

**PEMETAAN RESERVOAR *SHALLOW MARINE* DAN ZONA FLUIDA
HIDROKARBON MENGGUNAKAN *EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE*
DAN *PROBABILISTIC NEURAL NETWORK* MULTIATRIBUT UNTUK
PENENTUAN AREA PENGEMBANGAN DI SUB-CEKUNGAN ARDJUNA**

(Skripsi)

Oleh

FADSYAH MUHAMMAD ARBI

2215051063



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2026

**PEMETAAN RESERVOAR *SHALLOW MARINE* DAN ZONA FLUIDA
HIDROKARBON MENGGUNAKAN *EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE*
DAN *PROBABILISTIC NEURAL NETWORK* MULTIATRIBUT UNTUK
PENENTUAN AREA PENGEMBANGAN DI SUB-CEKUNGAN ARDJUNA**

**Oleh
FADSYAH MUHAMMAD ARBI**

**Skripsi
Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK**

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



**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG**

2026

ABSTRAK

PEMETAAN RESERVOAR *SHALLOW MARINE* DAN ZONA FLUIDA HIDROKARBON MENGGUNAKAN *EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE* DAN *PROBABILISTIC NEURAL NETWORK* MULTIATRIBUT UNTUK PENENTUAN AREA PENGEMBANGAN DI SUB-CEKUNGAN ARDJUNA

Oleh

Fadsyah Muhammad Arbi

Formasi Cibulakan Atas pada Cekungan *Offshore Northwest Java* (ONWJ) merupakan salah satu reservoir hidrokarbon utama di Indonesia. Namun, heterogenitas litologi, lingkungan pengendapan *shallow marine* serta karakteristik *low resistivity low contrast* (LRLC) menyebabkan identifikasi persebaran reservoir dan fluida hidrokarbon menjadi lebih kompleks. Penelitian ini bertujuan untuk memetakan distribusi properti fisik reservoir berupa *Acoustic Impedance* (AI), porositas efektif (PHIE), volume lempung (Vclay), Lambda Rho ($\lambda\rho$), dan saturasi air (Sw), serta mengidentifikasi persebaran fasies *shelf ridge* dan zona prospektif hidrokarbon pada Formasi Cibulakan Atas. Metode yang digunakan meliputi inversi *Extended Elastic Impedance* (EEI) untuk memperoleh parameter elastik reservoir dan analisis multiatribut *Probabilistic Neural Network* (PNN) untuk memprediksi distribusi properti petrofisika secara lateral. Hasil penelitian menunjukkan bahwa reservoir batupasir prospektif dicirikan oleh nilai AI rendah berkisar 13.500–16.000 g/cc*ft/s, PHIE tinggi lebih dari 0,10–0,13 V/V, dan Vclay rendah kurang dari 51–60%. Zona hidrokarbon teridentifikasi pada nilai Lambda Rho rendah sebesar 12–20 Gpa*g/cm³ dan Sw kurang dari 60–80%. Integrasi parameter AI, PHIE, Vclay, Lambda Rho, dan Sw memperlihatkan persebaran reservoir yang memanjang dengan orientasi Utara–Timurlaut hingga Selatan–Baratdaya, yang diinterpretasikan sebagai fasies *shelf ridge*. Interpretasi tersebut didukung oleh korelasi log Gamma Ray yang menunjukkan penipisan tubuh batupasir dari *leading edge* menuju *trailing edge*. Berdasarkan hasil integrasi seluruh parameter, zona prospektif pengembangan reservoir berada pada struktur tinggian di bagian timurlaut dan baratdaya area penelitian yang menjadi lokasi paling potensial terakumulasi hidrokarbon.

Kata kunci: ONWJ, Formasi Cibulakan Atas, *Extended Elastic Impedance*, *Probabilistic Neural Network*, Lambda Rho, *Shelf ridge*.

ABSTRACT

MAPPING OF SHALLOW MARINE RESERVOIR AND HYDROCARBON FLUID USING EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE AND A MULTI-ATTRIBUTE PROBABILISTIC NEURAL NETWORK TO IDENTIFY DEVELOPMENT AREAS IN THE ARDJUNA SUB-BASIN

by

Fadsyah Muhammad Arbi

*The Upper Cibulakan Formation in the Offshore Northwest Java (ONWJ) Basin is one of the major hydrocarbon reservoirs in Indonesia. However, lithological heterogeneity, a shallow marine depositional environment, and low-resistivity, low-contrast (LRLC) characteristics make the identification of reservoir distribution and hydrocarbon fluids more complex. This study aims to map the distribution of reservoir physical properties, including Acoustic Impedance (AI), effective porosity (PHIE), clay volume (Vclay), Lambda Rho ($\lambda\rho$), and water saturation (Sw), as well as to identify the distribution of shelf ridge facies and hydrocarbon-prospective zones within the Upper Cibulakan Formation. The methods employed include Extended Elastic Impedance (EEI) inversion to obtain reservoir elastic parameters and multi-attribute Probabilistic Neural Network (PNN) analysis to predict the lateral distribution of petrophysical properties. The results of the study indicate that prospective sandstone reservoirs are characterized by low AI values ranging from 13.5000–16.000 g/cc*ft/s, high PHIE values exceeding 10–13 V/V, and low Vclay values below 51–60%. Hydrocarbon zones were identified at low Lambda Rho values of 12–20 GPa*g/cm³ and Sw values below 60–80%. The integration of the AI, PHIE, Vclay, Lambda Rho, and Sw parameters revealed an elongated reservoir distribution oriented from North–Northeast to South–Southwest, interpreted as a shelf ridge facies. This interpretation is supported by Gamma Ray log correlations showing a thinning of the sandstone body from the leading edge toward the trailing edge. Based on the integration of all parameters, the prospective reservoir development zones are located on high-relief structures in the northeastern and southwestern parts of the study area, which are the most potential locations for hydrocarbon accumulation.*

Keywords: ONWJ, Upper Cibulakan Formation, Extended Elastic Impedance, Probabilistic Neural Network, Lambda Rho, Shelf ridge.

Judul Skripsi : Pemetaan Reservoir *Shallow marine* Dan Zona Fluida Hidrokarbon Menggunakan *Extended Elastic Impedance* Dan *Probabilistic Neural Network* Multiatribut Untuk Penentuan Area Pengembangan Di Sub-Cekungan Ardjuna

Nama : **Fadsyah Muhammad Arbi**

Nomor Pokok Mahasiswa : 2215051063

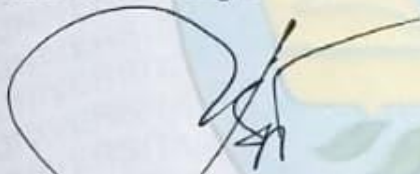
Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik

Menyetujui

1. **Komisi Pembimbing**

Dosen Pembimbing I



Dr. Ir. Bagus Sapto Mulvatno, S.Si., M.T

NIP. 197001202000031001

Dosen Pembimbing II



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

C.EIA

NIP. 197206262000121001

2. **Ketua Jurusan Teknik Geofisika**



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

NIP. 197307162000121002

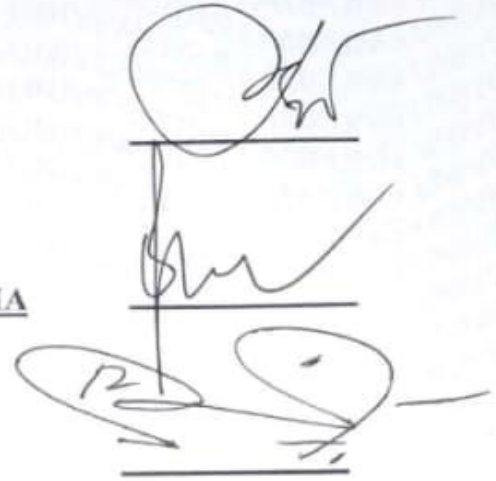
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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

Sekretaris : **Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si., C.EIA**

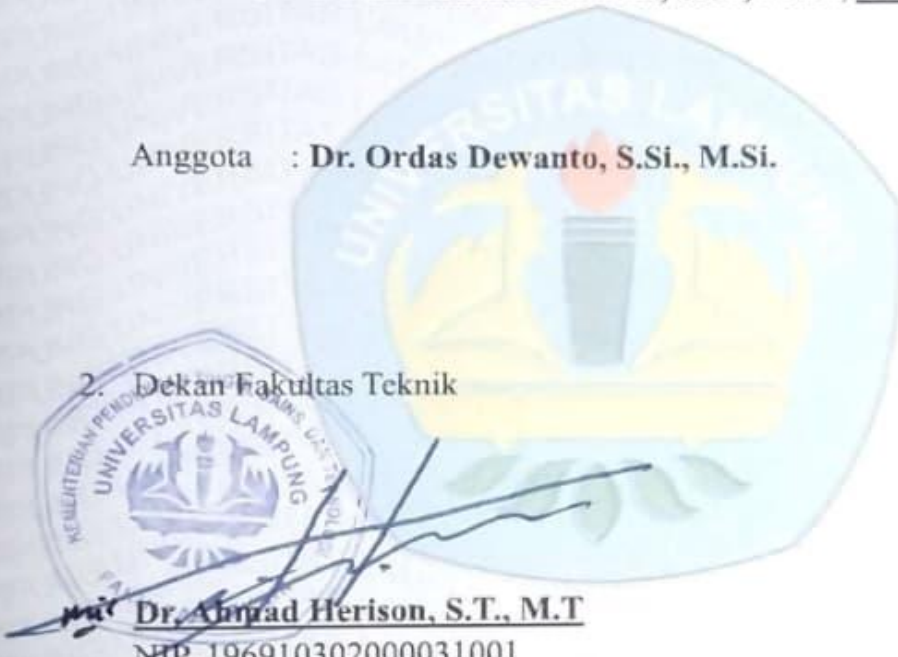
Anggota : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



2. Dekan Fakultas Teknik

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

NIP. 196910302000031001



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 8 Juni 2026

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa skripsi dengan judul "Pemetaan Reservoir *Shallow marine* Dan Zona Fluida Hidrokarbon Menggunakan *Extended Elastic Impedance* Dan *Probabilistic Neural Network* Multiatribut Untuk Penentuan Area Pengembangan Di Sub-Cekungan Ardjuna " merupakan hasil karya saya sendiri yang disusun berdasarkan pengetahuan serta data yang saya peroleh. Karya ini tidak mengandung materi yang ditulis maupun diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis dirujuk dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka. Adapun penulisan dalam skripsi ini telah sesuai norma, kaidah, dan etika penulisan.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya dan dapat saya pertanggungjawabkan. Apabila di kemudian hari terbukti bahwa pernyataan ini tidak benar, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai dengan ketentuan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 05 Juni 2026
Penulis



Fadsvah Muhammad Arbi
NPM. 2215051063

RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama lengkap Fadsyah Muhammad Arbi, lahir di Bengkulu, pada tanggal 2 Maret 2005. Penulis merupakan anak kedua dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak Faidil Syahdin dan Ibu Arum Margawati. Penulis memulai Pendidikan formalnya pada tahun 2010 di Sekolah Dasar (SD) Negeri 25 Lebong yang diselesaikan pada tahun 2016. Sekolah Menengah Pertama (SMP) di SMPN 1 Lebong pada tahun 2016-2019. Kemudian, mengenyam Pendidikan Sekolah Menengah Atas (SMA) pada tahun 2019. Selama di SMA penulis aktif mengikuti kegiatan sekolah, baik aktif dalam kegiatan akademik, organisasi OSIS maupun ekstrakurikuler. Penulis pernah menjadi Ketua OSIS SMAN 1 Lebong 2020/2021. Penulis juga pernah mendapatkan penghargaan Juara 3 dan 1 Olimpiade Sains Geografi Kabupaten Lebong dan mencapai Finalis Olimpiade pada tingkat Provinsi Bengkulu. Disamping itu, penulis aktif mengikuti ekstrakurikuler Pasukan Pengibar Bendera (PASKIBRA) di SMAN 1 Lebong. Tahun 2022 penulis lulus SMA, kemudian terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung melalui jalur SBMPTN (UTBK).

Selama menjadi mahasiswa di Teknik Geofisika Universitas Lampung, penulis terus aktif mengasah skill akademik maupun kegiatan organisasi baik internal dan eksternal kampus. Di bidang kegiatan organisasi kemahasiswaan, pada tahun 2023 penulis memulai aktif di Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HIMA TG Bhuwana) sebagai anggota Bidang Sosial Budaya Masyarakat (SBM), disamping itu juga penulis tergabung dalam organisasi *Society Exploration Geophysicist* (SEG SC Unila) sebagai Anggota Divisi Internal dan Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI Pusat) sebagai Anggota Divisi *Research*

and Develovment. Kemudian pada periode berikutnya terpilih dan dipercaya sebagai Ketua Umum HIMA TG Bhuwana pada periode 2024/2025, setelah menyelesaikan kepengurusan di Himpunan jurusan Penulis ditugaskan HMGI untuk memegang amanah sebagai Kepala Divisi Keilmuan HMGI Pusat dan oleh SEG SC Unila untuk menjabat sebagai Wakil Presiden. Di samping aktif dalam mengikuti kegiatan organisasi, penulis juga cukup aktif mengikuti ajang perlombaan tingkat nasional yang diadakan kampus luar, diantaranya yaitu menjadi Finalis dalam Kompetisi Paper dan Poster GWES yang diadakan Universitas Lampung pada tahun 2023, Finalis 10 besar Kompetisi Paper dan Poster GEOTRAP yang diadakan Univeristas Padjajaran tahun 2023, dan Finalis 5 besar pada Kompetisi Interpretasi Seismik GEOFEST yang diadakan Institut Teknologi Sumatera tahun 2025. Selain itu, penulis juga menulis artikel baik prosiding maupun paper/jurnal artikel yang sudah terpublikasi, diantara Prosiding dalam Seminar Nasional Ilmu Teknik dan Aplikasi Industri (SINTA) dengan judul “Analisis Tingkat Resiko Kawasan Bencana Gunung Merapi Daerah Kabupaten Sleman Melalui Pendekatan Sistem Informasi Geografis” sebagai penulis utama dan sebagai penulis kedua dalam Jurnal Internasional bereputasi Quartile 2 (Q2) yang berjudul “*Applicability Of Machine Learning For Shear-Wave Velocity Prediction From Conventional Well Logs: The Lsboost Approach*”. Selain itu juga penulis turut aktif dalam kegiatan Program Kreativitas Mahasiswa Artikel Ilmiah (PKM-AI) yang berhasil mendapatkan insentif dari Fakultas Teknik tahun 2023 dan juga mengikuti kegiatan program Merdeka Belajar Kampus Merdeka (MBKM) penelitian tahun 2024. Selain itu, penulis juga turut aktif dalam kegiatan pengajaran sebagai asisten laboratorium atau praktikum sejak 2024 diantaranya menjadi asisten matakuliah Praktikum seperti Geologi Dasar, Geologi Struktur, Fisika Dasar, Kristalografi dan Mineralogi, Sistem Informasi Geografis, Metode Gayaberat, Metode Seismik dan Praktikum Eksplorasi Geothermal.

Penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Belambangan Lampung Selatan dan Kerja Praktik (KP) pada periode Agustus - September 2025 di Balai Besar Pengujian Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS) Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral dengan topik penelitian “Analisis Atribut Seismik untuk Menentukan Zona Potensial Hidrokarbon Pada Reservoar Karbonat Lapangan

“AR” Cekungan Banggai”. Selanjutnya, pada Januari hingga April 2026, penulis melaksanakan penelitian Tugas Akhir di PT. Pertamina EP Zona 5 (PHE ONWJ), Jakarta Selatan, yang menghasilkan skripsi berjudul "Pemetaan Reservoir *Shallow marine* Dan Zona Fluida Hidrokarbon Menggunakan *Extended Elastic Impedance* Dan *Probabilistic Neural Network* Multiatribut Untuk Penentuan Area Pengembangan Di Sub-Cekungan Ardjuna". Minat utama penulis dalam bidang geofisika, khususnya dalam interpretasi seismik dan seismik reservoir, menjadi landasan dan arah fokus dalam penelitian ini.

PERSEMBAHAN

Puji syukur kehadirat Allah SWT atas segala rahmat, kasih sayang, dan karunia-Nya yang begitu luas dan tak terhingga, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini sebagaimana mestinya. Skripsi ini mungkin masih jauh dari kata sempurna, namun ditulis dengan sepenuh hati, penuh perjuangan, doa, dan harapan agar dapat memberikan manfaat bagi setiap insan yang membacanya. Dengan penuh bangga skripsi ini dipersembahkan kepada kedua orang tua terkasih dan tersayang

“Ayahanda Faidil Syahdin dan Ibu Arum Margawati

Kepada kedua orang tua yang tak pernah berhenti berjuang dan berkorban demi kebaikan anaknya, yang senantiasa memanjatkan doa di setiap sujud memohon kelancaran, perlindungan, dan keberkahan dalam setiap langkah perjalanan ini. Berkat kasih sayang yang tulus dan ridho yang selalu menyertai, anakmu mampu bertahan dan berdiri hingga di titik ini. Terima kasih telah menjadi tempat paling aman untuk berlabuh, mengadu akan lelah dan beratnya perjalanan. Semoga Allah senantiasa meridhoi setiap doa yang kita panjatkan dan membalas segala kebaikan dengan kemuliaan di dunia maupun di akhirat.

Abang dan Ade Tersayang

“Fahri Muhammad Rizki dan Muhaimin Al Birran”

Terimakasih selalu memberikan semangat, masukan, dan doa terbaik, serta dukungan yang tulus selama hampir 4 tahun ini sehingga dapat menyelesaikan skripsi. Semoga Allah senantiasa memberikan umur yang panjang dan kebahagiaan yang tak pernah usai.

MOTTO

“Jadilah Mata Air Jernih Yang Memberikan Kehidupan Kepada Sekitar”

**“Jika kalian berbuat baik, sesungguhnya kalian berbuat baik bagi diri
kalian sendiri.”**

(QS. Al-Isra: 7)

**“Allah tidak membebani seseorang melainkan sesuai dengan
kesanggupannya”**

(QS. Al-Baqarah: 286)

**“Dalam setiap perjalanan hidup akan selalu ada ujian: memilih terus
berjalan menuju keberhasilan atau berhenti dalam kegagalan”**

**“Keberhasilan bukanlah milik orang yang pintar. Keberhasilan adalah
kepunyaan mereka yang senantiasa berusaha.”**

(Prof. Bacharuddin Jusuf Habibie)

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, Puji dan syukur penulis haturkan terhadap Allah SWT, karena berkat Rahmat dan Hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan penyusunan skripsi ini dengan maksimal dan sebaik-baiknya. Penulis menyadari bahwa sebagaimana manusia yang memiliki keterbatasan, sehingga hasil karya ini tidak luput dari kesalahan. Maka dari itu, penulis menantikan kritik dan saran yang membangun guna membantu memperbaiki kesalahan yang ada pada skripsi ini.

Skripsi dengan judul “Pemetaan Reservoar *Shallow marine* Dan Zona Fluida Hidrokarbon Menggunakan *Extended Elastic Impedance* Dan *Probabilistic Neural Network* Multiatribut Untuk Penentuan Area Pengembangan Di Sub-Cekungan Ardjuna”, ini merupakan hasil tugas akhir sebagai syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Geofisika, Universitas Lampung.

Akhir kata, penulis menyampaikan terima kasih kepada semua pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan skripsi ini. Penulis berharap skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi para pembaca seta menjadi kontribusi yang bermakna dalam perkembangan ilmu pengetahuan, khususnya di bidang geofisika. Selain itu, semoga karya ini dapat menjadi amal jariyah bagi penulis dan seluruh pihak yang berperan di dalamnya.

Bandar Lampung, 08 Juni 2026



Fadsyah Muhammad Arbi
NPM.2215051063

SANWACANA

Segala puji dan syukur penulis haturkan kepada Allah SWT atas rahmat dan petunjuk-Nya sehingga laporan penelitian akhir (skripsi) ini dapat terselesaikan dengan baik, Proses penyusunan skripsi ini penuh dengan tantangan dan pengalaman yang berharga. Pada setiap proses yang dijalani, banyak pihak yang berkontribusi dalam memberikan dukungan dan semangat. Oleh karena itu, Oleh karena itu, dalam kesempatan ini Saya ingin menyampaikan ucapan terimakasih kepada:

1. Bapak Dr. Ahmad Herison, S.T., M.T., selaku Dekan Fakultas Teknik, Universitas Lampung.
2. Bapak Dr. Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si., C.EIA., IPM., selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung.
3. Bapak Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si., C.EIA selaku Sekretaris Jurusan seklaigus dosen pembimbing kedua yang telah memberikan dukungan, kritikan, dan masukan, serta bimbingan yang sangat membantu dalam pelaksanaan skripsi ini.
4. Bapak Dr. Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., selaku dosen pembimbing pertama yang telah membimbing, selalu meluangkan waktu, memberi saran, dan koreksi, serta selalu memberi dukungan dalam pelaksanaan tugas akhir ini.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku dosen penguji dalam skripsi ini yang telah memberikan saran, motivasi, semangat, serta evaluasi yang membangun dalam proses penyempurnaan skripsi ini lebih baik.
6. Bapak Prof. Dr. Ir. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., CRP., selaku dosen pembimbing akademik yang senantiasa memberikan masukan dalam perkembangan studi penulis dan membantu dalam penentuan fokus konsentrasi di bidang Geofisika.

7. Bapak Andri Kurniawan, S.T., M.T., selaku pembimbing kerja praktik saya sekaligus sebagai pembina himpunan pada saat menjabat, yang sudah banyak memberikan bantuan, dukungan, saran, dan pelajaran kepada penulis dalam melaksanakan kerja praktik dan saat berhimpun
8. Dosen-dosen beserta Staff Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati dan terimakasih untuk semua ilmu yang diberikan
9. Bapak Normansyah selaku seorang yang sangat berjasa dalam membimbing penulis dalam memahami teori dan praktik interpretasi seismik dalam melaksanakan Tugas Akhir di Pertamina EP Zona 5 (PHE ONWJ). Terimakasih juga Bapak karena sudah mau selalu direpotkan penulis dalam bertanya dan sudah mau sharing ilmu kepada penulis.
10. Abang Alfian dan Kakak Kiky (Sri Rizky) terimakasih banyak Kak dan Bang sudah selalu meluangkan waktu kepada penulis untuk memberi saran masukan, membantu menjawab pertanyaan penulis terkait teori, praktik pengolahan selama Tugas Akhir di Pertamina EP Zona 5 (PHE ONWJ).
11. Bapak Oki Hedriana, Mbak Anti (Pikek Rolianti Nasution, S.Si), bersama Abang Ghozy El Fatih, M.Sc. selaku pembimbing Kerja Praktik di ESDM LEMIGAS dan Abang Fadhlur Rahman LEMIGAS, berkat Bapak, Mbak dan Abanglah penulis lebih mengenal interpretasi seismik dan sehingga meneruskannya menjadi topik skripsi penulis. Terimakasih atas segala ilmu,
12. Kedua orang tua yang selalu menjadi kebanggaan hidup Penulis, Ayah (Faidil Syahdin, S.P.) dan Ibu (Arum Margawati), yang telah banyak memberi dukungan, saran dan menyayangi dengan sepenuh hati. Terima kasih atas segala do'a yang telah Ayah dan Ibu panjatkan selalu untuk Penulis. Tidak lupa juga untuk seorang Abang dan Adik laki-laki bernama Fahri Muhammad Rizki dan Muhamin Al Birran terima kasih atas dukungan dan saran yang kalian berikan kepada Penulis. Semoga Ayah, Ibu, Abang dan Adek selalu dalam lindungan Allah SWT. Aamiin.
13. Keluarga Besar Teknik Geofisika Unila 2022 "GRANIT" yang telah menjadi tempat penulis berproses, bertumbuh, dan berkembang. Terima kasih banyak atas cerita, pengalaman, waktu berharga bersama dari awalnya tidak kenal satu sama lain, hingga menjadi satu keluarga utuh. Semoga kita dapat bertemu

kembali dengan versi terbaik dari sekarang dan meraih setiap impian yang sudah tertanam sejak awal berada di sini.

14. Hanifah, seorang yang selalu senantiasa ada dalam tiap suka duka penulis saat menempuh pendidikan menuju sarjana ini. Perempuan yang baik hati dan juga sabar, semoga Allah SWT senantiasa memberikan kesuksesan, kebahagiaan, dan keberkahan dalam setiap langkah hidupmu, *and wishing you the best of luck always!*
15. The Alpha Trio, Komti Rangga, Wakomti Hafiz, dan Korlap Aflaha Afif yang sudah banyak membantu penulis semasa kader, berhimpun dan hingga saat ini.
16. Teman-teman nongkrong di Lab. Instrumen Simut, Mbak Ca (Hafizah), Ajun, Tyas, Galuh, Harits, Razki, Asia, Amal, Amel, Iyen, Ica, Timi (Aviv), Irgi, Presti, Salsa, Syeikha dan lain-lainnya yang selalu menemani berbagi cerita dan canda kepada penulis dalam menyusun skripsi.
17. Kawan-kawan Bujank Granit yang selalu ada dan tidak bosan ngajakin penulis nongkrong, terimakasih sudah selalu menjadi tempat bercerita, canda, tawa dan suka dukanya selama ini, Pimpinan Angkatan, Usro, Salman, Edu, Zaid, Eka, Husnul, Tegar, Paris, Aji, Aba, Alif, Sibgha, Omar, Harsya, Sabri, Razan, Aloy, Figo, Maul, Pebri dan Willy.
18. Member Grup “Alhamdulillah ~~Hijrah~~ Demis” Korlap (Afif) sekaligus wakahim yang selalu membantu memimpin menjalankan himpunan, Tyas dan Galuh yang juga banyak membantu dan selalu *support* penulis dalam melewati berat rintangan himpunan saat menjabat.
19. Abang Reza dan Kak Hanna terimakasih banyak Bang dan Kak atas ilmu dan tutorial interpretasi seismiknya yang sudah banyak membantu penulis dalam menyelesaikan kebuntuan terkait pengolahan tugas akhirnya. Semoga menjadi amal jariyah dan sukses selalu.
20. Apresiasi terdalam untuk abang, kakak, dan adik-adik TG atas segala semangat, kebaikan, dan dukungan yang diulurkan selama penyusunan tugas akhir ini. Kehadiran kalian adalah pemantik semangat sekaligus memori terbaik dalam perjalanan akademis di Teknik Geofisika.

21. Serta semua pihak yang terlibat dan telah memberi dukungannya kepada Penulis, Saya mengucapkan banyak terimakasih.

Bandar Lampung, 08 Juni 2026

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fadsyah Muhammad Arbi', written in a cursive style.

Fadsyah Muhammad Arbi

NPM. 2215051063

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	i
ABSTRACT	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN	v
PERSEMBAHAN	ix
DAFTAR ISI	xvi
DAFTAR GAMBAR	xxi
DAFTAR TABEL	xxix
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Manfaat Penelitian.....	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	4
2.1.1 Fisiografi Regional.....	4
2.1.2 Kerangka Tektonik regional	5
2.1.3 Litostratigrafi Regional Penelitian	9
2.1.4 Sistem <i>Petroleum</i> Regional Penelitian.....	12
2.2 Kajian Pengendapan Batupasir <i>Shallow marine</i> Cibulakan Atas	15
2.3 Penelitian Terdahulu	19
III. TEORI DASAR	22
3.1. Konsep Dasar Metode Seismik.....	22
3.2. Prinsip Gelombang Seismik	24
3.2.1 Hukum Snellius.....	24

3.2.2	Hukum Huygens	25
3.2.3	Azas Fermat	26
3.3	Konsep Seismik Refleksi.....	27
3.4	Komponen Seismik Refleksi	28
3.4.1	<i>Trace</i> Seismik.....	28
3.4.2	Koefisien Refleksi.....	28
3.4.3	Polaritas dan Fase.....	28
3.4.4	Seismogram Sintetik	29
3.5	<i>Well Logging</i>	30
3.5.1	Log GR (<i>Gamma Ray</i>).....	30
3.5.2	Log Resistivitas	31
3.5.3	Log Neutron Porosity	32
3.5.4	Log Densitas.....	33
3.5.5	Log Sonic.....	34
3.6	Data <i>Checkshot</i>	35
3.7	Fisika Batuan	36
3.7.1	Hubungan Gelombang P dan S	36
3.7.2	Densitas	37
3.7.3	Parameter Lamé	38
3.7.4	Porositas	39
3.7.5	Saturasi Air.....	40
3.8	Seismik Inversi	40
3.8.1	Inversi Model Based	41
3.9	Seismik Multiatribut.....	42
3.9.1	<i>Crossplot</i> Multiatribut.....	44
3.9.2	<i>Probabilistic Neural Network</i>	45
3.10	Aproximasi Aki &Richard (Persamaan AVO).....	47
3.11	Inversi <i>Extended Elastic Impedance</i> (EEI).....	50
IV.	METODOLOGI.....	53
4.1	Waktu dan Tempat Penelitian	53
4.2.1.	Alat dan Bahan.....	55
4.2.2.	Perangkat Penunjang Penelitian.....	55

4.2.3.	Data Penelitian	55
4.2.4.	Data Sumur	57
4.2.5.	Data <i>Well Completion Report</i>	57
4.3	Prosedur Penelitian	57
4.3.1	Studi Literatur	57
4.3.2	Analisis Kualitatif Data Sumur	58
4.3.3	Analisis Petrofisika	58
4.3.4	<i>Pre-conditioning</i> Data Seismik	58
4.3.5	Prediksi Log DT <i>shear</i> (S-Sonic).....	59
4.3.6	Koreksi <i>Checkshot</i>	59
4.3.7	Ekstraksi Wavelet.....	59
4.3.8	<i>Well to seismic tie</i>	59
4.3.9	Interpretasi Data Seismik	60
4.3.10	Analisis Sensitivitas	60
4.3.11	Analisis Inversi	60
4.3.12	Inversi Extended Elastic Impedance (EEI)	61
4.3.13	<i>Probabilistic Neural Network</i> (PNN) Seismik Multiatribut	61
4.4	Diagram Alir Penelitian	62
V.	HASIL DAN PEMBAHASAN	65
5.1	Analisis Kualitatif Data Sumur	65
5.1.1.	Analisis Sumur AR-1	65
5.1.2.	Analisis Sumur AR-5	68
5.1.3.	Analisis Sumur AR-6	69
5.1.4.	Analisis Sumur ARB-8.....	71
5.1.5.	Analisis Sumur AR-9	72
5.1.6.	Analisis Sumur AR-10	73
5.2	Analisis Data Seismik.....	74
5.2.1	Pembalikan Fase Seismik.....	74
5.2.2	Penggabungan Data <i>Partial Stack</i>	75
5.3	Analisis <i>Well to seismic tie</i>	76
5.3.1	Koreksi <i>Checkshot</i>	76
5.3.2	Ekstraksi Wavelet dan <i>Well to seismic tie</i>	77

