementara Formasi Tebidah dan Formasi Ingar yang didominasi oleh litologi *shale* berpotensi berperan sebagai *seal regional* (Badaruddin dkk., 2018). Konfigurasi sistem ini secara konseptual mengarah pada kemungkinan terbentuknya sistem penyimpanan karbon bertipe *deep saline aquifer*. Namun demikian, interpretasi awal ini masih bersifat hipotesis dan belum dapat dijadikan dasar keputusan tanpa verifikasi kuantitatif. Diperlukan analisis lanjutan yang mencakup evaluasi petrofisika, interpretasi seismik, inversi *Acoustic Impedance* (AI), serta estimasi volumetrik untuk memastikan kualitas dan kontinuitas lateral komponen *geological storage*.

Integrasi data seismik refleksi dan *well logging* digunakan dalam karakterisasi zona batuan penutup dan penyimpanan CO₂. Perkembangan metode inversi *Acoustic Impedance* (AI) dalam beberapa tahun terakhir semakin meningkatkan resolusi interpretasi dengan memungkinkan pemetaan distribusi litologi secara lebih detail pada domain seismik. Studi terdahulu di Indonesia, berdasarkan studi yang dilakukan oleh Yusriyah dkk. (2024), analisis petrofisika digunakan untuk mengidentifikasi sifat fisik batuan bawah permukaan, khususnya dalam penentuan zona reservoir yang berpotensi sebagai tempat penyimpanan CO₂ pada Lapangan “Soka Jingga” di Formasi Talang Akar, Cekungan Asri. Sementara itu, penelitian oleh Fariz dkk. (2022) memanfaatkan metode inversi *acoustic impedance* untuk mendelineasi reservoir yang tersusun oleh litologi batupasir dan karbonat. Pendekatan inversi ini dinilai efektif dalam memetakan distribusi lateral reservoir dengan mempertimbangkan aspek kontinuitasnya di Lapangan RB, Blok Rangkas.

Lapangan EP dipilih sebagai lokasi penelitian karena memiliki ketersediaan data geofisika dan geologi yang relatif cukup, sehingga memungkinkan analisis yang baik secara kualitatif maupun kuantitatif. Signifikansi area ini diperkuat oleh keberadaan endapan batupasir tebal, khususnya pada Formasi Payak dan Haloq, serta hubungan stratigrafi dengan formasi dominan shale seperti Ingar dan Selangkai yang berpotensi membentuk sistem reservoir dan *seal* yang efektif. Di sisi lain, keterbatasan studi terdahulu terkait penyimpanan karbon di Cekungan Melawi menunjukkan adanya celah penelitian yang signifikan. Oleh karena itu, penelitian ini tidak hanya bertujuan untuk mengkarakterisasi zona reservoir, tetapi juga untuk memberikan dasar awal dalam evaluasi kelayakan implementasi teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) di wilayah tersebut. Metodologi yang digunakan mengintegrasikan analisis seismik dan petrofisika sumur untuk mendelineasi distribusi lateral reservoir serta menghitung volume bulk reservoir penyimpanan CO₂.

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana jenis litologi dan parameter petrofisika yang diperoleh dari data *well logging* dalam mengidentifikasi zona target *geological storage* pada Lapangan EP, Cekungan Melawi?
2. Bagaimana tipe zona target *geological storage* yang dapat diidentifikasi berdasarkan karakteristik geologi dan petrofisika formasi pada area penelitian?
3. Bagaimana hasil integrasi data seismik refleksi dan data sumur dalam mendelineasi zona target *geological storage* serta volume *bulk* penyimpanan karbon dioksida (CO₂) pada area penelitian?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengidentifikasi jenis litologi penyusun formasi geologi sebagai dasar penentuan zona target sistem *geological storage* CO₂.

2. Mengidentifikasi tipe *geological storage* berdasarkan karakteristik geologi dan petrofisika formasi pada area penelitian.
3. Mendelineasi zona target *geological storage* serta perhitungan *volume bulk* penyimpanan CO₂ melalui pendekatan volumetrik berdasarkan integrasi data petrofisika dan interpretasi seismik.

1.4 Batasan Penelitian

Batasan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Penelitian ini menggunakan data seismik refleksi 2D hasil *post-stack time migration* serta data *well logging* dari Lapangan EP yang berada pada Cekungan Melawi, Kalimantan Barat
2. Perhitungan volume bulk bersifat volumetrik, sehingga tidak mencakup analisis dinamika fluida maupun simulasi reservoir.
3. Inversi *acoustic impedance* dilakukan dengan menggunakan metode *model based inversion* untuk mendukung delineasi sistem *geological storage*
4. Penelitian bersifat pendahuluan, karena masih terbatasnya kajian mengenai studi CCS sebelumnya di Cekungan Melawi.

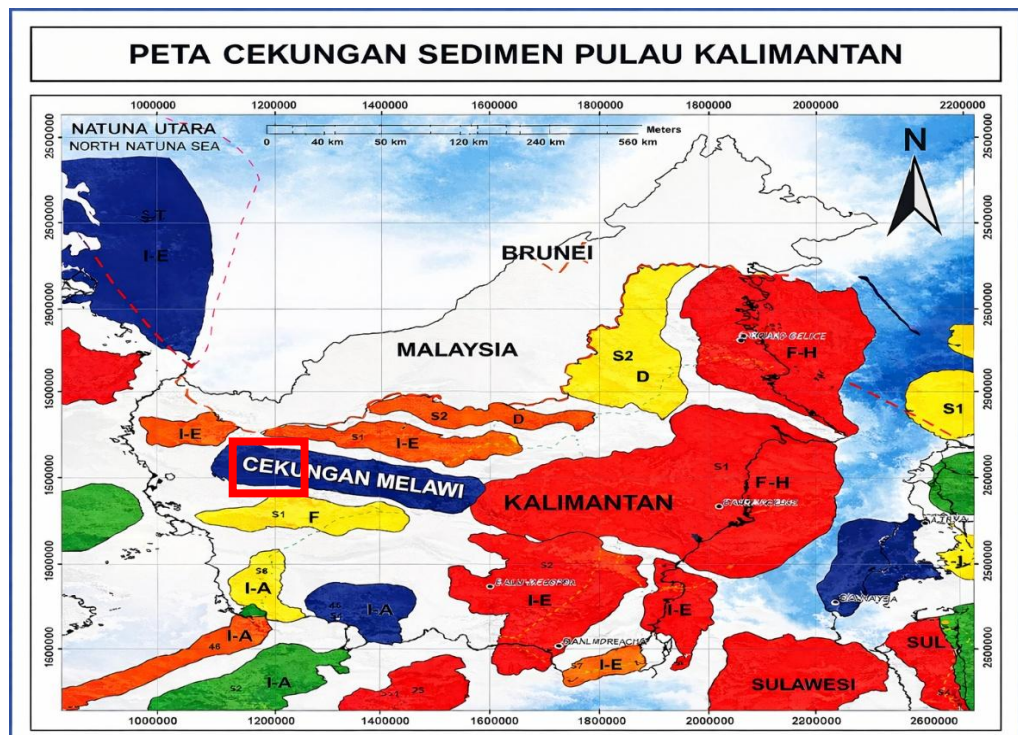
1.5 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi dalam pengembangan studi penyimpanan karbon dioksida (CO₂) di Indonesia, khususnya melalui penerapan analisis petrofisika dan interpretasi seismik refleksi untuk mengidentifikasi serta mendelineasi zona target *geological storage* pada Lapangan EP, Cekungan Melawi. Hasil penelitian ini diharapkan dapat menjadi referensi ilmiah dalam penilaian potensi penyimpanan CO₂ pada formasi bawah permukaan serta mendukung pengembangan teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) sebagai bagian dari upaya pencapaian target *Net Zero Emission* tahun 2060 di Indonesia.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Peta Daerah Penelitian

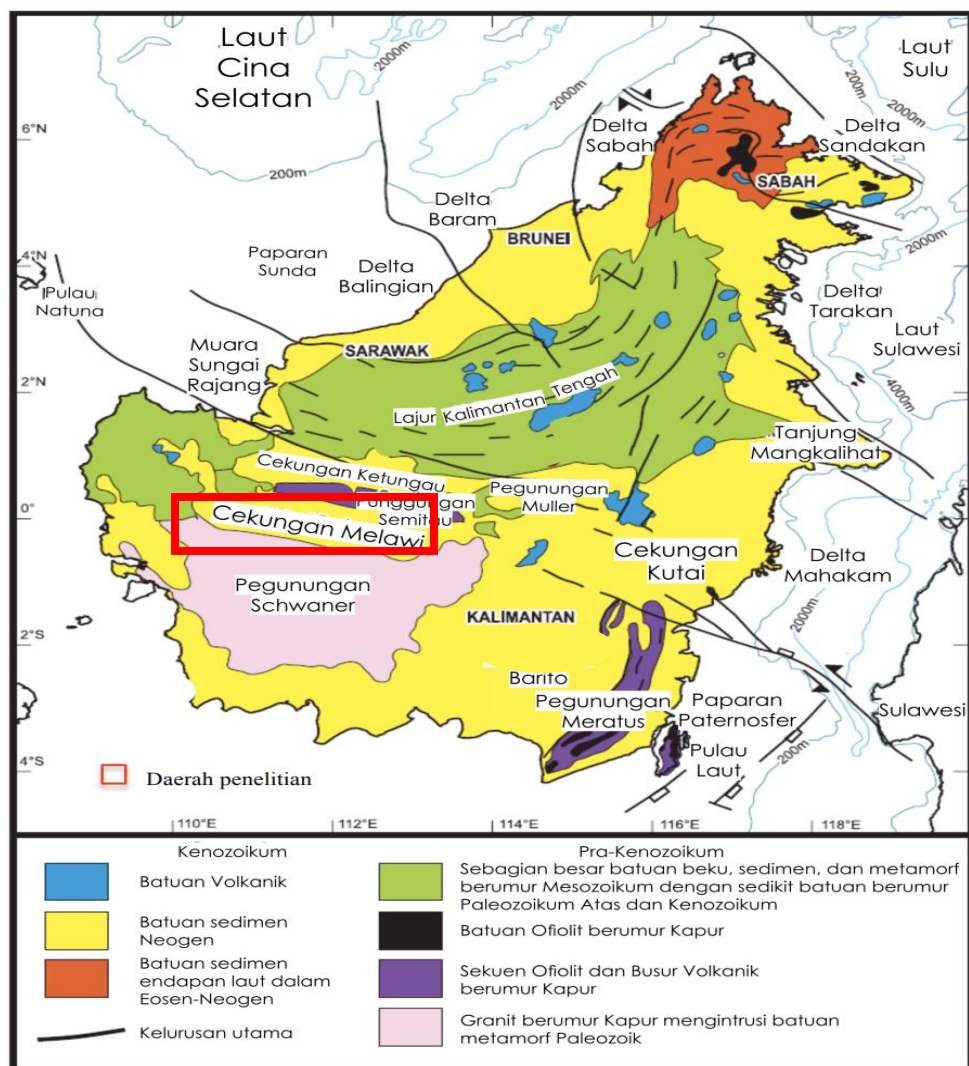
Pada Gambar 1 ditampilkan Peta Cekungan Sedimen Pulau Kalimantan yang menunjukkan posisi Cekungan Melawi terletak di wilayah Kalimantan Barat. Cekungan ini tampak memanjang ke arah timur-barat di bagian tengah Pulau Kalimantan. Berdasarkan peta tersebut, Cekungan Melawi dibatasi oleh *Semtau High* di bagian utara pada bagian selatan oleh *Schwaner Mountains* sebagai zona basement kontinen dan pada bagian baratnya oleh kompleks batuan Pra-Tersier berupa melange dan ofiolit yang menjadi batas struktur cekungan (Santy & Panggabean, 2013).



Gambar 1. Peta Cekungan Sedimen Pulau Kalimantan (KESDM, 2022),
(dengan kotak merah menunjukan daerah penelitian)

2.2 Geologi Regional dan Fisiografi Cekungan Melawi

Secara fisiografis, area ini terdiri atas oleh Dataran Rendah Melawi di bagian utara dan Dataran Tinggi Schwaner di bagian selatan. Pada bagian timur laut terdapat Dataran Tinggi Beturan dan Pelataran Alat, yang keterusan morfologinya dipisahkan oleh Dataran Rendah Melawi. Sementara itu, di selatan Dataran Rendah Sayan berkembang cekungan antargunung yang mengikuti alur Sungai Pinoh di Pegunungan Schwaner. Secara tektonik, kawasan ini dibentuk oleh sedimen Tersier Awal yang mengisi Cekungan Melawi yang bersifat asimetris, di atas batuan dasar berupa batolit granit berumur Kapur dan metamorf regional Pinoh (Kausarian dkk., 2019).



Gambar 2. Geologi Regional Pulau Kalimantan (Kausarian dkk.,2019) (dengan kotak merah menunjukan daerah penelitian)

Sedimen pengisi Cekungan Melawi memiliki ketebalan lebih dari 6 km dan terdiri atas endapan fluvial, laguna, serta laut. Kehadiran banyak horizon piroklastik menunjukkan bahwa wilayah ini pernah dipengaruhi aktivitas vulkanik yang terjadi secara episodik dalam jangka waktu panjang. Secara regional, batas tengah cekungan dengan Batolit Schwaner memanjang ke arah barat–barat laut lebih dari 300 km dan kemungkinan berkaitan dengan sesar berarah sama. Pada sisi barat dan timur, cekungan ini diduga bertumpu pada sedimen Kapur yang setara dengan Formasi Pedawan dan Kelompok Selangkai, sedangkan pada bagian utara dibatasi oleh kompleks melange Kapur pembentuk Punggungan Semitau (Santy & Penggabean, 2013).

2.3 Tatanan Tektonik dan Struktur Regional Cekungan Melawi

Cekungan Melawi dikategorikan sebagai *retroarc foreland basin* karena letaknya berada di bagian belakang lajur sesar naik serta zona Vulkanik Piyabung (Badaruddin dkk., 2018). Di bagian utara, Cekungan Sarawak yang berdekatan dengan Ketungau dan Melawi diketahui berkembang sebagai cekungan *foreland basin* sejak kala Eosen akibat tumbukan antara Kalimantan dan blok kontinen Luconia (Madon dkk., 2013 dalam Badaruddin dkk., 2018). Kondisi tektonik regional ini dipandang sebagai faktor utama yang mengontrol perkembangan Cekungan Melawi sehingga diklasifikasikan sebagai *retroarc foreland basin*. Badaruddin dkk., (2018) kemudian menguraikan evolusi tektonik dan pengisian sedimen cekungan ke dalam beberapa fase berikut.

a. Kapur Akhir – Eosen Tengah

Pada tahap awal ini, pemekaran di batas selatan proto–Laut Cina Selatan memicu interaksi antara litosfer samudra dengan margin Kalimantan. Proses tersebut menghasilkan pembentukan kompleks akresi seperti Bancuh Boyan dan Lubok Antu, yang selanjutnya terangkat bersama Kelompok Selangkai (Madon dkk., 2013 dalam Badaruddin dkk., 2018). Aktivitas magmatik pada kurun waktu yang sama memunculkan Vulkanik Piyabung. Ketidakselarasan berumur Eosen Tengah yang sebelumnya teridentifikasi di Cekungan Sarawak juga dijumpai di

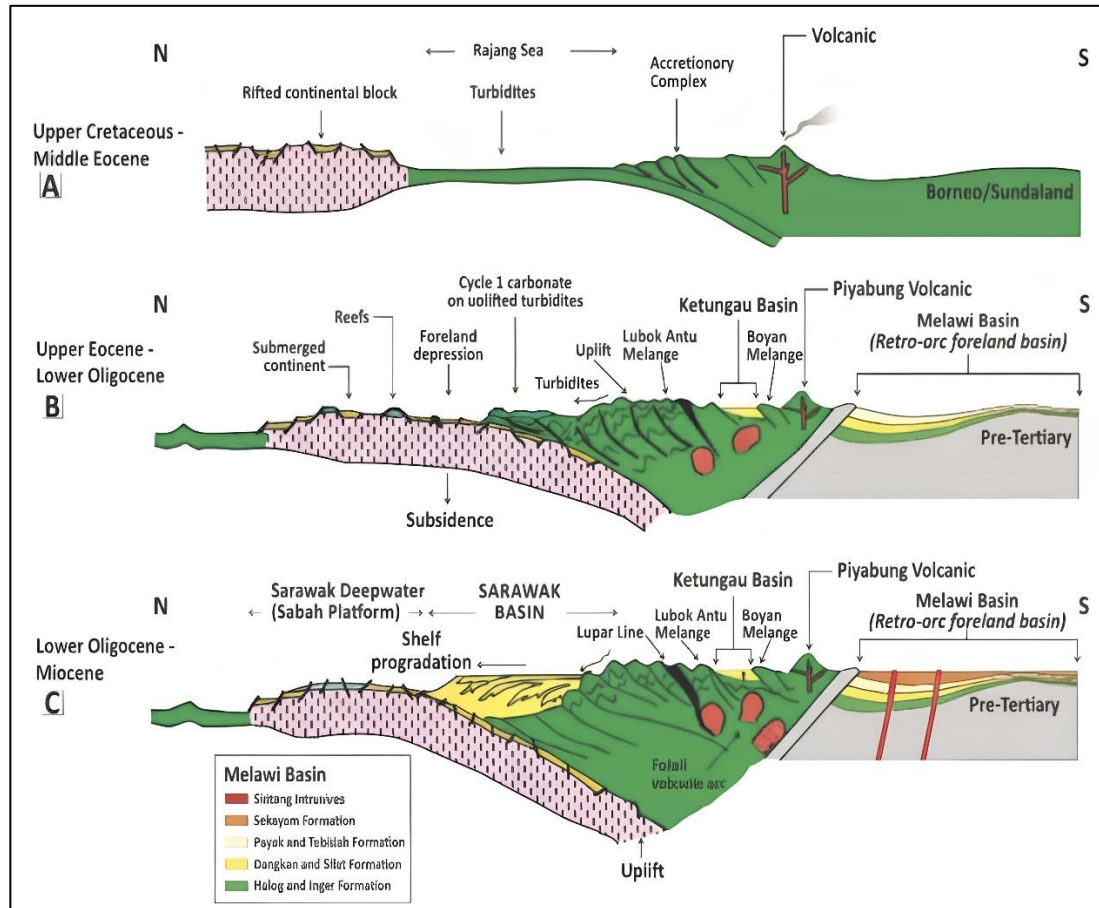
Cekungan Melawi, berupa kontak tidak selaras antara Formasi Piyabung dan satuan batuan lebih muda di atasnya, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 3A.

b. Eosen Akhir – Oligosen Awal

Pada periode ini, kolisi antara Kalimantan dan blok Luconia mencapai tahap yang lebih intens, sehingga Cekungan Sarawak berkembang menjadi cekungan tanahmuka. Di sisi lain, Cekungan Ketungau terbentuk sebagai *piggy-back basin* akibat posisinya di antara Bancuh Boyan dan Lubok Antu yang mengalami pengangkatan oleh aktivitas sesar naik. Cekungan Melawi sendiri mengalami *flexural loading* yang menghasilkan pengendapan Formasi Haloq dan Ingar. Setelah Formasi Ingar terendapkan, Tinggian Semitau mengalami pengangkatan sehingga satuan ini terlipat lemah dan menurun ke arah selatan (Badaruddin dkk., 2018). Dampaknya, terbentuk ketidakselarasan antara Formasi Ingar dan Formasi Dangkan yang menindihnya kemudian. Di atas Formasi Dangkan, Formasi Silat terendapkan secara selaras. Tahap pengangkatan tambahan di Tinggian Semitau berasosiasi dengan terbentuknya Lajur Perlipatan Silat (*Silat Fold Belt*). Ketidakselarasan berikutnya kemudian memotong zona perlipatan ini dan menghasilkan cekungan baru tempat diendapkannya Formasi Payak dan Tebidah. Endapan kedua formasi tersebut mencerminkan meredanya aktivitas kompresi tektonik di Cekungan Melawi, sebagaimana terlihat pada Gambar 3B.

c. Oligosen Awal – Miosen Awal

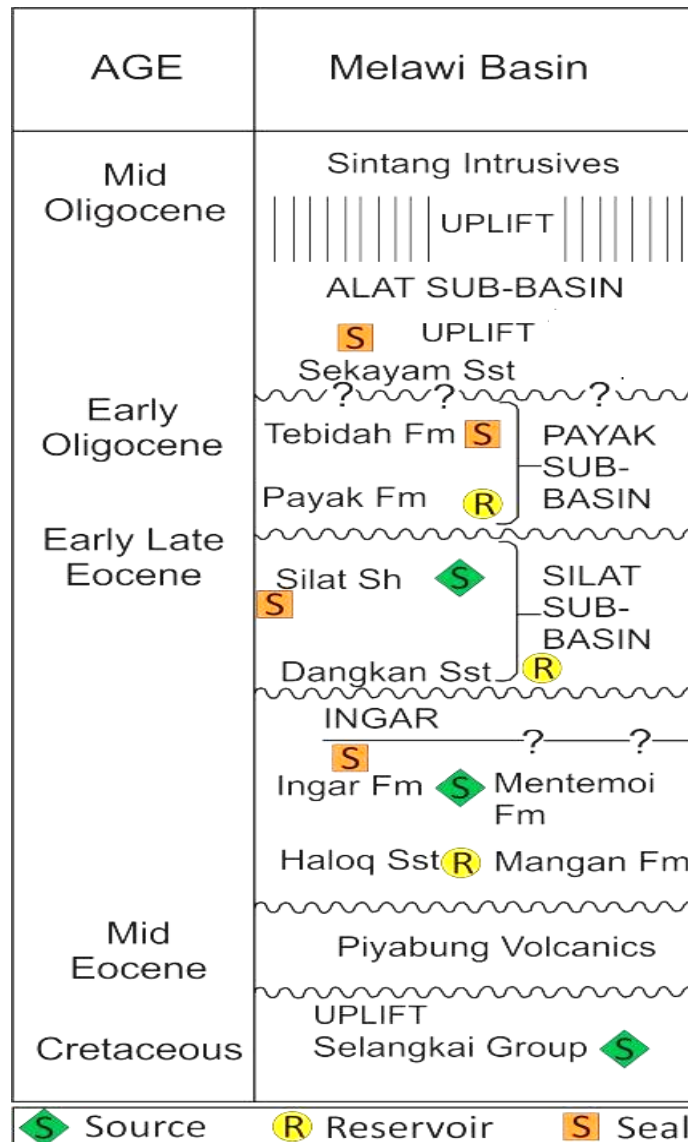
Pada tahap ini, pemekaran yang berlanjut di Laut Cina Selatan menyebabkan percepatan pergerakan sesar mendatar (*strike-slip*) dan semakin intensnya aktivitas pengangkatan (Madon dkk., 2013 dalam Badaruddin dkk., 2018). Di Cekungan Melawi, fase ini ditandai oleh pengendapan Formasi Sekayam. Kehadiran batupasir kasar dalam Formasi Sekayam diinterpretasikan sebagai indikasi kuat adanya pengangkatan regional yang signifikan. Aktivitas struktural pada masa ini juga berkaitan dengan pembentukan Terobosan Sintang, yang divisualisasikan pada Gambar 3C.



