

**ANALISIS SIFAT MEKANIKA BATUAN PADA FORMASI *DEEP
SALINE AQUIFER* SISTEM *CARBON CAPTURE AND STORAGE*
DENGAN INTEGRASI DATA *WELL LOGGING* DAN SEISMIK,
CEKUNGAN MELAWI, KALIMANTAN BARAT**

(Skripsi)

Oleh

HUSNUL MUBARRAK

NPM 2215051056



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2026**

**ANALISIS SIFAT MEKANIKA BATUAN PADA FORMASI *DEEP
SALINE AQUIFER* SISTEM *CARBON CAPTURE AND STORAGE*
DENGAN INTEGRASI DATA *WELL LOGGING* DAN SEISMIK,
CEKUNGAN MELAWI, KALIMANTAN BARAT**

**Oleh
HUSNUL MUBARRAK**

Skripsi

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

**Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2026**

ABSTRAK

ANALISIS SIFAT MEKANIKA BATUAN PADA FORMASI *DEEP SALINE AQUIFER* SISTEM *CARBON CAPTURE AND STORAGE* DENGAN INTEGRASI DATA *WELL LOGGING* DAN SEISMIK, CEKUNGAN MELAWI, KALIMANTAN BARAT

Oleh

Husnul Mubarrak

Penggunaan energi konvensional yang terus meningkat menyebabkan pelepasan emisi CO₂ ke atmosfer semakin besar dan berdampak terhadap perubahan iklim global, sehingga diperlukan teknologi yang mampu mengurangi dampak perubahan iklim, salah satunya melalui *Carbon Capture and Storage* (CCS). Keberhasilan penyimpanan CO₂ tidak hanya dipengaruhi kapasitas reservoir, tetapi juga kestabilan mekanika batuan selama proses injeksi. Penelitian ini bertujuan menganalisis distribusi sifat mekanika batuan, mengevaluasi respon geomekanika, serta menentukan tekanan injeksi maksimum yang aman pada sistem *geological storage* di Cekungan Melawi, Kalimantan Barat. Metode penelitian dilakukan melalui integrasi data *well logging* dan enam *line* seismik berbasis pemodelan 3D. Parameter yang dianalisis meliputi parameter petrofisik, *rock mechanic*, dan geomekanik, kemudian dievaluasi menggunakan pendekatan *Mohr-Coulomb Failure* guna mengetahui batas kestabilan batuan terhadap injeksi CO₂. Hasil penelitian menunjukkan bahwa distribusi parameter geomekanika mampu menggambarkan karakter mekanik reservoir dan *seal rock* secara lateral maupun vertikal. Zona dengan nilai *young's modulus* tinggi menunjukkan batuan lebih kaku, sedangkan nilai *poisson's ratio* tinggi mengindikasikan batuan lebih *deformable* terhadap tekanan injeksi. Berdasarkan evaluasi geomekanika, sistem *geological storage* di daerah penelitian masih memiliki kemampuan menerima injeksi CO₂ secara aman pada batas tekanan tertentu.

Kata kunci: *carbon capture and storage*, geomekanika, *deep saline aquifer*, *mohr-coulomb failure*, tekanan injeksi.

ABSTRACT

ANALYSIS OF ROCK MECHANICAL PROPERTIES IN THE DEEP SALINE AQUIFER FORMATION OF A CARBON CAPTURE AND STORAGE SYSTEM USING INTEGRATED WELL LOGGING AND SEISMIC DATA, MELAWI BASIN, WEST KALIMANTAN

By

Husnul Mubarrak

The continued increase in conventional energy use is leading to greater CO₂ emissions into the atmosphere and contributing to global climate change; therefore, technologies capable of mitigating the impacts of climate change are needed, one of which is Carbon Capture and Storage (CCS). The success of CO₂ storage is influenced not only by reservoir capacity but also by the mechanical stability of the rock during the injection process. This study aims to analyze the distribution of rock mechanical properties, evaluate the geomechanical response, and determine the maximum safe injection pressure for the geological storage system in the Melawi Basin, West Kalimantan. The research methodology involves the integration of well logging data and six seismic lines using 3D modeling. The parameters analyzed include petrophysical, rock mechanical, and geomechanical parameters, which were then evaluated using the Mohr-Coulomb Failure approach to determine the rock's stability limits against CO₂ injection. The results indicate that the distribution of geomechanical parameters effectively characterizes the mechanical properties of the reservoir and seal rock both laterally and vertically. Zones with high Young's modulus values indicate stiffer rock, while high Poisson's ratio values indicate rock that is more deformable under injection pressure. Based on the geomechanical evaluation, the geological storage system in the study area still has the capacity to safely accommodate CO₂ injection within certain pressure limits.

Keywords: carbon capture and storage, geomechanics, deep saline aquifer, mohr-coulomb failure, injection pressure

Judul Skripsi : Analisis Sifat Mekanika Batuan pada Formasi
*Deep Saline Aquifer Sistem Carbon Capture and
Storage dengan Integrasi Data Well Logging
dan Seismik, Cekungan Melawi, Kalimantan
Barat*

Nama Mahasiswa : **Husnul Mubarrak**

Nomor Pokok Mahasiswa : **2215051056**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

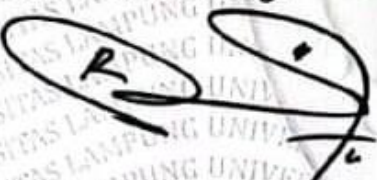
Fakultas : **Teknik**

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II


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

NIP. 19661222 199603 1001


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

NIP. 19910207 201803 2001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika


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

NIP. 19730716 200012 1002

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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

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

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

2. Dekan Fakultas Teknik

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

NIP. 19691030 200003 1001

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **5 Juni 2026**

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis dengan judul “Analisis Sifat Mekanika Batuan pada Formasi *Deep Saline Aquifer* Sistem *Carbon Capture and Storage* dengan Integrasi Data *Well Logging* dan Seismik, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat” bukan merupakan karya dari orang lain melainkan berdasarkan pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan-kutipan yang terdapat dalam skripsi ini telah tercantum sumber-sumbernya pada daftar pustaka sesuai norma, kaidah, dan etika penulisan.

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

Bandar Lampung. 2 Juni 2026



Husnul Mubarrak

NPM. 2215051056

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Kota Tangerang, Banten, pada 27 Juni 2004 dan merupakan anak pertama dari tiga bersaudara, pasangan Bapak Deni Zaenudin dan Ibu Elis Susiawati. Penulis mengawali pendidikan formal pada TK Mentari Illahi dan menyelesaikannya pada tahun 2010. Setelah itu, penulis melanjutkan pendidikan di SD Negeri Cipondoh 1 hingga lulus pada tahun 2016. Pendidikan tingkat menengah pertama ditempuh di Madrasah Tsanawiyah Negeri 8 Jakarta Barat dan selesai pada tahun 2019, kemudian melanjutkan ke Madrasah Aliyah Negeri 12 Jakarta Barat dan lulus pada tahun 2022. Pada tahun yang sama, penulis diterima sebagai mahasiswa di Universitas Lampung, Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur Seleksi Bersama Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SBMPTN) tahun 2022.

Selama menjalani pendidikan di perguruan tinggi, penulis aktif mengikuti berbagai kegiatan akademik maupun non-akademik. Penulis pernah berperan sebagai Asisten Praktikum Geologi Struktur Prodi Teknik Geologi pada tahun 2025 dan Prodi Teknik Geofisika pada tahun 2026; Asisten Praktikum Fisika Dasar I prodi Teknik Geologi pada tahun 2025; Asisten Praktikum Fisika Dasar II prodi Teknik Geologi pada tahun 2025 sampai 2026; Asisten Praktikum Kristalografi dan Mineralogi Prodi Teknik Geologi pada tahun 2025; Asisten Praktikum Petrologi Prodi Teknik Geologi pada tahun 2026; Asisten Praktikum Metode *Well Logging* Prodi Teknik Geofisika pada tahun 2026. Di samping itu, penulis juga terlibat aktif dalam sejumlah organisasi, di antaranya sebagai Anggota Bidang Multimedia Informasi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (HIMA TG Bhuwana) pada periode I (2023-2024) serta ketua pelaksana TG-*Zine* Edisi Ke-6, setelah itu diamanahkan sebagai Ketua Bidang Multimedia Informasi periode II (2024-2025);

Anggota Divisi Media Kreatif dan Informasi dalam Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia pada tahun 2024-2025, dilanjutkan menjadi Ketua Divisi Media Kreatif dan Informasi Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia pada tahun 2025 sampai saat ini.

Pada tahun 2023, penulis berhasil meraih Juara II dalam kategori Lomba *Photo Contest* pada acara *Geophysics Whiz Event and Seminar* ke-9 yang diadakan oleh Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (HIMA TG Bhuwana). Pada tahun 2024, penulis ikut serta dalam program Merdeka Belajar Kampus Merdeka (MBKM) pada skema riset dosen dengan topik “Survei Pemetaan Potensi Geowisata Menggunakan Metode Pemotretan Udara *Drone* UAV di Kecamatan Suoh Kabupaten Lampung Barat”. Setahun setelahnya, tepatnya pada bulan Januari hingga Februari 2025, penulis melaksanakan kegiatan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Merbau Mataram, Kecamatan Merbau Mataram, Kabupaten Lampung Selatan dengan program kerja “Pembuatan Peta Kemiringan Lereng Desa Merbau Mataram”. Pada bulan Juli sampai Agustus tahun 2025, penulis menjalankan kegiatan Kerja Praktik (KP) yang bertempat di Pusat Survei Geologi (PSG), Bandung dengan topik **“Identifikasi Zona Hidrokarbon serta Jenis Fluida Hidrokarbon Berdasarkan Analisis Saturasi Fluida pada Sumur “HM”, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat”**. Pada tahun yang sama, yakni pada bulan November 2025 hingga Maret 2026, penulis meneruskan pengerjaan Tugas Akhir (Skripsi) di Pusat Survei Geologi (PSG) Bandung dengan tema penelitian berjudul **“Analisis Sifat Mekanika Batuan pada Formasi *Deep Saline Aquifer* Sistem *Carbon Capture and Storage* dengan Integrasi Data *Well Logging* dan Seismik, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat”**.

PERSEMBAHAN

Bismillah, Hamdan wa Sukran Lillah, skripsi ini akhirnya terselesaikan. Karya ini jauh dari kata sempurna, namun cukup menjadi saksi perjuangan panjang yang penuh air mata, lelah, doa, dan harapan hingga mampu mengantarkan penulis tiba di titik ini. Dengan hati yang penuh bangga sekaligus haru, serta dengan segala kerendahan hati, karya sederhana dipersembahkan kepada:

Bapak dan Ibu tercinta,

Deni Zaenudin, S.Pd.I. & Elis Susiawati, S.Pd.

Atas cinta yang begitu tulus dan tidak pernah pudar sedikit pun, kasih sayang yang tak tergantikan oleh siapa pun, serta setiap pengorbanan yang rasanya tidak akan pernah mampu terbayarkan sampai kapan pun. Untuk setiap doa yang diam-diam terus dipanjatkan, di setiap sujud tulus terus dilangitkan, hingga penulis mampu bertahan sejauh ini. Terima kasih atas setiap pelukan hangat, nasihat yang menenangkan, teguran yang penuh rasa sayang, serta dukungan yang menjadi kekuatan terbesar di tengah beratnya perjalanan dan pengorbanan tiap prosesnya.

Adik-adikku tersayang,

Havidzah Shafa Al Aslamiyyah & Hazig Arkaan Al Quds

Terima kasih selalu menjadi alasan penulis tetap kuat. Tawa, dukungan, dan kehadiran kalian adalah penguat bagi penulis. Memiliki adik-adik seperti kalian adalah anugerah terbesar yang selalu penulis banggakan. Semoga kelak kita bisa membahagiakan kedua orang tua kita, tidak hanya di dunia, tetapi hingga akhirat.

أحبكم جميعاً من أجل الله!

Teknik Geofisika Universitas Lampung

Karya sederhana ini penulis persembahkan kepada keluarga besar Teknik Geofisika Universitas Lampung, terkhusus “Granit 2022”, yang telah menjadi bagian tak terpisahkan dari perjalanan penulis. Terima kasih atas setiap kebersamaan yang terjalin, atas semangat yang saling ditularkan, serta atas dukungan yang selalu hadir dalam berbagai bentuk. Bagi penulis, “Granit 2022” bukan sekadar identitas sebuah angkatan, melainkan tempat berproses, bertumbuh, dan belajar menghadapi berbagai tantangan bersama. Setiap kenangan yang tercipta akan selalu tersimpan dalam perjalanan hidup penulis.

Diri Saya Sendiri

Hai, iya kamu, Husnul Mubarrak versi saat ini. Terima kasih karena telah bertahan hingga sejauh ini. Terima kasih untuk setiap langkah yang tetap diayunkan meski sering kali terasa berat, untuk setiap air mata yang jatuh dalam diam, serta setiap luka yang dipilih untuk disembuhkan daripada dijadikan alasan untuk menyerah. Tidak semua perjuangan dapat dilihat oleh orang lain, tetapi diri ini tahu betapa panjang jalan yang telah dilalui untuk sampai pada titik ini.

Terima kasih karena telah terus percaya, bahkan ketika keadaan tidak selalu berpihak. Terima kasih karena telah memilih untuk bangkit setiap kali terjatuh, dan tetap berjalan meski tidak selalu mengetahui ke mana arah akan membawa. Hari ini bukan tentang menjadi yang paling hebat, melainkan tentang berhasil melewati setiap proses yang pernah terasa mustahil untuk dilalui.

Untuk diri ini, yang telah berjuang dalam sunyi dan bertumbuh dalam berbagai versi kehidupan, terima kasih. Semoga langkah yang akan datang senantiasa dipenuhi keberanian, ketulusan, dan kebahagiaan yang layak untuk dirayakan.

Kamu sungguh luar biasa! (أنت رائع جداً)

MOTTO

“Sesungguhnya urusan-Nya menciptakan segala sesuatu sangatlah mudah bagi-Nya. Apabila Dia menghendaki untuk menciptakan sesuatu, Dia hanya berkata kepadanya, “Jadilah!” Maka dengan serta-merta jadilah sesuatu yang dikehendaki-Nya itu”
(Yasin : 82)

“الآداب فوق العلم”
“Adab itu lebih tinggi daripada ilmu.”
-Pepatah Arab

“Barangsiapa yang menginginkan dunia, maka hendaklah ia berilmu. Barangsiapa yang menginginkan akhirat, maka hendaklah ia berilmu.”
-Imam Syafi’i

“...dahulu kita (kaum muslim) bagaikan rembulan, matahari, dan bintang-bintang, dan kita melangkah pergi demi menolong bangsa-bangsa, kita tebarkan cinta dan terus melangkah maju ke depan, maka kenakanlah pakaian cahaya itu, wahai negeriku.”
-Syair Andalusia (Historical of the Islamic Golden Age)

“Ente jual, aye beli!”
-Pepatah Betawi

“أَمِنْ يَقِينًا، لَا مُسْتَحِيلًا!”
“Saya percaya dan yakin, tidak ada yang mustahil!”
-Penulis

KATA PENGANTAR

Penulis mengucapkan rasa syukur yang sebesar-besarnya kepada Allah SWT, atas segala rahmat, nikmat, serta izin-Nya sehingga skripsi ini dapat diselesaikan dengan baik. Berkat pertolongan dan kemurahan-Nya, setiap tahapan dalam penyusunan skripsi ini dapat dilalui dengan lancar. Penulis menyadari bahwa karya ini masih memiliki berbagai kekurangan dan belum mencapai kesempurnaan. Oleh karena itu, kritik, saran, serta masukan yang bersifat membangun sangat diharapkan sebagai bahan perbaikan pada masa yang akan datang.

Skripsi dengan judul “**Analisis Sifat Mekanika Batuan pada Formasi Deep Saline Aquifer Sistem Carbon Capture and Storage dengan Integrasi Data Well Logging dan Seismik, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat**” merupakan hasil penelitian tugas akhir yang dilaksanakan selama periode November 2025 hingga Juni 2026. Penyusunan skripsi ini dilakukan sebagai salah satu persyaratan akademik untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Geofisika, Universitas Lampung.

Penulis berharap hasil penelitian yang disajikan dalam skripsi ini dapat menambah pengetahuan bagi para pembaca. Selain itu, penelitian ini diharapkan menjadi sumbangsih bagi perkembangan ilmu geofisika, khususnya dalam kajian *Carbon Capture and Storage* (CCS), serta menjadi amal kebaikan bagi penulis dan seluruh pihak yang memberikan dukungan selama proses penyusunannya.

Bandar Lampung, 2 Juni 2026



Husnul Mubarrak

NPM. 2215051056

SANWACANA

Dengan memanjatkan rasa syukur ke hadirat Allah SWT atas segala limpahan rahmat, karunia, dan hidayah-Nya, penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “**Analisis Sifat Mekanika Batuan pada Formasi *Deep Saline Aquifer* Sistem *Carbon Capture and Storage* dengan Integrasi Data *Well Logging* dan Seismik, Cekungan Melawi, Kalimantan Barat**”. Dalam proses penyusunan skripsi ini, penulis menghadapi berbagai tantangan sekaligus memperoleh banyak pelajaran yang berharga. terselesaikannya penelitian ini tidak terlepas dari peran serta, dukungan, dan bantuan berbagai pihak. Oleh karena itu, pada kesempatan ini penulis ingin menyampaikan rasa terima kasih dan apresiasi yang setinggi-tingginya kepada:

1. Bapak Dr. Ahmad Herison, S.T., M.T., sebagai Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung yang telah mendukung kegiatan akademik penulis selama masa perkuliahan.
2. Bapak Dr. Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si., C.EIA., IPM., sebagai Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung atas arahan dan dukungan yang diberikan selama proses studi penulis.
3. Bapak Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si., C.EIA., sebagai Sekretaris Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung atas bantuan dan dukungannya selama penulis menempuh studi.
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., sebagai dosen pembimbing I yang telah memberikan bimbingan, arahan, masukan, serta motivasi kepada penulis sejak Kerja Praktik hingga penyelesaian skripsi ini.
5. Ibu Rahmi Mulyasari, S.Pd., M.T., sebagai dosen pembimbing II yang telah memberikan bimbingan serta dukungan selama proses penyusunan skripsi.

6. Bapak Dr. Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., sebagai dosen penguji yang telah memberikan kritik, saran, dan masukan yang membangun demi penyempurnaan skripsi ini.
7. Bapak Dr. Andy Setyo Wibowo, S.T., M.T., sebagai pembimbing di Pusat Survei Geologi (PSG) yang telah memberikan arahan, ilmu, dan masukan selama pelaksanaan Kerja Praktik hingga penyusunan tugas akhir.
8. Ibu Isti Nur Kumalasari, S.T., M.T., sebagai Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan serta bimbingan sejak awal masuk perkuliahan hingga akhir masa perkuliahan.
9. Seluruh dosen dan sivitas akademika Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang tidak dapat disebutkan satu per satu, terima kasih atas ilmu, bimbingan, pengalaman, dukungan, serta berbagai momen berharga yang telah diberikan selama masa perkuliahan. Kehadiran Bapak/Ibu sekalian menjadi bagian penting dalam perjalanan akademik penulis dan akan selalu dikenang dengan penuh rasa syukur.
10. Rekan “PSGenk”, yakni Eka dan Fitra, yang telah berjalan bersama dalam setiap sudut di Bandung. Terima kasih atas tawa yang menguatkan, cerita yang menenangkan, dan kebersamaan yang menjadikan setiap langkah penulis menjadi sangat berkesan. Meski waktu terus berjalan, kenangan akan selalu tersimpan dalam ingatan.
11. Sahib sehidup semati, yakni “Pala Nyut-nyutan” yang setia menemani penulis “dikala dunia seolah runtuh dan remuk, mereka datang untuk memeluk”. Terima kasih Neng Bira, Neng Fatma, Neng Inggil, serta Neng Ala, atas canda, tawa, serta kebersamaan yang tak pernah habis menjadi penguat di setiap langkah. Kalian hadir sebagai rumah tempat pulang ketika lelah, tempat berbagi ketika hati penuh resah, dan tempat bersandar ketika langkah mulai goyah.
12. Sobat “Lionimisme”, yakni Lioni, Arin, Rika, Hilal, Galih, serta Lani yang senantiasa membersamai penulis “sedari putih abu-abu hingga ke dunia yang tak selalu semu”. Terima kasih selalu menggenggam tangan penulis saat langkah terasa rapuh, menguatkan saat hati hampir runtuh, dan tetap tumbuh bersama penulis meski dunia tak selalu utuh.

13. Rekan senasib, sesuku, sedaerah, serta seperantauan penulis, yakni Bro Izza Murtaja. Terima kasih telah kebersamai penulis sedari Madrasah Aliyah, perjuangan SBMPTN 2022, hingga akhir perkuliahan ini. Terima kasih atas setiap uluran tangan yang diberikan hingga titik ini tercapai.
14. Rekan penjelajah rasa I #MakanApaKitaHariIni, yakni Amal serta Tyas. Terima kasih atas jiwa yang senantiasa “menebarkan energi yang teduh, menguatkan saat langkah terasa rapuh, dan menemani ketika hati dalam keadaan terjatuh”. *Nyok kite mindo lagi, nyendok!*
15. Rekan penjelajah rasa II #KeFKIPKuy, yakni Salsa, Syeikha, Sabrina, Khalila, Asda, Yuniar, Presti, serta Andien. Terima kasih selalu menemani makan siang, berbagi cerita di sela perjuangan yang panjang.
16. Sohob penguasa Jekardah “*Tri-Regent*”, yakni Malikha si “*Jakarta belah sonoh*” serta Pebriadi si “*Jakarta belah tangeh*”. Terima kasih sentiasa meluangkan waktu untuk mengitari Jakarta dikala hati gundah gulana. “Dikala hati sedang sedih, kalian datang tanpa pamrih; menghadirkan tawa di tengah letih, serta menguatkan langkah yang hampir tersisih.”
17. Sobat Lab. Elektronika Geofisika, Lab. Mitigasi Bencana, serta Lab. PPDG yang selalu senantiasa menghibur penulis di tengah lelahnya perjuangan. Terima kasih telah menghadirkan tawa ketika hari terasa berat, menjadi teman berbagi cerita ketika hati mulai penat, dan menciptakan begitu banyak kenangan yang menjadikan masa perkuliahan ini terasa lebih hangat.
18. Teman sedari kecil penulis, yakni Bilal, Imron, Imel, Dinda, Fenny, dan Lela yang telah mengenalkan penulis apa itu dunia di masa itu hingga saat ini. Terima kasih telah mengukir cerita indah dalam memori penulis.
19. Rekan KKN Merbau Mataram, yakni Mush’ab, Topan, Vina, Mala, Dina, serta Giska. Terima kasih selama satu bulannya, yang mengajarkan penulis apa itu arti kebersamaan, kekompakkan, serta kekeluargaan yang tak dapat terlupa meski ditelan masa.
20. Rekan-rekan penetap “Asrama Mulyawan”, yakni Abangda Zaid, Komti Rangga, Uwak Hafiz, Korlap Afif, Abangda Yusron, Abangda Aloy, Adik Alif, Pakde Aji, Kim Razki, serta nomaden lainnya. Terima kasih telah kebersamai penulis di akhir masa perkuliahan ini yang menghadirkan

begitu banyak tawa di tengah lelahnya perjuangan. Momen-momen sederhana yang pernah kita lalui bersama akan selalu dikenang sebagai salah satu bagian terindah dalam perjalanan penulis.

21. Akhi Humood Alkhuder (Penyanyi), lewat setiap karya, pesan, dan perjalanan yang mereka bagikan telah mengajarkan penulis tentang ketekunan, keberanian, dan arti sebuah mimpi. Terima kasih telah hadir dan menemani sebagian perjalanan masa muda penulis, menjadi sumber semangat di hari-hari yang sulit, serta memberi inspirasi untuk terus menjadi versi terbaik dari diri sendiri (كُنْ أَنْتَ تَزِدُّ جَمَالاً!).
22. Keluarga besar GRANIT, Teknik Geofisika Angkatan 2022, terima kasih karena telah menjadi rumah kedua yang selalu menghadirkan kehangatan dalam perjalanan penulis, mulai dari proses kaderisasi hingga akhir masa perkuliahan ini. Setiap momen, cerita, dan kebersamaan yang kita ciptakan akan selalu menjadi kenangan yang berharga.
23. Abang, kakak, serta adik-adik Teknik Geofisika dan Teknik Geologi, terima kasih telah menjadi bagian dari perjalanan ini. Melalui perhatian, dukungan, dan ketulusan yang kalian berikan, banyak langkah yang terasa berat menjadi lebih ringan untuk dijalani. Setiap bantuan yang hadir dan setiap kebersamaan yang tercipta telah meninggalkan jejak kebaikan yang akan selalu penulis kenang sepanjang perjalanan hidup.

Kepada seluruh insan yang telah menjadi bagian dari perjalanan ini, penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya. Meski tidak semua nama dapat tertuliskan, setiap doa, dukungan, dan kebaikan yang diberikan akan selalu penulis kenang. Semoga Allah SWT membalas segala ketulusan tersebut dengan keberkahan, kebahagiaan, dan kemudahan dalam setiap langkah kehidupan.

Bandar Lampung, 2 Juni 2026



Husnul Mubarrak
NPM. 2215051056

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
<i>ABSTRACT</i>	iv
MENGESAHKAN	vi
PERNYATAAN.....	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN.....	x
MOTTO	xii
KATA PENGANTAR.....	xiii
SANWACANA	xiv
DAFTAR ISI.....	xviii
DAFTAR GAMBAR.....	xxiv
DAFTAR TABEL	xxix
I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah.....	2
1.3. Tujuan Penelitian	2
1.4. Batasan Masalah	3
1.5. Manfaat Penelitian	3

II. TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1. Lokasi Daerah Penelitian.....	4
2.2. Geologi dan Fisiografi Cekungan Melawi.....	5
2.3. Tatanan Tektonik dan Struktur Regional Cekungan Melawi	6
2.4. Stratigrafi Regional Cekungan Melawi	8
2.4.1. Kelompok Selangkai (<i>Selangkai Group</i>).....	9
2.4.2. Vulkanik Piyabung (<i>Piyabung Volcanics</i>)	10
2.4.3. Formasi Haloq	10
2.4.4. Formasi Ingar.....	10
2.4.5. Formasi Dangan.....	10
2.4.6. Formasi Silat (<i>Silat Shale</i>).....	10
2.4.7. Formasi Payak	10
2.4.8. Formasi Tebidah	11
2.4.9. Formasi Sekayam	11
2.4.10. Intrusi Sintang (<i>Sintang Intrusives</i>).....	11
2.5. Penelitian Terdahulu	11
III. TEORI DASAR	14
3.1. <i>Carbon Capture Storage (CCS)</i>	14
3.2. Metode <i>Well Logging</i>	18
3.2.1. <i>Log Gamma Ray</i>	19
3.2.2. <i>Log Resistivitas</i>	20
3.2.3. <i>Log Densitas (RHOB)</i>	21
3.2.4. <i>Log Neutron (NPHI)</i>	22
3.2.5. <i>Log Sonik</i>	23
3.2.6. <i>Log Caliper</i>	24
3.2.7. <i>Log Spontaneous Potential (SP)</i>	26

3.3. Analisis Petrofisika.....	27
3.3.1. Analisis Kualitatif.....	27
3.3.2. Analisis Kuantitatif.....	27
3.4. Metode Seismik	38
3.5. Penjalaran Gelombang Seismik.....	39
3.5.1. Prinsip Huygens.....	39
3.5.2. Hukum Snellius	40
3.5.3. Asas Fermat	41
3.6. Komponen Gelombang Seismik.....	42
3.6.1. <i>Seismic Trace</i>	42
3.6.2. <i>Wavelet</i>	43
3.6.3. <i>Phase and Polarity</i>	43
3.6.4. <i>Acoustic Impedance (AI)</i>	44
3.6.5. <i>Reflection Coefficient</i>	45
3.7. <i>Well Seismic Tie</i>	46
3.8. <i>Picking Horizon</i>	47
3.9. Seismik Atribut.....	47
3.10. Seismik Inversi	48
3.11. Konsep dan Definisi Geomekanika	50
3.12. Tekanan <i>In-situ</i>	50
3.12.1. Tekanan <i>Overburden/Vertikal</i>	51
3.12.2. Tekanan Horizontal	51
3.12.3. Tekanan Hidrostatik	54
3.12.4. Tekanan Pori	54
3.12.5. Tekanan Rekah.....	55
3.13. <i>Rock Mechanical Properties</i>	55

3.14. Parameter Mekanik Batuan.....	56
3.14.1. Tegangan (<i>stress</i>)	56
3.14.2. Regangan (<i>strain</i>).....	57
3.14.3. <i>Young's Modulus</i>	58
3.14.4. <i>Poisson's Ratio</i>	60
3.14.5. <i>Friction Angle</i>	61
3.15. <i>Brittleness Index</i>	62
3.16. Kuat Geser suatu Batuan menurut <i>Mohr-Coulomb Criteria</i>	63
3.17. Prediksi Perhitungan Tekanan Injeksi Maksimum	64
IV. METODOLOGI PENELITIAN.....	65
4.1. Tempat dan Waktu Penelitian.....	65
4.2. Alat dan Bahan	67
4.2.1. Perangkat Penelitian	67
4.2.2. Data Penelitian.....	67
4.3. Diagram Alir Penelitian.....	71
4.4. Prosedur Penelitian	75
4.4.1. Studi Literatur.....	75
4.4.2. <i>Pre-conditioning Data</i>	75
4.4.3. Analisis Petrofisika.....	76
4.4.4. Analisis <i>Rock Mechanic</i> dan Geomekanika	76
4.4.5. Koreksi <i>Checkshot</i>	76
4.4.6. <i>Well to Seismic Tie (WST)</i>	76
4.4.7. Penerapan Seismik Atribut	77
4.4.8. <i>Picking Horizon and Fault</i>	77
4.4.9. Pembuatan <i>Depth Structure Map</i>	77

4.4.10. Pembuatan Peta Ketebalan dan Pemodelan 3D <i>Geological Storage</i>	78
4.4.11. Inversi <i>Acoustic Impedance</i>	78
4.4.12. 3D <i>Rock Mechanic Modelling</i>	80
4.4.13. Analisis <i>Mohr-Coulomb Failure</i>	80
4.4.14. Perhitungan Tekanan Injeksi Maksimum	80
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	81
5.1. <i>Pre-Conditioning</i> Data.....	81
5.1.1. <i>Environmental Correction</i> (Koreksi Lingkungan Pemboran)....	81
5.1.2. <i>Miss-tie Analysis</i>	82
5.2. Prediksi Sifat Petrofisika Formasi Selangkai	83
5.3. Analisis Data Sumur	85
5.3.1. Analisis <i>Quick Look</i> Zona <i>Geological Storage</i>	85
5.3.2. Analisis Kuantitatif Zona <i>Geological Storage</i>	88
5.4. Perhitungan Parameter <i>Rock Mechanic</i>	102
5.4.1. Perhitungan <i>Poisson's Ratio</i> (ν).....	102
5.4.2. Perhitungan <i>Young's Modulus</i> (E).....	103
5.4.3. Perhitungan <i>Friction Angle</i> (FA atau ϕ).....	104
5.5. Perhitungan Geomekanika.....	106
5.5.1. Perhitungan Tekanan Vertikal (S_v).....	106
5.5.2. Perhitungan Tekanan Hidrostatik (P_h).....	107
5.5.3. Perhitungan Tekanan Pori (P_p).....	108
5.5.4. Perhitungan Tekanan Rekah (F_p).....	109
5.5.5. Perhitungan Tekanan Horizontal (S_h).....	110
5.6. Perhitungan <i>Brittleness Index</i> (BI)	112
5.7. Prediksi Nilai Densitas CO ₂ pada Reservoir <i>Geological Storage</i>	115

5.8. <i>Well-to-Seismic Tie</i>	117
5.8.1. <i>Checkshot Correction</i>	117
5.8.2. <i>Synthetic Seismogram</i>	118
5.9. <i>Penerapan Seismic Attributes</i>	120
5.10. <i>Picking Horizon dan Picking Fault</i>	121
5.11. <i>Time Structure Map</i>	123
5.12. <i>Depth Structure Map</i>	132
5.13. <i>Peta Ketebalan Tiap Komponen Geological Storage</i>	141
5.14. <i>Pemodelan 3D Rock Mechanic Sistem Geological Storage</i>	148
5.15. <i>Inversi Acoustic Impedance</i>	156
5.15.1. <i>Analisis Sensitivitas</i>	156
5.15.2. <i>Pembuatan Model Awal (Initial Model)</i>	158
5.15.3. <i>Analisis Pra-inversi</i>	159
5.15.4. <i>Hasil Acoustic Impedance Inversion</i>	161
5.16. <i>Penyebaran Rock Mechanic Berdasarkan Inversi AI</i>	163
5.17. <i>Plotting serta Analisis Mohr-Coulomb Failure</i>	170
5.18. <i>Perhitungan Tekanan Injeksi Maksimum</i>	177
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	181
6.1. <i>Kesimpulan</i>	181
6.2. <i>Saran</i>	182
DAFTAR PUSTAKA	183