5.4	Prediksi Log Data Sumur	80
5.5	Analisis Petrofisika Data Sumur	81
5.5.1	Perhitungan Log Volume Clay	81
5.5.2	Perhitungan Log Saturasi Air	84
5.5.3	Penentuan <i>Cut off</i>	93
5.5.4	Transformasi Data Sumur	96
5.6	Analisis Sensitivitas.....	96
5.6.1	Analisis Sensitivitas <i>Acoustic Impedance</i> (AI).....	97
5.6.2	Analisis Sensitivitas Lambda Rho	99
5.7	<i>Time structure Map</i>	103
5.8	Inversi <i>Extended Elastic Impedance</i> (EEI).....	104
5.8.1	Analisis Sensitivitas dan Penentuan <i>Chi Angle</i>	105
5.8.2	Volume Reflektivitas EEI (REEI)	107
5.8.6	Inversi EEI <i>Shear Impedance</i>	117
5.8.7	Transformasi ke Lambda Rho	119
5.9	Analisis Multiatribut PNN.....	122
5.9.1	Multiatribut PNN Porositas Efektif (PHIE).....	123
5.9.2	Multiatribut PNN Volume Clay (Vclay)	127
5.9.3	Multiatribut PNN Saturasi Air (Sw).....	133
5.10	Analisis Integrasi Hasil Model	138
VI.	SIMPULAN DAN SARAN	144
6.1	Kesimpulan.....	144
6.2	Saran	145
	DAFTAR PUSTAKA	146

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta lokasi Sub-Cekungan Ardjuna.....	5
2. Paleogeografi Jawa Barat Miosen Akhir.....	6
3. Kerangka tektonik Oligosen pada 30 juta tahun lalu	7
4. Lintasan seismik pada lokasi penelitian	9
5. Stratigrafi regional Cekungan Jawa Barat Utara.....	10
6. Peta petroleum system ONWJ	13
7. Diagram urutan waktu yang menunjukkan petroleum system utama	14
8. Stratigrafi regional Cekungan Jawa Barat Utara.....	16
9. Ilustrasi pembentukan endapan <i>shelf ridge</i>	17
10. Ilustrasi skematis morfologi <i>shelf ridge</i> pada Cibulakan Atas.....	18
11. Slice seismik menampilkan arah <i>shelf ridge</i>	18
12. Ilustrasi penjalaran seismik	22
13. Ilustrasi gerak gelombang	23
14. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium	25
15. Prinsip Huygens	26
16. Azas Fermat.....	27
17. Parameter kecepatan seismik	27
18. Fase dan polaritas menurut standar SEG dan Eropa	29
19. Seismogram Sintetik sebagai produk konvolusi RC.....	30
20. Respon log gamma ray terhadap litologi	31
21. Respon log resistivitas.....	32
22. Indikasi kandungan fluida RHOB vs NPHI	33
23. Respon log densitas terhadap litologi	34
24. Respon log sonic terhadap litologi.....	35
25. Prinsip survei chekshot	36
26. Kecepatan gelombang kompresi dan gelombang geser	37
27. Penerapan pemodelan seismik dan sebaliknya	41
28. Diagram alir proses Inversi Model Based.....	42
29. Jenis atribut berdasarkan informasi yang digunakan	43
30. Konsep metode seismic multiatribut	43
31. <i>Crossplot</i> antara log target dan atribut seismik.....	44

32. Konsep skor kedekatan dan pengaruh bobot dalam prediksi PNN.....	46
33. Ilustrasi data seismik direkam sebagai fungsi dari offset.....	48
34. Basemap daerah penelitian.....	56
35. Diagram alir penelitian.....	64
36. Respon beberapa parameter log dan well report pada sumur AR-1	68
37. Respon beberapa parameter log dan report pada sumur AR-5.....	69
38. Respon beberapa parameter log dan report pada sumur AR-6.....	70
39. Respon beberapa parameter log dan report pada sumur ARB-8	72
40. Respon beberapa parameter log dan report pada sumur AR-9.....	73
41. Respon beberapa parameter log dan report pada sumur AR-10.....	74
42. Proses pembalikan fase seismik menjadi zero phase	75
43. Seismik pada masing-masing <i>Angle stack</i>	76
44. Koreksi <i>checkshot</i> pada sumur AR-1 hingga AR-10.....	77
45. Analisis amplitude spektrum untuk menentukan frekuensi dominan	78
46. Hasil ekstraksi statistical 80 ms pada data seismik.....	79
47. Hasil well to seismic tie pada keenam sumur	79
48. Tampilan prediksi log S-sonic hasil validasi multiatribut.....	81
49. Hasil perhitungan volume clay pada tiap sumur dan lapisan target.....	83
50. <i>Chart</i> Schlumberger Lapisan L-30.....	85
51. Analisis nilai Rw pada <i>pickett plot</i> pada sampel lapisan L-30.....	86
52. <i>Chart</i> Schlumberger Lapisan L-33.....	87
53. Analisis nilai Rw pada <i>pickett plot</i> pada sampel lapisan L-33.....	88
54. <i>Chart</i> Schlumberger Lapisan L-35.....	89
55. Analisis nilai Rw pada <i>pickett plot</i> pada sampel lapisan L-35.....	90
56. Tampilan hasil perhitungan log Sw pada lapisan target.....	92
57. Nilai cut off PHIE berdasarkan <i>crossplot</i> K vs PHIE pada L-30.....	93
58. Cut off Vclay berdasarkan <i>crossplot</i> PHIE vs Vclay pada L-30.....	94
59. Cut off Sw berdasarkan <i>crossplot</i> PHIE vs Sw pada L-30.....	95
60. Hasil transformasi data sumur.....	96
61. Analisis sensitivitas Acoustic Impedance untuk lapisan L-30	97
62. Analisis sensitivitas Acoustic Impedance untuk lapisan L-33	98
63. Analisis sensitivitas Acoustic Impedance untuk lapisan L-35	98
64 Analisis <i>crossplot</i> sensitivitas Lambda-Mu Rho pada L-30.....	100
65 Analisis <i>crossplot</i> sensitivitas Lambda-Mu Rho pada L-33	101
66. Analisis <i>crossplot</i> sensitivitas Lambda-Mu Rho pada L-35.....	102
67. Time structure map pada lapisan L-30, L-33, dan L-35.....	104
68. Uji sensitivitas log EEI terhadap Acoustic Impedance (AI)	105
69. Uji sensitivitas log EEI terhadap Shear Impedance (SI).....	106
70. Perbandingan hasil log EEI terhadap log target	106
71. Penampang Volume Reflektivitas EEI	108
72. Penampang inisial model inversi EEI AI	109
73. Penampang inisial model inversi EEI SI.....	109

74. (A) Analisis inversi AI (B) <i>Crossplot</i> log EEI vs EEI AI inversi.....	110
75. (A) Analisis pra inversi (B) <i>Crossplot</i> log EEI vs EEI SI inversi.....	111
76. Hasil penampang inversi pada arbitrary line pada semua sumur.....	113
77. Peta slicing persebaran Acoustic Impedance pada lapisan L-30.....	114
78. Peta slicing persebaran Acoustic Impedance pada lapisan L-33.....	115
79. Peta slicing persebaran Acoustic Impedance pada lapisan L-35.....	116
80. Hasil inversi Volume EEI SI menampilkan penampang EEI SI	117
81. Analisis sensitivitas <i>crossplot</i> antara log EEI (-23°) vs log SI.....	118
82. Penampang persebaran Shear Impedance (SI) pada arbitrary line.....	118
83. Penampang persebaran Lambda Rho pada arbitrary line.....	119
84. Peta persebaran Lambda Rho pada L-30	120
85. Peta persebaran Lambda Rho pada L-33	120
86. Peta persebaran Lambda Rho pada L-35	121
87. Proses multiatribut dan PNN PHIE	123
88. Penampang persebaran PNN PHIE pada arbitrary line.....	124
89. Peta slicing persebaran multiatribut PNN PHIE pada L-30.....	125
90. Peta slicing Multiatribut PNN PHIE pada L-33.....	126
91. Peta slicing Multiatribut PNN PHIE pada L-35.....	127
92. Proses multiatribut dan PNN Vclay	128
93. Penampang persebaran PNN Multiatribut Vclay arbitrary line	130
94. Persebaran PNN Volume Clay pada L-30	130
95. Persebaran PNN Volume Clay pada L-33	131
96. Persebaran PNN Volume Clay pada L-35	131
97. Proses PNN multiatribut Sw	133
98. Penampang multiatribut PNN Sw pada arbitrary line.....	134
99. Peta slicing Multiatribut PNN Sw pada L-30.	135
100. Peta slicing Multiatribut PNN Sw pada L-33	136
101. Peta slicing Multiatribut PNN Sw pada L-35	136
102. Analisis integrasi hasil slicing model properti litologi reservoir.....	139
103. Analisis integrasi hasil slicing model untuk zona fluida.....	140
104. Model konseptual.....	141

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Klasifikasi Porositas	39
2. Waktu pelaksanaan penelitian	54
3. Informasi data seismik 3D <i>Partial Angle Stack</i>	56
4. Kelengkapan informasi data sumur.....	57
5. Hasil korelasi well to seismic tie masing-masing sumur	80
6. Parameter perhitungan volume clay	82
7 Hasil rata-rata perhitungan volume clay	83
8. Hasil analisis <i>chart</i> schlumberger pada Lapisan L-30	85
9. Hasil analisis <i>chart</i> schlumberger pada Lapisan L-33	87
10. Hasil analisis <i>chart</i> schlumberger pada Lapisan L-35	89
11. Nilai Rw pada masing-masing lapisan	91
12. Hasil analisis Sw pada tiap lapisan target pada tiap sumur.....	92
13. Nilai cut off porositas efektif, volume clay, dan Sw	95
14. Hasil cross correlation log EEI dengan log target dengan Chi angle.....	107

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cekungan *Offshore North West Java* (ONWJ) merupakan salah satu wilayah penghasil minyak dan gas bumi utama di Indonesia yang telah dieksploitasi sejak tahun 1971 (ESDM, 2024). Sebagai lapangan matang (*mature field*), ONWJ telah memberikan kontribusi produksi yang signifikan, di mana Formasi Cibulakan Atas menyumbang sekitar $\pm 85\%$ produksi minyak dari reservoir batupasir (Ponto, 1987). Oleh karena itu, pemetaan dan karakterisasi reservoir secara berkelanjutan menjadi penting untuk mengoptimalkan produksi dan mengidentifikasi area pengembangan baru.

Namun demikian, reservoir pada Formasi Cibulakan Atas yang berkembang dalam lingkungan *shallow marine* memiliki heterogenitas tinggi dan distribusi lateral yang sulit diprediksi (Triyono, 2009). Selain itu, keberadaan *low resistivity pay* sering tidak teridentifikasi, meskipun terbukti mampu menghasilkan hidrokarbon signifikan ($< 1,5$ ohm.m) (Widjanarko, 1996; Prasetyo dan Herbudianto, 1997). Kondisi ini diperparah oleh karakteristik *Low Resistivity Low Contrast* (LRLC) yang menyebabkan kontras litologi dan fluida rendah (Susilo dkk., 2000; Klein dkk., 1993), sehingga metode konvensional berbasis impedansi akustik kurang efektif dalam mendelineasi reservoir (Indah dkk., 2019; Bhattacharya dkk., 2016). Hal ini mengakibatkan metode konvensional berbasis impedansi akustik kurang mampu mengidentifikasi persebaran reservoir secara akurat. Dengan demikian, diperlukan pendekatan yang lebih sensitif terhadap variasi litologi dan fluida untuk meningkatkan kualitas karakterisasi reservoir, khususnya pada interval target seperti reservoir L-30, L-33, dan L-35.

Sejumlah penelitian terdahulu menunjukkan bahwa pendekatan berbasis parameter elastik dan *neural network* mampu mengatasi keterbatasan tersebut. Priambodo (2017) serta Kumalasari (2021) menunjukkan bahwa metode *Extended Elastic Impedance* (EEI) efektif dalam mengidentifikasi litologi dan fluida melalui parameter elastik seperti *Shear Impedance*, λ -rho, dan μ -rho, yang sensitif terhadap perubahan sifat batuan dan fluida. El-Sayed dkk. (2025) juga membuktikan bahwa integrasi *pre-stack inversion* dan EEI mampu meningkatkan akurasi karakterisasi reservoir serta keberhasilan pengeboran secara signifikan. Di sisi lain, penelitian oleh Al-Ali dkk. (2020), Rizqi dan Firdaus (2021), serta Adhani (2023) menunjukkan bahwa metode *Probabilistic Neural Network* (PNN) multiatribut mampu memprediksi properti reservoir seperti porositas, saturasi air, dan litologi dengan akurasi tinggi, bahkan lebih baik dibandingkan metode regresi konvensional.

Hasil-hasil penelitian tersebut menegaskan bahwa integrasi metode EEI dan PNN multiatribut memiliki keunggulan dalam meningkatkan sensitivitas terhadap parameter elastik yang berkaitan dengan litologi dan fluida dan mampu meningkatkan akurasi prediksi properti reservoir non-elastik. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk memetakan properti fisik reservoir yang heterogen melalui analisis persebaran *acoustic impedance*, λ rho, porositas, s, volume clay, saturasi air, pada Formasi Cibulakan Atas, khususnya pada reservoir L-30, L-33, dan L-35 sehingga dapat mendukung penentuan area pengembangan secara lebih akurat dan optimal

1.2 Tujuan Penelitian

Berdasarkan latar belakang masalah di atas, maka dapat dirumuskan tujuan dalam penelitian ini sebagai berikut.

1. Menginterpretasikan model persebaran properti reservoir dan keberadaan hidrokarbon berdasarkan *Acoustic Impedance* (AI), Porositas Efektif (PHIE), Volume Lempung (VClay), Saturasi Air (SW) dan λ Rho
2. Mengintegrasikan model persebaran properti reservoir untuk menentukan area rekomendasi pengembangan prospektif
3. Memetakan fasies *shelf ridge* (punggungan pasir) berdasarkan integrasi analisis model persebaran multi properti reservoir.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah yang akan dibahas dalam penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 3D *partial stack* (*near, mid, far, dan ultra far*) yang dilengkapi 7 data sumur.
2. Data seismik, sumur, *marker, dan checkshot* yang digunakan dalam penelitian merupakan data yang diperoleh dari PT. Pertamina Hulu Energi ONWJ yang berlokasi di Sub-Cekungan Ardjuna, Lepas Pantai (*Offshore*) Utara Jawa Barat.
3. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Probabilistic Neural Network* (PNN) Multiatribut, Inversi *Extended Elastic Impedance* (EEI)

1.4 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah untuk memberikan kontribusi ilmiah yang dapat menjadi referensi bagi penelitian selanjutnya, khususnya dalam penerapan metode *Extended Elastic Impedance* (EEI) dan *Probabilistic Neural Network* (PNN) multiatribut dalam karakterisasi reservoir. Penelitian ini juga bertujuan untuk menyajikan analisis-analisis dalam memetakan properti fisik reservoir, litologi dan zona fluida hidrokarbon, serta delineasi zona prospektif, sehingga dapat digunakan sebagai dasar dalam mendukung penentuan area pengembangan pada lapangan migas di Sub-Cekungan Ardjuna, Lepas Pantai (*Offshore*) Utara Jawa Barat.

