

**KARAKTERISTIK DAN ESTIMASI PENYIMPANAN KARBON DIOKSIDA
(CO₂) BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN INVERSI IMPEDANSI
AKUSTIK PADA SISTEM AKUIFER AIR ASIN, LAPANGAN FR, CEKUNGAN
MELAWI**

(Skripsi)

Oleh

FITRA RAHMADANI

NPM 2215051058



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2026

**KARAKTERISTIK DAN ESTIMASI PENYIMPANAN KARBON DIOKSIDA
(CO₂) BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN INVERSI IMPEDANSI
AKUSTIK PADA SISTEM AKUIFER AIR ASIN, LAPANGAN FR, CEKUNGAN
MELAWI**

Oleh

FITRA RAHMADANI

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

KARAKTERISTIK DAN ESTIMASI PENYIMPANAN KARBON DIOKSIDA (CO₂) BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK PADA SISTEM AKUIFER AIR ASIN, LAPANGAN FR, CEKUNGAN MELAWI

Oleh

FITRA RAHMADANI

Peningkatan emisi karbon dioksida (CO₂) akibat aktivitas industri dan penggunaan bahan bakar fosil mendorong pengembangan teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS) sebagai upaya mitigasi perubahan iklim. Sistem akuifer air asin merupakan salah satu media penyimpanan CO₂ yang prospektif karena memiliki kapasitas penyimpanan yang besar dan persebaran yang luas pada cekungan sedimen. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan karakteristik porositas dan permeabilitas reservoir, mengetahui distribusi porositas dan permeabilitas secara tiga dimensi, serta mengestimasi kapasitas penyimpanan CO₂ pada sistem akuifer air asin Lapangan FR, Cekungan Melawi. Metode yang digunakan meliputi analisis petrofisika berdasarkan data log sumur, interpretasi seismik, inversi impedansi akustik, dan pemodelan properti tiga dimensi. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sistem akuifer air asin pada Lapangan FR memiliki karakteristik reservoir yang baik untuk penyimpanan CO₂. Reservoir Formasi Payak memiliki porositas rata-rata 11.39% dan permeabilitas 38.98 mD, Formasi Ingar B dan Haloq memiliki porositas 10.15% dan permeabilitas sekitar 24 mD, sedangkan Formasi Selangkai B memiliki porositas 8.39% dan permeabilitas 35.06 mD. Pemodelan properti tiga dimensi menunjukkan bahwa distribusi porositas dan permeabilitas dipengaruhi oleh variasi litologi bawah permukaan, dengan zona *celan sandstone* memiliki kualitas reservoir yang lebih baik dibandingkan zona bersisipan *shale*. Estimasi kapasitas penyimpanan menggunakan metode Goodman menunjukkan total kapasitas penyimpanan sebesar ± 4.68 Gt CO₂. Hasil tersebut menunjukkan bahwa sistem akuifer air asin Lapangan FR, Cekungan Melawi, memiliki potensi yang prospektif untuk pengembangan penyimpanan karbon dioksida jangka panjang.

Kata kunci: Akuifer Air Asin, Analisis Petrofisika, *Carbon Capture and Storage* (CCS) Inversi Impedansi Akustik, Penyimpanan CO₂.

ABSTRACT

CHARACTERISTICS AND ESTIMATION OF CARBON DIOXIDE (CO₂) STORAGE BASED ON PETROPHYSICAL ANALYSIS AND ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION IN A SALINE AQUIFER SYSTEMS, FR FIELD, MELAWI BASIN

By

FITRA RAHMADANI

The increase in carbon dioxide (CO₂) emissions due to industrial activities and fossil fuel use drives the development of Carbon Capture and Storage (CCS) technology as a climate change mitigation effort. The saline aquifer system is a promising CO₂ storage medium because of its large storage capacity and wide distribution in sedimentary basins. This study aims to determine the porosity and permeability characteristics of the reservoir, understand the 3D distribution of porosity and permeability, and estimate the CO₂ storage capacity in the saline aquifer system at the FR Field, Melawi Basin. The methods used include petrophysical analysis based on well log data, seismic interpretation, acoustic impedance inversion, and 3D property modeling. The results show that the saline aquifer system in the FR Field has good reservoir characteristics for CO₂ storage. The Payak Formation reservoir has an average porosity of 11.39% and permeability of 38.98 mD, Ingar B and Haloq Formations have porosity of 10.15% and permeability around 24 mD, while the Selangkai B Formation has porosity of 8.39% and permeability of 35.06 mD. The 3D property modeling indicates that the distribution of porosity and permeability is influenced by subsurface lithological variations, with clean sandstone zones having better reservoir quality compared to shale interbedded zones. The storage capacity estimation using the Goodman method shows a total storage capacity of ±4.68 Gt CO₂. The results indicate that the saline aquifer system at FR Field, Melawi Basin, has promising potential for the development of long-term carbon dioxide storage.

Keywords: *Saline Aquifer, Petrophysical Analysis, Carbon Capture and Storage (CCS), Acoustic Impedance Inversion, CO₂ Storage.*

Judul Skripsi : **KARAKTERISTIK DAN ESTIMASI
PENYIMPANAN KARBON DIOKSIDA (CO₂)
BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA
DAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK PADA
SISTEM AKUIFER AIR ASIN, LAPANGAN FR,
CEKUNGAN MELAWI**

Nama Mahasiswa : **Fitra Rahmadani**

Nomor Pokok Mahasiswa : **2215051058**

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



Ridho Destawan S.T., M.T.
NIP. 19921222 202406 1002

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 : **Ridho Destawan, S.T., 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: **5 Juni 2026**

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis yang berjudul “Karakteristik dan Estimasi Penyimpanan Karbon Dioksida (CO_2) Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Inversi Impedansi Akustik pada Sistem Akuifer Air Asin, Lapangan FR, Cekungan Melawi” merupakan murni hasil karya ilmiah yang saya buat berdasarkan hasil penelitian, analisis dan pemikiran saya sendiri, bukan merupakan karya yang pernah dilakukan oleh pihak lain, kecuali kutipan tertentu yang tertulis dan dicantumkan sumbernya pada daftar pustaka dalam skripsi ini berdasarkan kaidah dan etika penulisan karya ilmiah yang berlaku di Universitas Lampung.

Apabila di kemudian hari pernyataan ini tidak sesuai dengan keadaan yang sebenarnya, maka saya bersedia dikenakan sanksi sesuai dengan peraturan dan ketentuan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 18 Juni 2026

Penulis,



Fitra Rahmadani
NPM. 2215051058

RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama lengkap Fitra Rahmadani yang lahir di Medan Baik, pada tanggal 11 November 2003, sebagai anak keempat dari lima bersaudara, putri dari Bapak Markis dan Ibu Jusmarni. Penulis menempuh pendidikan dimulai dari Taman Kanak-kanak di TK Pembina Lengayang dan lulus pada tahun 2010, kemudian penulis melanjutkan pendidikan Sekolah Dasar di SDN 14 Koto Baru dan lulus pada tahun 2016, selanjutnya penulis melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) di SMP Negeri 1 Lengayang dan lulus pada tahun 2019, dilanjutkan dengan pendidikan Sekolah Menengah Atas (SMA) di SMA Negeri 1 Lengayang dan lulus pada tahun 2022. Penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang Perguruan Tinggi Negeri di Universitas Lampung, Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur Seleksi Bersama Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SBMPTN) pada tahun 2022.

Selama masa perkuliahan, penulis aktif mengikuti kegiatan organisasi kemahasiswaan. Pada tahun 2023-2024 penulis aktif sebagai anggota bidang Multimedia Informasi dan pada tahun 2024-2025 menjadi sekretaris bidang Multimedia Informasi pada Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana). Kemudian penulis juga berkontribusi pada kegiatan *Geophysics Academic and Event* (GEAVENT) 2023 dan *Geophysics Whiz Event and Seminar* (GWES) pada tahun 2024 sebagai anggota dekorasi. Selanjutnya pada tahun 2025-2026 penulis aktif sebagai staff divisi Media Kreatif dan Informasi (Medkrafen) pada Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI).

Penulis berkontribusi dan terdaftar sebagai asisten Praktikum Metode *Well Logging* Prodi Teknik Geofisika tahun 2026. Penulis juga aktif mengikuti kegiatan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Sido Binangun, Kecamatan Way Seputih, Kabupaten Lampung Tengah, Lampung pada Januari hingga Februari 2025. Selain itu, pada bulan Juli sampai Agustus 2025 penulis melakukan Kerja Praktik di Pusat Survei Geologi (PSG), Bandung dengan fokus penelitian yang berjudul **“Penentuan Porositas Primer dan Sekunder pada Daerah Target Menggunakan Data Log Sumur FTR-1 dan FTR-2, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat”**. Penulis melanjutkan Tugas Akhir/Skripsi pada November 2025 sampai Maret 2026 di Pusat Survei Geologi (PSG), Bandung sebagai penutup masa studi penulis berhasil menyelesaikan penelitian untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik dengan judul **“Karakteristik dan Estimasi Penyimpanan Karbon Dioksida (CO₂) Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Inversi Impedansi Akustik pada Sistem Akuifer Air Asin, Lapangan FR, Cekungan Melawi”**.

PERSEMBAHAN

Puji syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT. atas rahmat, nikmat, serta karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik. Shalawat serta salam semoga senantiasa tercurah kepada Nabi Muhammad SAW. Dengan penuh rasa syukur dan hormat, skripsi ini penulis persembahkan kepada:

Ayah dan Ibu Tercinta
Bapak Markis (Alm) dan Ibu Jasmarni

Ucapan dan rasa terima kasih kepada kedua orang tua tercinta sebagai wujud rasa hormat, dan cinta yang tak terhingga atas segala kasih sayang, doa, pengorbanan, serta dukungan yang telah diberikan sepanjang perjalanan hidup penulis. Setiap langkah, perjuangan, dan pencapaian yang diraih hingga saat ini tidak terlepas dari peran, ketulusan, dan pengorbanan yang telah diberikan dengan penuh keikhlasan. Terima kasih atas segala pelajaran hidup, nasihat, kesabaran, dan motivasi yang senantiasa menjadi sumber kekuatan bagi penulis dalam menghadapi berbagai tantangan. Semoga skripsi ini dapat menjadi salah satu bentuk ungkapan rasa syukur dan kebanggaan serta kebahagiaan atas segala cinta yang telah diberikan.

Kakak dan Adik-ku Tersayang
Yulia, Novia Krisnawati, Mardion Efendi, dan Natasya Yolanda

Terima kasih kepada kakak dan adik tercinta yang senantiasa hadir sebagai sumber dukungan, tempat berbagi cerita, serta penguat di setiap proses kehidupan yang penulis jalani. Kehadiran kalian memberikan semangat, arahan, dan motivasi ketika penulis merasa lelah. Semoga kita senantiasa diberikan kekuatan untuk menjaga kebersamaan dan terus membahagiakan ibu serta menjadi anak-anak yang dapat membawa kebanggaan dan doa terbaik bagi almarhum Ayah.

Secara khusus, penulis menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada kakak tercinta, Novia Krisnawati. Terima kasih atas segala pengorbanan, kepercayaan, dukungan, dan kasih sayang yang telah diberikan selama penulis menempuh pendidikan. Terima kasih karena telah menjadi sosok yang mengambil begitu banyak tanggung jawab setelah kepergian ayah, dan memabntu serta mendukung penulis hingga dapat menyelesaikan pendidikan ini. Kebaikan, ketulusan, dan perjuangan yang kakak berikan tidak akan pernah dapat terbalaskan oleh apa pun. Semoga segala pengorbanan dan kebaikan tersebut menjadi amal yang bernilai di sisi Allah SWT. dan dibalas dengan kebahagiaan, kesehatan, serta keberkahan dalam setiap langkah kehidupan kakak.

Diri Penulis Sendiri

Fitra Rahmadani

Terakhir skripsi ini penulis persembahkan untuk diri sendiri, Fitra Rahmadani. Terima kasih telah bertahan sejauh ini, melewati berbagai proses, tentangan, dan rintangan yang tidak selalu mudah. Terima kasih karena tetap percaya bahwa semua ini dapat dilalui, meskipun sering kali harus berjalan dengan rasa lelah, keraguan, dan berbagai kesulitan. Terima kasih telah memilih untuk tetap sabar, terus berjuang, tidak menyerah pada keadaan, serta selalu berusaha menjadi versi terbaik dari diri sendiri. Pencapaian ini bukanlah akhir dari perjalanan, melainkan bukti bahwa setiap langkah kecil, doa, dan usaha yang dilakukan dengan penuh ketulusan akan membawa penulis sampai pada titik ini.

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Semua pihak yang terlibat dalam proses penyusunan skripsi ini, penulis mengucapkan terima kasih.

MOTTO

Allah memang tidak pernah berkata semuanya selalu mudah. Tetapi, dua kali
Allah berjanji bahwa.....

“bahwa sesungguhnya beserta kesulitan itu ada kemudahan”

(QS. Al-Insyirah ayat 5-6)

“Takdir milik Allah, tapi usaha dan do’a milik kita. Terus berdoa’a sampai
bismillah menjadi alhamdulillah”

(QS. Ghafir ayat 60)

“Apa yang Allah simpan, selalu lebih baik dari apa yang kamu minta”

“Pada akhirnya, semua akan terlewati, seperti hujan, sederas apa pun jatuhnya, ia
tak pernah abadi. Akan ada jeda, akan ada reda, dan langit kembali cerah pada
waktunya”

“There is no success without difficulties”

(Winston Churchill)

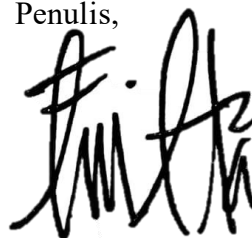
KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT. yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya sehingga penyusunan skripsi dengan judul “Karakteristik dan Estimasi Penyimpanan Karbon Dioksida (CO₂) Berdasarkan Analisis Petrofisika dan Inversi Impedansi Akustik pada Sistem Akuifer Air Asin, Lapangan FR, Cekungan Melawi” dapat terselesaikan dengan baik. Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi karakteristik reservoir serta mengestimasi potensi penyimpanan karbon dioksida (CO₂) pada sistem akuifer air asin di Lapangan FR, Cekungan Melawi.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih memiliki keterbatasan, sehingga kritik dan saran yang membangun sangat penulis harapkan sebagai evaluasi kedepannya demi kesempurnaan skripsi ini. Semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat dan menambah wawasan bagi penulis maupun pembaca.

Bandar Lampung, 18 Juni 2026

Penulis,



Fitra Rahmadani

NPM. 2215051058

SANWACANA

Puji syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT. yang telah melimpahkan rahmat, hidayah, dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik sebagai salah satu persyaratan untuk memperoleh gelar Sarjana Jurusan Teknik Geofisika. Shalawat serta salam semoga senantiasa tercurah kepada Nabi Muhammad SAW. yang telah membawa umat manusia menuju jalan yang penuh ilmu dan keberkahan. Dalam penyusunan skripsi ini, tentunya penulis tidak terlepas dari doa, bantuan dan dukungan serta semangat dari berbagai pihak. Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih banyak dan rasa hormat 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 Sekretaris 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, ilmu, saran, berbagai masukan, serta koreksi yang berharga, dan tidak pernah berhenti memberi dukungan sejak pelaksanaan Kerja Praktik dan hingga seluruh proses penyusunan Skripsi ini selesai.
5. Bapak Ridho Destawan, S.T., M.T., selaku dosen pembimbing kedua yang dengan penuh kesabaran telah memberikan arahan, dukungan, serta masukan kepada penulis dari awal proses penyusunan hingga pada akhir skripsi ini terselesaikan dengan baik.

6. Bapak Dr. Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si. M.T., selaku dosen penguji skripsi yang telah memberikan berbagai saran, kritik, serta masukan yang membangun demi penyempurnaan skripsi ini. Segala masukan yang Bapak berikan menjadi bekal berharga dalam memperbaiki dan menyempurnakan skripsi ini.
7. Bapak Dr. Andy Setyo Wibowo, S.T., M.T., selaku pembimbing lapangan di Pusat Survei Geologi (PSG) yang telah banyak memberikan ilmu, wawasan, serta arahan selama pelaksanaan Kerja Praktik hingga Tugas Akhir ini. Terima kasih atas ilmu dan kesediaan yang diberikan kepada penulis selama proses pelaksanaan dan penyusunan Kerja Praktik dan Tugas Akhir ini hingga selesai.
8. Ibu Ir. Akroma Hidayatika, S.T., M.Eng., selaku dosen pembimbing akademik, yang telah memberikan bimbingan, arahan, dan motivasi selama penulis menempuh pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
9. Seluruh dosen dan civitas akademik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu. Terima kasih atas ilmu, pengalaman, bantuan, serta dukungan, yang telah diberikan selama masa perkuliahan.
10. Untuk Uliv dan Wanti, terima kasih telah menjadi bagian dari perjalanan perkuliahan penulis. Terima kasih atas kebersamaan, cerita, tawa, dan dukungan yang selalu hadir dalam berbagai keadaan. Sebagai sesama anak rantau, banyak suka dan duka yang telah kita lalui bersama selama masa perkuliahan. Terima kasih untuk segala kenangan dan kebersamaannya. Semua hal baik yang telah terjadi akan selalu penulis ingat dengan baik, dan semoga kita sukses kedepannya.
11. Sobat PSGenk yaitu Husnul dan Eka, terima kasih telah menjadi bagian penting dalam perjalanan penulis selama melaksanakan Kerja Praktik dan Tugas Akhir. Terima kasih atas segala bantuan, arahan, diskusi, dan kesediaan untuk berbagi ilmu ketika penulis masih banyak belajar dan belum memahami banyak hal. Terima kasih juga untuk kebersamaan, cerita, dan pengalaman selama berada di Bandung yang membuat proses ini terasa lebih ringan dan berkesan.
12. Untuk PKM *Girl*, terima kasih telah menjadi ruang berbagi, bertukar cerita, dan saling menguatkan selama masa perkuliahan. Kehadiran kalian menjadi

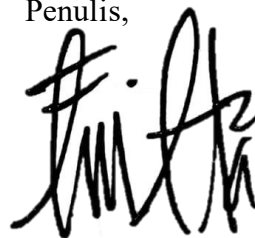
perjalanan ini terasa lebih ringan dan penuh kebersamaan. Semoga segala kenangan baik yang telah tercipta dapat selalu dikenang dengan hangat.

13. Sobat #MakanApaKitaHariIni, yakni Amal dan Tyas, terima kasih telah menjadi teman berbagi cerita sekaligus partner Bandar Lampung untuk mencari tempat makan baru. Semoga nanti masih ada waktu untuk kembali bertukar cerita dan ajakan spontannya.
14. Teman-teman Anormale.Gurl dan NgumpuGenk, terima kasih telah selalu menjadi salah satu alasan penulis untuk pulang kampung dan meluangkan waktu sejenak dari rutinitas. Terima kasih untuk cerita, tawa, dan kebersamaan yang tidak pernah terasa asing meskipun waktu terus berjalan.
15. Kepada Resa Resmanda, terima kasih telah menjadi rekan bertukar cerita selama masa KKN sampai sekarang. Meski waktu terus berlajau dan kesibukan semakin bertambah, tetapi kenangan akan selalu tersimpan dalam ingatan.
16. Teman-teman seperjuangan Teknik Geofisika 2022 “GRANIT”. Terima kasih atas setiap kebersamaan, dukungan, bantuan, dan kenangan selama menjalani masa perkuliahan. Semoga langkah yang akan kita tempuh setelah ini membawa kita menuju kesuksesan dan keberkahan.

Kepada semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu, penulis ucapkan terima kasih atas setiap dukungan, doa, dan kebaikan yang telah diberikan kepada penulis selama ini. Semoga Allah SWT. membalas segala kebaikan tersebut dengan pahala, keberkahan dan kebahagiaan yang berlipat ganda.

Bandar Lampung, 18 Juni 2026

Penulis,



Fitra Rahmadani

NPM. 2215051058

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
<i>ABSTRACT</i>	iv
LEMBAR PENGESAHAN	v
MENGESAHKAN.....	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN.....	x
MOTTO.....	xii
KATA PENGANTAR	xiii
SANWACANA	xiv
DAFTAR ISI	xvii
DAFTAR GAMBAR	xx
DAFTAR TABEL	xxv
I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penelitian	3
1.3. Batasan Masalah.....	4
1.4. Manfaat Penelitian	4
II. TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1. Lokasi Daerah Penelitian	5
2.2. Geologi Regional Daerah Penelitian	6
2.3. Stratigrafi dan Fisiografi Daerah Penelitian	7
2.3.1. Formasi Selangkai	8
2.3.2. Vulkanik Piyabung (<i>Piyabung Volcanics</i>)	8

2.3.3. Formasi Haloq	8
2.3.4. Formasi Ingar	8
2.3.5. Formasi Dangkan.....	8
2.3.6. Formasi Silat (<i>Silat Shale</i>)	8
2.3.7. Formasi Payak	9
2.3.8. Formasi Tebidah	9
2.3.9. Formasi Sekayam	9
2.3.10. Formasi Sintang	9
2.4. Tatanan Tektonik dan Struktur Regional	10
2.4.1. Kapur Akhir – Eosen Tengah	10
2.4.2. Eosen Akhir – Oligosen Awal	10
2.4.3. Oligosen Awal – Miosen Awal	11
2.5. Penelitian Terdahulu	12
III. TEORI DASAR	17
3.1. <i>Carbon Capture and Storage</i>	17
3.2. Jenis-Jenis <i>Geological Storage</i>	21
3.3. Konsep Dasar <i>Well Logging</i> dan Analisis Petrofisika	25
3.3.1. Jenis-jenis Log.....	26
3.3.2. Analisis Petrofisika	35
3.4. Metode Seismik Refleksi	44
3.4.1. Teori Penjalaran Gelombang Seismik	45
3.4.2. Komponen Gelombang Seismik	48
3.4.3. <i>Well Seismik Tie</i>	53
3.4.4. <i>Checkshot</i>	53
3.4.5. <i>Picking Horizon</i>	53
3.4.6. Seismik Inversi	54
3.4.7. Prinsip Inversi Seismik.....	56
3.4.8. Seismik Atribut.....	58
3.4.9. Pemodelan Properti	59
IV. METODOLOGI PENELITIAN	60
4.1. Tempat dan Waktu Penelitian	60
4.2. Alat dan Bahan	62
4.2.1. Perangkat Penelitian.....	62
4.2.2. Data Penelitian	62
4.3. Diagram Alir Penelitian	66

4.4. Prosedur Penelitian	70
4.4.1. Studi Literatur	70
4.4.2. <i>Pre-conditioning</i> Data	70
4.4.3. Analisis Petrofisika	71
4.4.4. Koreksi <i>Checkshot</i>	71
4.4.5. <i>Well to Seismic Tie</i> (WST)	71
4.4.6. Penerapan Seismik Atribut	72
4.4.7. <i>Picking Horizon and Fault</i>	72
4.4.8. Pembuatan <i>Depth Structure Map</i>	73
4.4.9. Peta Ketebalan dan Pemodelan 3D <i>Geological Storage</i>	73
4.4.10. Inversi Impedansi Akustik	73
4.4.11. Properti Model ϕ dan K	75
4.4.12. Estimasi Potensi Penyimpanan CO ₂	76
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	78
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	184
DAFTAR PUSTAKA	186

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta Cekungan Sedimen untuk Penyimpanan CO ₂ di Indonesia (KESDM, 2022)	2
2. Peta Lokasi Daerah Penelitian (KESDM, 2022)	5
3. Geologi dan Fisiografi Pulau Kalimantan (Hall & Nicholas, 2012)	6
4. Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Melawi (Badaruddin et al., 2018)	7
5. Perkembangan Cekungan Melawi (Badaruddin et al., 2018)	12
6. Ilustrasi <i>Carbon Capture and Storage</i> (Haszeldine, 2009)	17
7. Representasi umum mengenai evolusi mekanisme <i>trapping</i> dari waktu ke waktu (Benson & Celo, 2008)	18
8. Mekanisme <i>geological storage</i> CO ₂ untuk (a) <i>structural and stratigraphic trapping</i> , (b) <i>residual trapping</i> , (c) <i>solubility trapping</i> , dan (d) <i>mineral trapping</i> (Benson & Cole, 2008)	19
9. Opsi <i>geological storage</i> CO ₂ (Bashir et al., 2024)	21
10. Respon Log <i>Gamma Ray</i> (Rider, 2002)	26
11. Respon Log Resistivitas (Rider, 2002)	28
12. Respon Log <i>Spontaneous Potential</i> (a) (Dewan, 1983) dan (b) (Glover, 2000)	29
13. Respon Log Neutron (Rider, 2002)	30
14. Respon Log Densitas (Rider, 2002)	32
15. Respon Log Sonik (Rider, 2002)	33
16. Respon Log Caliper (Rider, 2002)	34
17. Chart estimasi nilai <i>Rweq</i> melalui log SP (Schlumberger, 1972)	40
18. Chart estimasi <i>Rw</i> melalui log SP (Schlumberger, 1972)	41

19. Hubungan porositas dengan permeabilitas (Koesoemadinata, 1980)	43
20. Peralatan Eksplorasi Seismik Refleksi Laut dan Darat (Aryanto & Defi, 2015)	45
21. Hukum Snellius (Sheriff & Geldart, 1995)	46
22. Perambatan gelombang berdasarkan prinsip Huygens (Syukri, 2020)	47
23. Hukum Fermat (Abdullah, 2007)	48
24. <i>Reflection coefficient</i> (Simm & Bacon, 2014).	49
25. Jenis-jenis <i>wavelet</i> (1) <i>Zero Phase Wavelet</i> , (2) <i>Maximum Phase Wavelet</i> , (3) <i>Minimum Phase Wavelet</i> , (4) <i>Zero Phase Wavelet</i> (Sukmono, 1999).....	50
26. Standar <i>wavelet</i> berdasarkan SEG dan Eropa pada fasa zero dan minimum serta polaritas normal dan <i>reverse</i> (Sukmono, 2000)	51
27. <i>Synthetic seismogram</i> yang didapatkan dari proses konvolusi antara koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> (Simm & Bacon, 2014).....	52
28. Proses Seismik Inversi secara umum (Sukmono, 2000).	55
29. Macam-macam Teknik Inversi Seismik (Mallick, 1995).....	56
30. Ilustrasi inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi AI (Simm & Bacon, 2014)	57
31. <i>Workflow</i> pemodelan properti pada petrel (Schlumberger, 1972).....	59
32. <i>Basemap</i> area penelitian.....	63
33. Diagram alir pengolahan data	68
34. Diagram alir pembuatan log sintetik.....	69
35. Hasil koreksi lingkungan pemboran sumur FR.....	79
36. Hasil <i>Miss-tie Analysis</i> data seismik	80
37. Log asli dengan Log Sintetik	82
38. Zona terget sumur FR.....	84
39. Penentuan zona target sumur FR berdasarkan <i>geological storage</i>	85
40. Penentuan parameter nilai GRmin dan nilai GRmax	87
41. Parameter <i>input</i> perhitungan porositas dan saturasi air.....	89
42. <i>Plotting</i> pada <i>chart</i> Schlumberger estimasi R _{weq}	94
43. <i>Chart</i> estimasi nilai R _w dari nilai R _{weq}	95
44. Estimasi salinitas formasi reservoir	96

45. Parameter perhitungan nilai permeabilitas (K)	98
46. Hasil perhitungan porositas, saturasi air (Sw), dan permeabilitas (K) zona target sumur FR.....	100
47. <i>Plot</i> diagram fase CO ₂ (Oldenburg, 2002).....	103
48. Nilai densitas CO ₂ pada zona reservoir	104
49. Analisis sensitivitas AI vs PHIE.....	105
50. <i>Cross section</i> AI vs PHIE.....	106
51. Koreksi <i>checkshot</i>	108
52. <i>Statistical wavelet</i>	109
53. <i>Well to seismic tie</i>	110
54. Lintasan seismik WM-108 sebelum dilakukan penerapan <i>cosine of phase</i> ...	111
55. Lintasan seismik WM-108 setelah dilakukan <i>cosine of phase</i>	112
56. <i>Picking</i> horizon dan fault lintasan seismik WM-108.....	114
57. <i>Time structure map</i> Top Tebidah.....	116
58. <i>Time structure map</i> Top Payak.....	117
59. <i>Time structure map</i> Top Ingar A.....	118
60. <i>Time structure map</i> Top Ingar B.....	119
61. <i>Time structure map</i> Top Haloq.....	120
62. <i>Time structure map</i> Top Selangkai A	121
63. <i>Time structure map</i> Top Selangkai B	123
64. <i>Time structure map</i> Base Selangkai B.....	124
65. Grafik regresi konversi waktu ke kedalaman.....	125
66. <i>Depth structure map</i> Top Tebidah.....	126
67. <i>Depth structure map</i> Top Payak.....	127
68. <i>Depth structure map</i> Top Ingar A.....	128
69. <i>Depth structure map</i> Top Ingar B.....	129
70. <i>Depth structure map</i> Top Haloq.....	130
71. <i>Depth structure map</i> Top Selangkai A	132
72. <i>Depth structure map</i> Top Selangkai B	133
73. <i>Depth structure map</i> Base Selangkai B.....	134
74. Peta ketebalan Formasi Tebidah.....	136