Gambar 3. Perkembangan Cekungan Melawi, A. Fase pertama, B. Fase kedua, C Fase ketiga (Badaruddin dkk., 2018)

2.4 Stratigrafi Regional

Berdasarkan Badaruddin dkk. (2018), Cekungan Melawi diklasifikasikan sebagai *retro-arc foreland basin*, karena posisinya berada di belakang Vulkanik Piyabung dan jalur sesar naik. Batas utara cekungan ini ditandai oleh Tinggian Semitau, yang tersusun atas batuan tua hasil endapan lereng bawah laut dan kompleks subduksi Bancuh Boyan berumur Kapur, sedangkan di bagian selatan dibatasi oleh Pegunungan Schwaner. Susunan formasi secara stratigrafi di Cekungan Melawi menurut Badaruddin dkk. (2018) seperti pada Gambar 4, adalah Kelompok Selangkai, Vulkanik Piyabung, Formasi Haloq, Formasi Ingar, Formasi Dankan, Formasi Payak, Formasi Tebidah, Formasi Sekayam, Terobosan Sintang dan endapan aluvium yang berumur kuartar.



Gambar 4. Kolom stratigrafi regional Cekungan Melawi (Badaruddin dkk., 2018)

a. Kelompok Selangkai (*Selangkai Group*)

Merupakan satuan sedimen tertua di Cekungan Melawi, berumur Kapur Awal hingga Kapur Akhir (Valanginian–Turonian). Litologinya terdiri dari batulempung sedikit karbonatan, batupasir bergradasi, serta sisipan konglomerat. Ketebalan mencapai lebih dari 3000 meter. Struktur sedimen yang dijumpai antara lain sole mark, perlapisan sejajar, dan ripple mark.

b. Vulkanik Piyabung (*Piyabung Volcanics*)

Tersusun oleh tuf litik, tuf kaca (*vitric tuff*), dan aglomerat. Tebalnya sekitar 500 meter Data radiometri K-Ar menunjukkan umur $49,9 \pm 1,0$ juta tahun

(Eosen Tengah). Beberapa bagian tersusun baik (*well-bedded*) dengan indikasi asosiasi lingkungan laut dangkal.

c. Formasi Haloq

Tersusun atas batupasir kuarsa serta perselingan batulempung dengan ketebalan lebih dari 250 meter. Struktur sedimen yang ditemukan meliputi perlapisan silang (*cross bedding*), perlapisan sejajar, dan jejak pengikisan saluran (*channel scouring*). Umur formasi ini adalah Eosen Akhir.

d. Formasi Ingar

Terdiri dari batulempung dan *shale* abu-abu dengan selingan batupasir halus. Batupasir umumnya abu-abu, halus hingga sangat halus. Ketebalannya mencapai lebih dari 2000 meter. Usianya ditetapkan sebagai Eosen Akhir.

e. Formasi Dangkan

Tersusun oleh konglomerat basal polimik yang berasosiasi dengan batupasir litik (*lithic arenite*). Batupasir berwarna putih kecoklatan, berbutir sedang hingga kerikilan. Struktur sedimen yang dijumpai meliputi perlapisan silang planar, perlapisan sejajar, riak (*ripple marks*), dan *basal scours*. Ketebalannya sekitar 600 meter, dengan umur Eosen Akhir.

f. Formasi Silat (*Silat Shale*)

Dibagi menjadi dua bagian, bagian bawah berupa batulempung abu-abu gelap hingga hitam, sedangkan bagian atas terdiri dari perselingan batupasir sangat halus hingga halus dengan lempung. Struktur sedimen meliputi riak, perlapisan silang skala kecil, laminasi terlipat (*slumped lamination*), *tool marks*, dan *load cast*. Ketebalan mencapai lebih dari 2000 meter. Umur formasi ini Eosen Akhir.

g. Formasi Payak

Tersusun terutama oleh batupasir tufaan (*tuffaceous quartz wacke*) yang berselingan dengan batulempung berfosil. Batupasirnya berwarna putih kotor hingga abu-abu terang, berbutir sangat halus hingga halus, jarang sedang hingga kasar. Struktur sedimen meliputi perlapisan sejajar, perlapisan silang, dan riak. Ketebalan formasi ini sekitar 1750 meter, berumur Eosen Akhir hingga Oligosen Awal.

h. Formasi Tebidah

Tersusun oleh batupasir litik yang berselingan dengan batulempung hijau, merah, dan abu-abu. Pada bagian bawah, satuan ini memperlihatkan batupasir dengan konglomerat tipis yang menindih langsung batuan dasar. Ketebalannya sekitar 1500 meter. Berusia Oligosen berdasarkan posisinya di atas Formasi Payak.

i. Formasi Sekayam

Tersusun atas batupasir litik kehijauan–abu-abu dengan selingan batulempung hijau dan abu-abu. Batupasir berbutir sedang hingga kasar, dengan struktur sedimen berupa perlapisan silang dan sejajar. Ketebalannya sekitar 150 meter. Menindih Formasi Tebidah secara tidak selaras.

j. Intrusi Sintang (*Sintang Intrusives*)

Satuan termuda berupa tubuh intrusi yang terdiri dari berbagai jenis batuan beku: mikro-diorit, granodiorit, dasit, andesit, riolit, basalt, dolerit, hingga gabro. Usianya ditetapkan sebagai Oligosen Akhir hingga Miosen Tengah.

2.5 Penelitian Terdahulu

Tabel 1. Penelitian terdahulu

Penulis dan Judul Penelitian	Tahun	Studi Kasus
Ningrum, dkk. “Studi Identifikasi Struktur dan Prospek Hidrokarbon Daerah Frontier pada Cekungan Melawi-Ketungau, Kalimantan Barat dengan Metode Gayaberat”	2011	Penelitian ini bertujuan mengidentifikasi struktur geologi dan prospek hidrokarbon di daerah <i>frontier</i> Cekungan Melawi-Ketungau dengan memanfaatkan data anomali gayaberat untuk mengatasi keterbatasan data seismik di wilayah tersebut. Melalui metode pemodelan ke depan (<i>forward modeling</i>) dan ke belakang (<i>inverse modeling</i>) serta analisis <i>Second Vertical Derivative</i> (SVD), studi ini mengestimasi ketebalan sedimen rata-rata sekitar 4,62 km. Hasil interpretasi struktur menunjukkan adanya kendali tektonik berupa sesar naik berarah timur-barat dan sesar

		geser berarah barat laut-tenggara. Penelitian ini merekomendasikan empat zona prospek (Prospek A, B, C, dan D) di Subcekungan Melawi yang diasosiasikan dengan anomali SVD tinggi sebagai indikasi perangkap struktur antiklin.
Nugroho, dkk. “Geologi Indonesia Bagian Barat dan Bagian Timur serta kaitannya dengan prospek <i>Carbon Capture and Storage</i> (CCS)”	2015	Penelitian ini membahas potensi penerapan <i>Carbon Capture and Storage (CCS)</i> di berbagai wilayah Indonesia dengan mempertimbangkan kondisi geologi dan tektonik yang kompleks. Berdasarkan hasil pemetaan, wilayah bagian barat Indonesia termasuk Sumatra dan Jawa, diidentifikasi memiliki prospek paling besar untuk penyimpanan CO ₂ di <i>deep saline aquifer</i> dan <i>depleted hydrocarbon reservoir</i> . Studi ini memperkirakan potensi penyimpanan nasional mencapai lebih dari 400 gigaton CO ₂ , dengan sebagian besar volume terdapat pada akuifer asin dalam. Penelitian ini menjadi acuan awal dalam identifikasi cekungan-cekungan potensial untuk proyek CCS di Indonesia.
Fariz, dkk. “Analisis penyebaran reservoir batupasir dan karbonat menggunakan metode inversi seismik studi kasus : Lapangan RB, Blok Rangkas”	2022	Penelitian ini menggunakan metode inversi impedansi akustik untuk meningkatkan resolusi penentuan zona reservoir pada salah satu lapangan di Cekungan Jawa Barat Utara. Dengan data seismik 2D dan log sumur, penelitian ini menemukan adanya dua interval batupasir prospektif dengan nilai impedansi rendah dan porositas rata-rata 20–24 %. Hasilnya menunjukkan bahwa teknik inversi

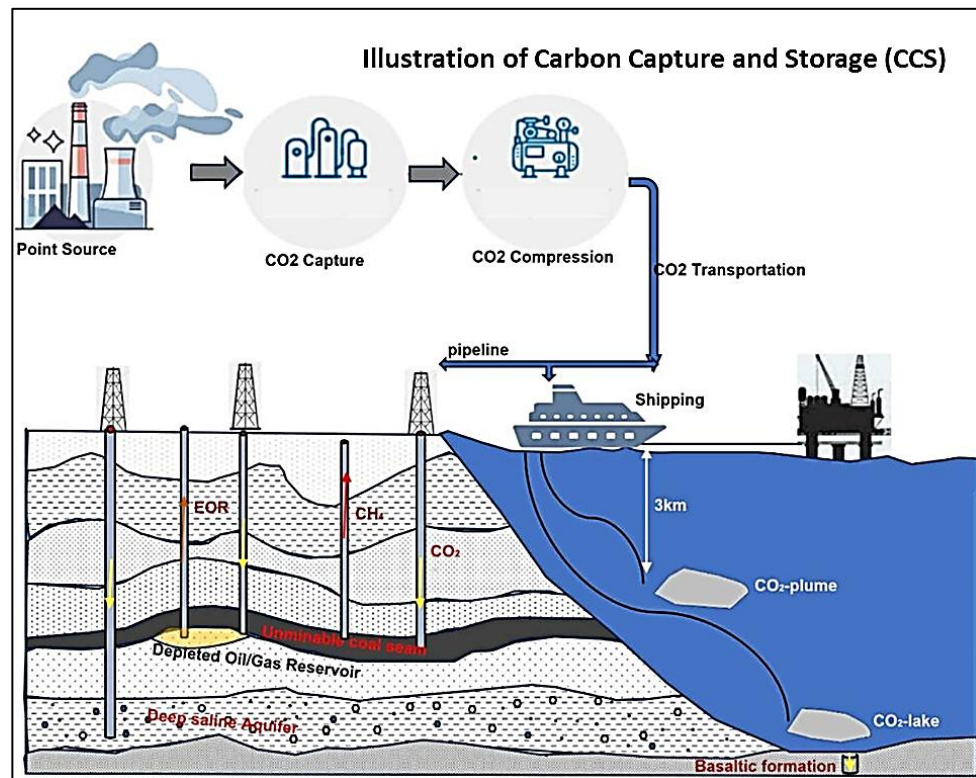
		mampu memperjelas batas lateral reservoir dan memperkirakan kapasitas penyimpanan hingga 0,2 gigaton CO ₂ .
Yusriyah, dkk. “Carbon Capture and Storage (CCS) Potential At Low-Resistivity Reservoir Using Petrophysical Analysis At "Soka Jingga" Field, Talang Akar Formation, Asri Basin”	2024	Penelitian ini menerapkan analisis petrofisika untuk mengevaluasi potensi reservoir penyimpanan karbon dioksida (CO ₂) pada Lapangan “Soka Jingga”, dimana kapasitas penyimpanan CO ₂ pada sistem <i>saline aquifer</i> dihitung menggunakan persamaan Goodman dkk. (2011). Dari hasil perhitungan tersebut diperoleh kapasitas penyimpanan total sekitar 125 juta ton CO ₂ pada area penelitian, yang menunjukkan prospek signifikan untuk penerapan teknologi <i>Carbon Capture and Storage</i> (CCS) di wilayah tersebut.
Saipuddin, “Identifikasi Geological Storage Berdasarkan Analisis Petrofisika dan <i>Inversi Acoustic Impedance</i> untuk Teknologi Carbon Capture Storage pada Lapangan Ngawi, Cekungan Kendeng”	2025	Penelitian ini berbasis integrasi <i>well log</i> dan data seismik untuk mengidentifikasi zona target penyimpanan CO ₂ di Lapangan Ngawi, Cekungan Kendeng. Dengan memanfaatkan analisis petrofisika (porositas, saturasi air, <i>volume shale</i>) dan inversi impedansi akustik, ditemukan dua interval karbonat yang prospektif dengan porositas 23–24 % dan permeabilitas rendah, berperan sebagai <i>deep saline aquifer</i> . Hasil estimasi kapasitas penyimpanan mencapai 0,41 gigaton CO ₂ .

III. TEORI DASAR

3.1 Teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS)

Teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) merupakan salah satu metode pendekatan untuk mengurangi laju emisi gas rumah kaca (GRK), khususnya karbon dioksida (CO_2), dengan cara menangkap, mengompresi, mengangkut, dan menyimpannya ke dalam formasi geologi yang stabil di bawah permukaan bumi. Prinsip dasar CCS adalah mencegah pelepasan CO_2 dalam jumlah besar ke atmosfer dengan cara menginjeksikannya secara permanen ke dalam batuan reservoir berpori yang memiliki lapisan penutup (*cap rock*) yang kedap fluida. Dalam praktiknya, teknologi CCS terdiri atas tiga tahap utama seperti yang terlihat pada Gambar 5, yaitu:

- 1) Penangkapan (*capture*), yaitu CO_2 dipisahkan dari gas buang industri seperti pembangkit listrik berbahan bakar fosil, kilang, atau pabrik semen menggunakan metode pra-pembakaran, pasca-pembakaran, atau oksibakar.
- 2) Transportasi (*transport*), yaitu CO_2 yang telah dimurnikan dikompresi hingga fase superkritis dan dialirkan melalui pipa atau kapal menuju lokasi penyimpanan.
- 3) Penyimpanan (*storage*), yaitu CO_2 diinjeksikan ke dalam formasi geologi dalam, seperti *depleted oil and gas reservoir*, *unmineable coal seams*, atau *deep saline aquifer* pada kedalaman lebih dari 800 meter, di mana kondisi tekanan dan suhu memungkinkan gas berwujud superkritis dan tersimpan secara stabil (Rackley, 2017).



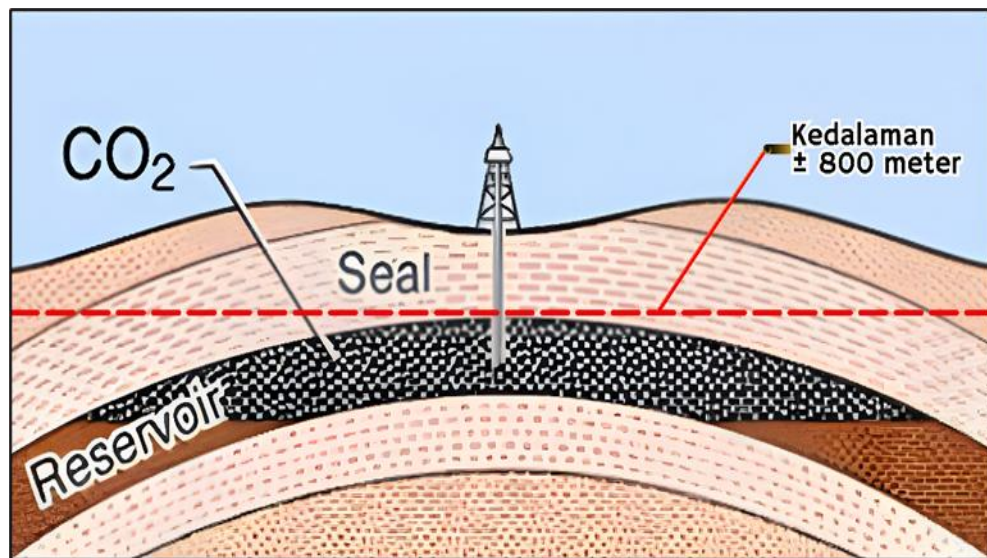
Gambar 5. Ilustrasi Teknologi *Carbon Capture and Storage* (Bachu, 2008)

Di Indonesia, penerapan CCS dikembangkan untuk mendukung target *Net Zero Emission* (NZE) tahun 2060, dengan potensi pengurangan emisi mencapai hingga 85% CO₂ dari sektor pembangkit dan industri berat (IEA, 2023). Berdasarkan Laporan Ditjen Migas (2024), kapasitas penyimpanan bawah permukaan di Indonesia diperkirakan mencapai 572,77 gigaton CO₂, terdiri atas 567,77 gigaton di *saline aquifer* dan 4,85 gigaton pada *depleted reservoir*.

3.2 Jenis-Jenis Opsi *Geological Storage* CO₂

Proses penyimpanan karbon dioksida (CO₂) pada formasi geologi memiliki prinsip yang serupa dengan akumulasi fluida hidrokarbon di bawah permukaan bumi. Dalam sistem tersebut, baik reservoir migas maupun lapisan batubara pengandung metana (CBM) sama-sama bergantung pada adanya batuan reservoir berpori dan permeabel serta perangkap (*trap*) yang mampu menahan fluida agar tidak bermigrasi ke lapisan yang lebih dangkal (Haszeldine, 2006). Oleh karena itu, lokasi penyimpanan CO₂ idealnya

memiliki karakteristik fisik dan geologi yang menyerupai sistem *petroleum* (Gambar 6).



Gambar 6. Komponen *geological storage* CO₂ (Bachu, 2008)

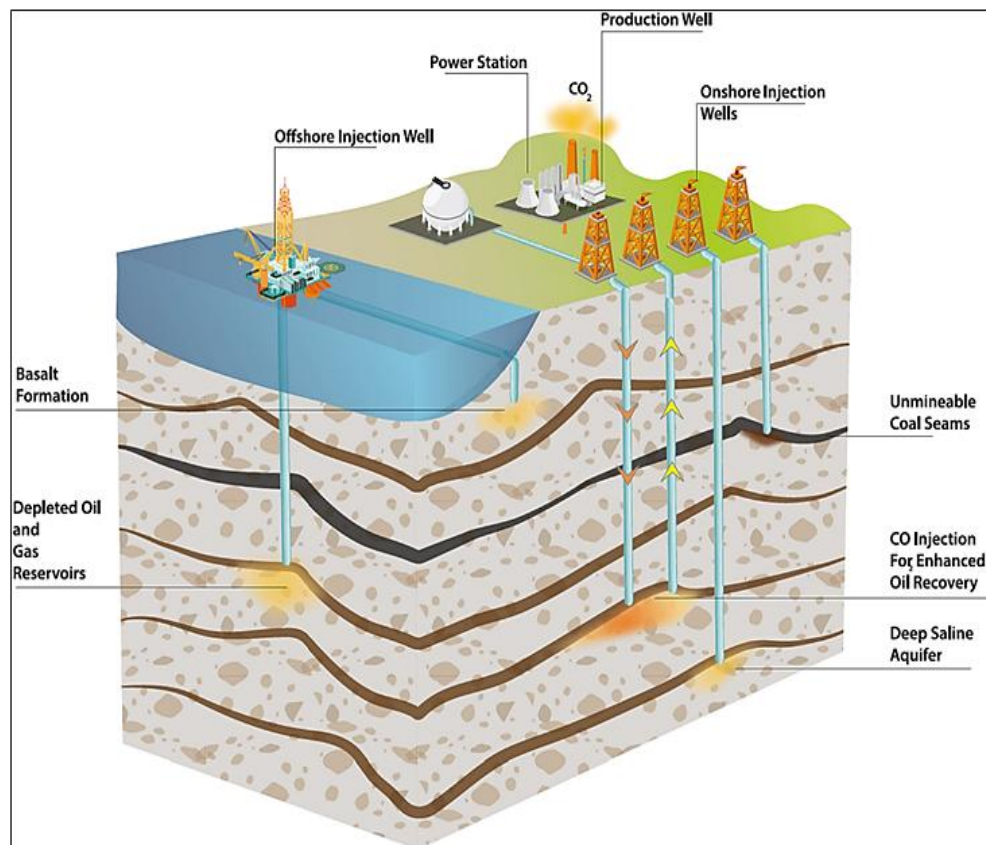
Menurut Bachu (2003), terdapat tiga parameter utama yang menentukan kelayakan suatu formasi geologi sebagai lokasi penyimpanan CO₂ (*geological storage*), yaitu:

- a. *Capacity* (Kapasitas), yaitu mengacu pada kemampuan batuan reservoir dalam menampung volume CO₂ secara signifikan. Faktor ini berkaitan erat dengan porositas efektif dan volume pori batuan, karena semakin besar porositas maka semakin tinggi kapasitas penyimpanan yang dapat dicapai.
- b. *Injectivity* (Injektivitas), yaitu menunjukkan kemampuan batuan untuk menerima CO₂ pada laju injeksi tertentu tanpa menyebabkan tekanan berlebih yang dapat merusak formasi. Aspek ini ditentukan oleh permeabilitas batuan reservoir, yang mempengaruhi seberapa cepat fluida dapat mengalir dan tersebar di dalam pori-pori.
- c. *Containment* (Kedap atau Ketertahanan), yaitu menggambarkan efektivitas sistem perangkap (*trap*) dan batuan penutup (*seal rock*) dalam mencegah migrasi atau kebocoran CO₂ ke lapisan yang lebih dangkal. Formasi penyimpanan yang baik harus memiliki *cap rock* dengan

permeabilitas sangat rendah dan integritas geomekanik tinggi untuk menjamin penyimpanan jangka panjang yang aman.

Selain ketiga aspek utama tersebut, kondisi geologi lokal dan aktivitas tektonik juga menjadi faktor penentu penting dalam pemilihan lokasi penyimpanan. Aktivitas seperti kegempaan, patahan aktif, atau rekahan alami dapat mengancam kestabilan penyimpanan dan meningkatkan risiko kebocoran gas (Nugroho & Bachri, 2015).

Terdapat empat tipe utama opsi penyimpanan geologis (*geological storage*) yang dapat digunakan untuk menampung karbon dioksida (CO_2) secara permanen di bawah permukaan bumi guna mengurangi emisi gas rumah kaca (GRK) ke atmosfer. Keempat opsi tersebut ditunjukkan pada Gambar 7 yaitu: *depleted reservoir*, batubara (*unmineable*), *saline aquifer*, serta batuan ultramafik/ofiolit.



Gambar 7. Opsi *geological storage* CO_2 (Bashir dkk., 2024)

a. *Depleted Reservoir*

Reservoir hidrokarbon (minyak dan gas) yang telah mengalami penurunan produksi (*depleted oil and gas reservoir*) merupakan salah satu kandidat paling menjanjikan untuk penyimpanan CO₂. Opsi ini tidak hanya memungkinkan penyerapan karbon, tetapi juga dapat meningkatkan laju produksi hidrokarbon melalui *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dan *Enhanced Gas Recovery* (EGR) (Goodman dkk., 2011). Reservoir yang telah terbukti mampu menahan hidrokarbon selama jutaan tahun memiliki keunggulan alami dalam menjaga integritas penyimpanan, sehingga menjadikannya lokasi ideal untuk injeksi CO₂. Keberadaan data geologi dan infrastruktur produksi sebelumnya juga menjadi keuntungan besar karena dapat mengurangi biaya eksplorasi.