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta Cekungan Sedimen Pulau Kalimantan (KESDM, 2022)	4
2. Geologi dan Fisiografi Pulau Kalimantan (Hall & Nicholas, 2012).....	6
3. Perkembangan Cekungan Melawi (Badaruddin dkk., 2018)	8
4. Kolom stratigrafi regional Cekungan Melawi (Badaruddin dkk., 2018)	9
5. Proses penangkapan, pengangkutan, dan penyimpanan CO ₂ (Global CCS Institute, 2018)	14
6. Kriteria reservoir <i>Carbon Capture Storage</i> (Haszeldine, 2006)	15
7. Klasifikasi <i>Geological Storage</i> CO ₂ (Ali dkk., 2022).....	16
8. Operasi Kegiatan <i>Logging</i> (Ellis & Singer, 2007)	19
9. Respon <i>Log Gamma Ray</i> (Rider, 2002)	20
10. Respon <i>Log Resistivitas</i> (Rider, 2002)	21
11. Respon <i>Log Densitas</i> (Rider, 2002)	22
12. Respon <i>Log Neutron</i> (Rider, 2002).....	23
13. Respon <i>Log Sonik</i> (Rider, 2002).....	24
14. Respon <i>Log Caliper</i> (Rider, 2002).....	25
15. Respon <i>Log Spontaneous Potential</i> (a) Menurut (Dewan, 1983) serta (b) Menurut (Glover, 2000)	26
16. <i>Chart</i> estimasi nilai <i>R_w</i> melalui <i>log SP</i> (Schlumberger, 1972).....	32
17. <i>Chart</i> estimasi nilai <i>R_w</i> dari nilai <i>R_w</i> (Schlumberger, 1972).....	32
18. <i>Chart</i> estimasi salinitas air formasi (Schlumberger, 1972).....	34
19. Ilustrasi penalaran seismik	38
20. Ilustrasi akuisisi seismik refleksi (Henriksen, 2020)	39
21. Ilustrasi Prinsip Huygens (Asparini, 2011)	40

22. Ilustrasi penjalaran gelombang melalui batas dua medium menurut Hukum Snellius (Sheriff & Geldart, 1995).....	41
23. Ilustrasi asas Fermat (Rawlinson & Sambridge, 2003).....	42
24. Jenis wavelet berdasarkan energinya, (1) <i>zero phase wavelet</i> , (2) <i>maximum phase wavelet</i> , (3) <i>minimum phase wavelet</i> , dan (4) <i>mixed phase wavelet</i> (Sismanto, 2006).....	43
25. Standar wavelet berdasarkan SEG dan Eropa pada fasa <i>zero</i> dan <i>minimum</i> serta polaritas normal dan <i>reverse</i> (Sukmono, 2000).....	44
26. Koefisien refleksi (Simm & Bacon, 2014).....	45
27. Pembuatan seismogram sintetik (Simm & Bacon, 2014)	46
28. Tahapan metode inversi (Herron, 2011)	48
29. Konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000).....	49
30. Ilustrasi inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi AI (Simm & Bacon, 2014).....	50
31. Skema klasifikasi E.M Anderson untuk besaran tegangan relatif pada sesar normal, <i>strike-slip</i> , dan sesar turun (Zoback, 2007)	53
32. (A) proses <i>uniaxial compression</i> (<i>uniaxial compression loading</i>) dan (B) diagram gaya internal (<i>internal stresses – free body diagram</i>) (Yankelevsky, 2024)	57
33. Ilustrasi regangan (Rahman & Muhyiddin, 2018)	58
34. Grafik Hubungan Tegangan dan Regangan (Sulaeman, 2018).....	58
35. Ilustrasi <i>Poisson's Ratio</i> (Dey, 2021).....	61
36. <i>Mohr-Coulomb Failure Criteria</i> (Mohr, 1910)	64
37. <i>Basemap</i> Area Penelitian	68
38. Diagram Alir Penelitian	73
39. Diagram Alir Pembuatan <i>Log</i> Sintetik.....	74
40. Hasil <i>Environmental Correction</i> sumur KDK	82
41. Hasil <i>Miss-Tie Analysis</i> Data Seismik	83
42. Tampilan <i>Log</i> Asli dengan <i>Log</i> Sintetik	85
43. Klasifikasi Zona <i>Geological Storage</i>	87
44. Penentuan nilai GR_{min} dan nilai GR_{max}	89
45. Parameter <i>Input</i> Perhitungan Porositas dan Saturasi Air Formasi	91

46. Estimasi Nilai Rweq berdasarkan <i>Schlumberger Chart 1</i>	95
47. Estimasi Nilai Rw berdasarkan <i>Schlumberger Chart 2</i>	95
48. Estimasi Salinitas Formasi Reservoir Daerah Penelitian	97
49. Parameter <i>Input</i> Perhitungan Permeabilitas	100
50. Tampilan Hasil Akhir Perhitungan Analisis Kuantitatif	101
51. Parameter <i>Input</i> Perhitungan <i>Rock Mechanic</i>	102
52. Parameter <i>Input</i> Perhitungan <i>Friction Angle</i>	104
53. Tampilan Hasil Akhir Perhitungan <i>Rock Mechanic</i>	105
54. Parameter <i>Input</i> Perhitungan Tekanan Vertikal	106
55. Parameter <i>Input</i> Perhitungan Tekanan Pori	108
56. Parameter <i>Input</i> Perhitungan Tekanan Horizontal	110
57. Tampilan Hasil Akhir Perhitungan Geomekanika	111
58. Parameter <i>Input</i> Perhitungan <i>Brittleness Index Average</i>	112
59. Persebaran Titik <i>Brittleness Index</i> pada Sistem CCS 1	113
60. Persebaran Titik <i>Brittleness Index</i> pada Sistem CCS 2	114
61. Persebaran Titik <i>Brittleness Index</i> pada Sistem CCS 3	114
62. <i>Plot</i> diagram fasa CO ₂ (Oldenburg, 2002).....	115
63. Nilai Densitas CO ₂ pada Tiap Reservoir <i>Geological Storage</i>	116
64. <i>Checkshot Correction</i> Sumur KDK	118
65. Hasil Ekstraksi <i>Statistical Wavelet</i>	119
66. Hasil <i>Well-to-Seismic Tie Line Seismic</i> WM-108 dengan Sumur KDK	119
67. <i>Line</i> WM-108 sebelum Diterapkan Atribut <i>Cosine of Phase</i>	120
68. <i>Line</i> WM-108 setelah Diterapkan Atribut <i>Cosine of Phase</i>	121
69. Hasil <i>Picking Horizon</i> serta <i>Picking Fault Line</i> Seismik WM-108.....	122
70. <i>Time Structure Map Seal Rock 1 (Top Tebidah)</i>	124
71. <i>Time Structure Map Reservoir 1 (Top Payak)</i>	125
72. <i>Time Structure Map Seal Rock 2 (Top Ingar A)</i>	126
73. <i>Time Structure Map Reservoir 2 (Top Ingar B)</i>	127
74. <i>Time Structure Map Reservoir 2 (Top Haloq)</i>	128
75. <i>Time Structure Map Seal Rock 3 (Top Selangkai A)</i>	129
76. <i>Time Structure Map Reservoir 3 (Top Selangkai B)</i>	130
77. <i>Time Structure Map Reservoir 3 (Base Selangkai B)</i>	131

78. Grafik Regresi <i>Time to Depth Conversion</i>	132
79. <i>Depth Structure Map Seal Rock 1 (Top Tebidah)</i>	133
80. <i>Depth Structure Map Reservoir 1 (Top Payak)</i>	134
81. <i>Depth Structure Map Seal Rock 2 (Top Ingar A)</i>	135
82. <i>Depth Structure Map Reservoir 2 (Top Ingar B)</i>	136
83. <i>Depth Structure Map Reservoir 2 (Top Haloq)</i>	137
84. <i>Depth Structure Map Seal Rock 3 (Top Selangkai A)</i>	138
85. <i>Depth Structure Map Reservoir 3 (Top Selangkai B)</i>	139
86. <i>Depth Structure Map Reservoir 3 (Base Selangkai B)</i>	140
87. Peta Ketebalan <i>Seal Rock 1</i> (Formasi Tebidah).....	141
88. Peta Ketebalan Reservoir 1 (Formasi Payak)	142
89. Peta Ketebalan <i>Seal Rock 2</i> (Formasi Ingar A).....	143
90. Peta Ketebalan Reservoir 2 (Formasi Ingar B).....	144
91. Peta Ketebalan Reservoir 2 (Formasi Haloq).....	145
92. Peta Ketebalan <i>Seal Rock 3</i> (Formasi Selangkai A)	146
93. Peta Ketebalan Reservoir 3 (Formasi Selangkai B)	147
94. Pemodelan 3D <i>Geological Storage</i> dari Arah Barat Laut.....	149
95. Pemodelan 3D <i>Geological Storage</i> dari Arah Timur Laut	150
96. Pemodelan 3D <i>Poisson's Ratio</i> dari Arah Barat Laut	152
97. Pemodelan 3D <i>Poisson's Ratio</i> dari Arah Timur Laut.....	153
98. Pemodelan 3D <i>Young's Modulus</i> dari Arah Barat Laut	154
99. Pemodelan 3D <i>Young's Modulus</i> dari Arah Timur Laut.....	155
100. <i>Crossplot P-impedance (AI)</i> dengan <i>Poisson's Ratio</i>	157
101. <i>Cross section crossplot P-impedance</i> dan <i>Poisson's Ratio</i>	157
102. Hasil Pembuatan Model Awal <i>Line WM-108</i>	158
103. Hasil Analisis Pra-inversi <i>Line WM-108</i>	160
104. Hasil Inversi <i>Acoustic Impedance Line WM-108</i>	161
105. Penyebaran <i>Poisson's Ratio</i> dengan Inversi AI	163
106. Penyebaran <i>Poisson's Ratio</i> Komponen <i>Geological Storage 1</i>	164
107. Penyebaran <i>Poisson's Ratio</i> Komponen <i>Geological Storage 2</i>	165
108. Penyebaran <i>Poisson's Ratio</i> Komponen <i>Geological Storage 3</i>	166
109. Penyebaran <i>Young's Modulus</i> dengan Inversi AI.....	167

110. Penyebaran <i>Young's Modulus</i> Komponen <i>Geological Storage</i> 1	168
111. Penyebaran <i>Young's Modulus</i> Komponen <i>Geological Storage</i> 2	168
112. Penyebaran <i>Young's Modulus</i> Komponen <i>Geological Storage</i> 3	169
113. Hasil <i>Mohr-Coulomb Failure</i> Sumur KDK (<i>All Formation</i>).....	171
114. Hasil <i>Mohr-Coulomb Failure Seal Rock</i> 1 (Tebidah).....	172
115. Hasil <i>Mohr-Coulomb Failure Reservoir</i> 1 (Payak).....	173
116. Hasil <i>Mohr-Coulomb Failure Seal Rock</i> 2 (Ingar A).....	174
117. Hasil <i>Mohr-Coulomb Failure Reservoir</i> 2 (Ingar B & Haloq).....	175
118. Hasil <i>Mohr-Coulomb Failure Seal Rock</i> 3 (Selangkai A)	176
119. Hasil <i>Mohr-Coulomb Failure Reservoir</i> 3 (Selangkai B)	177

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Penelitian Terdahulu	11
2. Klasifikasi Formasi Batuan Berdasarkan <i>Volume Shale</i> (Kamel & Mabrouk, 2003).....	28
3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1978).....	29
4. Klasifikasi air berdasarkan nilai TDS (Feth, 1970)	33
5. Interpretasi Saturasi Fluida hasil data <i>lab</i> (Irawan dkk., 2009)	36
6. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan (Koesoemadinata, 1978).....	37
7. Besar tegangan relatif dan regim sesar (Zoback, 2007).....	53
8. Hubungan litologi, <i>Young's Modulus</i> , dan <i>Poisson's Ratio</i> (Rahman & Muhyiddin, 2018).....	61
9. Klasifikasi nilai BI pada batuan sedimen (Perez & Marfurt, 2014).....	62
10. Rencana Pelaksanaan Kegiatan Penelitian.....	66
11. Perangkat yang digunakan dalam penelitian.....	67
12. Kelengkapan Data Sumur Penelitian	69
13. Lintasan 2D Seismik Area Penelitian	69
14. Data <i>Checkshot</i>	70
15. Data Temperatur Berdasarkan <i>Well Report</i>	71
16. Data Tekanan Berdasarkan <i>Well Report</i>	71
17. Klasifikasi Zona <i>Geological Storage</i>	88
18. Hasil Perhitungan <i>Volume Shale</i> Komponen CCS.....	90
19. Hasil Perhitungan Porositas Total dan Porositas Efektif	91
20. Hasil Perhitungan Resistivitas Air Formasi	96

21. Hasil <i>Plotting</i> Salinitas Air Formasi Reservoir	97
22. Hasil Perhitungan Saturasi Air Formasi Reservoir	99
23. Hasil Perhitungan Permeabilitas	100
24. Hasil Perhitungan <i>Poisson's Ratio</i>	103
25. Hasil Perhitungan <i>Young's Modulus</i>	104
26. Hasil Perhitungan <i>Friction Angle</i>	105
27. Hasil Perhitungan Tekanan Vertikal	107
28. Hasil Perhitungan Tekanan Hidrostatik	107
29. Hasil Perhitungan Tekanan Pori	108
30. Hasil Perhitungan Tekanan Rekah	109
31. Hasil Perhitungan Tekanan Horizontal	110
32. Hasil Perhitungan <i>Brittleness Index Average</i>	113

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kebutuhan energi global terus mengalami peningkatan akibat tingginya tingkat konsumsi masyarakat yang hingga saat ini masih didominasi oleh minyak dan gas bumi. Di sisi lain, pemanfaatan energi fosil secara terus-menerus tidak hanya menyebabkan cadangan hidrokarbon semakin menurun, tetapi meningkatkan emisi gas rumah kaca yang berdampak pada perubahan iklim. Kondisi tersebut mendorong perlunya upaya untuk tetap menjaga ketersediaan energi hidrokarbon dengan tetap mengurangi emisi CO₂ guna mendukung tercapainya target *net zero emission* (road map KESDM menuju NZE pada tahun 2060).

Kondisi tersebut mendorong pengembangan berbagai teknologi pengurangan emisi karbon, salah satunya melalui metode *Carbon Capture and Storage* (CCS). Teknologi CCS dilakukan dengan menangkap CO₂ dari sumber emisi kemudian menyimpannya ke dalam formasi geologi bawah permukaan agar tidak terlepas kembali ke atmosfer. Salah satu target penyimpanan CO₂ yang dinilai potensial adalah *deep saline aquifer* karena memiliki kapasitas penyimpanan besar dan penyebaran yang luas pada cekungan sedimen. Namun, keberhasilan penyimpanan CO₂ tidak hanya ditentukan oleh kapasitas reservoir, tetapi dipengaruhi oleh kestabilan mekanika batuan selama proses injeksi berlangsung.

Injeksi CO₂ dapat meningkatkan tekanan pori batuan sehingga berpotensi menyebabkan rekahan reservoir maupun reaktivasi sesar apabila tekanan injeksi melebihi kemampuan batuan dalam menahan tegangan. Untuk memahami hal tersebut diperlukan analisis sifat mekanika batuan, seperti *Poisson's ratio* dan *young's modulus*. *Poisson's ratio* digunakan untuk mengetahui sifat deformasi batuan, sedangkan *young's modulus* menunjukkan tingkat kekakuan batuan. Kedua

parameter tersebut diperoleh melalui integrasi data *well logging* dan data seismik sehingga distribusi sifat mekanika batuan diketahui secara lateral maupun vertikal. Pemodelan seismik 3D menjadi salah satu metode yang efektif dalam menyebarkan parameter geomekanika ke seluruh area penelitian. Melalui model 3D, distribusi *poisson's ratio* dan *young's modulus* dapat menggambarkan sifat mekanik reservoir dan *seal rock* lebih representatif dibandingkan hanya menggunakan data sumur. Selain itu, evaluasi kestabilan batuan dapat dilakukan menggunakan pendekatan *Mohr-Coulomb Failure* guna mengetahui batas kegagalan batuan dan menentukan tekanan injeksi maksimum yang aman pada sistem CCS.

Penelitian ini dilakukan di Cekungan Melawi, Kalimantan Barat didukung dengan data sumur KDK serta enam *line* seismik yang terdapat pada area penelitian. Cekungan Melawi, Kalimantan Barat, merupakan salah satu cekungan sedimen yang berpotensi memiliki sistem *deep saline aquifer* sebagai media penyimpanan CO₂. Namun, kajian mengenai distribusi sifat mekanika batuan dan kestabilan geomekanika pada daerah tersebut masih terbatas. Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan untuk menganalisis sifat mekanika batuan menggunakan integrasi data *well logging* dan seismik berbasis pemodelan 3D guna mengetahui distribusi *poisson's ratio*, *young's modulus*, serta tekanan injeksi maksimum yang aman pada sistem *Carbon Capture and Storage* di Cekungan Melawi.

1.2. Rumusan Masalah

1. Bagaimana distribusi sifat mekanika batuan pada sistem *geological storage* di Cekungan Melawi berdasarkan integrasi data *well logging* dan seismik?
2. Bagaimana penyebaran parameter *poisson's ratio* dan *young's modulus* pada model seismik 3D?
3. Bagaimana respon mekanik reservoir dan *seal rock* terhadap injeksi CO₂ berdasarkan pendekatan *Mohr-Coulomb Failure*?
4. Berapa tekanan injeksi maksimum yang aman pada setiap reservoir *geological storage* daerah penelitian?

1.3. Tujuan Penelitian

1. Menganalisis sifat mekanika batuan pada setiap sistem *geological storage* di Cekungan Melawi, Kalimantan Barat.

2. Mengetahui distribusi *poisson's ratio* dan *young's modulus* melalui integrasi data *well logging* dan seismik dengan berbasis pemodelan 3D.
3. Mengevaluasi respon mekanik *seal rock* dan reservoir dengan menggunakan pendekatan *Mohr-Coulomb Failure*.
4. Menentukan tekanan injeksi maksimum yang aman pada setiap reservoir *geological storage* daerah penelitian.

1.4. Batasan Masalah

1. Penelitian hanya berfokus pada formasi *deep saline aquifer* sebagai target penyimpanan CO₂ dengan integrasi data seismik petrofisik.
2. Penelitian difokuskan pada pemodelan 3D sistem *geological storage* berdasarkan data sumur KDK dengan enam *line* seismik.
3. Parameter mekanika batuan yang disebarkan pada 3D model setiap komponen *geological storage* meliputi *poisson's ratio* dan *young's modulus*.
4. Analisis kestabilan geomekanika bawah permukaan dilakukan menggunakan pendekatan *Mohr-Coulomb Failure*.
5. Penelitian ini difokuskan pada penentuan tekanan injeksi maksimum dan tidak membahas stimulasi dinamik aliran CO₂ secara detail.

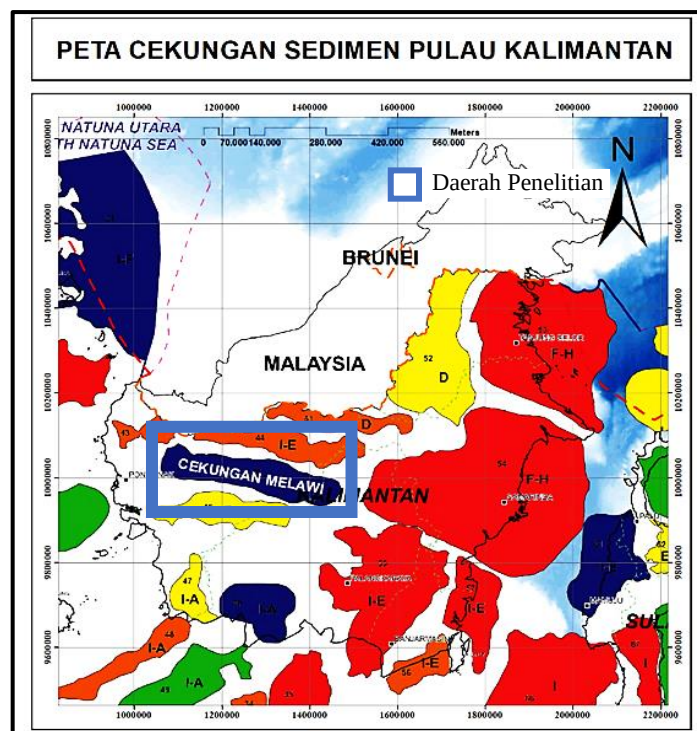
1.5. Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan mampu memberikan informasi mengenai karakter mekanika batuan pada setiap komponen *geological storage* di Cekungan Melawi melalui penyebaran *poisson's ratio* dan *young's modulus* dengan berbasis pengolahan data *well logging* dan model seismik 3D. Selain itu, penelitian ini juga dapat menjadi acuan dalam menentukan tekanan injeksi maksimum yang aman agar *seal rock* dan reservoir tetap stabil selama proses penyimpanan CO₂ berlangsung. Selain itu, penelitian ini diharapkan mampu menjadi bahan pertimbangan dalam pengembangan teknologi penyimpanan CO₂ di Indonesia, khususnya pada cekungan sedimen yang berpotensi sebagai media penyimpanan CO₂.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Daerah Penelitian

Cekungan Melawi yang berada di Kalimantan Barat merupakan daerah penelitian pada studi ini, seperti yang ditampilkan pada Gambar 1. Wilayah ini memiliki prospek hidrokarbon yang cukup menjanjikan karena telah ditemukan indikasi minyak dan gas pada beberapa lokasi. Eksplorasi migas pernah dilakukan oleh perusahaan Canadian Oxy. Selain itu, hasil pengeboran eksplorasi menunjukkan adanya kandungan gas pada beberapa formasi. Hal tersebut semakin didukung oleh ditemukannya rembesan minyak dan gas di wilayah hulu Sungai Melawi, Sungai Rebunge, dan Sungai Pocoh (Tim Studi *Petroleum System*, 2004).



Gambar 1. Peta Cekungan Sedimen Pulau Kalimantan (KESDM, 2022) (Daerah Penelitian ditunjukkan oleh kotak berwarna biru)

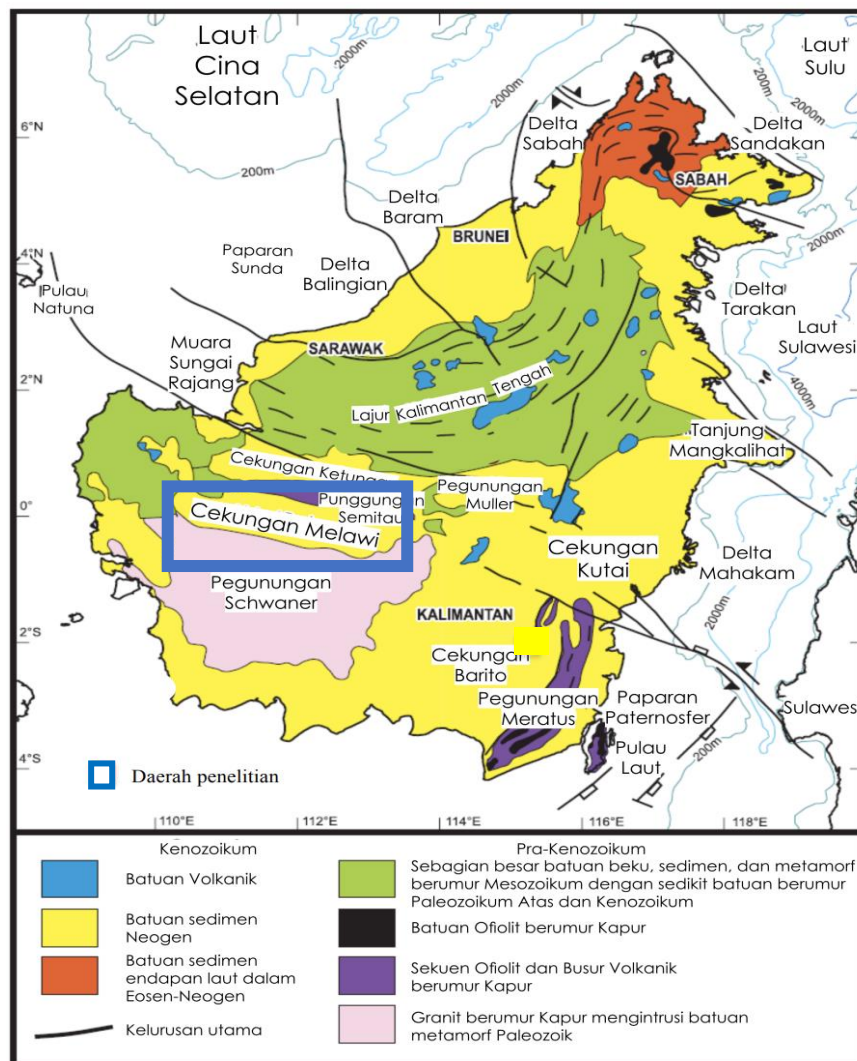
Cekungan Melawi termasuk salah satu cekungan yang berkembang di kawasan Paparan Sunda. Terbentuknya cekungan sedimen berumur Tersier di wilayah Kalimantan bagian barat dipengaruhi oleh aktivitas tektonik berupa subduksi Lempeng Eurasia dari Laut Cina Selatan yang bergerak ke arah selatan sebelum terjadinya tumbukan dengan *Luconian microcontinent* (Hutchison, 1996). Proses penunjaman kerak samudera Laut Cina Selatan ke bawah kerak Benua Sundaland (*Schwaner Core*) kemudian diikuti oleh tumbukan *Luconian Platform* yang semakin menekan kerak samudera tersebut. Akibat tekanan tektonik yang tinggi, kerak samudera mengalami patahan dan membentuk beberapa struktur graben. Struktur *graben* inilah yang kemudian terisi oleh material sedimen dan berkembang menjadi Cekungan Melawi-Ketungau (Ningrum dkk., 2011).

2.2. Geologi dan Fisiografi Cekungan Melawi

Pada Gambar 2 terdapat Peta Geologi dan Fisiografi Cekungan Melawi. Cekungan ini tampak memanjang ke arah timur–barat di bagian tengah Pulau Kalimantan. Berdasarkan peta tersebut, Cekungan Melawi 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 dkk., 2018). Pada bagian utara, Cekungan Melawi dibatasi oleh Tinggian Semitau yang terbentuk oleh batuan tua endapan lereng bawah laut dan kompleks subduksi Bancuh Boyan berumur Kapur (Sutjipto, 1991). Pada bagian selatan, cekungan ini dibatasi oleh Pegunungan Schwaner (Tan, 1982).

Fisiografi secara umum terdiri dari Dataran Rendah Melawi di bagian utara dan Dataran Tinggi Schwaner di bagian selatan. Fisiografi rincinya dibedakan lagi dengan adanya Dataran Tinggi Beturan dan Pelataran Alat di bagian Timurlaut yang kemenerusannya terputus oleh Dataran Rendah Melawi. Di bagian selatan Dataran Rendah Sayan, dicirikan oleh cekungan antar gunung membentuk fisiografi yang khas dan berkembang di sepanjang Sungai Pinoh di Pegunungan Schwaner. Tektoniknya dibangun oleh rangkaian sedimen Tersier Awal pada cekungan

asimetris, yaitu Cekungan Melawi yang dialasi oleh batolit granit berumur Kapur dan metamorf regional Pinoh (Sutjipto, 2014).



Gambar 2. Geologi dan Fisiografi Pulau Kalimantan (Hall & Nicholas, 2012)
(Daerah Penelitian ditunjukkan oleh kotak berwarna biru)

2.3. Tatanan Tektonik dan Struktur Regional Cekungan Melawi

Di bagian utara, Cekungan Sarawak yang berdekatan dengan Ketungau dan Melawi diketahui berkembang sebagai cekungan depan pegunungan (*foreland basin*) sejak kala Eosen akibat tumbukan antara Kalimantan dan blok kontinen Luconia (Madon dkk., 2013). Kondisi tektonik regional ini dipandang sebagai faktor yang mengontrol perkembangan Cekungan Melawi hingga diklasifikasikan sebagai *retroarc foreland basin*. Badaruddin dkk. (2018) kemudian menguraikan evolusi tektonik dan pengisian sedimen cekungan ke dalam beberapa fase.

2.3.1. 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 Kelompok Selangkai (Madon dkk., 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 3A.

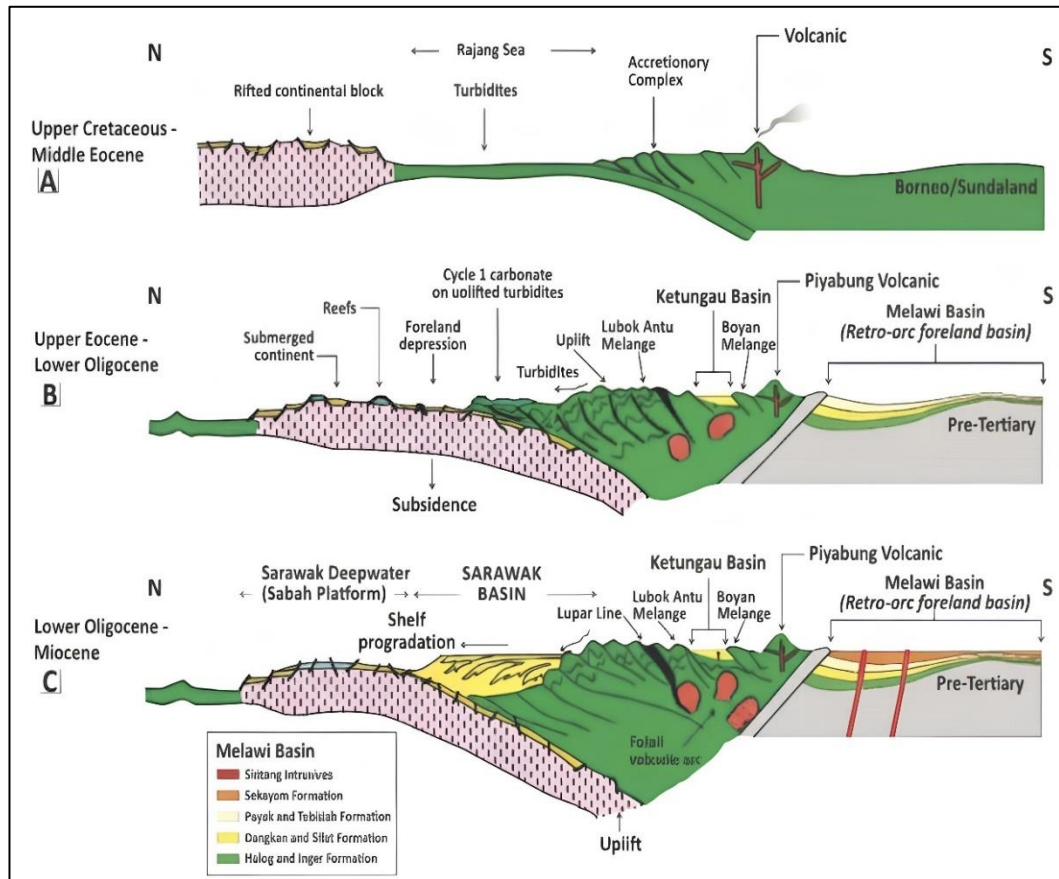
2.3.2. Eosen Akhir – Oligosen Awal

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. Dampaknya, terbentuk ketidakselarasan antara Formasi Ingar dan Formasi Dangan yang menindihnya kemudian. Di atas Formasi Dangan, Formasi Silat terendapkan secara selaras. Tahap pengangkatan tambahan di Tinggian Semitau berasosiasi dengan terbentuknya Lajur Perlipatan Silat (*Silat Fold Belt*). Ketidakselarasan berikutnya kemudian memotong zona perlipatan ini dan menghasilkan cekungan baru tempat diendapkannya Formasi Payak dan Tebidah. Endapan kedua formasi tersebut mencerminkan meredanya aktivitas kompresi tektonik di Cekungan Melawi, sebagaimana terlihat pada Gambar 3B.

2.3.3. 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 dkk., 2013 dalam Badaruddin dkk., 2018). Di Cekungan Melawi, fase ini ditandai oleh pengendapan Formasi Sekayam.

Kehadiran batupasir kasar dalam Formasi Sekayam diinterpretasikan sebagai indikasi kuat adanya pengangkatan regional yang signifikan. Aktivitas struktural pada masa ini juga berkaitan dengan pembentukan Terobosan Sintang, yang divisualisasikan pada Gambar 3C.

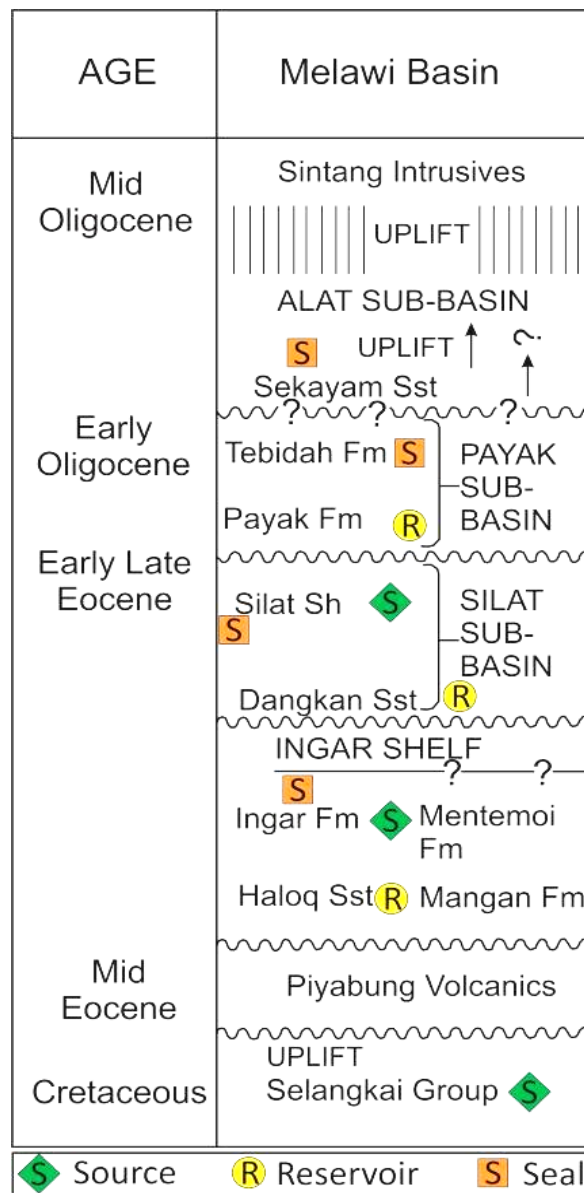


Gambar 3. Perkembangan Cekungan Melawi (Badaruddin dkk., 2018)

2.4. Stratigrafi Regional Cekungan Melawi

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

Dankan, Formasi Payak, Formasi Tebidah, Formasi Sekayam, Terobosan Sintang dan endapan aluvium yang berumur kuartar.