75. Peta ketebalan Formasi Payak.....	137
76. Peta ketebalan Formasi Ingar A	138
77. Peta ketebalan Formasi Ingar B	139
78. Peta ketebalan Formasi Haloq.....	140
79. Peta ketebalan Kelompok Selangkai A	141
80. Peta ketebalan Kelompok Selangkai B	142
81. Pemodelan awal 3D sistem <i>geological storage</i> arah utara.....	145
82. Pemodelan awal 3D arah barat laut.....	146
83. Penampang model awal sumur FR pada <i>line</i> seismik WM-108	149
84. Hasil analisis pra inversi sumur FR	151
85. Hasil inversi impedansi akustik pada sistem <i>geological storage</i>	152
86. Hasil inversi distribusi porositas terhadap impedansi akustik sistem <i>geological storage</i>	155
87. Hasil inversi distribusi porositas pada sistem <i>geological storage</i> 1.....	156
88. Hasil inversi distribusi porositas pada sistem <i>geological storage</i> 2.....	157
89. Hasil inversi distribusi porositas pada sistem <i>geological storage</i> 3.....	158
90. Hasil inversi distribusi permeabilitas terhadap impedansi akustik dan porositas efektif sistem <i>geological storage</i>	161
91. Hasil inversi distribusi permeabilitas pada sistem <i>geological storage</i> 1	162
92. Hasil inversi distribusi permeabilitas pada sistem <i>geological storage</i> 2	163
93. Hasil inversi distribusi permeabilitas pada sistem <i>geological storage</i> 3	164
94. <i>Scale up</i> log porositas dan permeabilitas	167
95. Model 3D persebaran porositas komponen reservoir.....	169
96. Model 3D persebaran porositas komponen reservoir Formasi Payak.....	169
97. Model 3D persebaran porositas komponen reservoir Formasi Ingar B dan Haloq	170
98. Model 3D persebaran porositas komponen reservoir Formasi Selangkai B ...	170
99. Validasi data persebaran porositas.....	172
100. Model 3D persebaran permeabilitas komponen reservoir.....	173
101. Model 3D persebaran permeabilitas komponen reservoir Formasi.....	173
102. Model 3D persebaran permeabilitas komponen reservoir Formasi.....	174
103. Model 3D persebaran permeabilitas komponen reservoir Formasi.....	174

104. Validasi data persebaran permeabilitas	176
105. Model 3D <i>volume bulk</i> reservoir area penelitian.....	178
106. Model 3D <i>volume bulk</i> reservoir Formasi Payak	179
107. Model 3D <i>volume bulk</i> reservoir Formasi Ingar B dan Haloq	179
108. Model 3D <i>volume bulk</i> reservoir Formasi Selangkai B.....	180

DAFTAR TABEL

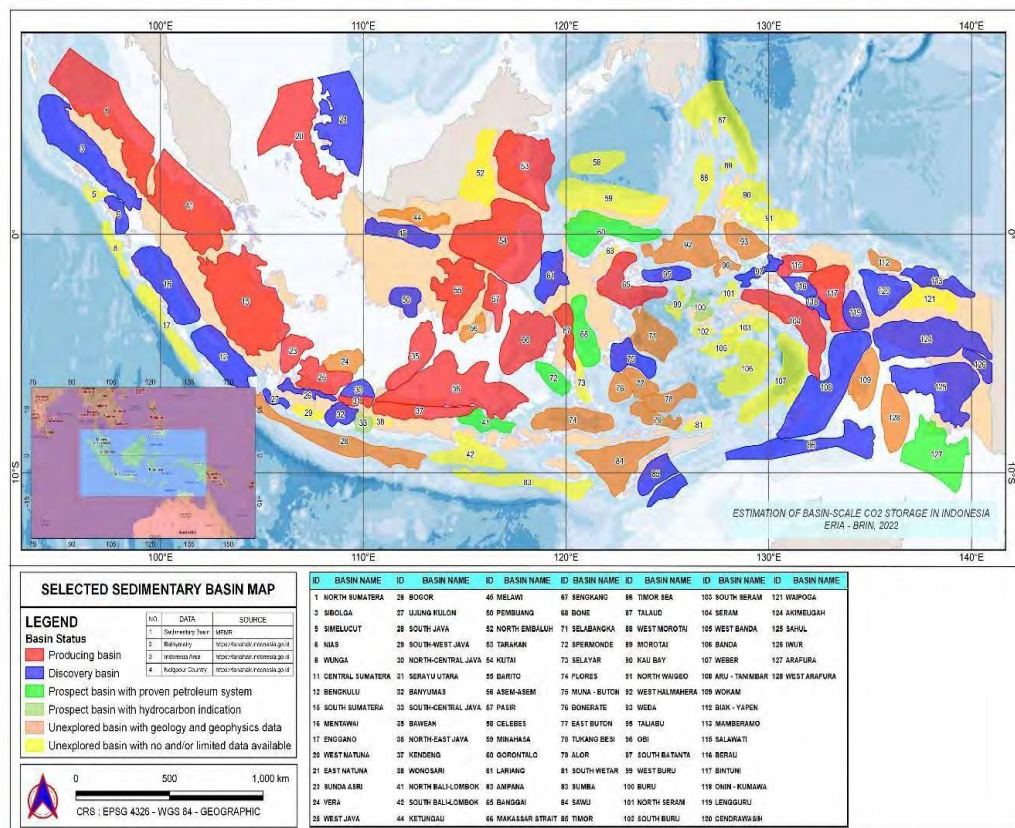
Tabel	Halaman
1. Penelitian Terdahulu.....	12
2. Faktor efisiensi <i>storage coal</i> (Goodman et al., 2011).....	23
3. Faktor efisiensi <i>storage saline aqiufer</i> (Goodman et al., 2011).....	24
4. Densitas matriks litologi batuan (Telford et al., 1990).....	32
5. Klasifikasi formasi batuan berdasarkan Vsh (Kamel & Mabrouk, 2003).....	35
6. Interpretasi porositas batuan reservoir (Koesoemadinata, 1980)	38
7. Interpretasi saturasi fluida (Irawan et al., 2009).....	43
8. Klasifikasi nilai permeabilitas (Spinger US, 2024).....	44
9. Jadwal agenda penelitian.....	61
10. <i>Hardware</i> dan <i>Software</i> yang digunakan dalam penelitian.....	62
11. Kelengkapan data log setiap sumur.....	64
12. Spesifikasi lintasan 2D seismik area penelitian	64
13. Data <i>Checkshot</i>	65
14. Data temperatur sumur FR berdasarkan final report.....	66
15. Nilai tekanan Sumur FR berdasarkan final report.....	66
16. Zona sistem <i>geological storage</i> area penelitian.....	86
17. Hasil rata-rata perhitungan Vsh.....	88
18. Perhitungan porositas total dan porositas efektif	90
19. Nilai resistivitas air (Rw) perhitungan manual.....	95
20. Nilai salinitas air formasi reservoir	97
21. Rata-rata hasil perhitungan Sw	98
22. Nilai rata-rata permeabilitas (K)	99
23. Nilai properti fisik komponen sistem <i>geological storage</i>	101
24. Hasil perhitungan estimasi kapasitas <i>geological storage</i>	182

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Peningkatan konsentrasi karbon dioksida (CO_2) di atmosfer akibat aktivitas industri dan penggunaan energi fosil menjadi salah satu penyebab utama perubahan iklim global. Untuk mengurangi dampak tersebut, berbagai negara mulai mengembangkan teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS), yaitu penangkapan dan penyimpanan CO_2 di bawah permukaan bumi ke dalam formasi geologi yang aman dan stabil dimana formasi geologi tersebut yang digunakan sebagai tempat penyimpanan gas CO_2 setelah diinjeksikan (Amijaya, 2009). CCS merupakan metode yang dapat digunakan untuk mengurangi emisi CO_2 dalam jumlah besar (DOE, 2008). Salah satu media penyimpanan yang paling menjanjikan adalah pada sistem akuifer air asin, yakni lapisan batuan berpori dan jenuh air asin yang berada jauh di bawah lapisan air tanah dangkal. Formasi ini memiliki volume pori yang besar dan secara umum tersebar luas di cekungan sedimen (Aziz et al., 2024).

Indonesia memiliki potensi yang besar untuk penerapan teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS), mengingat keberadaan sejumlah cekungan sedimen (Gambar 1) yang memiliki karakteristik batuan berpori dan *permeable* yang mendukung proses penyimpanan karbon di bawah permukaan (Iskandar et al., 2011). Berdasarkan laporan *Estimating Basin-Scale CO_2 Storage in Indonesia* menurut ERIA-BRIN (2024) dalam Kimura (2024), total potensi sumber daya penyimpanan CO_2 di Indonesia diperkirakan mencapai sekitar 680 Gt CO_2 , yang di dominasi oleh sistem akuifer air asin. Beberapa cekungan produktif seperti Kutai, Sumatera Utara, Sumatera Tengah, dan Sumatera Selatan menyumbang lebih dari 70% kapasitas penyimpanan nasional.



Gambar 1. Peta Cekungan Sedimen untuk Penyimpanan CO₂ di Indonesia (KESDM, 2022).

Secara tektonik, Cekungan Melawi terletak pada Paparan Sunda dan terbentuk akibat proses subduksi Lempeng Laut Cina Selatan yang bergerak ke selatan sebelum terjadinya tumbukan dengan *luconian microcontinent* pada Kala Tersier Awal. Aktivitas tektonik Pra-Tersier dan pergerakan kerak samudera menyebabkan terbentuknya graben-graben yang kemudian terisi sedimen sebagai awal pembentukan cekungan. Struktur utama yang mempengaruhi Cekungan Melawi adalah Sesar Boyan yang berarah timur-barat dan berfungsi sebagai batas atas Sub-Cekungan Melawi, serta sesar geser mengangan seperti Sesar Amar dan Sesar Melawi Timur yang memiliki orientasi barat laut-tenggara dan timur laut-tenggara (Badaruddin et al., 2018).

Dalam mengidentifikasi karakteristik reservoir dan estimasi penyimpanan CO₂ diperlukan pendekatan kuantitatif berbasis data bawah permukaan. Salah satu metode yang dapat digunakan adalah analisi petrofisika, yang berfungsi untuk

menentukan parameter fisis batuan seperti porositas, permeabilitas, dan saturasi air melalui interpretasi log sumur. Parameter-parameter ini sangat penting dalam menilai kemampuan suatu formasi untuk menyimpan CO₂ secara efisien (Malik et al., 2024). Hasil analisis petrofisika dapat digunakan untuk menentukan zona berpori tinggi dan lapisan penutup yang efektif, serta menghitung estimasi kapasitas penyimpanan total dalam volume pori batuan (Yusriyah et al., 2024).

Selain itu, interpretasi seismik berperan dalam mengidentifikasi geometri reservoir dan kondisi struktural bawah permukaan. Dengan menggunakan atribut seismik seperti *acoustic impedance inversion*, *RMS amplitude*, dan *seismic stratigraphy*, distribusi lateral dan vertikal dari lapisan reservoir dapat dipetakan dengan lebih baik. Integrasi antara hasil analisis petrofisika dan interpretasi seismik menghasilkan pemahaman yang komprehensif terhadap sistem penyimpanan, termasuk identifikasi perangkap alami dan evaluasi risiko kebocoran (Falcon-Suarez et al., 2024).

Menurut Aziz et al. (2024) dalam memahami integrasi CO₂ *brine rock* dalam akuifer air asin sangat penting karena faktor mineralogi batuan dan sifat fisik reservoir dapat mempengaruhi stabilitas penyimpanan. Dengan memanfaatkan, pendekatan integratif antara petrofisika dan seismik menjadi metode yang efektif untuk menentukan karakteristik dan kapasitas penyimpanan CO₂ dalam sistem akuifer air asin Lapangan FR, Cekungan Melawi. Hasil penelitian ini diharapkan dapat mendukung pengembangan proyek CCS di Indonesia, khususnya pada sistem akuifer air asin di wilayah Kalimantan Barat.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan karakteristik porositas dan permeabilitas reservoir pada sistem akuifer air asin, Lapangan FR Cekungan Melawi berdasarkan analisis petrofisika dan inversi impedansi akustik.
2. Menentukan distribusi porositas dan permeabilitas reservoir melalui properti model 3D pada sistem akuifer air asin, Lapangan FR Cekungan Melawi.

3. Menentukan estimasi kapasitas penyimpanan karbon dioksida (CO_2) pada sistem akuifer air asin Lapangan FR, Cekungan Melawi.

1.3. Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam penelitian ini adalah:

1. Penelitian ini menggunakan data sumur, data seismik 2D, dan data final *report* yang tersedia.
2. Karakteristik hanya dilakukan pada interval dan zona reservoir pada Lapangan FR, Cekungan Melawi.
3. Estimasi kualitas potensi penyimpanan CO_2 dibatasi pada perhitungan *effective geological storage capacity*.

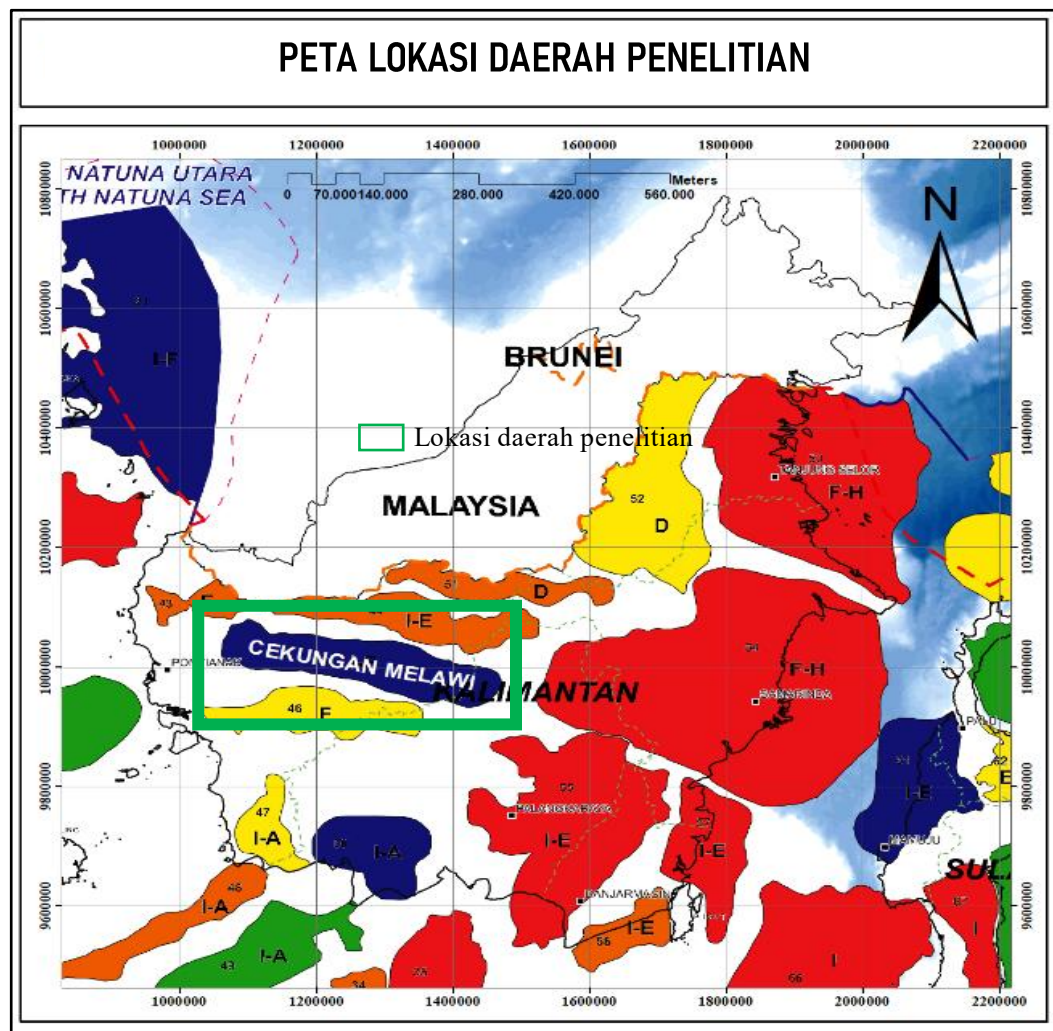
1.4. Manfaat Penelitian

Adapun manfaat penelitian ini adalah dapat memberikan kontribusi ilmiah dalam pengembangan kajian penyimpanan karbon dioksida (CO_2) pada sistem akuifer air asin melalui integrasi analisis petrofisika dan inversi impedansi akustik. Hasil penelitian ini diharapkan dapat mengetahui karakteristik dan distribusi estimasi reservoir dalam menilai kelayakan formasi geologi sebagai media penyimpanan CO_2 .

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Daerah Penelitian

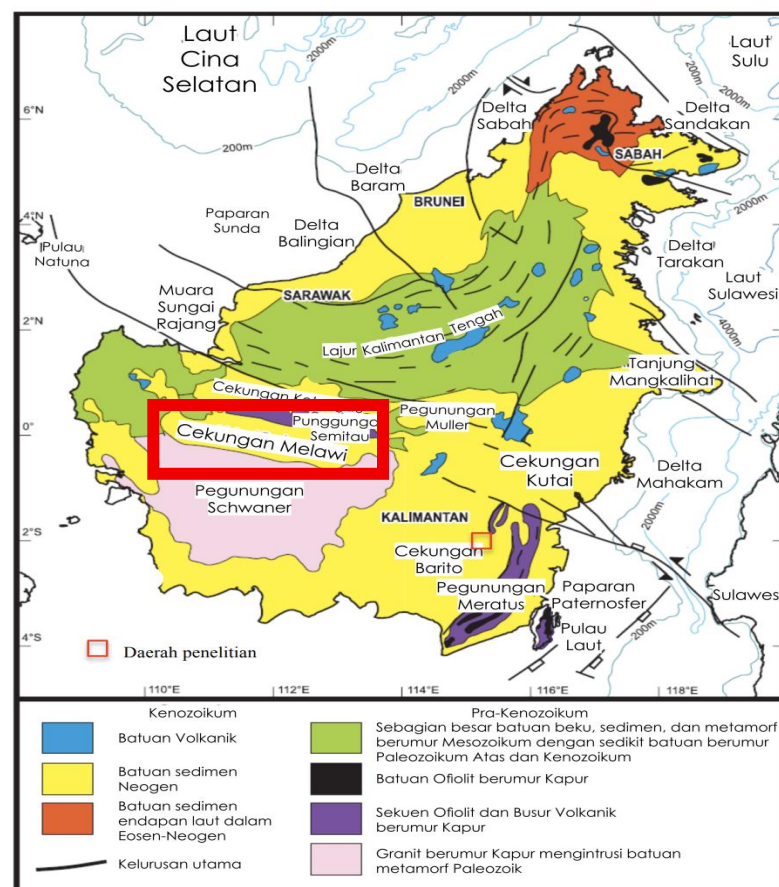
Lokasi daerah penelitian ini berada di Lapangan FR, Cekungan Melawi dengan luas 28025.0 km². Secara administrasi termasuk Kalimantan Barat yang berbatasan dengan Sarawak, Malaysia dibagian utara. Peta lokasi daerah penelitian secara geografis dapat diamati pada Gambar 2.



Gambar 2. Peta Lokasi Daerah Penelitian (KESDM, 2022)

2.2. Geologi Regional Daerah Penelitian

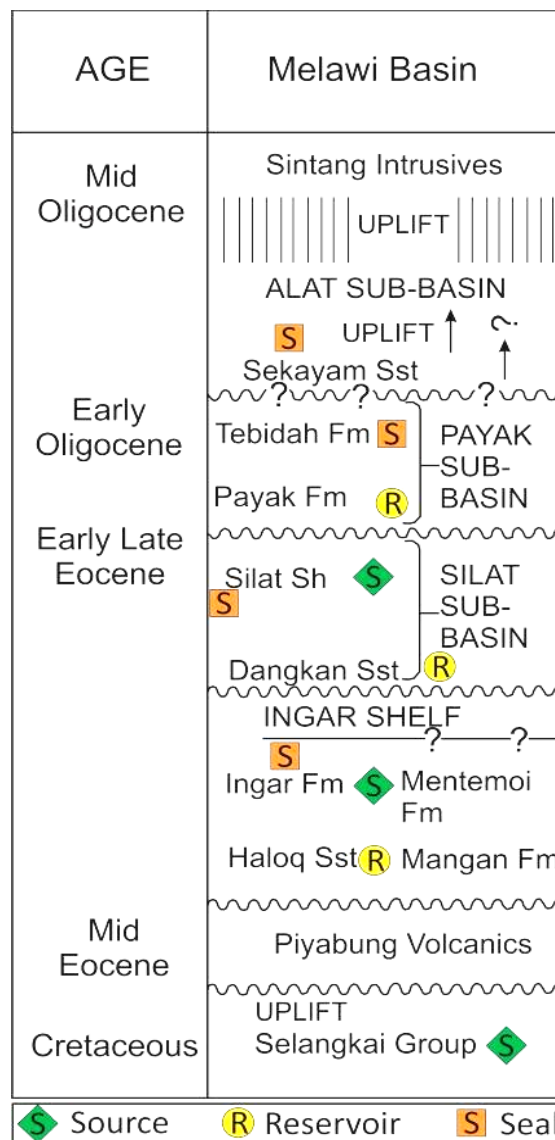
Secara morfologi, Cekungan Melawi ini tampak memanjang ke arah timur-barat di bagian tengah Pulau Kalimantan yang beribukota Pontianak. Daerahnya meliputi Kabupaten Kapuas Hulu dengan ibukota Putusibau, Kabupaten Sintang di Sintang, Kabupaten Melawi di Nangapinoh, Kabupaten Sekadau di Sekadau dan Kabupaten Sanggau di Sanggau (Santy, 2014). Pada Gambar 3 peta geologi Cekungan Melawi dapat dilihat cekungan ini dibatasi oleh Semitau *High* di bagian utara (Santy & Panggabean, 2013), 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 (Nurkamil, 2018). Cekungan Melawi merupakan *retro-arc foreland basin* karena posisinya yang berada di belakang vulkanik piyabung dan lajur sesar naik (Badaruddin et al., 2018). Pada bagian utara, Cekungan Melawi dibatasi oleh Tinggian Semitau yang terbentuk oleh batuan tua endapan lereng bawahlaut dan kompleks subduksi Bancuh Boyan berumur Kapur (Sutjipto, 1991).



Gambar 3. Geologi dan Fisiografi Pulau Kalimantan (Hall & Nicholas, 2012).

2.3. Stratigrafi dan Fisiografi Daerah Penelitian

Badaruddin et al., (2018) mengklasifikasikan Cekungan Melawi 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 pada cekungan ini terdiri dari Kelompok Selangkai, Vulkanik Piyabung, Formasi Haloq, Formasi Ingar, Formasi Dangan, Formasi Payak, Formasi Tebidah, Formasi Sekayam, Terobosan Sintang dan endapan aluvium yang berumur kuarter ditunjukkan pada Gambar 4.



Gambar 4. Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Melawi (Badaruddin et al., 2018)

2.3.1. Formasi Selangkai

Formasi Selangkai merupakan sedimen tertua di Cekungan Melawi yang berumur Kapur Awal hingga Kapur Akhir (Valanginian-Turinian). Litologi dari kelompok ini terdiri dari batulempung sedikit karbonat, batupasir bergradasi, serta sisipan konglomerat. Ketebalannya mencapai lebih dari 3000 meter. Struktur sedimen yang dijumpai antara lain *sole mark*, perlapisan sejajar, dan *ripple mark*.

2.3.2. Vulkanik Piyabung (*Piyabung Volcanics*)

Vulkanik Piyabung tersusun oleh tuflitik, 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.

2.3.3. Formasi Haloq

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

2.3.4. Formasi Ingar

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

2.3.5. Formasi Dangkan

Formasi Dangkan tersusun oleh konglomerat basalt polemik yang berasosiasi dengan batupasir litik (*lithic arenite*). Batupasir berwarna putih kecoklantan, burbutir sedang hingga kerikil. Struktur sedimen yang dijumpai meliputi perlapisan silang planar, perlapisan sejajar, riak (*ripple marks*), dan *basal scours*. Ketebalan sekitar 600 meter yang berumur Eosen Akhir.

2.3.6. Formasi Silat (*Silat Shale*)

Formasi Silat terbagi menjadi dua bagian, yaitu bagian bawah berupa batulempung abu-abu gelap hingga hitam, sedangkan bagian atas terdiri dari persilangan

batupasir sangat halus hingga halus dengan lempung. Struktur sedimen meliputi riak, perlapisan silang skala kecil, laminasi terlipat (*slumped lamination*), *tool marks*, dan *load cast* yang berumur Eosen Akhir. Ketebalan mencapai lebih dari 200 meter.

2.3.7. Formasi Payak

Formasi ini tersusun oleh batupasir tufan yang lebih dominan (*tuffaceous quartz wacke*) yang bersilangan dengan batulempung berfosil. Batupasir pada formasi ini berwarna putih kotor hingga abu-abu terang, berbutir sangat halus, jarang sedang hingga kasar. Formasi ini berumur Eosen Akhir hingga Oligosen Awal dengan ketebalan 1750 meter. Struktur sedimen pada formasi ini yaitu perlapisan sejajar, perlapisan silang, dan riak.

2.3.8. Formasi Tebidah

Formasi ini tersusun oleh batupasir litik yang berselingan dengan batulempung hijau, merah, abu-abu. Pada bagian bawah formasi ini memperlihatkan batupasir dengan konglomerat tipis yang menindih langsung batuan dasar. Ketebalannya sekitar 1500 meter dan berumur Oligosen berdasarkan posisinya berada diatas Formasi Payak.

2.3.9. Formasi Sekayam

Formasi Sekayam tersusun oleh batupasir litik kehijauan – abu-abu dengan selingan batulempung hijau dan abu-abu, serta batupasir berbutir sedang hingga kasar, dengan struktur sedimen berupa perlapisan silang dan sejajar. Ketebalannya sekitar 1150 meter. Posisi formasi ini menindih Formasi Tebidah secara tidak selaras.

2.3.10. Formasi Sintang

Formasi Sintang adalah formasi termuda yang berupa tubuh intrusi yang terdiri dari berbagai jenis batuan beku seperti; mikro-diorit, granodiorit, dasir, andesit, riolit, basalt, dolerit, hingga gabro. Usia formasi ini ditetapkan sebagai Oligosen Akhir hingga Miosen Tengah.

Secara Fisiografi Cekungan Melawi secara umum terdiri atas Dataran Rendah Melawi di bagian utara dan Dataran Tinggi Schwaner di bagian selatan. Fisiogeografi

rincinya cekungan ini dibagi lagi dengan adanya Dataran Tinggi Beturan dan Pelataran Alat di bagian timur laut yang kemenerusannya terputus oleh dataran Rendah Melawi. Di bagian selatan dataran Rendah Sayan, dengan dicirikan oleh cekungan antar gunung membentuk fisiografi yang khas dan berkembang di sepanjang Sungai Pinoh di Pegunungan Schwaner. Tektoniknya dibangun oleh rangkaian Tersier Awal pada cekungan asimetris, yaitu Cekungan Melawi yang dialasi oleh batolit granit yang berumur Kapur dan metamorf regional Pinoh (Heryanto et al., 2012).

2.4. Tataan Tektonik dan Struktur Regional

Pada bagian utara Cekungan Sarawak yang berdekatan dengan Ketungau dan Melawi diketahui berkembang sebagai Cekungan Tanahmuka (*foreland basin*) sejak kala Eosen akibat tumbukan antara Kalimantan dan Blok Kontinen Luconia (Madon et al., 2013). Kondisi tektonik regional ini dipandang sebagai faktor utama yang mengontrol perkembangan Cekungan Melawi sehingga diklasifikasikan sebagai *retro-arc foreland basin*. Badaruddin et al., (2018) menguraikan evolusi tektonik dan pengisian sedimen cekungan ke dalam beberapa fase berikut.

2.4.1. 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 Formasi Selangkai (Madon et al., 2013). 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 5A.

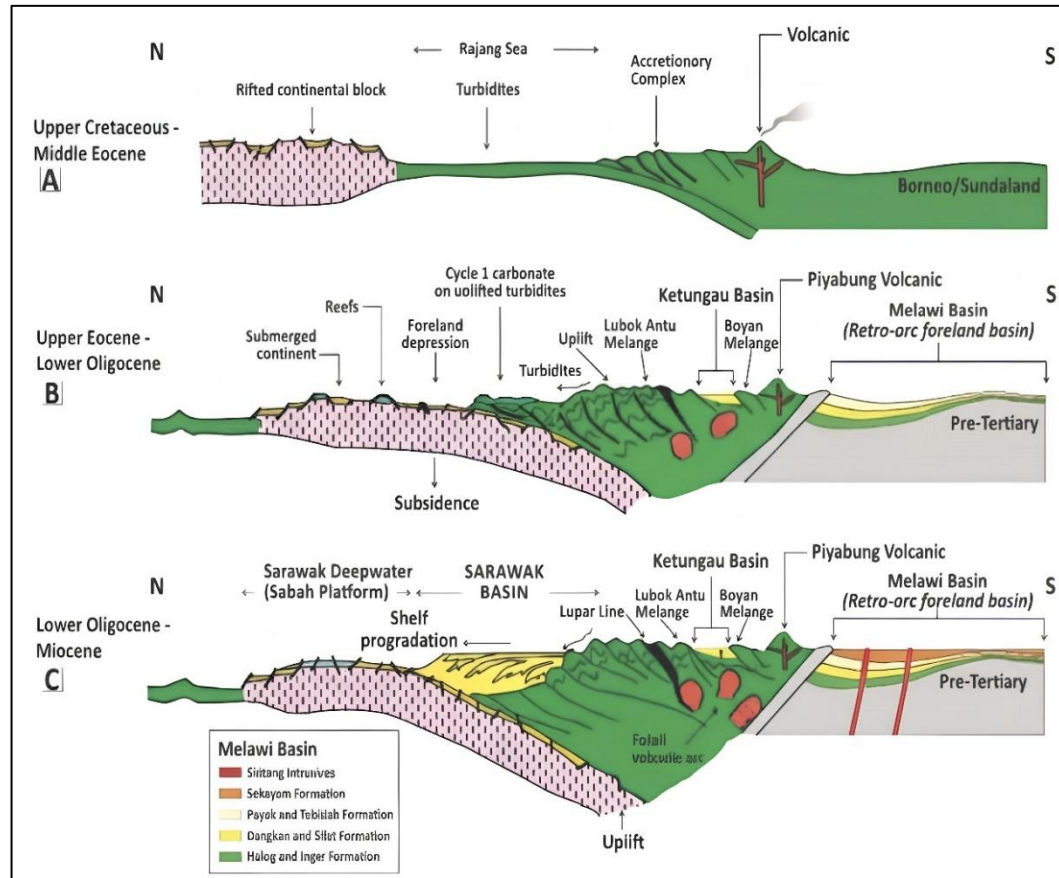
2.4.2. Eosen Akhir – Oligosen Awal

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 (Douteau, 1992). 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 5B.