Namun, pemanfaatan fasilitas lama memiliki risiko teknis seperti korosi pipa dan peralatan akibat sifat asam dari CO₂ (Putri dkk., 2024). Berdasarkan hasil kajian Lemigas Kementerian ESDM (2024), potensi penyimpanan karbon di reservoir minyak dan gas yang telah habis di Indonesia mencapai sekitar 4,8 gigaton CO₂, dengan persebaran utama di Sumatra, Jawa, Kalimantan, Sulawesi, dan Papua.

b. Batubara (*Unmineable Coal Seam*)

Lapisan batubara yang tidak ekonomis untuk ditambang (*unmineable coal seams*) dapat dimanfaatkan untuk penyimpanan CO₂ sekaligus mendukung *Enhanced Coal Bed Methane* (ECBM), yaitu proses injeksi CO₂ ke dalam batubara untuk menggantikan gas metana (CH₄) yang kemudian diproduksi sebagai sumber energi bersih (Pan & Connell, 2007; Talapatra, 2020). Batubara memiliki afinitas adsorpsi CO₂ lebih tinggi dibandingkan CH₄, sehingga CO₂ secara alami menempati posisi gas metana pada permukaan pori batubara (Shi & Durucan, 2005).

Hasil penelitian Saghafi dkk. (2007) menunjukkan bahwa lapisan batubara di wilayah New South Wales memiliki potensi besar untuk menyerap CO₂, namun dengan keterbatasan pada ketebalan lapisan (1–5

m) dan permeabilitas rendah (1–5 mD), sehingga dibutuhkan jumlah sumur injeksi yang banyak dan area yang luas. Di Indonesia, karena faktor tersebut, opsi ini dianggap kurang efisien dibandingkan *depleted reservoir* dan *saline aquifer* (Haszeldine, 2006).

Dimana, pada faktor efisiensi *storage coal* dapat ditentukan berdasarkan Tabel 2, berikut:

Tabel 2. Faktor efisiensi *storage coal* (Goodman dkk., 2011)

P10 (%)	P50 (%)	P90 (%)
21	37	48

c. *Deep Saline Aquifer*

Akuifer air asin dalam (*deep saline aquifer*) merupakan opsi dengan kapasitas penyimpanan terbesar di antara semua jenis *geological storage*. Air asin dengan salinitas tinggi menjadikannya tidak berguna untuk konsumsi atau industri, sehingga ideal untuk penyimpanan karbon. Dalam formasi *saline aquifer* ini, CO₂ yang diinjeksikan akan terlarut dalam air asin, bereaksi dengan mineral silikat dan karbonat, lalu membentuk mineral karbonat stabil, sehingga menjamin penyimpanan jangka panjang dan aman dari kebocoran (Michael dkk., 2010).

Keberhasilan penyimpanan CO₂ di *saline aquifer* telah dibuktikan melalui sejumlah proyek percontohan global seperti Sleipner (Norwegia), Frio (AS), Ketzin (Jerman), dan Nagaoka (Jepang). Namun, tantangan utama dari opsi ini adalah tingginya biaya eksplorasi dan akuisisi data bawah permukaan (Putri dkk., 2024). Menurut KESDM (2024), potensi penyimpanan CO₂ di *saline aquifer* Indonesia mencapai sekitar 573 gigaton, menjadikannya target utama untuk implementasi CCS nasional.

Dimana, pada faktor efisiensi *storage saline aquifer* dapat ditentukan berdasarkan Tabel 3, berikut:

Tabel 3. Faktor efisiensi *storage saline aqiufer* (Goodman dkk., 2011)

Litologi	P10 (%)	P50 (%)	P90 (%)
<i>Clastics</i>	0,51	2,00	5,40
<i>Dolomite</i>	0,64	2,20	5,50
<i>Limestone</i>	0,40	1,50	4,10

d. Batuan Mafik–Ultramafik (Ofiolit)

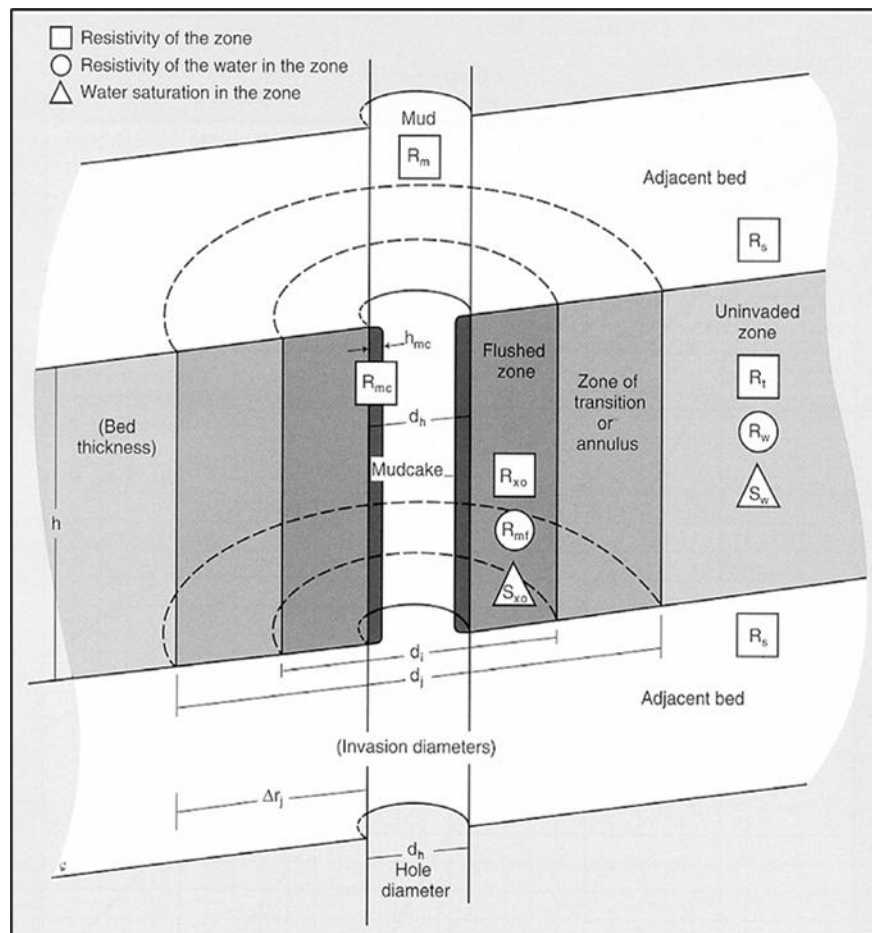
Jenis penyimpanan ini memanfaatkan reaksi kimia antara CO₂ dengan batuan ultramafik (ofiolit) yang kaya magnesium dan kalsium untuk membentuk mineral karbonat padat melalui proses mineralisasi alami (Nugroho & Bachri, 2015). Proses ini bersifat sangat stabil dan memberikan penyimpanan permanen tanpa risiko kebocoran, namun berlangsung sangat lambat secara alami. Oleh karena itu, penelitian terbaru masih berfokus pada percepatan reaksi karbonasi mineral menggunakan rekayasa geokimia (Maiorana dkk., 2024). Formasi penyimpanan geologis umumnya terdiri atas batuan reservoir dan batuan penutup (*seal*), yang biasanya ditemukan di cekungan sedimen.

Berdasarkan pedoman *GeoCapacity Project* (Eropa), kriteria ideal untuk lokasi penyimpanan adalah kedalaman 800–2500 meter, dengan porositas tinggi dan permeabilitas baik pada reservoir, serta seal berupa batulempung tebal (>50 m) dengan permeabilitas sangat rendah (Maiorana dkk., 2024). Kedalaman 800 meter dipilih agar CO₂ berada dalam fase superkritis, yaitu kondisi dengan densitas tinggi yang memungkinkan efisiensi penyimpanan maksimum (Goodman dkk., 2011).

3.3 Metode *Well Logging*

Metode well logging merupakan salah satu teknik geofisika yang digunakan untuk memperoleh informasi kondisi bawah permukaan melalui alat ukur yang diturunkan ke dalam lubang bor, sehingga dapat digunakan untuk evaluasi formasi serta mengenali karakteristik batuan bawah permukaan (Dewanto, 2019). Penerapan metode ini bertujuan untuk mendapatkan

berbagai parameter penting, seperti informasi litologi, porositas, resistivitas, permeabilitas, dan tingkat kejenuhan hidrokarbon (Mulyatno dkk., 2024).



Gambar 8. Lingkungan lubang bor (Asquith & Krygowski, 2004)

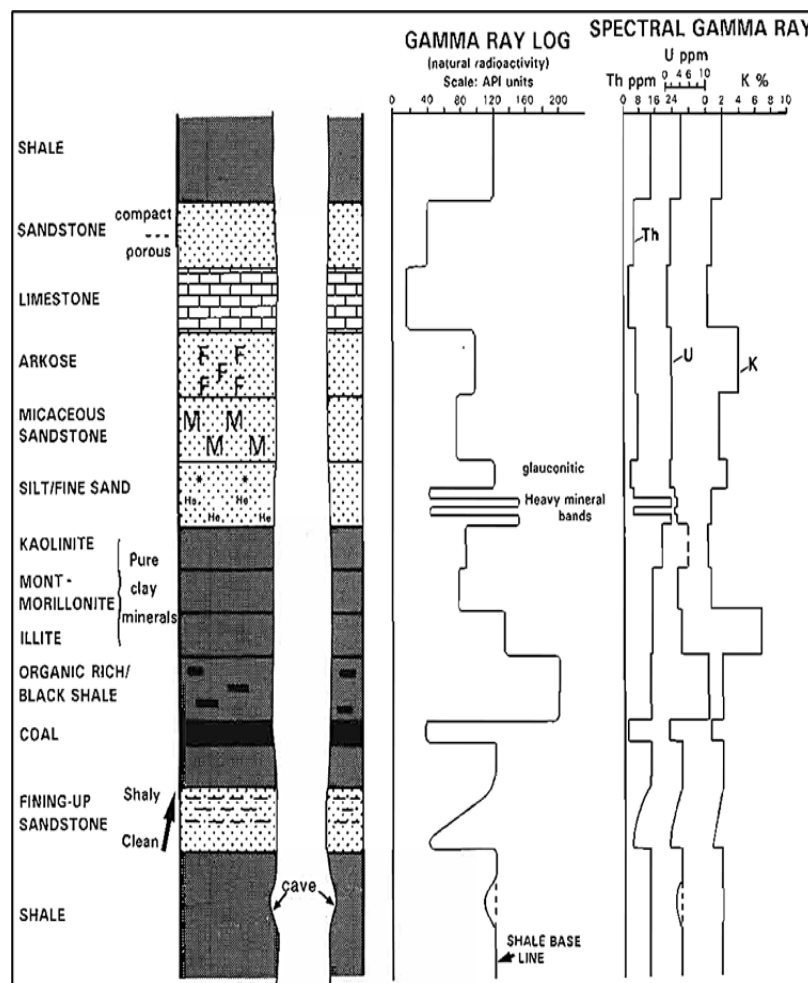
Dalam proses pengeboran, salah satu komponen penting adalah lumpur pemboran (*mud logging*) yang berfungsi untuk mencegah terjadinya *blowout* dengan memberikan tekanan balik pada formasi. Namun, penggunaan lumpur ini juga dapat mendorong hidrokarbon menjauhi lubang bor sekaligus dapat menahan semburan ke permukaan. Akibatnya, pada lapisan permeabel dapat terjadi infiltrasi air lumpur ke dinding sumur yang membentuk kerak lumpur (*mudcake*) serta memperkecil diameter lubang bor. Hal ini menimbulkan terbentuknya tiga zona infiltrasi (Dewanto, 2019), yaitu:

- a. *Flushed Zone (Invaded Zone)*, merupakan zona paling dekat dengan dinding sumur yang sepenuhnya terisi air lumpur, sehingga sifat yang terukur bukan sifat fluida formasi asli melainkan lumpur.

- b. *Transition Zone*, yaitu zona di bawah *invaded zone* yang berisi campuran air lumpur dan fluida formasi.
- c. *Uninvaded Zone*, yaitu zona yang tidak terpengaruh lumpur dan sepenuhnya berisi fluida formasi asli, misalnya air, minyak, atau gas.

3.3.1 Log Gamma Ray

Metode log gamma ray digunakan untuk mengukur radiasi gamma alami yang dipancarkan oleh unsur radioaktif, seperti uranium, thorium, kalium, dan radium, dalam formasi batuan yang ditembus lubang bor (Rider, 2002). Dalam interpretasi bawah permukaan, log ini berperan penting untuk evaluasi volume serpih (Vsh), identifikasi lapisan permeabel, penilaian mineral radioaktif, korelasi stratigrafi, dan analisis fasies (Asquith & Krygowski, 2004). Hubungan antara respons kurva gamma ray dan jenis batuan dapat dilihat pada Gambar 9.



Gambar 9. Respon log gamma ray (Rider, 2002)

Tabel 4. Klasifikasi nilai *gamma ray* batuan (Harsono, 1997)

Radioaktif Sangat Rendah (0 – 32,5 API)	Radioaktif Rendah (32,5 - 60 API)	Radioaktif Menengah (60 - 100 API)	Radioaktif Sangat Tinggi (>100 API)
Anhidrit	Batupasir	Arkose	Batuan serpih
<i>Salt</i>	Batugamping	Batuan granit	Abu vulkanik
Batubara	Dolomit	Lempungan	Bentonit
		Pasiran	
		Gamping	

3.3.2 Log Resistivitas

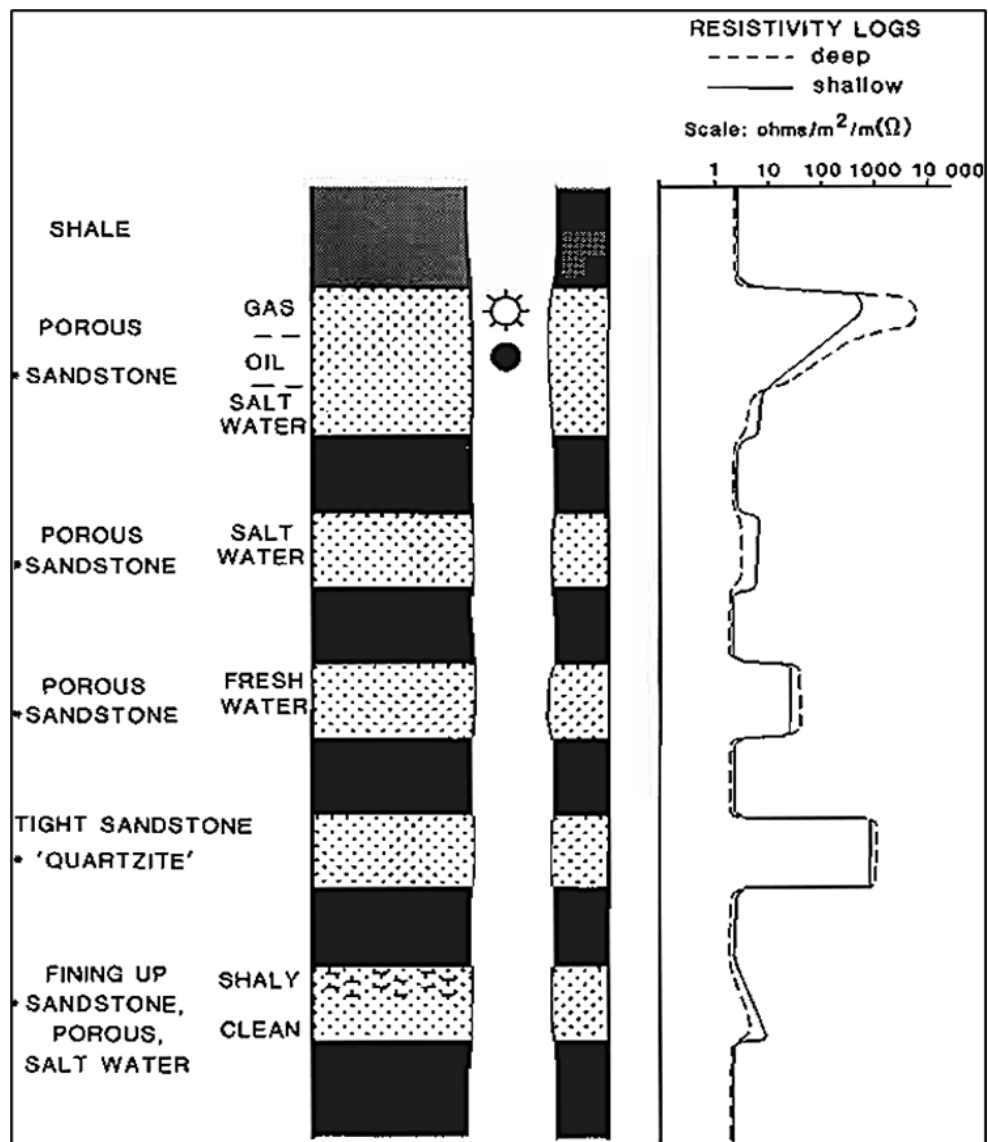
Log resistivitas adalah metode yang digunakan untuk mengukur harga tahanan jenis listrik suatu batuan dalam formasi di bawah permukaan. Log resistivitas adalah metode pengukuran dalam survei *well logging* yang digunakan untuk menentukan resistivitas listrik batuan bawah permukaan. Log resistivitas juga digunakan untuk mengidentifikasi jenis litologi, tingkat kejenuhan fluida dalam pori-pori batuan, serta potensi zona reservoir dalam suatu formasi geologi (Harsono, 1997). Kurva respon log resistivitas terhadap formasi batuan bawah permukaan ditunjukkan oleh Gambar 10.

Harsono (1997) membedakan log resistivitas menjadi beberapa jenisnya yaitu:

- Deep Induction* (ILD) adalah jenis log resistivitas dengan jangkauan pengukuran paling dalam. Log ini digunakan untuk menilai resistivitas formasi pada *uninvaded zone*, yaitu bagian formasi yang belum terpengaruh oleh cairan pengeboran. Pengukuran ILD digunakan sebagai identifikasi zona hidrokarbon yang mungkin terdapat di bawah lapisan *flushed* atau *transition zone*.
- Deep Laterolog* (LLD) adalah log resistivitas yang memiliki jangkauan pengukuran untuk mengevaluasi *transition zone*, yaitu daerah peralihan antara *flushed zone* dan *uninvaded zone*. Log ini membantu memantau perubahan resistivitas akibat interaksi sebagian cairan pengeboran dengan formasi. Nilai resistivitas dari LLD sering digunakan untuk

memperkirakan ketebalan zona transisi dan sebagai referensi dalam koreksi log resistivitas dangkal (Asquith & Krygowski, 2004).

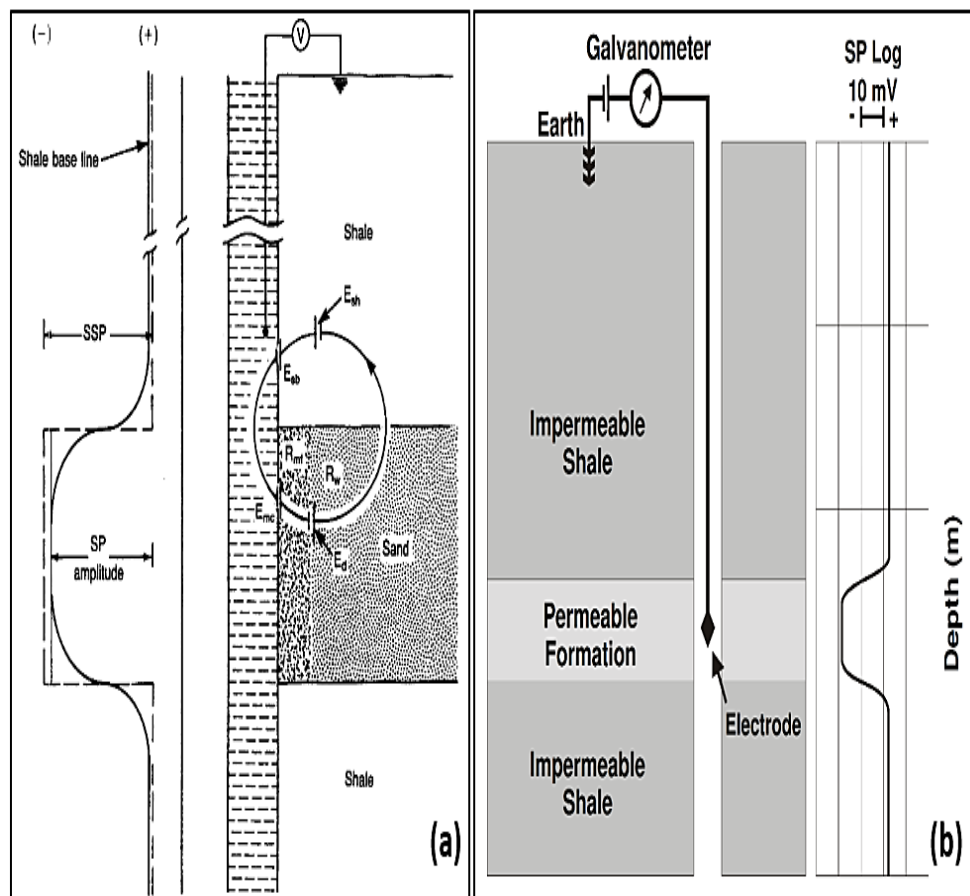
- c. *Shallow laterolog* (LLS) adalah log resistivitas dengan jangkauan paling dangkal, yang mencakup *flushed zone*, yaitu lapisan batuan di sekitar sumur yang telah sepenuhnya terinvasi oleh cairan pengeboran. Data dari LLS sering dibandingkan dengan LLD dan ILD untuk menilai gradien resistivitas dan memperkirakan saturasi hidrokarbon asli di zona transisi.



Gambar 10. Respon log resistivitas (Rider, 2002)

3.3.3 Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log *spontaneous potential* (SP) digunakan untuk mengukur beda potensial listrik yang timbul antara elektroda di permukaan dan elektroda yang diturunkan ke dalam sumur. Respons log ini terbentuk akibat perbedaan salinitas antara filtrat lumpur pemboran dan fluida formasi di dalam pori batuan. Kondisi tersebut menyebabkan munculnya potensial listrik alami yang direpresentasikan dalam bentuk penyimpangan kurva SP.



Gambar 11. Respon log *spontaneous potential* (Glover, 2000)

Defleksi yang muncul dapat bernilai negatif atau positif tergantung pada hubungan antara resistivitas lumpur pemboran (R_{mf}) dan resistivitas air formasi (R_w). Seperti yang terlihat pada Gambar 11, jika kurva SP menyimpang ke arah kiri (defleksi negatif; $R_{mf} > R_w$) atau ke kanan (defleksi positif; $R_{mf} < R_w$) dari garis dasar serpih, hal ini menunjukkan keberadaan lapisan yang permeabel seperti batupasir (*sandstone*). Sebaliknya, jika tidak terjadi penyimpangan yang signifikan pada kurva,

maka lapisan tersebut dapat diidentifikasi sebagai zona impermeabel seperti serpih (*shale*) (Asquith & Krygowski, 2004).