II. TINJAUAN PUSTAKA

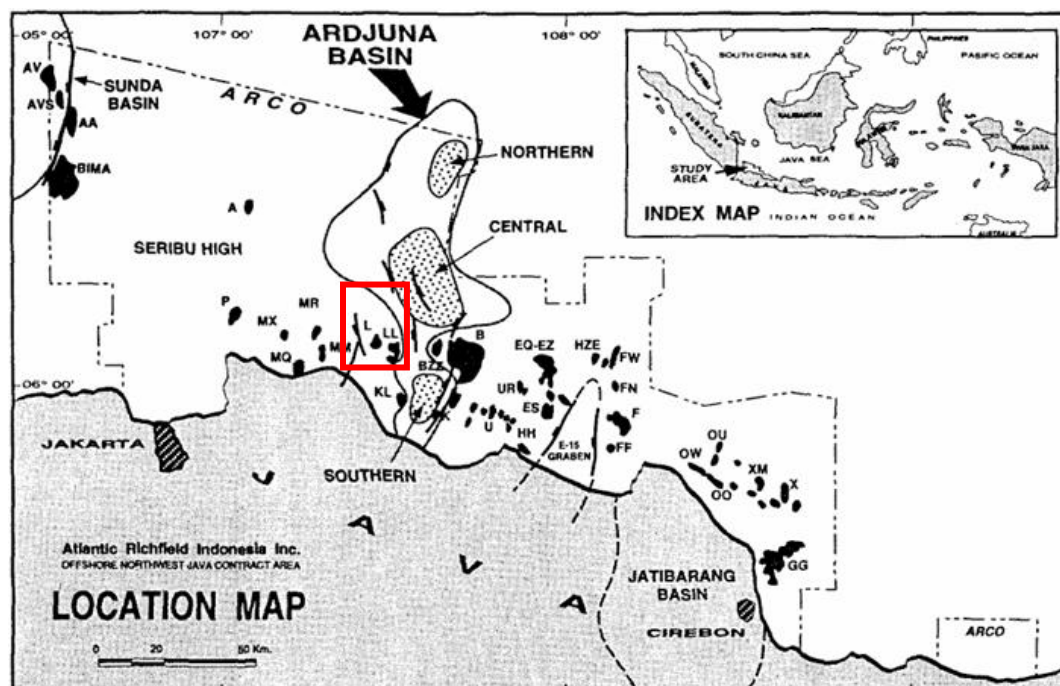
2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara

Pembahasan mengenai geologi regional terbagi menjadi fisiografi regional, kerangka tektonik regional, litostratigrafi, dan sistem petroleum regional.

2.1.1 Fisiografi Regional

Blok *Offshore North West Java* (ONWJ) merupakan blok yang sudah beroperasi sejak tahun 1967. Saat ini blok ONWJ dioperasikan oleh Pertamina Hulu Energi sejak 2009. Blok ONWJ terletak di sepanjang pantai Utara Laut Jawa yang memanjang dari wilayah Jawa Barat sampai Jawa Tengah. Secara geologi daerah ini termasuk dalam area cekungan busur belakang (*back arc basin*) dan merupakan bagian dari Paparan Sunda (*Sunda shelf*) dengan dominasi sesar normal mengarah utara-selatan dan *wrench fault system* yang membentuk cekungan dan sub-cekungan serta paparan (Ponto, 1987), lihat Gambar 1. Cekungan ini dibatasi oleh Paparan Sunda di bagian utara, Palung Bogor di selatan, Busur Karimun Jawa di bagian timur, dan Paparan Seribu di bagian barat. Cekungan ini disusun oleh beberapa sub-cekungan yang berbentuk graben dan setengah graben. Sub-cekungan tersebut dibagi menjadi Sub-Cekungan Arjuna (daerah penelitian), Sub-Cekungan E15/Cipunegara (daerah penelitian), Sub-Cekungan Jatibarang (daerah penelitian), Sub-Cekungan Ciputat, dan Sub-Cekungan Pasir Bungur. Hal ini karena dikontrol oleh tektonik interaksi antara lempeng Asia dan lempeng Indo-Australia sehingga membentuk cekungan berumur Tersier (Hamilton, 1979; Katili, 1984; Pulunggono, 1993), cekungan-cekungan inilah yang berperan sebagai cekungan yang menghasilkan hidrokarbon. Sub-Cekungan Ardjuna terletak di bagian tengah wilayah ONWJ (Gambar 1). Cekungan ini merupakan salah satu dari serangkaian cekungan (Palembang, Sunda, Asrii dll.) di tepi selatan Cekungan Sunda yang terbentuk selama peristiwa

rifting besar selama periode Eosen-Oligosen yang ditandai dengan pergeseran dextral (Daly dkk., 1987). Cekungan Ardjuna adalah nama yang diberikan untuk sebuah cekungan sag besar yang terletak di atas tiga sub-cekungan *rifting* pendahulu yang membentuk sistem *rifting* Ardjuna; Sub-cekungan Ardjuna Utara, Tengah, dan Selatan. Cekungan Ardjuna secara keseluruhan mencakup area sekitar 3.000 km², dengan setiap sub-cekungan memiliki luas rata-rata 800 km². Setiap sub-basin terdiri dari setidaknya satu sistem setengah graben dan mengandung, dalam jumlah dan fasies yang bervariasi, batuan sumber hidrokarbon utama dan fasies reservoir utama.



Gambar 1. Peta lokasi Sub-Cekungan Ardjuna (Gresko, dkk., 1995)

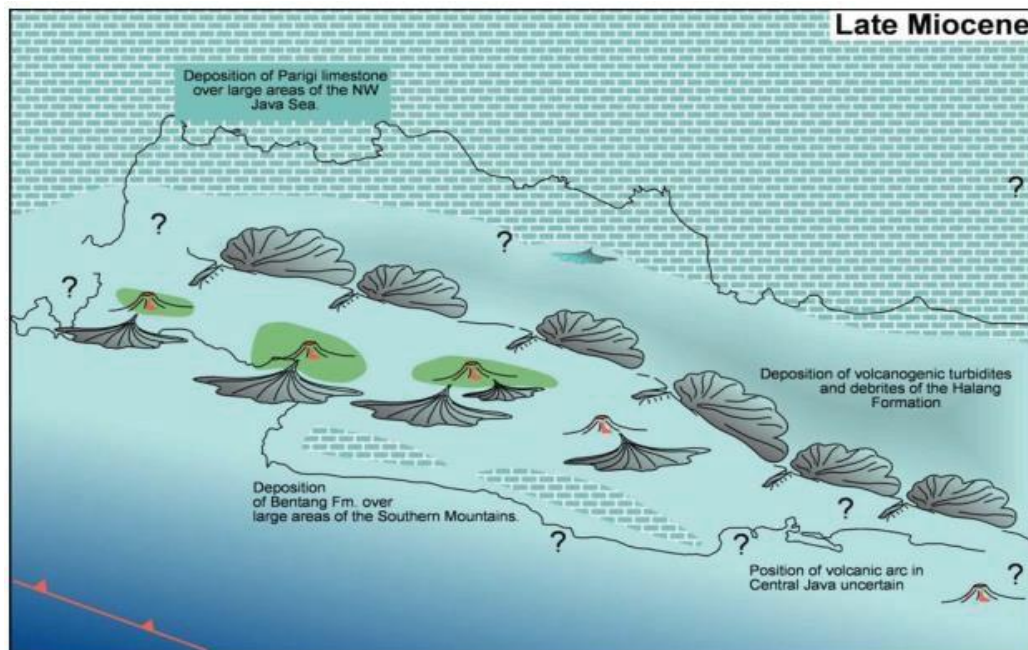
2.1.2 Kerangka Tektonik regional

Lima peristiwa tektonik utama mempengaruhi perkembangan struktural Cekungan Ardjuna. Secara berurutan, dari yang tertua hingga yang terbaru.

- **Akhir Kreta hingga Awal Eosen (100-56 Ma)**

Metamorfosis regional yang dihasilkan oleh subduksi dan perkembangan busur Meratus. Deformasi, pengangkatan, erosi, dan pendinginan terjadi pada masa Paleosen. Magmatisme *calc-alkalic* terjadi di seluruh wilayah yang kini berada di daratan dan lepas pantai Jawa akibat proses subduksi normal. Magmatisme andesit berlanjut hingga Awal Eosen.

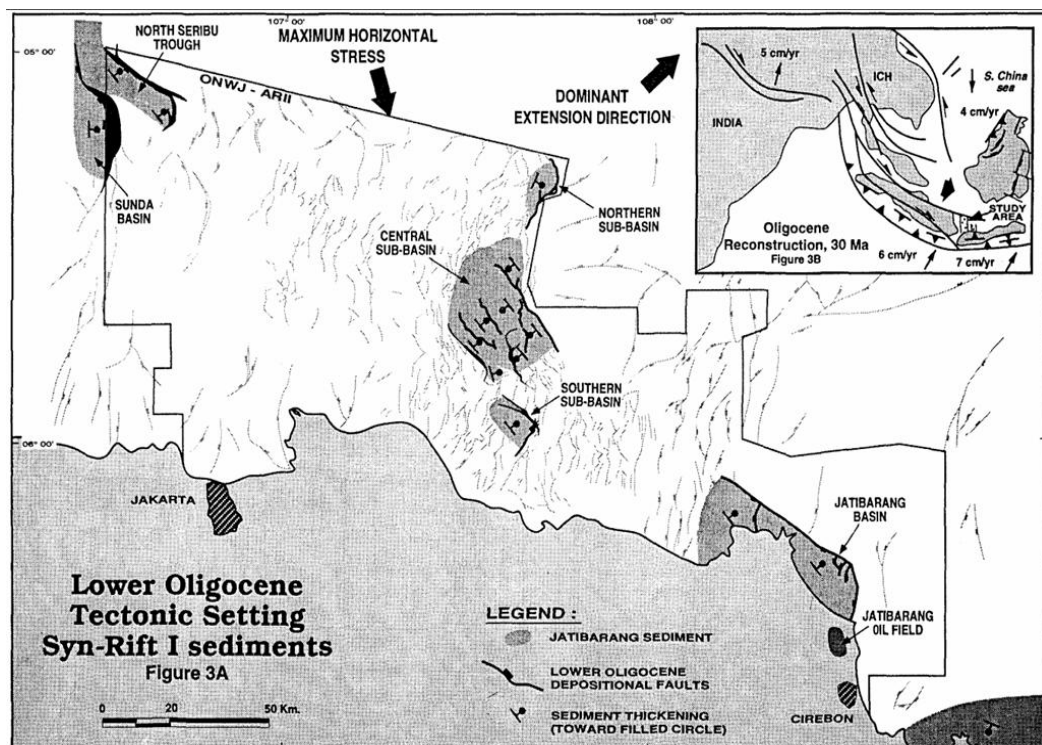
- Eosen (50 - 40 Ma)
Lempeng India bertabrakan dengan lempeng Eurasia, yang menyebabkan pergeseran dextral besar pada tepi selatan Cekungan Sunda (Daly dkk., 1987).
- Oligosen (34 - 30 Ma)
Pembentukan celah dan akresi di Laut Cina Selatan di Kalimantan Utara. Tepi lempeng Australia (Papua) bertabrakan dengan beberapa kompleks busur (Daly dkk., 1987).
- Masa Tengah Miocene (17 - 10 Ma)
Perpecahan Laut Cina Selatan berhenti akibat tabrakan fragmen benua yang berasal dari Gondwana (Australia Utara/Irian Jaya) dengan tepi timur Sunda (Daly dkk., 1987).
- Miocene Akhir (7–5 Ma)
Australia Barat Laut bertabrakan dengan Palung Sunda sehingga terjadi kompresi di Cekungan Jawa Barat Utara. Pada masa ini juga terjadi pembentukan Formasi Parigi atau batugamping Formasi Cibulakan Atas dan Formasi Cisubuh pada fase ini (Daly dkk., 1987). Pada bagian utara Cekungan Jawa Barat Utara terdapat endapan karbonat yang tersebar luas membentuk Formasi Parigi dan mengindikasikan kondisi laut yang meluas selama Miosen Akhir (Gambar 2).



Gambar 2. Paleogeografi Jawa Barat Miosen Akhir (Clements & Hall, 2007)

Perhatikan arah barat laut-timur laut dari cekungan-cekungan berumur Jatibarang

(Eosen-Oligosen). Arah ini konsisten dengan tegangan horizontal maksimum barat laut-timur laut dan oleh karena itu perpanjangan timur laut-barat daya seperti yang diusulkan oleh Daly dkk., (1987). Fase tektonik ekstensional (Eosen) memicu fase pertama perpecahan di cekungan Ardjuna, yang disebut sebagai Fase *Rift I*. Sedimen yang terendapkan selama Fase *Rift I* disebut sebagai sedimen *Syn-rift I*. Cekungan perpecahan awal (Fase *Rift I*) terbentuk selama fragmentasi, rotasi, dan migrasi lateral lempeng Sunda. Basin-basin ekstensional yang kaya akan batuan vulkanik ini terkonsentrasi sepanjang garis yang melintasi area kontrak dari basin Jatibarang di tenggara, melintasi sub-basin Ardjuna bagian selatan tengah hingga palung *North Seribu* di barat laut (Gambar 3). Dua tren patahan normal mempengaruhi perkembangan *Rift I*, satu dengan arah $N60^{\circ}W$ hingga $N40^{\circ}W$ dan yang lain dengan arah hampir utara-selatan. Arah perpanjangan keseluruhan $N30^{\circ}-70^{\circ}E$ sesuai dengan pengamatan regional oleh Daly dkk. (1987, 1991) mengenai cekungan-cekungan ekstensional yang berarah utara-barat laut di Sumatra yang terkait dengan kompresi barat laut-selatan timur (Gambar 3).