2.4.3. 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 et al., 2013 dalam Badaruddin et al., 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 ditunjukkan pada Gambar 5C.



Gambar 5. Perkembangan Cekungan Melawi (Badaruddin et al., 2018).

2.5. Penelitian Terdahulu

Tabel 1. Penelitian Terdahulu

Penulis dan Judul Penelitian	Tahun	Studi Kasus
Badaruddin, D. F., Suyono, M. N., Baharuddin, P. A., & Saragih, R. Y. “ <i>Post-Mortem Analysis of Drilling Failure of The Kayan-1 and FR Wells</i> ”	2018	Cekungan Melawi di Kalimantan Barat merupakan cekungan sedimen Tersier yang berkembang dengan kontrol struktur dan aktivitas magmatik yang kuat. Secara stratigrafi, cekungan ini tersusun oleh Formasi Ingar, Dangkan, Silat, Payak, Tebidah, dan Sekayam yang berumur Eosen hingga Oligosen, dengan litologi utama berupa batupasir, serpih, batulempung, dan

<i>in the Melawi Basin, West Kalimantan.”</i>		batulanau. Perkembangan struktur geologi Cekungan Melawi sangat dipengaruhi oleh Intrusi Sintang berumur Oligosen–Miosen yang membentuk antiklin, sesar, serta sill intrusi yang memotong satuan sedimen. Aktivitas intrusi ini menyebabkan deformasi intensif, rekahan, dan ketidakselarasan struktural yang berperan penting dalam evolusi geologi cekungan, termasuk pembentukan dan modifikasi perangkat struktural serta jalur migrasi fluida ke permukaan
Yusriyah, D., Syafri, I., Mohamad, F., Ralanarko, D., & Aprillia, B.R. “<i>Carbon Capture and Storage (CCS) Potential at Low-Resistivity Reservoir Using Petrophysical Analysis Soka Jingga Field, Talang Akar Formation, Asri Basin</i>”	2024	<i>Carbon Capture and Storage (CCS)</i> sangat bergantung pada karakteristik reservoir batuan untuk menentukan kemampuan penyimpanan karbon dioksida (CO₂). Penelitian ini, menggunakan metode petrofisika untuk menganalisis parameter utama seperti <i>shale volume</i>, <i>porosity</i>, <i>water saturation</i>, dan <i>cutoff</i> pada interval <i>laminated sand</i> yang memiliki sifat heterogen. Porositas mengukur ruang kosong dalam batuan yang bisa diisi oleh CO₂, sehingga semakin besar kapasitas penyimpanan yang dimiliki reservoir tersebut. Nilai porositas yang ditemukan kisaran 23% sampai 35,5% dengan ketebalan reservoir antara 5,25 hingga 65 kaki, dinilai sangat baik untuk penyimpanan CO₂. Estimasi kapasitas penyimpanan CO₂ menunjukkan kapasitas yang tinggi, sehingga memperlihatkan bahwa reservoir dengan

		resistivitas rendah tetap prospektif untuk penyimpanan CO ₂ , serta menunjukkan adanya hubungan porositas antara porositas efektif dan kapasitas penyimpanan.
Wang, Q., Zhang, D., Li, Y., Li, C., & Tang, H. “ <i>Numerical simulation study of CO₂ storage capacity in Akuifer Saline Dalams</i> ”	2024	Penelitian ini bertujuan untuk mengavaluasi kapasitas penyimpanan CO ₂ pada sistem akuifer air asin melalui pemodelan numerik menggunakan MRST <i>toolbox</i> dengan metode <i>finite volume</i> . Peneliti membangun model geologi dan hidrodinamika dua fase (CO ₂ - <i>brine</i>) untuk mensimulasikan proses injeksi CO ₂ superkritis selama ratusan tahun, kemudian menganalisis bagaimana sifat fisik reservoir seperti porositas, permeabilitas, kedalaman, tekanan, dan temperatur mempengaruhi tekanan reservoir, pola migrasi <i>plume</i> CO ₂ , serta jumlah CO ₂ yang dapat disimpan secara aman. Hasil studi menunjukkan bahwa permeabilitas dan kedalaman reservoir memiliki pengaruh paling besar terhadap kapasitas penyimpanan dan kecepatan migrasi CO ₂ sementara porositas dan temperatur memberikan pengaruh yang relatif kecil.
Khan, M. N., Siddiqui, S., & Thakur, G. C. “ <i>Recent advances in geochemical and mineralogical studies on CO₂–brine–rock interaction for CO₂</i>	2024	Penelitian ini membahas mengenai bagaimana interaksi CO ₂ <i>brin rock</i> mempengaruhi sifat petrofisika, geokimia, dan mineralogi dalam konteks penyimpanan CO ₂ pada akuifer air asin, dengan menggabungkan hasil eksperimen laboratorium dan simulasi selama 25 tahun terakhir. Melalui pengamatan

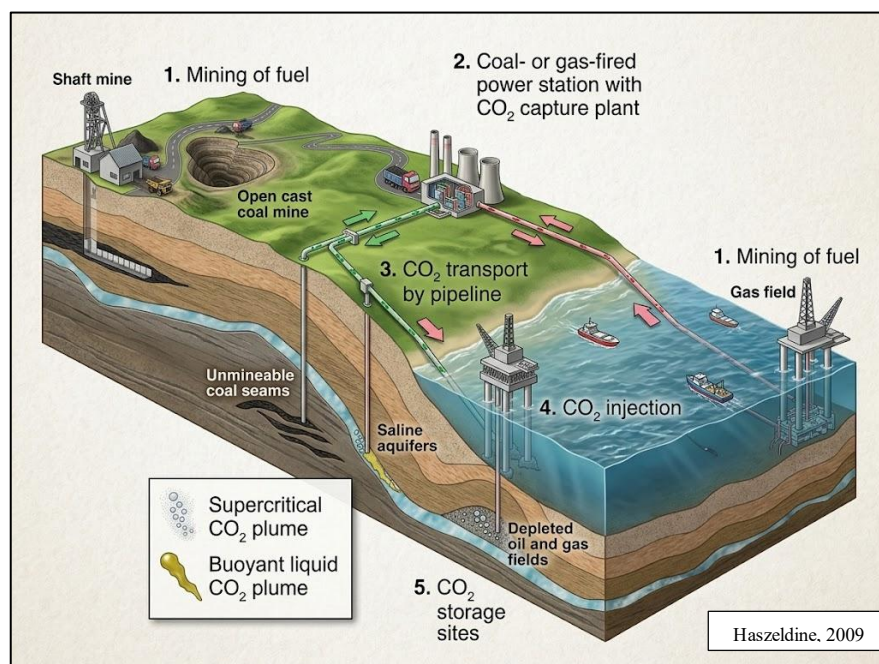
<i>sequestration:</i> <i>Laboratory and</i> <i>simulation studies”.</i>	menggunakan SEM, XRD, hingga pemindaian CT in situ, studi ini menunjukkan bahwa injeksi CO₂ superkritis menyebabkan proses pelarutan, presipitasi, dan mineralisasi yang dapat mengubah porositas, permeabilitas, serta stabilitas mekanik batuan reservoir maupun <i>caprock</i>. Hasil penelitian memperlihatkan terbentuknya pori baru, dan peningkatan ukuran pori hingga 21%, terbentuknya <i>wormhole</i> pada batuan karbonat, serta penurunan pH <i>brine</i> yang memicu reaksi pembentukan mineral sekunder yang penting bagi perangkat geokimia jangka panjang.
Amer, M., Mabrouk, W. M., Eid, A. M., & Metwally, A. “3D seismic modeling of the Amal oil field to evaluate CO₂ storage potential in depleted reservoirs, Southern Gulf of Suez”	2025 Penelitian ini melakukan evaluasi potensi penyimpanan CO₂ pada Lapangan Amal, <i>Gulf of Suez</i>, melalui integrasi pemodelan geologi 3D, interpretasi seismik, dan analisis petrofisika untuk memahami struktur perangkat, kualitas reservoir, dan kapasitas penyimpanan yang tersedia. Hasil studi menunjukkan bahwa reservoir <i>Upper Rudies</i> memiliki karakteristik yang sangat mendukung untuk injeksi CO₂, ditandai dengan <i>volume shale</i> rendah, porositas efektif sedang hingga tinggi, saturasi air rendah, serta permeabilitas rata-rata sekitar 10 mD terutama pada <i>blok horst</i> utama yang menjadi perangkat struktural dominan. Pemodelan 3D mengungkap bahwa daerah pusat dan barat laut lapangan merupakan zona dengan potensi penyimpanan tertinggi, dengan estimasi

kapasitas mencapai 3,6 hingga 48,5 juta ton CO₂. Temuan ini tidak hanya membuktikan bahwa reservoir terdeplasi di Amal dapat dimanfaatkan untuk penyimpanan karbon jangka panjang, tetapi juga menunjukkan peluang penerapan *Enhanced oil Recovery* (EOR) menggunakan injeksi CO₂ sebelum penyimpanan permanen.

III. TEORI DASAR

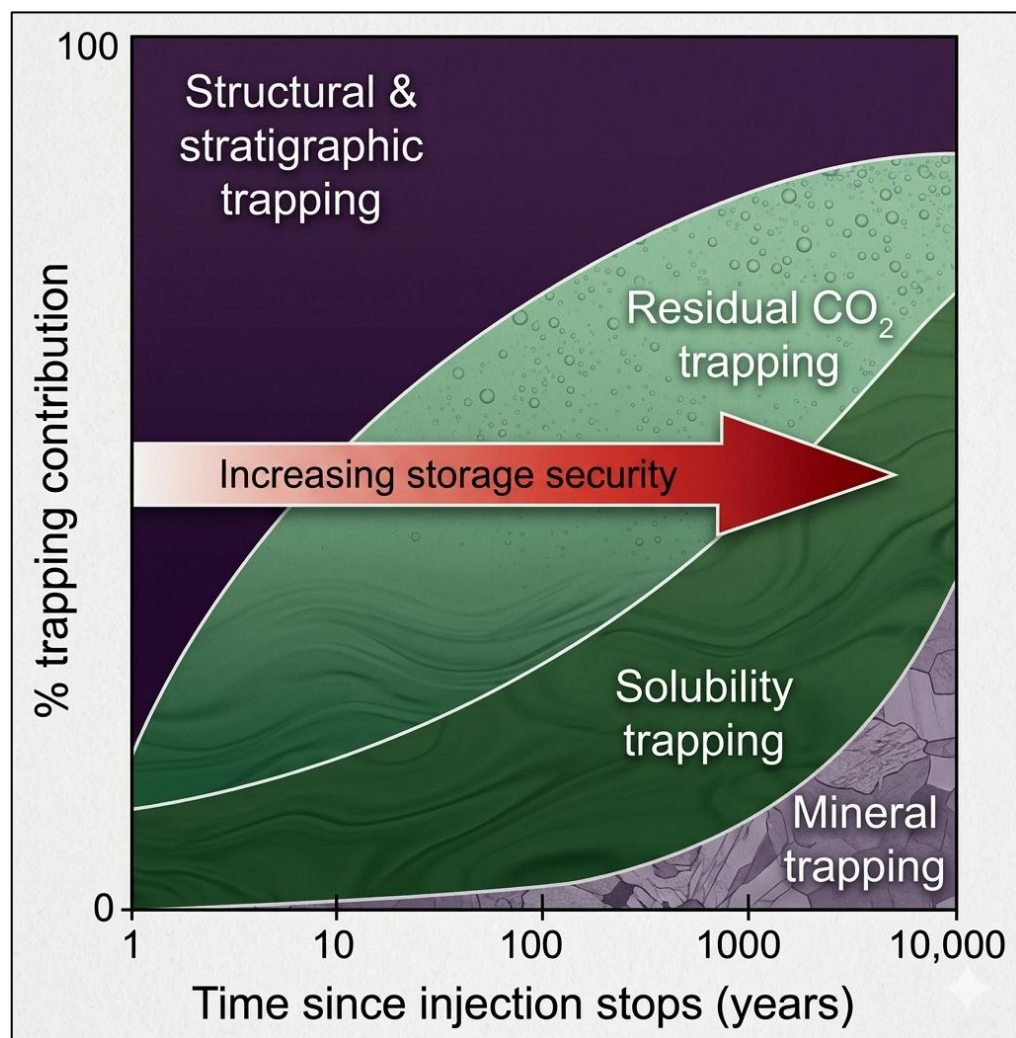
3.1. Carbon Capture and Storage

Carbon Capture and storage atau sering disebut sebagai *Carbon Capture and Sequestration* merupakan cara dalam mencegah CO₂ dalam jumlah banyak yang terlepas ke dalam atmosfer yang dihasilkan dari berbagai industri terutama industri migas (Prasetyo & Windarta, 2022). Teknologi ini merupakan kegiatan yang meliputi mereduksi emisi dari industri seperti fasilitas pengolahan gas alam dan pembangkit listrik (*source*) dengan cara menangkap CO₂ (*capture*) dari sumber-sumber emisi CO₂, kemudian mentransportasikannya ke lokasi penyimpanan CO₂ di *geological storage* (reservoir) yang sesuai seperti cadangan minyak dan gas yang telah kosong dan/atau masih tersisa, lapisan *saline aquifer*, lapisan batubara, dan formasi batuan lain yang sejenis pada Gambar 6 (Haszeldine, 2009).

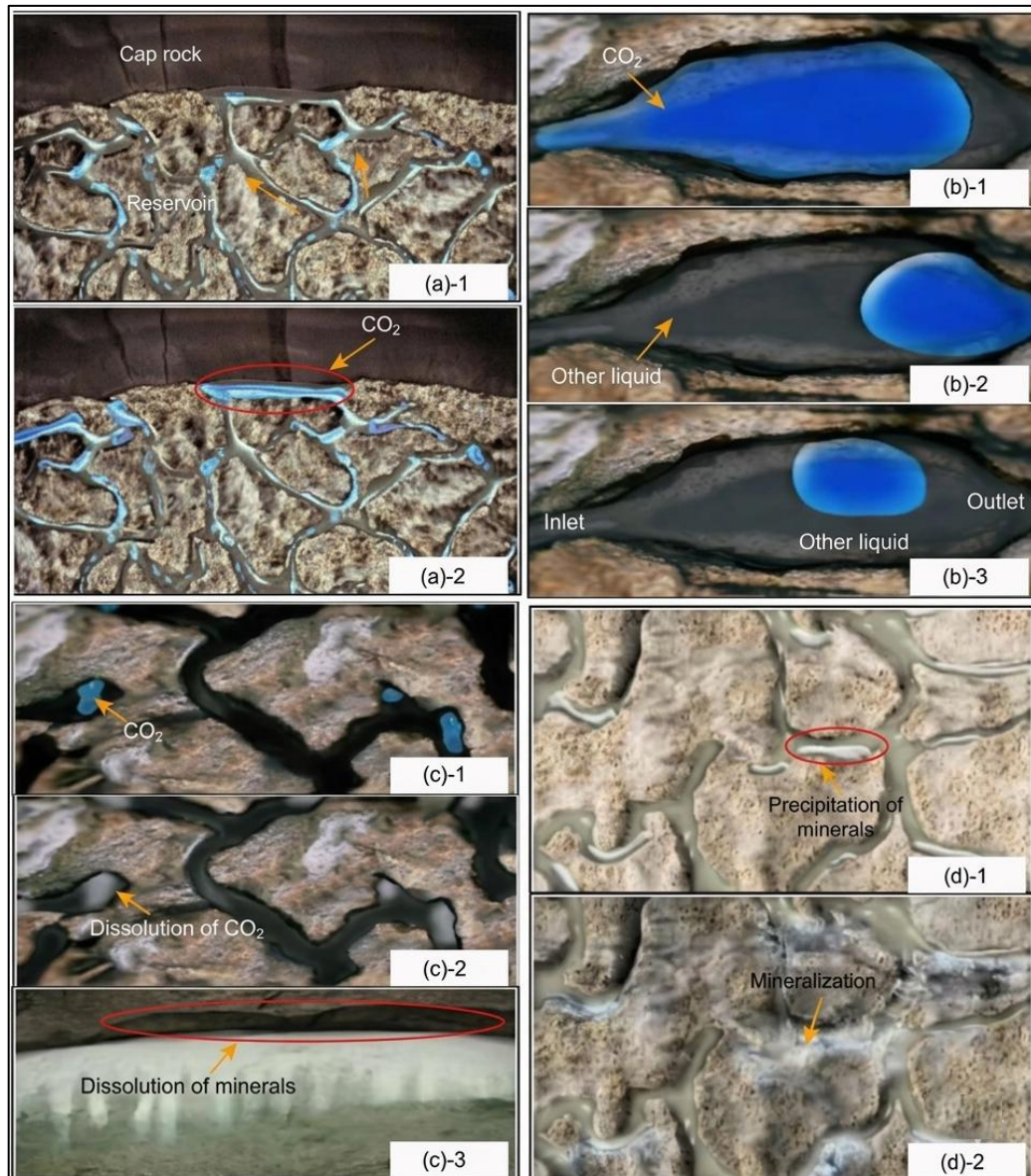


Gambar 6. Ilustrasi *Carbon Capture and Storage* (Haszeldine, 2009)

Elemen paling penting dari *containment* sistem adalah *top seal*, atau *caprock* yang membatasi *storage* formasi karena bersifat *impermeable* dan *faults* atau *fracture* yang melewatinya yang diartikan dapat menjadi celah CO₂ untuk keluar dari *storage* atau reservoir. Untuk menentukan probabilitas *containment* (atau risiko kebocoran), perlu untuk mengevaluasi berbagai sifat *caprock*, *faults* dan *fracture* serta efek hidrodinamika dan reaksi geokimia potensial dari sifat *caprock* dengan adanya CO₂ (Kaldi et al., 2013).



Gambar 7. Representasi umum mengenai evolusi mekanisme *trapping* dari waktu ke waktu (Benson & Cole, 2008)



Gambar 8. Mekanisme *geological storage* CO₂ untuk (a) *structural and stratigraphic trapping*, (b) *residual trapping*, (c) *solubility trapping*, dan (d) *mineral trapping* (Benson & Cole, 2008).

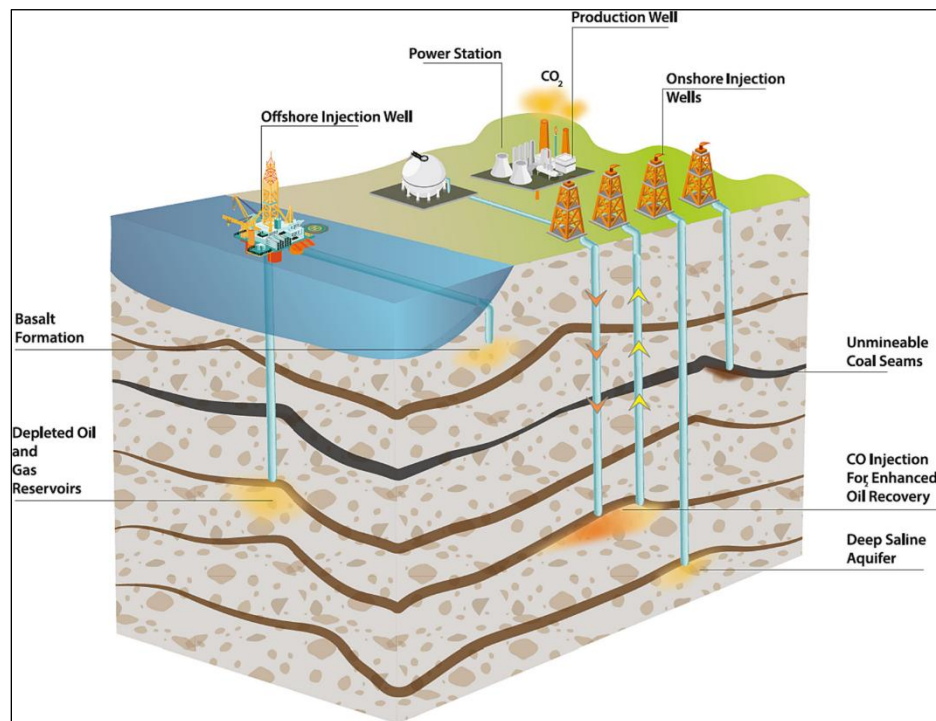
Berdasarkan Gambar 7 dan 8, terdapat 2 mekanisme penjebakan (*trapping mechanism*) untuk menyimpan CO₂ tetap aman dari kebocoran dan mempelajari karakteristik *storage* atau reservoir itu sendiri sebagai wadah. Karakterisasi reservoir inilah menjadi peran andil seorang Geofisikawan berdasarkan nilai-nilai fisis batuan dan fluida. *Trap* pertama, adalah *physical trapping* adalah proses di mana CO₂ mempertahankan sifat fisiknya setelah injeksi ke akuifer. Ini dapat dibagi

lagi menjadi perangkap *structural and stratigraphic* (hidrostratigrafi) dan residual (kapiler) (Juanes et al. 2006; Ajayi et al., 2019). *Trap* kedua, adalah *geochemical trapping* yang terjadi ketika CO₂ mengubah sifat fisik dan kimianya dengan mengalami serangkaian reaksi geokimia dengan pembentukan air garam dan batuan dan berhenti tetap dalam fase bergerak atau tidak bergerak. Secara *geochemical* dapat dibagi mejadi *solubility trapping* seperti halnya dimana gula larut dalam teh, CO₂ larut dalam fluida lain baik dalam fase superkritis atau gas. Perangkap kelarutan terjadi sebagai akibat dari pembubaran CO₂ dalam air garam, yang menyebabkan air garam jenuh CO₂ padat. Pada titik ini, ia berhenti menjadi fase terpisah yang menghilangkan efek daya apung (*buoyancy*). Adapun mineral *trapping* yang terjadi sebagai akibat dari konversi CO₂ menjadi kalsit karena reaksi dengan mineral padat. Perangkap ini diyakini relatif lambat karena terjadi selam/setelah *solubility trapping* dan dianggap sebagai bentuk penyimpanan yang paling permanen. Sehingga, *geochemistry trapping* memastikan hilangnya CO₂ sebagai fase terpisah dan semakin meningkatkan kapasitas penyimpanan, menjadikannya fitur penyimpanan jangka panjang yang sesuai (Ajayi et al., 2019).

Sebuah reservoir dikatakan baik untuk penerapan CCS apabila parameter dari keempat *trapping* terpenuhi. Secara struktur geologi, antiklin menjadi tempat berlabuh migrasi CO₂ karena migrasi yang terus mengarah ke atas permukaan bumi. Migrasi CO₂ di antiklin akan berlabuh pada batuan yang memiliki ruang pori yang baik untuk mengisolasi CO₂ supaya tidak bermigrasi lagi. CO₂ yang berada di pori batuan akan menjadi mineral apabila banyak berakumulasi dengan air (H₂O), hal ini yang mengunci keberadaan CO₂ untuk waktu yang lama atau permanen. Kondisi reservoir yang jenuh air dikatakan sebagai tipe *saline aquifer*. Sedangkan reservoir pasca-produksi biasanya masih terkandung sisa minyak dan gas, sehingga dikatakan tipe *depleted oil and gas*. (Ajayi et al., 2019).

3.2. Jenis-Jenis *Geological Storage*

Terdapat empat jenis opsi utama yang dapat dijadikan *geological storage* untuk penyimpanan geologis CO₂ dalam rangka mengurangi emisi GRK memasuki atmosfer ditampilkan pada Gambar 9.



Gambar 9. Opsi *geological storage* CO₂ (Bashir et al.,2024).

a. *Depleted reservoir*

Mereduksi CO₂ pada reservoir minyak dan gas yang mengalami penurunan produksi (*depleted reservoir*) sebagai penyimpan CO₂ sekaligus meningkatkan produksi minyak dan gas (EOR dan EGR). Opsi menjadi menarik karena ketersediaan infrastruktur dan terbukti mampu memerangkap dan menyimpan fluida hidrokarbon selama jutaan hingga ratusan juta tahun. Informasi dapat menjadi basis data penting untuk kapasitas penyimpanan CO₂. Namun, pemanfaatan infrastruktur yang sudah ada juga berisiko, terutama jika materialnya rentan terhadap korosi akibat paparan CO₂. Jenis opsi ini menjadi salah satu opsi yang akan diterapkan di Indonesia, yang mana berdasarkan riset Lemigas Kementerian ESDM memiliki potensi penyimpanan CO₂ pada *depleted oil and gas* reservoir mencapai 4,8 gigaton dengan persebaran di Sumatra, Jawa, Kalimantan, Sulawesi, dan Papua (KESDM, 2024). Dalam

menghitung sumber daya penyimpanan CO₂ pada *geological storage* berupa *depleted oil and gas* reservoir dapat menggunakan Persamaan 1 sebagai berikut (Goodman et al., 2011):

$$G_{CO_2} = A h_n \phi_e (1 - S_{wi}) B \rho_{CO_2std} E_{oil/gas} \quad (1)$$

Keterangan:

G_{CO_2} : estimasi kapasitas CO₂ *storage* (tonnes)

A : luas area yang mendefinisikan reservoir minyak atau gas (m²)

B : faktor volume pembentukan fluida

S_{wi} : rata-rata saturasi air (%)

h_n : ketebalan *net oil & gas* (m)

ϕ_e : porositas efektif (%)

ρ_{CO_2std} : standar densitas CO₂ (kg/m³)

$E_{oil/gas}$: faktor efisiensi pada *storage oil & gas*

Dimana, pada faktor efisiensi *storage oil and gas* diperoleh dari data EOR CO₂ lokal sebelumnya atau simulasi reservoir sebagai volume standar CO₂ per volume OOIP.

b. Batubara (*unmineable*)

Batubara (*unmineable*) yang tidak memungkinkan untuk ditambang dapat dialihfungsikan sebagai penyimpanan CO₂ (Pan et al., 2017). Selain menyimpan juga dapat meningkatkan produksi gas metana batubara (ECBM) (Talapatra, 2020). Batubara memiliki afinitas yang lebih tinggi terhadap CO₂ dibandingkan dengan metana (CH₄) (Shi & Durucan, 2005). Hal inilah yang menjadikan CO₂ menggantikan posisi gas metana di lapisan batubara (Pan & Connell, 2007). Gas metana pada batubara atau dikenal dengan *Coal Bed Methane* (CBM) akan diproduksi dan digunakan sebagai sumber energi bersih untuk menggantikan bahan bakar fosil. Pada penelitian yang dilakukan oleh (Saghafi et al., 2007) menunjukkan bahwa sumber daya batubara di negara bagian New South Wales, memungkinkan potensi penyerapan CO₂. Namun, terdapat beberapa kekurangan dari penyimpanan CO₂ pada lapisan batubara, diantaranya kurang layak pada lapisan batubara tipis (1-5m), memiliki permeabilitas yang jauh lebih rendah yaitu 1-5 milliDarcy ($1-5 \times 10^{-15} \text{m}^2$), dan

dapat mengalami patahan. Terdapat banyak lapisan batubara mengandung metana, tetapi permeabilitasnya buruk, hal ini menjadikan butuh banyak sumur untuk menginjeksi CO₂ dengan penyebaran geografis yang luas. Inilah yang menjadikan penyimpanan pada *depleted* reservoir dan *saline aquifer* lebih diandalkan (Haszeldine, 2006).

Dalam menghitung sumber daya penyimpanan CO₂ pada *geological storage* berupa batubara (*unmineable*) dapat menggunakan Persamaan 2 sebagai berikut (Goodman et al., 2011):

$$G_{CO_2} = A h_g C_{s,max} \rho_{CO_2std} E_{coal} \quad (2)$$

Keterangan:

G_{CO_2} : estimasi kapasitas CO₂ storage (tonnes)

A : total luas area (m²)

h_g : ketebalan *gross formation* (m)

$C_{s,max}$: volume CO₂ standar maksimum yang diserap

ρ_{CO_2std} : standar densitas CO₂ (kg/m³)

E_{coal} : faktor efisiensi pada *storage coal*

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

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

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

c. *Saline aquifer*

Mereduksi CO₂ pada akuifer dalam berair asin (*saline aquifer*) ditujukan hanya untuk penyimpanan CO₂ karena tingkat salinitas airnya yang tinggi menjadikan air ini tidak cocok untuk dijadikan air konsumsi atau kegunaan lainnya. Pada opsi ini menjadi salah satu *geological storage* penyimpanan CO₂ dalam skala besar secara aman. Dimana CO₂ bereaksi dengan air asin akan mengalami mineralisasi dan pengendapan seiring waktu sehingga aman dari

kebocoran. Keberhasilan secara teknologi dari penyimpanan CO₂ pada *geological storage* berupa *saline aquifer* telah ditunjukkan oleh proyek-proyek percontohan (Frio, Ketzin, Nagaoka, Kemitraan Regional AS) dan operasi komersial (Sleipner, In Salah) (Michael et al., 2010). Namun, kelemahan dari opsi ini yaitu membutuhkan biaya investasi yang besar untuk eksplorasi dan appraisal dengan ketersediaan data *subsurface* lebih minim dibandingkan *depleted* reservoir (Putri et al., 2024). Selain *depleted* reservoir, opsi ini memiliki potensi penyimpanan CO₂ cukup meyakinkan mencapai 573 gigaton *saline aquifer* (KESDM, 2024).