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

2.4.1. Kelompok Selangkai (*Selangkai Group*)

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

2.4.2. Vulkanik Piyabung (*Piyabung Volcanics*)

Tersusun oleh tuf litik, tuf kaca (*vitric tuff*), dan aglomerat. Tebalnya sekitar 500 meter. Data radiometri K-Ar menunjukkan umur $49,9 \pm 1,0$ juta tahun (Eosen Tengah). Beberapa bagian tersusun baik (*well-bedded*) dengan indikasi asosiasi lingkungan laut dangkal.

2.4.3. Formasi Haloq

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

2.4.4. Formasi Ingar

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

2.4.5. Formasi Dangan

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

2.4.6. Formasi Silat (*Silat Shale*)

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

2.4.7. Formasi Payak

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

2.4.8. Formasi Tebidah

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

2.4.9. Formasi Sekayam

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

2.4.10. Intrusi Sintang (*Sintang Intrusives*)

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

2.5. Penelitian Terdahulu

Tabel 1. Penelitian Terdahulu

Penulis dan Judul Penelitian	Studi Kasus
White & Foxall (2016) <i>“Assessing Induced Seismicity Risk at CO₂ Storage Projects: Recent Progress and Remaining Challenges”</i>	Penelitian ini membahas tentang risiko gempa bumi yang dapat terjadi akibat injeksi CO ₂ ke dalam batuan di proyek CCS. Meskipun sejauh ini kejadian gempa yang ditemui umumnya berskala kecil dan belum menjadi masalah besar dalam operasional, risiko tersebut tetap ada dan perlu dipantau secara serius. Injeksi CO ₂ dapat mengubah tekanan dan keadaan tegangan di bawah tanah, yang berpotensi mengaktifkan rekahan atau patahan batuan yang telah ada. Untuk mengelola risiko ini secara efektif, dilakukan penilaian risiko secara ilmiah. Pendekatan

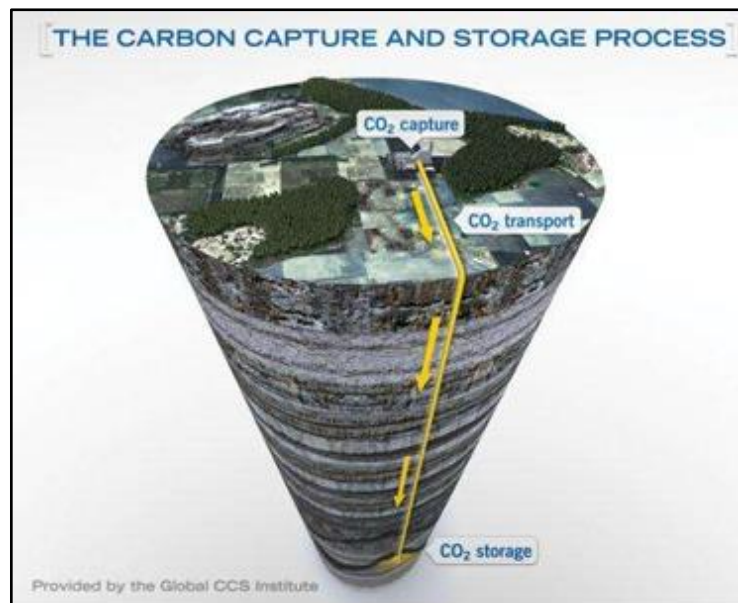
	ini penting agar proyek penyimpanan CO₂ dapat dilakukan secara aman dan bertanggung jawab. Penelitian ini juga menyoroti tantangan terbaru untuk meningkatkan metode penilaian risiko gempa bumi yang diinduksi oleh injeksi CO₂ di masa depan.
Raul dkk. (2020) <i>“An-Active Tectonic Field for CO₂ Storage Management: The Hontomín Onshore Case Study (Spain)”</i>	Penelitian ini membahas pengaruh bidang tektonik aktif terhadap pengelolaan penyimpanan CO₂ bawah tanah di lokasi Hontomín, Spanyol. Penelitian ini menekankan pentingnya analisis medan regangan dan aktivitas sesar untuk memastikan keamanan dan keberlanjutan penyimpanan CO₂ dalam jangka Panjang. Pembahasan difokuskan pada pentingnya <i>monitoring</i> aktivitas sesar dan medan tektonik di sekitar area penyimpanan untuk mengantisipasi potensi risiko geotektonik, serta bagaimana data ini dapat digunakan dalam perancangan dan pengelolaan sistem penyimpanan CO₂ agar tetap aman jangka Panjang.
Valim & Sledziona (2021) <i>“The Use of Well-Log Data in the Geomechanical Characterization of Middle Cambrian Tight Sandstone Formation: A Case Study from Eastern Pomerania, Poland”</i>	Penelitian ini menggunakan data <i>well log</i> untuk karakterisasi geomekanik batupasir ketat Kambrium Tengah di Polandia Utara, bertujuan mengoptimalkan stimulasi reservoir (seperti <i>hydraulic fracturing</i>). Model 1D dan 3D dikembangkan untuk mengevaluasi sifat petrofisika dan geomekanik. Hasilnya mengidentifikasi zona prospektif yang jenuh gas sebagai batupasir ketat dengan porositas rendah dan permeabilitas sangat rendah. Penggunaan data <i>well log</i> terbukti sangat penting dalam mengkarakterisasi kondisi geomekanik dan menentukan lokasi serta parameter peretakan yang optimal untuk reservoir batupasir ketat ini.

Rahman dkk. (2022) <i>“3D Field-Scale Geomechanical Modeling of Potential CO₂ Storage Site Smeaheia, Offshore Norway”</i>	Penelitian ini membahas tentang penggunaan model numerik 3D yang didasarkan pada data seismik untuk menilai risiko kegagalan mekanik batuan akibat injeksi CO₂ di lokasi penyimpanan di Smeaheia, lepas pantai Norwegia. Penelitian ini meneliti bagaimana tekanan dan volume pori-pori batuan berubah saat CO₂ disuntikkan ke dalam reservoir bawah tanah dan dampaknya terhadap risiko retak atau kerusakan batuan penutup (<i>caprock</i>). Hasilnya menunjukkan bahwa meski risiko bervariasi antar skenario, tidak ada prediksi kegagalan pada <i>caprock</i>. Risiko ini dipengaruhi oleh volume pori-pori dan sifat elastis batuan, sehingga lokasi injeksi dapat dipilih secara lebih aman berdasarkan analisis ini. Simulasi aliran fluida juga diperlukan untuk menilai penyebaran CO₂ dan mengurangi risiko kebocoran.
Martin dkk. (2022) <i>“Evaluation of Possible Reactivation of Undetected Faults During CO₂ Injection”</i>	Penelitian ini berfokus pada evaluasi potensi reaktivasi sesar-sesar tak terdeteksi (<i>subseismic faults</i>) selama operasi injeksi CO₂ untuk penyimpanan geologis, yang merupakan salah satu strategi utama untuk mitigasi pemanasan global. Meskipun penelitian yang diinvestigasi bersifat generik dan mewakili kondisi yang tidak menguntungkan seperti sesar yang terletak sangat dekat dengan sumur injeksi dan laju injeksi yang tinggi, hasil simulasi di bawah sesar <i>strike-slip</i> dan normal menunjukkan bahwa kebocoran CO₂ dapat terjadi dan sesar-sesar yang tidak terdeteksi berpotensi memicu peristiwa seismik minor. Oleh karena itu, ditekankan bahwa karakterisasi dan pemantauan berkelanjutan selama operasi harus selalu dilakukan untuk memastikan keamanan penyimpanan karbon.

III. TEORI DASAR

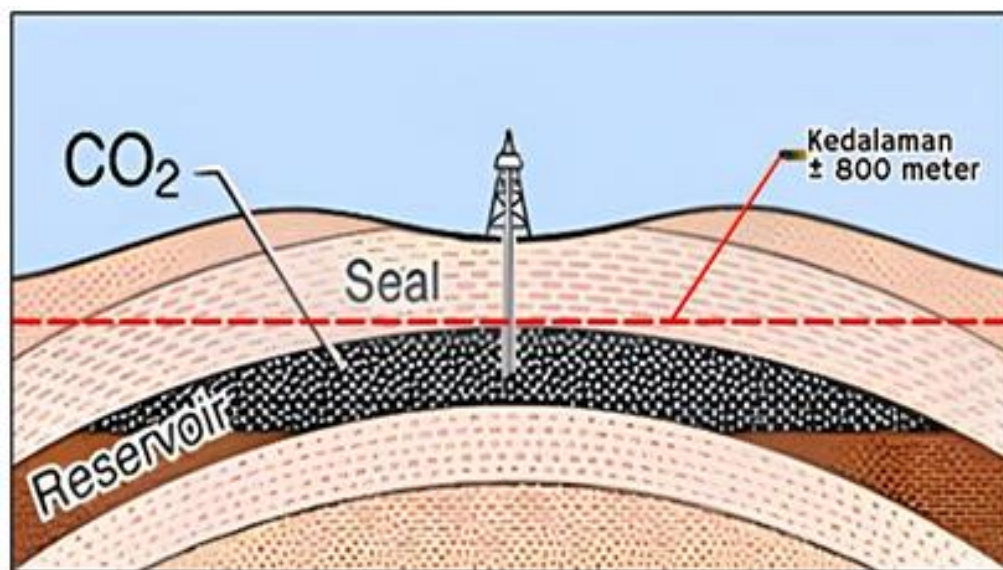
3.1. *Carbon Capture Storage (CCS)*

Carbon capture storage atau sering disebut sebagai *carbon capture and sequestration*, mencegah CO₂ dalam jumlah banyak terlepas ke dalam atmosfer. Teknologi CCS bertujuan untuk menangkap sebanyak 85% emisi CO₂ dari pembangkit listrik dan industri lain sebelum diantarkan melalui pipa atau kapal dan disimpan sedalam 700 meter di bawah permukaan bumi. Terdapat 3 langkah utama dalam CCS yaitu: penangkapan dan kompresi CO₂ di lokasi emisi, pengangkutan CO₂ ke lokasi penyimpanan, dan penyimpanan CO₂ secara permanen dalam formasi geologi bawah permukaan (Gambar 5), atau penggunaan CO₂ untuk meningkatkan laju produksi *enhancement oil recovery (EOR)* yang disebut sebagai *Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS)* (Global CCS Institute, 2018).



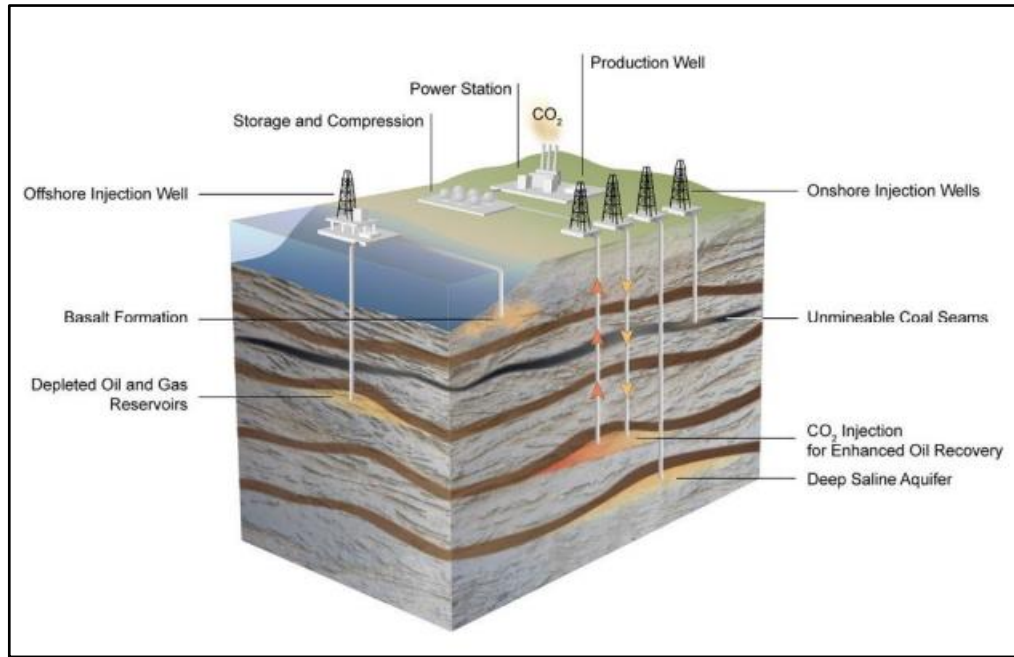
Gambar 5. Proses penangkapan, pengangkutan, dan penyimpanan CO₂ (Global CCS Institute, 2018)

Kriteria yang mendasari suatu reservoir dapat dijadikan sebagai tempat penyimpanan karbon diantaranya adalah porositas, permeabilitas, dan kapasitas penyimpanan yang mencukupi. Selain itu, kehadiran batuan *impermeable* atau *caprock* juga diperlukan untuk mencegah migrasi karbon naik dan juga kehadiran struktur perangkap. Lokasi kedalaman yang ideal adalah lebih dari 800 m, dimana tekanan dan temperatur cukup tinggi untuk menyimpan karbon dalam fasa terkompresi dan memaksimalkan jumlah yang tersimpan (Gambar 6).



Gambar 6. Kriteria reservoir *Carbon Capture Storage* (Haszeldine, 2006)

Setelah melewati proses penangkapan CO₂, kemudian CO₂ dapat disimpan dalam reservoir geologi yang sesuai, seperti *saline aquifers*, reservoir gas dan minyak bumi, dan lapisan batubara yang tidak dapat diakses. Proses penyimpanan karbon pada dasarnya merupakan sebuah proses penginjeksian CO₂ yang berkonsentrasi tinggi ke dalam suatu tempat yang terisolasi, sehingga tidak lepas kembali ke udara dan diharapkan dapat bertahan dalam jangka waktu yang sangat lama. Saat ini terdapat dua opsi penyimpanan CO₂ jangka panjang, yaitu *Geological Storage*, yaitu lapisan batuan di bawah permukaan bumi yang di atasnya terdapat batuan yang kedap sebagai penutup (*caprock*) dan *Ocean Storage*, yaitu laut dalam (>3.000 m). Kandidat yang memungkinkan penyimpanan karbon adalah lapisan batu bara dalam yang tidak dapat ditambang (*deep unmineable coalbeds*), reservoir migas yang produksinya sudah menurun (*depleted oil and gas reservoir*), serta reservoir air asin dalam (*deep saline aquifer*) seperti pada Gambar 7.



Gambar 7. Klasifikasi *Geological Storage CO₂* (Ali dkk., 2022)

a. *Depleted Reservoir*

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

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

b. *Deep Saline Aquifer*

Deep saline aquifer merupakan opsi dengan kapasitas penyimpanan terbesar

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

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

c. Batubara (*Unmineable Coal Seam*)

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

Hasil penelitian Saghafi dkk. (2007) menunjukkan bahwa lapisan batubara di wilayah New South Wales memiliki potensi besar untuk menyerap CO₂, namun dengan keterbatasan pada ketebalan lapisan (1–5 m) dan permeabilitas rendah (1–5 mD), sehingga dibutuhkan jumlah sumur injeksi yang banyak dan area yang luas. Di Indonesia, karena faktor tersebut, opsi ini dianggap kurang efisien dibandingkan *depleted reservoir* dan *saline aquifer* (Haszeldine, 2006).

d. Batuan Mafik-Ultramafik (Ofiolit)

Jenis penyimpanan ini memanfaatkan reaksi kimia antara CO₂ dengan batuan ultramafik (ofiolit) yang kaya magnesium dan kalsium untuk membentuk

mineral karbonat padat melalui proses mineralisasi alami (Nugroho & Bachri, 2015). Proses ini bersifat sangat stabil dan memberikan penyimpanan permanen tanpa risiko kebocoran, namun berlangsung sangat lambat secara alami. Oleh karena itu, penelitian terbaru masih berfokus pada percepatan reaksi karbonasi mineral menggunakan rekayasa geokimia (Maiorana dkk., 2024).

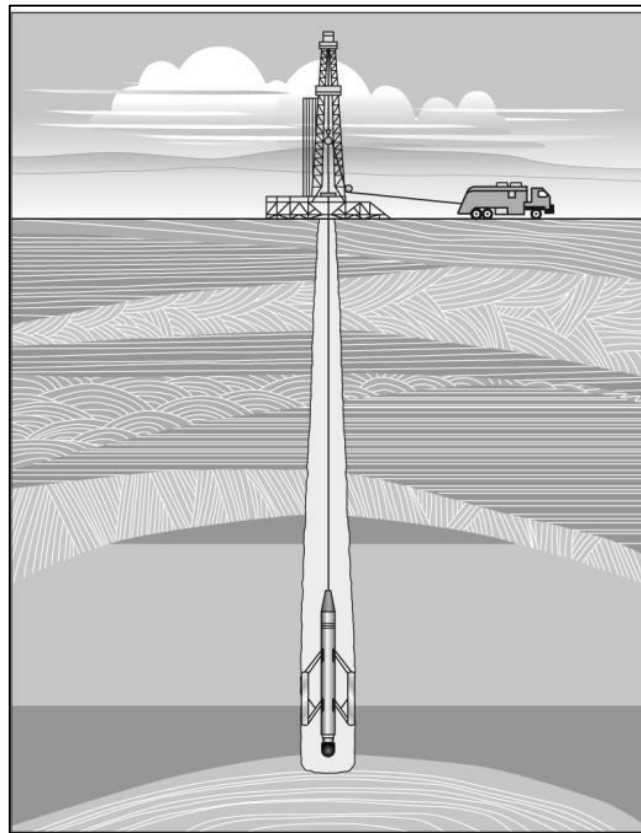
3.2. Metode *Well Logging*

Well logging merupakan suatu metode geofisika yang mengukur parameter fisis batuan reservoir yang memberikan informasi bawah permukaan meliputi karakteristik lithologi, ketebalan lapisan, kandungan fluida, korelasi struktur, dan kontinuitas batuan dari lubang bor. *Log* adalah suatu grafik kedalaman atau waktu dari satu set data yang menunjukkan parameter diukur secara berkesinambungan dalam sebuah sumur pemboran (Harsono, 1997). Dalam mengidentifikasi suatu reservoir yang bersifat ekonomis, dilakukan dari beberapa *log* seperti *log gamma ray*, *log resistivitas*, *log densitas*, *log neutron* dan *log sonik* (Anugrah, 2015).

Kegunaan *well logging* dalam hubungannya dengan eksplorasi geofisika, antara lain untuk mengidentifikasi litologi ketebalan serta kedalaman lapisan, mempercepat hasil bawah permukaan dan memperkecil risiko pengeboran, membantu menentukan densitas, porositas serta temperatur bawah permukaan, menentukan kandungan *shale*, dan korelasi antarlapisan. Interpretasi data *log* geofisika dilakukan untuk menentukan litologi pada setiap kedalaman di bawah permukaan bumi. Masing-masing batuan mempunyai respon yang khas pada kurva *log*, sehingga jenis litologi dapat ditentukan.

Berdasarkan Gambar 8, dalam kegiatan *well logging*, truk *logging* ditempatkan tegak lurus dengan kepala sumur dan kabel *logging* dimasukkan melalui dua roda katrol. Roda katrol bagian atas dipasang pada alat pengukur tegangan kabel, sedangkan roda katrol bawah diikat pada struktur menara bor di dekat mulut sumur. Dalam truk *logging* tersedia alat penunjuk beban yang menampilkan besarnya tegangan kabel atau berat total alat. Setelah seluruh peralatan *logging* dirangkai, dilakukan pemeriksaan dan kalibrasi agar peralatan berfungsi optimal serta tidak terpengaruh oleh kondisi lapangan seperti suhu tinggi maupun lumpur pemboran. Proses *logging* dilakukan dengan menarik alat pada

kecepatan tetap untuk merekam data, perekaman dilakukan berulang dengan alat yang berbeda agar data yang diperoleh lebih lengkap (Harsono, 1997).

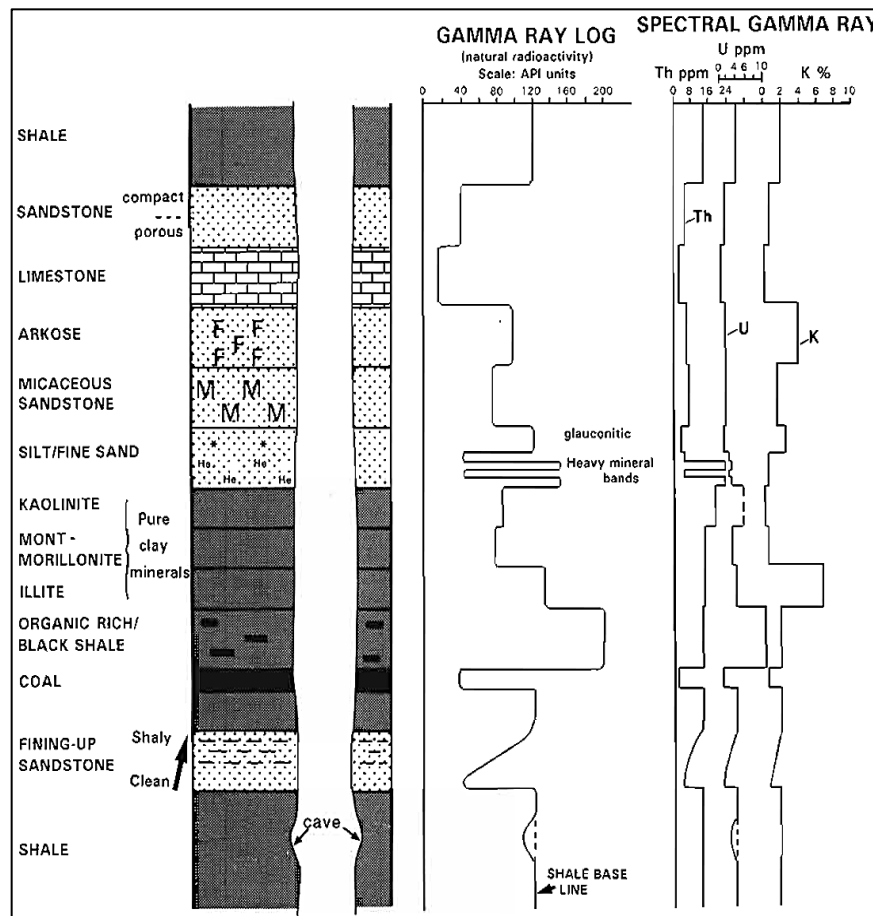


Gambar 8. Operasi Kegiatan *Logging* (Ellis & Singer, 2007)

3.2.1. *Log Gamma Ray*

Log gamma ray (GR) merupakan salah satu jenis *log* hasil suatu pengukuran yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang terdapat dalam suatu formasi lapisan batuan sepanjang lubang bor. Mengacu pada Gambar 9, radioaktivitas GR berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan antara lain yaitu Uranium (U), Thorium (Th) dan Potasium (K), yang secara kontinu akan memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi (Harsono, 1997). *Log gamma ray* dinyatakan dalam bentuk satuan API (GAPI). Dengan skala dari kiri ke kanan dalam 0-100 atau 0-150 GAPI. Log GR biasanya ditampilkan pada kolom pertama, bersama-sama kurva *log* SP dan *caliper*. Sinar gamma mampu menembus logam dan juga semen, maka dari itu *logging gamma ray* ini dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dipasang *casing* maupun yang telah dilakukan *cementing*. Walaupun terjadi atenuasi, sinar gamma karena *casing*, tetapi energi yang dimilikinya masih

cukup kuat untuk tetap mengukur sifat radiasi gamma pada formasi batuan yang berada di sampingnya (Pameramba, 2017).



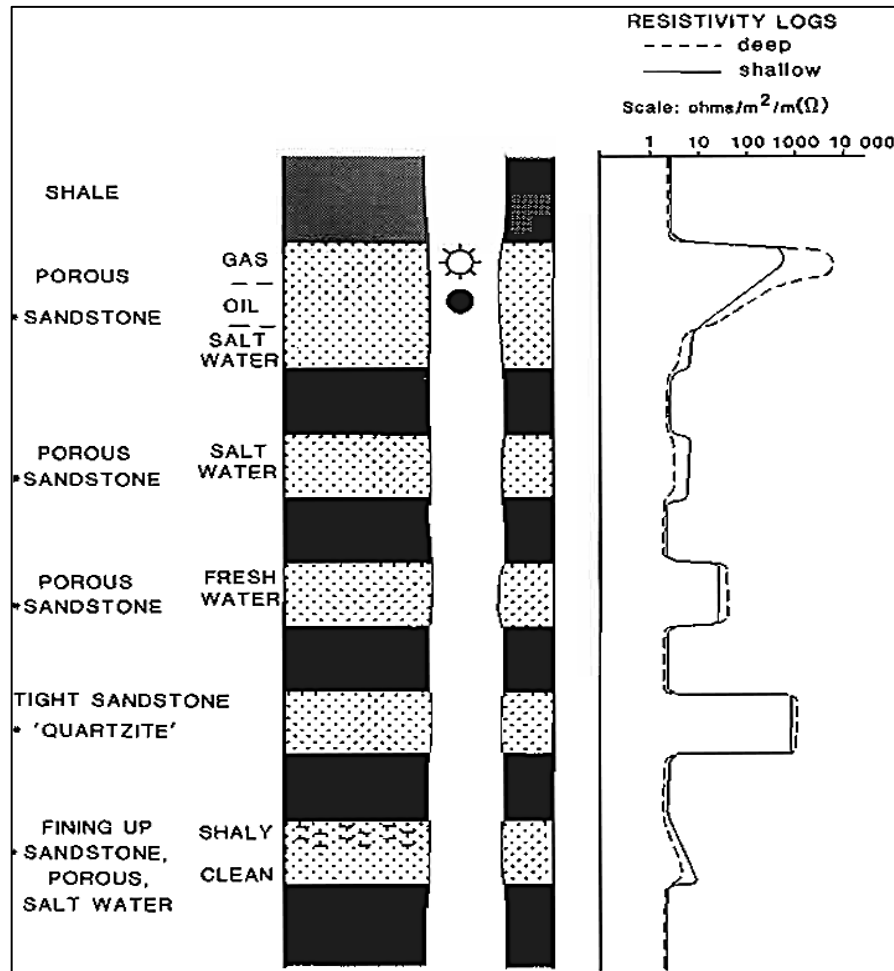
Gambar 9. Respon Log Gamma Ray (Rider, 2002)

3.2.2. Log Resistivitas

Log resistivitas, seperti disajikan pada Gambar 10 merupakan jenis *log* yang menunjukkan besaran variasi nilai resistivitas suatu formasi lapisan batuan sepanjang lubang bor. Prinsip dasar resistivitas batuan atau tahanan jenis suatu batuan ini dengan mengalirkan arus listrik kemudian didapat nilai tegangan listrik pada alat. Suatu kemampuan dari batuan dalam menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut inilah yang disebut sebagai resistivitas (Darling, 2005).

Dalam konteks kualitatif, prinsip *log* resistivitas digunakan untuk membedakan antara lapisan reservoir dan non-reservoir. Selain itu, *log* resistivitas memberikan informasi dasar yang berharga untuk perhitungan petrofisik dan penentuan porositas. Log ini memberikan informasi mengenai litologi, tekstur,

fasies, karakteristik batuan sumber, dan tekanan batuan (Rider, 2002). *Log* resistivitas digunakan untuk mengidentifikasi zona hidrokarbon dan air dengan menentukan besaran nilai resistivitas yang mencerminkan zona permeabel. Hal ini disebabkan oleh sifat batuan dan matriks yang bersifat non-konduktif, sehingga kemampuan batuan dalam menghantarkan arus listrik bergantung pada kandungan fluida dan porositas batuan (Mauladika, 2018).

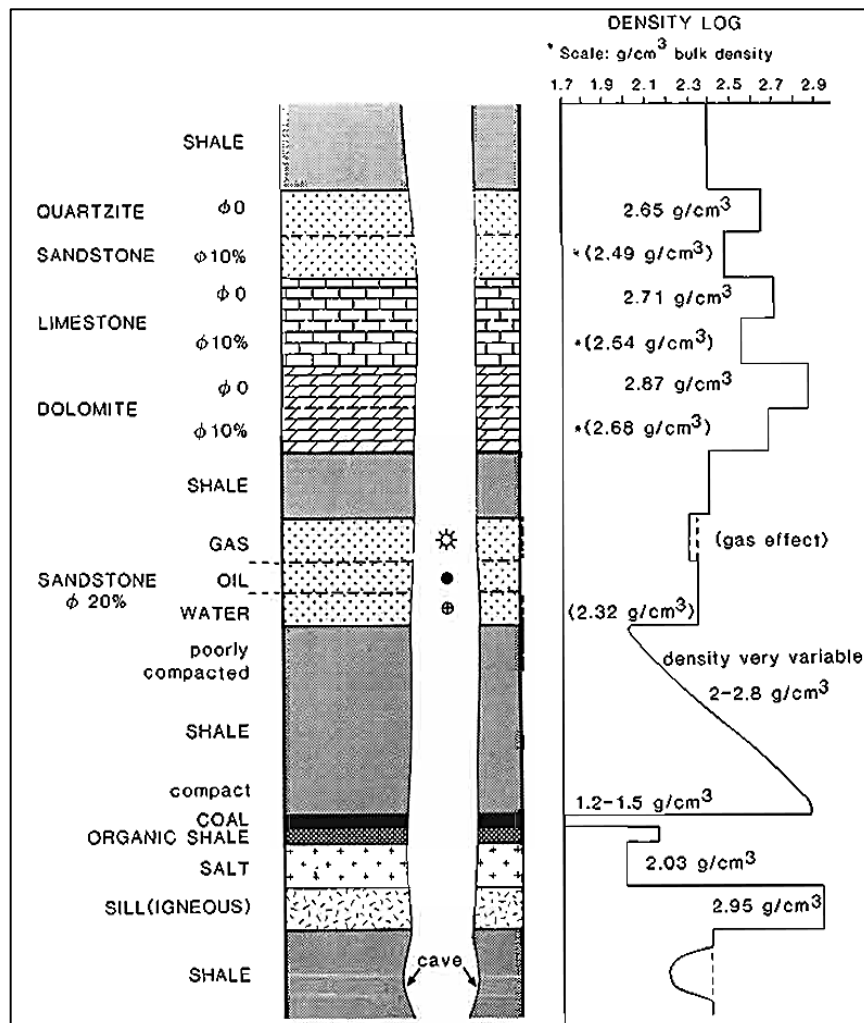


Gambar 10. Respon *Log* Resistivitas (Rider, 2002)

3.2.3. Log Densitas (RHOB)

Log Densitas diukur dalam g/cm^3 (atau Kg/m^3 atau Mg/m^3). Densitas *bulk* adalah densitas seluruh formasi yang diukur oleh alat sebagaimana ditunjukkan Gambar 11. Densitas matriks adalah densitas kerangka padat batuan (Rider, 2002). *Log* densitas akan menunjukkan besarnya nilai densitas dari batuan, yang mana dari

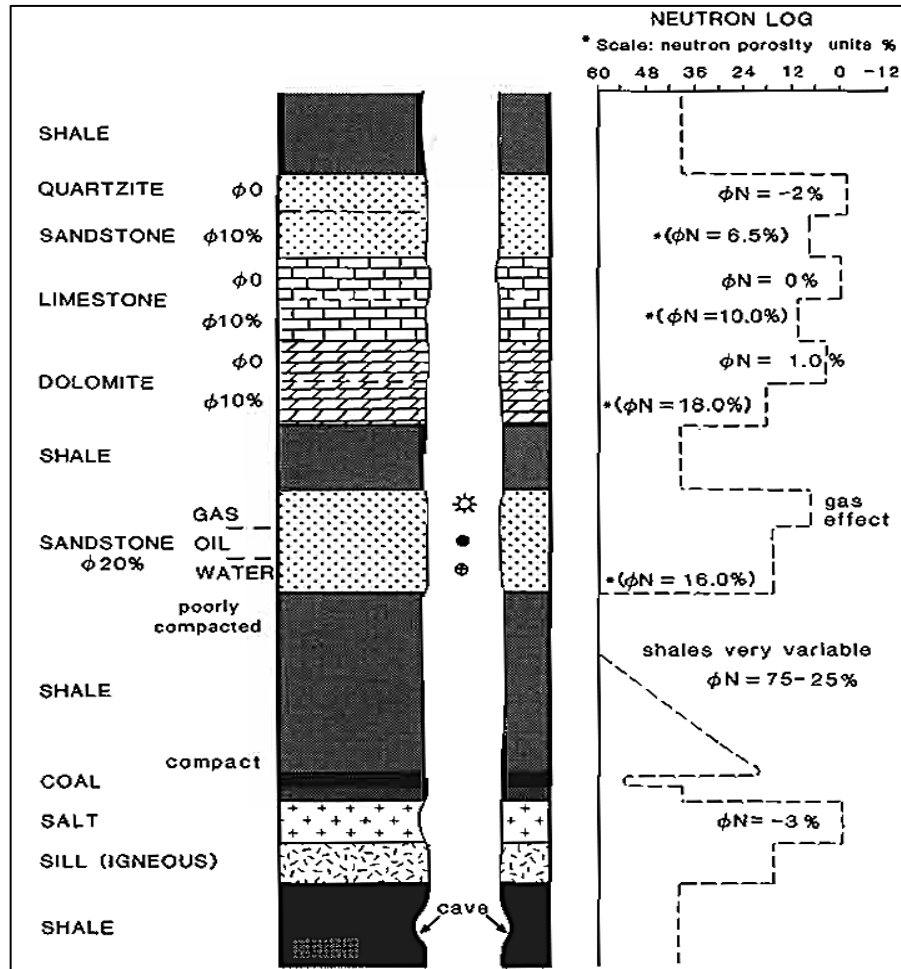
nilai densitas ini bertujuan untuk menentukan besaran porositas dan mendeteksi adanya hidrokarbon dengan menggunakan *log* neutron (Schlumberger, 1972).