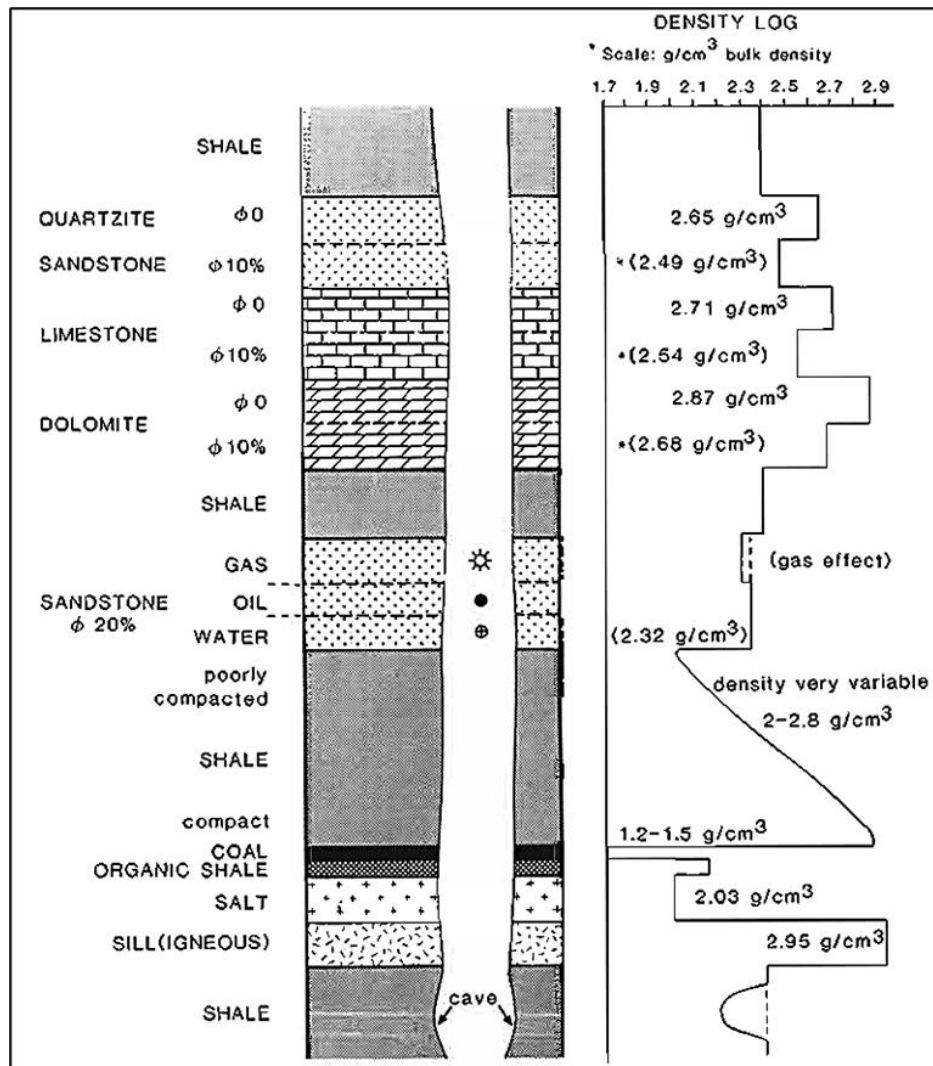
3.3.4 Log Densitas (RHOB)

Log densitas (RHOB) merupakan salah satu jenis log yang digunakan untuk mengukur densitas total (*bulk density*) dari suatu formasi batuan sepanjang lubang bor. Nilai densitas yang diperoleh merupakan gabungan antara densitas butir mineral penyusun batuan dan volume fluida yang mengisi pori-pori. Parameter ini digunakan dalam penentuan litologi, estimasi porositas, serta dalam identifikasi kandungan fluida formasi seperti air formasi atau hidrokarbon (Erihartanti dkk., 2015).

Pada generasi log densitas terbaru, alat ini tidak hanya mengukur densitas tetapi juga merekam nilai *photoelectric effect* (PEF), yaitu respons sinar gamma terhadap jumlah atom rata-rata di dalam formasi. Nilai PEF ini digunakan untuk membedakan jenis litologi dan mengurangi ambiguitas interpretasi, terutama pada formasi dengan komposisi batuan campuran (Dewan, 1983). Secara umum, log densitas direkam dalam satuan g/cm^3 (atau Mg/m^3), di mana densitas bulk menunjukkan densitas keseluruhan formasi (padatan dan fluida), sedangkan densitas matriks menggambarkan densitas kerangka padat batuan (Rider, 2002). Gambar 12 memperlihatkan respon kurva log densitas terhadap variasi litologi dan fluida formasi. Pada Tabel 5 menampilkan nilai densitas matriks dan *photoelectric effect* pada batuan.

Tabel 5. Nilai densitas matriks (Telford dkk., 1990) dan *photoelectric effect* pada batuan (Asquith & Krygowski, 2004)

Litologi	$\rho_{ma} \text{ (gr/cm}^3\text{)}$	PEF (<i>barns/electron</i>)
<i>Sandstone</i>	1,61 – 2,76	1,81
<i>Limestone</i>	1,93 – 2,90	5,08
<i>Dolomite</i>	2,28 – 2,90	3,14
<i>Anhydrite</i>	2,29 – 3,00	5,05
<i>Salt</i>	2,10 – 2,60	4,65

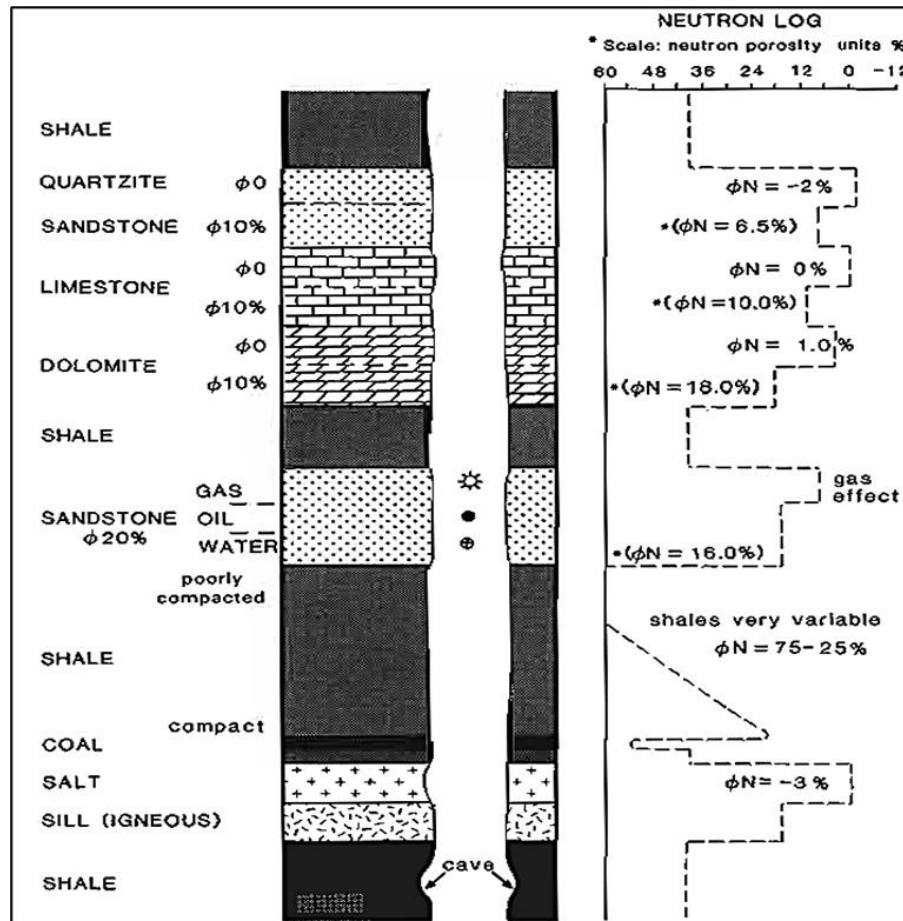


Gambar 12. Respon log densitas (RHOB) (Rider, 2002)

3.3.5 Log Neutron (NPHI)

Log neutron (NPHI) merupakan jenis log porositas yang digunakan untuk mengukur konsentrasi atom hidrogen di dalam suatu formasi batuan sepanjang lubang bor. Nilai hidrogen ini berbanding lurus dengan volume pori yang berisi fluida, karena atom hidrogen umumnya terkonsentrasi pada pori-pori yang terisi air atau minyak. Oleh sebab itu, log neutron memberikan indikasi porositas efektif dari formasi yang bersih atau bebas serpih (Asquith & Krygowski, 2004). Prinsip pengukurannya didasarkan pada penembakan partikel neutron berenergi tinggi ke dinding lubang bor. Ketika neutron bertumbukan dengan atom hidrogen, energinya akan berkurang secara signifikan. Besarnya kehilangan energi ini menandakan

jumlah hidrogen yang terkandung dalam formasi, sehingga dapat diinterpretasikan sebagai nilai porositas. Semakin besar energi yang hilang, semakin tinggi pula porositas batuan. Sebaliknya, jika pori diisi oleh gas, maka hasil pembacaan log neutron akan lebih rendah dari nilai sebenarnya (fenomena *gas effect*) akibat rendahnya kandungan hidrogen dalam gas dibandingkan dengan air atau minyak (Harsono, 1997).

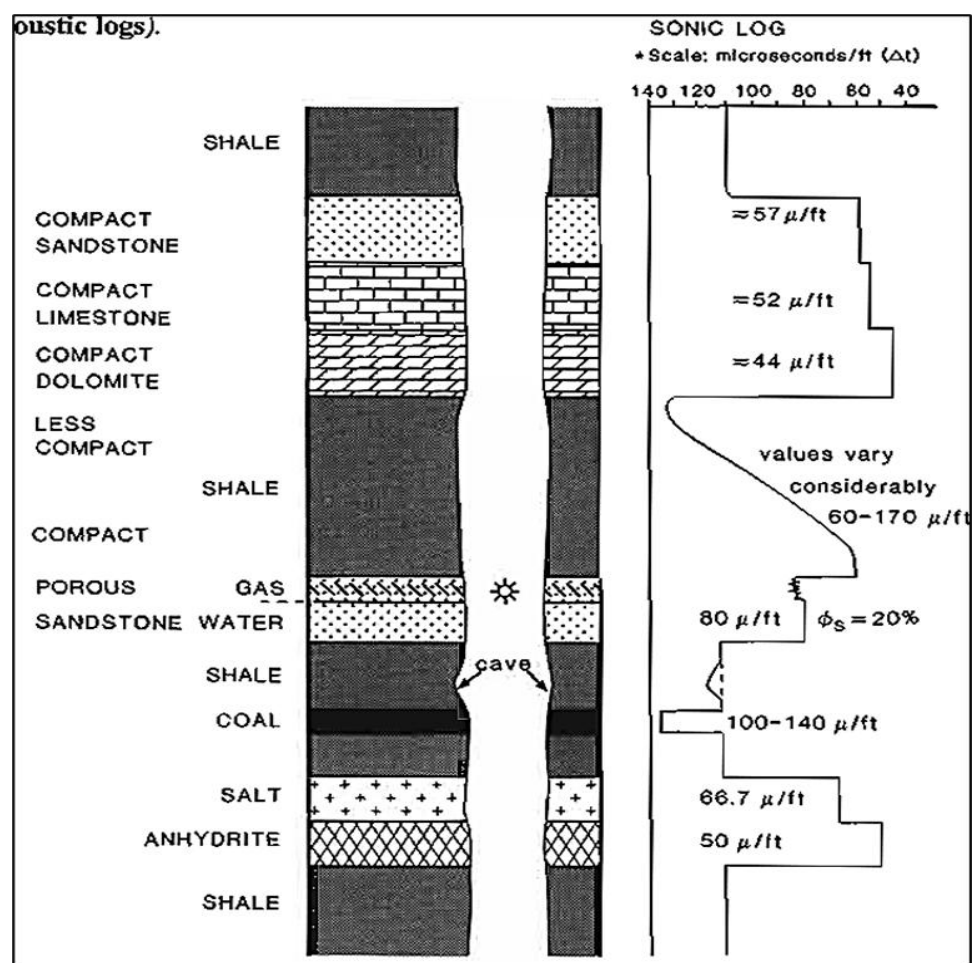


Gambar 13. Respon log neutron (NPHI) (Rider, 2002)

Log neutron biasanya diinterpretasikan bersama dengan log densitas (RHOB) untuk memperkirakan litologi dan porositas total batuan secara lebih akurat. Kombinasi kedua log dapat membantu mengidentifikasi zona berisi fluida hidrokarbon, serta membedakan efek gas dan serpih. Gambar 13 memperlihatkan contoh kurva respon log neutron terhadap variasi litologi dan jenis fluida formasi.

3.3.6 Log Sonik (DT)

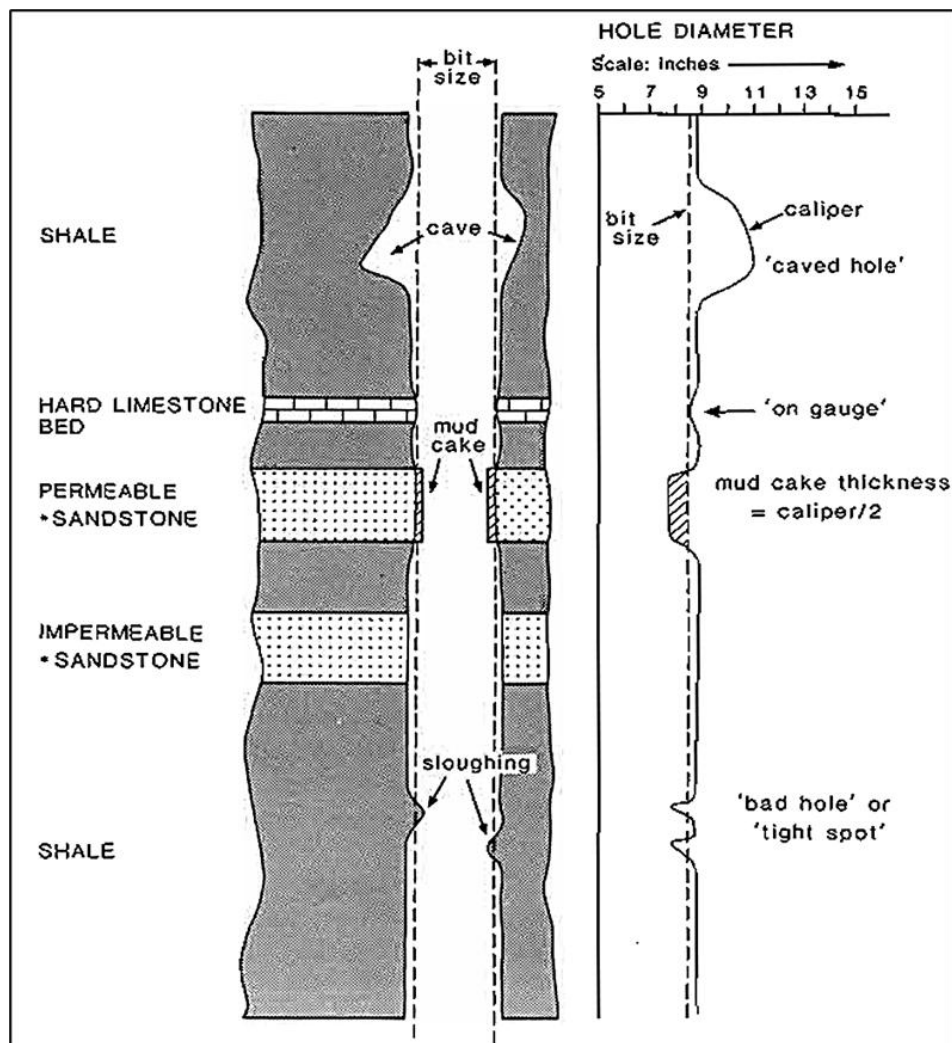
Log sonik (*Sonic Log*) merupakan salah satu jenis log porositas akustik yang digunakan untuk mengukur waktu tempuh gelombang suara kompresi (Δt atau DT) ketika merambat melalui formasi batuan di sepanjang lubang bor. Nilai waktu tempuh ini dinyatakan dalam satuan mikrodetik per kaki ($\mu\text{s}/\text{ft}$) dan berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang suara yang merambat pada batuan (Asquith & Krygowski, 2004). Laju rambat gelombang tersebut dipengaruhi oleh litologi, porositas, serta jenis fluida pengisi pori, sehingga data yang diperoleh dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas efektif dari formasi yang terisi fluida (Harsono, 1997). Semakin tinggi porositas suatu batuan, maka semakin lambat gelombang suara merambat di dalamnya. Gambar 14 memperlihatkan bentuk kurva respon log sonik terhadap variasi litologi dan porositas batuan.



Gambar 14. Kurva respon log sonik (Rider, 2002)

3.3.7 Log Caliper

Log caliper adalah log yang digunakan untuk mengukur variasi diameter borehole sepanjang kedalaman. Caliper dapat menunjukkan apakah lubang berada dalam kondisi *on gauge* (sesuai ukuran bit), *caved/washed out* (diameter lebih besar akibat runtuh atau erosi), atau lebih kecil dari ukuran bit karena terbentuknya *mud cake*. Informasi ini dapat menunjukkan kondisi mekanis *borehole*, kualitas teknik pemboran, hingga sifat geologi formasi yang ditembus. Pada *shale* yang muda dan tidak terkonsolidasi, runtuh lubang sering terjadi, sedangkan pembentukan *mud cake* hanya mungkin di lapisan permeabel sehingga juga menjadi indikator potensial keberadaan reservoir (Rider, 2002). Gambar 15 menunjukkan respon log caliper terhadap kondisi lubang bor.



Gambar 15. Kurva respon log caliper (Rider, 2002)

Ketika terjadi runtuh atau pelebaran *borehole*, hasil pengukuran log bisa menjadi terganggu karena adanya lumpur pemboran yang masuk ke rongga *borehole*. Begitu pula saat terbentuk *mud cake*, ketebalannya akan memengaruhi pembacaan log dan perlu diperhitungkan (Schlumberger, 1989).

3.4 Analisis Petrofisika

Data sumur digunakan dalam melakukan analisis petrofisika, baik secara kualitatif maupun kuantitatif, untuk memahami karakteristik fisik dari suatu formasi bawah permukaan (Hafizha dkk., 2023). Analisis ini berperan penting dalam menentukan berbagai parameter reservoir yang menjadi indikator utama apakah suatu lapisan batuan berpotensi sebagai zona penyimpanan fluida, seperti hidrokarbon ataupun karbon dioksida (CO_2) (Pratama dkk., 2018). Melalui interpretasi petrofisika, diperoleh penentuan zona target penyimpanan CO_2 , serta estimasi kapasitas dan kualitas batuan penyimpan (Putri dkk., 2024).

3.4.1 Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif petrofisika dengan pendekatan *quicklook* bertujuan untuk mengidentifikasi litologi, menentukan batas dan ketebalan lapisan, mengenali zona berpori serta permeabel, dan memperkirakan jenis fluida yang mengisi pori (Dewanto, 2016). Salah satu log utama yang digunakan adalah log gamma ray (GR), yang efektif untuk membedakan antara lapisan permeabel dan impermeabel. Unsur radioaktif seperti kalium, uranium, dan torium umumnya lebih banyak terdapat pada litologi serpih (*shale*) yang bersifat impermeabel sehingga menghasilkan defleksi kurva ke arah nilai tinggi, sedangkan pada litologi batupasir atau batugamping, defleksi bergerak ke arah nilai rendah karena kandungan mineral radioaktifnya lebih sedikit (Dewanto, 2016).

Selain itu, identifikasi lapisan permeabel juga dapat dilakukan menggunakan log *spontaneous potential* (SP). Defleksi kurva SP ke kiri (negatif; $R_{mf} > R_w$) atau ke kanan (positif; $R_{mf} < R_w$) dari garis dasar

serpih menunjukkan zona permeabel seperti batupasir atau batugamping, sedangkan kurva yang tidak mengalami defleksi mengindikasikan lapisan impermeabel, seperti serpih (Asquith & Krygowski, 2004). Jenis fluida pada lapisan permeabel selanjutnya dapat dikenali melalui log resistivity, di mana nilai resistivitas rendah (0–20 ohm·m) menunjukkan air formasi, nilai sedang (20–60 ohm·m) menunjukkan minyak, dan nilai tinggi (>60 ohm·m) menandakan keberadaan gas (Harsono, 1997).

3.4.2 Analisis Kuantitatif

Analisis petrofisika secara kuantitatif dilakukan untuk memperoleh nilai parameter fisis batuan secara numerik, yang berperan penting dalam mengevaluasi karakter reservoir dan potensi penyimpanan karbon dioksida (CO₂). Melalui analisis ini, dapat ditentukan zona target penyimpanan geologis berdasarkan sifat batuan seperti kandungan serpih, porositas, saturasi air, dan permeabilitas (Hafizha dkk., 2023; Nugraha dkk., 2024).

a. Perhitungan *volume shale* (Vsh)

Volume shale menunjukkan proporsi kandungan serpih dalam suatu batuan, yang berpengaruh terhadap sifat fisik batuan seperti porositas, permeabilitas, dan kemampuan mengalirkan fluida. Lapisan dengan kandungan serpih tinggi cenderung bersifat impermeabel, sehingga berperan sebagai *seal rock* atau lapisan penutup dalam sistem penyimpanan CO₂ (Tiab & Donaldson, 2015). Secara umum, nilai Vsh rendah menunjukkan litologi batupasir bersih, sedangkan nilai Vsh tinggi menandakan lapisan serpih yang bersifat non-reservoir seperti yang ditunjukkan pada Tabel 6. Nilai *volume shale* dapat dihitung menggunakan metode linier berdasarkan log gamma ray (GR) (Kamel & Mabrouk, 2003) seperti pada Persamaan (1):

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

Keterangan:

V_{sh} = *volume shale* (%)

GR_{log} = nilai *gamma ray log* respon (API)

GR_{min} = nilai minimum *gamma ray log* (GR_{cn}) (API)

GR_{max} = nilai maksimum *gamma ray log* (GR_{sh}) (API)

Tabel 6. Klasifikasi formasi batuan berdasarkan volume *shale* (Kamel & Mabrouk, 2003)

Klasifikasi	Volume <i>Shale</i> (%)
<i>Clean</i>	$V_{sh} < 10$
<i>Shaly</i>	$10 < V_{sh} < 33$
<i>Shale</i>	$V_{sh} > 33$

b. Perhitungan Resistivitas Air Formasi (R_w)

Resistivitas air formasi (R_w) merupakan parameter penting dalam evaluasi petrofisika karena menggambarkan sifat listrik fluida yang mengisi pori-pori batuan reservoir. Nilai R_w sangat dipengaruhi oleh konsentrasi garam terlarut dalam air formasi, sehingga air dengan salinitas tinggi umumnya memiliki resistivitas yang lebih rendah dibandingkan air dengan salinitas rendah (Ellis & Singer, 2007).

Salah satu metode yang umum digunakan untuk memperkirakan resistivitas air formasi adalah melalui analisis log Spontaneous Potential (SP). Log SP merekam perbedaan potensial listrik alami antara elektroda di dalam lubang bor dan elektroda referensi di permukaan. Potensial listrik ini muncul akibat perbedaan konsentrasi ion antara filtrat lumpur pemboran dan air formasi pada batuan permeabel (Schlumberger, 1998).