Dalam menghitung sumber daya penyimpanan CO₂ pada *geological storage* berupa *saline aquifer* dapat menggunakan Persamaan 3, sebagai berikut (Goodman et al., 2011):

$$G_{CO_2} = A_t h_g \phi_{tot} \rho E_{saline} \quad (3)$$

Keterangan:

G_{CO_2} : estimasi kapasitas CO₂ storage (tonnes)

A_t : total luas daerah (m²)

h_g : ketebalan *gross formation* (m)

ϕ_{tot} : porositas total (%)

ρ_{CO_2} : densitas CO₂ (kg/m³)

E_{saline} : faktor efisiensi pada *saline aquifer*

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

Tabel 3. Faktor efisiensi *storage saline aquifer* (Goodman et al., 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. Pemerangkapan CO₂ pada batuan mafik - ultramafik (ofiolit). Pada proses ini akan terbentuk mineral karbonat akibat dari breaksinya CO₂ terhadap batuan

ofiolit. Proses karbonisasi yang lama menjadi kelemahan dari opsi *geological storage* ini. Hal ini yang menjadikan untuk sementara opsi ini belum dapat diimplementasikan, dan para peneliti sedang terus melakukan riset untuk mempercepat proses tersebut (Nugroho & Bachri, 2015).

Geological storage terdiri dari reservoir dan batuan penutup (*seal*), selalu ditemukan dalam cekungan sedimen. Oleh karena itu, pencarian *geological storage* harus mengacu pada peta cekungan sedimen dengan jenis bervariasi di setiap cekungan (Nugroho & Bachri, 2015). Sebagian besar proyek di Eropa mengikuti pedoman *Geo-Capacity Project*, yang menetapkan kriteria utama reservoir ideal memiliki porositas dan permeabilitas yang baik, dengan kedalaman 800-2500 meter di bawah permukaan laut, sedangkan *seal* optimal memiliki porositas dan permeabilitas rendah, tersusun dari batulumpur, dengan ketebalan lebih dari 50 meter penyimpanan geologi CO₂ (Maiorana et al., 2024). Batas kedalaman 800 meter dipilih sebagai acuan umum untuk mencapai tekanan dan temperatur yang memungkinkan CO₂ berada dalam fase cair dengan densitas tinggi (*fase superkritik*). Namun, kedalaman ini dapat bervariasi menyesuaikan pada kondisi geologi di setiap lokasi (Goodman et al., 2011).

3.3. Konsep Dasar *Well Logging* dan Analisis Petrofisika

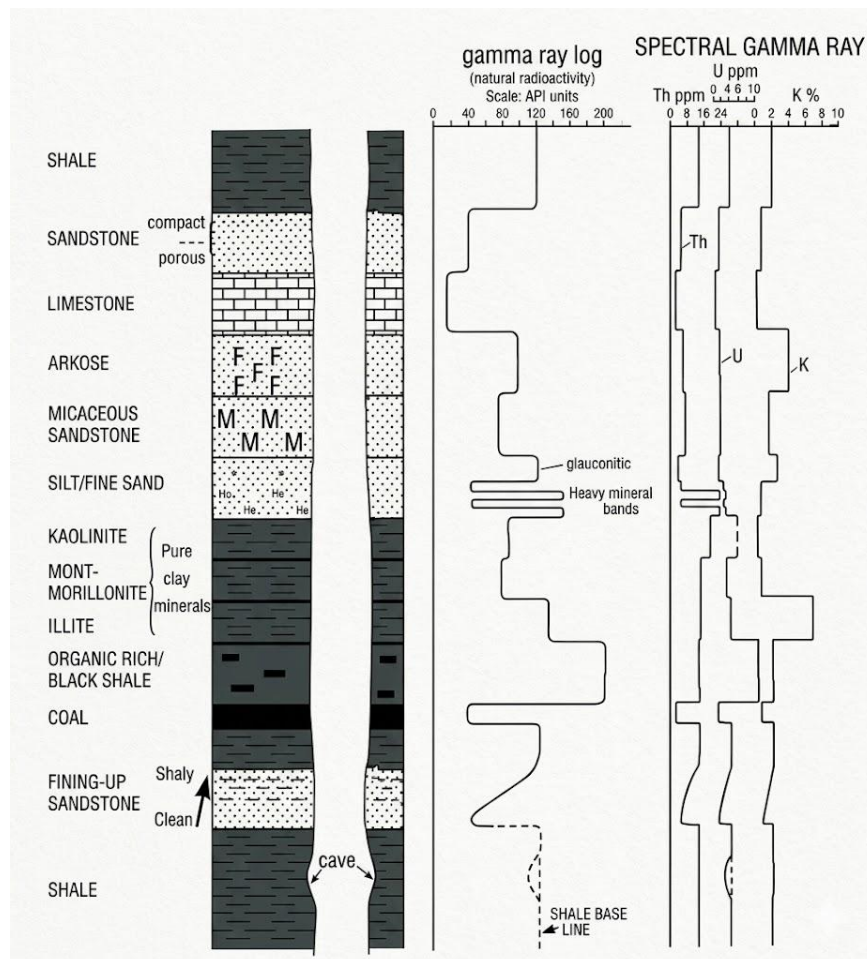
Well Logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Dewanto & Yuliantina, 2021). Metode *well logging* menghasilkan tingkat akurasi data yang relatif tinggi dibandingkan dengan metode lain, sehingga metode ini masih menjadi pilihan utama perusahaan dalam melakukan eksplorasi meskipun memerlukan biaya yang relatif mahal. Tujuan dilakukannya *logging* yaitu untuk mengidentifikasi dan mencari lapisan *permeable*, menentukan litologi dan porositas batuan, menentukan nilai resistivitas air formasi dan menentukan cadangan hidrokarbon yang tersedia dilapisan tersebut (Harisun et al., 2016).

3.3.1. Jenis-jenis Log

Terdapat beberapa jenis log yang digunakan dalam penelitian ini antara lain log *gamma ray*, log resistivitas log SP, log porositas, dan log caliper.

3.3.1.1. Log *Gamma Ray*

Log *gamma ray* (Gambar 10) merupakan metode untuk mengukur radiasi sinar *gamma* yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat disekitar lapisan batuan lubang bor. Radioaktifitas alami yang terukur berasal dari tiga unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu *uranium* (U), *thorium* (Th), dan *potassium* (K) yang secara berkelanjutan memancarkan sinar *gamma* dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi (Rider, 2002). Biasanya unsur U, Th, dan K merupakan kandungan alami dari mineral lempung atau serpih. Oleh karena itu, fungsi utama log GR dalam aplikasi stratigrafi dan geologi minyak bumi adalah untuk membedakan antara lapisan permeabel dan lapisan impermeabel.



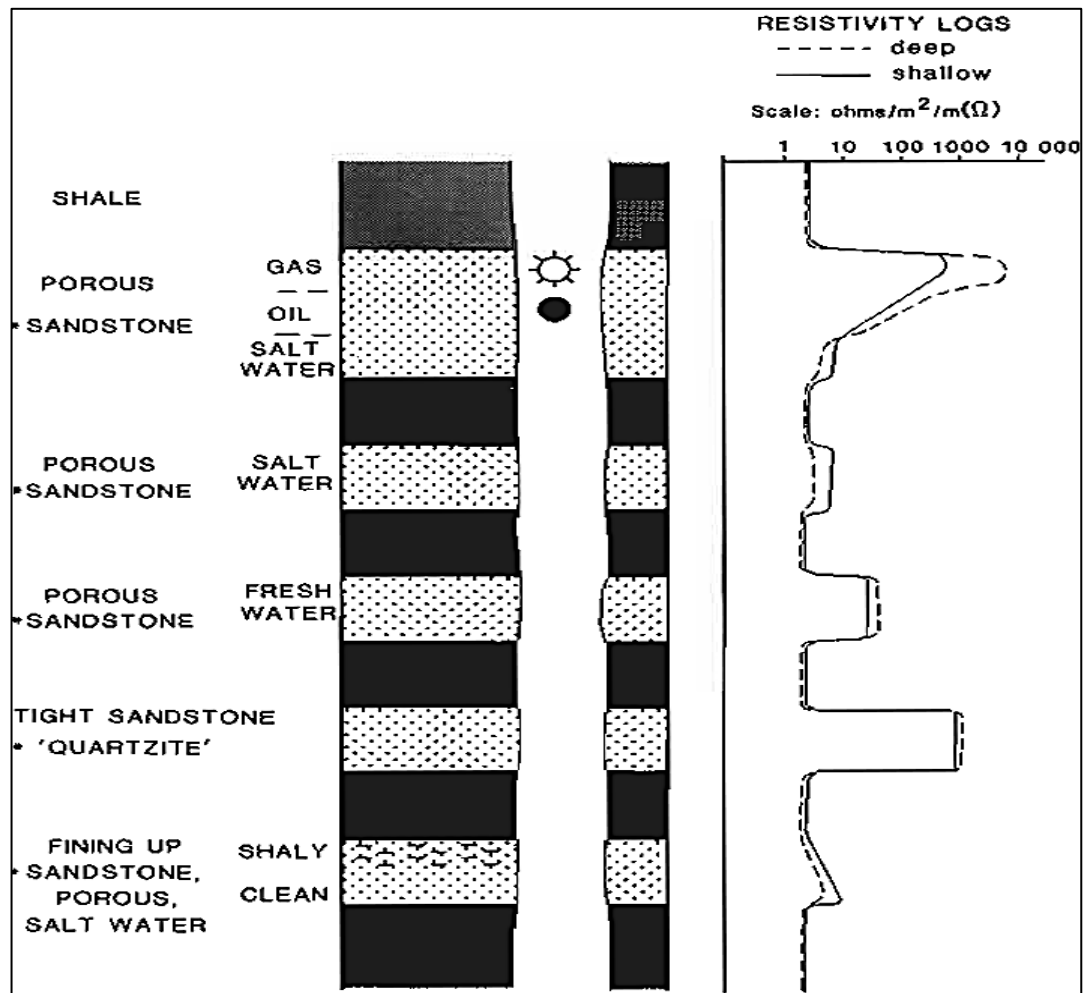
Gambar 10. Respon Log *Gamma Ray* (Rider, 2002).

3.3.1.2. Log Resistivitas

Setiap batuan memiliki karakteristik tersendiri maupun dalam sifat kelistrikannya. Salah satu sifat batuan tersebut adalah tahanan jenis (resistivitas) yang menunjukkan kemampuan batuan tersebut untuk menghantarkan arus listrik. (Aref & Saad, 2012). Menurut Harsono (1997) log resistivitas dapat dibedakan menjadi beberapa macam yaitu:

1. *Deep Induction* (ILD) yaitu pengukuran dengan jangkauan yang paling dalam untuk mengukur nilai resistivitas suatu formasi pada daerah *uninvaded zone*.
2. *Deep Laterolog* (LLD) yaitu pengukuran nilai resistivitas dengan jangkauan yang sedang pada daerah *transition zone*.
3. *Shallow laterolog* (LLS) yaitu pengukuran nilai resistivitas dengan jangkauan yang dangkal pada daerah *flushed zone*.

Log resistivitas mengukur resistivitas bawah permukaan dengan cara menghasilkan arus pada lubang bor, dan mengukur respon formasi terhadap arus yang diberikan. Terdapat dua jenis metode log resistivitas berdasarkan metode injeksi arusnya, yaitu log induksi dan *laterolog*. Log induksi memancarkan arus bolak balik berfrekuensi tinggi, dan memperoleh nilai konduktivitas batuan yang berhubungan dengan resistivitas (Antony et al., 2023). Berikut Gambar 11, menampilkan terkait respon log resistivitas.

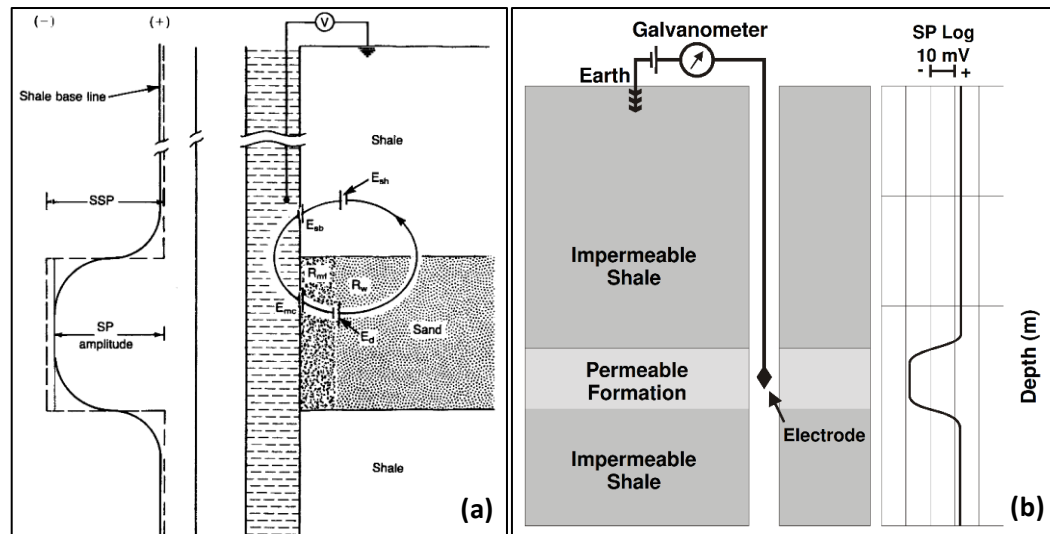


Gambar 11. Respon Log Resistivitas (Rider, 2002).

3.3.1.3. Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log *spontaneous potential* merupakan jenis log hasil suatu pengukuran yang menunjukkan besaran perbedaan potensial antara elektroda yang terletak di permukaan dan elektroda bergerak di dalam lubang bor. Secara prinsip, defleksi yang tercatat pada log ini disebabkan oleh perbedaan salinitas antara lumpur pengeboran dan fluida yang terkandung dalam lapisan batuan. Perbedaan ini menghasilkan defleksi negatif atau positif pada kurva SP ketika melewati batuan yang permeabel. Pada Gambar 12A dan Gambar 12B, menunjukkan bahwa kurva SP bergerak ke kiri (defleksi negatif; $R_{mf} > R_w$) atau ke kanan (defleksi positif; $R_{mf} < R_w$) dari garis dasar serpih, maka hal tersebut menunjukkan adanya zona permeabel seperti batupasir atau *sandstone* dan ketika tidak terjadinya defleksi,

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



Gambar 12. Respon log *spontaneous potential* (a) (Dewan, 1983) dan (b) (Glover, 2000).

Selain mengidentifikasi zona permeabel, log SP dapat diterapkan dalam penentuan batas-batas lapisan permeabel. Namun, log SP tidak dapat direkam dalam lubang sumur yang berisi lumpur nonkonduktif, karena diperlukan medium penghantar arus listrik antara elektroda alat dan formasi (Harsono, 1997).

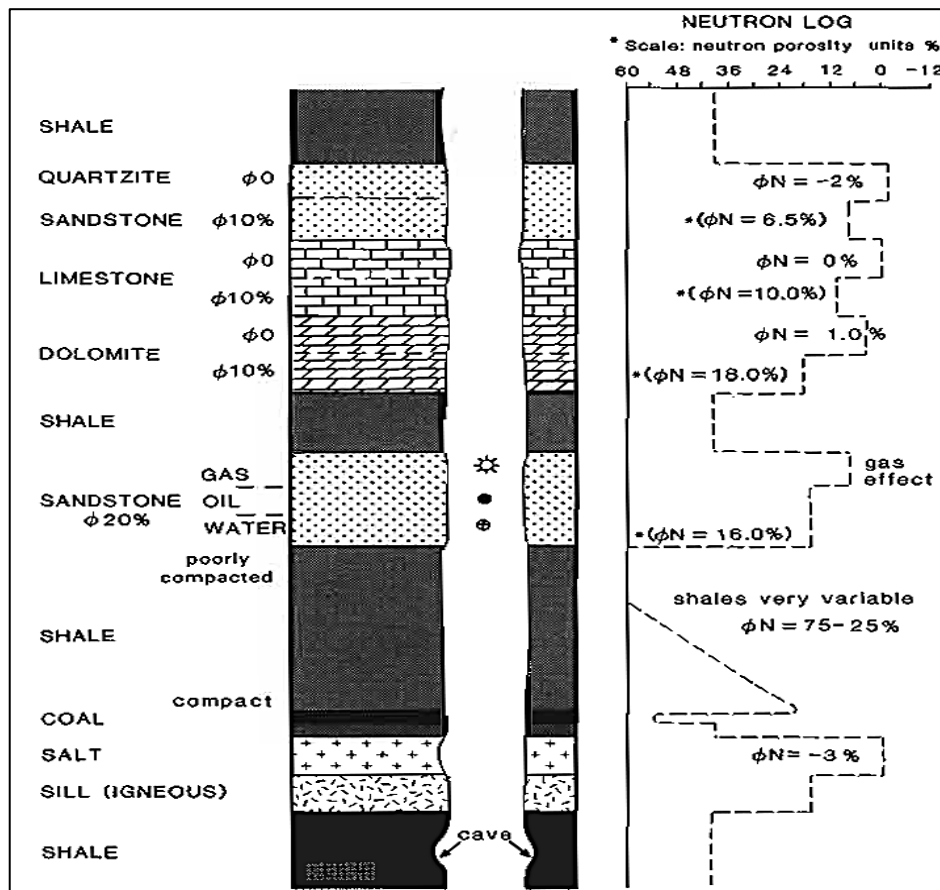
3.3.1.4. Log Porositas

Log porositas ini terdiri dari Log Neutron, Log Densitas, dan Log Sonik. Untuk semua log ini, respon alat dipengaruhi oleh porositas formasi, fluida, dan matriks (Schlumberger, 1989).

a) Log Neutron (NPHI)

Prinsip dasar log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menambahkan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi

(ϕN) (Rider, 2002). Oleh karena itu, jumlah energi neutron yang hilang secara substansial bergantung pada jumlah atom hidrogen dalam formasi tersebut. Kurva respon dari log neutron pada Gambar 13.



Gambar 13. Respon Log Neutron (Rider, 2002).

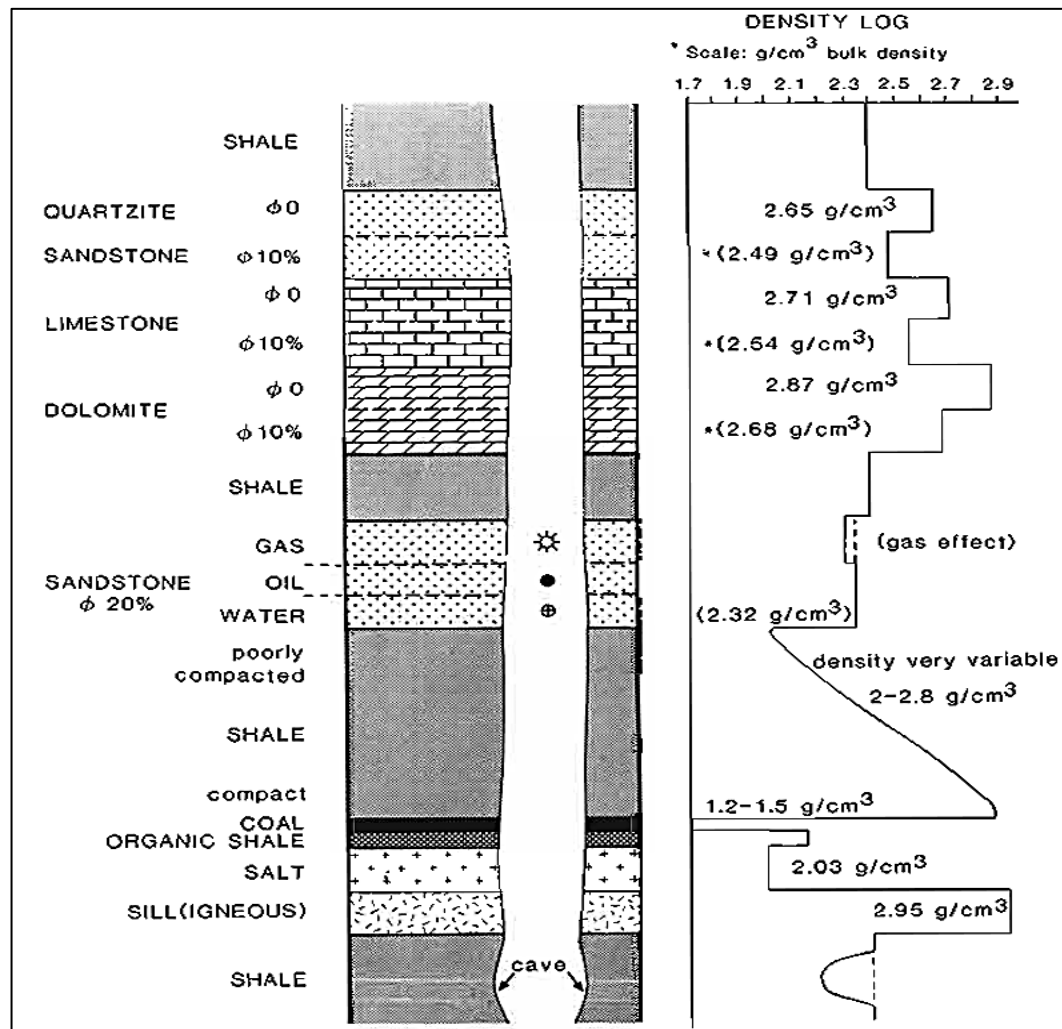
Berikut beberapa faktor yang akan mempengaruhi nilai porositas pada kurva neutron, yaitu sebagai berikut (Telford et al., 1990 dalam Kumalasari, 2018):

1. *Shale* atau *clay*, porositas neutron akan meningkat ketika *shale* hadir dalam lapisan yang dapat mengalirkan fluida (permeabel).
2. Adanya kandungan air asin atau air tawar, harga porositas neutron akan meningkat ketika terdapat kehadiran kandungan air asin maupun air tawar.
3. Adanya kandungan minyak, harga porositas neutron akan mengalami penurunan ketika terdapat sedikit persentase air dalam batuan yang didominasi oleh minyak.

4. Adanya kandungan gas, akan menunjukkan harga porositas neutron mendekati batuan yang kompak yaitu antara 2 sampai 6%, hal ini terjadi ketika lapisan tersebut mengandung gas dan sedikit mengandung air.

b) Log Densitas (RHOB)

Log Densitas diukur dalam g/cm^3 (atau Kg/m^3 atau Mg/m^3). Densitas *bulk* adalah densitas seluruh formasi (bagian padat dan cair) yang diukur oleh alat. Densitas matriks adalah densitas kerangka padat batuan (Rider, 2002). Prinsip kerja log ini adalah memancarkan sinar *gamma* dari sumber radiasi yang diletakan pada dinding bor. Saat sinar *gamma* menembus batuan sinar akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, sehingga mengakibatkan sinar *gamma* akan kehilangan sebagian dari energinya dan sebagian lagi akan dipantulkan kembali dan ditangkap oleh detektor yang diletakan diatas sumber radiasi. Respon log densitas pada lapisan batupasir menunjukan nilai yang rendah tergantung pada porositas batuan yang ada, ditunjukkan pada Gambar 14. Tujuan utama dari penggunaan log densitas adalah untuk menentukan porositas dengan mengukur densitas *bulk* batuan. Selain itu, log ini juga dapat digunakan untuk mendeteksi keberadaan hidrokarbon atau air. Ketika digunakan bersama-sama dengan neutron log, log densitas dapat membantu menentukan densitas hidrokarbon (ρ_h) dan mendukung evaluasi lapisan *shale* (Asquith & Krygowski, 2004).



Gambar 14. Respon Log Densitas (Rider, 2002).

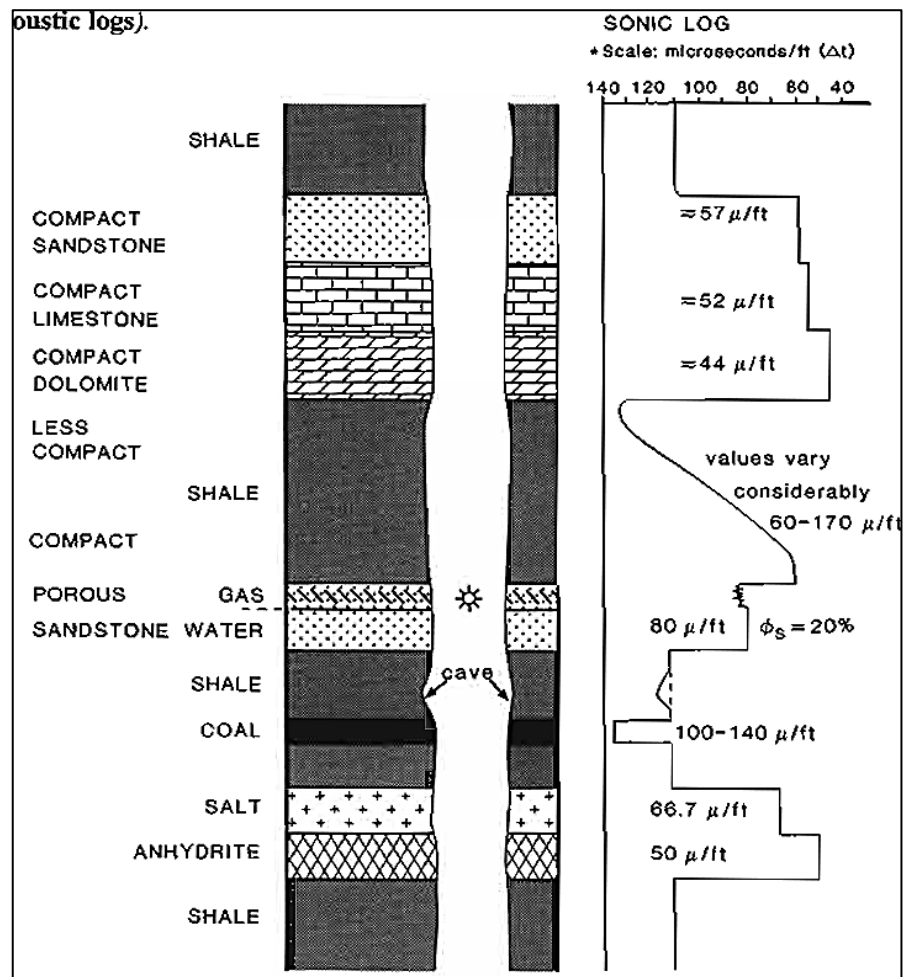
Biasanya digunakan tabel densitas batuan untuk menggolongkan jenis litologi batuan dari hasil pemboran sumur, untuk nilai densitas batuan yang ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Densitas matriks litologi batuan (Telford et al., 1990).

Litologi/Material	Densitas ($\rho_{ma}(g/cm^3)$)
Batu pasir	1.61 – 2.76
Batu gamping	1.93 – 2.90
Dolomit	2.28 – 2.90
Anhidrit	2.29 – 3.00
Garam	2.10 – 2.60

c) Log Sonik (DT)

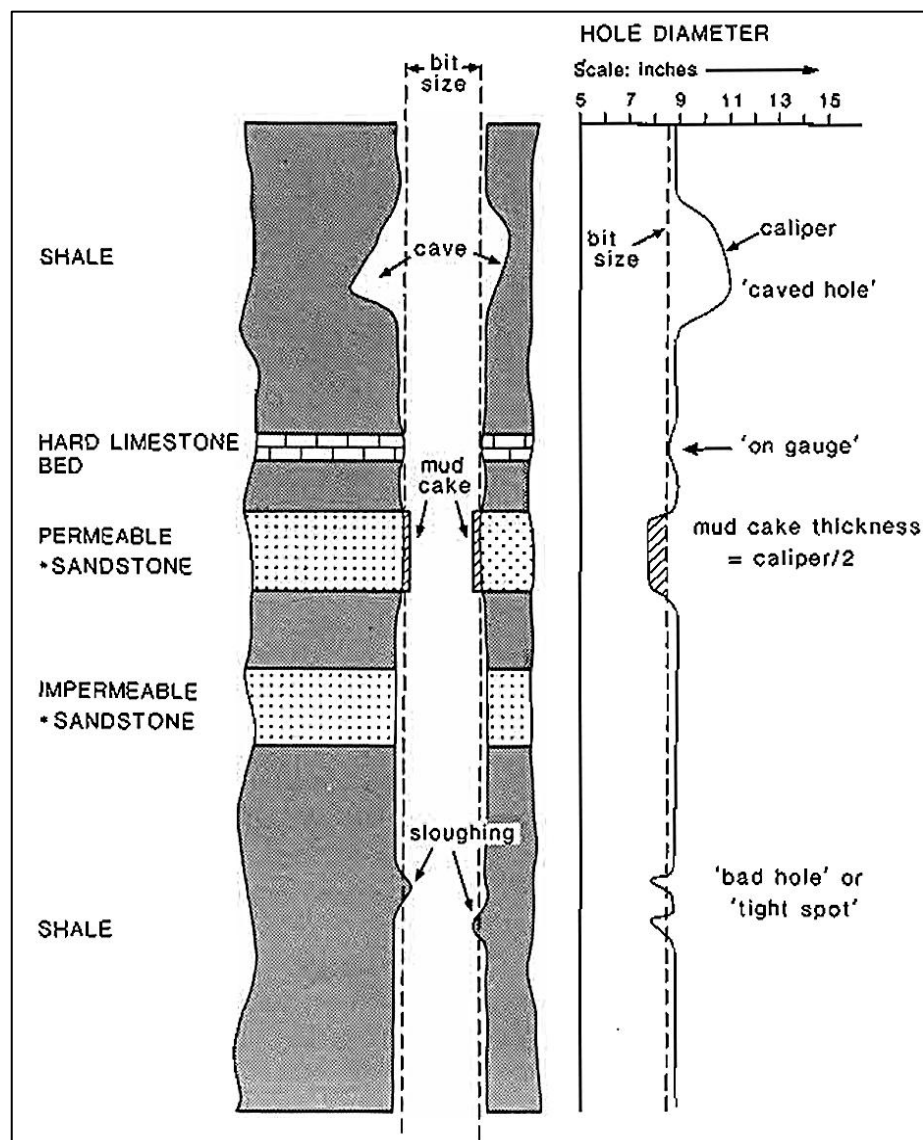
Log sonik adalah suatu log yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas batuan sebagaimana seperti pada log densitas dan log neutron. Log sonik merupakan log yang menggambarkan waktu dari kecepatan suara yang dikirim atau dipancarkan kedalam formasi yang mana pantulan suara yang kembali akan diterima oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut dengan “*Interval Transit Time*” atau DT (Siallagan, 2017). Secara kualitatif, log sonik dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir - serpih. Log ini juga dapat digunakan untuk identifikasi litologi, penentuan batuan induk, kompaksi normal, *overpressure*, dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 2002). Objektif dari log sonik adalah mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu ditunjukkan pada Gambar 15.