Gambar 11. Respon *Log* Densitas (Rider, 2002)

3.2.4. Log Neutron (NPHI)

Log neutron adalah *log* porositas yang mengukur konsentrasi hidrogen dalam suatu formasi. Untuk formasi bersih (yaitu, bebas serpih) di mana porositas diisi dengan air atau minyak, *log* neutron mengukur porositas berisi cairan (ϕ_N , ϕ_{HN} , atau NPHI). Karena hidrogen dalam bentuk berpori terkonsentrasi di pori-pori berisi cairan, kehilangan energi dapat dikaitkan dengan porositas formasi (Asquith & Krygowski, 2004). Respon *log* neutron terhadap lubang bor ditampilkan pada Gambar 12.



Gambar 12. Respon Log Neutron (Rider, 2002)

3.2.5. Log Sonik

Log sonik adalah log porositas yang mengukur waktu transit (Δt atau DT) dari gelombang suara kompresi yang bergerak melalui formasi di sepanjang lubang bor, seperti pada Gambar 13. Waktu transit interval (Δt) dalam mikrodetik per-kaki atau mikrodetik per-meter adalah kebalikan dari kecepatan gelombang suara kompresi dalam kaki per-detik (Asquith & Krygowski, 2004). Persamaan untuk menghitung V_p dan V_s terdapat pada Persamaan 1 dan Persamaan 2, yakni:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 1.33\mu}{\rho}} \quad (1)$$

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

Keterangan:

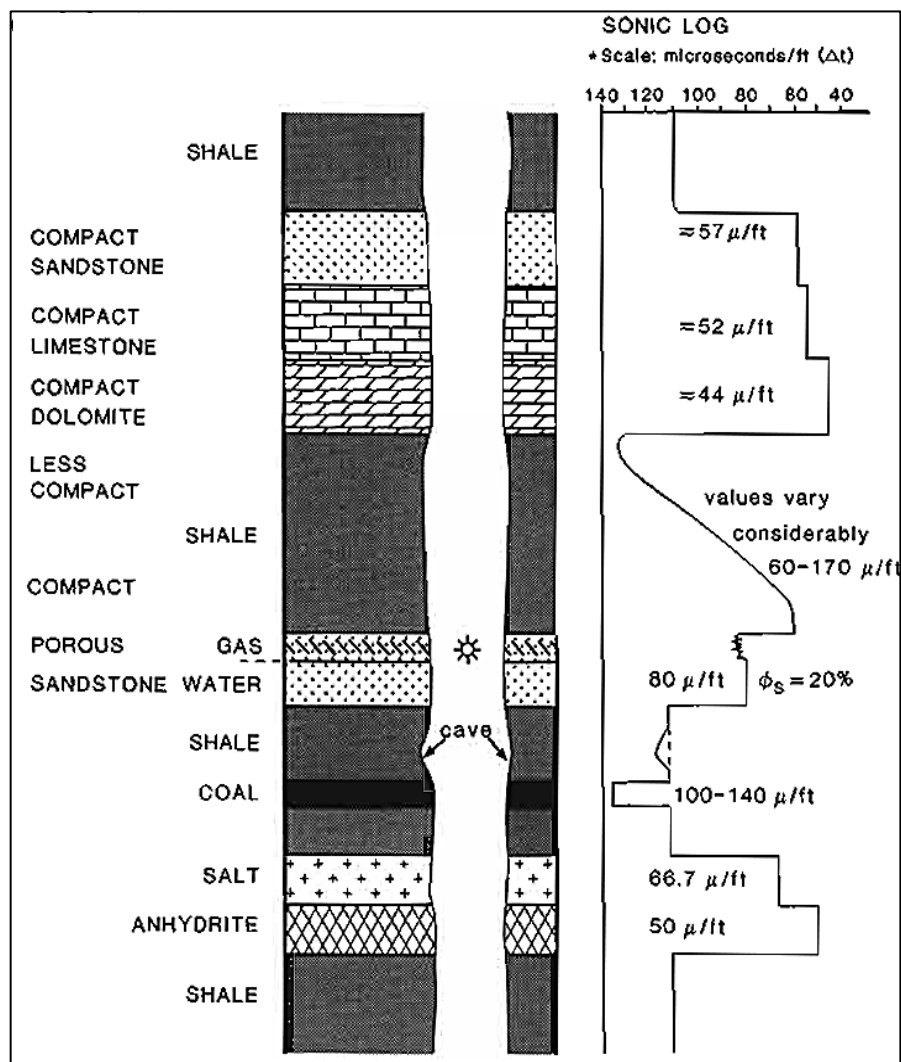
K : *Bulk Modulus* (GPa)

μ : *Shear Modulus* (GPa)

ρ : Densitas dari Media (gr/cm^3)

V_p : Kecepatan gelombang P (m/s)

V_s : Kecepatan gelombang S (m/s)

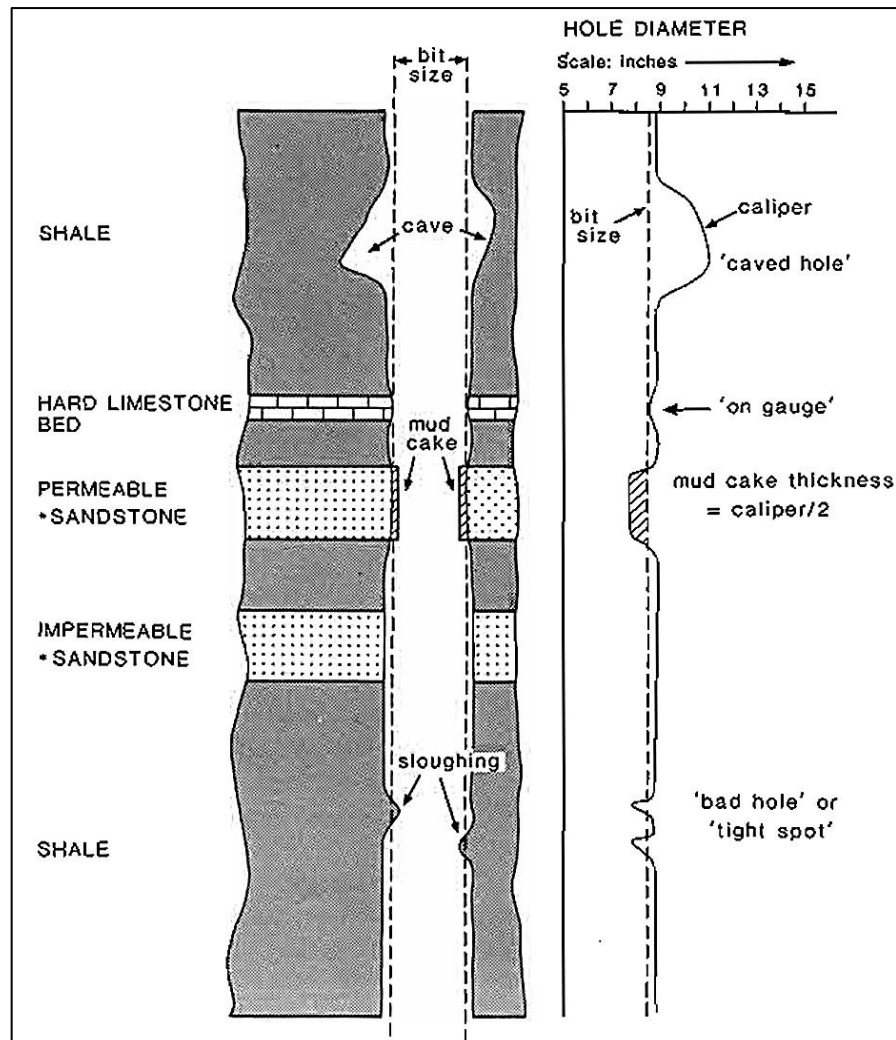


Gambar 13. Respon Log Sonik (Rider, 2002)

3.2.6. Log Caliper

Log caliper adalah *log* yang digunakan untuk mengukur variasi diameter *borehole* sepanjang kedalaman. *Caliper* dapat menunjukkan apakah lubang berada dalam kondisi *on gauge* (sesuai ukuran *bit*), *caved/washed out* (diameter lebih besar

akibat runtuh atau erosi), atau lebih kecil dari ukuran *bit* karena terbentuknya *mud cake*. Informasi ini dapat menunjukkan kondisi mekanis *borehole*, kualitas teknik pemboran, hingga sifat geologi formasi yang ditembus. Pada *shale* yang muda dan tidak terkonsolidasi, runtuh lubang sering terjadi, sedangkan pembentukan *mud cake* hanya mungkin di lapisan permeabel sehingga juga menjadi indikator potensial keberadaan reservoir (Rider, 2002). Ketika terjadi runtuh atau pelebaran *borehole*, hasil pengukuran *log* bisa menjadi terganggu karena adanya lumpur pemboran yang masuk ke rongga *borehole*. Begitu pula saat terbentuk *mud cake*, ketebalannya memengaruhi pembacaan *log* dan perlu diperhitungkan (Schlumberger, 1972). Respon *log caliper* ditunjukkan oleh Gambar 14.

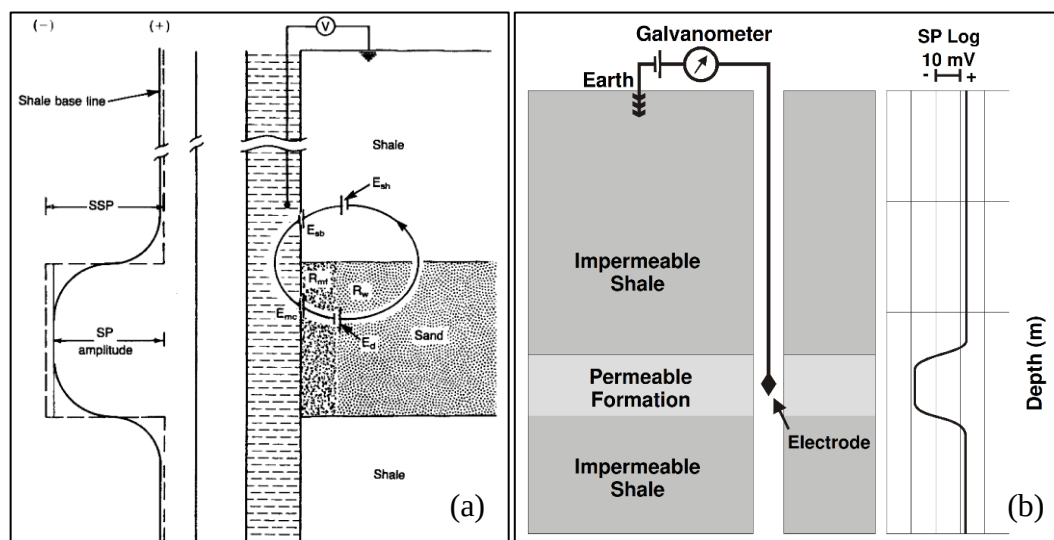


Gambar 14. Respon *Log Caliper* (Rider, 2002)

3.2.7. Log Spontaneous Potential (SP)

Prinsip dasar *log* ini adalah merekam beda potensial antara elektroda yang bergerak sepanjang lubang bor dengan elektroda diam diatas permukaan. *Log SP* biasanya menunjukkan garis lurus (*baseline*) pada lapisan *shale* dan jika bertemu lapisan *permeable log SP* akan menyimpang dari *baseline* dan mencapai garis konstan pada lapisan *permeable* yang tebal seperti *sand*, seperti ditunjukkan oleh Gambar 15. Penyimpangan *log SP* bisa ke kiri maupun kanan tergantung dari kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur. Apabila lumpur lebih tawar dari air formasi *log*, *log SP* akan menyimpang ke kiri dan sebaliknya apabila air formasi lebih tawar dari lumpur maka *log SP* akan menyimpang ke kanan (Zain, 2011).

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 15, 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 15. Respon Log Spontaneous Potential (a) Menurut (Dewan, 1983) dan (b) Menurut (Glover, 2000)

3.3. Analisis Petrofisika

Data sumur digunakan dalam melakukan analisis petrofisika, baik secara kualitatif maupun kuantitatif, untuk memahami karakteristik fisik dari suatu formasi bawah permukaan (Hafizha dkk., 2023). Analisis ini berperan penting dalam menentukan berbagai parameter reservoir yang menjadi indikator utama apakah suatu lapisan batuan berpotensi sebagai zona penyimpanan fluida, seperti hidrokarbon ataupun karbon dioksida (CO₂) (Pratama dkk. 2018). Melalui interpretasi petrofisika, diperoleh informasi penting meliputi jenis litologi, nilai porositas, volume *shale*, saturasi air, hingga permeabilitas, yang menjadi dasar untuk analisis lanjutan seperti penentuan zona target penyimpanan CO₂, serta estimasi kapasitas dan kualitas batuan penyimpan (Putri & Santoso, 2024).

3.3.1. Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif petrofisika dengan pendekatan *quicklook* bertujuan untuk mengidentifikasi litologi, menentukan batas dan ketebalan lapisan, mengenali zona berpori serta permeabel, dan memperkirakan jenis fluida yang mengisi pori (Dewanto, 2016). Salah satu log utama yang digunakan adalah *log gamma ray* (GR), yang efektif untuk membedakan antara lapisan permeabel dan impermeabel. Unsur radioaktif seperti kalium, uranium, dan torium umumnya lebih banyak terdapat pada litologi serpih (*shale*) yang bersifat impermeabel sehingga menghasilkan defleksi kurva ke arah nilai tinggi, sedangkan pada litologi batupasir atau batugamping, defleksi bergerak ke arah nilai rendah karena kandungan mineral radioaktifnya lebih sedikit (Putri & Santoso, 2024). Jenis fluida pada lapisan permeabel selanjutnya dapat dikenali melalui *log resistivity*, di mana nilai resistivitas rendah (0–20 Ωm) menunjukkan air formasi, nilai sedang (20–60 Ωm) menunjukkan minyak, dan nilai tinggi (>60 Ωm) menandakan keberadaan gas (Harsono, 1997).

3.3.2. Analisis Kuantitatif

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

a. Perhitungan Volume Shale (V_{sh})

Kandungan serpih (volume shale) merupakan nilai yang menunjukkan rasio banyaknya kandungan shale pada suatu formasi 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 dkk., 2014).

Pada shale 100% gamma ray log mendeteksi adanya tingkat radioaktif alam yang tinggi, sehingga pada tingkatan ini dapat memberikan gambaran adanya shale. Pada formasi reservoir bersih biasanya memiliki tingkatan radioaktif yang rendah tergantung dari kandungan shale. Dalam batuan reservoir shaly tingkatan radioaktif tergantung dari kandungan shale. Petrofisika perlu dilakukan perhitungan volume shale terutama pada lapisan shaly sand dimana kandungan sand mempengaruhi dalam penilaian produktivitas lapisan reservoir. Rumus perhitungan volume shale ditunjukkan pada persamaan 3 (Nuryanto & Santosa, 2014). Klasifikasi batuan menurut volume shale ditunjukkan oleh Tabel 2.

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3)$$

Keterangan:

V_{sh} : Volume shale (%)

GR log : Pembacaan GR log pada lapisan tersebut (API)

GR max : Pembacaan GR log maksimal pada lapisan shale (API)

GR min : Pembacaan GR log minimal pada lapisan non-shale (API)

Tabel 2. Klasifikasi Formasi Batuan Berdasarkan Volume Shale (Kamel & Mabrouk, 2003)

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

b. Perhitungan Porositas (ϕ)

Porositas merupakan perbandingan antara volume pori batuan terhadap volume total seluruh batuan. Porositas dapat diartikan sebagai rongga yang dimiliki oleh suatu batuan. Pada suatu formasi yang renggang besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butir dan tidak bergantung pada ukuran butir mutlak. Porositas tinggi terjadi ketika semua butiran mempunyai ukuran butir yang hampir sama dan rendah jika ukuran butirnya bervariasi sehingga akan mengisi ruang pori diantara butiran yang besar. Porositas merupakan representasi dari kemampuan batuan untuk menyimpan fluida (Harsono, 1997). Skala penentuan nilai porositas yang biasanya digunakan untuk menentukan baik atau tidaknya kualitas batuan reservoir ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1978)

Harga Porositas	ρ_{ma} (gr/cm ³)
0 – 5	Diabaikan
5 – 10	Buruk
10 – 15	Cukup
15 – 20	Baik
20 – 25	Sangat Baik
>25	Istimewa

Ditinjau dari teknik reservoir maka porositas dibagi menjadi dua yaitu porositas total dan porositas efektif. Porositas total adalah perbandingan antara volume seluruh pori batuan dengan volume total batuan. Porositas efektif didefinisikan sebagai perbandingan volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume total batuan (Dewanto, 2009). Perhitungan porositas ditunjukkan pada Persamaan 4 hingga Persamaan 9 sebagai berikut (Kumalasari, 2018):

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4)$$

$$\phi_{D_{sh}} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{b_{sh}}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (5)$$

$$\phi_{D_c} = \phi_D - (\phi_{D_{sh}} \times V_{sh}) \quad (6)$$

$$\phi_{N_c} = \phi_N - (\phi_{N_{sh}} \times V_{sh}) \quad (7)$$

$$\phi_{total} = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (8)$$

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{(\phi_{D_c})^2 + (\phi_{N_c})^2}{2}} \quad (9)$$

Keterangan:

- ϕ_D : Porositas densitas (%)
- ϕ_{D_c} : Porositas densitas terkoreksi (%)
- $\phi_{D_{sh}}$: Porositas densitas pada *shale* dari *log* RHOB pada GRmaks (%)
- ϕ_N : Porositas neutron (%)
- ϕ_{N_c} : Porositas neutron terkoreksi (%)
- $\phi_{N_{sh}}$: Porositas neutron pada *shale* dari *log* NPHI pada GRmaks (%)
- ρ_{ma} : Densitas matriks batuan (gr/cm³)
- ρ_b : Densitas *bulk* batuan dari RHOB (gr/cm³)
- ρ_f : Densitas fluida (*fresh water* 1,0, *salt water* 1,1) (gr/cm³)
- V_{sh} : Volume *shale* (%)
- ϕ_{total} : Porositas total (%)
- ϕ_{eff} : Porositas efektif (%)

c. Perhitungan Resistivitas Air Formasi (R_w)

Resistivitas merupakan kemampuan suatu material batuan untuk menghantarkan arus listrik. Batuan reservoir terdiri atas campuran mineral, fragmen dan pori. Sifat kelistrikan batuan reservoir tergantung pada geometri pori-pori batuan dan fluida yang mengisi pori. Minyak dan gas bersifat tidak menghantarkan arus listrik, namun air bersifat menghantarkan arus listrik apabila melarutkan garam. Nilai resistivitas suatu formasi bergantung pada salinitas air formasi yang dikandung, jumlah air formasi yang ada, struktur geometri dari pori-pori dan kandungan lempung. Resistivitas air formasi merupakan tahanan jenis air yang berada di formasi pada suhu formasi. Simbol dari resistivitas air formasi, yaitu R_w ,

dimana merupakan parameter penting yang digunakan untuk menentukan saturasi air (Chapman & Lewis, 1976).

Nilai resistivitas air formasi (R_w) dapat ditentukan melalui berbagai metode, seperti *crossplot* antara resistivitas dan neutron, resistivitas dan sonik, serta resistivitas dan densitas. Selain itu, R_w juga dapat dihitung menggunakan persamaan SSP (*Static Spontaneous Potential*) dan persamaan Archie, maupun melalui pengukuran langsung di laboratorium. Metode SSP umumnya digunakan apabila terdapat lapisan pembawa air (*water bearing*) yang cukup tebal dan bersih, serta menunjukkan defleksi kurva SP yang jelas. Tingkat keakuratan estimasi R_w dengan metode ini dipengaruhi oleh beberapa faktor, yakni komponen elektrokinetik dari SP yang diabaikan, nilai R_{mf} terkadang jelek, serta hubungan antara R_{we} dan R_w serta R_{mfe} dan R_{mf} , khususnya pada R_w yang tinggi (Schlumberger, 1989).

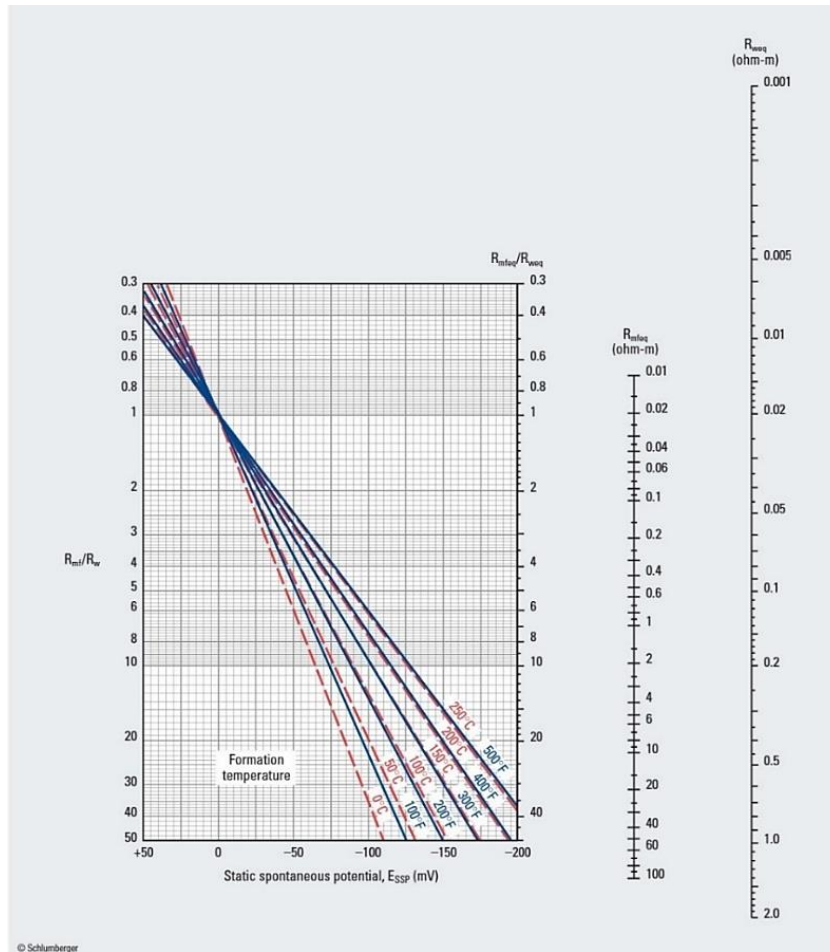
Pada lapisan permeabel yang relatif bersih, simpangan maksimum pada kurva SP dikenal sebagai *Static Spontaneous Potential* (SSP). Nilai SSP ini berhubungan dengan perbandingan antara resistivitas filtrat lumpur pemboran (R_{mf}) dan resistivitas air formasi (R_w). Keterkaitan tersebut dinyatakan dalam Persamaan 10 dan Persamaan 11 berikut:

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

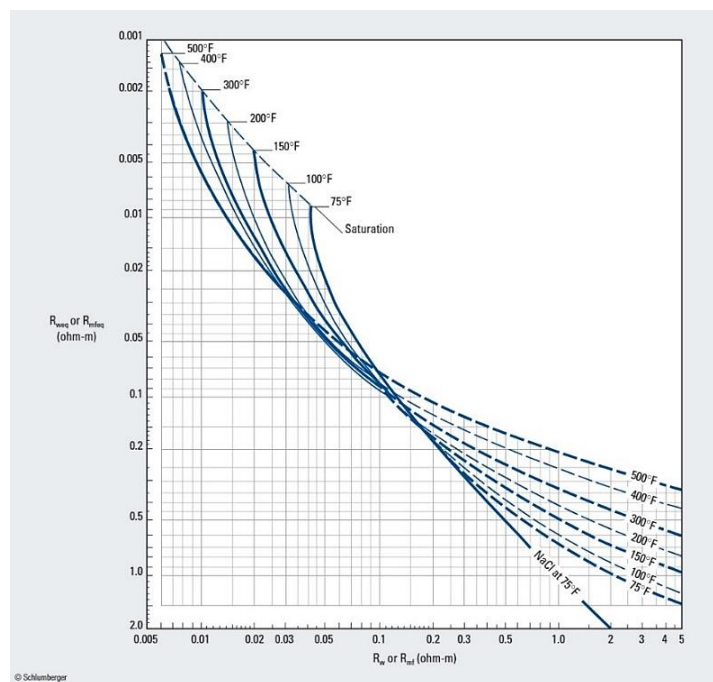
$$R_w = R_{mf} \times 10^{\frac{SP}{K}} \quad (11)$$

- SP : *Log spontaneous potential* (mV)
 R_{mf} : Resistivitas filtrat lumpur (Ωm)
 R_w : Resistivitas air formasi (Ωm)
 K : Konstanta temperatur ($61 + 0,133 T^\circ$)
 T : Temperatur ($^\circ F$)

Hubungan antara nilai SP, temperatur formasi, dan rasio (R_{mf}/R_w) juga dapat ditentukan menggunakan chart interpretasi SP yang dikembangkan oleh Schlumberger (1972), pada Gambar 16 dan Gambar 17.



Gambar 16. Chart estimasi nilai R_{weq} melalui log SP (Schlumberger, 1972)



Gambar 17. Chart estimasi nilai R_w dari nilai R_{weq} (Schlumberger, 1972)

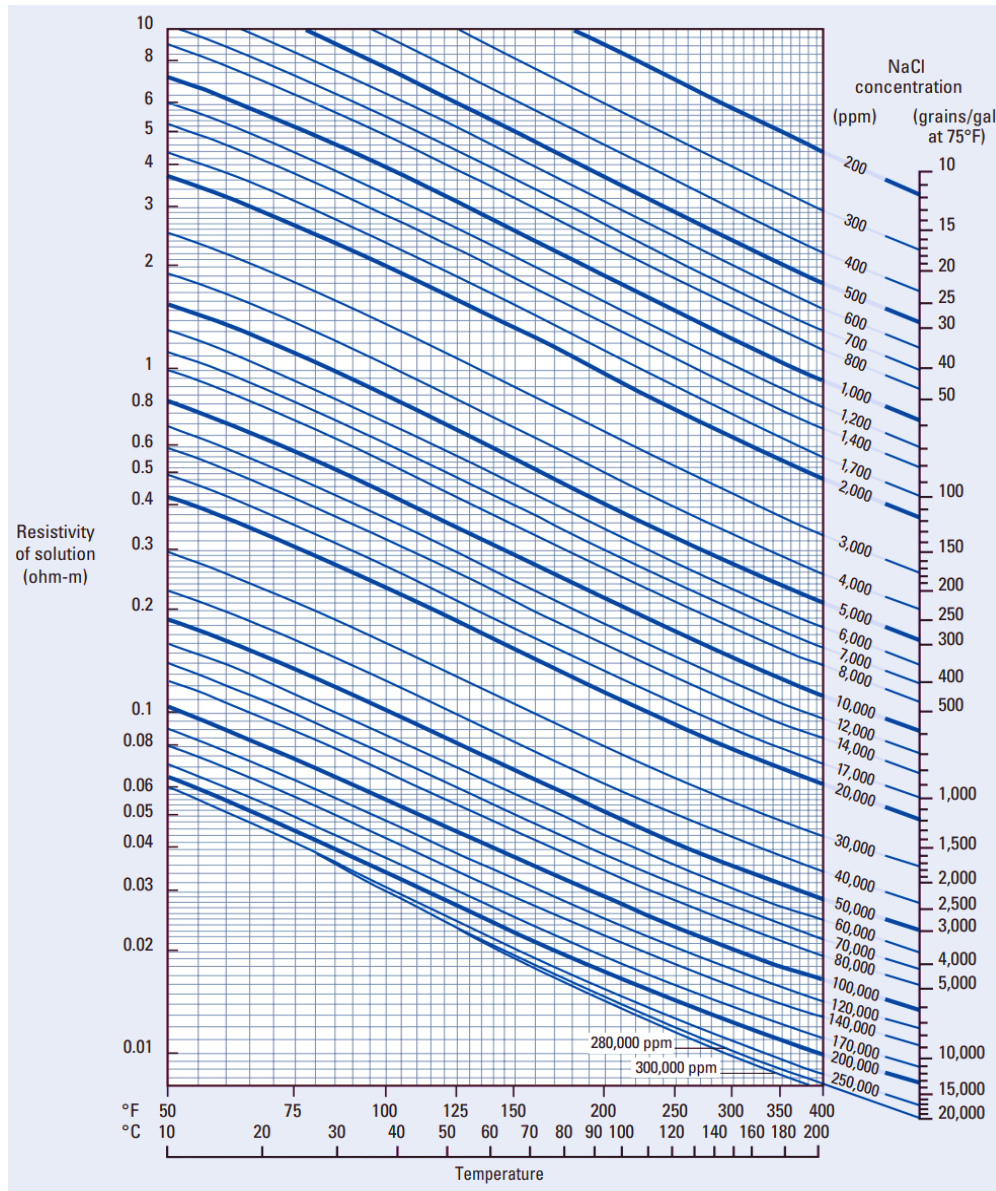
d. Estimasi Salinitas Air Formasi

Penentuan salinitas air formasi dilakukan untuk mengidentifikasi kadar garam terlarut dalam fluida yang mengisi ruang pori batuan reservoir. Dalam kerangka penyimpanan geologi karbon dioksida (CO₂), data salinitas berperan penting dalam memahami karakteristik hidrogeokimia suatu formasi. Formasi dengan salinitas tinggi umumnya mencerminkan keberadaan *deep saline aquifer*, yang menjadi sasaran utama penyimpanan CO₂ karena kapasitasnya yang besar serta tidak dimanfaatkan sebagai sumber air tawar (Bachu, 2008). Pengelompokan air berdasarkan tingkat salinitasnya ditampilkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Klasifikasi air berdasarkan nilai TDS (Feth, 1970)

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

Dalam petrofisika, salinitas berkorelasi erat dengan resistivitas air formasi (R_w) karena kemampuan fluida dalam menghantarkan arus listrik dipengaruhi oleh jumlah ion terlarut yang ada di dalamnya. Semakin besar konsentrasi ion seperti Na⁺ dan Cl⁻, konduktivitas fluida akan meningkat sehingga nilai resistivitasnya menurun. Pada interpretasi *log* sumur, hubungan antara resistivitas air formasi, temperatur, dan salinitas ditentukan secara empiris menggunakan *chart resistivity–salinity* yang dikembangkan oleh Schlumberger (1972). Grafik pada Gambar 18 tersebut berasal dari hasil kalibrasi laboratorium terhadap larutan NaCl pada berbagai variasi temperatur, sehingga mampu merepresentasikan hubungan non-linear antara R_w dan salinitas pada kondisi temperatur tertentu.



Gambar 18. *Chart* estimasi salinitas air formasi (Schlumberger, 1972)

e. Perhitungan Saturasi Air (S_w)

Saturasi air merupakan parameter fisik batuan yang digunakan untuk menentukan kelayakan sumur untuk diproduksi. Saturasi air pada batuan reservoir hidrokarbon sangat mempengaruhi nilai cadangan di bawah permukaan. Dimana merupakan rasio dari volume air yang terisi oleh air dengan volume porositas total. Dalam batuan reservoir ruang pori yang mengandung fluida (air, minyak dan gas) sehingga untuk mengetahui jumlah masing-masing fluida batuan perlu mengetahui saturasi dari setiap fluidanya (Harsono, 1997). Saturasi air berfungsi untuk

menentukan zona yang mengandung hidrokarbon pada reservoir, jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung di dalam pori batuan, maka nilai $S_w = 1$ tetapi jika pori mengandung fluida hidrokarbon maka $S_w < 1$.