Gambar 3. Kerangka tektonik Oligosen pada 30 juta tahun lalu (Daly dkk., 1987)

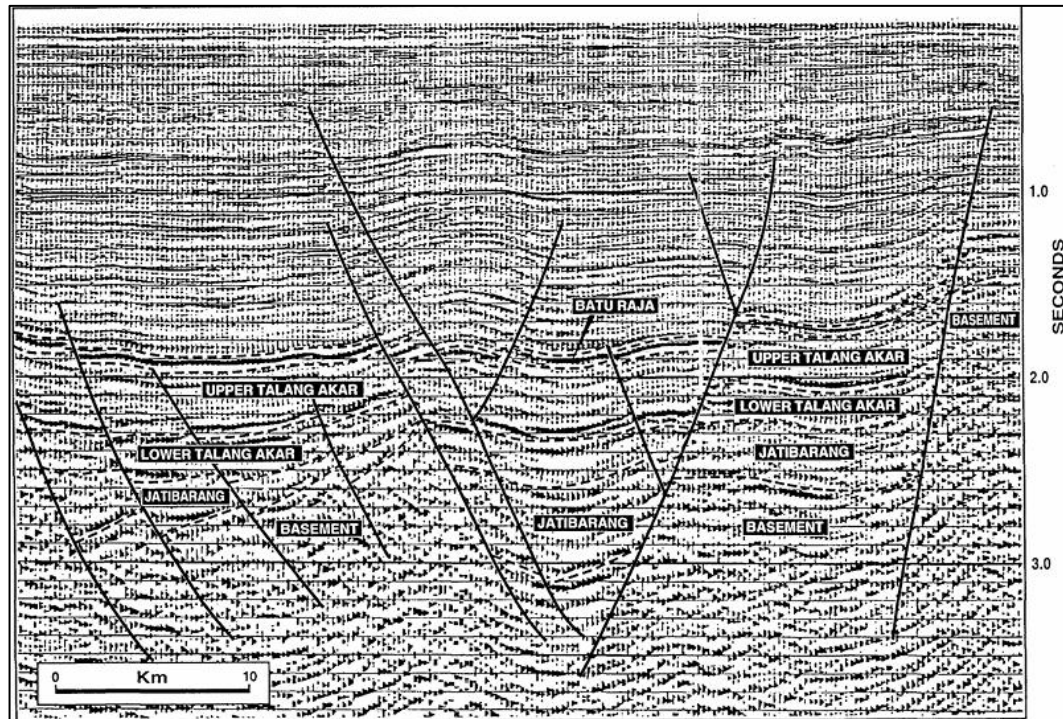
Selama awal Oligosen, vulkanisme dan rifting berhenti di kawasan

Ardjuna. Periode ketenangan tektonik di kawasan Ardjuna ini bertentangan dengan peristiwa tabrakan yang tercatat di *forearc* Jawa dan Sumatra pada waktu yang sama (Daly dkk., 1987). Peristiwa kolisi ini mungkin telah menyebabkan reorientasi besar-besaran pada medan tegangan regional yang menghasilkan pengangkatan regional yang signifikan dan erosi di sepanjang tepi selatan Cekungan Sunda. Ketidaksesuaian sudut diamati pada data seismik dan log sumur di semua cekungan terdekat (Vera graben, sub-cekungan Jatibarang, Ardjuna, Sunda, dan Palembang) dan tercatat pada garis seismik di Gambar 4.

Pemisahan kembali dan reaktivasi sesar terjadi pada akhir Oligosen awal (Fase *Rift* II), yang kemungkinan terkait dengan peningkatan laju pergerakan lateral Blok IndoChina dan pembukaan Laut Cina Selatan (32 hingga 30 juta tahun yang lalu) (Daly dkk., 1987)

Selama akhir Oligosen, pergeseran sepanjang sistem patahan utama di wilayah Semenanjung Malaya dan Thailand berhenti (Daly dkk., 1987). Pengangkatan dan paparan *platform* vulkanik utara Sunda pada masa ini menyebabkan perubahan asal sedimen yang signifikan yang diarahkan ke cekungan Ardjuna: sedimen *Syn-rift* I dan *Syn-rift* II secara lokal berasal dari dasar batuan, sementara sedimen kemudian berasal dari pengikisan kraton Sunda.

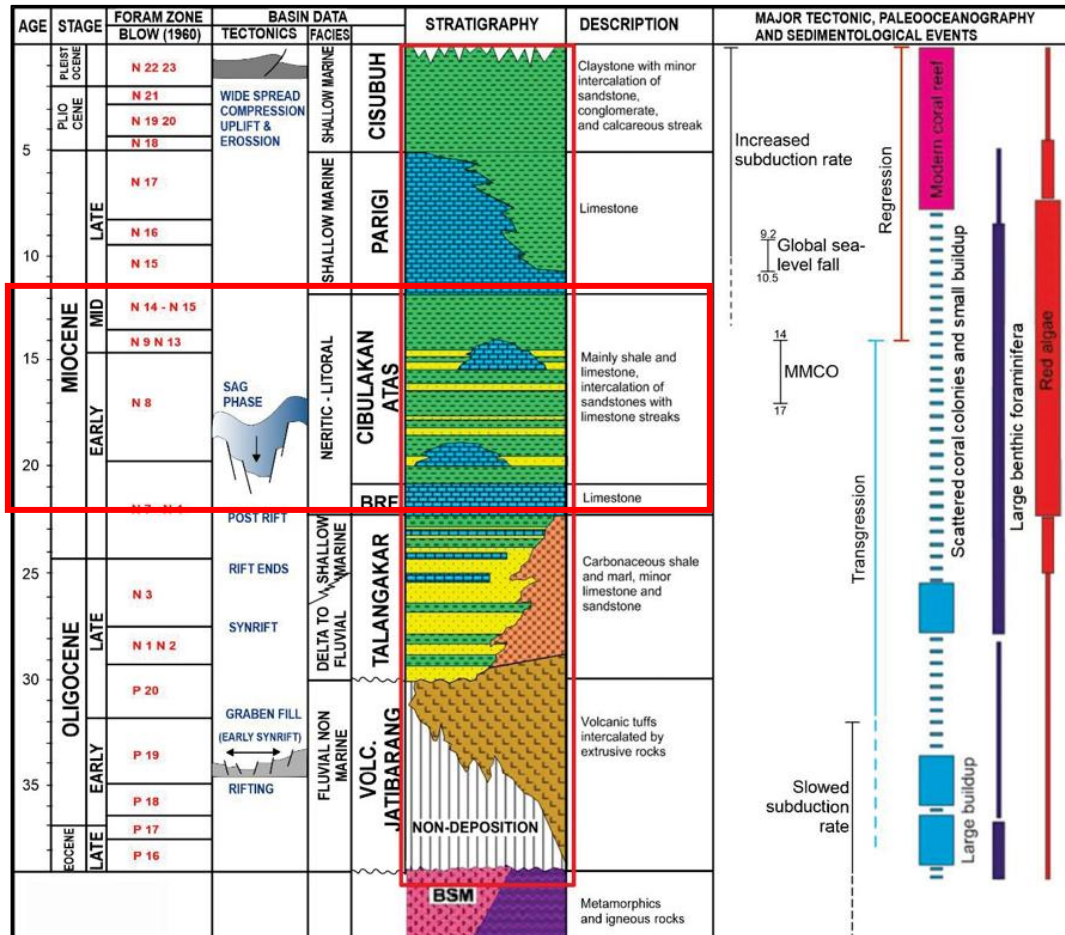
Akhir Oligosen dan awal Miosen ditandai ketenangan tektonik di seluruh cekungan Ardjuna. Ketenangan tektonik ini mungkin juga bertepatan kenaikan permukaan laut eustatik, dimana batu kapur tebal Formasi Baturaja terendapkan.



Gambar 4. Lintasan seismik pada lokasi penelitian (Gresko dkk., 1995)

2.1.3 Litostratigrafi Regional Penelitian

Kolom stratigrafi cekungan ONWJ dapat dilihat pada Gambar 5, urutannya dimulai dari yang tertua berumur Eosen sampai yang termuda berumur Kuartar. Batuan yang tertua adalah Formasi Jatibarang yang berumur Eosen. Stratigrafi Paleogen memiliki dua kelompok endapan sedimen berbeda yang diendapkan pada cekungan *rift*, yaitu endapan *syn-rift* dan endapan *post-rift*. Endapan *syn-rift* diwakili oleh Formasi Jatibarang dan Formasi Talangakar. Sedangkan untuk endapan *post-rift*, formasi yang mewakili yaitu Formasi Baturaja. Untuk Stratigrafi Neogen, sedimen diendapkan pada lereng utara cekungan belakang busur yang searah dengan pola umum struktur Jawa dan diwakili oleh Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi dan Formasi Cisubuh. Stratigrafi umum Cekungan Jawa Barat Utara menurut Pertamina BPPKA (1996), dari tua ke muda.



Gambar 5. Stratigrafi regional Cekungan Jawa Barat Utara (Suyono dkk., 2005)

1. Batuan Dasar (*Basement*)

Menurut Patmosukismo dan Yahya (1974), basement merupakan semua batuan beku dan/atau batuan metamorf yang berumur Pre-Tersier sampai Paleosen. Litologi pada *basement* di daerah Cekungan Jawa Barat Utara terdiri dari batuan beku berupa diorit dan monzonit serta batuan metamorf berupa argilit (Patmosukismo dan Yahya, 1974).

2. Formasi Jatibarang

Formasi Jatibarang diendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar (*basement*). Formasi ini berumur sekitar Eosen Akhir hingga Oligosen Akhir. Endapan pada Formasi Jatibarang termasuk endapan *syn-rift* awal. Formasi Jatibarang berkembang baik di daerah sekitar Struktur Jatibarang yaitu pada bagian timur dan tengah dari Cekungan Jawa Barat Utara. Sedangkan di bagian barat cekungan, ketebalannya sangat tipis sampai tidak dijumpai. Formasi Jatibarang

terdiri dari litologi tuff, breksi, dan konglomerat dengan litologi paling dominan adalah tuff. Lingkungan pengendapan Formasi Jatibarang diperkirakan pada fasies fluvial.

3. Formasi Talangakar

Formasi Talangakar diendapkan pada fase syn-rift berikutnya dan diendapkan di atas Formasi Jatibarang secara tidak selaras. Formasi Talangakar berumur sekitar Oligosen Akhir – Miosen Awal, memiliki ketebalan sekitar 50 – 400 meter (Budiyani dkk., 1991). Formasi Talangakar diawali oleh litologi perselingan batupasir dengan serpih *non marine* dalam fasies fluvio- deltaik. Sedangkan, bagian atasnya berupa perselingan antara serpih, batupasir dan batuan karbonat dalam fasies *marine*. Batupasir pada Formasi Talangakar telah terbukti sebagai zona produksi yang baik dan memiliki TOC \pm 20%. Formasi Talangakar termasuk atau setara dengan Formasi Cibulakan Bawah (Reminton dan Pranyoto, 1985).

4. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja diendapkan secara selaras tepat di atas Formasi Talangakar. Ketebalan formasi ini mencapai 300 meter. Formasi Baturaja berumur sekitar Miosen Awal. Terendapkannya Formasi Baturaja menjadi penanda fase *post-rift* karena litologi batuan karbonat menutupi secara regional sedimen klastik pada Formasi Talangakar. Batuan karbonat pada Formasi Baturaja berupa paparan dan juga yang berkembang sebagai *build-up reef*. Pada umumnya di daerah tinggian banyak dijumpai perkembangan batuan karbonat terumbu. Formasi Baturaja memiliki reservoir produksi yang baik.

5. Formasi Cibulakan Atas

Pada Formasi Cibulakan bagian atas litologi terdiri dari serpih, lempung, batupasir dari *channel* dan batugamping yang terendapkan pada kondisi laut dangkal. Batuan-batuan ini terendapkan pada saat periode regresi (Reksalegora, et al., 1996). Formasi Cibulakan bagian Atas diendapkan pada kala Miosen Awal sampai Miosen Tengah. Sedimen penyusunnya adalah batuan lempung dan batuan pasir. Formasi Cibulakan bagian Atas dibagi kedalam dua bagian yaitu Main dan Massive yang sebagian besar batuan pasir, dan *Post-Main* atau *Pre-Parigi* yang terdiri dari batuan gamping.

6. Formasi Parigi

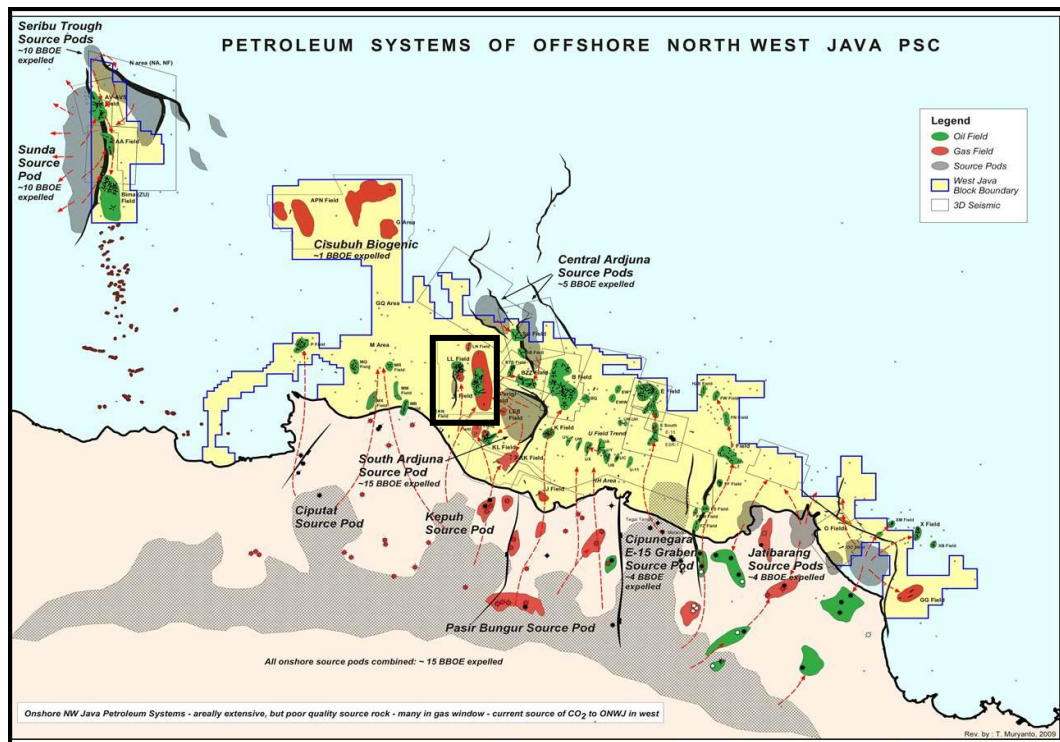
Formasi Parigi didominasi oleh litologi batuan karbonat terumbu dan juga batuan karbonat klastik. Formasi Parigi berumur sekitar Miosen Akhir. Pengendapannya menyebar ke seluruh bagian cekungan dan didominasi oleh perkembangan batuan karbonat terumbu. Batuan tersebut terendapkan secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas. Formasi Parigi di daerah struktur Tugu Barat, Gantar, dan Pasirjadi menghasilkan hidrokarbon (Reminton dan Pranyoto, 1985). Ketebalannya berkisar antara 50 – 300 meter.

7. Formasi Cisubuh

Formasi Cisubuh merupakan formasi paling muda yang berumur Plioplistosen. Formasi Cisubuh terdiri dari litologi batupasir, sisipan batulempung, sedimen klastik serpih dan juga dijumpai batuan karbonat tetapi lapisannya sangat tipis dan berada ditempat yang terbatas. Ketebalan formasi ini antara 800 sampai 1100 meter.