Gambar 15. Respon Log Sonik (Rider, 2002).

3.3.1.5. Log Caliper

Log caliper pada Gambar 12 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 16. Respon Log Caliper (Rider, 2002).

3.3.2. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika memainkan peran penting dalam menentukan zona potensial hidrokarbon, karena analisis ini diperlukan untuk penentuan nilai petrofisika yang kemudian menjadi parameter dalam menentukan apakah suatu zona dapat dianggap sebagai reservoir atau tidak (Pratama et al., 2018). Parameter petrofisik bisa ditentukan secara langsung melalui sampel batuan hasil inti bor maupun dari hasil rekaman sumur. Parameter utamanya adalah kandungan serpih, porositas, saturasi air dan permeabilitas (Asquith et al, 1982).

a. Volume Shale

Analisis petrofisika secara kuantitatif diawali oleh perhitungan *shale content* atau *volume shale* (V_{sh}) pada data sumur dengan interpretasi *gamma ray*. Metode linier menjadi salah satu metode perhitungannya, yang ditunjukkan pada Persamaan 4 sebagai berikut:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (4)$$

Keterangan:

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

GR_{log} : nilai *gamma ray* log respon

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

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

Tabel 5. Klasifikasi formasi batuan berdasarkan V_{sh} (Kamel & Mabrouk, 2003).

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

Tabel 5 menampilkan klasifikasi formasi batuan berdasarkan *volume shale*. Kandungan serpih (*volume shale*) merupakan nilai yang menunjukkan rasio banyaknya kandungan *shale* pada suatu batuan. Hal ini memiliki dampak signifikan pada sifat batuan karena *shale* bersifat impermeabel, yang berarti tidak memungkinkan aliran fluida. Semakin banyak kandungan *shale* dalam batuan,

semakin besar kemungkinannya untuk menghambat aliran fluida, menjadikan batuan tersebut kurang ideal sebagai reservoir (Ulum et al., 2014).

b. Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume ruang pori terhadap volume total dari suatu batuan. Pada dasarnya porositas suatu reservoir terdiri dari porositas total dan porositas efektif (Harsono, 1997). Perhitungan porositas dapat dilakukan dengan interpretasi log densitas, log neutron-densitas dan log sonik. Koesoemadinata (1980), mengelompokkan pembentukan porositas terbagi menjadi dua yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer atau antar butir dibentuk pada waktu batuan diendapkan, tergantung pada faktor sedimentasi. Berdasarkan Boggs (2009) porositas primer terbagi menjadi dua tipe yaitu porositas *intergranular* (antarpartikel) dan porositas *intragranular* (intrapartikel). Pada umumnya porositas primer merupakan sifat porositas batuan pasir dan klastik. Sedangkan, porositas sekunder merupakan porositas terinduksi yang berarti porositas ini terbentuk oleh beberapa gejala luar. Porositas sekunder adalah porositas yang terbentuk setelah proses pengendapan batuan sedimen. Porositas sekunder terbagi menjadi beberapa tipe yaitu larutan, interkristalin, dan retakan (Boggs, 2009). Pada umumnya, porositas sekunder mengubah bentuk hubungan antar pori-pori, sehingga mempengaruhi permeabilitas. Adapun penyebab terbentuknya rekahan antara lain: dilatasi pada gejala struktur, pengembangan batuan pada penghilangan beban yang berada di atasnya dan reduksi volume karena kompaksi.

Ditinjau dari teknik reservoir maka porositas terdapat dua tipe yaitu porositas total dan porositas efektif. Porositas total adalah perbandingan antara volume seluruh pori batuan dengan volume total batuan. Pada umumnya, porositas total merupakan pori batuan yang saling terhubung maupun tidak saling terhubung. Porositas efektif didefinisikan sebagai perbandingan volume pori yang saling berhubungan dengan volume total batuan (Dewanto, 2009). Pada umumnya, porositas efektif merupakan bagian dari porositas total. Dengan demikian, porositas efektif biasanya lebih kecil dari pada rongga pori-pori total yang berkisar dari 10 – 15%. Perhitungan porositas

ditunjukkan pada Persamaan 5 hingga Persamaan 10 sebagai berikut (Kumalasari et al., 2018).

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (5)$$

$$\phi_{D_{sh}} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{b_{sh}}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (6)$$

$$\phi_{D_c} = \phi_D - (\phi_{D_{sh}} \times V_{sh}) \quad (7)$$

$$\phi_{N_c} = \phi_N - (\phi_{N_{sh}} \times V_{sh}) \quad (8)$$

$$\phi_{total} = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (9)$$

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{(\phi_{D_c})^2 + (\phi_{N_c})^2}{2}} \quad (10)$$

Keterangan:

ϕ_D : porositas *density*

ϕ_N : porositas *neutron*

ρ_{ma} : densitas matriks batuan

ρ_b : densitas *bulk* batuan dari pembacaan kurva log RHOB

ρ_f : densitas fluida (*fresh water* 1.0, *salt water* 1.1)

ϕ_{D_c} : porositas neutron terkoreksi

ϕ_{N_c} : porositas densitas terkoreksi

$\phi_{D_{sh}}$: nilai porositas densitas pada *shale* dari RHOB pada GRmax

$\phi_{N_{sh}}$: nilai porositas neutron pada *shale* dari NPHI pada GRmax

V_{sh} : *volume shale*

ϕ_{tot} : porositas total (%)

ϕ_{eff} : porositas efektif (%)

Menurut Koesoemadinata tahun (1980), porositas dapat diklasifikasikan menurut kualitasnya, ditunjukkan pada Tabel 6.

Tabel 6. Interpretasi porositas batuan reservoir (Koesoemadinata, 1980)

Porositas (%)	Kualitas
0 – 5	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 20	Baik (<i>good</i>)
20 – 25	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>25	Istimewa (<i>excellent</i>)

Secara umum, porositas batuan akan berkurang seiring dengan bertambahnya kedalaman batuan dikarenakan semakin dalam suatu batuan maka akan semakin kompak akibat dari adanya efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga mempengaruhi kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian juga sebaliknya.

c. Resistivitas Air Formasi (R_w)

Kemampuan suatu batuan untuk menghantarkan arus listrik dikenal sebagai resistivitas. Sifat listrik batuan reservoir bergantung pada geometri pori batuan dan fluida yang mengisi pori. Batuan reservoir terdiri dari campuran material, fragmen, dan pori. Meskipun gas dan minyak tidak dapat menghantarkan arus listrik, namun air dapat menghantarkan listrik jika mengandung garam terlarut. Resistivitas air formasi adalah resistansi spesifik air formasi pada suhu formasi, yang dipengaruhi oleh banyak faktor, termasuk salinitas air, jumlah air dalam formasi, struktur geometris pori, dan kandungan lempung. Parameter penting yang digunakan untuk menghitung saturasi air adalah R_w , yang merupakan simbol resistivitas air formasi (Chapman & Lewis, 1976). Dalam menghitung resistivitas air formasi (R_w), seperti crossplot resistivitas dan neutron, resistivitas dan sonik, dan resistivitas dan densitas. Selain itu R_w dapat dihitung dengan menggunakan persamaan *Static Spontaneous Potential* (SSP) dan persamaan Archie, atau dengan pengukuran langsung di laboratorium. Metode SSP biasanya digunakan ketika lapisan akuifer yang cukup tebal dan bersih, dan menunjukkan deviasi yang jelas pada kurva SP. Berbagai faktor, seperti komponen elektrokimia SP yang diabaikan, nilai R_{mf} yang rendah, dan hubungan antara R_{we} dan R_w serta R_{mfe} dan R_{mf} , mempengaruhi

ketelitian estimasi R_w menggunakan metode ini, terutama ketika nilai R_w tinggi (Schlumberger, 1989).

Static Spontaneous Potential (SSP) adalah deviasi maksimum pada kurva SP dalam lapisan permeabel yang relatif bersih. Nilai SSP terkait dengan rasio antara resistivitas air formasi (R_w) dan resistivitas filtrat lumpur pengeboran (R_{mf}). Hubungan ini dinyatakan dalam Persamaan 11 dan 12 berikut.

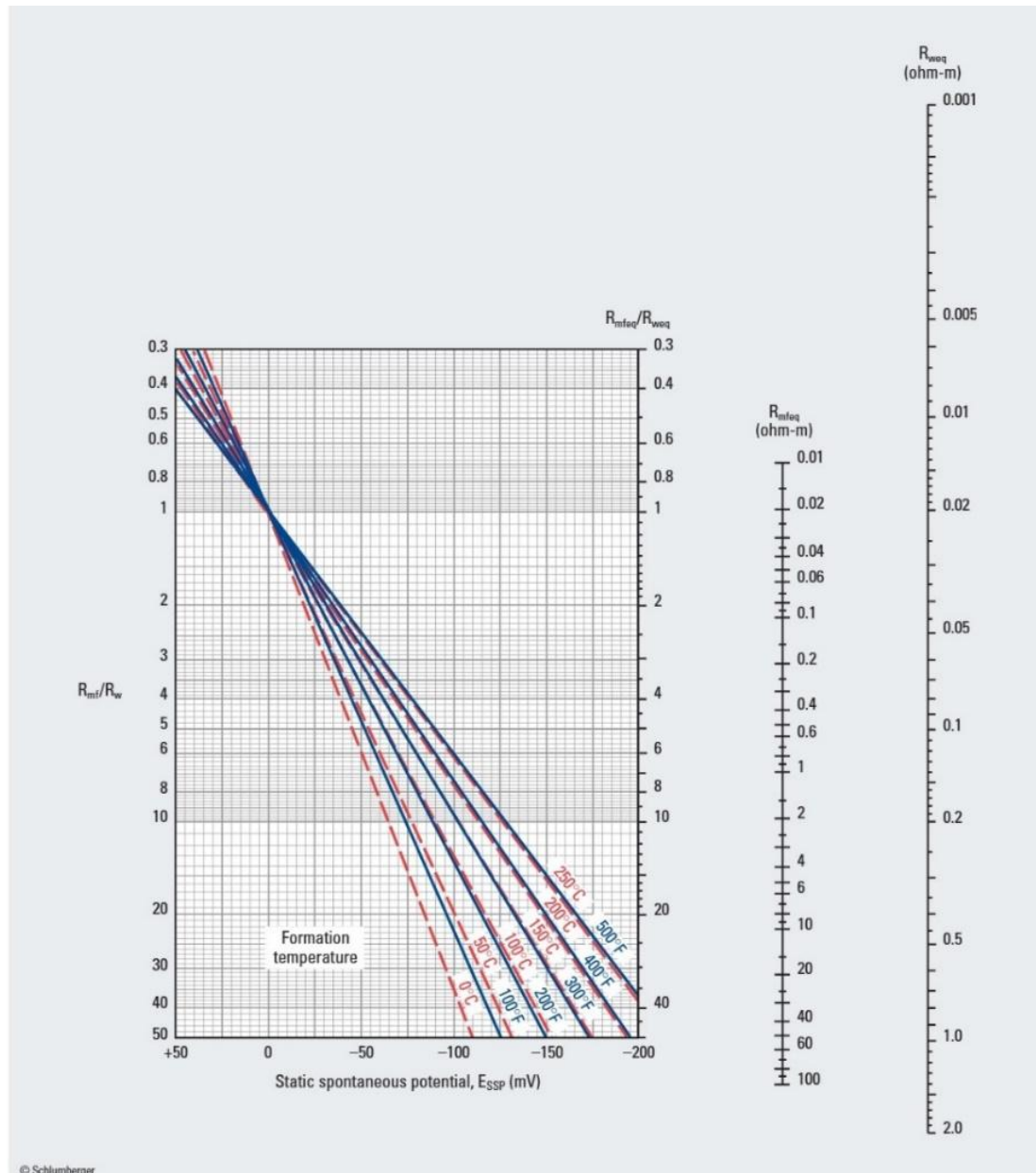
$$SP = -K \log_{10} \left(\frac{R_{mf}}{R_w} \right) \quad (11)$$

$$R_w = R_{mf} \times 10^{\frac{SP}{K}} \quad (12)$$

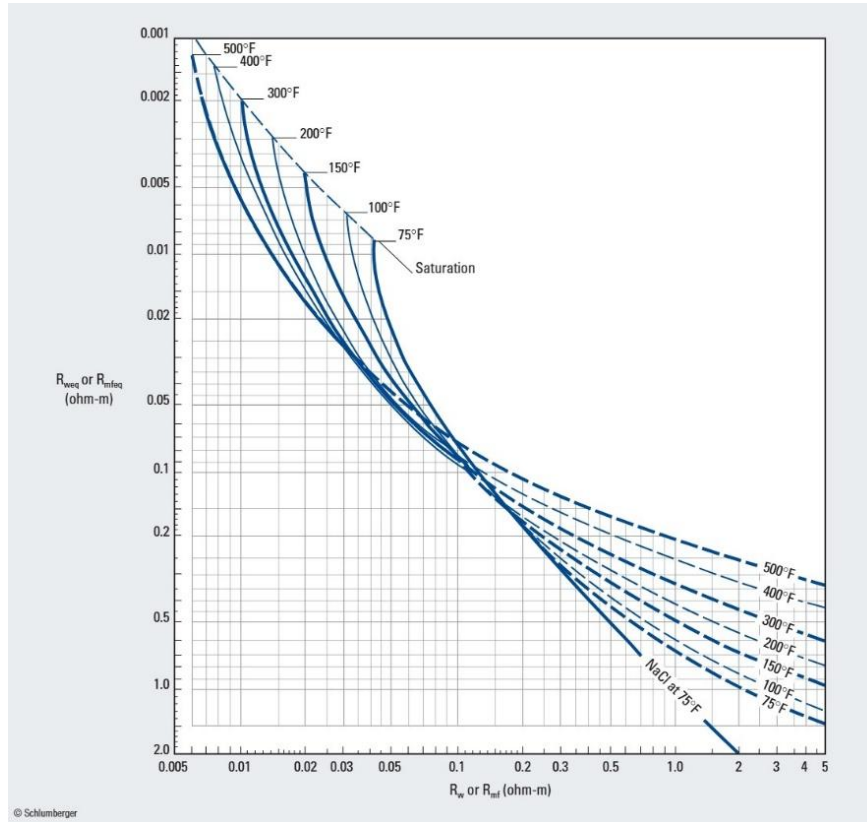
Keterangan:

- SP : Log *spontaneous potential* (mV)
- R_{mf} : Resistivitas filtrat lumpur (Ωm)
- R_w : Resistivitas air formasi (Ωm)
- K : Konstanta temperatur ($61 + 0.133 T^0$)
- T : Temperatur (0F)

Selain itu, diagram interpretasi SP yang dikembangkan oleh Schlumberger (1972) dapat digunakan untuk mengetahui hubungan antara nilai SP, temperatur formasi, dan rasio (R_{mf}/R_w), seperti yang ditunjukkan pada Gambar 17 dan Gambar 18.



Gambar 17. *Chart* estimasi nilai R_{weq} melalui log SP (Schlumberger, 1972)



Gambar 18. Chart estimasi R_w melalui log SP (schlumberger, 1972)

d. Saturasi Air (S_w)

Selanjutnya perhitungan saturasi air (S_w) atau sering dikenal dengan tingkat kejenuhan air adalah perbandingan rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total (Harsono, 1997). Nilai saturasi air (S_w) memiliki peran penting dalam menentukan kandungan fluida yang tersimpan pada suatu reservoir. Apabila air adalah satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai $S_w=1$, sedangkan apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai $S_w<1$. Pada penentuan nilai saturasi air dari data log dapat menggunakan beberapa metode perhitungan saturasi, merujuk pada faktor yang perlu diperhatikan meliputi keberadaan serpih (*shale*), keberadaan mineral konduktif metalik, kondisi sumur, dan data parameter pendukung lainnya. Berikut pada Persamaan 13 hingga 15 merupakan beberapa metode yang umum digunakan dalam perhitungan nilai saturasi air (Rosyidan et al., 2015).

1. Metode perhitungan S_w pada *clean formation*

Metode *Archie*,

$$S_w = \sqrt{\frac{a.R_w}{\phi^m.R_t}} \quad (13)$$

2. Metode perhitungan S_w pada *shaly formation*

Metode *Simandoux*,

$$S_w = \frac{C.R_w}{\phi_e^2} \times \left[\sqrt{\left(\left(\frac{5 \cdot \phi_e^2}{R_w.R_t} \right) + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 \right)} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (14)$$

Metode Indonesia,

$$S_w^{n/2} = \frac{\frac{1}{\sqrt{R_t}}}{\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}}} \quad (15)$$

Keterangan:

S_w : saturasi air (%)

V_{sh} : *volume shale*

m : faktor sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2.15)

a : faktor turtuositi (batugamping = 1; batupasir = 0.62)

n : eksponen saturasi (1.8 – 2.5, umumnya 2.0)

C : konstanta (batupasir = 0.4; karbonat = 0.45) (Li et al., 2021)

ϕ : porositas (%)

ϕ_e : porositas efektif (%)

R_w : resistivitas air formasi (Ωm)

R_t : resistivitas sebenarnya (Ωm)

R_{sh} : resistivitas *shale* (Ωm)

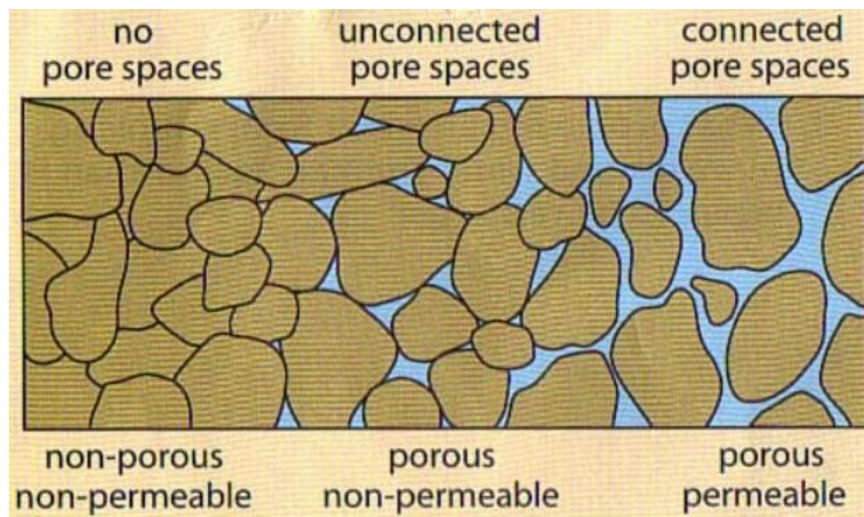
Menurut Irawan et al., (2009) penentuan jenis kandungan fluida yang terdistribusi pada reservoir (air, minyak, dan gas) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air Formasi (S_w) dalam hasil batasan umum harga S_w seperti pada Tabel 7 berikut.

Tabel 7. Interpretasi saturasi fluida (Irawan et al., 2009).

S_w rata-rata	Perkiraan Jenis Fluida
$S_w < 25\%$	Gas
$25\% < S_w < 75\%$	Minyak
$S_w > 75\%$	Air

3. Permeabilitas

Selain ketiga faktor fisik tersebut, nilai permeabilitas menjadi indikator penting dalam penentuan kelayakan sebagai lapisan reservoir dan penyekat (*seal rock*) dalam sistem *geological storage*. Reservoir idealnya memiliki permeabilitas tinggi, sementara *seal rock* optimal memiliki permeabilitas rendah (Maiorana et al., 2024). Permeabilitas merupakan sifat batuan yang menentukan kemampuannya dalam mengalirkan fluida. Nilai permeabilitas batuan dipengaruhi oleh berbagai faktor, termasuk porositas dan saturasi air dapat dilihat pada Gambar 19, yang mana secara matematis perhitungan permeabilitas dirumuskan pada Persamaan 16.



Gambar 19. Hubungan porositas dengan permeabilitas (Koesoemadinata, 1980).

Sementara itu, kualitas permeabilitas secara umum dibagi dalam beberapa klasifikasi ditunjukkan pada Tabel 8 (Spinger US dalam Arafath et al., 2025).

$$K = a \cdot \frac{\phi_e^b}{S_w^c} \quad (16)$$

Keterangan:

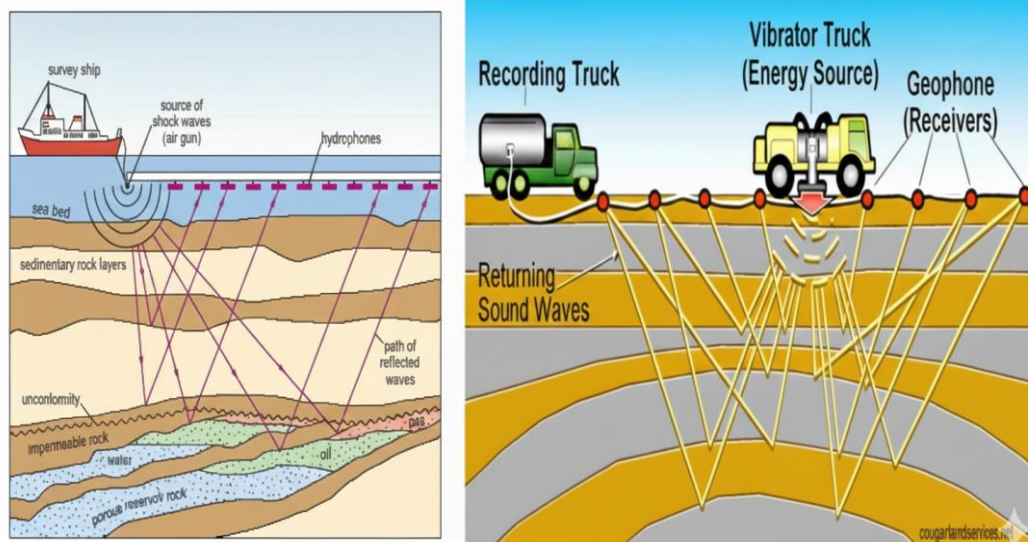
- K : permeabilitas (*milidarcy*)
 a : konstanta Schlumberger = 10000
 b : konstanta Schlumberger = 4.5
 c : konstanta Schlumberger = 2
 Φ_{eff} : porositas efektif (fraksi)
 SW : saturasi air (fraksi)

Tabel 8. Klasifikasi nilai permeabilitas (Spinger US, 2024).

Nilai Permeabilitas (mD)	Deskripsi Kualitatif	Permeabilitas dan kunci warna
< 0.01	Sangat Buruk	4
0.01 – 1	Buruk	3
1 – 10	Sedang	2
10 – 100	Baik	1
> 100	Sangat Baik	0

3.4. Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode eksplorasi geofisika yang dapat digunakan untuk pencarian minyak dan gas bumi di lepas pantai (*offshore*) ataupun di darat (*onshore*). Prinsip dasar metode seismik refleksi adalah dengan menempatkan *hydrophone* (di lepas pantai) atau *geophone* (di darat) sebagai *receiver* atau penerima getaran pada lokasi penelitian. Sumber getaran yang digunakan dapat ditimbulkan oleh ledakan dinamit atau suatu pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*weight drop*). Gelombang yang dihasilkan oleh sumber getar menyebar ke segala arah dan direkam oleh *receiver* sebagai fungsi waktu yang dapat memperkirakan rupa perlapisan bawah permukaan yang sebenarnya (Gambar 20). Hasil gelombang seismik yang direkam oleh *receiver* akan membawa informasi mengenai litologi bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa.



Gambar 20. Peralatan Eksplorasi Seismik Refleksi Laut dan Darat (Aryanto & Defi 2015)

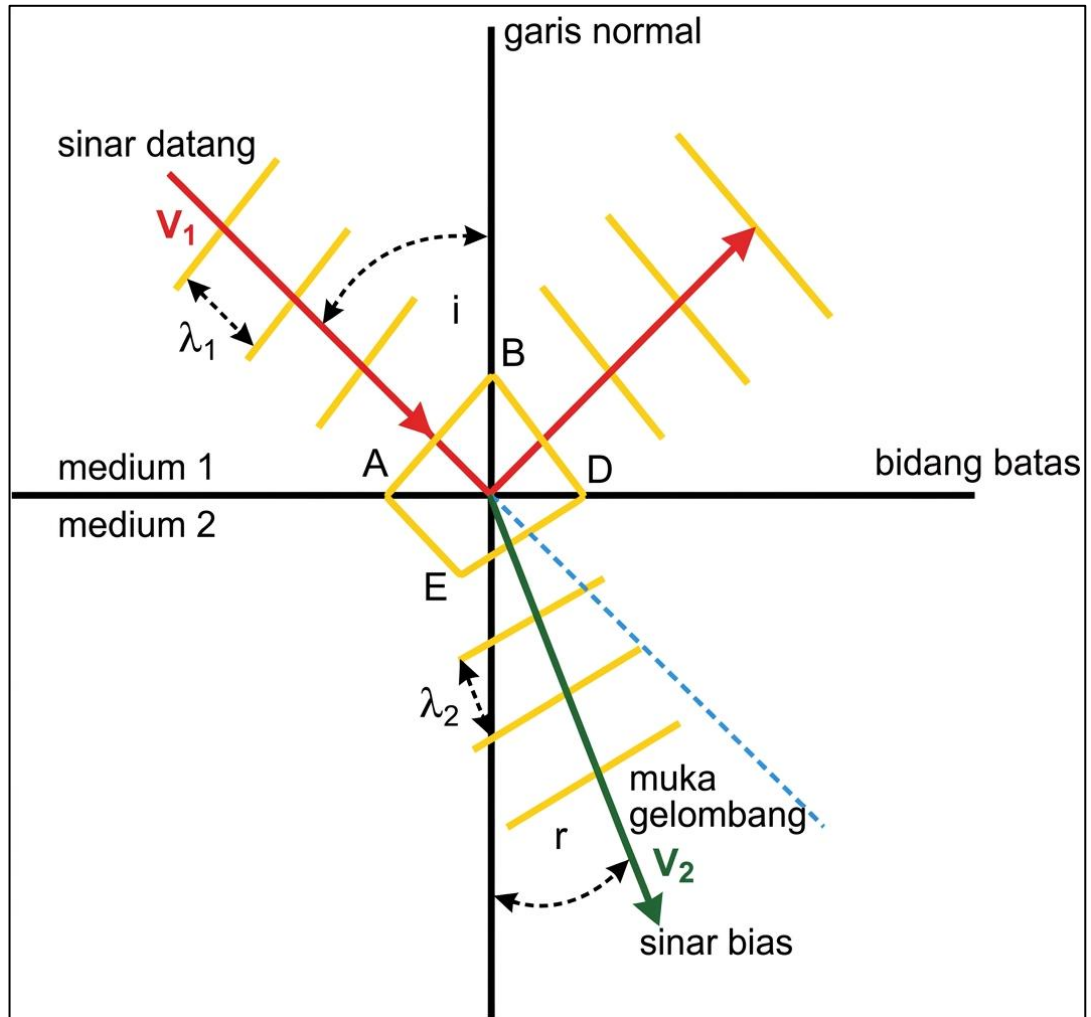
3.4.1. Teori Penjalaran Gelombang Seismik

3.4.1.1. Hukum Snellius

Dalam eksplorasi seismik, analisis gelombang akustik didasarkan pada media bumi dengan lapisan batuan dengan kerapatan dan kecepatan gelombang yang berbeda. Sehingga, dalam perambatan gelombang berlaku juga hukum Snell yang menyatakan bahwa jika suatu gelombang merambat dari satu medium ke medium lain dengan sifat fisis yang berbeda, maka akan terjadi pemantulan dan pembiasan pada bidang batas. Hukum Snell (Gambar 21) menjelaskan persamaan hubungan antara sinus sudut bias dengan cepat rambat gelombang dalam medium yang tertulis dalam Persamaan 17.

$$p = v_1 \sin \theta_1 = v_2 \sin \theta_2 = v_3 \sin \theta_3 \quad (17)$$

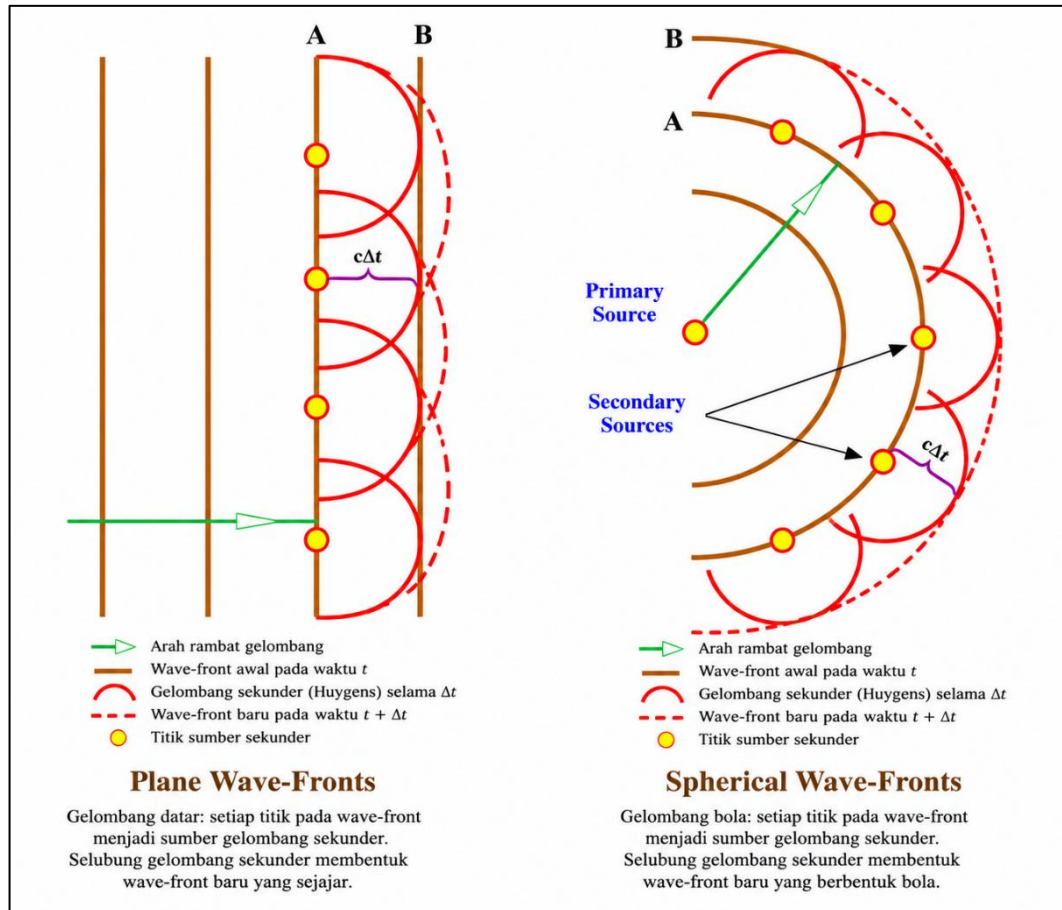
Dimana p adalah konstanta tetap untuk jejak sinar yang merambat dari satu lapisan ke lapisan berikutnya sejauh bidang atas lapisan sejajar dan setiap lapisan homogen dan isotropik.