Saturasi air memiliki peran penting dalam menentukan zona yang mengandung hidrokarbon pada reservoir. Pada zona reservoir, tidak sepenuhnya diisi oleh hidrokarbon. Oleh karena itu, perhitungan tetap dilakukan dalam menentukan saturasi air dalam formasi (Asquith & Krygowski, 2004). Semakin kecil nilai saturasi air memungkinkan kapasitas penampungan fluida hidrokarbon, seperti minyak dan gas. Saturasi air (S_w), saturasi minyak (S_o), dan saturasi gas (S_g) pada kondisi di bawah tekanan jenuh, jumlahnya sama dengan satu, atau dituliskan pada Persamaan 12 dan Persamaan 13.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (12)$$

Pada kondisi reservoir bertekanan jenuh berlaku persamaan berikut:

$$S_w + S_o = 1 \quad (13)$$

Keterangan:

- S_w : Saturasi air (%)
 S_o : Saturasi minyak (%)
 S_g : Saturasi gas (%)

Ada beberapa metode perhitungan saturasi yang digunakan sesuai dengan lingkungan pengendapan, kandungan lempung dan litologi target reservoir diantaranya Archie, Simandoux, Indonesia, Juhasz, dan Waxman Smith (Rosyidan, dkk., 2015). Persamaan yang digunakan adalah persamaan Indonesia yang ditunjukkan pada Persamaan 14.

$$S_{W_{Ind}} = \left\{ \frac{\sqrt{\frac{1}{R_t}}}{\left(\frac{V_{sh}^{(1-0,5V_{sh})}}{\sqrt{Rsh}} \right) + \sqrt{\frac{\Phi_{eff}^m}{a \cdot R_w}}} \right\}^{\left(\frac{2}{n}\right)} \quad (14)$$

Keterangan:

- S_w : Saturasi air (%)
 V_{sh} : Volume *shale* (%)
 m : Faktor sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2,15)
 a : Faktor turtositi (batugamping = 1; batupasir = 0,62)
 n : Eksponen saturasi (1,8 – 2,5, umumnya 2.0)
 C : Konstanta (batupasir = 0,4; karbonat = 0,45) (Li dkk., 2021)
 Φ_{eff} : Porositas efektif (%)
 R_w : Resistivitas air formasi (Ωm)
 R_t : Resistivitas sebenarnya (Ωm)
 R_{sh} : Resistivitas *shale* (Ωm)

Persamaan Indonesia merupakan suatu metode yang dikembangkan berdasarkan karakteristik air tawar yang terdapat dalam suatu formasi, dan tingginya kandungan *shale* yang biasanya berkisar antara 30% hingga 70%, kondisi-kondisi ini sering dijumpai pada reservoir minyak di Indonesia (Leveaux & Poupon, 1971). Dalam metode ini, hubungan konduktivitas antara resistivitas (R_t) dan saturasi air (S_w) dihasilkan oleh konduktivitas lempung, air formasi, dan konduktivitas lainnya yang timbul akibat interaksi antara kedua konduktivitas tersebut. Penentuan jenis kandungan di dalam reservoir didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi (S_w) dalam hasil batasan umum harga S_w untuk lapangan yang belum dikenal dimana rentang nilai S_w disajikan pada Tabel 5.

Tabel 5. Interpretasi Saturasi Fluida hasil data *lab* (Irawan dkk., 2009)

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

f. Perhitungan Permeabilitas

Permeabilitas ialah kemampuan lapisan untuk melewatkan suatu fluida. Agar permeabel, suatu batuan harus mempunyai porositas yang saling berhubungan (*vugs, capillaries, fissures, atau fractures*). Ukuran pori, bentuk dan kontinuitas mempengaruhi permeabilitas formasi (Darling, 2005). Satuan permeabilitas adalah *Darcy*. Satu *Darcy* adalah kemampuan lapisan untuk melewatkan satu kubik sentimeter per-detik fluida dengan viskositas satu *centipose* melewati area seluas satu sentimeter persegi di bawah tekanan sebesar satu atmosfer per-sentimeter. Satu *darcy* merupakan unit yang sangat besar sehingga pada prakteknya satuan *milidarcy* (md) lebih sering digunakan. Permeabilitas formasi batuan sangat bervariasi dari 0,1 mD sampai lebih dari 10.000 mD (Schlumberger, 1989). Permeabilitas dapat dihitung menggunakan Persamaan 13 serta klasifikasinya disajikan pada Tabel 6.

$$K = a \frac{\phi_e^b}{S_{wirr}^c} \quad (13)$$

Keterangan:

K : Permeabilitas (mD)

a : konstanta empiris (10.0000, untuk pers. *Schlumberger*)

b : eksponen porositas (4,5, untuk pers. *Schlumberger*)

c : eksponen S_{wirr} (2, untuk semua persamaan)

ϕ_e : Porositas efektif (%)

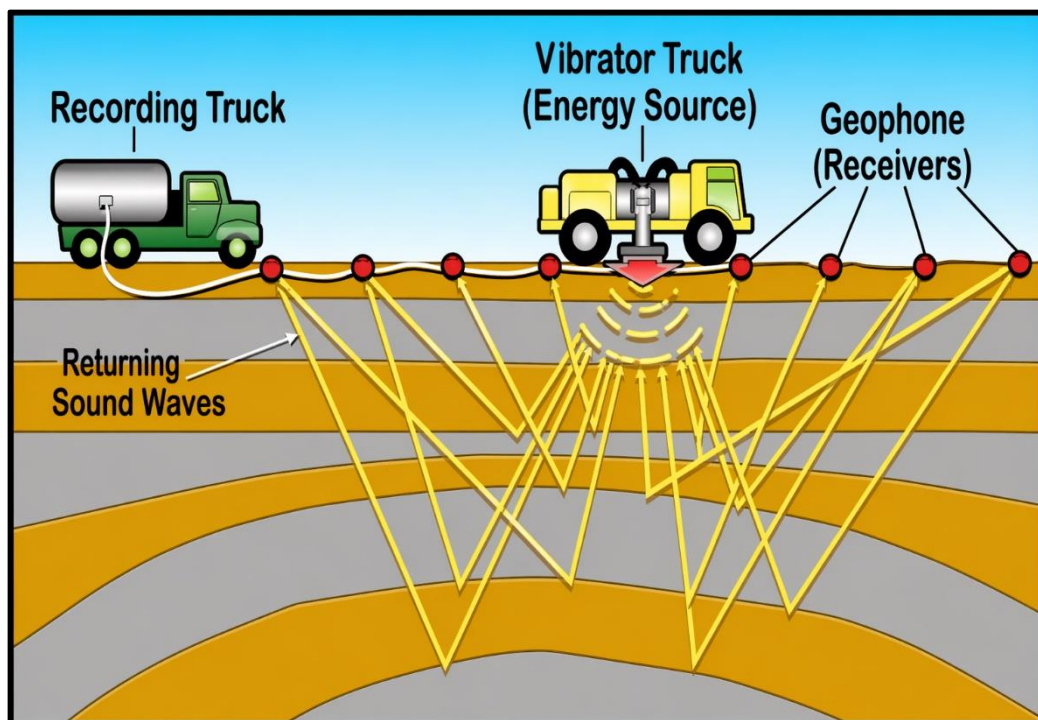
S_{wirr} : *Irreducible Water Saturation* (%)

Tabel 6. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan (Koesoemadinata, 1978)

Nilai Permeabilitas (mD)	Deskripsi Kualitatif
< 5 (0 – 5)	Ketat (<i>tight</i>)
5 – 10	Cukup (<i>fair</i>)
10 – 100	Baik (<i>good</i>)
100 – 1000	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>1000	Istimewa (<i>excellent</i>)

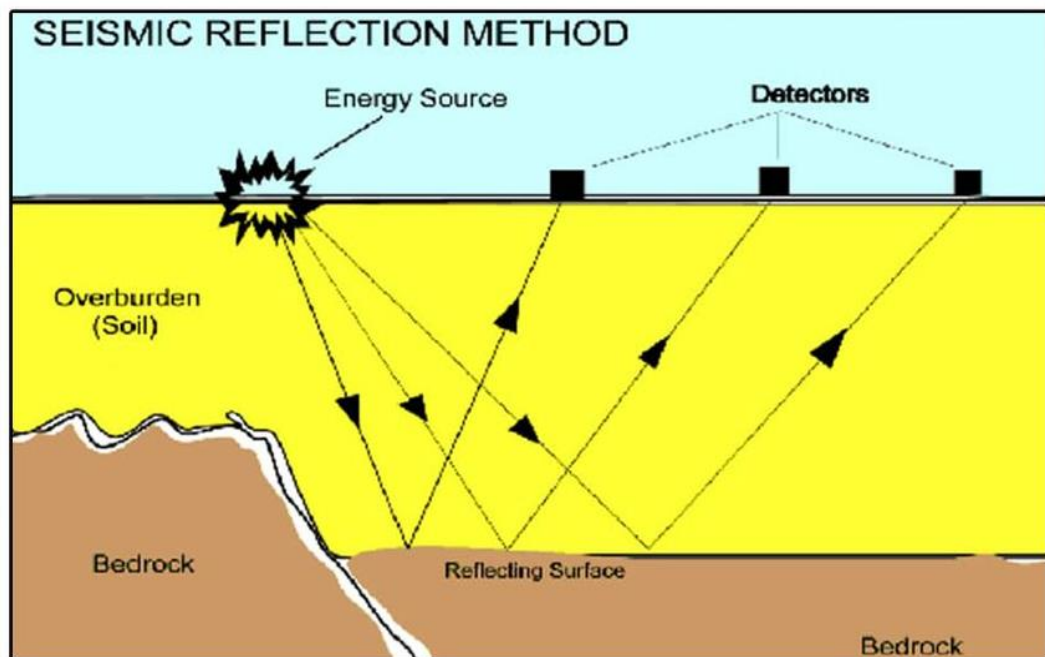
3.4. Metode Seismik

Mengacu pada Gambar 19, metode seismik merupakan salah satu metode geofisika yang dapat dimanfaatkan untuk menggambarkan lapisan-lapisan dibawah permukaan bumi. Metode seismik dikatakan sebagai metode yang memiliki tingkat akurasi, resolusi, dan penetrasi yang baik (Telford dkk, 1990). Metode ini sangat sering digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon dikarenakan dapat memberikan gambaran litologi bawah tanah dengan tingkat resolusi yang tinggi dibandingkan metode lainnya.



Gambar 19. Ilustrasi penjalaran seismik

Seismik refleksi (Gambar 20) merupakan salah satu metode geofisika aktif yang digunakan untuk mendeteksi kedalaman bawah permukaan. Metode seismik dapat dilakukan di darat atau di laut. Penerapan metode seismik refleksi misalnya untuk eksplorasi minyak, mendeteksi struktur bawah tanah seperti patahan, mengetahui struktur bawah permukaan yang kompleks serta stratigrafinya, serta dapat digunakan untuk menentukan lokasi sumber gempa (Sukmono, 1999).



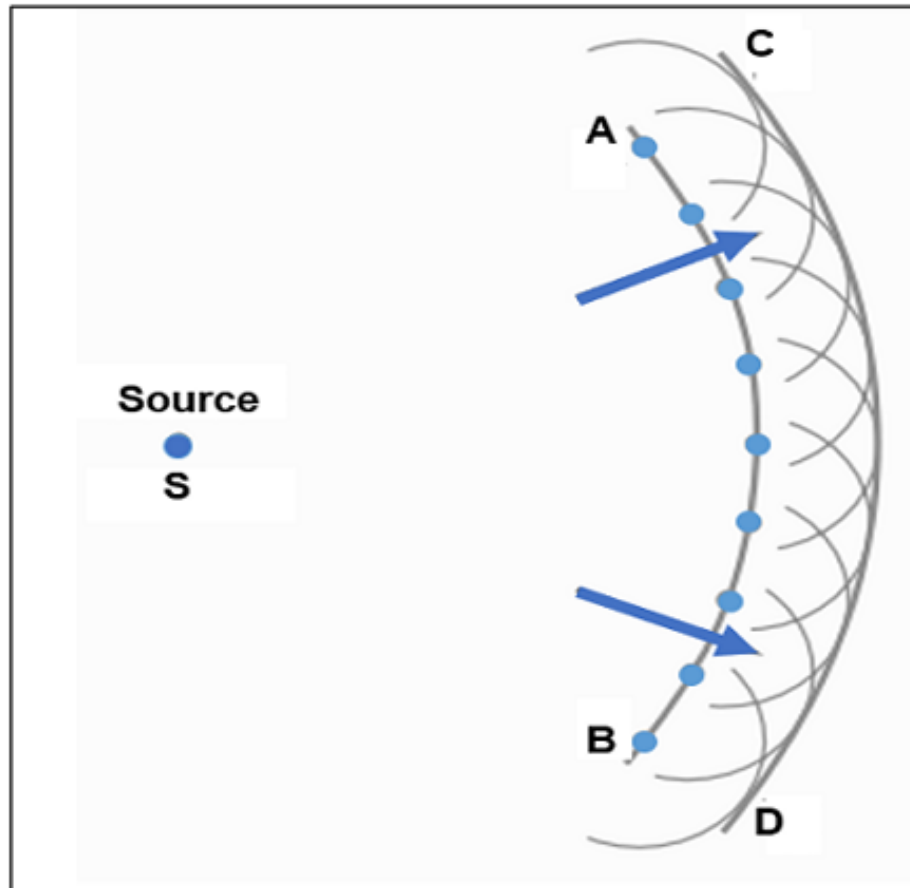
Gambar 20. Ilustrasi akuisisi seismik refleksi (Henriksen, 2020)

3.5. Penjalaran Gelombang Seismik

Sifat fisik batuan dapat direpresentasikan melalui sifat refleksi pada bidang batas. Fenomena penjalaran gelombang dalam medium berlapis dapat dipahami dengan mengamati karakteristik pantulan dan pembiasan gelombang.

3.5.1. Prinsip Huygens

Prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik pada permukaan gelombang berfungsi sebagai sumber gelombang baru yang menyebar mengikuti pola tertentu. Melalui titik-titik sumber gelombang yang baru, posisi muka gelombang berikutnya dapat digambarkan atau ditentukan (Pameramba, 2017). Saat gelombang mencapai batas antara dua medium dengan perbedaan densitas, seperti pada dua lapisan, gelombang datang (*P-wave*) akan mengenai antarmuka dan menghasilkan gelombang refraksi serta refleksi. Prinsip Huygens mengungkapkan sebuah mekanisme dimana sebuah pulsa seismik akan kehilangan energi seiring dengan bertambahnya kedalaman. Di dalam eksplorasi seismik titik-titik di atas dapat berupa patahan, rekahan, antiklin, dll. Sedangkan deretan gelombang baru berupa gelombang difraksi. Prinsip Huygens dapat digambarkan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 21.



Gambar 21. Ilustrasi Prinsip Huygens (Asparini, 2011)

3.5.2. Hukum Snellius

Mengacu pada Hukum Snellius, penjalaran gelombang seismik melibatkan hubungan antara sudut datang, sudut pantul, dan sudut bias. Hal ini bergantung pada kecepatan gelombang dan sifat fisik medium yang dilewati. Dalam konteks ini, gelombang P yang tiba pada bidang batas antara dua medium yang berbeda maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan (*reflected*) dan ditransmisikan (*refracted*) sebagai gelombang P dan gelombang S (Saloka, 2012).

Adapun, Hukum Snellius dirumuskan dengan Persamaan 15 berikut ini.

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} \quad (15)$$

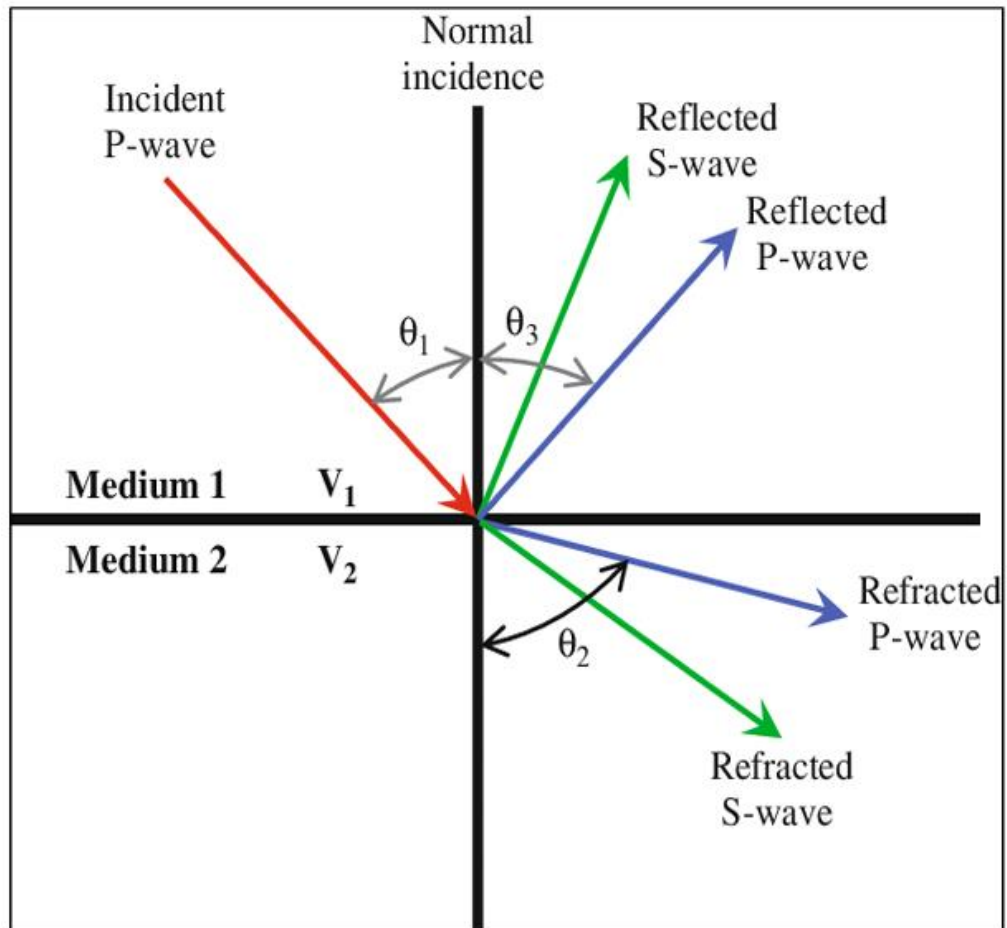
Dengan keterangan:

θ_1 : Sudut datang ($^\circ$)

θ_2 : Sudut bias ($^\circ$)

- v_1 : Kecepatan cahaya sinar datang (m/s)
 v_2 : Kecepatan cahaya sinar bias (m/s)

Adapun ilustrasi dari hukum snellius dapat dilihat pada Gambar 22.

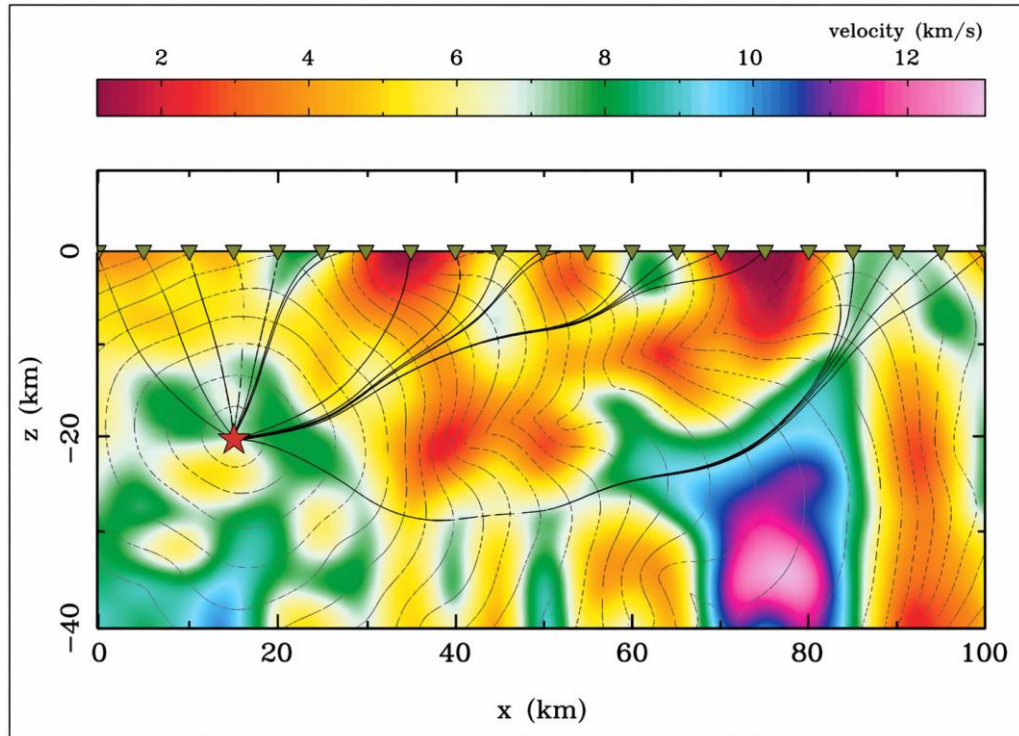


Gambar 22. Ilustrasi penjalaran gelombang melalui batas dua medium menurut Hukum Snellius (Sheriff & Geldart, 1995)

3.5.3. Asas Fermat

Mengacu pada Asas Fermat, apabila suatu gelombang merambat dari satu titik ke titik yang lain, maka gelombang tersebut akan memilih jalur yang tercepat (waktu tempuh terpendek). Lintasan sinar antara dua titik adalah lintasan yang waktu tempuhnya yang paling minimum ataupun maksimum terhadap kemungkinan lintasan terdekat. Dengan mengetahui lintasan yang memiliki waktu tempuh minimum, dapat melakukan pelacakan jejak sinar yang telah merambat melalui medium tersebut. Pelacakan jejak sinar seismik ini sangat berguna dalam

menentukan lokasi reflektor di bawah permukaan, walaupun jejak sinar seismik tercepat ini tidaklah selalu memiliki bentuk garis lurus. Adapun ilustrasi dari Prinsip Fermat dapat dilihat pada Gambar 23.



Gambar 23. Ilustrasi asas Fermat (Rawlinson & Sambridge, 2003)

3.6. Komponen Gelombang Seismik

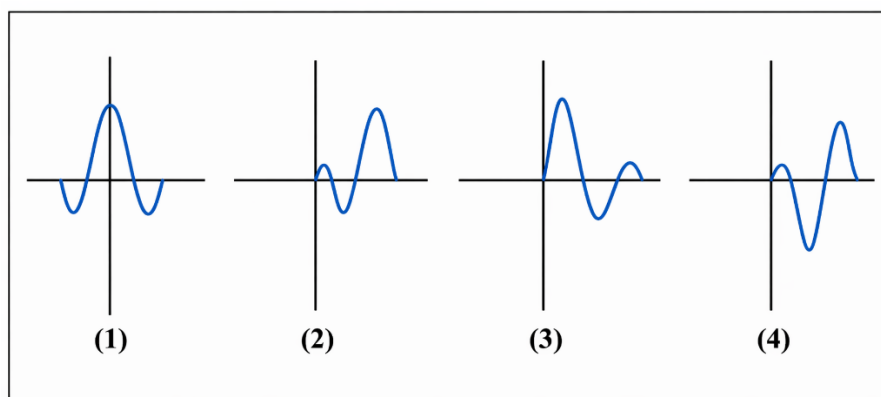
Komponen yang dihasilkan disini merupakan hal-hal yang diturunkan atau dihasilkan (*derivative value*) dari parameter dan data dasar seismik refleksi. Adapun komponen seismik refleksi adalah sebagai berikut.

3.6.1. *Seismic Trace*

Trace seismik merupakan data seismik yang dicatat *geophone* sebagai respon dari medan gelombang elastik terhadap kontras nilai impedansi akustik antar lapisan. Secara matematis *trace* seismik merupakan hasil konvolusi antara *wavelet* seismik dengan reflektivitas bumi ditambahkan dengan komponen *noise* (Sukmono, 2000).

3.6.2. Wavelet

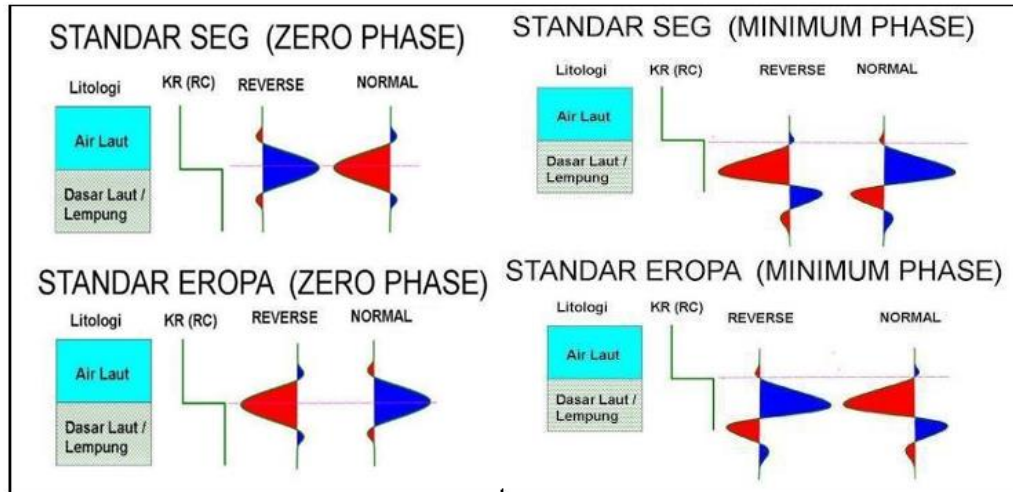
Wavelet merupakan gelombang mini atau “pulsa” yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan Fasa. Dalam istilah praktisnya wavelet dapat digambarkan sebagai gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone* pada rekaman data seismik (Sismanto, 2006). Berdasarkan konsentrasi energinya, *wavelet* dapat dibagi menjadi empat jenis, yaitu *Zero Phase Wavelet*, *Minimum Phase Wavelet*, *Maximum Phase Wavelet*, dan *Mixed Phase Wavelet* yang disajikan pada Gambar 24.



Gambar 24. Jenis *wavelet* berdasarkan energinya, (1) *zero phase wavelet*, (2) *maximum phase wavelet*, (3) *minimum phase wavelet*, dan (4) *mixed phase wavelet* (Sismanto, 2006)

3.6.3. Phase and Polarity

Polarity atau polaritas, merupakan suatu deskripsi tentang arah yang memiliki dua bentuk, yaitu polaritas normal dimana kenaikan impedansi akustik akan digambarkan sebagai lembah (*trough*), dan polaritas terbalik dimana kenaikan impedansi akustik digambarkan dengan sebagai puncak (*peak*). Sedangkan, *phase* atau fasa merupakan pergeseran osilator sebuah gelombang. Terdapat dua jenis dalam seismik refleksi yaitu fasa minimum dimana energi *wavelet* akan terletak pada bagian onset dari *wavelet* tersebut, dan fasa nol dimana energi *wavelet* akan terletak pada bagian tengah *wavelet* digunakan untuk pembuatan seismogram sintentik yang akan mengikat data seismik dengan data sumur (*well seismic tie*) untuk menarik batas horizon suatu lapisan. Standar *wavelet* dibedakan menjadi dua, yakni menurut SEG dan Eropa seperti yang ditunjukkan pada Gambar 25.



Gambar 25. Standar *wavelet* berdasarkan SEG dan Eropa pada fasa *zero* dan minimum serta polaritas normal dan *reverse* (Sukmono, 2000)

3.6.4. *Acoustic Impedance (AI)*

Acoustic Impedance (AI) merupakan karakteristik batuan yang didasarkan pada berbagai faktor, antara lain jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, suhu, dan tekanan. *Acoustic impedance (AI)* dapat digunakan sebagai indikator untuk melakukan identifikasi litologi, porositas, keberadaan hidrokarbon, hingga kuantifikasi karakter reservoir dari suatu zona reservoir. Secara teori, AI dimaknai sebagai suatu kemampuan batuan dalam melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Nilai dari *acoustic impedance (AI)* berbanding lurus terhadap kepadatan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas dan refleksi seismik ketika terjadi perubahan kontras pada nilai AI (Badley, 1987). Secara matematis nilai *acoustic impedance (AI)* dapat dihasilkan dari Persamaan 16 sebagai berikut.

$$AI = \rho \cdot V \quad (16)$$

Dengan keterangan:

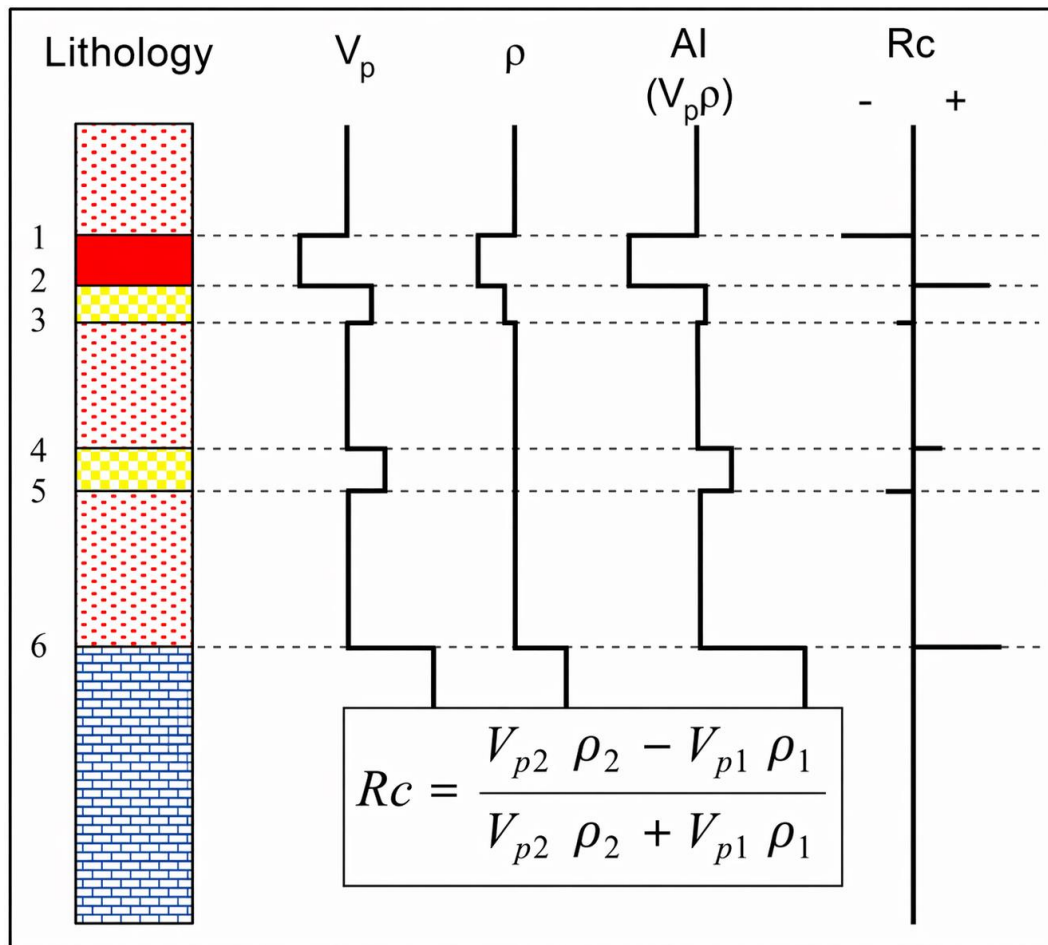
AI : *Acoustic Impedance* (gr/cm³. m/s)

ρ : Densitas/massa jenis (gr/cm³)

V : Kecepatan gelombang perlapisan (m/s)

3.6.5. Reflection Coefficient

Pada dasarnya setiap perubahan *acoustic impedance* yang dimaksud adalah kecepatan dan densitas batuan penyusun per lapisan bumi. Koefisien refleksi dapat dianggap sebagai respons dari *wavelet* seismik terhadap perubahan impedansi akustik. Koefisien refleksi (Gambar 26) mempengaruhi nilai amplitudo gelombang pada penampang seismik serta polaritas gelombang seismik. Kontras impedansi akustik (AI) yang lebih besar akan menghasilkan refleksi yang lebih kuat, sehingga amplitudo gelombang seismik juga akan lebih besar (Sukmono, 2000; Agfa, 2018).



Gambar 26. Koefisien refleksi (Simm & Bacon, 2014)

Secara matematis untuk menghitung koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat, dapat digunakan Persamaan 17.

$$KR = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (17)$$

Keterangan:

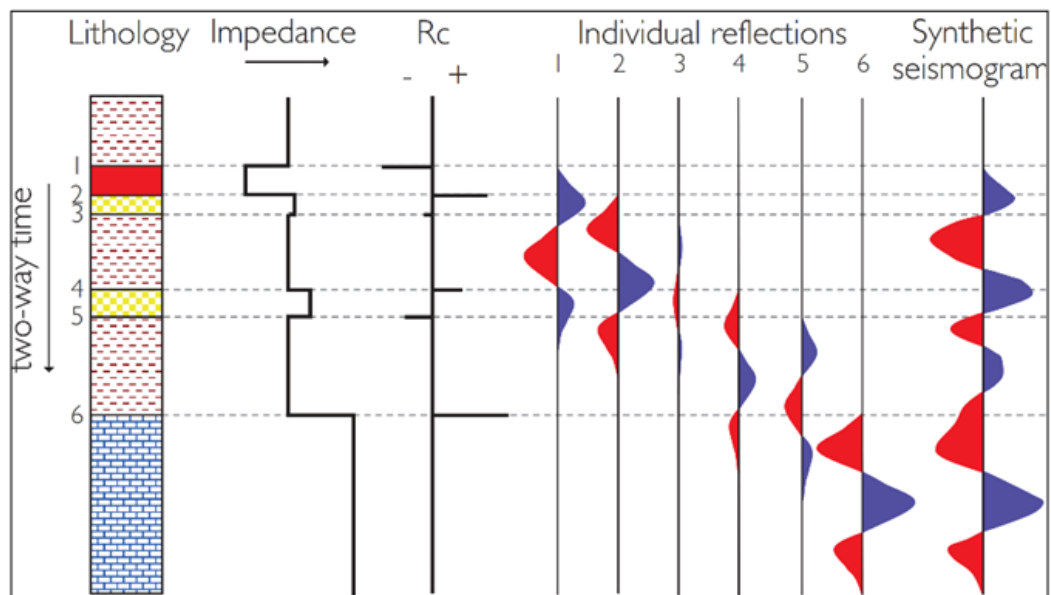
KR : Koefisien Refleksi (*fraction*)

AI_1 : *Acoustic impedance* lapisan atas ($\text{gr/cm}^3 \cdot \text{m/s}$)

AI_2 : *Acoustic impedance* lapisan bawah ($\text{gr/cm}^3 \cdot \text{m/s}$)

3.7. Well Seismic Tie

Well seismic tie merupakan proses pengaitan data sumur terhadap data seismik, di mana data sumur yang diperlukan melibatkan *sonic* (DT), densitas (RHOB), dan *checkshot*. Sebelum dapat diproses, perlu dilakukan koreksi pada data sumur untuk menghilangkan efek zona *washout*, *casing shoe*, dan artefak lainnya. Seperti yang diketahui, umumnya data seismik tercatat dalam domain waktu (TWT), sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Oleh karena itu, langkah awal sebelum melakukan pengaitan adalah melakukan konversi data sumur ke dalam domain waktu. Untuk melaksanakan konversi ini, diperlukan data *log Sonic* dan *checkshot* (Hall dkk, 2006). Dalam melakukan horizon seismik skala waktu pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umum di-*plot* pada skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well seismic tie*. Ada banyak teknik dalam pengikatan ini, tetapi yang umum digunakan adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetik dari hasil survei kecepatan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 27.