2.1.4 Sistem *Petroleum* Regional Penelitian

Cekungan Lepas Pantai Jawa Barat Laut (ONWJ) terdiri dari cekungan-cekungan setengah graben yang terisi sedimen, yang terbentuk di tepi selatan lempeng atau paparan Sunda *Shelf* selama periode Tersier. Terdapat lima interval stratigrafi utama yang menghasilkan hidrokarbon di unit penelitian Ardjuna, masing-masing dengan jenis perangkap terkait, yaitu: (1) Tuf Jatibarang, (2) Batupasir Talang Akar, (3) Karbonat Baturaja, (4) Klastik dan karbonat Cibulakan Atas, dan (5) Karbonat Parigi. Beberapa interval stratigrafi tersebut membentuk tren geografis tertentu; misalnya, terumbu karbonat laut berkembang pada ketinggian topografi, yang sering kali berupa blok patahan berarah utara-selatan, serta menempati area dengan kedalaman laut purba.



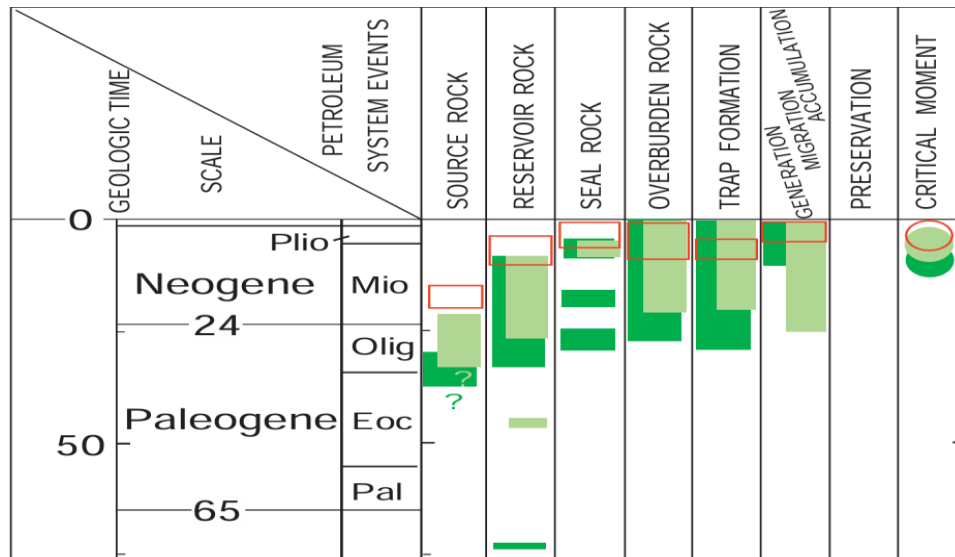
Gambar 6. Peta *petroleum system* yang menggambarkan area akumulasi hidrokarbon, Noble dkk. (1997)

1. *Source Rock* dan Migrasi

Batuan sumber utama pada unit penelitian Ardjuna adalah serpih karbonat deltaik dan batubara pada bagian atas Formasi Talang Akar berumur Oligosen akhir, yang terendapkan dalam tatanan tektonik *syn-rift* akhir hingga *post-rift* (Noble dkk., 1997; Gordon, 1985; Nugrahanto & Noble, 1997; Haposan dkk., 1997; Gresko dkk., 1995; Ponto dkk., 1988).

Batuan sumber ini tergolong Tipe II dan III, bersifat menghasilkan minyak dan gas, dengan nilai TOC sebesar 40–70% berat pada batubara dan 0,5–9% berat pada serpih (Ponto dkk., 1988), serta nilai *Hydrogen Index* (HI) berkisar antara 200–400. Estimasi total hidrokarbon yang terlepas (*expelled hydrocarbons*) dari batuan sumber Talang Akar mencapai sekitar 64 miliar barel (Ponto dkk., 1988). Batuan sumber minor juga dijumpai dalam sistem ini, meskipun kontribusinya relatif lebih kecil dibandingkan batuan sumber utama Talang Akar. Batuan sumber minor diwakili oleh endapan danau dari Formasi Talang Akar Bawah dan sebagian besar terpengaruh oleh lingkungan laut (Noble dkk., 1997; Nugrahanto & Noble, 1997; Haposan dkk., 1997), serta kemungkinan berasal dari Formasi Jatibarang di Subbasin Jatibarang (Gresko dkk., 1995; Noble dkk., 1997). Proses pembentukan

hidrokarbon diperkirakan telah dimulai sejak sekitar 25 juta tahun yang lalu (Ma) pada unit bawah Formasi Talang Akar dan berlanjut hingga sekitar 1 Ma pada unit atasnya yang mana terdiri atas batuan sumber kaya batubara dan berpotensi menghasilkan minyak (Gambar 7).



Gambar 7. Diagram urutan waktu yang menunjukkan tiga *petroleum system* utama di area Jawa Barat Laut (ONWJ) (Bishop, 2000)

Hidrokarbon yang bermigrasi dari area matang ini mengisi reservoir klastik Formasi Talang Akar serta reservoir karbonat Formasi Mid–Main (Cibulakan atas) pada lapangan-lapangan darat dan lepas pantai di bagian utara (Noble dkk., 1997).

2. Perangkap

Perangkap antiklin merupakan tipe perangkap yang paling dominan hingga saat ini di unit penelitian Ardjuna, mencakup hampir 65% dari jumlah lapangan dan mengandung sekitar 50% dari total cadangan setara minyak (Petroconsultants, 1996). Reservoir produktif pada sebagian besar antiklin ini berupa batuan pasir Formasi Cibulakan, meskipun beberapa reservoir karbonat juga berkontribusi (Petroconsultants, 1996). Selain antiklin, blok patahan dan perangkap struktural lainnya menyumbang hampir 40% dari cadangan setara minyak di unit penelitian Ardjuna (Petroconsultants, 1996).

3. Batu Reservoir

Hampir 58% minyak dan gas di bagian Basin Ardjuna dalam unit penelitian berasal dari Formasi Main Massive (Cibulakan atas), sedangkan sekitar 23% berasal dari Formasi Talang Akar dan karbonat Baturaja (Gresko dkk., 1995).

Reservoir tertua dijumpai pada sisa batu kapur dasar yang tererosi atau terkarstifikasi berumur Eosen Tengah (Pertamina, 1996). Reservoir ini ditemukan pada sumur KLS-1 (Gambar 7) dan diperkirakan bersumber dari batuan Formasi Talang Akar yang terbenam lebih dalam di bagian bawah lereng (Pertamina, 1996).

4. Batuan Penutup (*Seal*)

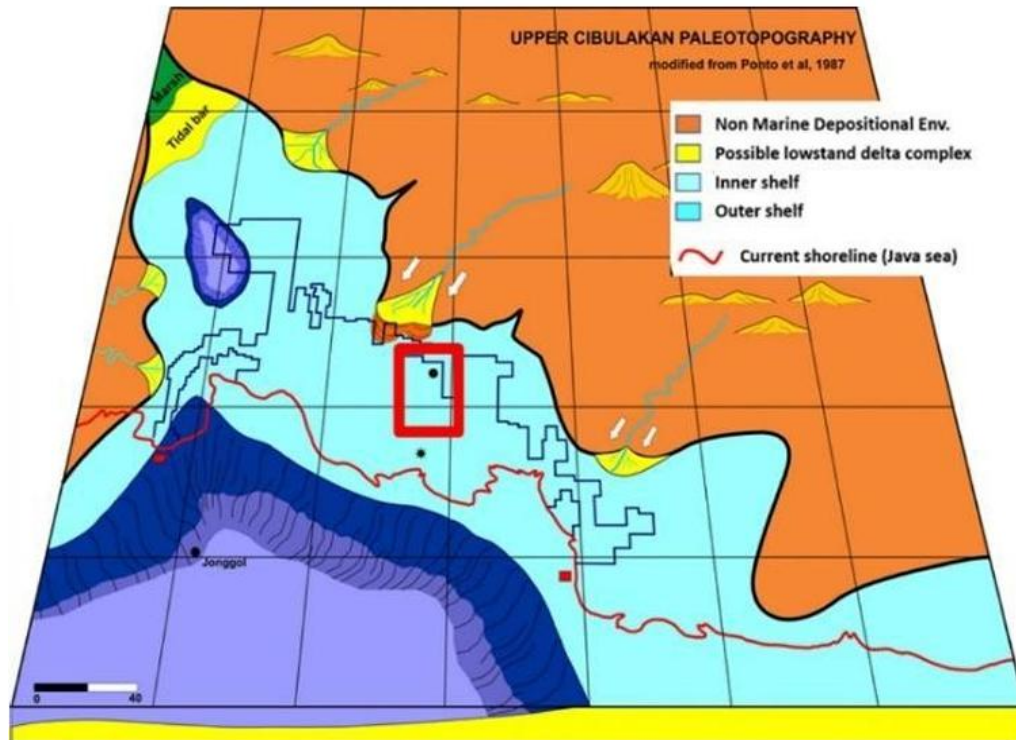
Batuan penutup terdiri dari lapisan serpih yang terdapat pada setiap lapisan baik pada umur Oligosen sampai umur Miosen Akhir yang berselang-seling dengan batuan reservoir sehingga serpih ini sangat efektif berperan sebagai penutup reservoir.

2.2 Kajian Pengendapan Batupasir *Shallow marine* Formasi Cibulakan Atas

Formasi Cibulakan Atas terdiri dari urutan sedimen silisiklastik laut dangkal (*shallow marine*) dari periode Miocen tengah hingga atas (Arpandi & Patmosukismo, 1975; Ponto dkk., 1987; Reksalegora, 1993; Reksalegora dkk., 1996). Arah progradasi secara umum ke utara-timur laut hingga selatan-barat daya berdasarkan penelitian yang telah dilakukan (Purantoro, 1994; Reksalegora dkk., 1996). Reservoir batupasir dari Formasi Cibulakan Atas merupakan penghasil minyak terbesar di Cekungan Jawa Barat Laut. Lebih dari 80% produksi hidrokarbon di lapangan lepas pantai Jawa Barat Laut berasal dari reservoir-reservoir ini. Sebagian besar reservoir batupasir dari Formasi Cibulakan Atas merupakan endapan bukit pasir di landas pasang surut. Reservoir-reservoir tersebut terbentuk di teluk laut dangkal (*shallow marine*) dengan muara terbuka yang mengalami pengaruh arus pasang surut yang kuat selama proses pengendapan (Gambar 8)

Punggungan Pasir (*Shelf ridge*) adalah salah satu fitur fasies pengendapan batupasir yang paling menonjol di dalam Formasi Cibulakan Atas, khususnya pada interval "Main". Punggung-punggung ini diyakini terbentuk akibat erosi dan pengolahan ulang endapan deltaik dan/atau dataran pantai yang rentan terhadap pasir oleh arus pasang surut landas kontinen, yang menjadi aktif segera setelah transgresi garis pantai. Endapan ini tampaknya telah berpindah melintasi dasar laut kuno dan mewakili komponen penting dari sistem lintasan transgresi (lihat Gambar 9). Endapan sistem transgesif ini memiliki potensi eksplorasi yang signifikan karena umumnya berpasir dan cenderung terbungkus dalam fasies lumpur rak

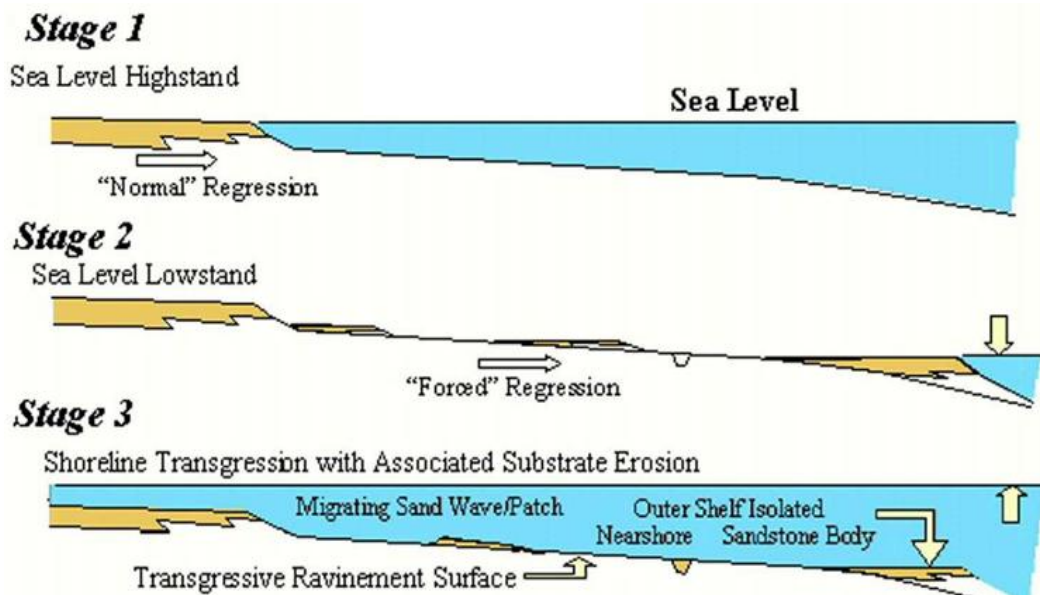
yang berfungsi sebagai penutup. Tergantung pada tingkat keberadaan pasir di lokasi antar- punggung, badan pasir linear ini dapat membentuk perangkat stratigrafi potensial



Gambar 8 Rekonstruksi Paleotopografi Cibulakan Atas (Ponto dkk., 1987)

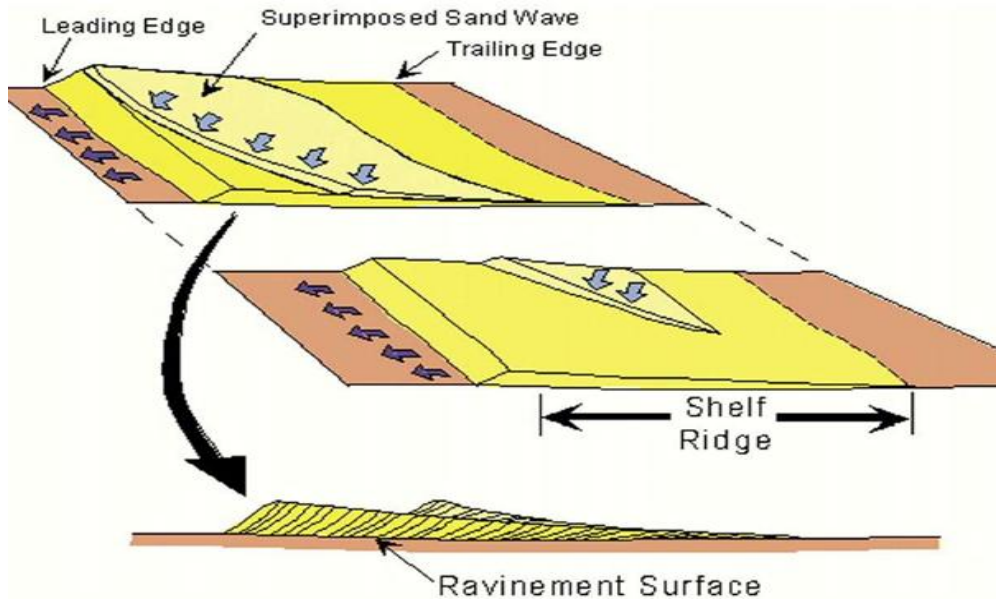
Proses pembentukan *shelf ridge* berkaitan erat dengan fase transgresi (kenaikan muka air laut) dalam kerangka stratigrafi sekuen (lihat Gambar 11). Pada fase awal, mewakili periode ketika permukaan laut berada pada tingkat tertinggi. Pada waktu ini, hanya endapan lumpur yang terbentuk di landas kontinen, dan garis pantai berada di daratan. Selama fase muka air laut rendah (*lowstand*), sedimen klastik kasar diangkut melintasi paparan melalui saluran fluvial dan diendapkan sebagai endapan delta atau dataran pantai. Material klastik (pasir) bersumber dari arah Utara (hasil denudasi paparan Sunda), sementara air laut mengalami transgresi (genang laut) dari arah Selatan. Kemudian, saat air laut naik dan menutupi daratan, arus pasang surut (*tidal currents*) yang kuat di landas kontinen mulai mengikis dan mengolah kembali (*reworking*) endapan *lowstand* yang kaya pasir tersebut. Arus laut menyaring sedimen tersebut, membuang material halus (lumpur) dan meninggalkan akumulasi pasir yang bersih dan terpilah dengan baik sehingga menghasilkan bukit-bukit *shelf ridge*. Dasar dari endapan ini biasanya berupa

kontak erosif tajam yang ditandai oleh *ichnofacies glossifungites*, yang menunjukkan permukaan *ravinement* transgresif sebelum punggungan tersebut bermigrasi di atasnya. Tubuh pasir ini bermigrasi melintasi paparan dan akhirnya terbungkus dalam fasies lumpur rak yang berfungsi sebagai penutup (*seal*), sehingga berpotensi membentuk perangkat stratigrafi yang mana ini merupakan proses migrasi dan penguburan pasir (lihat Gambar 12).