Gambar 21. Hukum Snellius (Sheriff & Geldart, 1995)

3.4.1.2. Prinsip Huygens

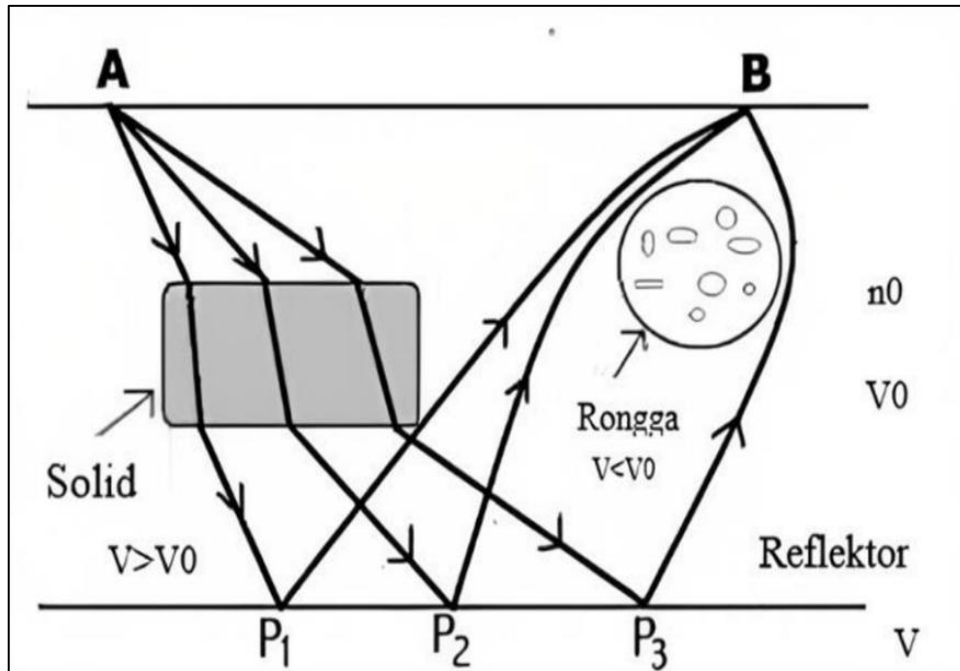
Berdasarkan prinsip ini pada Gambar 22 maka setiap titik yang terletak pada muka gelombang akan menjadi sumber gelombang baru yang akan membentuk muka gelombang baru pada area selubungnya. Model perambatan gelombang dari Hsuygen memperlihatkan suatu *wavelet* baru pada persentuhannya dengan permukaan bidang lapisan. Gelombang-gelombang tersebut akan berkembang ke segala arah (Ronoatmojo & Burhanuddinnur, 2023).



Gambar 22. Perambatan gelombang berdasarkan prinsip Huygens (Syukri, 2020)

3.4.1.3. *Hukum Fermat*

Gelombang akan menjalar dari titik ke titik lain melalui jalan atau lintasan tersingkat waktu penjarannya. Hukum Fermat (Gambar 23) menjelaskan mengenai geometri dan lintasan penjaran sinar/gelombang (energi) yang mengikuti lintasan (waktu) tersingkat tersebut (Bormann et al., 2012). Dengan demikian jika gelombang melewati sebuah medium yang memiliki variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut akan cenderung melalui zona-zona kecepatan tinggi dan menghindari zona-zona kecepatan rendah, dan mencari waktu minimumnya.



Gambar 23. Hukum Fermat (Abdullah, 2007).

3.4.2. Komponen Gelombang Seismik

Komponen yang dihasilkan disini merupakan hal-hal yang diturunkan atau dihasilkan (*derivative value*) dari parameter dan data dasar seismik refleksi. Adapun komponen seismik refleksi adalah sebagai berikut.

3.4.2.1. Impedansi Akustik (AI)

Impedansi Akustik merupakan kemampuan fisis batuan untuk dilewati oleh gelombang akustik. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara kecepatan dengan densitas suatu batuan pada Persamaan 18.

$$AI = \rho \times v \quad (18)$$

Keterangan:

AI : Acoustic Impedance (ft/s)*(g/cm³)

ρ : densitas/massa jenis (g/cm³)

v : kecepatan gelombang per lapisan (ft/s)

Perubahan nilai AI dapat menandakan perubahan karakteristik batuan seperti litologi, porositas, dan kandungan fluida. AI dapat dianalogikan berbanding lurus terhadap kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas. Setiap adanya

perubahan impedansi akustik di bawah permukaan bumi akan menimbulkan koefisien refleksi (Sukmono, 1999).

3.4.2.2. Koefisien Refleksi (RC)

Koefisien Refleksi merupakan suatu nilai yang menggambarkan suatu kondisi pada bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. koefisien refleksi ditulis dengan Persamaan 19.

$$RC = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (19)$$

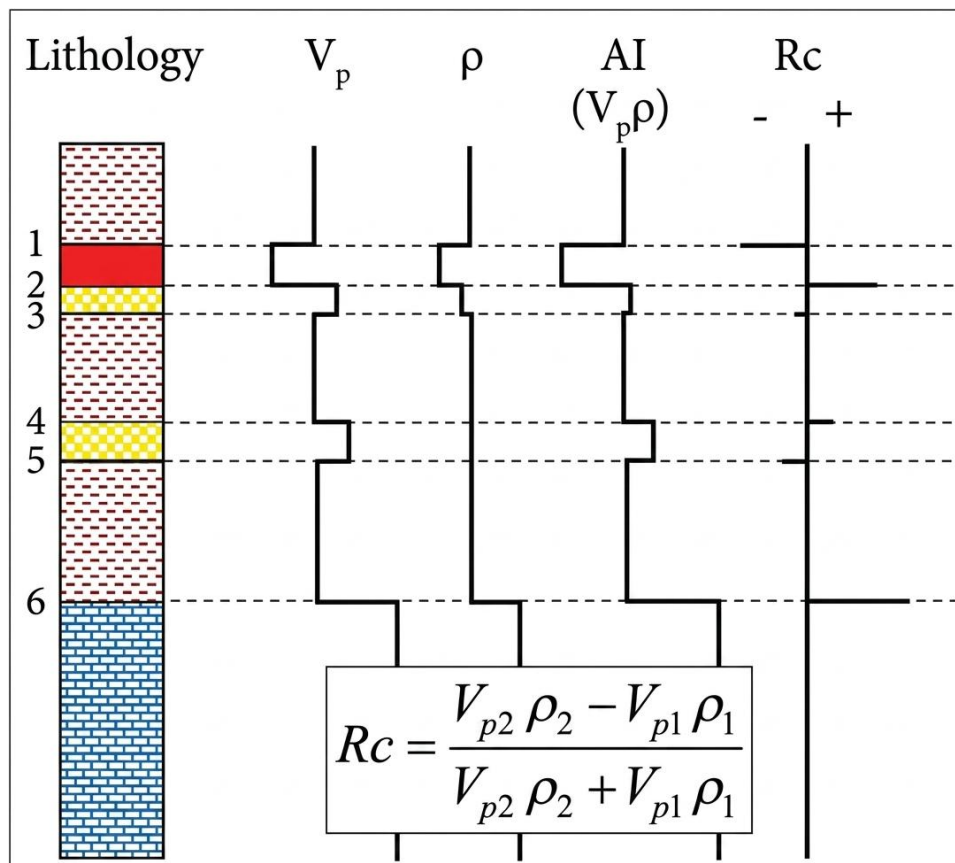
Keterangan:

RC : *Reflection coefficient*

AI_1 : *Acoustic impedance lapisan atas*

AI_2 : *Acoustic impedance lapisan bawah*

Pada Gambar 24, menampilkan proses untuk mendapatkan *reflection coefficient*.

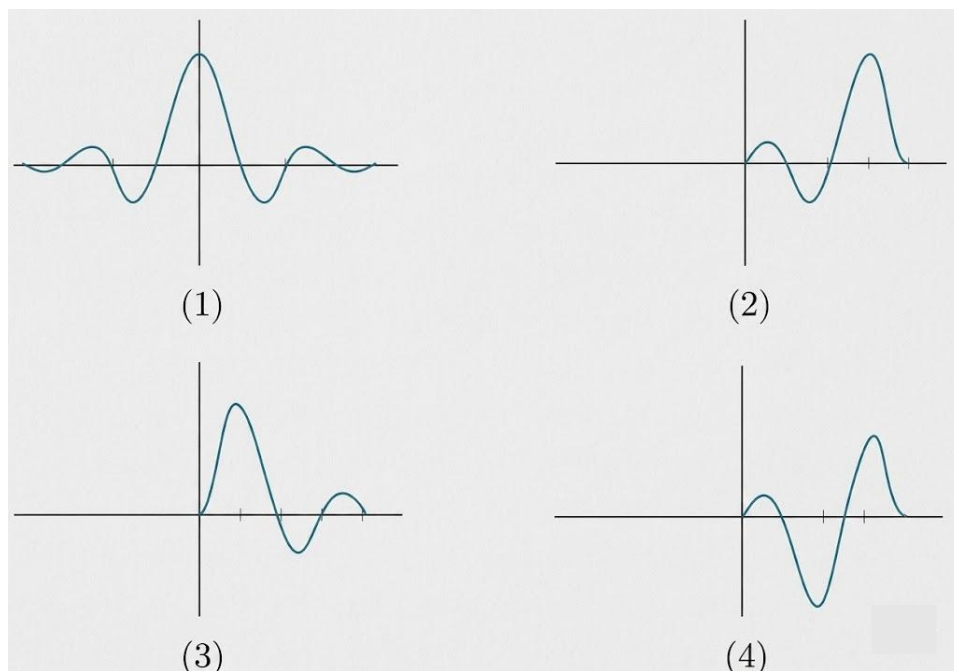


Gambar 24. *Reflection coefficient* (Simm & Bacon, 2014).

Koefisien refleksi akan bernilai positif (+) jika impedansi akustik pada lapisan pertama lebih kecil dibandingkan dengan impedansi akustik pada lapisan kedua. Sebaliknya, koefisien refleksi akan bernilai negatif (-) apabila impedansi akustik pada lapisan pertama lebih besar daripada impedansi akustik lapisan kedua.

3.4.2.3. *Wavelet*

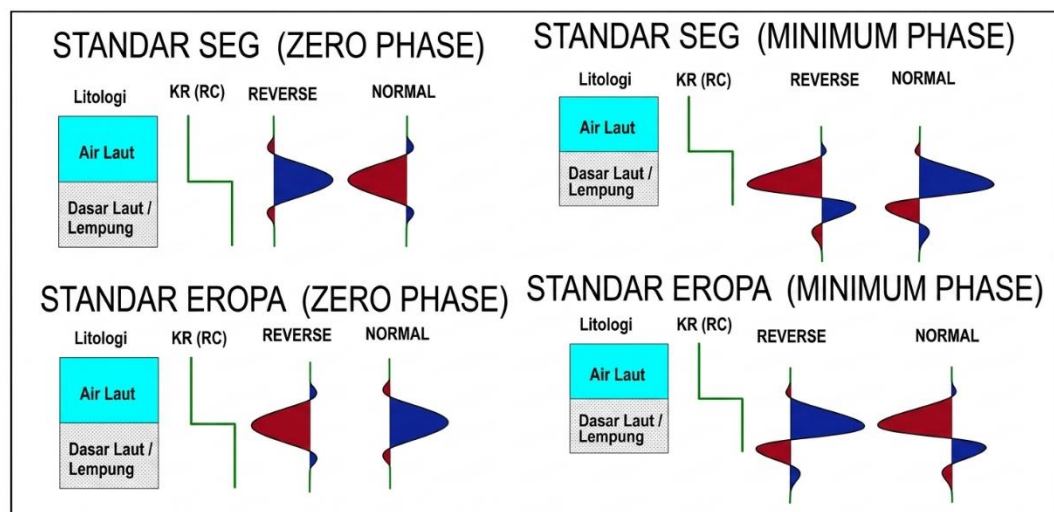
Wavelet adalah gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dalam istilah praktis *wavelet* dikenal dengan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase* (Sukmono, 1999). *Wavelet* adalah sinyal pendek yang memiliki interval waktu dan amplitudo terbatas. *Wavelet* sendiri merupakan komponen penting dalam menentukan resolusi vertikal data seismik, yang berarti ukuran seberapa jauh jarak dua batas geologis sebelum dapat dideteksi sebagai peristiwa terpisah (Cox et al., 2020). Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*, seperti pada Gambar 25.



Gambar 25. Jenis-jenis *wavelet* (1) *Zero Phase Wavelet*, (2) *Maximum Phase Wavelet*, (3) *Minimum Phase Wavelet*, (4) *Zero Phase Wavelet* (Sukmono, 1999)

3.4.2.4. Phase and Polarity

Fasa berkaitan dengan pergeseran bentuk gelombang terhadap waktu. Dalam seismik refleksi terdapat dua jenis fasa, yaitu fasa minimum, di mana energi *wavelet* berada di bagian awal gelombang, dan fasa nol, di mana energi *wavelet* terletak di tengah. Fasa nol ini biasanya digunakan dalam pembuatan seismogram sintetik untuk mengaitkan data seismik dengan data sumur (*well seismic tie*), sehingga batas horizon suatu lapisan data ditentukan dengan jelas. Polaritas merupakan arah respon amplitudo pada data seismik yang umumnya dibagi menjadi dua, yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik. Pada polaritas normal, kenaikan impedansi akustik akan terlihat sebagai lembah (*trough*), sedangkan pada polaritas terbalik justru ditampilkan sebagai puncak (*peak*). Berikut standar *wavelet* berdasarkan SEG dan Eropa pada Gambar 26.

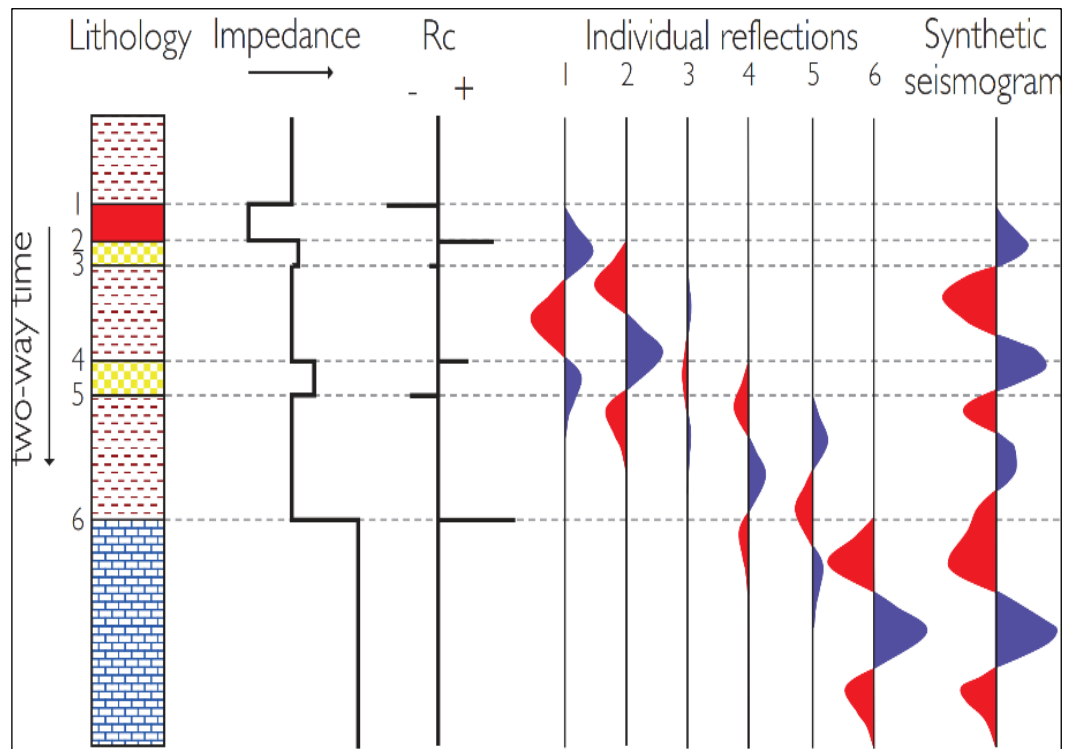


Gambar 26. Standar *wavelet* berdasarkan SEG dan Eropa pada fasa *zero* dan minimum serta polaritas normal dan *reverse* (Sukmono, 2000)

3.4.2.5. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet*. Seismogram sintetik dapat membantu identifikasi horizon pada penampang seismik karena resolusi vertikalnya lebih baik dari data seismik. Seismogram sintetik digunakan untuk

mengkorelasikan informasi sumur terhadap *trace* seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif seperti pada Gambar 27.



Gambar 27. *Synthetic* seismogram yang didapatkan dari proses konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* (Simm & Bacon, 2014)

3.4.2.6. *Seismic Trace*

Trace seismik merupakan data seismik yang dicatat *receiver*, sebagai respon dari medan gelombang elastik terhadap adanya kontras nilai *acoustic impedance* antar lapisan. Secara matematis untuk menentukan *trace* seismik dapat digunakan Persamaan 20, berikut ini (Sukmono, 2000).

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (20)$$

Keterangan:

$S(t)$: *trace seismic*

$w(t)$: *wavelet seismic*

$r(t)$: reflektivitas bumi

$n(t)$: *noise*

3.4.3. *Well Seismic Tie*

Well seismic tie merupakan pengikatan data sumur dalam domain kedalaman (MD) terhadap data seismik dalam domain waktu (TWT) yang bertujuan untuk mengetahui parameter fisis data seismik seperti fasa, polaritas, dan frekuensi. Proses pengikatan data sumur terhadap data seismik dilakukan supaya horizon seismik dapat diletakkan pada posisi kedalaman yang sebenarnya. Proses ini dilakukan dengan membuat suatu seismogram sintetik yang dihasilkan dari konvolusi *wavelet* dengan deret koefisien refleksi. Prinsip proses tersebut adalah menempatkan *reflector seismic* pada kedalaman yang sebenarnya dengan *well* seismogram yang bersesuaian dengan suatu bidang batas. Korelasi dilakukan dengan mengkoreksi nilai tabel *time depth* dari data *checkshot* tiap sumur agar *two way time* (TWT) pada *synthetic seismogram* (Alifudin et al., 2016).

3.4.4. *Checkshot*

Data *checkshot* merupakan komponen penting dalam interpretasi seismik khususnya dalam *well seismic tie* yang bertindak sebagai penerjemah domain kedalaman data sumur ke dalam domain waktunya data seismik. Sebenarnya penerjemahan domain kedalaman ke dalam domain waktu dapat dilakukan oleh data sumur yaitu log sonik. Log sonik berupa pengukuran transit *time* yang disingkat DT dapat diubah menjadi log kecepatan sonik. Kecepatan sonik inilah yang mampu menerjemahkan domain kedalaman ke dalam domain waktu. Akan tetapi, kecepatan sonik dalam *well seismic tie* mempunyai beberapa kelemahan sehingga masih diperlukan data kecepatan lain yang diperoleh sebagaimana data seismik diperoleh yaitu data *checkshot* (Veeken, 2006). Pada *checkshot survey* kecepatannya diukur dalam lubang bor dengan sumber berupa gelombang diatas permukaan (Sukmono dan Abdullah, 2001).

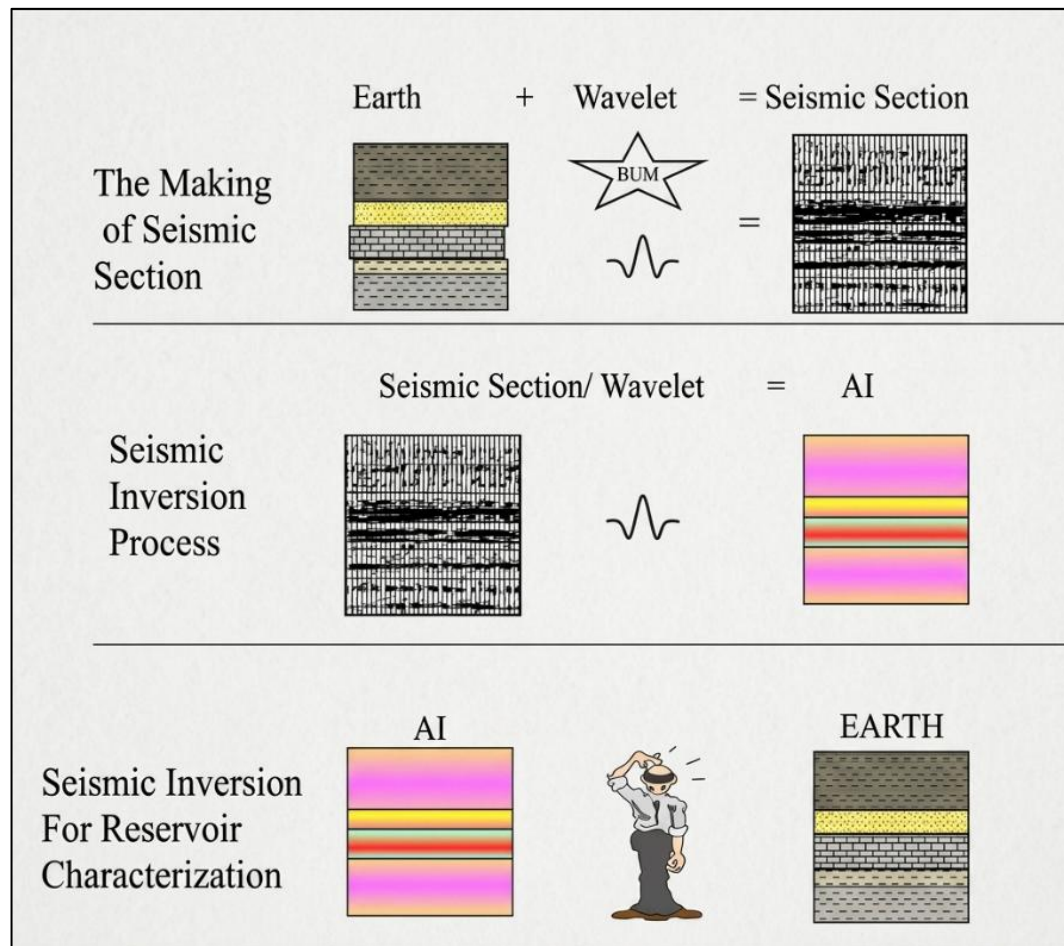
3.4.5. *Picking Horizon*

Proses *picking horizon* dilakukan untuk mengidentifikasi batas antar lapisan pada zona target di data seismik, dengan memperhatikan kontinuitas reflektor secara lateral. Sebelum *picking* dilakukan, perlu terlebih dahulu memahami pola struktur yang berkembng pada penampang seismik, seperti keberadaan patahan, lipatan,

maupun fitur struktur lainnya agar interpretasi tidak keliru. *Picking* biasanya difokuskan pada interval atau formasi yang menjadi target penelitian. Terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan saat melakukan *picking* horizon, yaitu pada data dengan fasa minimum, *picking* umumnya dilakukan pada bagian puncak (*peak*), karena respon refleksi terjadi pada batas perubahan impedansi akustik, meskipun dalam praktiknya bisa menjadi lebih rumit jika kualitas data kurang baik atau terdapat gangguan. Selain itu, sebaiknya tidak melakukan *picking* di bawah refleksi yang memiliki amplitudo kuat, kecuali memang ada dasar interpretasi yang jelas. Sementara pada data dengan fasa nol (*zero phase*), *picking* dilakukan pada amplitudo maksimum, baik pada puncak (*peak*) maupun lembah (*trough*), karena refleksi cenderung simetris terhadap batas impedansi akustik (Badley, 1987).

3.4.6. Seismik Inversi

Seismik inversi adalah suatu teknik pembuatan model geologi bawah permukaan, dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono & Ambarsari, 2019). Pada dasarnya inversi seismik (Gambar 28) merupakan proses untuk mengubah data seismik yang berupa kumpulan nilai amplitudo ke dalam kumpulan nilai impedansi akustik. Perbedaan antara data seismik dengan data impedansi akustik adalah bahwa data seismik hanya “melihat” pola perlapisan bumi sedangkan data impedansi akustik melihat sifat fisik dalam lapisan itu sendiri. Oleh karena itu, tampilan inversi seismik impedansi akustik akan mendekati nilai ril dan lebih mudah dipahami.

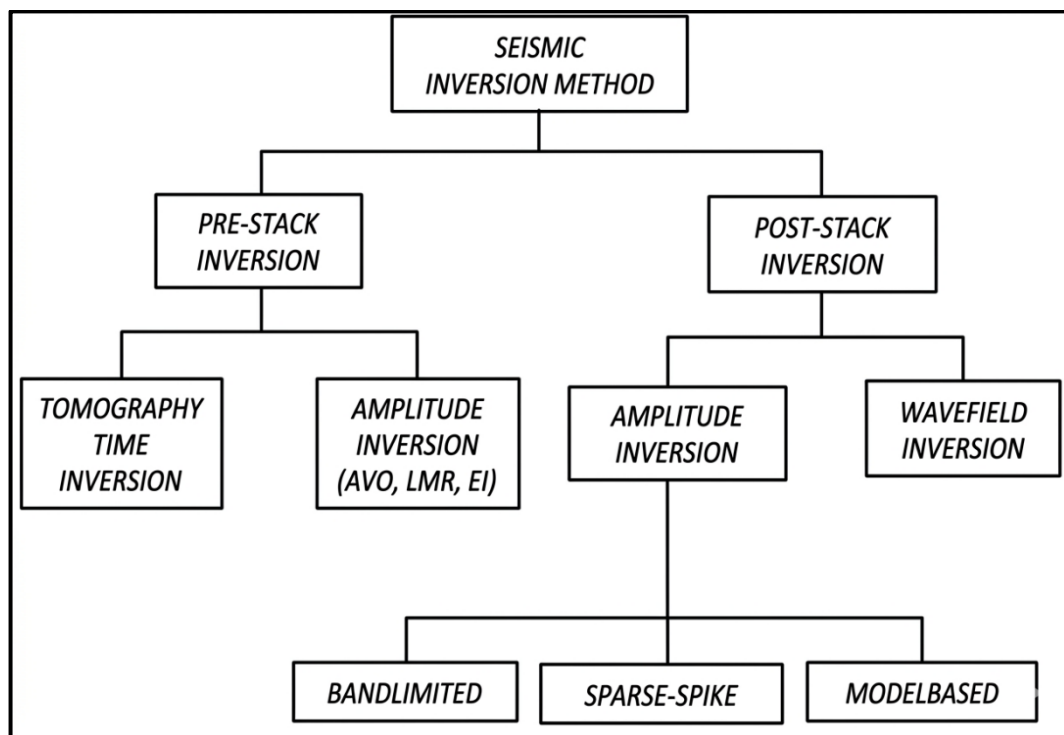


Gambar 28. Proses Seismik Inversi secara umum (Sukmono, 2000).

Seismik inversi impedansi akustik menjadi metode standar yang dikerjakan oleh geofisikawan karena mampu mendeskripsikan sifat fisik dari tiap lapisan batuan secara lebih detail. Dengan kata lain, inversi seismik merupakan pemodelan kebelakang (*backward modeling*), di mana inputnya merupakan rekaman seismik yang dimodelkan inversi ke dalam penampang AI. Namun tingkat akurasi penggambaran bawah permukaan, dipengaruhi oleh metode yang digunakan. Penggunaan metode model *based* dapat menggambarkan akustik impedan dengan baik, karena mencocokkan model geologi dengan model aslinya secara iteratif (Tabah & Danusaputro, 2010).