Gambar 27. Pembuatan seismogram sintetik (Simm & Bacon, 2014)

Synthetic seismogram atau seismogram sintetis adalah rekaman seismik buatan yang dibuat menggunakan data *log* kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas digunakan untuk menghitung impedansi akustik yang selanjutnya dihitung nilai koefisien refleksi, kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet*. Tujuan pembuatan seismogram sintetis adalah untuk melakukan korelasi dengan formasi sumur, seperti umur, kedalaman, dan sifat fisik lainnya. Untuk mendapatkan seismogram sintetis yang baik, *wavelet* yang digunakan sebaiknya memiliki karakteristik yang sama baik dari segi fase maupun kandungan frekuensi dengan *wavelet* yang digunakan (Sukmono, 1999).

3.8. *Picking Horizon*

Proses *picking horizon* dilakukan untuk menentukan batas-batas lapisan zona target dalam data seismik dengan melihat kemenerusannya secara lateral. Sebelum melakukan *picking horizon*, penting untuk memperhatikan struktur struktur yang terlihat dalam data seismik, seperti patahan, lipatan, dan sebagainya. *Picking horizon* dilakukan khususnya pada zona target yang terdapat dalam formasi yang menjadi fokus penelitian. Menurut (Badley, 1987), terdapat beberapa kiat dalam melakukan *picking horizon* pada data seismik, yaitu: a) Pada *minimum phase* lebih baik melakukan *picking* pada *peak*, mengingat refleksi hanya terjadi pada batas impedansi akustik. Namun, perlu diingat bahwa situasinya dapat lebih kompleks ketika adanya gangguan dalam data seismik. b) Hindari melakukan *picking* di bawah puncak (*peak*) yang kuat kecuali jika ada alasan yang jelas untuk melakukannya. c) Pada fase nol (*zero phase*), lakukan *picking* pada refleksi dengan amplitudo maksimum, baik itu berupa puncak (*peak*) atau lembah (*trough*). Refleksi tersebut seharusnya simetris di sekitar batas impedansi akustik.

3.9. *Seismik Atribut*

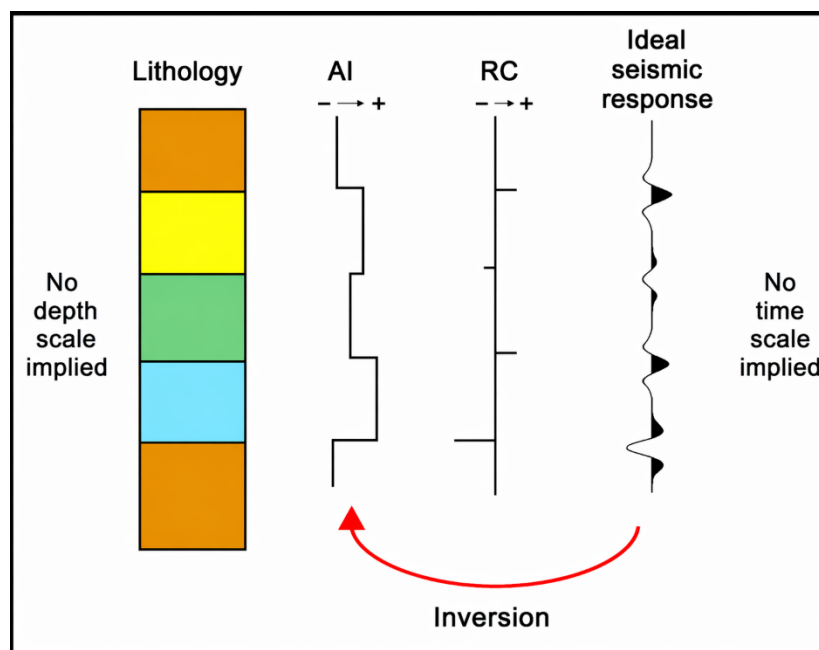
Atribut seismik dapat didefinisikan sebagai semua informasi berupa besaran spesifik dari geometri, kinematika, dinamika, atau statistik yang diperoleh dari data seismik, yang diperoleh melalui pengukuran langsung maupun logis atau berdasarkan pengalaman (Chien & Sidney, 1997).

1. Ekstraksi amplitudo dengan menghitung semua amplitudonya. Contoh atribut amplitudo tipe ini adalah *RMS Amplitude*, *Average Energy*, *Reflection Strength*, *Total Absolute Amplitude*, dan *Average Variance*.

2. Ekstraksi amplitudo dengan menghitung sebagian amplitudonya, seperti nilai amplitudo yang negatif saja, positif saja, maksimal negatif, maksimal positif, dan sebagainya. Contoh atribut amplitudo tipe ini adalah *Maximum Absolute Amplitude*, *Maximum Peak Amplitude*, *Average Peak Amplitude*, dan *Maximum Trough Amplitude*.

3.10. Seismik Inversi

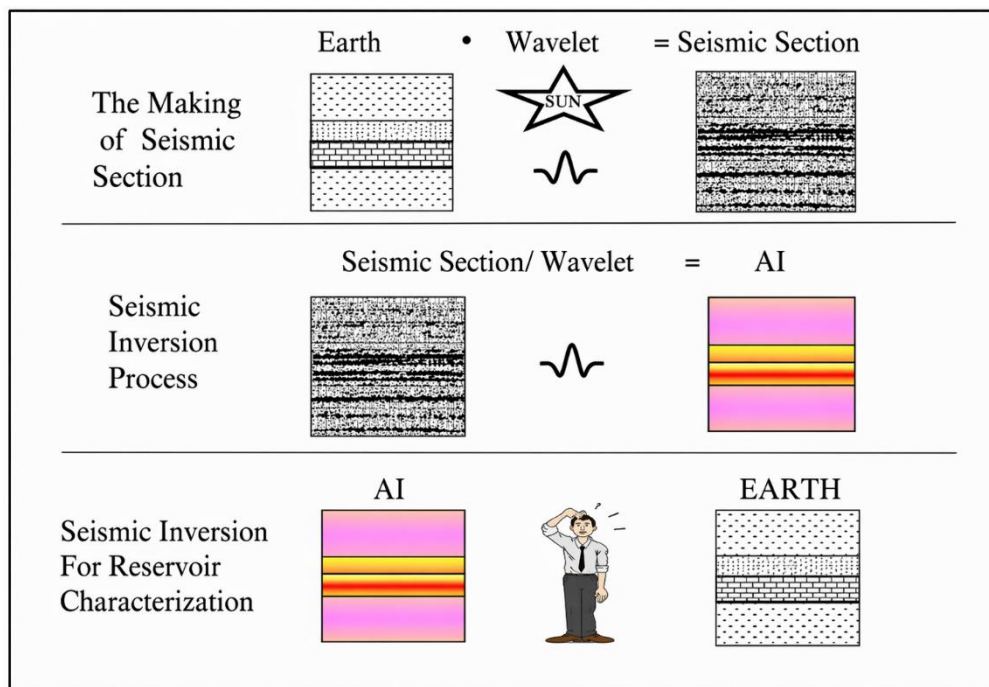
Salah satu metode yang digunakan dalam melakukan interpretasi data seismik adalah metode inversi *acoustic impedance* (AI). Seismik inversi (Gambar 28) merupakan teknik untuk membuat model bawah permukaan bumi menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Inversi *acoustic impedance* merupakan salah satu metode yang digunakan sebagai indikator lithologi, porositas, hidrokarbon. Secara umum AI akan memberikan gambaran lithologi bawah permukaan yang lebih detail karena memberikan gambaran tentang lapisan itu sendiri dibandingkan dengan data seismik yang hanya memberikan gambaran batas lapisan.



Gambar 28. Tahapan metode inversi (Herron, 2011)

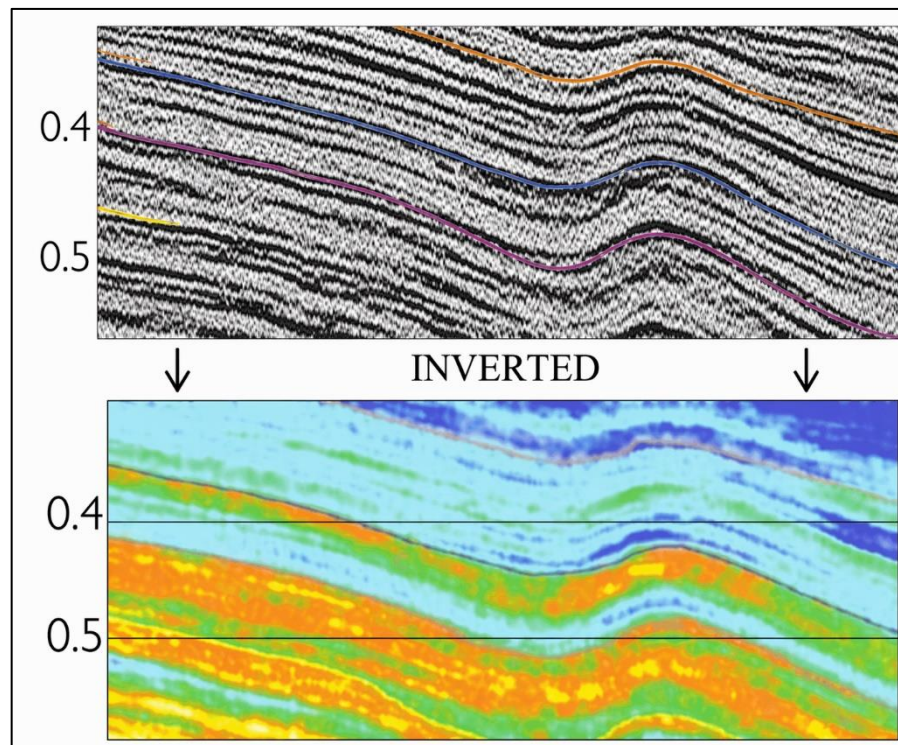
Berdasarkan proses penggabungan data seismik (*stacking*), metode inversi seismik dapat dikelompokkan menjadi dua kategori utama, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack* seperti pada Gambar 29. Inversi *pre-stack* melibatkan dua

pendekatan utama, yaitu inversi waktu tempuh (tomografi) dan inversi amplitudo (AVO / *Amplitude Versus Offset*). Inversi waktu tempuh fokus pada pemetaan struktur bawah permukaan berdasarkan informasi waktu tempuh gelombang seismik, sedangkan AVO inversi parameter elastisitas melalui variasi amplitudo seismik terhadap jarak *offset*. Di sisi lain, inversi *post-stack* juga terdiri dari dua jenis, yaitu inversi amplitudo dan medan gelombang. Inversi amplitudo terdiri dari beberapa pendekatan seperti *band limited*, *model based*, dan *sparse spike*.



Gambar 29. Konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000)

Prinsip dasar dari metode inversi *model-based* adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data seismik asli (Russel, 1999). Metode inversi *model-based* dapat mengembalikan informasi frekuensi rendah dan tinggi yang terkadang hilang, dengan menghubungkan data seismik dengan respons seismik dari model geologi. Namun, dalam penggunaan metode ini terdapat potensi permasalahan seperti sensitivitas terhadap bentuk gelombang (*wavelet*) dan sifat ketidakunikannya untuk beberapa jenis *wavelet* tertentu. Gambaran konsep inversi seismik dapat dilihat pada Gambar 30.



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

3.11. Konsep dan Definisi Geomekanika

Geomekanika adalah studi geologi terhadap perilaku batuan yang berhubungan dengan karakterisasi dan mekanika massa batuan. Pada konteks geologi struktur disepakati bahwa tekanan (tegasan) di kedalaman selalu positif, karena tegasan di kedalaman selalu kompresi. Analisis geomekanika didasarkan pada perbandingan sifat dan kekuatan mekanik batuan dengan tegangan *in-situ* (Addis, 2017). Pengukuran sifat geomekanis dengan tes secara langsung disebut pengukuran sifat geomekanis statis melalui uji laboratorium. Pengukuran sifat geomekanis dengan tes tidak langsung menggunakan hubungan kecepatan gelombang (*wave velocity*) dengan menggunakan persamaan (Venieri dkk., 2020).

3.12. Tekanan *In-situ*

Dalam istilah yang paling sederhana, tekanan didefinisikan sebagai gaya yang bekerja pada area tertentu. Untuk lebih tepatnya, tekanan adalah tensor yang menggambarkan kepadatan gaya yang bekerja pada semua permukaan yang melalui suatu titik tertentu (Nauroy, 2011).

3.12.1. Tekanan *Overburden*/Vertikal

Tekanan vertikal yang memberikan pembebanan pada suatu formasi di kedalaman tertentu akibat berat total dari batuan dan fluida yang berada di atas kedalaman tersebut. Tekanan vertikal merupakan kombinasi dari densitas matriks, porositas, dan densitas fluida yang terkandung di dalam pori. Tegasan ini dipengaruhi oleh nilai densitas, percepatan gravitasi, serta kedalaman. Dengan kata lain tegasan vertikal adalah fungsi kedalaman dari densitas dan percepatan gravitasi (Hasugian dkk., 2020).

Tekanan *overburden* merupakan tekanan yang dihasilkan akibat dari pembebanan material sedimen yang berada di atasnya, termasuk fluida yang mengisi pori-pori batuan. Nilai tekanan *overburden* ini akan meningkat sering dengan bertambahnya kedalaman dan pada umumnya memiliki gradien sebesar 1 psi/ft. Namun, bergantung pada densitas sedimen yang terendapkan di atasnya. Untuk rata-rata batuan sedimen sampai kedalaman 3-4 km, digunakan nilai asumsi densitas sebesar 2,3 g/cc (Mouchet & Mitchell, 1989).

$$S_v = \rho_b g z \quad (18)$$

Keterangan:

S_v : Tekanan *Overburden* (MPa)

ρ_b : Densitas *bulk* batuan (gr/cm³)

g : Percepatan gravitasi (9,81 m/s²)

z : Ketinggian kolom batuan sedimen (dihitung dari datum (m))

3.12.2. Tekanan Horizontal

Tekanan horizontal minimum dan maksimum adalah dua dari tiga tegangan utama, yang diperlukan untuk setiap studi geomekanik (analisis stabilitas sumur, produksi pasir, dan rekahan hidrolik). Estimasi tegangan horizontal adalah salah satu langkah utama dalam pemodelan geomekanik dan berkontribusi pada penilaian akurasi model geomekanika yang diukur (Gholilou dkk., 2017).

a. Tekanan Horizontal Minimum ($S_{h_{min}}$)

Tekanan horizontal minimum adalah salah satu dari tiga tegangan utama yang dapat diestimasi secara langsung. Nilai dari tegangan minimum pada umumnya

didapatkan dari data pengukuran uji rekah hidrolik yang merepresentasikan ketahanan batuan dalam menerima tekanan fluida. Tegangan horizontal minimum didefinisikan sebagai total dari tekanan yang dapat ditahan oleh formasi sebelum suatu formasi tersebut hancur (Zoback, 2007). Nilai dari tegangan horizontal minimum dapat dihitung menggunakan persamaan 19 (Heydari dkk., 2022).

$$Sh_{min} = \frac{v}{1-v} (S_v - aP_p) + aP_p + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_x + \frac{v \times E}{1-v^2} \varepsilon_y \quad (19)$$

Keterangan:

Sh_{min} : Tekanan horizontal Minimum (MPa)

v : *Poisson's ratio (fraction)*

S_v : Tekanan vertikal (MPa)

a : Koefisien Biot (1)

P_p : Tekanan pori (MPa)

E : *Young's Modulus* (MPa)

ε_x : *Minimum horizontal strain (fraction)*

ε_y : *Maximum horizontal strain (fraction)*

b. Tekanan Horizontal Maksimum (Sh_{max})

Tekanan horizontal maksimum adalah salah satu dari tiga tegangan yang tidak dapat diukur secara langsung. Estimasi nilai dari tegangan horizontal maksimum secara empiris dapat dilakukan dengan menggunakan data *wireline log* yang tersedia. Nilai dari tegangan horizontal maksimum (SH_{max}) dapat dihitung menggunakan persamaan 20 (Heydari dkk., 2022).

$$Sh_{max} = \frac{v}{1-v} (S_v - aP_p) + aP_p + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_y + \frac{v \times E}{1-v^2} \varepsilon_x \quad (20)$$

Keterangan:

Sh_{max} : Tekanan horizontal maksimum (MPa)

v : *Poisson's ratio (fraction)*

S_v : Tekanan vertikal (MPa)

a : Koefisien Biot (1)

P_p : Tekanan pori (MPa)

E : Young's Modulus (MPa)

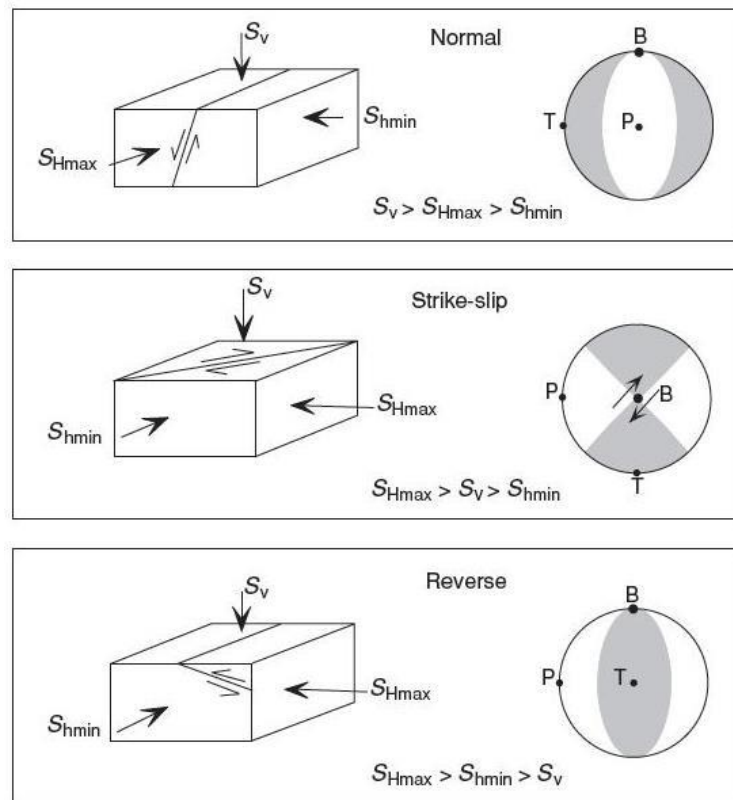
ε_x : Minimum horizontal strain (fraction)

ε_y : Maximum horizontal strain (fraction)

Tegangan vertikal (S_v), adalah tegangan utama maksimum (S_1) dalam rezim *normal fault*, tegangan utama menengah (S_2) dalam rezim *strike-slip* dan tegangan utama terkecil (S_3) dalam rezim *reverse fault* (Zoback, 2007). Hubungan antara S_1 , S_2 , dan S_3 ditunjukkan oleh Tabel 7 serta Gambar 31.

Tabel 7. Besar tegangan relatif dan regim sesar (Zoback, 2007)

Regim	Tegangan		
	S_1	S_2	S_3
Normal	S_v	Sh_{max}	Sh_{min}
Strike-slip	Sh_{max}	S_v	Sh_{min}
Reverse	Sh_{max}	Sh_{min}	S_v



Gambar 31. Skema klasifikasi E.M Anderson untuk besaran tegangan relatif pada sesar normal, *strike-slip*, dan sesar naik (Zoback, 2007)

3.12.3. Tekanan Hidrostatik

Tekanan hidrostatik (P_h) merupakan tekanan yang dihasilkan oleh kolom fluida statis yang besarnya sama ke segala arah. Ukuran dan geometri merupakan variabel bebas karena kolom fluida ini tidak memiliki pengaruh terhadap besarnya tekanan hidrostatik. Berdasarkan Hukum Archimedes, besarnya tekanan hidrostatik akan sama dengan jumlah dari densitas fluida rata-rata dan tinggi vertikalnya. Tekanan hidrostatik dapat diukur dengan persamaan 0,44 psi/ft atau 1,420 psi/m (tergantung salinitas) (Zoback, 2007). Rumus dari tekanan hidrostatik ditunjukkan pada Persamaan 21.

$$P_h = \rho \cdot g \cdot h \quad (21)$$

Keterangan:

- P_h : Tekanan hidrostatik (MPa)
- ρ : Densitas fluida (kg/m^3)
- g : Percepatan gravitasi ($9,81 \text{ m/s}^2$)
- h : Kedalaman (m)

3.12.4. Tekanan Pori

Tekanan pori (P_p) merupakan tekanan hidrolik yang bersifat skalar, yang terbentuk karna adanya pori yang saling berhubungan (*interconnected*) di kedalaman. Pada saat kondisi kompaksi normal (*normal compaction*), tekanan pori didefinisikan sebagai tekanan hidrostatik (*hydrostatic pore pressure*) yang nilainya meningkat tergantung dari besarnya densitas air seiring dengan bertambahnya kedalaman yaitu sebesar 10 MPa/km atau 0,44 psi/ft (Zoback, 2007).

Jika tekanan pori lebih rendah atau lebih tinggi dari tekanan hidrostatik (tekanan pori normal), maka tekanan pori abnormal. Ketika tekanan pori melebihi tekanan normal, disebut *overpressure* (Wei dkk., 2011). Tekanan pori dihitung menggunakan Persamaan 22 dengan menggunakan metode Eaton (Zoback, 2007).

$$P_p = S_v - [S_v - P_h] \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^{3,0} \quad (22)$$

Keterangan:

P_p : Tekanan pori (MPa)

S_v : Tekanan Overburden (MPa)

P_h : Tekanan hidrostatik (MPa)

Δt_n : Waktu interval sonik pada saat terjadi kompaksi normal (μ/f)

Δt_o : Waktu interval sonik terukur (μ/f)

3.12.5. Tekanan Rekah

Tekanan rekah atau *Fracture propagation pressure* didefinisikan juga sebagai total dari tekanan yang dapat ditahan oleh formasi sebelum suatu formasi tersebut rusak atau hancur (tegangan minimum). Tekanan rekah memiliki nilai yang lebih kecil dari tekanan *overburden* dan lebih besar dari tekanan pori (Yanto, 2011). Untuk mendapatkan estimasi tekanan rekah, digunakan persamaan Eaton (Zoback, 2007), dengan rumus ditunjukkan pada Persamaan 23.

$$FP = \left(\frac{v}{1-v} \right) (S_v - P_p) + P_p \quad (23)$$

Keterangan:

FP : Tekanan rekah (MPa)

v : Poisson's ratio (*fraction*)

S_v : Tekanan overburden (MPa)

P_p : Tekanan pori (MPa)

3.13. Rock Mechanical Properties

Karakterisasi kuantitatif terhadap sifat mekanik batuan (*rock mechanical properties*) sangat penting dalam pengembangan reservoir, terutama untuk merancang program pengeboran, penyelesaian sumur, dan produksi yang tepat. Sifat mekanik batuan seperti *compressive strenght*, *young modulus*, dan *poisson's ratio* berperan besar dalam menjaga kestabilan lubang bor, memprediksi fraktur, dan berbagai teknik rekayasa lainnya. Sifat mekanik ini umumnya diukur dengan metode statis dan dinamis. Metode statis dilakukan di laboratorium menggunakan peralatan khusus yang menekan contoh batuan (*core*) hingga patah, sambil

merekam kurva tegangan–regangan untuk memperoleh parameter mekanik. Sementara itu, metode dinamis diperoleh dari perhitungan kecepatan gelombang kompresi (V_p) dan gelombang geser (V_s), baik dari *log* sumur maupun pengujian laboratorium. Banyak penelitian menunjukkan bahwa metode statis lebih langsung dan realistis, sedangkan metode dinamis lebih mudah dan dapat diperoleh secara kontinu (Xu dkk., 2016).

3.14. Parameter Mekanik Batuan

Rock Engineers (teknisi batuan) secara luas menggunakan *Uniaxial Compressive Strenght* (UCS) batuan dalam merancang struktur permukaan dan bawah tanah. Prosedur untuk mengukur kekuatan batuan telah distandarisasi oleh *American Society for Testing and Materials* (ASTM) dan *International Society for Rock Mechanics* (ISRM) (Kahraman, 2001). Dalam sebuah ilmu rekayasa batuan nilai parameter kuat tekan uniaksial merupakan parameter penting. Uji kuat tekan uniaksial ini merupakan sebuah pengujian tekanan pada batuan dalam geometri yang beraturan, baik silinder, balok maupun prisma dalam satu arah (*uniaxial*).

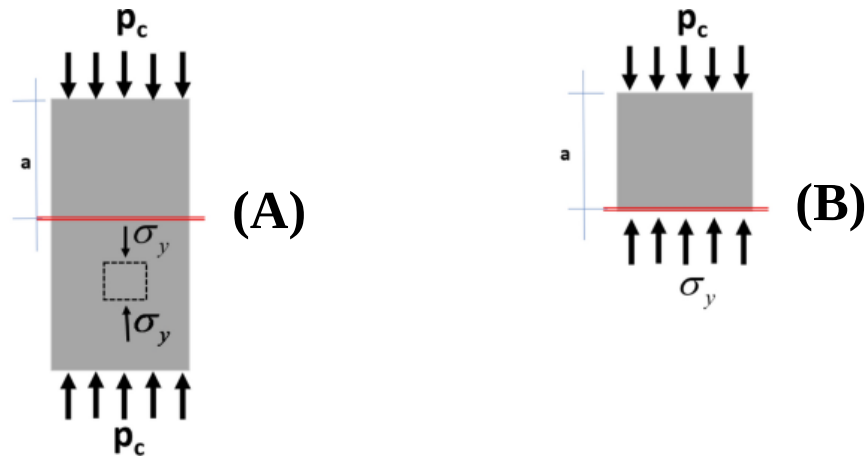
3.14.1. Tegangan (*stress*)

Kuat tekan batuan (tegangan) adalah kemampuan batuan untuk menerima beban hingga pecah apabila diberi beban (Melati, 2019). Tegangan pada saat batuan hancur didefinisikan sebagai kuat tekan uniaksial seperti pada Persamaan 18 serta diilustrasikan pada Gambar 32.

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (18)$$

Keterangan:

- σ : Tegangan atau *stress* (Pa atau N/m²)
- F : Gaya yang bekerja pada batuan (N)
- A : Luas penampang batuan (m²)



Gambar 32. (A) proses *uniaxial compression* (*uniaxial compression loading*) dan (B) diagram gaya internal (*internal stresses – free body diagram*) (Yankelevsky, 2024)

3.14.2. Regangan (*strain*)

Tegangan (*stress*) berkaitan erat dengan regangan (*strain*). Hubungan antara tegangan (*stress*) dan regangan (*strain*) menjelaskan bagaimana batuan merespons gaya yang bekerja padanya, dan hubungan ini menjadi dasar dalam analisis geomekanika, termasuk pada sistem penyimpanan CO₂ di *deep saline aquifer*. Regangan (*Strain*) didefinisikan sebagai hasil bagi antara pertambahan panjang ΔL dengan panjang awalnya L . Dengan kata lain, perbandingan perubahan panjang dengan panjang awal seperti Persamaan 14.

$$\varepsilon = \frac{\text{Pertambahan panjang}}{\text{Panjang awal}} = \frac{\Delta L}{L_0} \quad (14)$$

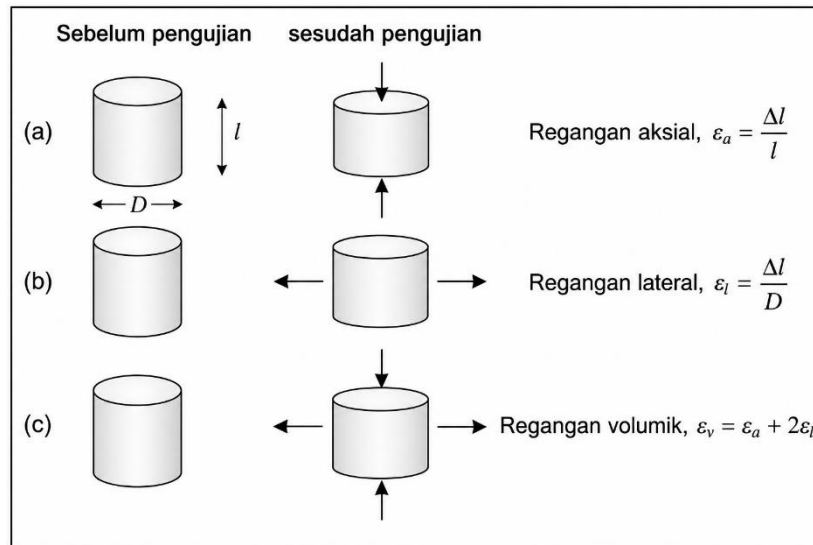
Keterangan:

ε : Regangan (*fraction*)

ΔL : Perubahan ukuran panjang (m)

L_0 : Panjang awal (m)

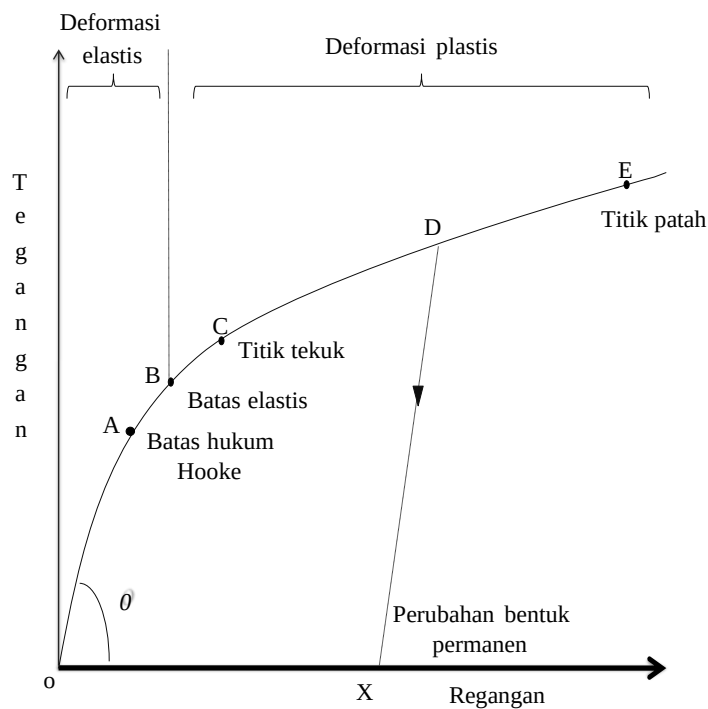
Karena pertambahan panjang ΔL dan panjang awal L adalah besaran yang sama maka regangan ε tidak memiliki satuan atau dimensi. Ilustrasi regangan terdapat pada Gambar 33.



Gambar 33. Ilustrasi regangan (Rahman & Muhyiddin, 2018)

3.14.3. *Young's Modulus*

Kebanyakan benda elastis sampai ke suatu gaya tertentu, dinamakan batas elastis. Jika gaya yang dikerjakan pada benda lebih kecil daripada batas elastisnya, benda akan kembali ke bentuk semula jika gaya dihilangkan. Akan tetapi, jika gaya yang diberikan melampaui batas elastis, benda tidak kembali ke bentuk semula, melainkan secara permanen berubah bentuk, seperti pada Gambar 34.



Gambar 34. Grafik Hubungan Tegangan dan Regangan (Sulaeman, 2018)

Jika tegangan yang diberikan mencapai titik E maka batuan akan patah. Selanjutnya, bila memperhatikan grafik dalam daerah OA, maka grafik berbentuk garis lurus. Dimana perbandingan antara tegangan dan regangan adalah konstan. Konstanta inilah yang disebut sebagai modulus elastis atau modulus young.