Pada lapisan permeabel yang bersih, deviasi maksimum kurva SP disebut *Static Spontaneous Potential* (SSP). Nilai SSP berkaitan dengan rasio antara resistivitas filtrat lumpur pemboran (R_{mf}) dan resistivitas air formasi (R_w). Hubungan tersebut dinyatakan melalui Persamaan (2) dan (3) berikut:

$$SP = -K \log_{10} \left(\frac{R_{mf}}{R_w} \right) \quad (2)$$

$$R_w = R_{mf} \times 10^{\frac{SP}{K}} \quad (3)$$

Keterangan:

SP = Log spontaneous potential (mV)

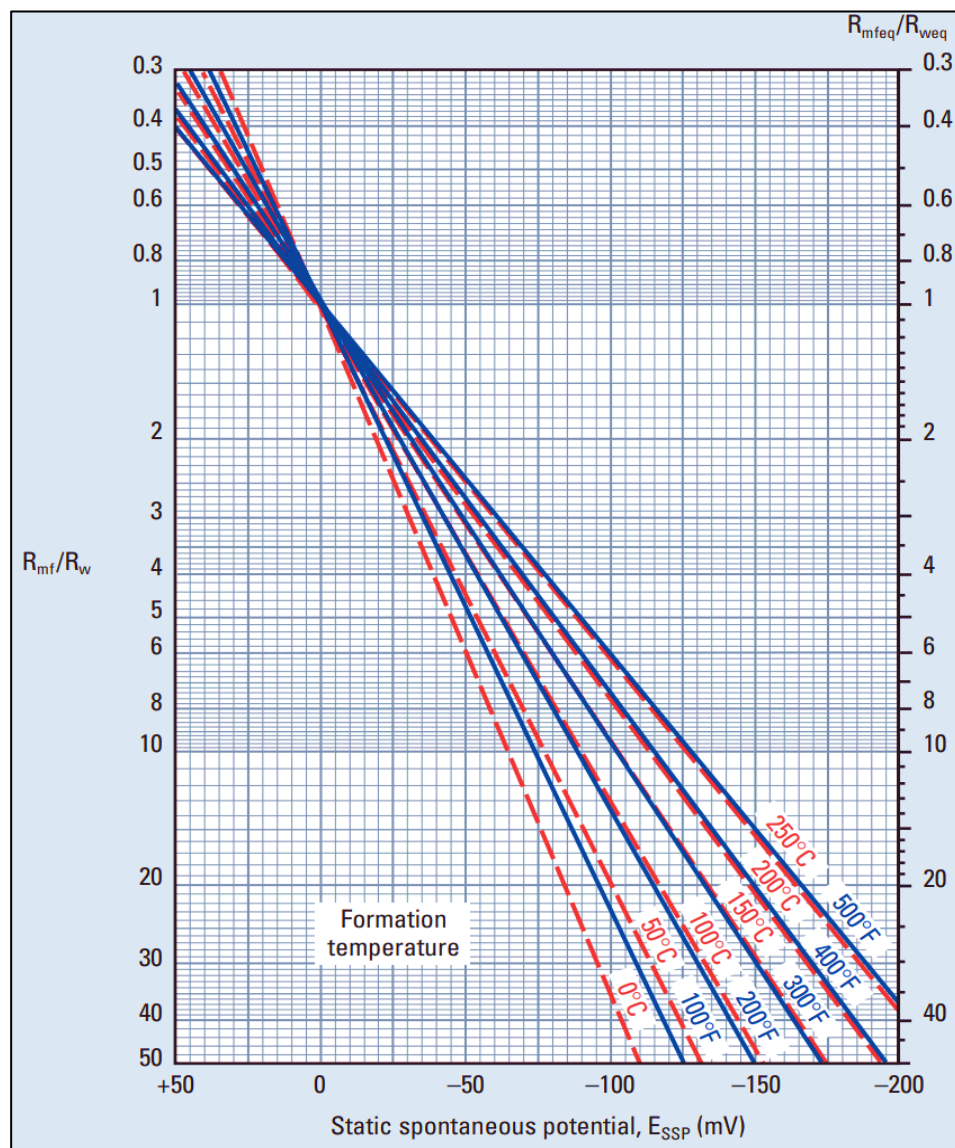
R_{mf} = Resistivitas filtrat lumpur (ohm.m)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

K = Konstanta temperature ($61 + 0.133 T^\circ$)

T = Temperature ($^\circ\text{F}$)

Hubungan antara nilai SP, temperatur formasi, dan rasio (R_{mf}/R_w) juga dapat ditentukan menggunakan chart interpretasi SP yang dikembangkan oleh Schlumberger (1998), pada gambar (16).



Gambar 16. Chart estimasi nilai R_w dari log SP (Schlumberger, 1998)

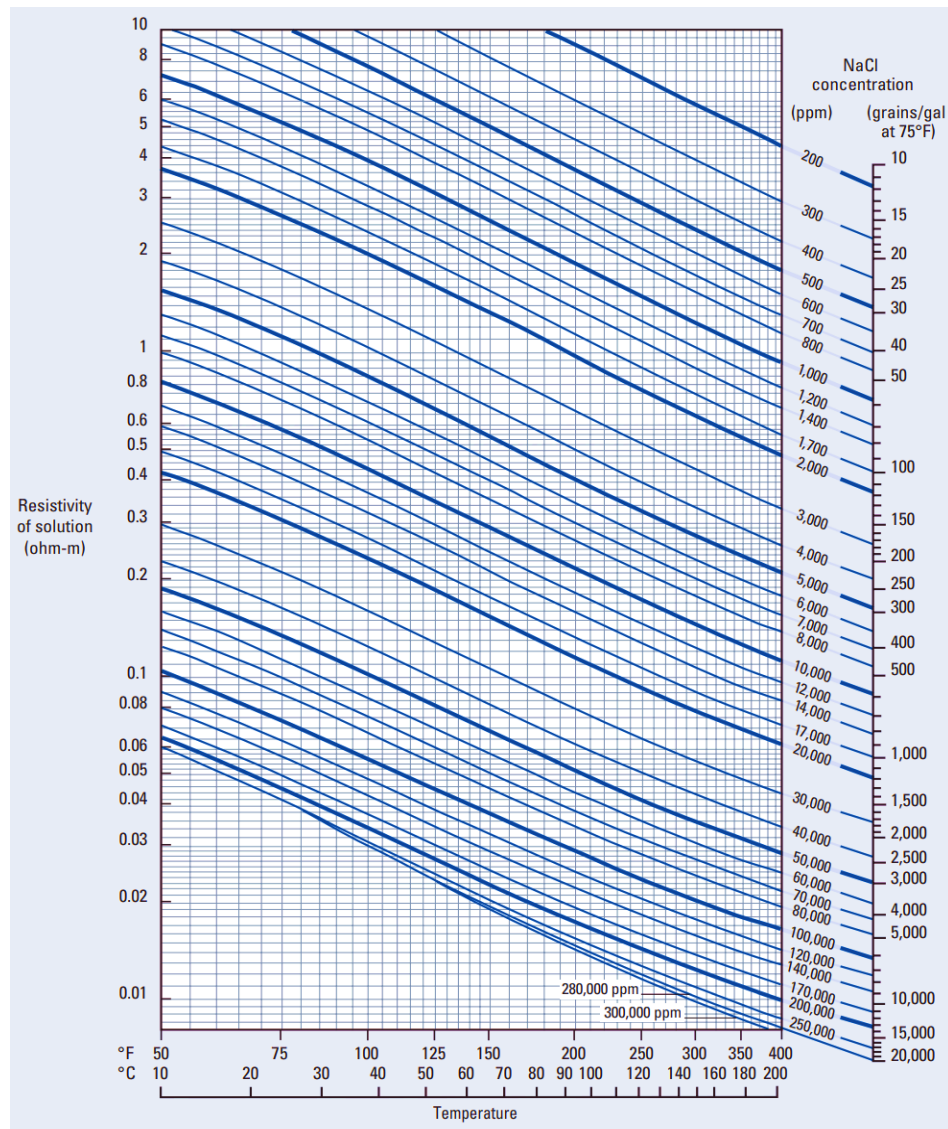
c. Estimasi Salinitas Air Formasi

Estimasi salinitas air formasi dilakukan untuk mengetahui tingkat konsentrasi garam terlarut di dalam fluida yang mengisi pori-pori batuan reservoir. Dalam konteks sistem *geological storage* karbon dioksida (CO_2), informasi mengenai salinity diperlukan untuk menilai karakteristik hidrogeokimia formasi. Formasi dengan air yang sangat asin umumnya merepresentasikan *deep saline aquifer*, yang merupakan target utama dalam sistem penyimpanan CO_2 karena memiliki kapasitas penyimpanan besar serta umumnya tidak dimanfaatkan sebagai sumber air tawar (Bachu, 2008). Nilai klasifikasi air berdasarkan tingkat salinitasnya ditunjukkan pada Tabel 7.

Tabel 7. Klasifikasi air berdasarkan nilai TDS (Feth, 1970)

Klasifikasi Air	Nilai TDS (ppm)
<i>Fresh Water</i>	0 – 1000
<i>Slightly Saline Water</i>	1000 – 3000
<i>Moderately Saline Water</i>	3000 – 15000
<i>Very Saline Water</i>	>15000

Secara petrofisika, salinitas memiliki hubungan yang erat dengan resistivitas air formasi (R_w), karena kemampuan suatu fluida dalam menghantarkan arus listrik dikontrol oleh konsentrasi ion terlarut di dalamnya. Semakin tinggi kandungan ion, seperti Na^+ dan Cl^- , maka konduktivitas listrik fluida akan meningkat dan nilai resistivitasnya menurun. Dalam praktik interpretasi log sumur, hubungan antara resistivitas air formasi, temperatur, dan salinitas diperoleh secara empiris melalui *resistivity–salinity chart* yang dikembangkan oleh Schlumberger (1998). Chart ini, yang ditampilkan pada Gambar 17, merupakan hasil kalibrasi laboratorium terhadap larutan NaCl pada berbagai kondisi temperatur, sehingga mampu merepresentasikan hubungan non-linear antara R_w dan salinitas pada temperatur tertentu.



Gambar 17. Chart estimasi salinitas air formasi (Schlumberger, 1998).

3.5 Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah salah satu teknik eksplorasi geofisika yang dimanfaatkan untuk mengidentifikasi serta memetakan struktur dan stratigrafi bawah permukaan, baik pada area daratan (*onshore*) maupun wilayah laut (*offshore*). Prinsip dasarnya melibatkan pemancaran gelombang elastik ke bawah permukaan bumi dan pendeteksian gelombang pantul (refleksi) yang kembali ke permukaan setelah mengenai batas antar lapisan batuan (Telford dkk., 1990). Metode seismik refleksi dapat digunakan untuk menentukan zona prospek reservoir hidrokarbon maupun area potensial penyimpanan karbon dioksida (CO₂) pada sistem *Carbon Capture and*

Storage (CCS) (Putri dkk., 2024). Metode seismik refleksi sangat membantu dalam mengidentifikasi zona target geological storage CO₂, mendeteksi keberadaan fluida bawah permukaan, serta memantau potensi kebocoran karbon pada tahap pasca-injeksi (Prasetyo & Windarta, 2022; Maiorana dkk., 2024).

3.5.1 Hukum Snellius

Dalam metode seismik refleksi, perambatan gelombang elastik di bawah permukaan bumi mengikuti prinsip Hukum Snellius, yang menjelaskan hubungan antara sudut datang (θ_1), sudut pantul (θ_r), dan sudut bias (θ_2) saat gelombang melewati batas dua medium dengan kecepatan rambat (v) yang berbeda (Hutabarat, 2009). Ketika gelombang P (*Primary wave*) menjumpai batas antar lapisan batuan dengan perbedaan sifat fisik seperti densitas dan modulus elastisitas, sebagian energi gelombang akan dipantulkan kembali ke atas (refleksi) dan sebagian lainnya diteruskan ke lapisan bawah (refraksi). Fenomena ini merupakan dasar dari prinsip kerja metode seismik refleksi, di mana perbedaan sifat fisis antar lapisan menghasilkan kontras impedansi akustik yang memicu pantulan energi (Brown, 2011).

Seperti diperlihatkan pada Gambar 18, apabila kecepatan gelombang di medium pertama (v_1) lebih kecil daripada kecepatan di medium kedua (v_2), maka gelombang bias akan dibiaskan menjauh dari garis normal. Hubungan matematis antara sudut datang dan sudut bias ini dinyatakan dalam Persamaan (5) yang merupakan bentuk umum Hukum Snellius.

$$\frac{\sin\theta_1}{\sin\theta_2} = \frac{v_1}{v_2} \quad (5)$$

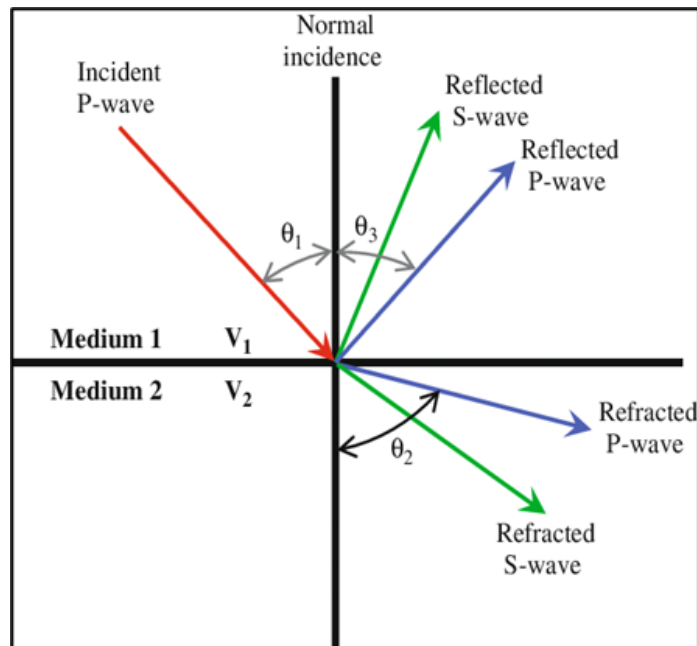
Keterangan :

θ_1 = sudut datang

θ_2 = sudut bias

v_1 = kecepatan gelombang datang

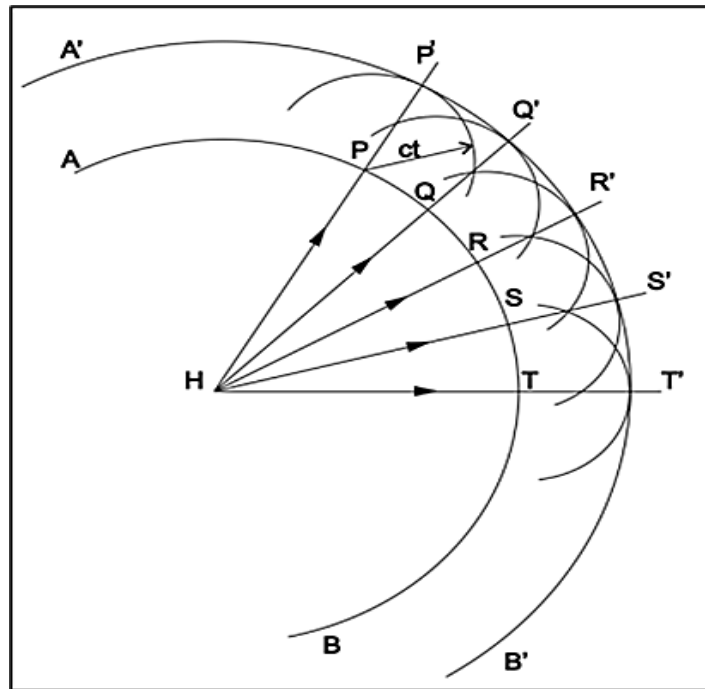
v_2 = kecepatan gelombang bias



Gambar 18. Hukum Snellius (Sheriff & Geldart, 1995)

3.5.2 Prinsip Huygens

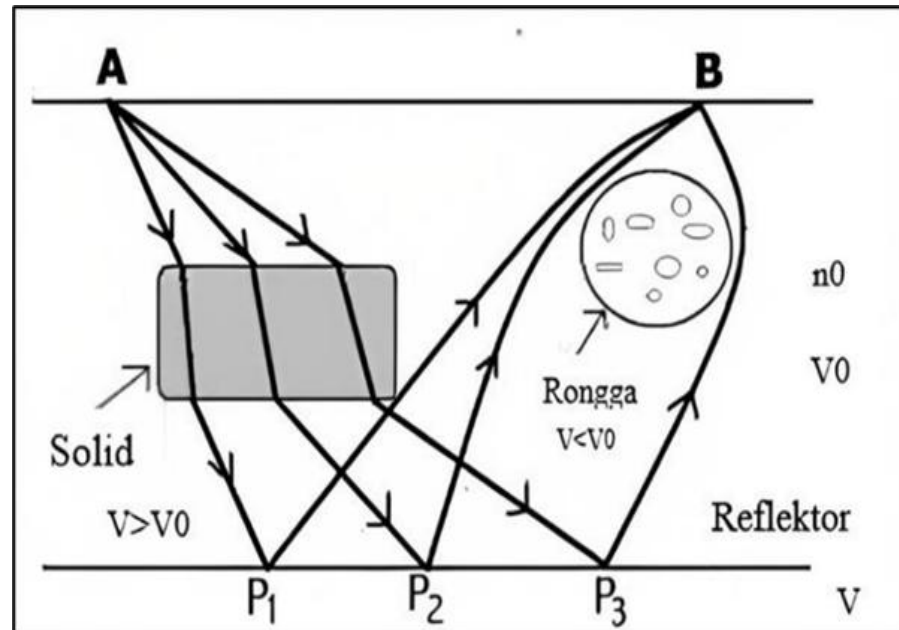
Prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik di sepanjang muka gelombang bertindak sebagai sumber gelombang sekunder yang memancarkan gelombang baru ke segala arah (Chopra & Marfurt, 2005). Saat gelombang seismik merambat, energi yang dikandungnya mengalami pengurangan akibat penyebaran geometris (*geometrical spreading*) dan absorpsi intrinsik (*intrinsic attenuation*), sehingga amplitudo dan intensitasnya menurun seiring dengan bertambahnya jarak dan kedalaman. Ketika gelombang tersebut mencapai batas antara dua medium yang memiliki sifat fisik berbeda, misalnya perbedaan kecepatan atau densitas, sebagian energi akan dipantulkan kembali (refleksi) dan sebagian lagi diteruskan ke medium kedua dengan arah yang berubah (refraksi). Skematik hubungan ini dapat dilihat pada Gambar 19, yang menggambarkan interaksi gelombang dengan antarmuka dua lapisan berbeda (Abdullah, 2007).



Gambar 19. Prinsip Huygens (Abdullah, 2007)

3.5.3 Prinsip Fermat

Menurut Prinsip Fermat, lintasan yang dipilih oleh suatu gelombang antara dua titik adalah jalur yang memberikan waktu tempuh paling singkat. Dalam konteks perambatan gelombang seismik, prinsip ini menjelaskan bahwa ketika gelombang memasuki medium dengan kecepatan yang bervariasi, jalur rambatnya (*raypath*) akan dibelokkan menuju zona dengan kecepatan lebih tinggi, karena area tersebut memungkinkan gelombang bergerak lebih cepat. Sebaliknya, gelombang akan menghindari bagian medium yang memiliki kecepatan rendah karena menyebabkan perlambatan. Fenomena pembelokan lintasan ini menjadi dasar dalam analisis tomografi seismik dan pemodelan kecepatan bawah permukaan (Schwarz, 2019). Skematis ilustrasi konsep ini ditunjukkan pada Gambar 20, yang menggambarkan bagaimana perubahan kecepatan antar-lapisan memengaruhi pola rambat gelombang.



Gambar 20. Prinsip Fermat (Abdullah, 2007)

3.6 Komponen Gelombang Seismik

Komponen-komponen yang dibahas pada bagian ini merupakan parameter turunan (*derivative values*) yang diperoleh dari data dasar seismik refleksi. Nilai-nilai ini digunakan untuk memahami karakter fisik batuan bawah permukaan dan hubungan antar-lapisan.

3.6.1 *Acoustic Impedance (AI)*

Acoustic Impedance (AI) adalah kemampuan suatu lapisan batuan dalam mentransmisikan gelombang seismik. Besarnya nilai AI dikontrol oleh berbagai properti fisik batuan, seperti densitas, kecepatan gelombang, porositas, litologi, kandungan fluida, temperatur, serta tekanan in-situ. Nilai AI merupakan indikator penting dalam diskriminasi litologi, estimasi porositas, dan pendeteksian keberadaan hidrokarbon atau fluida lainnya (Badley, 1984). Secara matematis nilai AI dirumuskan dalam Persamaan (6):

$$AI = \rho \cdot v \quad (6)$$

Keterangan:

AI = *acoustic Impedance* (m/s)(g/cc)

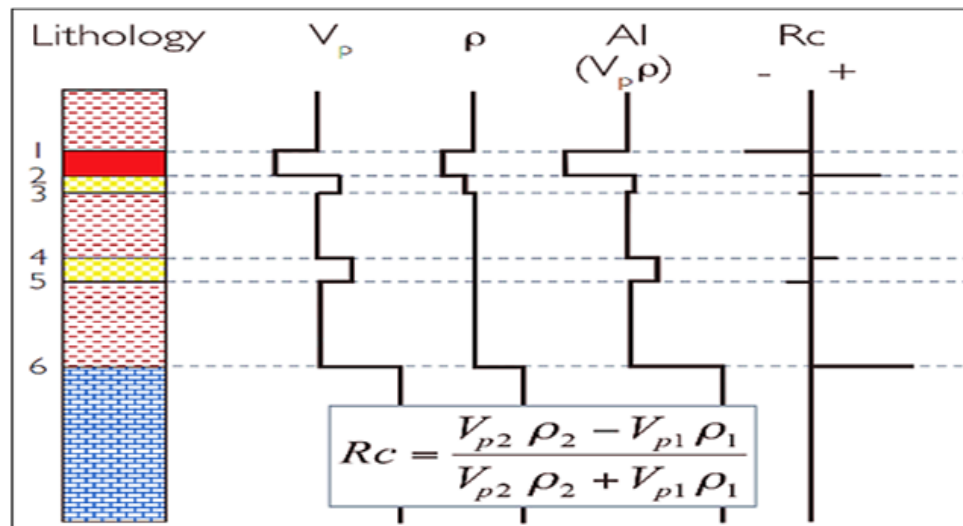
ρ = densitas/massa jenis (g/cm³)

v = kecepatan gelombang per lapisan (m/s)

Secara fisis, *acoustic impedance* merupakan hasil perkalian log densitas (RHOB) dan log sonic. Batuan yang lebih kompak, seperti batupasir sementasi kuat, akan memiliki nilai AI lebih tinggi dibandingkan batuan berpori besar atau *shale* (Agfa, 2018). Ketika terjadi kontras AI antar-lapisan, energi gelombang seismik akan dipantulkan sehingga menghasilkan refleksi pada penampang seismik.