3.4.7. Prinsip Inversi Seismik

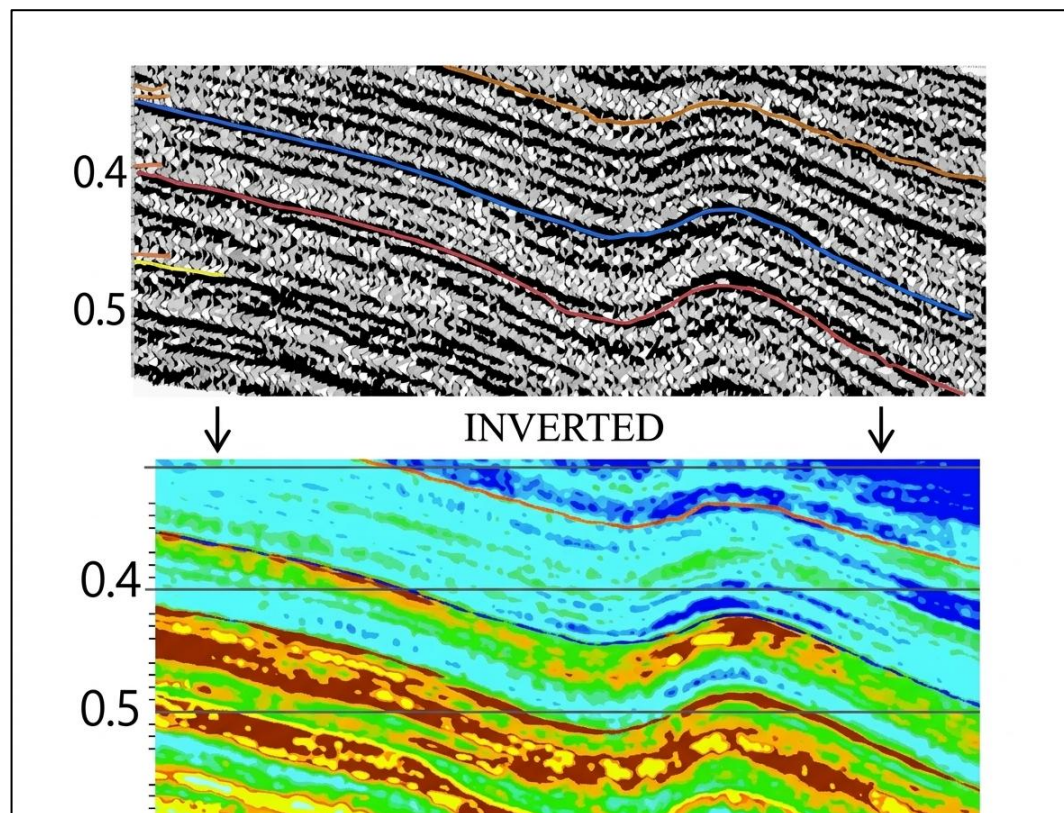
Berdasarkan macam data, metode seismik inversi dibagi menjadi dua, yaitu inversi pada data seismik yang telah di-*stack* (*post-stack inversion*) dan inversi pada data yang belum di-*stack* (*pre-stack inversion*) (Mallick, 1995). Inversi *post-stack* dilakukan pada data seismik setelah diolah dan ditumpuk. Data yang ditumpuk merupakan representasi bawah permukaan pada satu waktu dan kedalaman. Inversi *post-stack* dapat digunakan untuk memperkirakan impedansi akustik, yang merupakan ukuran ketahanan suatu material terhadap transmisi gelombang suara. Sedangkan inversi *pre-stack* dilakukan pada data seismik sebelum diproses dan ditumpuk. Data *pre-stack* berisi informasi tentang bawah permukaan pada berbagai waktu dan kedalaman. Informasi ini dapat digunakan untuk memperkirakan impedansi akustik, impedansi geser, dan densitas, yang semuanya merupakan sifat penting untuk memahami bawah permukaan (Mallick, 1995). Gambar 29 menunjukkan berbagai macam metode inversi seismik.



Gambar 29. Macam-macam Teknik Inversi Seismik (Mallick, 1995).

Metode seismik inversi *acoustic impedance* terbagi dalam dua kategori, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Penelitian ini lebih menitikberatkan pada

inversi *post-stack*, yang juga dikenal sebagai inversi amplitudo. Salah satu pendekatan dalam inversi amplitudo adalah inversi *model-based*. Pada dasarnya prinsip metode ini adalah dibuatlah model geologi (bumi) yang kemudian dibandingkan dengan data seismik, dari hasil tersebut digunakan untuk memperbarui model secara iteratif agar selaras dengan data seismik yang ada (Russel, 1999). Metode ini mampu mengembalikan informasi dengan frekuensi rendah dan tinggi yang mungkin hilang, dengan cara mengaitkan data seismik dengan *respons* seismik dari model geologi tersebut. Keuntungan dari penggunaan metode *model-based* ialah tidak menginversi secara langsung data seismik, tetapi lebih pada menginversi model geologinya. Meskipun demikian, kelemahan dari metode ini terletak pada sensitivitas terhadap bentuk *wavelet* serta kurangnya keunikan pada beberapa *wavelet* tertentu. Konsep dasar dari inversi seismik pada Gambar 30.



Gambar 30. Ilustrasi inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi AI (Simm & Bacon, 2014)

Nilai *acoustic impedance* (AI) memiliki keterkaitan dengan hasil perkalian antara kecepatan gelombang dan densitas, sehingga besarnya nilai AI, menunjukkan semakin rendah porositas dari batuan tersebut. Inversi menghasilkan nilai Impedansi akustik, yang mana nilai tersebut menunjukkan lapisan di bawah permukaan tersebut sebagai lapisannya sendiri. Hal ini, yang menjadikan hasil dari inversi impedansi akustik dapat dijadikan sebagai indikator analisis persebaran reservoir batupasir dan karbonat di area penelitian (Fariz et al., 2022).

3.4.8. Seismik Atribut

Seismik atribut merupakan suatu penggambaran secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat ditampilkan langsung dalam skala yang serupa dengan data awal (Barnes, 1999). Penting halnya seismik atribut untuk mengidentifikasi anomali yang tidak terlihat secara kasatmata pada data seismik konvensional. Data seismik tidak selalu menyajikan informasi berkaitan dengan parameter geologi secara langsung. Apabila terdapat keterkaitan antara atribut seismik dan parameter geologi di satu titik log sumur, maka parameter geologi di luar titik log tersebut dapat diekstrapolasi. Semua atribut seismik untuk horizon dan formasi saling berhubungan, meskipun pendekatan analisis dan cara penyajian hasilnya bisa berbeda. Pemilihan atribut seismik perlu disesuaikan dengan kebutuhan, mengingat setiap jenis memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing.

Salah satu atribut seismik yang memiliki kegunaan penting dalam mengetahui kemenerusan horizon adalah atribut *cosine of phase*. Atribut fase kosinus (*cosine of phase*) sama halnya dengan atribut fase, namun yang membedakannya yaitu adanya fungsi kosinus menjadikan bentuk siklus menjadi lebih mulus dan akan mempengaruhi tampilan pada reflektor di penampang seismik. Proses penyesuaian reflektor yang kuat dan lemah ini akan menjadikan reflektor yang lemah menjadi lebih kuat, sehingga kejelasan lapisan menjadi lebih tampak, yang akan memudahkan dalam melakukan *picking* horizon. Secara matematis *fase* kosinus dapat dituliskan pada Persamaan 21.

$$\text{Cos } \theta(t) = f(t)/A(t) \quad (21)$$

Keterangan:

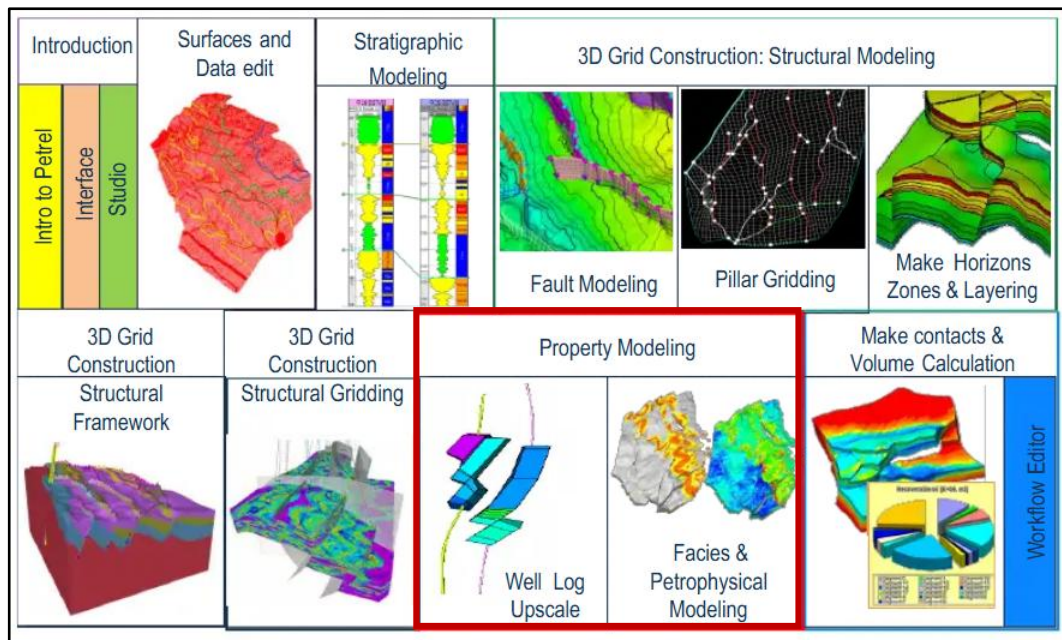
$f(t)$: *trace rill*

$A(t)$: *amplitude* fungsi waktu

$\theta(t)$: *fase* fungsi waktu

3.4.9. Pemodelan Properti

Pemodelan properti merupakan tahapan distribusi nilai parameter ke dalam setiap sel *grid*, baik berupa data kategorikal atau diskrit seperti fasies, maupun data kontinu seperti parameter petrofisika, sehingga diperoleh representasi spasial karakteristik reservoir (Schlumberger, 1972). Pemodelan properti umumnya dilakukan melalui tiga tahapan utama, yaitu pemodelan geometrik, pemodelan fasies, dan pemodelan petrofisika. Selain tahapan tersebut, terdapat beberapa proses pendukung yang berperan penting dalam meningkatkan kualitas model, meliputi *upscaling* data log sumur, analisis data, serta analisis struktur patahan (Das, 2022).



Gambar 31. *Workflow* pemodelan properti pada petrel (Schlumberger, 1972)

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun penelitian Tugas Akhir ini dilakukan di:

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. Gedung Teknik Geofisika, Jl. Prof. Sumantri Brojonegoro No. 1, Gedong Meneng, Kec. Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung 35142

Waktu : November 2025 – Mei 2026

Pemaparan lebih detail terkait jadwal agenda penelitian, terdapat pada Tabel 9.

[illegible]

4.2. Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut.

4.2.1. Perangkat Penelitian

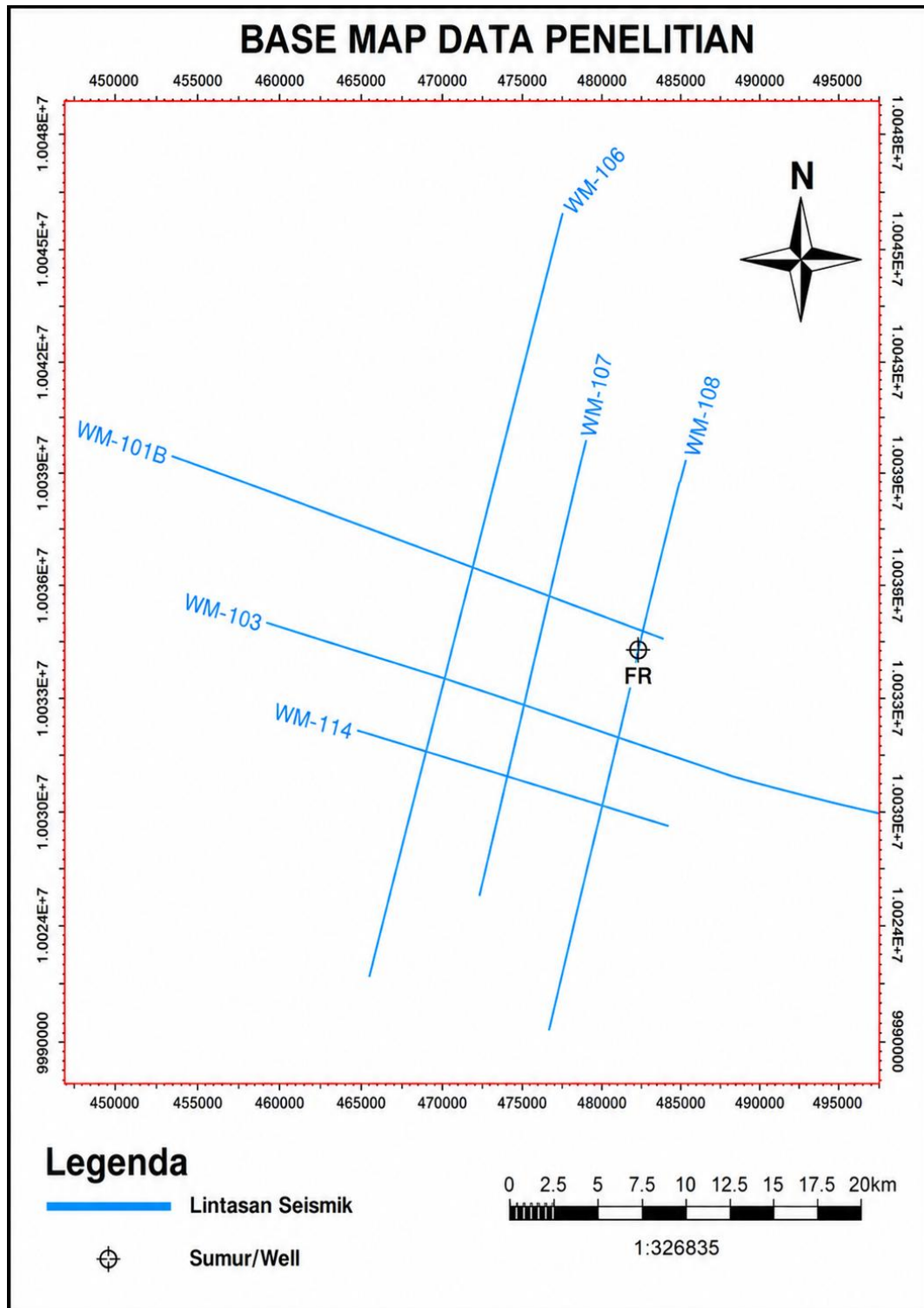
Penelitian ini menggunakan beberapa perangkat lunak yang menjadi pendukung utama dalam pengolahan data pada Tabel 10.

Tabel 10. *Hardware* dan *Software* yang digunakan dalam penelitian.

<i>Software</i>	Fungsi
Laptop	Digunakan dalam pengolahan data dan penyusunan laporan penelitian.
<i>Interactive Petrophysics</i> 2018	Berfungsi untuk <i>import</i> dan pengolahan data penelitian, berupa analisis petrofisika baik secara kualitatif maupun kuantitatif terhadap data sumur pada daerah penelitian.
Petrel 2018	Berfungsi untuk melakukan <i>import</i> dan pengolahan data penelitian, berupa mengintegrasikan antara hasil analisis data log dengan data seismik dan menginterpretasikan lapisan bawah permukaan pada daerah penelitian.
<i>Geoview Humpson-Russel Suite</i> (HRS)	Berfungsi untuk melakukan <i>import</i> dan pengolahan data penelitian, berupa inversi seismik <i>acoustic impedance</i> .
<i>Microsoft Office</i> 2021	Perangkat lunak ini digunakan untuk melakukan <i>cross-check</i> dan mengklasifikasikan data.
Matlab 2020	Berfungsi dalam membangun log sintetik interval 2663

4.2.2. Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan beberapa data pendukung dalam pengolahan, berupa data sumur dengan format .las, data seismik 2D *Post-Stack Time Migration* format .SEG-Y. Adapun penunjang lainnya yaitu data *checkshot* dan *final report well*. Data penelitian berlokasi di Lapangan FR, Cekungan Melawi. Berikut *basemap* area penelitian pada Gambar 32.



Gambar 32. Basemap area penelitian

a. Data Sumur

Data sumur/*well* digunakan untuk memberikan informasi mengenai karakteristik reservoir daerah penelitian. Penelitian ini menggunakan 1 data sumur yaitu sumur

FR. Data sumur yang digunakan memiliki kedalaman 454 – 2663 dalam satuan meter dari ketinggian *kelly bushing*. Data sumur FR ini memiliki data log *gamma ray*, log SP, log resistivitas, log densitas, log sonik dan log caliper. Adapun kelengkapan log sumur daerah penelitian pada Tabel 11.

Tabel 11. Kelengkapan data *log* setiap sumur

<i>Well Name</i>	<i>Data Well Logging</i>							
	GR	RES	SP	RHOB	NPHI	PEF	SONIC	CALI
FR	√	√	√	√	-	-	√	√

b. Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini berupa seismik 2D *Post-Stack Time Migration*. Total *line* seismik sebanyak enam *line*. Berikut spesifikasi lintasan seismik area penelitian pada Tabel 11.

Tabel 12. *Spesifikasi* lintasan 2D seismik area penelitian

<i>Lintasan</i>	<i>Time (ms)</i>	<i>CDP</i>	<i>Sampling rate (ms)</i>
WM-101B	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*

Data *checkshot* digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Data *checkshot* berfungsi untuk mengoreksi ketidakakuratan *wireline* log dengan sensitivitas yang tinggi, jika terdapat *badhole* pada sumur maka gelombang P akan melonjak tinggi. Data *checkshot* penelitian ini dapat dilihat pada Tabel 13.

Tabel 13. 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	1250
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

Data marker berfungsi sebagai penentu batas antarinformasi litologi pada sumur. Data marker digunakan sebagai acuan dalam proses *well to seismic tie* dan *picking horizon*.

e. Informasi Tambahan

Selain menggunakan data utama yang telah dijelaskan sebelumnya, penelitian ini juga terdapat beberapa data tambahan dari *final report well*. Data pendukung tersebut mencakup informasi *cutting*, tekanan formasi, temperatur sumur yang dikumpulkan selama proses pengeboran dan *logging*, serta data tekanan yang diperoleh dari laporan pengujian sumur. Berdasarkan *final report well*, diperoleh nilai temperatur dasar sumur hasil eksplorasi beserta perkiraan gradien temperatur formasi. Dari hasil pengolahan data tersebut, diketahui bahwa gradien temperatur

rata-rata berada pada kisaran $3.48 - 3.59^{\circ}\text{C}$ per 100 meter dengan asumsi temperatur permukaan sebesar 20°C . Berikut data temperatur sumur pada Tabel 14.

Tabel 14. Data temperatur sumur FR berdasarkan *final 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

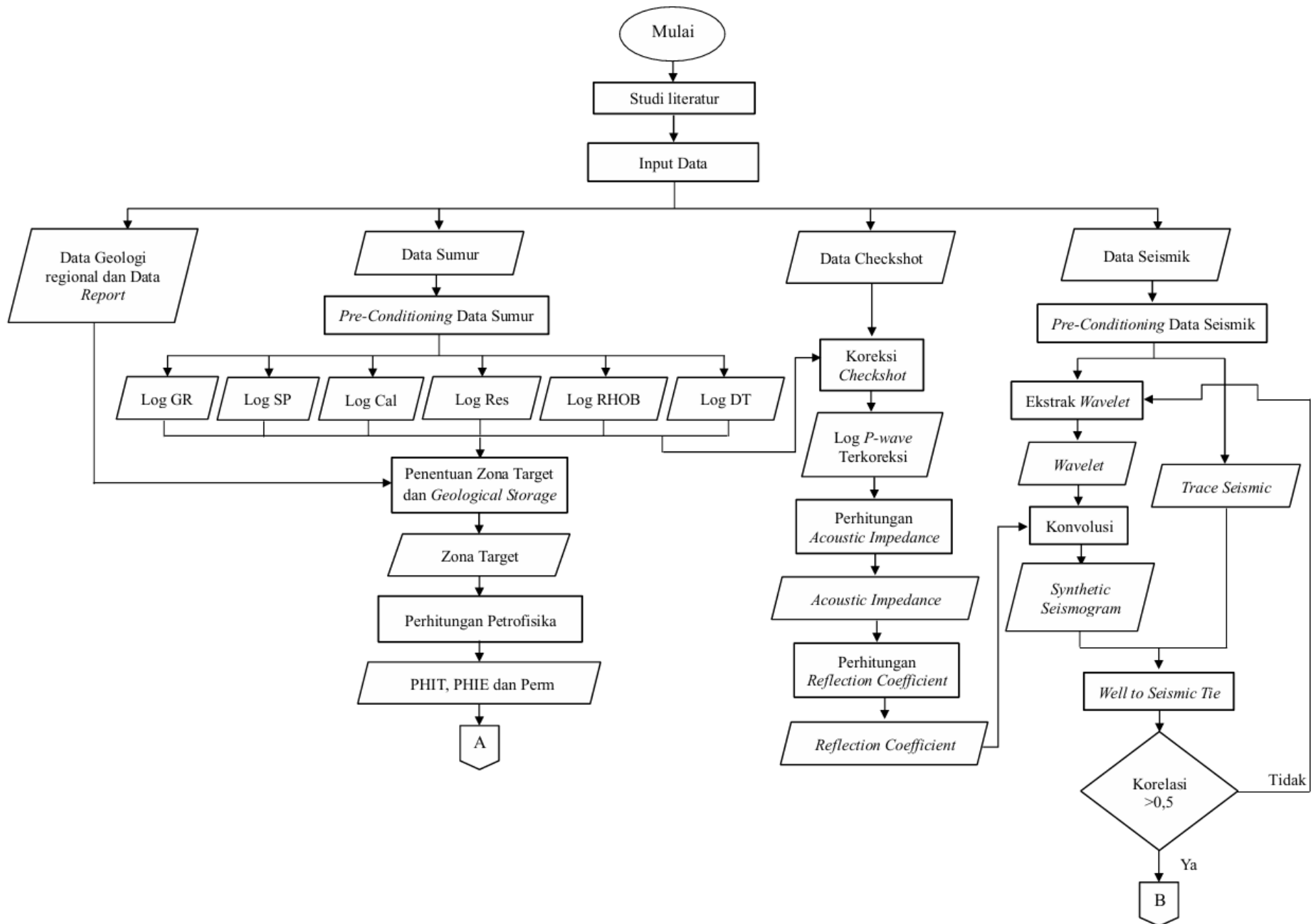
Selain data temperatur, pada *final report* juga memuat informasi mengenai tekanan pada Tabel 15 yang diperoleh dari hasil pengujian sumur.

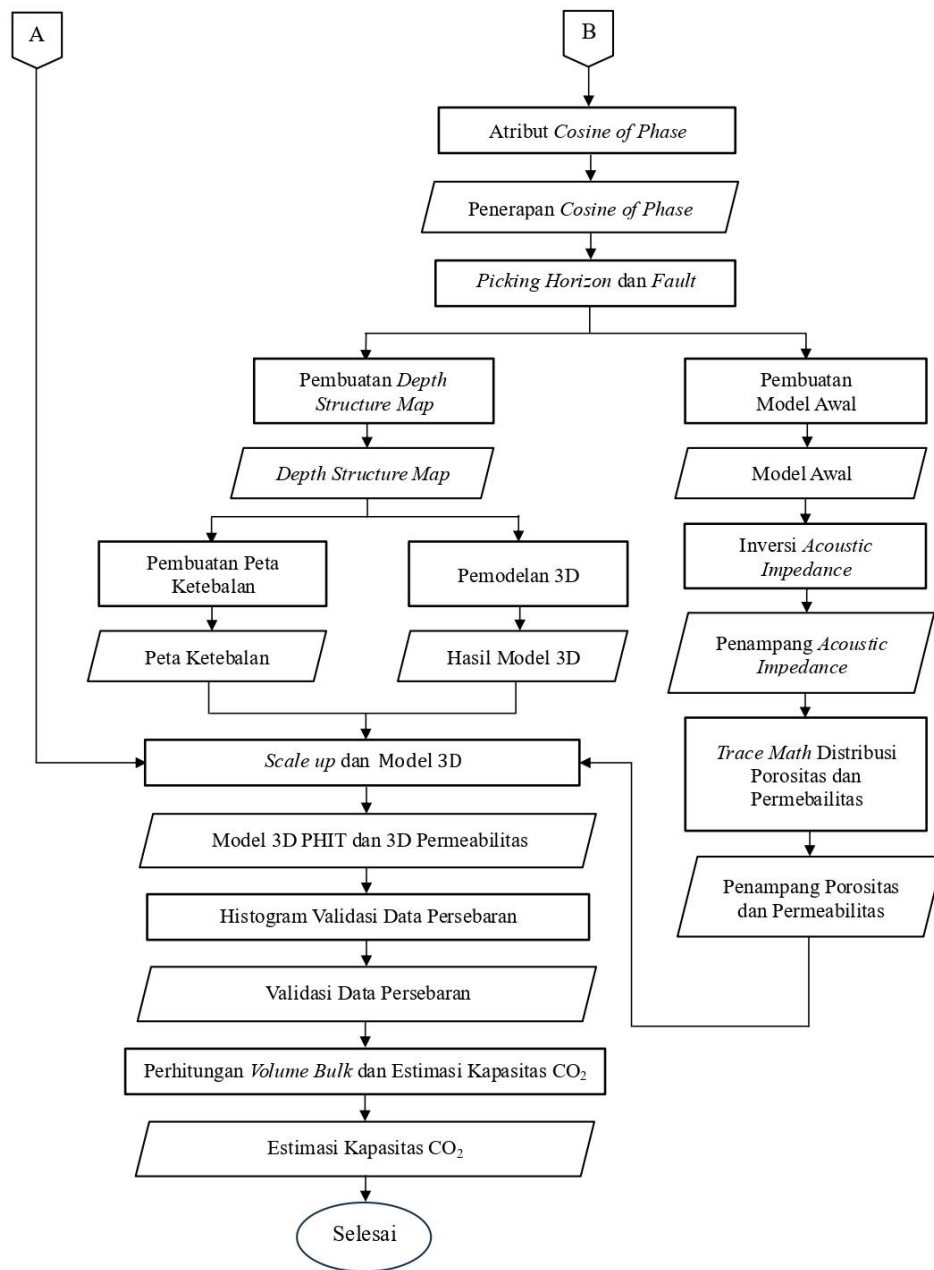
Tabel 15. Nilai tekanan Sumur FR berdasarkan *final report*

<i>Depth</i> (meter)	<i>Pressure</i> (PSIA)	<i>Depth</i> (meter)	<i>Pressure</i> (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

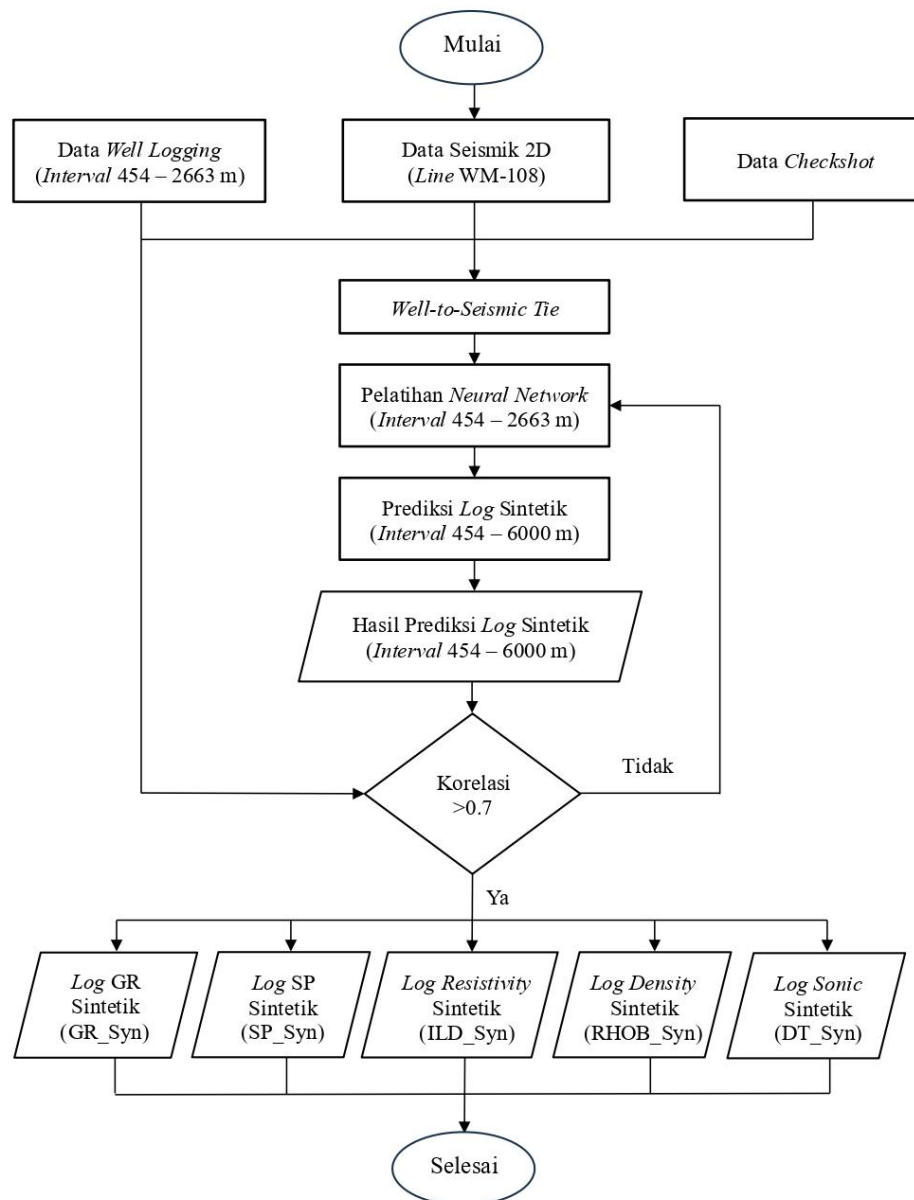
4.3. Diagram Alir Penelitian

Adapun diagram alir penelitian dari pengolahan data dan diagram alir pembuatan log sintetik dengan pendekatan *Neural Network* pada Gambar 33 dan Gambar 34 sebagai beriku.