Young's modulus (E) adalah parameter mekanik yang kerap dipakai dalam aplikasi perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*). Dengan demikian, modulus elastis didefinisikan sebagai perbandingan antara tegangan dan regangan yang dialami bahan, dirumuskan pada Persamaan 15.

$$E = \frac{\text{Tegangan}}{\text{Regangan}} = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{F/A}{\Delta L/L_0} \quad (15)$$

Keterangan:

- E : Modulus Young (N/m² atau GPa)
- σ : Tegangan (N/m²)
- ε : Regangan (*fraction*)
- F : Gaya yang bekerja pada batuan (N)
- A : Luas penampang batuan (m²)
- ΔL : Perubahan ukuran panjang (m)
- L_0 : Panjang awal (m)

Selain menggunakan perhitungan secara langsung (berbasis data laboratorium), *Young's modulus* juga bisa diperoleh dengan menggunakan pendekatan dari *log sonic*, seperti pada Persamaan 16.

$$E = \rho_b V_s^2 \left(\frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \right) \quad (16)$$

Keterangan:

- E : *Young's Modulus* (GPa)
- ρ_b : Densitas *bulk* batuan (gr/cm³)
- V_p : Kecepatan gelombang P (m/s)
- V_s : Kecepatan gelombang S (m/s)

3.14.4. Poisson's Ratio

Poisson's ratio seperti diilustrasikan pada Gambar 35, merupakan sifat elastisitas batuan yang mengindikasikan tingkat rekahan (*fracturing*) pada batuan tersebut yang mana nilai *poisson's ratio* akan lebih tinggi dari kondisi normal pada batuan yang terisi cairan. *Poisson's Ratio* adalah perbandingan regangan aksial dan regangan lateral, atau dapat ditulis dengan Persamaan 17.

$$v = \frac{\varepsilon_{aksial}}{\varepsilon_{lateral}} = \frac{\Delta L / L_0}{\Delta D / D_0} \quad (17)$$

Keterangan:

v	: <i>Poisson's Ratio (fraction)</i>
ε_{aksial}	: Regangan aksial (<i>fraction</i>)
$\varepsilon_{lateral}$	: Regangan lateral (<i>fraction</i>)
ΔL	: Perubahan ukuran panjang (m)
L_0	: Panjang awal (m)
ΔD	: Perubahan ukuran diameter (m)
D_0	: Diameter awal (m)

Poisson's ratio juga bisa diperoleh dengan menggunakan pendekatan dari *log sonic*, seperti pada Persamaan 18.

$$v = \frac{Vp^2 - 2Vs^2}{2(Vp^2 - Vs^2)} \quad (18)$$

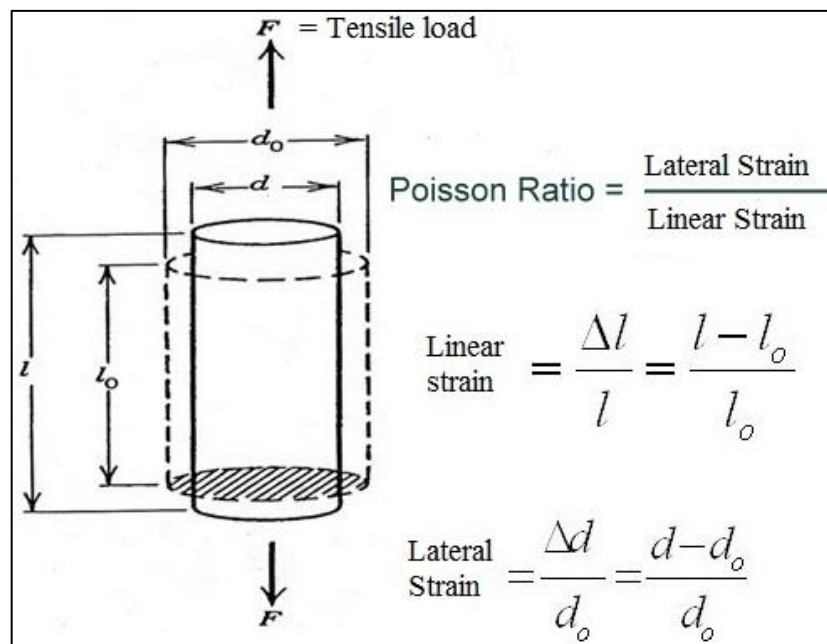
Keterangan:

v	: <i>Poisson's Ratio (fraction)</i>
Vp	: Kecepatan gelombang P (m/s)
Vs	: Kecepatan gelombang S (m/s)

Poisson's ratio dan *Young's Modulus* juga penting digunakan untuk menentukan jenis litologi daerah penelitian. Keterkaitan antara *poisson's ratio*, *young's modulus*, serta jenis litologi disajikan dalam Tabel 8.

Tabel 8. Hubungan litologi, *Young's Modulus*, dan *Poisson's Ratio* (Rahman & Muhyiddin, 2018)

<i>Lithology</i>	<i>Young's Modulus</i> (GPa = 1×10^3 MPa)	<i>Poisson's Ratio</i>
<i>Soft Sandstone</i>	0,7 – 6,9	0,25 – 0,35
<i>Medium Sandstone</i>	13,8 – 34,5	0,15 – 0,25
<i>Hard Sandstone</i>	41,4 – 68,9	0,1 – 0,15
<i>Limestone</i>	55,1 – 82,7	0,3 – 0,35
<i>Coal</i>	0,7 – 6,9	0,35 – 0,45
<i>Shale</i>	6,9 – 68,9	0,28 – 0,43



Gambar 35. Ilustrasi *Poisson's Ratio* (Dey, 2021)

3.14.5. Friction Angle

Friction angle (sudut geser dalam, ψ) adalah parameter mekanik yang menggambarkan ketahanan geser suatu material, khususnya tanah atau batuan, terhadap gaya geser yang bekerja padanya. Parameter ini muncul dalam kriteria kegagalan *Mohr-Coulomb* yang menyatakan bahwa kuat geser suatu material ditentukan oleh kohesi (c) dan sudut geser dalam (ψ). Semakin besar nilai ψ ,

semakin tinggi kemampuan material dalam menahan gaya geser tanpa mengalami deformasi atau keruntuhan (Hardiyatmo, 2018). Dirumuskan oleh Persamaan 19.

$$\psi = \sin^{-1} \frac{V_p - 1}{V_s + 1} \quad (19)$$

Keterangan:

ψ : *Friction Angle* ($^{\circ}$)

V_p : Kecepatan gelombang primer (m/s)

V_p : Kecepatan gelombang sekunder (m/s)

3.15. *Brittleness Index*

Brittleness Index merupakan nilai yang mewakili tingkat kegetasan batuan (kemudahan batuan untuk retak) ketika diberi gaya atau tekanan. Perez & Marfurt (2014) mengklasifikasikan nilai indeks kegetasan batuan (BI) pada batuan sedimen menjadi empat tingkatan, seperti pada Tabel 9.

Tabel 9. Klasifikasi nilai BI pada batuan sedimen (Perez & Marfurt, 2014)

Klasifikasi	<i>Brittleness Index</i> (BI)
<i>Ductile</i>	$\leq 0,16$
<i>Less Ductile</i>	$0,16 - 0,32$
<i>Less Brittle</i>	$0,32 - 0,48$
<i>Brittle</i>	$\geq 0,48$

Rickman dkk. (2008) memperoleh persamaan untuk memperkirakan indeks kegetasan dari *log* sumur yang ditunjukkan pada Persamaan 20 dan Persamaan 21.

$$E_{brittleness} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \quad (20)$$

Keterangan:

$E_{brittleness}$: Nilai kegetasan *Young's Modulus* (*fraction*)

E_{max} : Pembacaan nilai *Young's Modulus* maksimal (GPa)

E_{min} : Pembacaan nilai *Young's Modulus* minimum (GPa)

$$v_{brittleness} = \frac{v - v_{min}}{v_{max} - v_{min}} \quad (21)$$

Keterangan:

$v_{brittleness}$: Nilai kegetasan *Poisson's Ratio* (fraction)

v_{max} : Pembacaan nilai *Poisson's Ratio* maksimal (fraction)

v_{min} : Pembacaan nilai *Poisson's Ratio* minimum (fraction)

Untuk membedakan *brittle* dari zona *ductile* dalam formasi, Grieser & Bray (2008) memperkenalkan istilah *Brittleness Average* sebagai hubungan empiris antara *Poisson's Ratio* dan *Young's Modulus*. Mereka merangkum bahwa batuan *ductile* memperlihatkan *Young's Modulus* yang rendah dan *Poisson's Ratio* yang tinggi sementara batuan *brittle* memperlihatkan *Young's Modulus* hingga sedang dan *Poisson's Ratio* rendah, dirumuskan oleh Persamaan 22.

$$BI_{Average} = \frac{E_{brittleness} + v_{brittleness}}{2} \quad (22)$$

Keterangan:

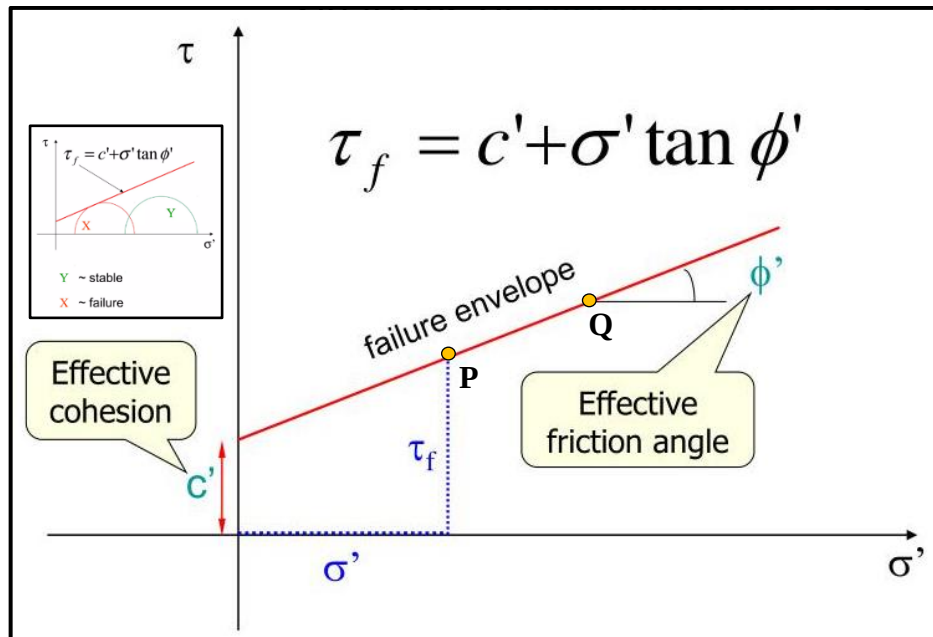
$BI_{Average}$: *Brittleness Index* (fraction)

$E_{brittleness}$: Nilai kegetasan *Young's Modulus* (fraction)

$v_{brittleness}$: Nilai kegetasan *Poisson's Ratio* (fraction)

3.16. Kuat Geser suatu Batuan menurut *Mohr-Coulomb Criteria*

Kuat geser batuan adalah gaya perlawanan yang dilakukan oleh butir-butir batuan terhadap keruntuhan dan pergeseran yang terjadi akibat beban yang dialaminya. Secara khusus dalam bidang geoteknik untuk kekuatan lapisan biasanya ditunjukkan pada kekuatan gesernya. Hal ini disebabkan kekuatan tarik tanah sangat kecil dan beban-beban yang bekerja akhirnya akan menyebabkan tanah mengalami keruntuhan dalam bentuk geser. Kriteria kegagalan *Mohr-Coulomb* ditunjukkan oleh garis merah yang di kenal dengan *Mohr-Coulomb failure envelope*. Garis ini menunjukan batas kondisi stabil dari keruntuhan. Tegangan yang berada di bawah garis adalah keadaan stabil. Sedangkan kegagalan terjadi ketika tegangan menyentuh atau melewati garis kegagalan *Mohr-Coulomb*. Kriteria kegagalan *Mohr-Coulomb* digambarkan dalam bentuk garis lurus (Gambar 36).



Gambar 36. Mohr-Coulomb Failure Criteria (Mohr, 1910)

Terzaghi (1925) mengubah persamaan dalam bentuk efektif karena suatu formasi sangat dipengaruhi oleh tekanan air pori, dirumuskan oleh Persamaan 23.

$$\tau_f = c' + \sigma' \tan \phi' \quad (23)$$

Keterangan:

- τ_f : Tegangan geser (N/m^2)
- σ' : Tegangan normal efektif (N/m^2)
- c' : Regangan lateral (N/m^2)
- ϕ' : Sudut gesek dalam permukaan efektif ($^\circ$)

3.17. Prediksi Perhitungan Tekanan Injeksi Maksimum

Dalam studi CCS, tekanan injeksi maksimum penting untuk menjaga keamanan penyimpanan CO_2 bawah permukaan. Tekanan injeksi yang terlalu tinggi dapat meningkatkan tekanan pori dan menyebabkan rekahan pada reservoir sehingga kestabilan formasi menurun. Oleh karena itu, digunakan faktor keamanan berupa pembatasan tekanan operasi hanya sebesar 90% dari nilai *fracture pressure*. Penggunaan batas 90% dari *fracture pressure* merupakan pendekatan konservatif yang umum diterapkan dalam operasi injeksi bawah permukaan. Penggunaan batas tekanan yang lebih rendah dibanding tekanan rekah menjadi langkah mitigasi untuk mengurangi risiko kegagalan suatu formasi (Rodger dkk., 2019).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Tempat dan Waktu Penelitian

Tempat dan waktu penelitian adalah sebagai berikut.

- Tempat :
1. Pusat Survei Geologi, Badan Geologi, Kementrian ESDM
(Jl. Diponegoro No. 57, Kota Bandung, Jawa Barat, 40122)
 2. Laboratorium Geofisika Eksplorasi Universitas Lampung
(Jl. Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro, Bandar Lampung, 35145)

Waktu : November 2025 – Juni 2026

Pemaparan lebih detail terkait waktu dan agenda penelitian, disajikan pada Tabel 10 sebagai berikut.

Tabel 10. Rencana Pelaksanaan Kegiatan Penelitian

[illegible]

4.2. Alat dan Bahan

Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut.

4.2.1. Perangkat Penelitian

Penelitian ini memanfaatkan beberapa perangkat yang termasuk komponen pendukung utama yang terdapat dalam Tabel 11.

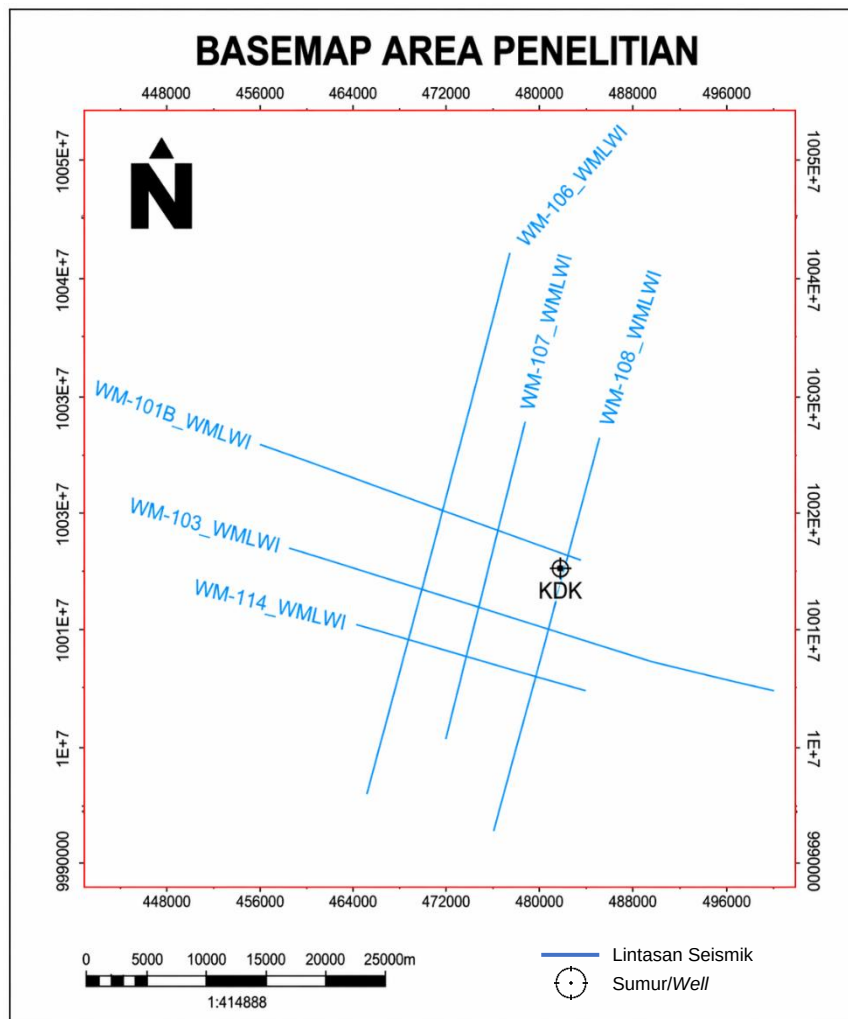
Tabel 11. Perangkat yang digunakan dalam penelitian

Perangkat	Fungsi
Laptop	Menjalankan seluruh proses pengolahan, analisis data, dan penyimpanan data.
Microsoft Office	Verifikasi data, pembuatan presentasi, serta penyusunan laporan secara sistematis.
Notepad	Menampilkan <i>basic</i> data baik dalam format .las, .ascii, maupun .txt.
Software Interactive Petrophysics 2018	Pengolahan data sumur dan parameter <i>rock mechanic</i> , berupa analisis petrofisika baik secara kualitatif maupun kuantitatif terhadap data sumur serta pengolahan geomekanika.
Software Petrel 2018	Pengolahan data seismik, berupa <i>picking fault</i> , <i>picking horizon</i> , serta pembuatan peta struktur waktu maupun kedalaman..
Software Geoview Humpson-Russel Suite 11.0.1	Pengolahan data seimik, berupa <i>well-to-seismic tie</i> , analisis sensitivitas, serta inversi seismik.
Software Matlab 2020	Pengolahan data yang bersifat numerik dengan pendekatan <i>Artificial Neural Network</i> dalam membangun <i>log</i> sintetik serta membuat <i>plot Mohr-Coulomb Failure</i> .

4.2.2. Data Penelitian

Penelitian ini didukung oleh beberapa data yang termasuk penunjang utama pengolahan, berupa data sumur dalam format .las, data seismik *post-stack* dalam

format .segy, serta data penunjang lainnya seperti data *checkshot* dan *well report*. Berikut ini merupakan *basemap* area penelitian yang ditunjukkan oleh Gambar 37.



Gambar 37. Basemap Area Penelitian

a. Data Sumur

Data Sumur (*well*) digunakan dalam perhitungan petrofisika, perhitungan *rock mechanic*, serta sampai pada pengolahan geomekanika. Data sumur juga penting dalam analisis litologi, *well-to-seismic tie*, dan inversi dengan menggunakan *acoustic impedance*. Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini diukur dalam *Measure Depth* (MD) dimulai dari kedalaman 454 – 2663 meter. Data sumur ini terdiri dari satu sumur, yaitu KDK yang diukur dari *Kelly Bushing* (KB) serta tidak terjadinya deviasi pada sumur ini. Berikut ini adalah kelengkapan data sumur yang ditunjukkan dalam Tabel 12.

Tabel 12. Kelengkapan Data Sumur Penelitian

Nama Sumur	Data Log dalam .las						
	GR	SP	RES	RHOB	NPHI	DT	CAL
KDK	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓

b. Data Seismik

Penelitian ini menggunakan data seismik 2D PSTM (*Post-Stack Time Migration*), yakni data seismik dua dimensi dalam domain waktu yang telah melalui proses *stacking*. Dari data seismik ini, akan dilakukan proses *well-to-seismic tie*, *picking horizon*, dan inversi *acoustic impedance*. Total data seismik yang digunakan terdiri dari enam lintasan seismik, yakni WM-108 yang menempel pada sumur KDK, WM-101, WM-103, WM-106, WM-107, serta WM-114. Berikut ini adalah tampilan spesifikasi masing-masing lintasan seismik, pada Tabel 13.

Tabel 13. Lintasan 2D Seismik Area Penelitian

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

c. Data Checkshot

Data *Checkshot* digunakan untuk mengikat data sumur dan seismik. Dalam *wireline log*, data didapatkan dalam domain kedalaman dengan sensitivitas yang tinggi, jika terdapat *badhole* pada sumur, maka parameter P-wave melonjak tinggi. Data ini berperan dalam mengoreksi ketidakakuratan tersebut. Data ini berisi *Two Way travel Time* (TWT) dan *Measure Depth* (MD) yang nantinya digunakan dalam *well-to-seismic tie*. Berikut merupakan data *checkshot* penelitian yang dapat dilihat pada Tabel 14.

Tabel 14. Data *Checkshot*

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

d. Data *Marker*

Data *marker* digunakan sebagai penentu batas antarformasi litologi pada sumur, misalnya *top seal* dan *top reservoir*. Data *marker* sangat diperlukan sebagai acuan dalam proses *well-to-seismic tie* serta *picking horizon*. Pada penelitian ini, data *marker* diperoleh selama proses pemboran berlangsung.

e. Informasi Penunjang Lainnya

Terdapat beberapa informasi penunjang lainnya selain beberapa data yang telah disebutkan di atas. Penelitian ini menggunakan beberapa data penunjang, misalnya data *well report*. Data *well report* ini berisi informasi mengenai litologi *cutting*, data temperatur sumur, serta data tekanan tiap formasi yang diperoleh

selama kegiatan pemboran berlangsung pada sumur KDK. Salah satu data yang terdapat pada *well report* adalah data temperatur sumur, seperti pada Tabel 15.

Tabel 15. Data Temperatur Berdasarkan *Well Report*

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

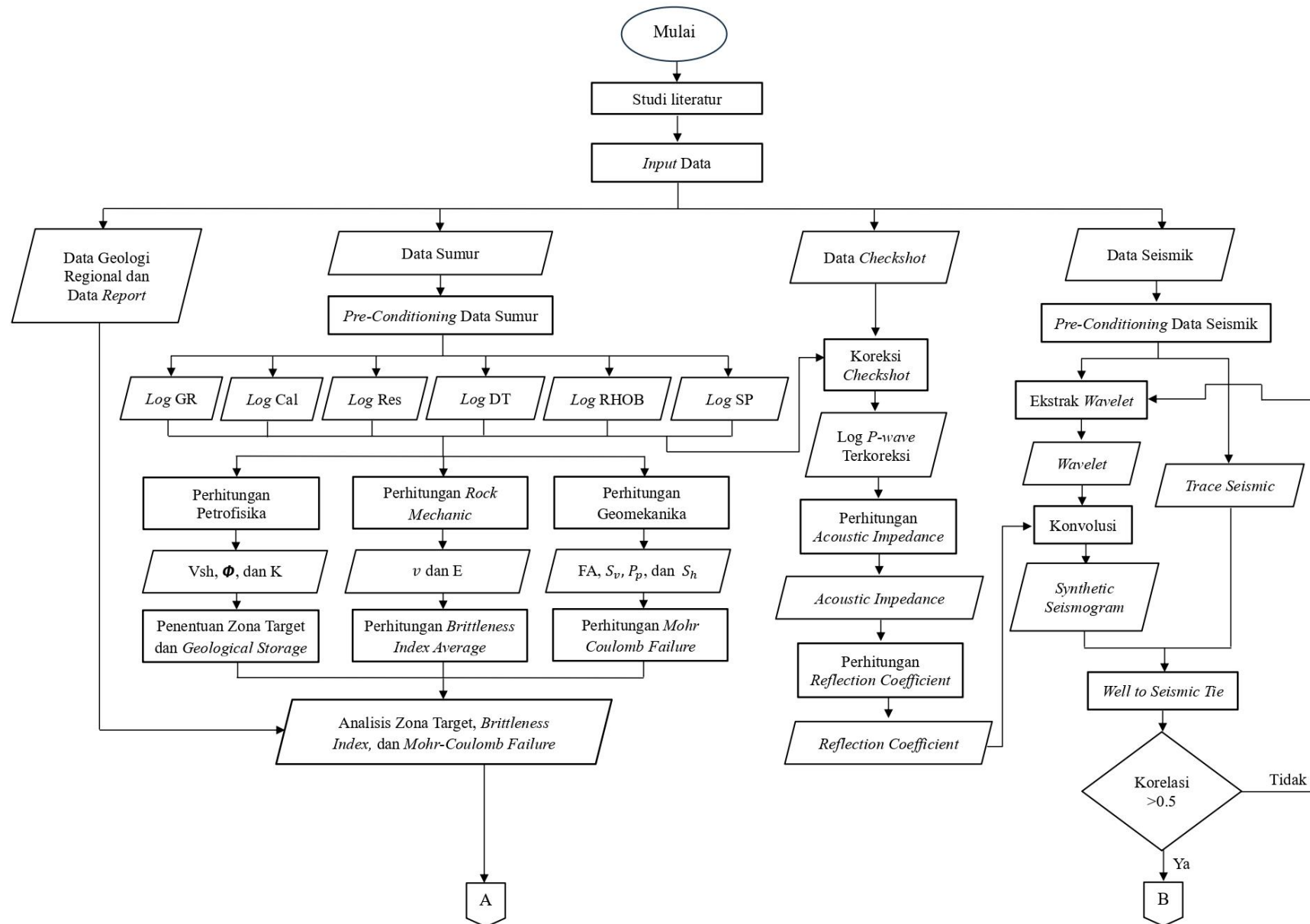
Temperatur yang diperoleh berdasarkan data *well report* adalah *static Bottom Hole Temperature* (BHT), yakni data temperatur dasar yang telah diekstrapolasi. Dengan menggunakan asumsi temperatur permukaan 20°C, hasil pengolahan data pada *temperature gradient* menunjukkan temperatur mengalami kenaikan rata-rata antara 3.48 – 3.59 °C setiap 100 meter. Selain data temperatur, terdapat data tekanan tiap formasi yang tertera pada Tabel 16.

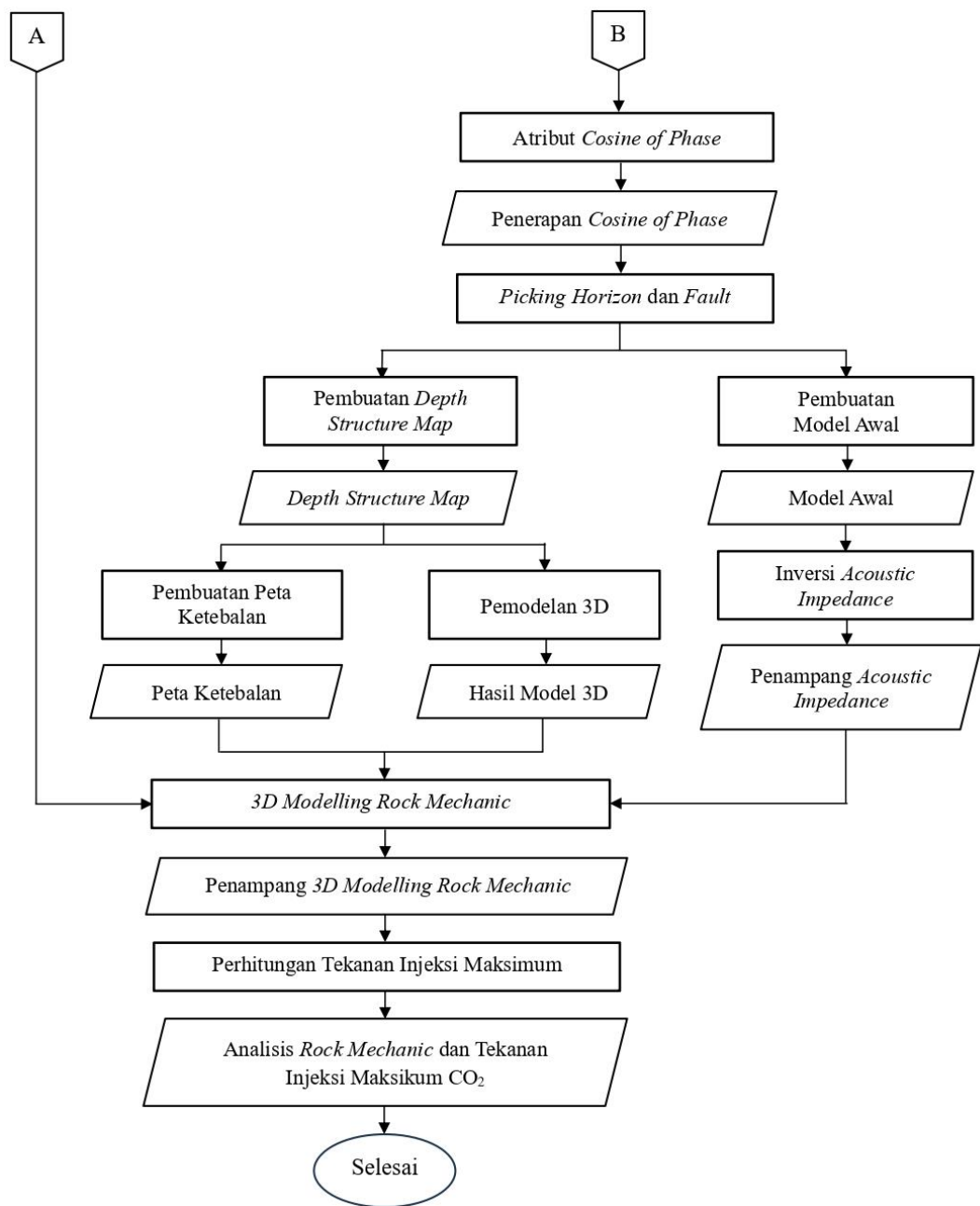
Tabel 16. Data Tekanan Berdasarkan *Well Report*

<i>Depth (m)</i>	<i>Pressure (PSIA)</i>	<i>Depth (m)</i>	<i>Pressure (PSIA)</i>
960	3318,8	2123.7	3822,3
1105	3584,4	2124.7	3823,9
1109	3590,9	2224.5	4040,8
1110	3591,1	2337	4234,3
1311	3594,6	2338	4241,1
1312	3595,1	2523.5	4597,6
1324	3615,3	2533	4614,1
1475	3620,1	2542	4628,7
1476	3621,8	2570	4677

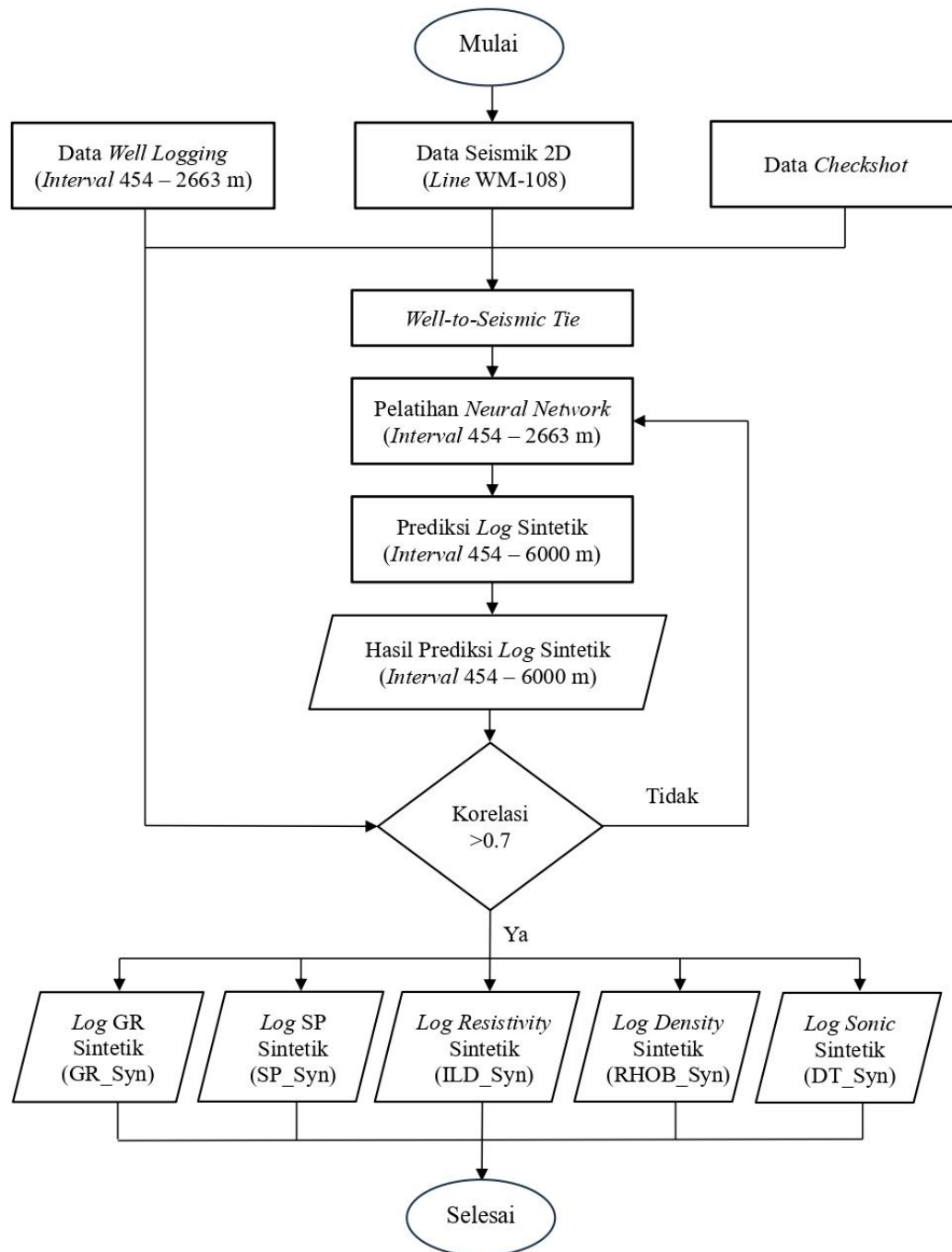
4.3. Diagram Alir Penelitian

Pada penelitian ini, terdapat dua diagram alir, yakni diagram alir penelitian dan diagram alir pembuatan *log* sintetik dengan pendekatan Neural Network yang tertera pada Gambar 38 dan Gambar 39.





Gambar 38. Diagram Alir Penelitian



Gambar 39. Diagram Alir Pembuatan *Log Sintetik*

4.4. Prosedur Penelitian

Prosedur yang dijalankan pada penelitian ini adalah sebagai berikut.

4.4.1. Studi Literatur

Tahap awal penelitian ini dilakukan studi literatur untuk memperdalam pemahaman mengenai kondisi geologi daerah penelitian, yaitu Cekungan Melawi, Kalimantan Barat. Setelah itu dilakukan pemahaman terhadap metode penelitian yang digunakan, meliputi prinsip dasar *well logging* dan seismik, serta tahapan interpretasi data *well logging* maupun data seismik. Selain itu, penelitian ini juga didukung dengan pemahaman penggunaan beberapa *software*, yakni Petrel, Geoview Hampson-Russell Suite, dan Interactive Petrophysics (IP).