3.6.2 Koefisien Refleksi (RC)

Perubahan *acoustic impedance* antar dua lapisan batuan menyebabkan terjadinya pemantulan gelombang seismik. Besarnya pemantulan ini baik amplitudo maupun arah polaritas ditentukan oleh *reflection coefficient* (RC). Nilai RC adalah respons wavelet seismik terhadap kontras AI, sehingga semakin besar perbedaan AI, semakin tinggi amplitudo refleksinya (Sukmono, 2000; Agfa, 2018). RC pada sudut datang normal dihitung melalui Persamaan (7) dan Gambar 21, menampilkan proses untuk mendapatkan *reflection coefficient*.



Gambar 21. *Reflection coefficient* (Simm & Bacon, 2014)

$$RC = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (7)$$

Keterangan:

RC = *reflection coefficient*

AI_1 = *acoustic impedance* lapisan atas (m/s)(g/cc)

AI_2 = *acoustic impedance* lapisan bawah (m/s)(g/cc)

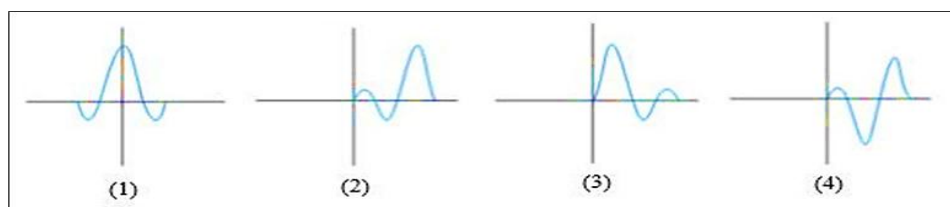
3.6.3 Wavelet

Wavelet merupakan pulsa seismik pendek yang mengandung informasi amplitudo, fase, frekuensi, dan panjang gelombang. Dalam penafsiran seismik, *wavelet* mewakili respons satu reflektor yang direkam oleh satu *receiver* (Sheriff & Geldart, 1995). Pemahaman karakteristik *wavelet* sangat penting untuk analisis resolusi vertikal maupun amplitudo. Terdapat dua sifat utama pada *wavelet*, yaitu fasa (*phase*) dan polaritas (*polarity*).

3.6.3.1 Fasa (*Phase*)

Fase *wavelet* dibedakan menjadi empat jenis berdasarkan konsentrasi energinya (Gambar 22), yaitu:

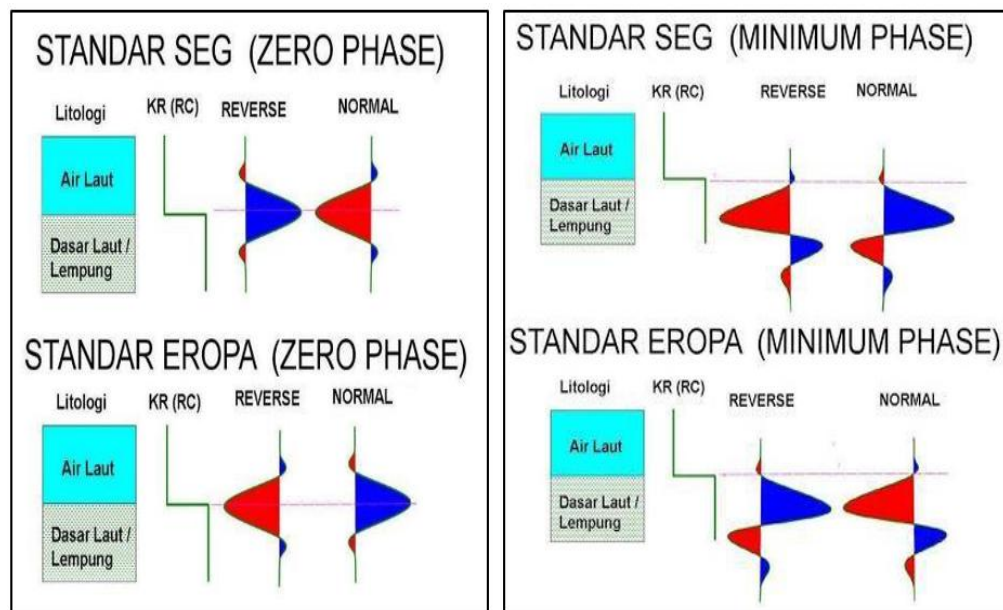
- Zero Phase Wavelet*, yaitu ketika energi maksimum berada tepat di tengah *wavelet*. Jenis ini memberikan resolusi tinggi karena memusatkan energi pada waktu nol.
- Minimum Phase Wavelet*, yaitu ketika energi terkonsentrasi pada bagian depan gelombang. *Wavelet* ini memiliki pergeseran fase yang minimal sehingga sering digunakan pada pemrosesan data.
- Maximum Phase Wavelet*, yaitu ketika energi utama terpusat pada bagian akhir gelombang.
- Mixed Phase Wavelet*, yaitu ketika energi tidak terfokus di depan maupun belakang, sehingga memperlihatkan kombinasi dari beberapa tipe fase.



Gambar 22. Jenis *wavelet* berdasarkan energinya, (4) *mixed phase wavelet*, (3) *minimum phase wavelet*, (2) *maximum phase wavelet*, (1) *zero phase wavelet* (Sismanto, 2006)

3.6.3.2 Polaritas (*Polarity*)

Polaritas menggambarkan arah amplitudo refleksi yang terekam pada penampang seismik, apakah muncul sebagai *peak* (amplitudo positif) atau *trough* (amplitudo negatif). Polaritas merupakan representasi langsung dari tanda (*sign*) *reflection coefficient*, sehingga menjadi indikator penting untuk menginterpretasikan perubahan sifat fisik antar lapisan batuan (Hidayat dkk., 2020)).



Gambar 23. Standar wavelet berdasarkan SEG dan Eropa pada fasa zero dan minimum serta polaritas normal dan reverse (Sukmono, 2000)

Menurut standar *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan hubungan antara polaritas seismik dengan nilai *acoustic impedance* dari lapisan-lapisan batuan sebagai berikut :

- Peak* direkam ketika *acoustic impedance* (AI) lapisan di bawah lebih besar daripada lapisan di atas.
- Trough* direkam ketika AI lapisan di bawah lebih kecil daripada lapisan di atas.

3.6.4 *Seismic Trace*

Seismic trace merupakan sinyal satu-dimensi yang direkam oleh satu *receiver* (*geophone* atau *hydrophone*) sebagai respons terhadap gelombang seismik yang merambat dan dipantulkan oleh lapisan-lapisan bumi. Setiap *trace* merepresentasikan kolom vertikal bawah permukaan pada posisi tertentu (Sukmono, 2000). Secara matematis, trace seismik dinyatakan pada persamaan (8):

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (8)$$

Keterangan,

$S(t)$ = *trace seismic*

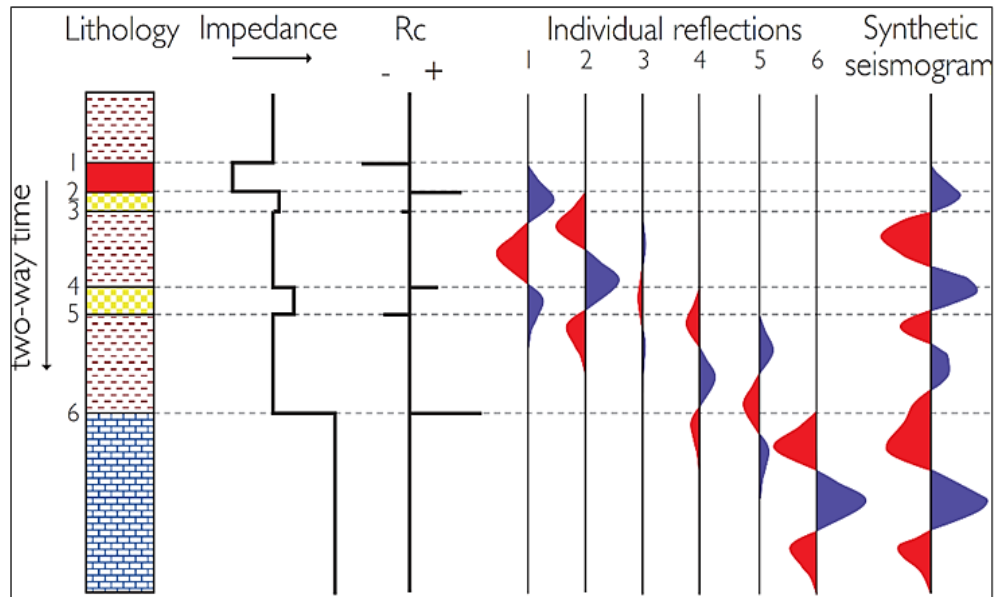
$w(t)$ = *wavelet seismic*

$r(t)$ = reflektivitas bumi

$n(t)$ = *noise*

3.6.5 *Synthetic Seismogram*

Synthetic seismogram merupakan rekaman seismik buatan yang dihasilkan dari pengolahan data log sumur, terutama log sonic dan log densitas, untuk memperoleh nilai *acoustic impedance* serta deret koefisien refleksi. Deret tersebut kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* yang menggambarkan sifat gelombang seismik asli, sehingga menghasilkan bentuk trace seismik sintetik sebagaimana ditampilkan pada Gambar 24 (Sukmono, 2000). *Synthetic seismogram* digunakan sebagai alat utama dalam proses *well-to-seismic tie* untuk menghubungkan domain kedalaman (*depth*) pada sumur dengan domain waktu (*time*) pada penampang seismik, sehingga horizon geologi dapat dikenali dengan lebih akurat. Selain itu, *synthetic seismogram* memungkinkan identifikasi batas formasi, perubahan fasies, serta evaluasi kehadiran fluida berdasarkan kesesuaian amplitudo antara data seismik dan respons log sumur. Pembuatan *synthetic seismogram* yang baik bergantung pada kecocokan *wavelet*, validitas data kecepatan, dan ketepatan model reflektivitas (Hidayat dkk, 2020).



Gambar 24. *Synthetic seismogram* yang didapatkan dari proses konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet (Simm & Bacon, 2014)

3.7 Well Seismic Tie (WST)

Well Seismic Tie merupakan proses pengikatan antara informasi sumur yang berada pada domain kedalaman dan penampang seismik yang disajikan dalam domain waktu dua arah (*two way time*). Tahapan ini memanfaatkan log sonic/DT, log densitas (RHOB), serta data *checkshot* sebagai dasar dalam penyusunan korelasi waktu dan kedalaman secara tepat. Sebelum penyelarasan dilakukan, data log harus dikoreksi terlebih dahulu untuk menghilangkan pengaruh zona *washout*, efek casing, serta gangguan log lainnya agar tidak menurunkan kualitas hasil integrasi. Setelah itu, data sumur dikonversi ke domain waktu dengan menggunakan log sonic dan *checkshot* sebagai acuan kalibrasi (Hall & Singer, 2006). Inti dari proses WST adalah mencocokkan event refleksi utama pada penampang seismik dengan *event* pada *synthetic seismogram* sehingga batas litologi yang dikenali dari sumur dapat diproyeksikan secara tepat pada data seismik. Koreksi *time–depth relationship* dari *checkshot* menjadi hal krusial agar penempatan horizon seismik benar-benar sesuai dengan geologi sebenarnya.

3.8 *Picking Horizon*

Picking horizon adalah proses identifikasi batas lapisan atau horizon target pada data seismik berdasarkan kontinuitas lateral refleksi. Sebelum menentukan horizon, interpretasi harus mempertimbangkan struktur geologi yang terekam, seperti sesar, lipatan, atau fitur deformasi lainnya, untuk menghindari kesalahan dalam mengikuti pola refleksi. Badley (1984) menjelaskan beberapa prinsip dasar dalam melakukan picking, antara lain:

- a. Pada *wavelet minimum phase*, horizon sebaiknya dipilih pada posisi peak, karena puncak amplitudo biasanya bertepatan dengan kontras *acoustic impedance* pada batas formasi. Situasi ini dapat menjadi lebih menantang ketika sinyal seismik mengalami distorsi atau gangguan.
- b. Disarankan untuk tidak melakukan picking di area tepat di bawah *peak* yang kuat kecuali terdapat alasan geologi yang jelas, sebab puncak amplitudo yang tinggi dapat berasal dari berbagai fenomena seperti refleksi negatif atau efek lapisan dangkal sesuai polaritas normal berdasarkan standar SEG.
- c. Dalam *wavelet zero phase*, *picking* dilakukan pada amplitudo maksimum, baik *peak* maupun *trough* karena keduanya bersifat simetris terhadap batas perubahan *acoustic impedance*.

3.9 Seismik Atribut

Atribut seismik merupakan representasi kuantitatif maupun deskriptif dari sinyal seismik yang diekstraksi melalui transformasi matematis untuk menonjolkan karakter tertentu dari data asli (Barnes, 1999). Atribut ini digunakan untuk menyoroti pola atau anomali yang tidak dapat diidentifikasi secara jelas pada penampang seismik konvensional. Karena data seismik tidak selalu merepresentasikan parameter geologi secara langsung, hubungan antara atribut seismik dengan data log pada satu titik sumur dapat dimanfaatkan untuk mengekstrapolasi sifat geologi ke area yang tidak tersampel sumur. Setiap atribut memiliki sensitivitas terhadap sifat batuan yang berbeda, sehingga pemilihannya harus disesuaikan dengan tujuan interpretasi, mengingat masing-masing atribut memiliki keunggulan serta keterbatasan tersendiri (Gadallah & Fisher, 2009).

Salah satu atribut seismik yang umum digunakan untuk menilai kontinuitas horizon dan mempertegas batas refleksi adalah *cosine of phase attribute*. Atribut ini merupakan bentuk transformasi dari atribut fase, namun fungsi kosinus digunakan untuk menghasilkan bentuk siklus (*cycle shape*) yang lebih halus dan stabil. Transformasi tersebut memperkuat reflektor yang awalnya lemah serta menyeimbangkan variasi amplitudo, sehingga horizon yang sebelumnya sulit dikenali menjadi lebih jelas. Dengan demikian, atribut *cosine of phase* sangat efektif untuk memperbaiki kejelasan geometri reflektor dan mempermudah proses *picking horizon*, terutama pada area dengan sinyal amplitudo rendah atau noise tinggi. Secara matematis, atribut *cosine of phase* dapat dinyatakan dalam Persamaan 9 berikut:

$$\cos \theta(t) = f(t)/A(t) \quad (9)$$

Keterangan,

$f(t)$ = trace rill

$A(t)$ = amplitude fungsi waktu

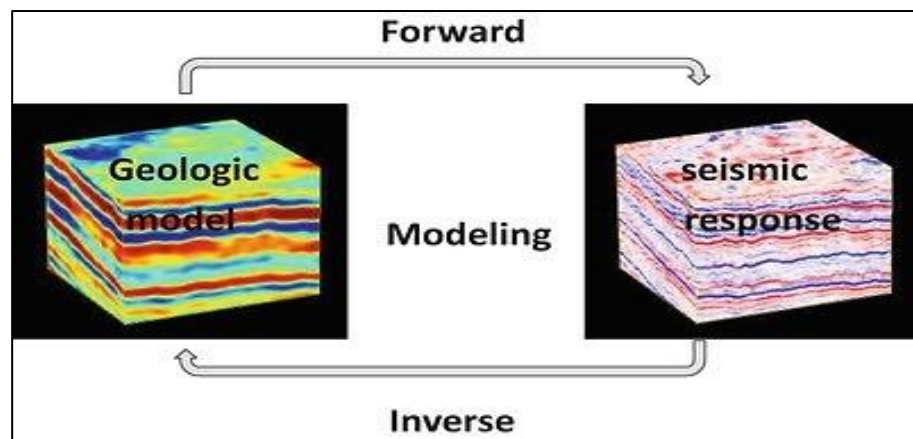
$\theta(t)$ = fase fungsi waktu

3.10 Seismik Inversi

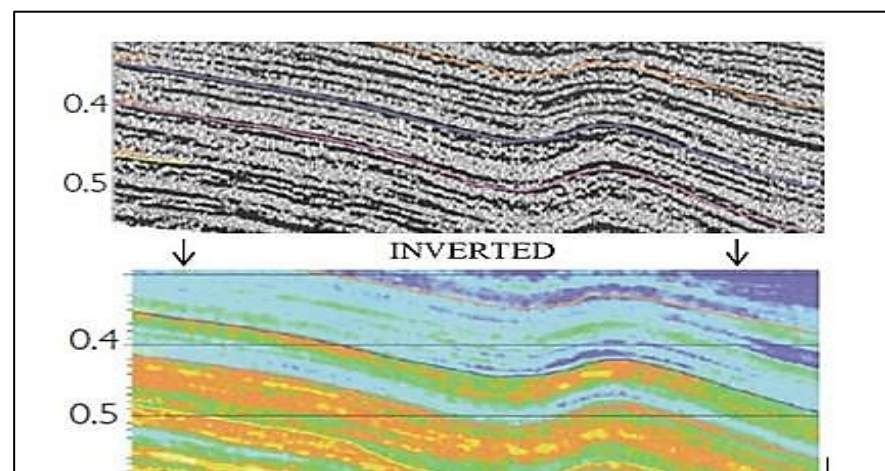
Seismik inversi adalah metode yang digunakan untuk menyusun model bawah permukaan dengan memanfaatkan data seismik sebagai input utama dan data sumur sebagai pengendali untuk meningkatkan keakurasian model yang dihasilkan (Sukmono, 2000). Secara prinsip, pendekatan ini merupakan kebalikan dari *forward modeling*, karena jika *forward modeling* menghasilkan *synthetic seismogram* dari model geologi, maka inversi berusaha mendapatkan model geologi yang paling sesuai dengan respons seismik yang direkam. Ilustrasi perbandingan kedua metode tersebut dapat dilihat pada Gambar 25.

Dalam praktiknya, inversi acoustic impedance pada data seismik dibagi menjadi dua, yaitu inversi *pre-stack* dan *post-stack*. Penelitian ini menggunakan pendekatan *post-stack* (sering disebut inversi amplitudo), khususnya metode *model-based inversion*. Pada metode ini, suatu model

awal bawah permukaan disusun berdasarkan data sumur, kemudian dibandingkan dengan data seismik aktual. Selanjutnya, model tersebut diperbaiki secara bertahap melalui proses iteratif hingga respon model mendekati rekaman seismik sebenarnya (Sukmono, 2000). Keunggulan pendekatan *model-based* adalah kemampuan memulihkan komponen frekuensi rendah maupun tinggi yang mungkin hilang pada data seismik, karena proses inversi dilakukan terhadap model geologinya, bukan langsung terhadap data seismik. Namun, kelemahan dari metode ini terletak pada sensitivitas terhadap bentuk wavelet serta kurangnya keunikan pada beberapa wavelet tertentu. Gambaran umum konsep inversi seismik disajikan pada Gambar 26.



Gambar 25. Ilustrasi teknik *forward modeling* dan teknik inversi (Sukmono, 2000)



Gambar 26. Ilustrasi inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi AI (Simm & Bacon, 2014)

3.11 Volume *Bulk* Batuan

Volume *bulk* batuan merujuk pada keseluruhan volume yang mencakup massa batuan beserta seluruh ruang porinya (Desorcy dkk., 1993). Pendekatan ini mengacu pada konsep *quantitative seismic interpretation*, di mana reservoir direpresentasikan sebagai kumpulan sel ruang tiga dimensi yang disebut voxel (*volumetric pixel*). Representasi voxel memungkinkan pemodelan variasi lateral dan vertikal properti fisis batuan secara lebih detail dan realistis dibandingkan pendekatan dua dimensi (Simm & Bacon, 2014).

Secara analitis terdapat dua persamaan digunakan dalam penghitungan volume *bulk* yaitu persamaan trapezoidal atau pyramid, yang mana tergantung pada rasio luas antara suatu kontur dan kontur yang berada di atasnya (Tearpock & Bischke, 1991). Nilai rasio diperoleh dengan Persamaan 20.

$$Rasio = \frac{A_{n+1}}{A_n} \quad (20)$$

- a. Persamaan trapezoidal ialah persamaan digunakan dalam penghitungan volume *bulk* pada kondisi nilai rasio lebih dari 0,5. Maka penggunaan Persamaan 10, menjadi pilihan dalam penghitungannya.

$$V_b = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n A_{n+1}}) \quad (10)$$

- b. Persamaan pyramid ialah persamaan digunakan dalam penghitungan volume *bulk* pada kondisi nilai rasio kurang atau sama dengan 0,5. Maka penggunaan Persamaan 11, menjadi pilihan dalam penghitungannya.

$$V_b = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1}) \quad (11)$$

Keterangan :

V_b = volume *bulk* batuan

A_n = luas area yang dilingkupi kontur n (m^2)

A_{n+1} = luas area yang dilingkupi kontur n + 1 (m^2)

h = ketebalan (m)

IV. METODE PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Tempat dan waktu penelitian ini adalah sebagai berikut:

- Tempat : 1. Pusat Survei Geologi (PSG)
2. Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi Universitas Lampung
- Alamat : 1. Komplek Perkantoran Badan Geologi - Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral, Jl. Diponegoro No. 57, Bandung, 40122
2. Jl. Prof. Soemantri Brodjonegoro No.1, Bandar Lampung
- Waktu : November 2025 - April 2026

Pemaparan lebih detail terkait waktu dan agenda penelitian, terdapat pada Tabel 8 sebagai berikut:

Tabel 8. Jadwal agenda penelitian

No.	Kegiatan	November		Desember				Januari				Februari				Maret				April			
		3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur																						
2	Observasi Data																						
3	Penyusunan Laporan Usul																						
4	Bimbingan Laporan Usul																						
5	Seminar usul																						
6	Pengolahan Data																						
7	Analisis dan Interpretasi Data																						
8	Bimbingan Laporan Hasil																						
9	Seminar hasil																						
10	Bimbingan Komprehensif																						
11	Ujian Komprehensif																						

4.2 Alat dan Bahan Penelitian

Alat dan bahan yang digunakan pada pelaksanaan penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.2.1 Perangkat Penelitian

Perangkat yang digunakan dalam penelitian ini meliputi beberapa komponen pendukung utama sebagai berikut:

a. Laptop

Perangkat ini digunakan sebagai media utama untuk menjalankan seluruh proses pengolahan, analisis, serta penyimpanan data penelitian.

b. *Microsoft Office*

Perangkat lunak ini dimanfaatkan untuk melakukan verifikasi data, pengelompokan informasi, serta menyusun dokumen dan laporan penelitian secara sistematis.

c. *Software Interactive Petrophysics 2018*

Aplikasi ini digunakan untuk mengimpor dan mengolah data sumur, termasuk melakukan analisis petrofisika secara kualitatif maupun kuantitatif pada data yang tersedia di area penelitian.

d. *Software Petrel 2020*

Perangkat lunak ini berfungsi untuk mengintegrasikan hasil analisis data sumur dengan data seismik, sehingga memudahkan proses interpretasi struktur geologi dan *delineasi* lapisan bawah permukaan pada wilayah studi.

e. Matlab 2020

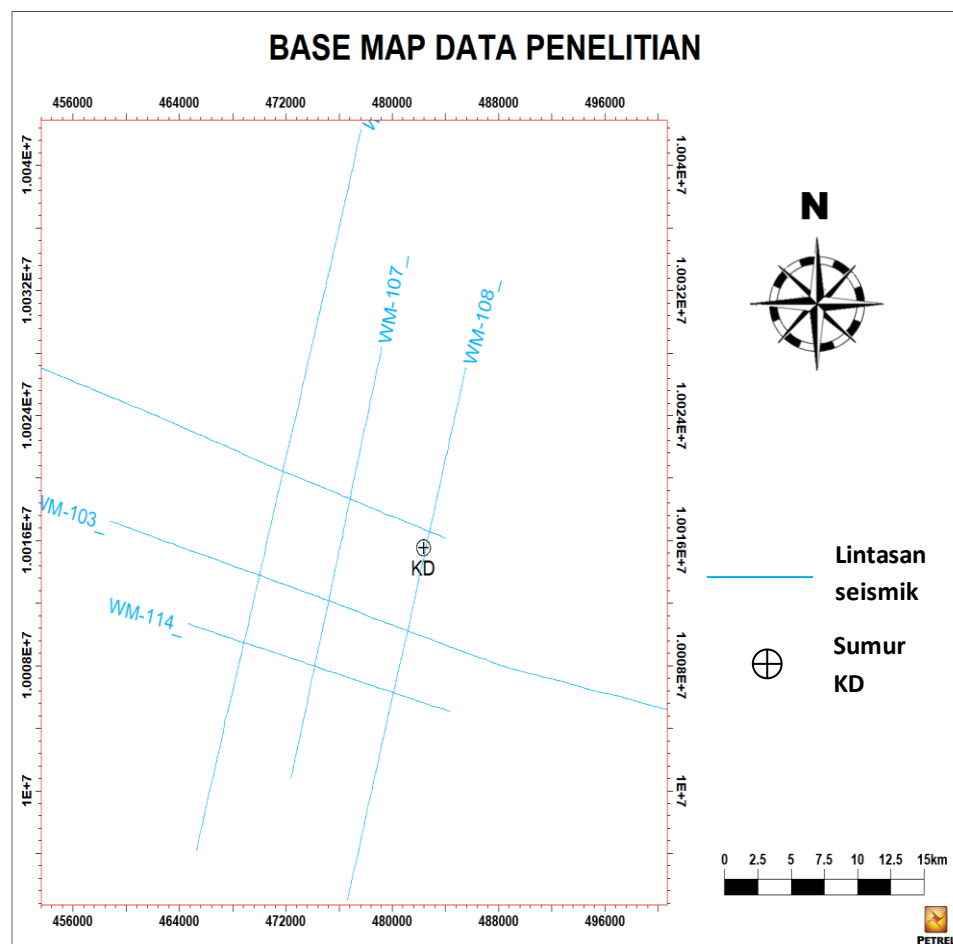
Perangkat lunak ini digunakan untuk melakukan pengolahan data numerik dan membangun log sintetik menggunakan metode *Artificial Neural Network*. MATLAB dimanfaatkan untuk mengestimasi nilai log pada interval kedalaman yang tidak memiliki data log, sehingga dapat membantu analisis sifat fisika batuan pada zona target penelitian.

f. *Software Geoview Hampson-Russel Suite 11.0.1*

Perangkat lunak ini berfungsi untuk melakukan import dan pengolahan data penelitian, berupa inversi seismik *acoustic impedance*.