Gambar 33. Diagram alir pengolahan data



Gambar 34. Diagram alir pembuatan log sintetik

4.4. Prosedur Penelitian

Adapun prosedur penelitian yang dilakukan pada Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut.

4.4.1. Studi Literatur

Tahap awal dalam penelitian ini diawali dengan studi literatur untuk memperdalam pemahaman mengenai kondisi geologi daerah studi, yaitu Lapangan FR, Cekungan Melawi. Kajian ini diperlukan untuk membangun landasan konseptual terkait karakter Cekungan, sistem petroleum, serta potensi akuifer dalam sebagai lokasi penyimpanan CO₂. Selanjutnya, mempelajari metode yang digunakan, termasuk prinsip dasar analisis petrofisika dari data sumur dan data seismik, beserta tahapan integrasi data. Proses interpretasi data didukung dengan pendalaman penggunaan perangkat lunak seperti Petrel, Geoview Hampson-Russell Suite, dan Interactive Petrophysics (IP) dalam menunjang analisis secara akurat.

4.4.2. *Pre-conditioning Data*

Pre-conditioning adalah tahap awal dalam pengolahan data yang bertujuan untuk menyiapkan, membersihkan, dan memperbaiki kualitas data sebelum digunakan terhadap data sumur maupun data seismik.

4.4.2.1. *Data Sumur*

Data sumur terlebih dahulu diperbaiki pada tahap pembersihan dengan proses despiking untuk menghilangkan gangguan atau *noise* yang dapat menurunkan ketelitian analisis petrofisika maupun akurasi *well-to-seismic tie*. Setelah itu dilakukan koreksi *washout correction* untuk memperbaiki bagian log yang terpengaruh pelebaran lubang bor, yang ditunjukkan oleh indikasi pada log caliper, sehingga respon log yang digunakan dalam pemodelan dan inversi dapat merepresentasikan kondisi formasi secara lebih akurat.

4.4.2.2. *Data Seismik*

Pada data seismik diperlukan penyesuaian dikarenakan terdapat perbedaan *vintage*, kondisi akuisisi, atau artefak pemrosesan di antara lintasan. Tahap utama yang dilakukan antara lain:

- a. *Amplitude balancing* yang berguna untuk menyeragamkan amplitudo dan meningkatkan kesinambungan reflektor.
- b. *Miss-tie analysis* yang berguna untuk menyelaraskan posisi *peak* dan *trough* antar lintasan sehingga interpretasi horizon dapat dilakukan secara konsisten.

4.4.3. Analisis Petrofisika

Dalam proses analisis potensi penyimpanan CO₂ pada sistem akuifer air asin di wilayah penelitian, penentuan zona target dilakukan melalui analisis petrofisika yang terdiri atas tahapan kualitatif dan kuantitatif. Analisis kualitatif dilakukan untuk mengidentifikasi karakter geologi menggunakan data log *gamma ray*, densitas (RHOB), sonik (DT), serta resistivitas. Tahap ini memberikan gambaran awal mengenai tipe batuan dan batasan reservoir. Selanjutnya dilakukan analisis kuantitatif berupa perhitungan *volume shale* (Vsh), porositas (ϕ), Saturasi Air (Sw), dan permeabilitas (K) sebagai parameter utama dalam penilaian kualitas reservoir. Dari beberapa analisis petrofisika tersebut dikorelasikan terhadap data *report* untuk menjadi dasar dalam menentukan interval yang paling prospektif sebagai zona penyimpanan CO₂ pada daerah penelitian.

4.4.4. Koreksi Checkshot

Koreksi *checkshot* dilakukan untuk menyelaraskan data sumur dengan data seismik melalui proses konversi dari domain kedalaman ke domain waktu. Tahapan ini memanfaatkan informasi data log sonik dan log densitas untuk menghasilkan fungsi waktu kedalaman (*time depth curve*) yang akurat. Hasil koreksi tersebut menjadi dasar dalam proses *well to seismic tie* dan memastikan bahwa posisi refleksi pada data seismik sesuai dengan kedalaman sebenarnya dari interval reservoir pada sumur.

4.4.5. Well to Seismic Tie (WST)

Proses *well to seismic tie* (WST) dilakukan untuk menyelaraskan *respons* refleksi antara data sumur dan data seismik sehingga keduanya berada dalam domain waktu yang konsisten. Pada tahap ini, *synthetic seismogram* dibangkitkan dengan mengkonvolusikan log sonik dan log densitas menggunakan *wavelet* yang sesuai

dengan karakteristik data seismik. Penyesuaian terhadap *event* refleksi kemudian dilakukan untuk memastikan bahwa marker sumur berkorespondensi secara tepat dengan reflektor pada penampang seismik. Hasil WST yang akurat menjadi dasar penting dalam proses *picking* horizon dan interpretasi stratigrafi pada zona target penyimpanan CO₂.

4.4.6. Penerapan Seismik Atribut

Dalam tahap ini atribut seismik digunakan untuk meningkatkan resolusi interpretasi, khususnya dalam mengidentifikaasi kontinuitas horizon pada data seismik. Atribut *noise of phase* dimanfaatkan karena kemampuannya menegaskan batas reflektor dan memperjelaskan perubahan fasies seismik, sehingga refleksi antar lapisan tampil lebih kontras. Peningkatan kejelasan reflektor yang dihasilkan oleh atribut ini sangat membantu dalam proses *picking* horizon dan memastikan interpretasi stratigrafi pada zona target penyimpanan CO₂ dilakukan secara lebih akurat.

4.4.7. *Picking Horizon and Fault*

Picking horizon dilakukan untuk mendelineasi kontinuitas lapisan pada penampang seismik dengan mengacu pada marker hasil *well to seismic tie*, khususnya pada interval yang menjadi target penyimpanan CO₂. Proses ini diawali dengan pembuatan *composite line* yang mengintegrasikan beberapa lintasan seismik yang berpotongan dengan sumur, sehingga interpretasi awal horizon dapat dilakukan dengan tingkat keandalan yang lebih tinggi. Setelah horizon teridentifikasi secara jelas pada *composite line*, *picking* kemudian diperluas ke seluruh lintasan seismik di daerah penelitian untuk memetakan geometri reservoir secara menyeluruh.

Selain itu, *picking fault* dilakukan untuk mengidentifikasi dan memetakan keberadaan struktur patahan dengan mempertimbangkan kondisi geologi regional. Patahan dikenali melalui ketidakmenerusan reflektor dan pergeseran horizon pada penampang seismik. Informasi mengenai konfigurasi patahan ini penting untuk mengevaluasi kontrol struktur terhadap keamanan dan integritas penyimpanan CO₂ terutama dalam menilai potensi jalur migrasi atau kebocoran fluida dari zona target.

4.4.8. Pembuatan *Depth Structure Map*

Hasil *picking horizon* menghasilkan koordinat X,Y, serta nilai *two way time* (TWT) dari seluruh lintasan seismik yang kemudian digunakan untuk membangun *time structure map* melalui proses *gridding*. Peta struktur waktu ini selanjutnya dikonversi ke domain kedalaman menggunakan persamaan polinomial orde dua yang diturunkan dari data *checkshot*, sehingga diperoleh *depth structure map* yang merepresentasikan geometri dan kedalaman horizon target secara tiga dimensi. Peta struktur kedalaman ini menjadi dasar penting dalam memvisualisasikan konfigurasi reservoir dan mendukung tahap pemodelan lebih lanjut dalam penelitian potensi penyimpanan CO₂.

4.4.9. Peta Ketebalan dan Pemodelan 3D *Geological Storage*

Setelah *depth structure map* diperoleh, tahap selanjutnya adalah menyusun peta ketebalan (*isopach map*) untuk setiap elemen dalam sistem *geological storage*. Peta ketebalan ini berfungsi untuk menggambarkan variasi distribusi vertikal masing-masing komponen di seluruh area penelitian, sehingga potensi reservoir dan integritas batuan penutup dapat dievaluasi secara lebih komprehensif. Selanjutnya, dilakukan pemodelan 3D untuk merepresentasikan geometri serta posisi zona target penyimpanan CO₂ mencakup reservoir dan batuan penutup (*seal rock*). Model tiga dimensi (3D) tersebut kemudian digunakan sebagai dasar untuk tahapan inversi *acoustic impedance* guna mendelineasi karakter fisik *subsurface* secara lebih detail.

4.4.10. Inversi Impedansi Akustik

Proses inversi impedansi akustik dilakukan melalui sejumlah tahapan penting yang harus dilakukan secara sistematis dan berurutan. Berikut adalah tahapan yang dilakukan:

4.4.10.1. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan sebagai tahap awal sebelum proses inversi untuk melihat sejauh mana log P-Impedansi mampu membedakan karakteristik batuan. Evaluasi ini dilakukan dengan membandingkan nilai P-Impedansi terhadap data log sumur melalui *crossplot*, sehingga hubungan antar parameter dapat diamati secara langsung dalam rangka mengidentifikasi sifat reservoir. Dalam penelitian ini,

analisis sensitivitas dilakukan dengan membuat *crossplot* antara P-Impedansi dan log porositas, kemudian ditambahkan interval warna berdasarkan nilai *gamma ray*. Dari hasil tersebut dapat diketahui zona yang berpotensi sebagai reservoir berpori, yang umumnya ditunjukkan oleh kombinasi nilai impedansi akustik yang rendah, porositas yang relatif tinggi, serta didukung oleh nilai *gamma ray* yang lebih rendah.

4.4.10.2. Model Awal (*Initial Model*)

Initial model merupakan tahap krusial dalam proses inversi seismik karena berfungsi sebagai kerangka dasar yang menentukan arah dan kestabilan solusi inversi. Model ini berkontribusi menggunakan data log sumur, terutama nilai impedansi akustik, yang kemudian dikalibrasikan dengan horizon-horizon hasil interpretasi seismik untuk memastikan kesesuaian secara stratigrafi maupun struktural. Keakuratan model awal sangat mempengaruhi kualitas hasil inversi, karena model tersebut berperan sebagai batasan dan referensi utama dalam proses iteratif pembentukan volume impedansi akustik.

4.4.10.3. Analisis Pra-inversi

Tahap pra-inversi dilakukan untuk mengoptimalkan parameter sehingga proses inversi menghasilkan model impedansi akustik dengan *error* seminimal mungkin. Penyesuaian parameter dilakukan secara iteratif melalui pendekatan *trial and error*, sekaligus mengevaluasi tingkat korelasi antara data seismik dan respons hasil inversi. Nilai korelasi yang lebih tinggi umumnya menunjukkan kesesuaian yang lebih baik, sehingga berpengaruh langsung terhadap kualitas model inversi. Beberapa parameter utama yang dianalisis pada tahap pra-inversi meliputi:

a. *Constrain Options*

Meliputi *hard* dan *soft constraint*. *Hard constraint* membatasi perubahan *impedance* sehingga hasil inversi semakin menyerupai model awal jika batasannya kecil. *Soft constraint* mengatur keseimbangan pengaruh antara model awal dan data seismik.

b. *Pre-whitening*

Menambahkan *noise* berlevel kecil pada spektrum amplitudo untuk meningkatkan kestabilan proses inversi. Nilai *pre-whitening* yang umum digunakan berada pada kisaran 5%.

c. *Average Block Size*

Mengatur ukuran blok hasil inversi, blok besar menurunkan resolusi, sedangkan blok kecil meningkatkan secara detail namun menambah waktu komputasi.

d. *Number of Iterations*

Menentukan jumlah pembaruan model selama inversi, iterasi lebih banyak meningkatkan akurasi tetapi memperpanjang waktu proses.

4.4.10.4. Inversi Impedansi Akustik

Setelah tahap pra-inversi menghasilkan kombinasi parameter dengan korelasi tinggi dan tingkat *error* terendah, proses inversi kemudian dilakukan untuk membangkitkan volume seismik dalam bentuk distribusi impedansi akustik. Kualitas hasil inversi dievaluasi dengan membandingkan kesesuaian antara nilai impedansi akustik dari data sumur dengan hasil distribusi impedansi yang diperoleh dari proses inversi, di mana tingkat kemiripan yang tinggi menunjukkan keberhasilan proses inversi.

4.4.11. Properti Model ϕ dan K

Pembuatan 3D model pada karakteristik ϕ dan K dapat dilakukan menggunakan beberapa tahapan adalah sebagai berikut:

a. *Grid*

Tahap awal dalam pembangunan model 3D adalah penyusunan kerangka geometri melalui proses *pillar gridding* dan pemodelan sesar. Tahapan ini menjadi dasar utama karena seluruh distribusi properti reservoir akan mengikuti bentuk *grid* yang telah dibangun, sehingga ketelitian pada tahap ini sangat menentukan kualitas model secara keseluruhan.

b. *Layering*

Setelah kerangka terbentuk, dilakukan proses *layering* untuk meningkatkan resolusi vertikal model. Proses ini bertujuan membagi zona reservoir menjadi lapisan-lapisan yang lebih tipis agar variasi dapat tergambarkan dengan detail.

Jumlah dan ketebalan lapisan ditentukan berdasarkan tingkat heterogenitas litologi.

c. *Upscaling*

Scale-up log sumur merupakan proses penyederhanaan data bersolusi tinggi menjadi satu nilai tiap *cell grid* yang ditembus sumur. Nilai porositas dan permeabilitas dirata-ratakan agar sesuai dengan skala model 3D. Hasil *scale-up* kemudian divalidasi dengan membandingkan distribusi statistik terhadap data asli, sehingga kesesuaian pola dan penyimpanan masih berada dalam batas yang dapat diterima.

d. Analisis Data

Analisis data secara spasial menggunakan variogram untuk mengetahui arah penyebaran dan kontinuitas properti reservoir. Analisis ini penting sebagai dasar dalam menentukan parameter geostatistik yang akan digunakan pada tahap pemodelan.

e. 3D Properti Reservoir (ϕ dan K)

Tahap pemodelan petrofisika dilakukan untuk mendistribusikan porositas dan permeabilitas secara 3D seluruh *grid*. Proses ini memanfaatkan hasil model fasies serta dikontrol oleh data inversi impedansi akustik agar distribusi properti tetap konsisiten dengan kondisi geologi. Model yang dihasilkan mampu menggambarkan distribusi properti yang lebih stabil, kontinu, dan tidak menghasilkan variasi lokal yang berlebihan.

f. *Geometrical Modelling*

Pemodelan geometrik digunakan untuk menghitung parameter volumetrik, seperti *bulk volume*, yang menggambarkan besarnya volume ruang dalam model 3D. Informasi ini digunakan sebagai dasar dalam estimasi kapasitas penyimpanan CO₂.

4.4.12. Estimasi Potensi Penyimpanan CO₂

Karakteristik dan estimasi penyimpanan CO₂ dilakukan dengan mengintegrasikan seluruh hasil interpretasi geologi, petrofisika, inversi impedansi akustik, dan pemodelan 3D reservoir. Pada tahap ini dianalisis parameter-parameter utama seperti porositas, permeabilitas, ketebalan bersih (*net thickness*), geometri reservoir, serta keberadaan dan efektivitas *caprock* sebagai lapisan penutup. Interpretasi

struktur seperti keberadaan sesar juga diperhitungkan untuk menilai potensi jalur migrasi CO₂ dan memastikan integritas penyimpanan. Berdasarkan interaksi seluruh data tersebut, kemudian ditentukan zona prospek yang memiliki kombinasi terbaik dari sisi kualitas reservoir dan kelayakan geologi sebagai target penyimpanan CO₂. Hasil evaluasi ini menjadi dasar dalam menentukan estimasi awal akuifer air asin Lapangan FR sebagai lokasi penyimpanan karbon dioksida (CO₂).

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil integrasi data log sumur dan inversi impedansi akustik menunjukkan bahwa sistem akuifer air asin pada Lapangan FR memiliki karakteristik reservoir yang cukup baik untuk penyimpanan CO₂. Reservoir 1 Formasi Payak memiliki porositas rata-rata 11.39% dan permeabilitas 38.95 mD, reservoir 2 Formasi Ingar B dan Haloq memiliki porositas 10.15% dan permeabilitas sekitar 24 mD, sedangkan reservoir 3 Formasi Selangkai B memiliki porositas 8.39% dan permeabilitas 35.06 mD.
2. Pemodelan properti 3D menunjukkan bahwa distribusi porositas dan permeabilitas secara lateral maupun vertikal dipengaruhi oleh variasi litologi bawah permukaan. Zona dengan dominasi *clean sandstone* memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang lebih baik dibandingkan zona dengan sisipin *shale*. Hasil validasi histogram menunjukkan tingkat penyimpangan kurang dari 10% sehingga model 3D yang dihasilkan dinilai cukup baik dalam menggambarkan karakter reservoir pada daerah penelitian.
3. Estimasi kapasitas penyimpanan menggunakan metode Goodman menunjukkan bahwa sistem akuifer air asin pada Lapangan FR memiliki total kapasitas penyimpanan mencapai sekitar $\pm 4,68$ Gt CO₂. Kapasitas tersebut terdiri atas reservoir 1 Formasi Payak memiliki estimasi kapasitas sebesar $\pm 0,898$ Gt, reservoir 2 Formasi Ingar B dan Haloq sebesar $\pm 1,957$ Gt, dan reservoir 3 Formasi Selangkai B sebesar $\pm 1,826$ Gt. Potensi penyimpanan tersebut didukung oleh keberadaan *seal rock* yang relatif tebal dan menerus, serta kondisi temperatur dan tekanan bawah permukaan yang memungkinkan CO₂ berada dalam fase superkritis dengan densitas berkisar antara 627,41–779,22 kg/m³.

6.2. Saran

Adapun saran yang dapat diberikan dalam penelitian ini sebagai berikut:

Diperlukan data sumur tambahan pada lokasi yang sama dengan daerah penelitian untuk meningkatkan kontrol dalam proses distribusi data seismik, sehingga interpretasi pada sistem *geological storage* dapat dilakukan dengan tingkat keakuratan yang lebih baik. Selain itu, penelitian selanjutnya diharapkan dapat melakukan analisis geomekanika batuan (*rock mechanics*) guna mengevaluasi sifat mekanik reservoir dan *seal rock* dalam menentukan stabilitas formasi bawah permukaan. Analisis tersebut juga penting untuk memastikan keamanan selama proses injeksi CO₂ pada penerapan teknologi *Carbon Capture and Storage* (CC) di daerah penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. (1991). *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir, Volume 1*. Jakarta: Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi “LEMIGAS”.
- Ajayi, T., Gomes, J. S., Bera, A. 2019. A Review of CO₂ Storage in Geological Formations Emphasizing Modeling, Monitoring and Capacity Estimation Approaches. Springer: Petroleum Science, 16, 1028-1063.
- Alifudin, R. F., Lestari, W., Syaifuddin, F., & Haidar, M. W. (2016). Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Aplikasi Seismik Atribut Dan Inversi Seismik Impedansi Akustik. Jurnal Geosaintek, 2(2), 107. <https://doi.org/10.12962/j25023659.v2i2.1924>
- Almutairi, K., Knapp, C., Knapp, J., Brantley, D., & Terry, D. (2022). Acoustic Impedance Inversions for Offshore CO₂ Storage: South Georgia Embayment, United States. *Frontiers in Energy Research*, 10, 842015. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.842015>
- Amer, M., Mabrouk, W. M., Eid, A. M., & Metwally, A. (2025). 3D seismic modeling of the Amal oil field to evaluate CO₂ storage potential in depleted reservoirs, Southern Gulf of Suez. *Scientific Reports*, 15(1), 18334.
- Amijaya, H. (2009). Geological Consideration For CO₂ Storage In Indonesia: A Basinal Scale Outlook. *Journal of Applied Geology*, 1(1).
- Antony, N., Lepong, P., Wahidah, W., Supriyanto, S., & Djayus, D. (2023). Perbandingan Nilai Resistivitas Menggunakan Metode Logging Resistivitas

- Listrik dan Electrical Resistivity Tomography (ERT). *GEOSAINS KUTAI BASIN*, 6(2), 63-80.
- Arafath, M. Y., Haque, A. E., Siddiqui, N. A., Venkateshwaran, B., & Ali, S. (2025). Permeability Prediction and Potential Site Assessment for CO₂ Storage from Core Data and Well-Log Data in Malay Basin Using Advanced Machine Learning Algorithms. *ACS omega*, 10(6), 5430-5448.
- Aref, L., & Saad, M. (2012). Total organic carbon enrichment and source rock evaluation of the Lower Miocene rocks based on well logs: October oil field, Gulf of Suez-Egypt. *International Journal of Geosciences*. [10.4236/ijg.2012.34069](https://doi.org/10.4236/ijg.2012.34069)
- Asquith, G. B., Krygowski, D., & Gibson, C. R. (2004). *Basic well log analysis* (Vol. 16, pp. 305-371). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, ISBN: 0-89181-667-4. <https://doi.org/10.1306/Mth16823>.
- Badaruddin, D. F., Suyono, M. N., Baharuddin, P. A., & Saragih, R. Y. (2018). Post-Mortem Analysis of Drilling Failure of The Kayan-1 and FR Wells in the Melawi Basin, West Kalimantan.
- Barnes, A. E. (1999). Seismic Attributes Past, Present, and Future. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 1–4
- 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.
- Benson, S. M., and Cole, D. R. 2008. CO₂ Sequestration in Deep Sedimentary Formations. *Elements*, 4, 325-331.
- Bormann, P., Engdahl, E. R., & Kind, R. (2012). *Seismic Wave Propagation and Earth models*. Potsdam : Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ.
- Cox, D. R., Newton, A. M., & Huuse, M. (2020). An introduction to seismic reflection data: Acquisition, processing and interpretation. In *Regional geology and tectonics* (pp. 571-603). Elsevier.

- Das, A. (2022). 3-Dimensional Static Modeling: Property Modeling of a Reservoir Using Petrel. *International Journal of Advances in Engineering and Management (IJAEM)* 4(2), 123-129.
- Dewan, J. T. (1983). *Essentials of Modern Open-hole Log Interpretation*. Oklahoma : PennWell Corporation.
- Dewanto, O., & Yuliantina, A. (2021). Menentukan konduktivitas panas formasi pada sumur ais di cekungan sumatera tengah. In *Prosiding Seminar Nasional Ilmu Teknik Dan Aplikasi Industri Fakultas Teknik Universitas Lampung* (Vol. 4, pp. 130-1). <https://doi.org/10.23960/prosidingsinta.v4i.38>
- Falcon-Suarez, I. H., Mangriotis, M. D., Papageorgiou, G., & Mondol, N. H. (2024). Impact of fluid distribution and petrophysics on geophysical signatures of CO₂ storage sandstone reservoirs. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 129(5), e2024JB029027.
- 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.org/10.1029/WR006i005p01454>
- Glover, P. W. J. (2000). *Petrophysics*. UK : 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 at the National and Regional Scale. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(4), 952–965. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.03.010>.

- Harisun, D. P. (2016). Interpretasi Data Log Sumur X-15 Lapangan Y Untuk Penentuan Awal Isi Hidrokarbon Di Tempat. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 7(01), 11-15.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Haszeldine, R. S. (2006). Deep geological CO₂ storage: Principles reviewed, and prospecting for bio-energy disposal sites. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 11(2), 377–401. <https://doi.org/10.1007/s11027-005-9005-6>.
- Haszeldine, R. S. (2009). Carbon capture and storage: how green can black be?. *Science*, 325(5948), 1647-1652. <https://doi/10.1126/science.1172246>
- Iskandar, U. P., Sofyan, S., & Usman, U. (2011). Ranking Of Indonesia Sedimentary Basin And Storage Capacity Estimates For Co2 Geological Storage. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 34(2), 149-156.
- Kaldi, J., Daniel, R., Tenthorey, E., Michael, K., Schacht U., Nicol, A., Underschultz, J., and Backe, G. 2013. Containment of CO₂ in CCS: Role of Caprock and Faults. *Energy Procedia*, 37, 5403-5410.
- 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.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2022). *Peta Cekungan Sedimen di Indonesia*. Bandung: Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2024). *Pemerintah Targetkan 15 Proyek CCS/CCUS Onstream Tahun 2030*. <https://migas.esdm.go.id/post/Pemerintah-Targetkan-15-Proyek-CCS-CCUS-Onstream-Tahun-2030> diakses pada Januari 2024.
- Khan, M. N., Siddiqui, S., & Thakur, G. C. (2024). Recent advances in geochemical and mineralogical studies on CO₂–brine–rock interaction for CO₂ sequestration: Laboratory and simulation studies. *Energies*, 17(13), 3346.

<https://doi.org/10.3390/en17133346>

- Kimura, S. (2024). Estimating Basin Scale CO₂ Storage in Indonesia. *Books*.
- Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Kumalasari, I. N., Dewanto, O., & Mulyanto, B. (2018). Identifikasi Persebaran dan Sumur Usulan menggunakan Metode Well Logging, Petrofisika Inversi , Seismik Simultan dan pemodelan 3D Geometri Reservoir. *Jurnal Eksplorasi Geofisika*, 1(16).
- Li, Y., Hu, Z., Cai, C., Liu, X., Duan, X., Chang, J., Li, Y., Mu, Y., Zhang, Q., Zeng, S., & Guo, J. (2021). Evaluation Method of Water Saturation in Shale: A Comprehensive Review. *Marine and Petroleum Geology*, 128. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105017>.
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107127>.
- Malik, S., Makauskas, P., Sharma, R., & Pal, M. (2024). Evaluating Petrophysical Properties Using Digital Rock Physics Analysis: A CO₂ Storage Feasibility Study of Lithuanian Reservoirs. *Applied Sciences*, 14(23), 10826. <https://doi.org/10.3390/app142310826>
- Michael, K., Golab, A., Shulakova, V., Ennis-King, J., Allinson, G., Sharma, S., & Aiken, T. (2010). Geological Storage of CO₂ in Saline Aquifers-A Review of the Experience from Existing Storage Operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(4), 659–667. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.12.011>.
- National Energy Technology Laboratory (US), & United States. Office of Fossil Energy. (2008). *Carbon sequestration atlas of the United States and Canada*. National Energy Technology Laboratory.
- 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.
- Pan, Z., & Connell, L. D. (2007). A Theoretical Model for Gas Adsorption-Induced Coal Swelling. *International Journal of Coal Geology*, 69(4), 243–252.
- Pan, Z., Ye, J., Zhou, F., Tan, Y., Connell, L. D., & Fan, J. (2017). CO₂ Storage in Coal to Enhance Coalbed Methane Recovery: A Review of Field Experiments in China. *International Geology Review*, 60(5–6), 754–776.
- 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.
- 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.
- 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.8.2.191-20>.
- Rider, M. (2002). The Geological Interpretation of Well Logs. In *Rider-French Consulting Ltd*.
- Rosyidan, C., Satiawati, L., & Satiyawira, B. (2015). Analisa Fisikaminyak (Petrophysics) Dari Data Log Konvensional Untuk Menghitung Sw Berbagai Metode. *Prosiding Seminar Nasional Fisika (E-Journal)*, 4, 1–6.
- Russel, B. (1996). *Introduction to Seismic Methods*. USA: Society of Exploration Geophysicist.
- Saghafi, A., Faiz, M., & Roberts, D. (2007). CO₂ Storage and Gas Diffusivity Properties of Coals from Sydney Basin, Australia. *International Journal Coal Geology*, 70, 240–254. <http://doi.org/10.1016/j.coal.2006.03.006>.

- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Application*. Texas: Schlumberger Educational Services.
- Shearer, P. (1999). *Introduction to Seismology*. United Kingdom: Cambridge University Press.
- Shi, J. Q., & Durucan, S. (2005). CO₂ Storage in Deep Unminable Coal Seams. *Oil and Gas Science and Technology*, 60(3), 547–558. <http://doi.org/10.2516/ogst:2005037>.
- Siallagan, F., Dewanto, O., & Mulyatno, B. S. (2017). Analisis Reservoir Migas Berdasarkan Parameter Petrofisika Dari 7 Sumur Di Cekungan Sumatera Selatan. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, 3(2), 52-64.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. United Kingdom : Cambridge University Press.
- Sukmono, S., (1999), *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., & Ambarsari, D. S. (2019). *Practical Seismic Interpretation for Petroleum Exploration*. Institut Teknologi Bandung.
- Tabah, F.R., & Danusaputro, I. (2010). Inversi Model Based untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan. *Jurnal Sains Dan Matematika*, 18(3), 88–93.
- 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>.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. (1990). *Applied geophysics*. Cambridge university press. <https://doi.org/10.1017/CBO9781139167932>
- Ulum, Y. N., Hastuti, E. W. D., & Herlina, W. (2014). Studi Evaluasi Data Logging Dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batu Pasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera

Tengah. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(3), 102284.
<https://doi.org/10.23960/jge.v9i3.273>

Veeken, P. C. (2006). *Seismic stratigraphy, basin analysis and reservoir characterisation* (Vol. 37). Elsevier.

Wang, Q., Zhang, D., Li, Y., Li, C., & Tang, H. (2024). Numerical simulation study of CO₂ storage capacity in Akuifer Saline Dalams. *Science and Technology for Energy Transition*, 79, 12. <https://doi.org/10.2516/stet/2024005>

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/g sag.v8i1.56477>.