4.4.2. Pre-conditioning Data

Pre-conditioning ialah tahapan yang dilakukan guna mengondisikan ulang data, baik itu terhadap data sumur maupun data seismik.

4.4.2.1. Data Sumur

Data sumur terlebih dahulu dilakukan perbaikan melalui proses *despike* untuk mengurangi *noise* yang dapat memengaruhi hasil analisis petrofisika maupun proses *well-to-seismic tie*. Selanjutnya dilakukan *washout correction* pada interval *log* yang terpengaruh pelebaran lubang bor (*borehole enlargement*), terutama berdasarkan respon pada *log caliper*. Koreksi tersebut dilakukan agar kesalahan pembacaan *log* akibat kondisi lubang bor dapat dikurangi, sehingga data yang digunakan pada tahap interpretasi dan inversi menjadi lebih representatif.

4.4.2.2. Data Seismik

Pada data seismik perlu dilakukan penyesuaian karena kemungkinan terdapat perbedaan *vintage*, kondisi akuisisi, atau artefak pemrosesan di antara lintasan. Tahap utama yang dilakukan yaitu:

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

4.4.3. Analisis Petrofisika

Dalam proses analisis *geological storage* daerah penelitian, penentuan zona target dan jenis *geological storage* berdasarkan data sumur diperoleh dengan melakukan analisis petrofisika melalui beberapa tahapan, yaitu meliputi analisis kualitatif dan kuantitatif. Pada analisis kualitatif dilakukan analisis litologi berdasarkan data *log gamma ray*, *RHOB*, dan *log NPHI*, dan *log resistivity*. Kemudian, dilanjutkan untuk melakukan analisis kuantitatif yaitu perhitungan kandungan volume *shale* (V_{sh}), porositas (ϕ), dan permeabilitas (K). Dari beberapa analisis petrofisika tersebut akan dikorelasikan terhadap data *report* yang mana akan menjadi parameter dalam penentuan zona target dan jenis *geological storage* yang terdapat pada daerah penelitian.

4.4.4. Analisis Rock Mechanic dan Geomekanika

Analisis *rock mechanical properties* dilakukan untuk memahami bagaimana batuan menahan dan merespons gaya di bawah permukaan. Parameter utama yang digunakan adalah *poisson's ratio*, *young's modulus*. Tegangan menunjukkan seberapa besar gaya yang bekerja pada batuan, sedangkan regangan menggambarkan perubahan bentuk batuan akibat gaya tersebut. *Poisson's ratio* menjelaskan hubungan antara pemanjangan batuan dan penyempitan sampingnya. Sementara itu, modulus young menggambarkan tingkat kekakuan batuan, yaitu seberapa besar tegangan yang dibutuhkan untuk menghasilkan regangan. Dengan memahami semua parameter ini, perilaku geomekanik batuan dapat diprediksi lebih akurat, terutama dalam analisis reservoir dengan perhitungan menggunakan *software interactive petrophysics* (IP).

4.4.5. Koreksi Checkshot

Koreksi *checkshot* dilakukan dengan mengonversi data sumur ke dalam data seismik. Proses ini memanfaatkan kurva *log sonic* dan *log densitas* untuk memastikan akurasi konversi. Hasil dari koreksi ini berupa kurva *time-depth* yang menunjukkan bahwa kedalaman telah dikonversi ke dalam domain waktu.

4.4.6. Well to Seismic Tie (WST)

Proses WST merupakan langkah untuk menyepadankan refleksi pada data sumur dan seismik. *Synthetic seismogram* dibangun menggunakan *log sonic*

dan *log* densitas, kemudian dikonvolusi dengan *wavelet* yang sesuai. Dengan melakukan penyesuaian terhadap *event* refleksi, *marker* sumur dapat ditempatkan tepat pada reflektor yang bersesuaian dalam penampang seismik. Tahapan ini digunakan untuk *picking horizon* berikutnya.

4.4.7. Penerapan Seismik Atribut

Dalam penelitian ini, digunakan salah satu atribut seismik untuk memudahkan dalam mengidentifikasi kemenerusan horizon. Kemenerusan horizon dapat diidentifikasi dengan memanfaatkan atribut fase kosinus (*cosine of phase*) yang akan menghasilkan kejelasan batas reflektor lapisan menjadi lebih tampak, yang akan memudahkan dalam melakukan *picking horizon*.

4.4.8. Picking Horizon and Fault

Picking horizon dilakukan untuk membentuk garis kemenerusan pada penampang seismik berdasarkan marker hasil *well-to-seismic tie*, terutama pada zona target *geological storage*. Proses ini dipermudah dengan membuat *composite line* dari beberapa lintasan seismik yang melewati sumur. *Picking* dilakukan terlebih dahulu pada *composite line*, kemudian dilanjutkan ke seluruh lintasan seismik di area penelitian. Sementara itu, *picking fault* bertujuan memetakan patahan dengan menyesuaikan kondisi geologi regional. Patahan dikenali dari *reflector* yang terputus dan horizon yang tidak kontinu. Dengan *picking fault*, dapat diketahui kontrol struktur terhadap potensi kebocoran CO₂ pada zona target.

4.4.9. Pembuatan Depth Structure Map

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

4.4.10. Pembuatan Peta Ketebalan dan Pemodelan 3D *Geological Storage*

Setelah *depth structure map* dibuat, langkah berikutnya adalah membuat peta ketebalan untuk setiap bagian dari sistem *geological storage*. Peta ini membantu menunjukkan seberapa tebal masing-masing komponen di seluruh area penelitian. Kemudian, pemodelan 3D dilakukan untuk melihat bentuk dan posisi zona yang dianggap sebagai target penyimpanan CO₂, yaitu batuan penutup (*seal rock*) dan batuan reservoir untuk selanjutnya dilakukan proses inversi.

4.4.11. Inversi *Acoustic Impedance*

Proses inversi *acoustic impedance* dilakukan melalui sejumlah tahapan penting yang harus dilakukan secara sistematis dan berurutan. Berikut adalah tahapan yang dilakukan dalam inversi *acoustic impedance*.

4.4.11.1. Analisis Sensitivitas

Sebelum memasuki tahap inversi, langkah penting yang harus dilakukan adalah analisis sensitivitas untuk memeriksa litologi serta memisahkan zona reservoir dan non-reservoir berdasarkan nilai *acoustic impedance*. Proses ini dilakukan dengan membuat *crossplot* antara *log gamma ray*, densitas, dan porositas dari data sumur. Selanjutnya, ditetapkan nilai *cut-off* untuk membedakan zona dengan impedansi rendah dan impedansi tinggi. Setelah itu, analisis dilanjutkan untuk mengidentifikasi parameter sensitivitas yang paling efektif dalam memisahkan zona reservoir dan non-reservoir.

4.4.11.2. Model Awal (Inisial Model)

Pembuatan model awal dalam inversi seismik adalah langkah penting proses inversi dilakukan. Model ini biasanya dibangun dari data *log* sumur, seperti nilai *acoustic impedance*, yang kemudian disesuaikan dengan horizon-horizon hasil interpretasi seismik. Model awal harus dibuat sebagai kerangka untuk inversi seismik. Model inisial ini akan digunakan sebagai kontrol dalam melakukan inversi sehingga hasil inversi sangat ditentukan dari keakuratan model awal.

4.4.11.3. Analisis Pra-inversi

Proses ini bertujuan agar hasil inversi memiliki nilai *error* yang minimum dengan metode *trial and error*. Pada tahap ini juga dilakukan korelasi data seismik

dan inversi untuk mengetahui besarnya korelasi. Besarnya nilai korelasi mempengaruhi hasil inversi, semakin tinggi nilai korelasi maka akan semakin bagus. Di antara parameter yang berpengaruh dalam analisis pra-inversi, yaitu:

a. *Constraint Options*

Terdiri dari dua parameter, yakni *hard constraint* dan *soft constraint*. Pada parameter *hard constraint* diperlukan batas maksimal perubahan *acoustic impedance* dalam persen. Semakin kecil persentasenya maka nilai *constraint*-nya, maka semakin terbatas yang menandakan hasil inversi akan semakin mirip dengan model awal. Sementara itu, *soft constraint* mempunyai prinsip mengatur bagaimana seismik dan model awal seimbang dan saling berpengaruh. Semakin besar nilai persentasenya, maka hasil inversi akan semakin mirip dengan model awal.

b. *Pre-whitening*

Pre-whitening didefinisikan dengan penambahan *noise* kecil pada spektrum amplitudo. Proses ini dilakukan untuk memberikan hasil inversi yang lebih stabil yang umumnya bernilai 5%.

c. *Average Blok Size*

Parameter ini membagi dan mengatur hasil inversi dalam bentuk blok-blok. Semakin besar nilai ukuran blok akan mengakibatkan semakin kecil atau sedikitnya blok yang ada. Hal tersebut akan menyebabkan turunnya resolusi hasil inversi dan berlaku sebaliknya.

d. *Number of Iterations*

Semakin banyak nilai iterasi berakibat meningkatkan waktu *running* sehingga untuk blok yang kecil membutuhkan nilai iterasi yang semakin banyak.

4.4.11.4. Inversi Acoustic Impedance

Setelah dilakukan tahap pra-inversi dan memperoleh nilai korelasi tertinggi dan *error* yang terkecil, dilanjutkan dengan inversi guna menghasilkan volume seismik berupa *acoustic impedance*. Kualitas inversi bisa dilihat dari tingkat kemiripan antara *acoustic impedance* yang asli dengan persebaran *acoustic impedance* dari proses inversi.

4.4.12. 3D Rock Mechanic Modelling

Setelah didapatkan pemodelan 3D sistem *geological storage area* penelitian, langkah selanjutnya adalah menyebarkan parameter *rock mechanic*, yakni *poisson's ratio* serta *young's modulus* guna mengetahui respon mekanik tiap komponen *geological storage*. Dalam penelitian CCS, model ini penting karena dapat menunjukkan zona batuan yang bersifat kaku (*brittle*), maupun lebih elastis (*ductile*), sehingga dapat digunakan untuk mengevaluasi keamanan reservoir dan *seal rock* selama proses injeksi CO₂. Penyebaran 3D *rock mechanic* dilakukan dengan metode *cell weight*. Secara sederhana, metode *cell weight* bekerja dengan prinsip pembobotan jarak antar sel (*grid cell*) pada model 3D. Nilai parameter dari data sumur akan disebarkan ke sel di sekitarnya berdasarkan jarak dan pengaruh tertentu. Metode ini juga cukup efektif digunakan ketika jumlah sumur terbatas.

4.4.13. Analisis Mohr-Coulomb Failure

Analisis *Mohr-Coulomb failure* adalah metode utama dalam geomekanika untuk menilai apakah batuan di sekitar reservoir dan *caprock* akan gagal (*failure*) ketika tekanan pori meningkat akibat penginjeksian CO₂. Ketika CO₂ diinjeksikan, tekanan pori meningkat sehingga *effective stress* menurun, menyebabkan titik tegangan pada diagram *Mohr* bergeser ke arah kondisi *failure*. Jika lingkaran *Mohr* menyentuh atau melewati *failure envelope Mohr-Coulomb*, maka batuan dianggap mengalami kegagalan geser atau tarik. Hal ini dapat menyebabkan terbukanya rekahan, peningkatan permeabilitas patahan, atau kerusakan pada *caprock*. Dengan demikian, analisis *Mohr-Coulomb* memungkinkan untuk memprediksi batas aman tekanan injeksi.

4.4.14. Perhitungan Tekanan Injeksi Maksimum

Perhitungan tekanan injeksi maksimum dilakukan untuk menentukan batas tekanan aman saat CO₂ diinjeksi ke reservoir agar tidak menyebabkan rekahan batuan maupun kebocoran pada *seal rock*. Perhitungan ini menggunakan parameter geomekanika untuk mengetahui kemampuan batuan dalam menahan peningkatan tekanan selama injeksi. Dalam penelitian ini, tekanan injeksi maksimum dihitung menggunakan pendekatan konservatif sebesar 90% dari nilai *fracture pressure*. Pendekatan tersebut digunakan sebagai faktor keamanan agar tekanan injeksi tetap berada di bawah batas rekah batuan dan mengurangi risiko kegagalan geomekanika.

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan pada sistem *geological storage* di Cekungan Melawi, Kalimantan Barat, diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Analisis sifat mekanika batuan pada sistem *geological storage* di Cekungan Melawi menunjukkan adanya perbedaan karakter mekanik. Nilai *poisson's ratio* pada *seal rock* cenderung lebih tinggi dibandingkan reservoir, yang menunjukkan bahwa batuan penutup memiliki sifat lebih *ductile*. Sebaliknya, reservoir menunjukkan nilai *poisson's ratio* yang relatif lebih rendah sehingga batuannya cenderung lebih *brittle*. Nilai *young's modulus* memperlihatkan kecenderungan meningkat seiring bertambahnya kedalaman. Sementara itu, nilai *friction angle* pada seluruh interval menunjukkan kemampuan batuan dalam menahan gaya geser masih tergolong baik, sehingga reservoir dan *seal rock* pada daerah penelitian masih memiliki kestabilan mekanik yang cukup baik.
2. Distribusi *poisson's ratio* dan *young's modulus* hasil integrasi data *well logging* dan seismik berbasis pemodelan 3D mampu memperlihatkan penyebaran sifat mekanika batuan secara lateral maupun vertikal. Nilai *young's modulus* yang tinggi umumnya berkembang pada zona reservoir, sedangkan nilai *poisson's ratio* yang lebih tinggi cenderung berkembang pada *seal rock*. Penyebaran parameter tersebut memberikan gambaran yang baik terhadap karakter mekanik reservoir dan *seal rock* pada sistem CCS.
3. Evaluasi respon mekanik menggunakan pendekatan *Mohr-Coulomb Failure* menunjukkan bahwa seluruh komponen *geological storage* masih berada pada kondisi stabil karena lingkaran Mohr belum memotong garis *failure*

envelope. Pada *seal rock* 1, reservoir 1, *seal rock* 2, dan reservoir 2, jarak lingkaran Mohr terhadap garis kegagalan masih cukup besar sehingga risiko rekahan relatif rendah. Sementara itu, pada komponen ketiga terutama reservoir 3, garis *failure envelope* terlihat lebih curam dibandingkan sistem sebelumnya. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa batuan pada sistem CCS ketiga memiliki karakter lebih *brittle* akibat pengaruh kedalaman dan kompaksi yang lebih kuat.

4. Hasil perhitungan tekanan injeksi maksimum menunjukkan bahwa setiap reservoir memiliki kemampuan berbeda dalam menerima injeksi CO₂. Dengan pendekatan 90% dari *fracture pressure*, diperoleh tekanan injeksi maksimum reservoir 1 sebesar 6,291 MPa, reservoir 2 sebesar 9,255 MPa, dan reservoir 3 sebesar 15,534 MPa. Reservoir yang lebih dalam cenderung memiliki tekanan injeksi maksimum lebih tinggi karena batumannya lebih kompak dan mampu menahan tegangan lebih besar. Namun, tekanan injeksi tetap harus dijaga di bawah *fracture pressure* agar tidak memicu rekahan dan kegagalan batuan selama proses penyimpanan CO₂ berlangsung.

6.2. Saran

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, penelitian selanjutnya disarankan menggunakan data yang lebih memadai agar distribusi parameter geomekanika pada model 3D menjadi lebih representatif. Selain itu, perlu dilakukan simulasi injeksi CO₂ secara dinamik untuk mengetahui perubahan tekanan reservoir dan respon mekanik batuan selama proses injeksi berlangsung. Penambahan parameter geomekanika lain dari hasil pengolahan laboratorium juga penting, seperti *Unconfined Compressive Strength* (UCS), *cohesion*, serta analisis sesar dan rekahan alami juga disarankan agar evaluasi kestabilan *geological storage* menjadi lebih detil dan akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Addis, M., A. (2017). The Geology of Geomechanics: Petroleum Geomechanical Engineering In Field Development Planning. *Geological Society, London, Special Publications*, 458(1), 1–25. <https://doi.org/10.1144/SP458.7>
- Agfa, C. I. (2018). Aplikasi Metode Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut Untuk Karakterisasi Zona Reservoir Hidrokarbon Pada Lapangan “CVN” - Cekungan Sumatera Tengah. *Skripsi*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Ali, M., Jha, N., K., Pal, N., Keshavarz, A., Hoteit, H., & Sarmadivaleh, M. (2022). Recent Advances in Carbon Dioxide Geological Storage, Experimental Procedures, Influencing Parameters, and Future Outlook. *Earth-Science Reviews*, 225(1), 103895. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2021.103895>
- Anugrah, P., A. (2015). Evaluasi Formasi Bekasap dan Bangko pada Lapangan Mandala di Cekungan Sumatera Tengah dengan Metode Deterministik. *Skripsi*. Jakarta: Universitas Indonesia.
- Asparini, D. (2011). *Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh*. Bogor: IPB Press.
- Asquith, G., B. & Krygowski, D. (2004). *Basic well log analysis*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Badaruddin, F., D., Suryono, Nurhidayat, M., Asmoro, P., & Saragih, Y., R. (2018). Post-Mortem Analysis of Drilling Failure of Kayan-1 and Kedukul-1 Wells in Melawi Basin, West Kalimantan. *Proceedings Indonesian Petroleum Association*, 1–15.

- Badley, M., E. (1987). Practical Seismic Interpretation. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 82(3), 1100–1101. <https://doi.org/10.1121/1.395351>
- Chapman, M., A. & Lewis, M., H. (1976). *An introduction to the freshwater Crustacea of New Zealand*. Auckland: Harper-Collins Publishers Ltd.
- Chien, Q. & Sidney, S. (1997). *Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring*. Texas: Western Atlas International Inc.
- Darling, T. (2005). *Well Logging and Formation Evaluation*. USA: Elsevier Science.
- Dewan, J., T. (1983). *Essentials of Modern Open-hole Log Interpretation*. Oklahoma : PennWell Corporation.
- Dewanto, O. (2009). *Well Logging*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O. (2016). *Petrofisika Log Edisi 1*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dey, A., K. (2021). *Poisson's Ratio-Formula, Significance, Equation, Example*. A Blog for Piping Engineer. <https://whatispiping.com/poissons-ratio/>. Diakses pada 25 Desember 2025 pukul 16.57.
- Ellis, D., V. & Singer, J., M. (2007). *Well Logging for Earth Scientists*. USA: Springer Dordrecht.
- 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>.
- Gholilou, A., R., Far, P., B., Gholami, R., Sarmadivleh, M., & Skea, C. (2017). An Approach for Wellbore Failure Analysis Using Rock Cavings and Image Processing. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 10(5), 1-14. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2018.04.011>.
- Global CCS Institute. (2018). *CO2 Capture Technologies: Technology Options for CO2 Capture*, Global CCS Institute, Canberra, Australia. Canberra: Global CCS Institute.
- 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>.
- Grieser, B., & Bray, J. (2008). *Identification of Production Potential in Unconventional Reservoirs*. Oklahoma: Production and Operations Symposium of SPE.
- Hafizha, S., R., Abdurrokhim, Firmansyah, Y., Akbar, I., & Purnomo, A. L. (2023). Evaluasi Formasi Pada Interval Formasi “Ngrayong” Berdasarkan Analisis Petrofisika Sumur “SR-01, SR-02, SR03” Lapangan “Z” Cekungan Jawa Timur Utara. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 7(1), 1142-1153. <https://doi.org/10.24198/pgj.v7i1.49209>.
- Hall, J., Darwin, V., & Singer, J. M. (2006). *Well Logging for Earth Scientists*. New York: Springer.
- Hardiyatmo, H., C. (2018). *Mekanika Tanah II*. Yogyakarta: Gadjah Mada University Press.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Hasugian, D., A., Muslim, D., Firmansyah, Y., & Atmadibrata, R. (2020). Kestabilan Sumur Berdasarkan Karakteristik Geomekanik Batuan Pada Ladang Gas Arun, Aceh. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 4(1), 16–24. <https://doi.org/10.24198/pgj.v4i1.29074>.
- Haszeldine, R., S. (2009). Carbon Capture and Storage: How Green Can Black Be? *Science*, 325(5948), 1647–1652. <https://doi.org/10.1126/science.1172246>.
- Henriksen, S. (2020). *Tracking of Horizons in Seismic Data Using a Hidden Markov Model*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.
- Herron, D., A. (2011). *First Steps in Seismic Interpretation*. USA: Oklahoma Press.

- Heydari, M., Emamqeyasi, M., R., & Sanei, M. (2022). Finite Element Analysis of Wellbore Stability and Optimum Drilling Direction and Applying NYZA Method for A Safe Mud Weight Window. *Analytical and Numerical Methods in Mining Engineering*, 11(29), 67–76. <https://doi.org/10.29252/ANM.2022.16945.1511>.
- Hutchison, C., S. (1996). The “Rajang Accretionary Prism” and “Lupar Line” problem of Borneo, In Tectonic Evolution of SE Asia. *Geological Society of London Special Publication*. 106(2), 247-261. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.1996.106.01.16>.
- Irawan, D., Utama, W., & Parafianto, T. (2009). Analisis Data Well Log untuk menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan “ITS” Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika dan Aplikasinya*, 5(1), 1-7. <https://doi.org/10.12962/j24604682.v5i1.935>
- Kahraman, S. (2001). Evaluation of Simple Methods for Assessing The Uniaxial Compressive Strength of Rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 38(7), 981–994. [https://doi.org/10.1016/s1365-1609\(01\)00039-9](https://doi.org/10.1016/s1365-1609(01)00039-9)
- 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), 145–157. [https://doi.org/10.1016/s0920-4105\(03\)00120-7](https://doi.org/10.1016/s0920-4105(03)00120-7)
- Kementerian ESDM. (2022). Peta Cekungan Sedimen Indonesia. *Map*. Bandung: KESDM. <https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-peta-cekungan-sedimen-indonesia-2022.pdf>
- Kementerian ESDM. (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 12 Januari 2026 pukul 01.30.
- Koesoemadinata, R., P. (1978). *Geologi Minyak Bumi*. Bandung: ITB.
- Leveaux, J. & Poupon, A. (1971). Evaluation of Water Saturations in Shaly

Formation, *SPWLA 12th Annual Logging Symposium*. Paper Number: SPWLA-1971-O.

- Madon, M., Kim, C. L., & Wong, R. (2013). The Structure and Stratigraphy of deepwater Sarawak, Malaysia: Implications for tectonic evolution. *Journal of Asian Earth Sciences*, 76(1), 312–333. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2013.04.040>.
- Maiorana, M., Sulli, A., Marelli, M., & Agate, M. (2024). Geological Characterization of A Potential CO₂ Storage Play in The Gela Offshore and The Role of A Gravitational Slide. *Marine and Petroleum Geology*, 170(1), 1-17. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.107127>.
- Martín, L., B., Jahangir, E., Rinaldi, A., P., & Rutqvist, J. (2022). Evaluation of possible reactivation of undetected faults during CO₂ injection. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 121(1), 103794–103794. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103794>.
- Mauladika, A., I. (2018). Metode Multimineral Probabilistik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Sumur A-1 dan A-2. *Skripsi*. Lampung: Universitas Lampung.
- Melati, S. (2019). Studi Karakteristik Relasi Parameter Sifat Fisik dan Kuat Tekan Uniaksial pada Contoh Batulempung, Andesit, dan Beton. *Jurnal Geosapta*, 5(2), 133–133. <https://doi.org/10.20527/jg.v5i2.6808>.
- Michael, K., Golab, A., Shulakova, V., Ennis, K., 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. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.12.011>
- Mohr. (1910). *Geotechnical Engineering Investigation Manual*. New York: McGraw Hill Book Co.
- Mouchet, J-P., & Mitchell, A. (1989). *Abnormal Pressures While Drilling*. Boussens: Elf Aquitaine Boussens Manual Techniques.
- Nauroy, J-F. (2011). *Geomechanics Applied to The Petroleum Industry*. Paris: Éd.

Technip.

- Ningrum, T., Kadir, W., G., Alawiyah, S., & Wahyudi, E., J. (2011). Studi Identifikasi Struktur dan Prospek Hidrokarbon pada Cekungan Melawi, Kalimantan Barat dengan Metode Gayabarat. *JTM*, 18(2), 57–68. <https://digilib.itb.ac.id/assets/files/2023/MjAxMSBUUklBUyBOSU5HUIVNIDEtUEFQRVIucGRm.pdf>.
- Nugroho, H., & Bachri, S. (2015). Geologi Indonesia Bagian Barat Dan Bagian Timur Serta Kaitannya Dengan Prospek Carbon Capture and Storage (CCS). *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 16(3), 151–159. <https://doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v16i3.39>.
- Nurdiyanto, B. (2011). Penentuan Tingkat Kekerasan Batuan Menggunakan Metode Seismik Refraksi. *Jurnal Meteorologi dan Geofisika*, 12(3), 211–220. <https://doi.org/10.31172/jmg.v12i3.103>.
- Nurkamil, M., I. (2018). Karakterisasi Geokimia dan Petrografi Organik serta Indeks Kegetasan Serpih Gas Kelompok Selangkai, Formasi Pedawan, dan Formasi Silat, Daerah Sanggau, Sintang, dan Putussibau, Kalimantan Barat. *Skripsi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Nuryanto, A. & Santosa, B., J. (2014). Evaluasi Formasi Menggunakan Data Log dan Data Core pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Bagian Utara. *Jurnal Sains dan Seni ITS*, 3(2), 112–117. <https://doi.org/10.12962/j23373520.v3i2.6887>.
- Pameramba, H. (2017). Identifikasi Penyebaran dan Analisis Stripping Ratio Minning Batubara dengan Menggunakan Data Geofisika Logging pada Lapangan “DK” di Daerah Lahat, Sumatera Selatan. *Skripsi*. Lampung: Universitas Lampung.
- Pan, Z., & Connell, L., D. (2007). A theoretical model for gas adsorption-induced coal swelling. *International Journal of Coal Geology*, 69(4), 243–252. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.04.006>.
- Perez, R., & Marfurt, K. (2014). Mineralogy-based brittleness prediction from surface seismic data: Application to the Barnett Shale. *Interpretation*, 2(4),

255–271. <https://doi.org/10.1190/int-2013-0161.1>.

- Pratama, A., K., Mardiana, U., Mohamad, F., & Syaripudin, E., A. (2018). Penentuan Zona Hidrokarbon Formasi Menggala Lapangan “A” Cekungan Sumatera Tengah Berdasarkan Analisis Petrofisika. *Geoscience Journal*, 2(4), 252-258. <https://doi.org/10.24198/pgj.v2i4.18335>.
- 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>.
- Rahman, A., & Muhyiddin, F., N. (2018). Uji Laboratorium Mekanika Batuan Menggunakan Metode Unconfined Compressive Strength (UCS) Pada Batuan Inti (Core) Batu Pasir. *Jurnal Migasian*, 2(2), 35–41. <https://doi.org/10.36601/jurnal-migasian.v2i2.44>.
- Rahman, M., J., Fawad, M., & Mondol, N., H. (2022). 3D Field-Scale Geomechanical Modeling of Potential CO₂ Storage Smeaheia, Offshore Norway. *Energies*, 15(4), 1-21. <https://doi.org/10.3390/en15041407>.
- Raúl , P., L., José, F., M., Miguel, A., P., Jorge, L., G., Adrià, R., Silvia, M., V., Roberto, M., O., & Paula, F., C. (2020). An-Active Tectonic Field for CO₂ Storage Management: The Hontomín Onshore Case Study (Spain). *Solid Earth*, 11(2), 719–739. <https://doi.org/10.5194/se-11-719-2020>.
- Rawlinson, N., & Sambridge, M. (2003). Seismic Traveltime Tomography of the Crust and Lithosphere. *Advances in Geophysics*, 46(3), 81–198. [https://doi.org/10.1016/S0065-2687\(03\)46002-0](https://doi.org/10.1016/S0065-2687(03)46002-0).
- Rickman, R., M., J., Mullen, J., E., Petre, W., V., Grieser, & Kundert, D. (2008). *A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are Not Clones of The Barnett Shale*. Colorado: Society of Petroleum Engineers.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Rodger, I., Altaf, I., Underschultz, J., & Garnett, A. (2019). *Pressure Constraints*

on Injection, The University of Queensland Surat Deep Aquifer Appraisal Project. Queensland: The University of Queensland.

- Rosyidan, C., Marshall, I., & Hamid, A. (2015). Evaluasi Hilang Sirkulasi pada Sumus M Lapangan B Akibat Beda Besar Tekanan Hidrostatik Lumpur dengan Tekanan Dasar Lubang Sumur. *Prosiding Seminar Nasional Fisika (E-Journal)*, 4(2), 13-18.
- Russell, B., H. (1999). *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicist.
- Saloka, H., P. (2012). Inversi Seismik dan Analisa Atribut Amplitudo Untuk Memetakan Distribusi Reservoir Pada Lapangan Barent Sea. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.
- Santy, L., D., & Panggabean, H. (2013). The Potential of Ketungau and Silat Shales in Ketungau and Melawi Basins, West Kalimantan: For Oil Shale and Shale Gas Exploration. *Indonesian Journal of Geology*, 8(1), 39–53. <https://doi.org/10.17014/ijog.8.1.39-53>.
- Schlumberger. (1972). *Log Interpretation I-Principles*. Houston: Schlumberger Ltd.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Application*. Texas: Schlumberger Educational Services.
- Shi, J., Q., & Durucan, S. (2005). CO₂ Storage in Deep Unminable Coal Seams. *Oil & Gas Science and Technology*, 60(3), 547–558. <https://doi.org/10.2516/ogst:2005037>.
- Sheriff, R., E., & Geldart, L., P. (1995). *Exploration Seismology*. UK: Cambridge University Press.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. UK: University of Cambridge.
- Sismanto. (2006). *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.
- Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Institut Teknologi

Bandung.

- Sukmono, S. (2000). *Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sulaeman, B. (2018). Modulus Elastisitas Berbagai Jenis Material. *PENA TEKNIK: Jurnal Ilmiah Ilmu-Ilmu Teknik*, 3(2), 127–138. https://doi.org/10.51557/pt_jiit.v3i2.176.
- Sutjipto, R., H. (1991). Sedimentology of the Melawi and Kentungau Basins, West Kalimantan, Indonesia. *Thesis*. Sydney: University of Wollongong.
- Sutjipto, R., H. (2012). Batubara Formasi Tanjung Sebagai Batuan Sumber Hidrokarbon di Cekungan Barito. *Jurnal Geologi Dan Sumberdaya Mineral*, 15(1), 105–115. <https://doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v15i3.51>.
- Talapatra, A., & Karim, M., M. (2020). The influence of moisture content on coal deformation and coal permeability during coalbed methane (CBM) production in wet reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(5), 1907–1920. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00880-x>.
- Tan, K. H. (1982). *Principle of Soil Chemistry*. New York: Marce Dekker Inc.
- Telford, W., M., Geldart, L., P., & Sheriff, R., E. (1990). *Applied geophysics (2nd ed.)*. UK: Cambridge University Press.
- Terzaghi, K. (1925). Principles of Soil Mechanics: I—Phenomena of Cohesion of Clays. *Engineering News-Record*, 95(19), 742–746.
- Tim Studi Petroleum System Cekungan Melawi. (2004). *Petroleum System Cekungan Melawi-Ketungau, Kalimantan Barat*. Unpublished.
- Ulum, Y., N., Hastuti, E., W., D., & Herlina, W. (2014). Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika untuk Menentukan Zona Hidrokarbon pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(3), 7823–7830. <http://repository.unsri.ac.id/id/eprint/143287>.
- Valim, M., S., & Śledziona, A., L. (2021). The Use of Well-Log Data in the

- Geomechanical Characterization of Middle Cambrian Tight Sandstone Formation: A Case Study from Eastern Pomerania, Poland. *Energies*, 14(19), 6022–6022. <https://doi.org/10.3390/en14196022>.
- Venieri, M., Weir, R., McKean, S., H., Pedersen, P., K., & Eaton, D., W. (2020). Determining Elastic Properties of Organic-Rich Shales from Core, Wireline logs and 3D seismic: A Comparative Study from The Duvernay Play, Alberta, Canada. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 84(2), 10–37. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103637>.
- Wei, X., Bai, H., Rong, H., Jiao, Y., & Zhang, B. (2011). Research on Mining Fracture in Close Distance Multi-seam. *Procedia Earth and Planetary Science*, 2(3), 20–27. <https://doi.org/10.1016/j.proeps.2011.09.004>.
- White, J., A., & Foxall, W. (2016). Assessing induced seismicity risk at CO₂ storage projects: Recent progress and remaining challenges. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 49(1), 413–424. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.03.021>.
- Xu, H., Zhou, W., Xie, R., Da, L., Xiao, C., Shan, Y., & Zhang, H. (2016). Characterization of Rock Mechanical Properties Using Lab Tests and Numerical Interpretation Model of Well Logs. *Mathematical Problems in Engineering*, 201(6), 1–13. <https://doi.org/10.1155/2016/5967159>.
- Yankelevsky, D., Z. (2024). The uniaxial compressive strength of concrete: revisited. *Materials and Structures*, 57(6), 1–18. <https://doi.org/10.1617/s11527-024-02422-x>.
- Yanto, H. (2011). Prediksi Tekanan Pori Dengan Menggunakan Data Kecepatan Seismik: Studi Kasus Lapangan X Laut Dalam Selat Makasar. *Skripsi*. Depok: Universitas Indonesia.
- Zain, M., K. (2011). *Analisa Log Petrofisika dan Evaluasi Formasi Reservoir pada Lapangan Boonsville*. Depok: Universitas Indonesia.
- Zoback, M., D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press.