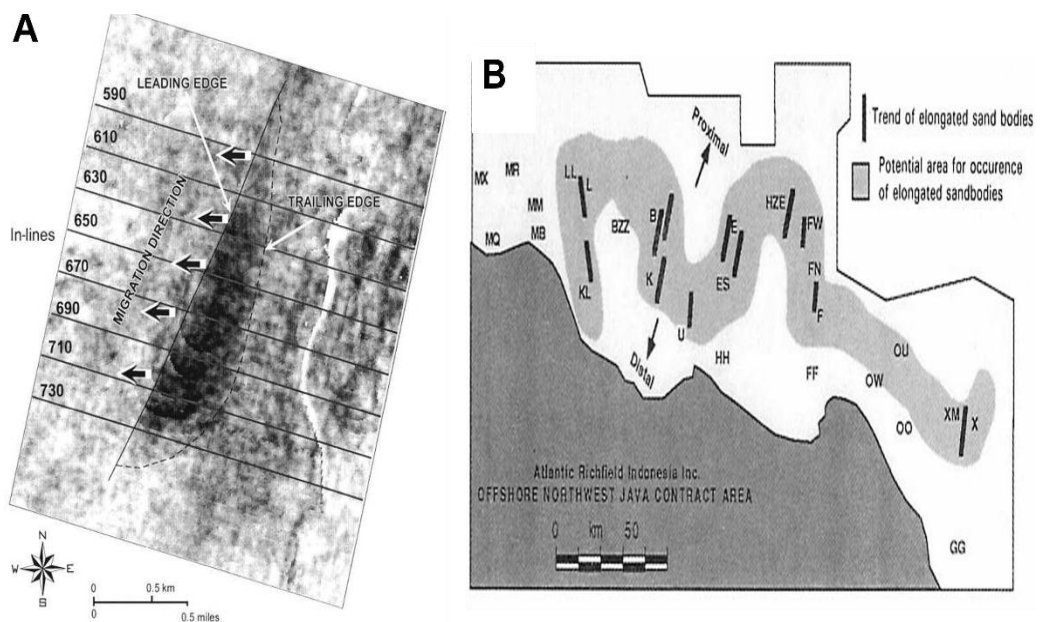
Gambar 9. Ilustrasi yang menggambarkan tahap-tahap dalam pembentukan endapan *shelf ridge* (Posamentier dkk., 2000).

Tepi depan *shelf ridge* terdefinisi dengan jelas dan linear, disebut *leading edge* yang merupakan tepi tajam dan lebih tebal yang asimetris memisahkan pasir berbutir kasar dengan endapan berlumpur, sedangkan tepi belakang menunjukkan batas yang berurutan semakin menipis seiring dengan penghalusan sedimen, disebut dengan *trailing edge*. Di dalam *shelf ridge*, terutama di dekat tepi depan, endapan berpasir umumnya ditandai oleh tren ukuran butir yang semakin halus ke atas. Sedimen berbutir kasar terpisah dari sedimen berbutir halus. Proses penyaringan ini mengakibatkan konsentrasi sedimen berbutir paling kasar dalam endapan sistem transgresif yang langsung menutupi permukaan transgresif, yang umumnya diekspresikan sebagai permukaan *ravinement*. Di wilayah ini, lepas pantai barat laut Jawa, di mana proses pasang surut dan/atau arus lainnya tampaknya dominan. Secara umum, semakin berpasir substrat yang tererosi, semakin berpasir pula endapan transgresif di atasnya.



Gambar 10. Ilustrasi skematis morfologi *shelf ridge* pada Cibulakan Atas (Posamentier, 1998).

Berdasarkan hasil analisis yang dilakukan oleh Kenyon dkk., (1982) menyebutkan Di wilayah Ardjuna, sumbu panjang punggungan ini umumnya berorientasi Utara-Timur Laut hingga Selatan-Barat Daya (NNE-SSW), sejajar dengan sumbu teluk purba (*paleo-embayment*), sehingga konsisten dengan model yang dibuat oleh Posamentier (2002) dan Reksalegora dkk., (1996) seperti pada Gambar 11.



Gambar 11 (A) *Slice* seismik menampilkan arah *shelf ridges* (Posamentier, 2002) (B) Peta persebaran dan arah *shelf ridge* (Reksalegora dkk., 1996)

2.3 Penelitian Terdahulu

Berbagai penelitian sebelumnya telah menunjukkan bahwa metode inversi seismik dan pendekatan kecerdasan buatan memiliki peran penting dalam karakterisasi reservoir, baik dalam identifikasi litologi, fluida, maupun prediksi properti petrofisika. Priambodo (2017) menerapkan inversi seismik *Acoustic Impedance* (AI) dan *Extended Elastic Impedance* (EEI) untuk mengidentifikasi penyebaran reservoir batupasir di Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa parameter elastik seperti AI, S-impedance, Poisson's Ratio, serta λ -rho dan μ -rho mampu mengidentifikasi karakteristik reservoir dengan baik, didukung oleh korelasi tinggi terhadap data sumur. Parameter EEI pada sudut *Chi* tertentu juga terbukti sensitif dalam membedakan litologi reservoir.

Selanjutnya, Kumalasari (2021) mengintegrasikan pemodelan fisika batuan dan inversi seismik *pre-stack* berbasis EEI untuk karakterisasi reservoir pada Formasi Kujung I. Hasil penelitian menunjukkan bahwa parameter μ -rho sensitif terhadap litologi, sedangkan λ -rho dan Poisson's Ratio lebih sensitif terhadap fluida. Selain itu, hubungan antara λ -rho dan porositas menunjukkan tren yang baik, sehingga memperkuat pemahaman karakteristik reservoir baik dari aspek litologi maupun fluida.

Penelitian oleh El-Sayed dkk. (2025) juga menunjukkan keberhasilan integrasi *pre-stack* simultaneous inversion dan EEI dalam karakterisasi reservoir pasir gas di Delta Nil. Parameter elastik seperti V_p , V_s , dan densitas, serta atribut petrofisika seperti porositas, volume serpih, dan saturasi hidrokarbon, berhasil diprediksi dengan baik. Integrasi metode ini bahkan meningkatkan probabilitas keberhasilan pengeboran secara signifikan, yang menegaskan keunggulan EEI dalam meningkatkan sensitivitas terhadap litologi dan fluida dibandingkan metode konvensional.

Di sisi lain, pendekatan berbasis *machine learning*, khususnya *Probabilistic Neural Network* (PNN), juga telah banyak digunakan dalam prediksi properti reservoir. Al-Ali dkk. (2020) menunjukkan bahwa PNN mampu mengklasifikasikan litofasies dan memodelkan distribusi fasies pada sistem kanal karbonat secara akurat berdasarkan parameter impedansi akustik dan porositas. Rizqi dan Firdaus (2021)

juga membuktikan bahwa integrasi inversi AI dan PNN multiatribut mampu meningkatkan akurasi prediksi porositas dengan nilai korelasi hingga 0,922, lebih tinggi dibandingkan metode regresi konvensional. Selain itu, Adhani (2023) menunjukkan bahwa PNN multiatribut mampu memprediksi berbagai properti reservoir seperti porositas, densitas, gamma ray, dan P-wave secara konsisten serta mengidentifikasi zona prospek reservoir.

Penelitian oleh Batubara juga menunjukkan bahwa integrasi metode EEI dan multiatribut mampu meningkatkan akurasi dalam mengidentifikasi persebaran litologi dan fluida pada reservoir batupasir Formasi Talang Akar. Parameter gamma ray dan saturasi air (S_w) yang dihasilkan dari multiatribut mampu menggambarkan tren persebaran batupasir dan zona hidrokarbon, sementara parameter elastik seperti λ - ρ dari EEI memberikan informasi yang sensitif terhadap keberadaan fluida. Hal ini menegaskan bahwa integrasi kedua metode tersebut memberikan hasil yang lebih komprehensif dalam karakterisasi reservoir.

Secara keseluruhan, penelitian-penelitian terdahulu tersebut membuktikan bahwa metode EEI efektif dalam meningkatkan kualitas estimasi properti reservoir melalui parameter elastik yang sensitif terhadap litologi dan fluida, sementara metode PNN multiatribut terbukti mampu meningkatkan akurasi prediksi properti reservoir secara statistik serta tidak bergantung pada model awal, sehingga lebih unggul dibandingkan metode konvensional. Namun demikian, sebagian besar penelitian masih memisahkan analisis parameter elastik dan non-elastik, serta belum sepenuhnya mengintegrasikan kedua pendekatan tersebut dalam satu alur kerja yang terpadu.

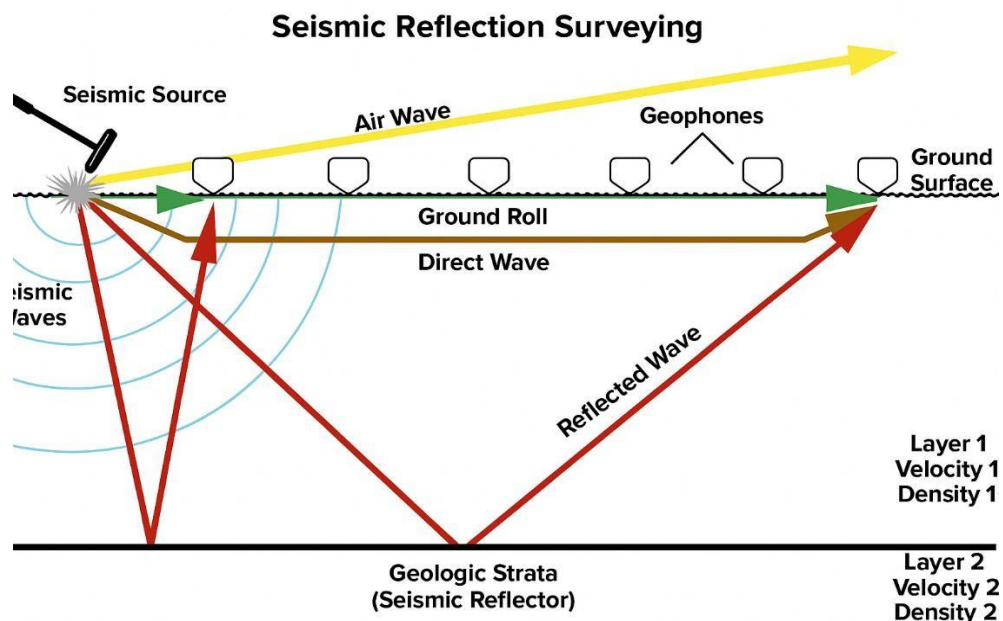
Pada penelitian awal yang telah dilakukan, penggunaan inversi impedansi akustik sebagai atribut eksternal dalam analisis PNN menunjukkan keterbatasan, khususnya dalam memprediksi parameter gamma ray dan volume lempung (V_{clay}), yang kurang menunjukkan sensitivitas dan korelasi yang baik terhadap persebaran reservoir batupasir. Padahal, parameter tersebut merupakan indikator penting dalam menentukan litologi dan kualitas reservoir. Keterbatasan ini menunjukkan adanya celah penelitian (*research gap*), yaitu belum optimalnya integrasi parameter elastik yang lebih sensitif terhadap litologi dan fluida dalam mendukung prediksi properti non-elastik. Oleh karena itu, penelitian ini mengusulkan integrasi metode

Extended Elastic Impedance (EEI) dan *Probabilistic Neural Network* (PNN) multiatribut dalam satu alur kerja terpadu. Metode EEI digunakan untuk menghasilkan parameter elastik seperti S-impedance (SI) dan mu-rho untuk identifikasi litologi, serta lambda-rho dan rasio Vp/Vs untuk identifikasi fluida. Selanjutnya, metode PNN multiatribut digunakan untuk memprediksi properti reservoir non-elastik seperti porositas efektif (PHIE), saturasi air (S_w), dan parameter litologi lainnya dengan memanfaatkan atribut internal seismik dan atribut eksternal hasil inversi

III. TEORI DASAR

3.1. Konsep Dasar Metode Seismik

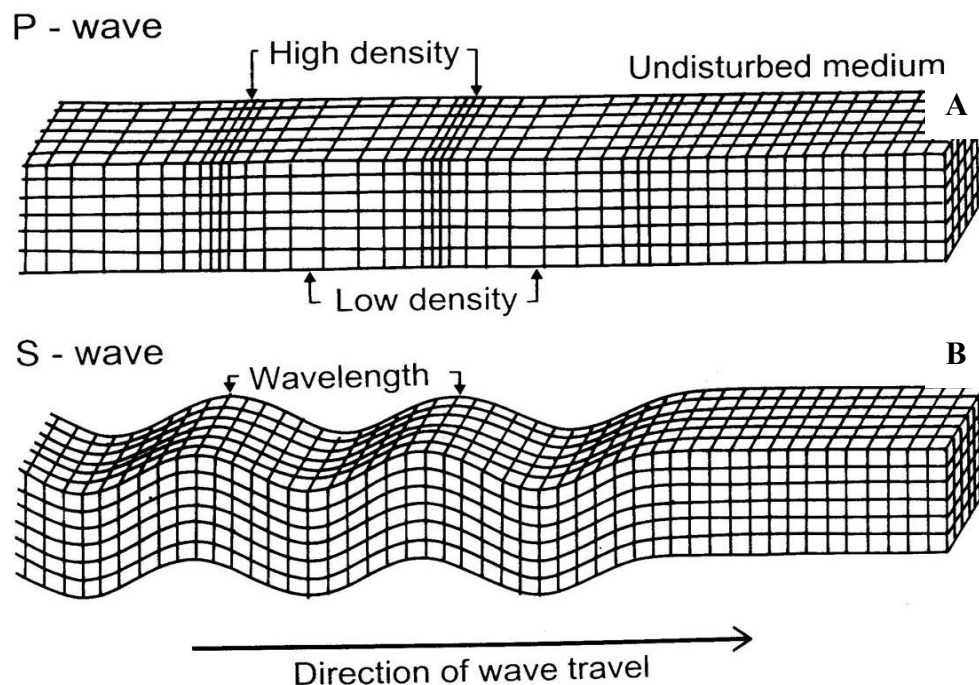
Metode seismik refleksi bekerja dengan memanfaatkan gelombang pantul yang dihasilkan dari sumber energi umumnya berasal dari ledakan dinamit pada lapisan permukaan (Permana & Triyoso, 2015). Metode ini paling efektif untuk eksplorasi hidrokarbon karena mampu mendeteksi variasi lateral dan kedalaman berupa parameter fisik, seperti kecepatan gelombang seismik dan membantu menginterpretasikan struktur bawah permukaan bumi, stratigrafi, dan ciri pengendapan. Alat perekam menangkap waktu kedatangan gelombang seismik (Gambar 12) yang digunakan untuk mengukur kecepatan gelombang dalam suatu lapisan. Gelombang seismik merambat dari sumber ke penerima melalui lapisan bumi, mentransfer energi dan menggerakkan partikel batuan (Nofriyanti & Namigo, 2016).