4.2.2 Data Penelitian

Pelaksanaan penelitian ini membutuhkan sejumlah data geologi dan geofisika sebagai dasar analisis petrofisika sebagai integrasi data *well logging* dan seismik. Data yang digunakan berasal dari Pusat Survei Geologi (PSG) meliputi data sumur, data seismik 2D *post-stack*, data *checkshot*, informasi *marker stratigrafi*, dan laporan pendukung sumur. Adapun *basemap* data penelitian ditunjukkan pada Gambar 27.



Gambar 27. Basemap data penelitian

a. Data sumur

Data sumur merupakan komponen utama dalam analisis petrofisika dan sebagai sebagai dasar pembuatan *synthetic seismogram* untuk proses *well-to-seismic tie*. Pada penelitian ini menggunakan satu data sumur yaitu KD yang terletak pada *line* seismik WM-108. Data log pada Sumur KD dimulai dari kedalaman 449 meter sampai 2663 meter.

Kelengkapan data sumur pada penelitian ini ditunjukkan pada Tabel 9 berikut:

Tabel 9. Kelengkapan data sumur penelitian

<i>Well</i>	Data .LAS						
<i>Name</i>	GR	SP	RES	RHOB	CALI	DT	PEF
KD	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-

b. Data seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini berupa seismik 2D PSTM (*Post-Stack Time Migration*), yaitu data dua dimensi dalam domain waktu setelah melalui proses *stacking*. Total *line* seismik yang tersedia sebanyak 6 *line*. Spesifikasi ditampilkan pada Tabel 10 berikut ini.

Tabel 10. Spesifikasi lintasan 2D seismik area penelitian

Lintasan	Time (ms)	CDP	Sampling rate (ms)
WM-101	0 - 3000	1056 - 2391	4
WM-103	0 - 3000	1058 - 2864	4
WM-106	0 - 3000	1058 - 2991	4
WM-107	0 - 4000	1060 - 2203	4
WM-108	0 - 4000	1059 - 2481	4
WM-114	0 - 3000	1059 - 1189	4

c. Data *Checkshot*

Checkshot digunakan dalam konversi domain kedalaman ke waktu (*depth to time conversion*) sehingga log sumur dapat diikat ke penampang seismik dengan benar. Data ini memberikan informasi kurva waktu tempuh (*time depth curve*) yang akan digunakan pada tahap *Well Seismic Tie*. Data checkshot penelitian ini dapat dilihat pada Tabel 11 berikut:

Tabel 11. Data *checkshot*

<i>Depth</i> (meter)	<i>Two Way Time</i> (ms)	<i>Depth</i> (meter)	<i>Two Way Time</i> (ms)
510	319,6	1510	877,2
560	357,8	1560	897,6
609	388,8	1575	906
660	410,4	1610	923
710	439,6	1660	945,2
760	473,2	1710	970,6
810	494,4	1760	997,4
860	526,2	1810	1025
910	559,8	1860	1051,8
960	589	1910	1075,6
1010	618,4	1960	1102,8
1060	647,2	2010	1130,4
1110	673,6	2060	1144,4
1160	699,6	2160	1205
1210	726,2	2310	1281,2
1260	755,6	2335	1293,4
1310	781,8	2360	1305,6
1359	808,8	2410	1326,2
1410	830,4	2460	1347,2
1460	853,8	2510	1368

d. Data Marker

Marker stratigrafi dibutuhkan sebagai penanda lapisan penting di sumur, seperti batas formasi, *top reservoir*, dan *top seal*. Informasi marker sangat diperlukan untuk korelasi antar-lintasan dalam proses *picking horizon*, serta sebagai dasar interpretasi batas stratigrafi pada data seismik. Dalam penelitian ini, data marker yang tersedia berupa informasi batas formasi yang diperoleh selama proses *well logging* berlangsung pada sumur KD.

e. Informasi Tambahan

Selain menggunakan beberapa data utama yang telah dijelaskan sebelumnya, pada penelitian ini juga menggunakan beberapa data pendukung yang berasal dari *well report*. Data tambahan tersebut meliputi informasi mengenai data *cutting*, data tekanan formasi, dan data temperatur sumur yang diperoleh selama kegiatan pengeboran dan logging.

Salah satu data tambahan yang digunakan adalah data temperatur sumur. Berdasarkan *well report*, diperoleh nilai temperatur dasar sumur yang telah diekstrapolasi (*static bottom hole temperature*) serta estimasi gradien temperatur formasi. Hasil pengolahan data temperatur menunjukkan bahwa gradien temperatur rata-rata berkisar antara 3,48 - 3,59 °C per 100 meter dengan asumsi temperatur permukaan sebesar 20 °C. Ringkasan data temperatur tersebut ditampilkan pada Tabel 12.

Tabel 12. Data temperatur Sumur KD berdasarkan *well report*

<i>Depth</i> (meter)	<i>Static Bottom Hole</i> <i>Temperature (°F)</i>	<i>Static Bottom Hole</i> <i>Temperature (°C)</i>
2440	221	105,5
2663	226	107,7

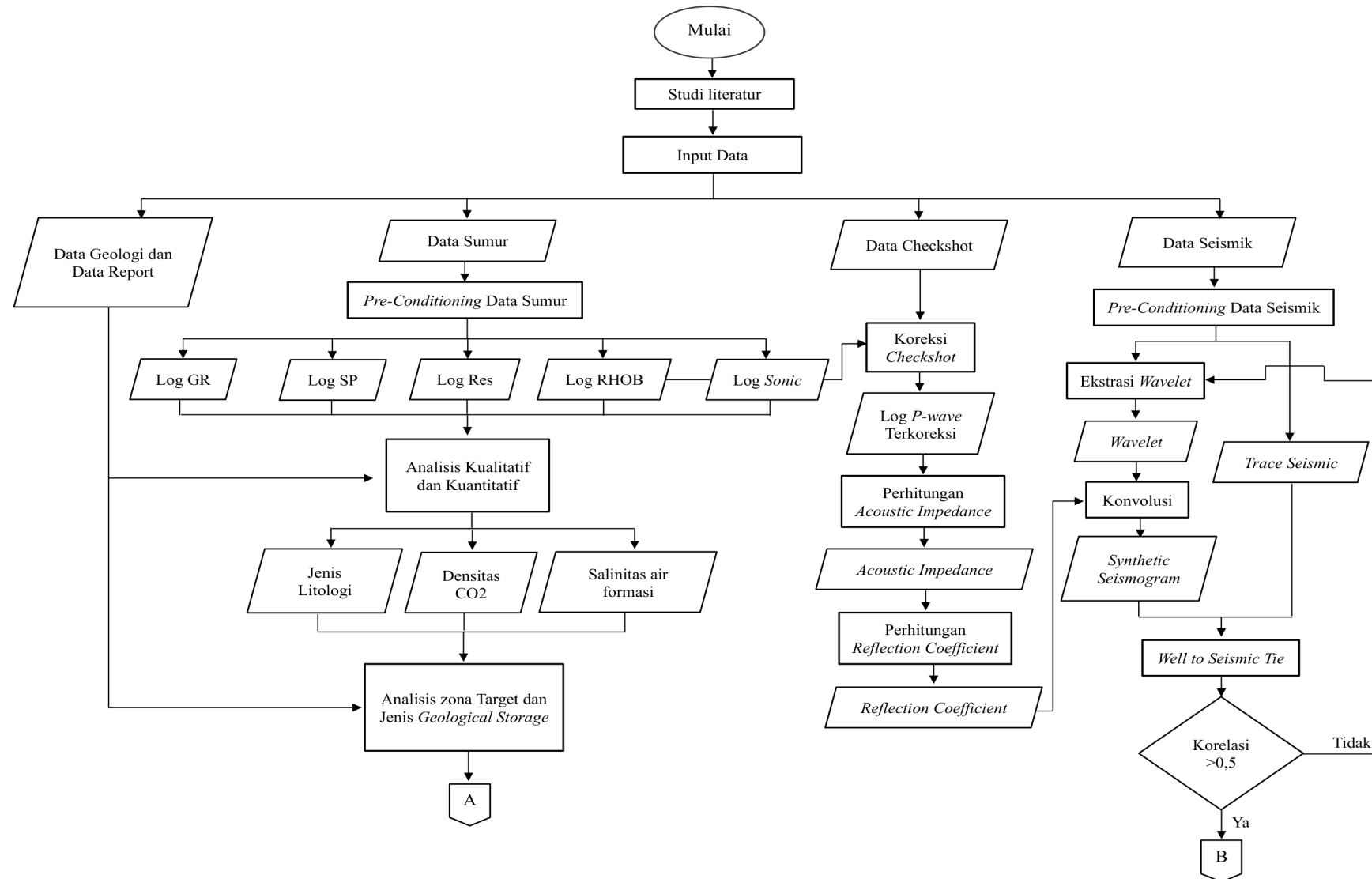
Selain data temperatur, pada *well report* juga tertera data tekanan yang diperoleh dari laporan pengujian sumur, dan dapat dilihat pada Tabel 13 berikut:

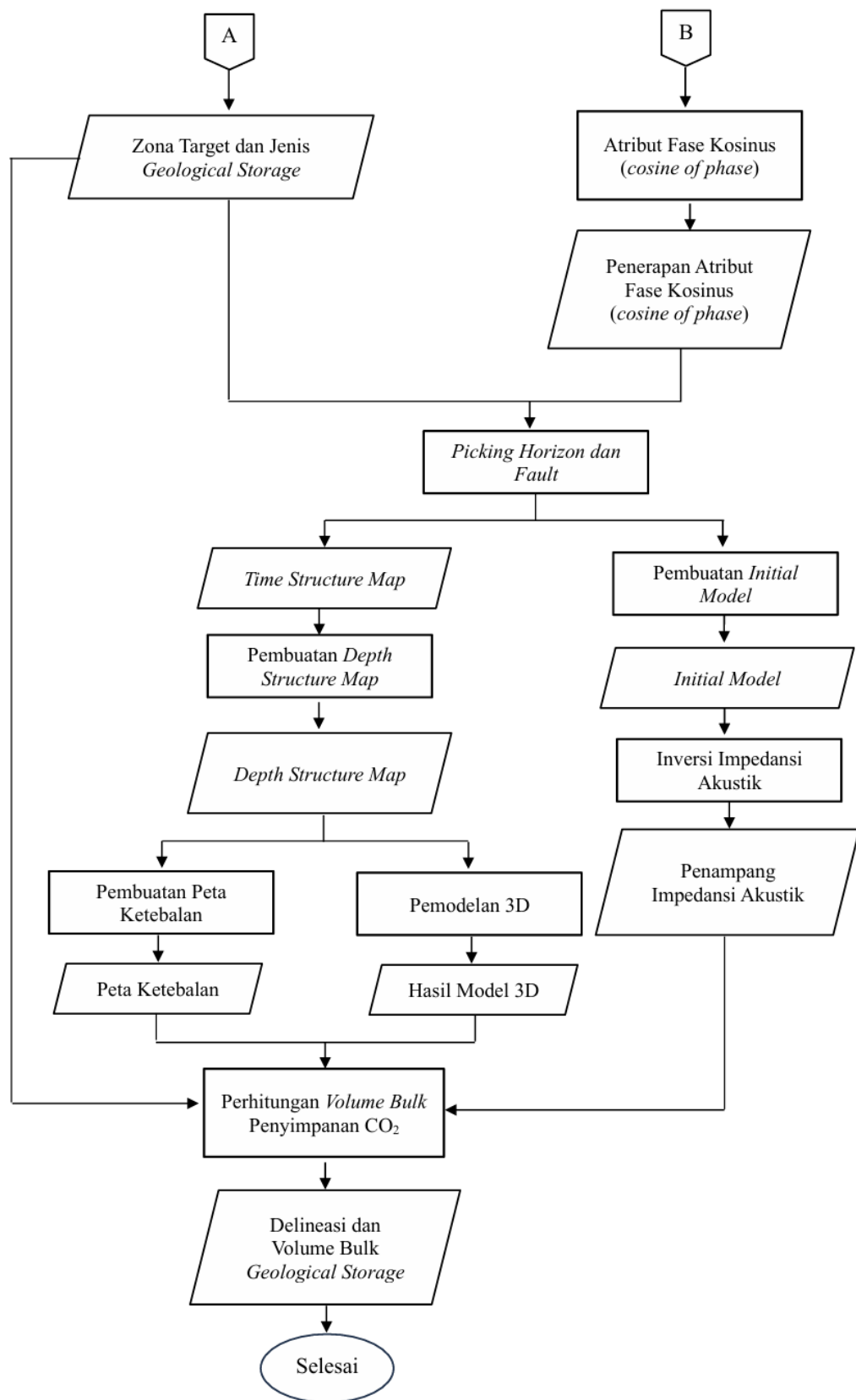
Tabel 13. Nilai tekanan Sumur KD berdasarkan *well report*

Depth (meter)	Pressure (PSIA)	Depth (meter)	Pressure (PSIA)
960	3318,8	1476	3620,10
1105	3584,4	2124,7	3621,8
1109	3590,9	2224,5	4040,8
1110	3591,10	2337,0	4234,3
1311	3594,6	2338,0	4241,11
1312	3594,10	2523,5	4597,6
1324	3615,3	2533,0	4614,1
1475	3622,9	2542,0	4628,7
2123,7	3622,3	2570,0	4677,0

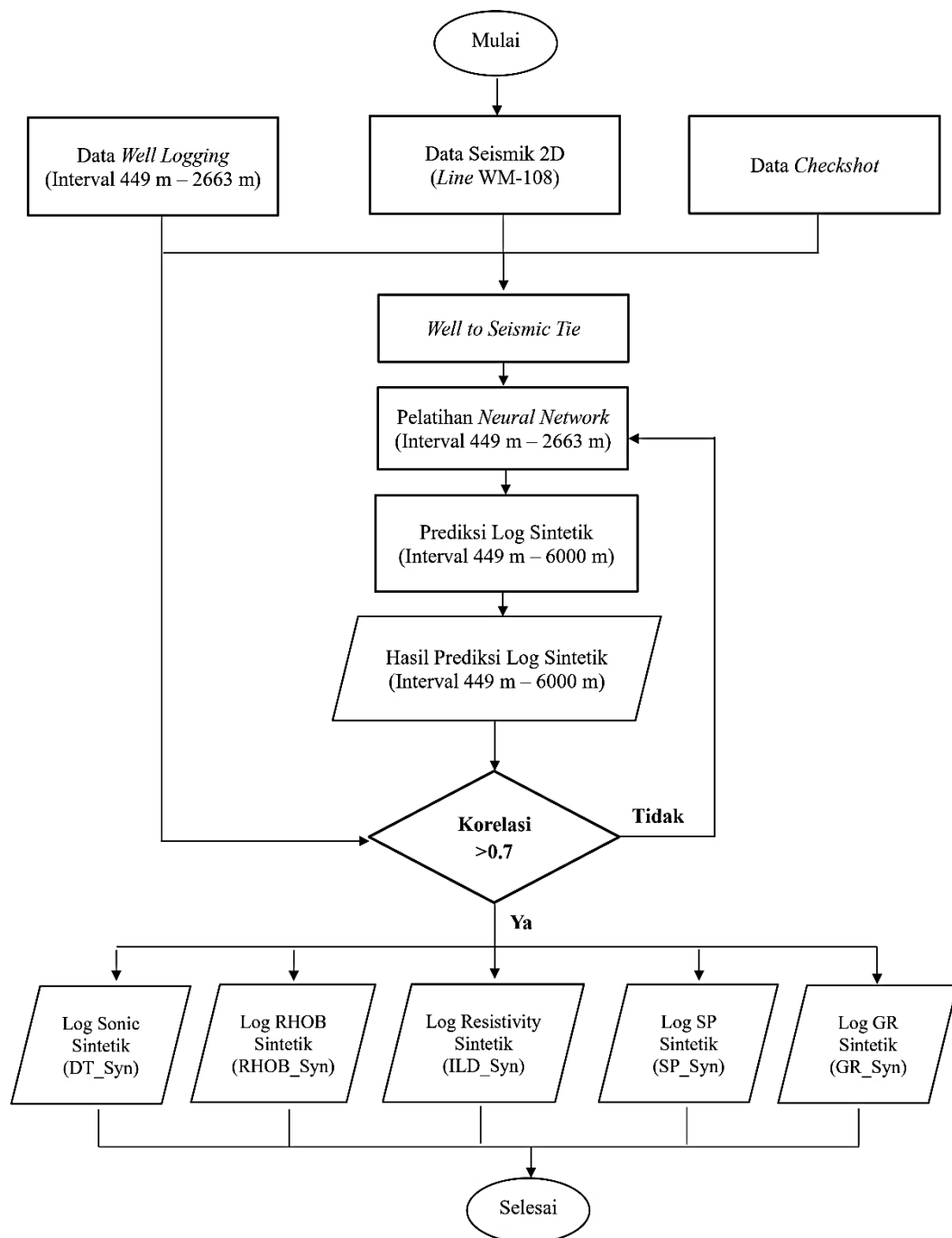
4.3 Diagram Alir Penelitian

Diagram alir penelitian dapat dilihat pada Gambar 28 dan 29 berikut:





Gambar 28. Diagram alir penelitian



Gambar 29. Diagram alir pembuatan log sintetik

4.4 Prosedur Penelitian

Prosedur yang dilakukan pada penelitian ini dirincikan sebagai berikut:

4.4.1 Studi Literatur

Tahap pertama penelitian dilakukan melalui kajian literatur untuk memperkuat pemahaman mengenai geologi regional daerah penelitian serta konsep-konsep pendukung yang berkaitan dengan metode log sumur, metode seismik refleksi, dan prinsip interpretasinya. Pada tahap ini juga dilakukan pendalaman penggunaan perangkat lunak yang diperlukan, seperti Petrel dan *Interactive Petrophysics* (IP), sebagai sarana pengolahan data sumur dan integrasi dengan data seismik.

4.4.2 Pre-Conditioning

Tahapan ini bertujuan untuk menyiapkan kembali seluruh data supaya layak dan konsisten digunakan dalam proses interpretasi.

4.4.2.1 Data Sumur

Data sumur terlebih dahulu diperbaiki melalui proses *environmental correction* untuk menghilangkan *noise* yang dapat memengaruhi kualitas analisis petrofisika dan proses *well to seismic tie*. Selanjutnya dilakukan *washout correction* untuk memperbaiki bagian log yang terkena pengaruh *borehole enlargement*, terutama berdasarkan indikasi pada log caliper.

4.4.2.2 Data Seismik

Pada data seismik perlu dilakukan penyesuaian karena kemungkinan terdapat perbedaan *vintage*, kondisi akuisisi, atau artefak pemrosesan di antara lintasan. Tahap utama yang dilakukan yaitu *Miss-tie analysis* guna menyelaraskan posisi peak dan trough antarlintasan sehingga interpretasi horizon dapat dilakukan secara konsisten.

4.4.3 Prediksi Sifat Petrofisika Kelompok Selangkai

Melakukan prediksi sifat petrofisika pada Kelompok Selangkai dilakukan karena keterbatasan data log sumur yang hanya tersedia hingga Formasi Piabung Vulkanik, sementara secara stratigrafi masih terdapat satuan batuan di bawahnya, yaitu Kelompok Selangkai dan batuan dasar

(*basement*). Kondisi ini menyebabkan karakteristik bawah permukaan pada interval tersebut tidak dapat diamati secara langsung, sehingga diperlukan pendekatan prediktif untuk memperoleh gambaran sifat fisik batuan. Berdasarkan Peta Geologi Regional Lembar Sintang (Supriatna dkk, 1989), Kelompok Selangkai tersusun atas litologi berupa batupasir yang bergradasi dengan lempung serta serpih (*shale*), yang secara umum masih mencerminkan karakter sedimen. Komposisi litologi ini menunjukkan bahwa Kelompok Selangkai secara teoritis memiliki potensi sebagai sistem penyimpanan geologis (*geological storage*) tersendiri, khususnya dalam konteks *Carbon Capture and Storage* (CCS) di Cekungan Melawi.

Untuk mengatasi keterbatasan tersebut dilakukan estimasi log sintetik menggunakan pendekatan *Artificial Neural Network* (ANN) dengan memanfaatkan hubungan antara data log sumur dan data seismik pada interval yang memiliki data lengkap sebagaimana diagram pada Gambar 29. Metode ini memungkinkan pemodelan hubungan *non-linier* antara parameter geofisika sehingga dapat digunakan untuk memprediksi nilai log pada interval yang tidak memiliki data pengukuran langsung.

4.4.4 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika digunakan untuk menentukan zona yang memiliki karakteristik fisik sesuai sebagai kandidat *geological storage*. Analisis petrofisika pada penelitian ini terbagi menjadi dua yaitu kualitatif dan kuantitatif. Tahap analisis kualitatif mencakup identifikasi litologi menggunakan log gamma ray, RHOB, *resistivity*, serta evaluasi permeabilitas relatif menggunakan log SP untuk membedakan zona permeabel dan impermeabel. Sedangkan Analisis kuantitatif meliputi perhitungan *volume shale* (Vsh), salinitas air formasi dan harga densitas CO₂ yang dapat diinjeksikan ke dalam formasi penyimpanan. Parameter-parameter tersebut kemudian dikorelasikan dengan informasi pendukung dari *well report* untuk memastikan ketepatan penentuan zona target penyimpanan CO₂ dan jenis *geological storage* yang sesuai.

4.4.5 Koreksi *Checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mengubah data log sumur dari domain kedalaman ke domain waktu. Melalui kurva *time depth*, log *sonic* dan RHOB dapat diproyeksikan ke dalam domain seismik sehingga proses integrasi sumur–seismik dapat dilakukan dengan benar.

4.4.6 *Well to Seismic Tie* (WST)

Proses WST merupakan langkah untuk menyepadankan refleksi pada data sumur dan seismik. *Synthetic seismogram* dibangkitkan menggunakan log *sonic* dan log densitas, kemudian dikonvolusi dengan *wavelet* yang sesuai. Dengan melakukan penyesuaian terhadap event refleksi, marker sumur dapat ditempatkan tepat pada reflektor yang bersesuaian dalam penampang seismik. Tahapan ini digunakan untuk proses *delineasi* dan *picking horizon* berikutnya.

4.4.7 Penerapan Atribut Seismik

Untuk meningkatkan keterbacaan reflektor, digunakan atribut *cosine of phase*. Atribut ini menghaluskan respon gelombang dan mempertegas batas refleksi, sehingga memudahkan pengamatan kontinuitas horizon dan identifikasi lapisan target. Penggunaan atribut ini sangat membantu terutama pada area dengan sinyal yang lemah atau banyak gangguan.

4.4.8 *Picking Horizon and Fault*

Tahapan *picking horizon* dilakukan untuk menarik batas-batas lapisan secara lateral pada penampang seismik, berdasarkan hasil WST. *Picking* dimulai dari *composite line* (penampang gabungan) yang melewati sumur, kemudian diteruskan ke seluruh lintasan seismik agar kemenerusan horizon dapat diikuti dengan baik. Horizon yang dipilih berfokus pada interval yang berpotensi menjadi *geological storage*. Sementara itu, struktur patahan diidentifikasi berdasarkan adanya pemotongan reflektor dan ketidakmenerusan horizon. Identifikasi patahan diperlukan untuk mengetahui kontrol struktur terhadap zona target serta potensi jalur kebocoran CO₂.

4.4.9 Pembuatan *Time Map* dan *Depth Structure Map*

Hasil *picking horizon* berupa koordinat X Y dan waktu dua arah (TWT) digunakan untuk membuat *time structure map* melalui proses *gridding*. Selanjutnya, konversi dari domain waktu ke domain kedalaman dilakukan menggunakan persamaan polinomial orde 2 yang diperoleh dari data *checkshot*. Hasilnya adalah *depth structure map* yang menunjukkan geometri dan kedalaman lapisan target secara tiga dimensi.

4.4.10 Pembuatan Peta Ketebalan dan Pemodelan 3D *Geological storage*

Berdasarkan *depth map* yang telah dibuat, dilakukan penyusunan peta ketebalan (*isopach*) untuk masing-masing komponen *geological storage*, seperti bagian reservoir dan batuan penutup. Pemodelan 3D kemudian dibuat untuk menampilkan distribusi spasial dari zona target secara visual sehingga karakter dan kontinuitas sistem penyimpanan CO₂ menjadi lebih jelas.

4.4.11 Inversi *Acoustic Impedance*

Proses inversi *acoustic impedance* terdiri atas beberapa langkah utama yang harus dilakukan secara berurutan, yaitu analisis sensitivitas, penyusunan model awal, evaluasi pra-inversi, dan pelaksanaan inversi *acoustic impedance* itu sendiri.

1. Analisis Sensitivitas

Tujuan dari analisis sensitivitas adalah untuk mengevaluasi hubungan antara parameter batuan dengan nilai *acoustic impedance* (AI), sehingga perubahan litologi bawah permukaan dan karakteristik reservoir dapat diidentifikasi secara lebih akurat. Analisis dilakukan dengan membuat crossplot antara properti-properti log sumur yang tersedia. Pada penelitian ini digunakan data gamma ray, densitas, dan porositas. Masing-masing parameter tersebut kemudian diplot terhadap nilai *acoustic impedance*, yang dihitung dari hasil perkalian log densitas dan log sonic. Pola atau tren AI yang diperoleh dari log sumur

diharapkan dapat menjadi acuan untuk memprediksi hasil inversi seismik selanjutnya.

2. Inisial Model (Model Awal)

Penyusunan model awal merupakan langkah awal dalam proses inversi. Data sumur berupa nilai *acoustic impedance* yang dihitung dari log densitas (RHOB) dan log sonic digunakan sebagai acuan utama. Model ini dibuat dengan memasukkan data sumur serta horizon tertentu yang berfungsi untuk membatasi area model dan hasil inversi. Model awal berfungsi sebagai pengontrol utama dalam proses inversi, sehingga keakuratannya sangat menentukan kualitas hasil inversi.

3. Analisis Pra-Inversi

Tahap pra-inversi dilakukan untuk mengurangi kesalahan pada hasil inversi dengan melakukan berbagai penyesuaian melalui metode *trial and error*. Nilai korelasi antara data inversi dan data seismik menjadi parameter utama dalam menilai kualitas hasil, di mana tingkat korelasi yang lebih tinggi menunjukkan hasil inversi yang lebih baik. Beberapa parameter yang disesuaikan dalam tahap ini meliputi:

- a. *Model Constraint*, digunakan sebagai batasan agar model awal tetap konsisten dengan kondisi seismik aktual.
- b. *Pre-Whitening*, merupakan penambahan *noise* kecil pada spektrum amplitudo untuk memperbaiki kestabilan proses inversi dan mengurangi potensi error.
- c. *Average Block Size*, pemilihan *block size* memengaruhi tingkat resolusi hasil inversi. *Block size* yang lebih kecil menghasilkan jumlah blok yang lebih banyak, sehingga resolusi meningkat dan kesesuaian antara *trace inversi* dan *trace seismic* menjadi lebih baik.

4. Analisis Inversi

Setelah diperoleh nilai korelasi yang memadai pada tahap pra-inversi, proses dilanjutkan dengan melakukan inversi untuk menghasilkan volume seismik berupa *acoustic impedance*. Kualitas hasil inversi sangat bergantung pada keberhasilan tahapan pra-inversi; semakin

optimal penyesuaian pra-inversi dilakukan, maka semakin baik pula hasil *acoustic impedance* yang dihasilkan. Evaluasi kualitas inversi dapat dilihat dari tingkat kemiripan atau konsistensi warna antara log *acoustic impedance* asli dengan persebaran nilai *acoustic impedance* yang dihasilkan dari proses inversi.

4.4.12 Perhitungan Volume Bulk Penyimpanan CO₂

Perhitungan *volume bulk* dilakukan dengan menjumlahkan seluruh *voxel* pada model statik 3D yang memenuhi kriteria *cutoff* sebagai zona target. Estimasi volume didasarkan pada luas bin seismik dan ketebalan voxel, sehingga volume yang diperoleh merepresentasikan volume total reservoir secara tiga dimensi.

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Kesimpulan dari pelaksanaan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan analisis data *well logging* sumur KD, komponen *seal rock* pada sistem *geological storage* di area penelitian didominasi oleh litologi serpih (*shale*), sedangkan komponen reservoir didominasi oleh batupasir (*sandstone*). Secara stratigrafi, sistem tersebut terbagi menjadi tiga, yaitu Sistem 1 berumur Oligosen dengan Formasi Tebidah sebagai *seal* dan Formasi Payak sebagai reservoir. Sistem 2 berumur Eosen dengan Formasi Ingar A sebagai *seal* serta Formasi Ingar B dan Haloq sebagai reservoir. Sistem 3 berumur Kapur dengan Kelompok Selangkai A sebagai *seal* dan Selangkai B sebagai reservoir.
2. Ketiga zona reservoir pada sistem *geological storage* di area penelitian memiliki nilai resistivitas air formasi (R_w) yang sangat rendah, yaitu kurang dari 0,15 ohm·m, serta nilai salinitas yang sangat tinggi, mencapai lebih dari 30000 ppm. Kondisi ini menunjukkan bahwa zona reservoir pada area penelitian bersifat sangat saline, sehingga dapat diinterpretasikan sebagai jenis *geological storage* dengan sistem *deep saline aquifer*.
3. Delineasi komponen *seal rock* menunjukkan sebaran nilai *acoustic impedance* lebih dari 10000 (m/s)(g/cc), sedangkan komponen reservoir memiliki sebaran nilai *acoustic impedance* yang lebih rendah, yaitu berkisar antara 8000 hingga 10000 (m/s)(g/cc). Berdasarkan hasil delineasi tersebut, diperoleh total *bulk volume* reservoir pada sistem *geological storage* di area penelitian sebesar 4.627,53 km³.

6.2. Saran

Saran yang diberikan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

Diperlukan penambahan data sumur, khususnya pada area penelitian, untuk memperkuat kontrol terhadap interpretasi data seismik serta meningkatkan tingkat kepercayaan (*confidence level*) dalam penentuan sistem *geological storage* di daerah penelitian. Selain itu, disarankan untuk melakukan pemodelan distribusi porositas dan permeabilitas secara tiga dimensi (3D) guna memperoleh estimasi kapasitas penyimpanan CO₂ yang lebih terukur dan representatif, tidak hanya berdasarkan pendekatan volumetrik geometris. Lebih lanjut, perlu dilakukan analisis geomekanika batuan (*rock mechanics*) untuk mengevaluasi sifat mekanik reservoir dan batuan penutup, dalam menilai stabilitas formasi serta memastikan keamanan proses injeksi CO₂ dalam skema *Carbon Capture and Storage* (CCS) di area penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, M. (2007). *Konsep dasar seismik refleksi (Edisi revisi)*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Agfa, C. I. (2018). Aplikasi metode inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut untuk karakterisasi zona reservoir hidrokarbon pada Lapangan “CVN” Cekungan Sumatera Tengah. *Skripsi*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic well log analysis (2nd ed.)*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Bachu, S. (2008). CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 34(2), 254–273. <https://doi:10.1016/j.pecs.2007.10.001>.
- Badaruddin, D. F., Noeradi, D., Nurhidayat, M., & Burhanuddin, M. S. (2018). Retroarc Foreland Basin in Melawi Basin, West Kalimantan, and Implication to Hydrocarbon Migration Pathway. *42nd Annual Convention of the Indonesian Petroleum Association*. 2, 1031–1045. https://www.researchgate.net/publication/372828221_Retroarc_Foreland_Basin_in_Melawi_Basin_West_Kalimantan_and_Implication_to_Hydrocarbon_Migration_Pathway.
- Badley, M. E. (1984). *Practical seismic interpretation*. Englewood Cliffs: Prentice Hall

- Barnes, A. E. (1999). Seismic attributes past, present, and future. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. Society of Exploration Geophysicists, 892 – 895. <https://doi.org/10.1190/1.1821230>
- Bashir, A., Ali, M., Patil, S., Aljawad, M. S., Mahmoud, M., Al-Shehri, D., Hoteit, H., & Kamal, M. S. (2024). Comprehensive review of CO₂ geological storage: Exploring principles, mechanisms, and prospects. *Earth-Science Reviews*, 249, 104672 <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104672> .
- Brown, A. R. (2011). *Interpretation of three dimensional seismic data*. Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists.
- Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2005). Seismic attributes: A historical perspective. *Geophysics*, 70(5), 3–28 . <https://doi.org/10.1190/1.2098670>.
- Desorcy, G. J., Warne, G. A., Ashton, B. R., Campbell, G. R., Collyer, D. R., Drury, J., & Tutt, D. W. (1993). Definitions and guidelines for classification of oil and gas reserves. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 32(5), 10–21. <https://doi.org/10.2118/93-05-01>
- Dewan, J. T. (1983). *Essentials of modern open-hole log interpretation*. PennWell Books.
- Dewanto, O. (2009). *Buku ajar well logging*. Bandar Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O. (2016). *Buku ajar petrofisika log (Edisi pertama)*. Bandar Lampung: Universitas Lampung.
- Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. (2024). *Laporan potensi penyimpanan karbon Indonesia*. Kementerian ESDM.
- Erihartanti, Siregar, S. S., & Sota, I. (2015). Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well Logging Dengan Metode Cross Section Di Pt . Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab . Kapuas Kalimantan Tengah. *Jurnal Fisika FLUX*, 12(2), 118–127. <https://dx.doi.org/10.20527/flux.v12i2.2612>

- Fariz, M., Zera, T., & Purba, H. (2022). Analisis penyebaran reservoir batupasir dan karbonat menggunakan metode inversi seismik studi kasus: Lapangan RB, Blok Rangkas. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, 56(2), 61–75. <https://doi.org/10.29017/LPMGB.56.2.959>
- Feth, J. H. (1970). Saline groundwater resources of the conterminous United States. *Water Resources Research*, 6(5), 1454-1457., <https://doi:10.1029/WR006i005p01454>
- Gadallah, M. R., & Fisher, R. (2009). *Exploration geophysics: An introduction*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- Global CCS Institute. (2023). *Global status of CCS report 2023*. Global CCS Institute.
- Glover, P. W. J. (2000). *Petrophysics*. Aberdeen: : University of Aberdeen.
- Goodman, A., Hakala, A., Bromhal, G., Deel, D., Rodosta, T., Frailey, S., Small, M., Allen, D., Romanov, V., Fazio, J., Huerta, N., McIntyre, D., Kutchko, B., & Guthrie, G. (2011). U.S. DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(4), 952–965. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.03.010>
- Hall, D. V., & Singer, J. M. (2006). *Well logging for earth scientists*. Dordrecht: Springer.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi formasi dan aplikasi log*. Jakarta: Schlumberger Oil field Services.
- Hafizha, S. R., Abdurrokhim, Firmansyah, Y., Akbar, I., & Purnomo, A. L. (2023). Evaluasi Formasi Pada Interval Formasi “Ngrayong” Berdasarkan Analisis Petrofisika Sumur “SR-01, SR-02, SR03” Lapangan “Z” Cekungan Jawa Timur Utara. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 7(1), 1142–1153. <https://doi.org/10.24198/pgj.v7i1.49209>

- Haszeldine, R. S. (2006). Carbon capture and storage: How green can black be? *Science*, 325(5948), 1647–1652. <https://doi.org/10.1126/science.1172246>.
- Hidayat, R., Namigo, E. L., & Marwan, M. (2020). Penentuan sebaran reservoir Belunai Sand menggunakan integrasi inversi model based dan atribut RMS pada Lapangan Teratai Cekungan Sumatera Bagian Utara. *Jurnal Ilmu Fisika*, 12(1), 26–34. <https://doi.org/10.25077/jif.12.1.26-34.2020>
- Hutabarat, R. (2009). Integrasi Inversi Seismik dengan Atribut Amplitudo Seismik untuk Memetakan Distribusi Reservoir pada Lapangan Blackfoot. *Skripsi*. Universitas Indonesia.
- IIPC (Intergovernmental Panel on Climate Change). (2023). *Climate change 2023: Synthesis report*. IPCC.
- International Energy Agency. (2023). *CCS in clean energy transitions*. IEA.
- Kamel, M. H., & Mabrouk, W. M. (2003). Estimation of shale volume using a combination of the three porosity logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 40(3-4), 145–157. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00120-7](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00120-7).
- Kausarian, H., Lei, S., Lai, G. T., & Cui, Y. (2019). A new geological map for formation distribution on southern part of south China sea: West Kalimantan, Indonesia. *GEOMATE Journal*, 17(63), 249-254. <https://doi.org/10.21660/2019.63.ICEE23>.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2022). *Peta cekungan sedimen Indonesia*. KESDM.
- Lemigas. (2024). *Kajian potensi penyimpanan karbon di Indonesia*. Lemigas.
- Liu, Z., Ciais, P., Deng, Z., Lei, R., Davis, S. J., Feng, S., & Schellnhuber, H. J. (2020). Near-real-time monitoring of global CO₂ emissions reveals the effects of the COVID-19 pandemic. *Nature communications*, 11(1), 5172. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-18922-7>.

- Madon, M., Kim, C. L., & Wong, R. (2013). The structure and stratigraphy of deepwater Sarawak, Malaysia: Implications for tectonic evolution. *Journal of Asian Earth Sciences*, 76, 312–333. <https://doi.org/10.1016/j.jseacs.2013.04.040>.
- Maiorana, M., Sulli, A., Marelli, M., & Agate, M. (2024). Geological characterization of a potential CO₂ storage play in the Gela offshore (southern Sicily) and the role of a gravitational slide. *Marine and Petroleum Geology*, 170, 107127. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107127>.
- Michael, K., Golab, A., Shulakova, V., Ennis-King, J., Allinson, G., Sharma, S., & Aiken, T. (2010). Geological storage of CO₂ in saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(4), 659–667. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.12.011>.
- Mulyatno, B. S., Dewanto, O., & Sarkowi, M. (2024). Identifikasi jenis fluida pada zona target hidrokarbon berdasarkan nilai saturasi air (Sw) di Lapangan Migas “BGS” Cekungan Jawa Timur Utara. *Jurnal Geosains dan Remote Sensing*, 5(1), 69–80. <https://doi.org/10.23960/jgrs.ft.unila.312>
- Ningrum, T., Kadir, W. G. A., Alawiyah, S., & Wahyudi, E. J. (2011). Studi identifikasi struktur dan prospek hidrokarbon daerah frontier pada Cekungan Melawi Ketungau, Kalimantan Barat dengan metode gayaberat. *Jurnal Teknologi dan Mineral*, 18(2), 57–68. <https://digilib.itb.ac.id/assets/files/2023/MjAxMSBUUkIBUyBOSU5HUlVNIDEtUEFQRVIucGRm.pdf>
- Nugroho, H., & Bachri, S. (2015). Geologi Indonesia bagian barat dan bagian timur serta kaitannya dengan prospek carbon capture and storage (CCS). *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 16(3), 151–159. <https://doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v16i3.39>.

- Oldenburg, C. M. (2003). Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage. *Energy&Fuels*, 17(1), 240-246. <https://doi.org/10.1021/ef020162b>
- Pan, Z., & Connell, L. D. (2007). A theoretical model for gas adsorption in coal. *International Journal of Coal Geology*, 69(4), 243–252. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.04.006>.
- Putri, A. D., Sasongko, N. A., & Yoesgiantoro, D. (2024). Carbon capture storage dan carbon capture utilization storage (CCS/CCUS) sebagai solusi transisi energi fosil di Indonesia. *Journal of Science Education*, 8(2), 191–203. <https://doi.org/10.33369/pendipa.8.2.191-203>
- Prasetyo, A. W., & Windarta, J. (2022). Pemanfaatan Teknologi Carbon Capture Storage (CCS) dalam Upaya Mendukung Produksi Energi yang Berkelanjutan. *Jurnal Energi Baru dan Terbarukan*, 3(3), 231–238. <https://doi.org/10.14710/jebt.2022.14509>
- Pratama, A. K., Mardiana, U., Mohamad, F., Akhmad, E., & Syaripudin. (2018). Penentuan Zona Hidrokarbon Formasi Menggala Lapangan “A” Cekungan Sumatera Tengah Berdasarkan Analisis Petrofisika. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 2(4), 252–258. <https://jurnal.unpad.ac.id/geoscience/article/view/18335>.
- Rackley, S. A. (2017). *Carbon capture and storage*. Oxford, England: Butterworth-Heinemann.
- Rider, M. (2002). *The geological interpretation of well logs (2nd ed.)*. Sutherland, Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Saghafi, A., Faiz, M., & Roberts, D. (2007). CO₂ storage and gas diffusivity properties of coals from Sydney Basin, Australia. *International Journal of Coal Geology*, 70(1-3), 240–254. <http://doi.org/10.1016/j.coal.2006.03.006>
- Saipuddin, M. (2024). Identifikasi Geological Storage Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Inversi Acoustic Impedance untuk Teknologi Carbon

- Capture Storage pada Lapangan Ngawi, Cekungan Kendeng. *Skripsi*. Universitas Lampung.
- Santy, L. D., & Panggabean, H. (2013). The potential of Ketungau and Silat shales in Ketungau and Melawi Basins, West Kalimantan. *Indonesian Journal on Geoscience*, 8(1), 39–53. <https://doi.org/10.17014/ijog.8.1.39-53>
- Schlumberger. (1998). *Log interpretation principles/applications*. Houston: Schlumberger Educational Services.
- Schwarz, B. (2019). An introduction to seismic diffraction. In C. Schmelzbach (Ed.), *Advances in Geophysics*, 60, 1–64. *Elsevier*. <https://doi.org/10.1016/bs.agph.2019.05.001>
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1995). *Exploration seismology (2nd ed.)*. New York: Cambridge University Press.
- Shi, J. Q., & Durucan, S. (2005). CO₂ storage in coal seams. *Energy Conversion and Management*, 46(7–8), 1039–1053. <http://doi.org/10.2516/ogst:2005037>.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic amplitude: An interpreter's handbook*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Sismanto. (2006). *Dasar-dasar akuisisi dan pemrosesan data seismik*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.
- Supriatna, S., Rustandi, E., & Sanyoto, P. (1989). *Peta geologi lembar Sintang, Kalimantan (Skala 1:250.000)*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Departemen Teknik Geofisika ITB.
- Talapatra, A. (2020). A Study on the Carbon Dioxide Injection Into Coal Seam Aiming at enhancing Coal Bed Methane (ECBM) Recovery. *Journal of*

Petroleum Exploration and Production Technology, 10(5), 1965–1981.
<https://doi.org/10.1007/s13202-020-00847-y>.

Tearpock, D.J., & Bischke, R.E., (1991). *Applied Subsurface Geological Mapping With Struktural Methods*. New Jersey: Prentice Hall.

Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. (1990). *Applied Geophysics (2nd ed.)*. New York : Cambridge University Press.

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2024). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Amsterdam: Elsevier.

Yusriyah, D., Syafri, I., Mohamad, F., Ralanarko, D., & Aprillia, B. R. (2024). Carbon capture and storage (CCS) potential at low-resistivity reservoir using petrophysical analysis at “Soka Jingga” Field, Talang Akar Formation, Asri Basin. *Journal of Geological Sciences and Applied Geology*, 8(1), 60–71. <https://doi.org/10.24198/gsg.v8i1.56477>