Gambar 12. Ilustrasi penjalaran seismik (Veeken, 2007)

Gelombang ini membawa energi kemudian menjalarkan ke segala arah di seluruh bagian bumi dan mampu dicatat oleh seismograf (Siswawidjoyo dkk., 1997). Gelombang seismik secara umum diklasifikasikan ke dalam dua jenis utama, yaitu gelombang badan (*body wave*) dan gelombang permukaan (*surface wave*).

Gelombang badan (*body wave*) merupakan jenis gelombang seismik yang menjalar di bagian bawah permukaan bumi. Gelombang ini terbagi menjadi dua tipe, yaitu: Gelombang P (primer) atau longitudinal (Gambar 15), di mana arah getarannya sejajar dengan arah perambatan gelombang, serta gelombang S (sekunder) atau transversal (Gambar 13), yang memiliki arah getaran tegak lurus terhadap arah penjalarnya (Safiq, 2023).



Gambar 13. (A) Ilustrasi gerak gelombang primer. (B) Ilustrasi gerak gelombang sekunder (Stein & Wysession, 2003).

Kecepatan rambat gelombang ini dipengaruhi oleh sifat fisik batuan seperti inkompresibilitas (K), kekakuan, serta densitas medium. Sebaliknya, gelombang geser (V_s) memiliki arah getaran partikel yang tegak lurus terhadap arah perambatannya, gelombang ini bergantung pada rigiditas (μ) dan densitas, maka perambatannya hanya terjadi pada medium padat. Sehingga, persamaan untuk kecepatan V_p dan V_s dalam medium elastis ditulis pada Persamaan 1 dan 2.

$$V_p = \sqrt{\left(\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}\right)} \quad (1)$$

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

Keterangan:

K : Bulk modulus atau inkompresibilitas (Pascal)

μ : *Shear* modulus atau rigiditas (Pascal)

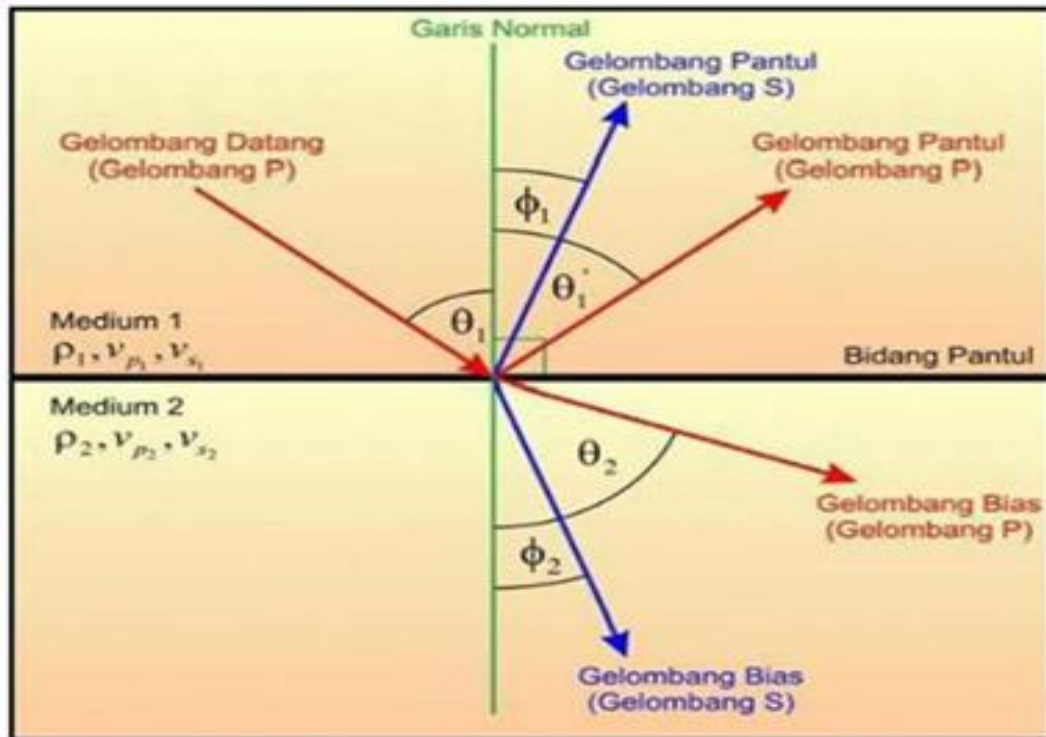
ρ : Densitas batuan (g/cm^3)

3.2. Prinsip Gelombang Seismik

Gelombang seismik merambat di lapisan bumi sesuai dengan asas yang berlaku pada perambatan gelombang cahaya. Mekanisme penjalaran gelombang seismik didasari pada Hukum Snellius, Prinsip Huygen, dan Azas Fermat (Susilawati, 2004).

3.2.1 Hukum Snellius

Berdasarkan Hukum Snellius, ketika suatu gelombang seismik yang merambat melalui satu medium ke medium lain dengan sifat fisik yang berbeda seperti kecepatan dan densitas, jika melewati bidang batas antar medium maka akan mengalami perubahan arah. Gelombang akan dibiaskan jika sudut datangnya lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya dan akan mengalami pemantulan jika sudut datang lebih besar dari sudut kritis. Jika suatu berkas gelombang P yang datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda, maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan dibiaskan sebagai gelombang P dan gelombang S (Ronoatmojo & Burhannudinnur, 2024), seperti yang diilustrasikan pada Gambar 14.



Gambar 14. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium (Bjorlykke, 2010):

$$\frac{\sin \theta_1}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{v_{p2}} = \frac{\sin \phi_1}{v_{s1}} = \frac{\sin \phi_2}{v_{s2}} \quad (3)$$

Keterangan:

θ_1 : sudut datang gelombang P

θ_2 : sudut bias gelombang P

ϕ_1 : sudut pantul gelombang S

ϕ_2 : sudut bias gelombang S

v_{p1} : kecepatan gelombang P pada medium pertama

v_{p2} : kecepatan gelombang P pada medium kedua

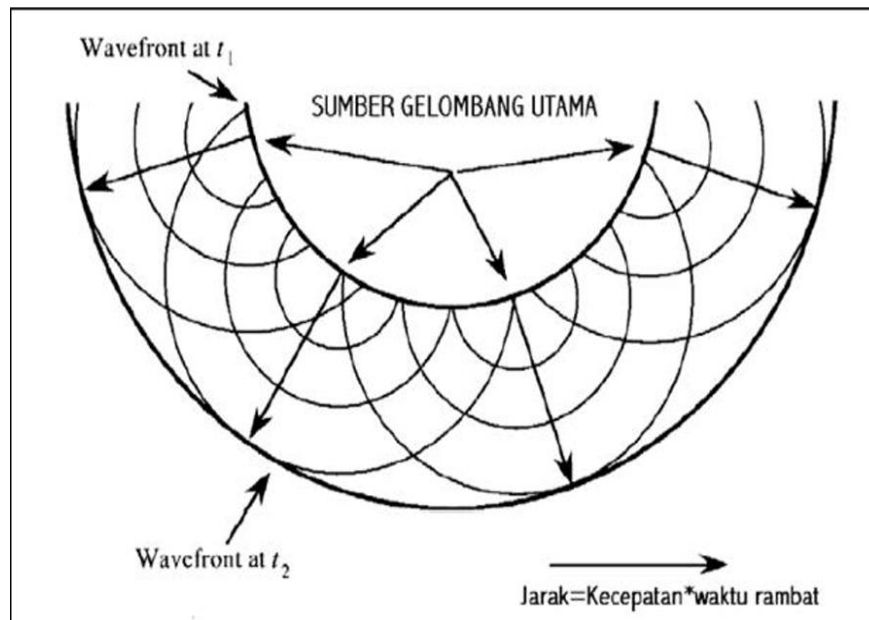
v_{s1} : kecepatan gelombang S pada medium pertama

v_{s2} : kecepatan gelombang S pada medium kedua

3.2.2 Hukum Huygens

Prinsip Huygens menjelaskan muka gelombang yang berubah-ubah berkembang dari satu titik ke titik lain. Dari teori ini setiap titik pada muka gelombang yang maju akan terganggu sehingga bertindak sebagai sumber dari gangguannya sendiri yang meluas terlihat pada Gambar 15. Dengan kata lain Prinsip Huygens menyatakan bahwa Jika gelombang melewati suatu permukaan

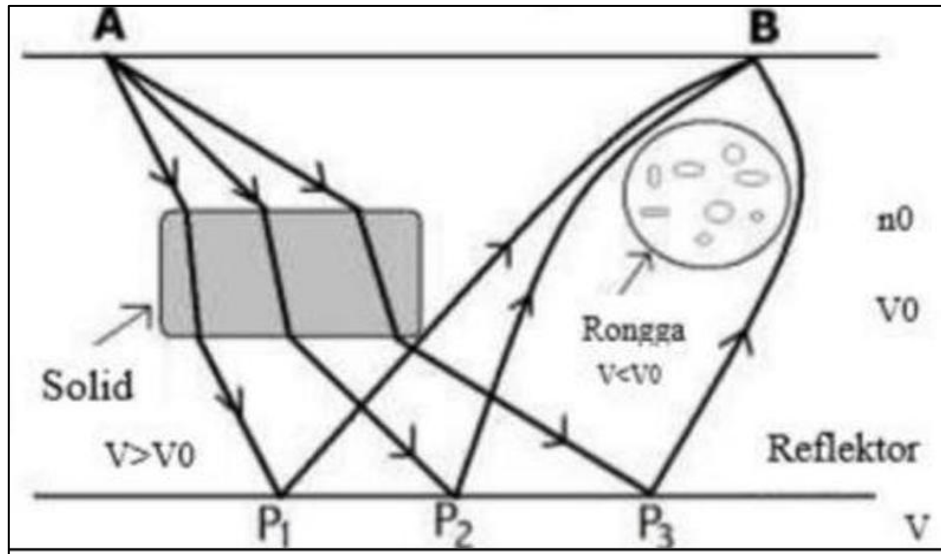
(batas per lapisan), maka setiap partikel dalam suatu lapisan akan menjadi sumber gelombang baru dan seterusnya. Prinsip ini membantu menjelaskan difraksi dan pembelokan gelombang seismik saat mereka bertemu dengan objek atau gangguan di bawah permukaan



Gambar 15. Prinsip Huygens (Pardede dkk., 2020)

3.2.3 Azas Fermat

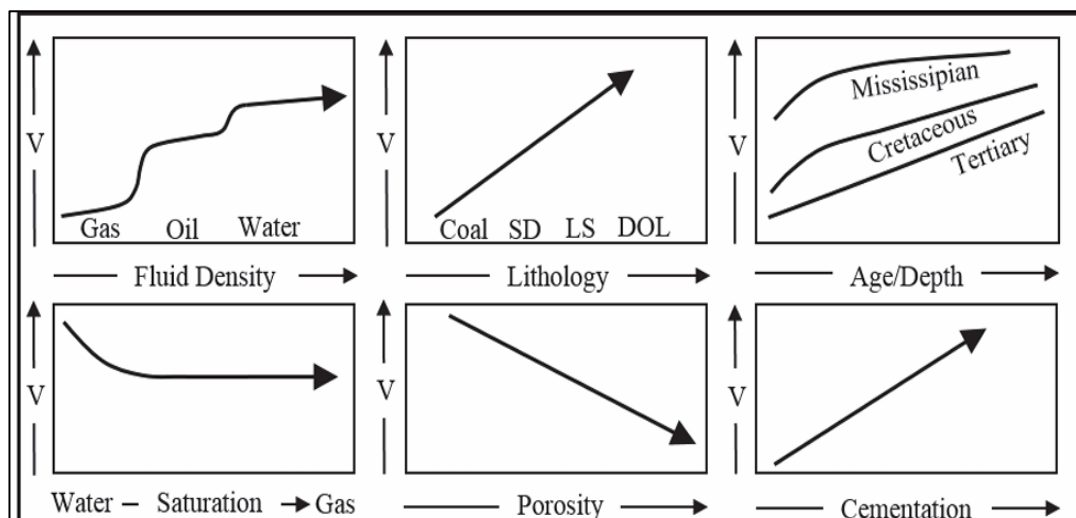
Azas Fermat menyatakan gelombang seismik mengikuti jalur yang memerlukan waktu perjalanan terpendek untuk mencapai tujuan. Sehingga, jika gelombang melewati media dengan kecepatan gelombang seismik yang bervariasi, maka gelombang tersebut akan cenderung melewati zona yang memiliki kecepatan tinggi dan menghindari zona yang memiliki kecepatan rendah (Zuhrial dkk., 2015).



Gambar 16. Azas Fermat (Sheriff & Geldart, 2005)

3.3 Konsep Seismik Refleksi

Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, muka gelombang akan terbagi. Sebagian akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan. Perbedaan harga AI kita dapatkan karena adanya perpaduan kontras densitas dan kecepatan gelombang seismik. Oleh karena itu AI dapat digunakan untuk identifikasi litologi, porositas, hidrokarbon dan yang lainnya. Pada Gambar 17 dapat dilihat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi nilai kecepatan gelombang seismik, yang secara tidak langsung juga mempengaruhi nilai AI.



Gambar 17 . Parameter kecepatan seismik (Hilterman, 1999)

3.4 Komponen Seismik Refleksi

Komponen yang dihasilkan disini adalah hal-hal yang dapat dihasilkan atau diturunkan (*derivative value*) dari parameter dan data dasar seismik refleksi.

3.4.1 Trace Seismik

Trace seismik merupakan data seismik yang terekam oleh geophone yang mencerminkan respon dari gelombang elastik terhadap kontras impedansi akustik pada batas lapisan satu dengan lapisan lainnya. Secara matematis trace seismik merupakan hasil konvolusi antara wavelet seismik dengan reflektivitas bumi ditambahkan dengan komponen noise (Sukmono, 2007), dimana persamaannya dinyatakan sebagai berikut.

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

Dimana:

$S(t)$: *trace* seismik

$w(t)$: *wavelet* seismik

$r(t)$: reflektivitas Batuan

$n(t)$: *noise*

3.4.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi (RC) merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat, dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} \quad (5)$$

Dimana,

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

KR : Koefisien refleksi

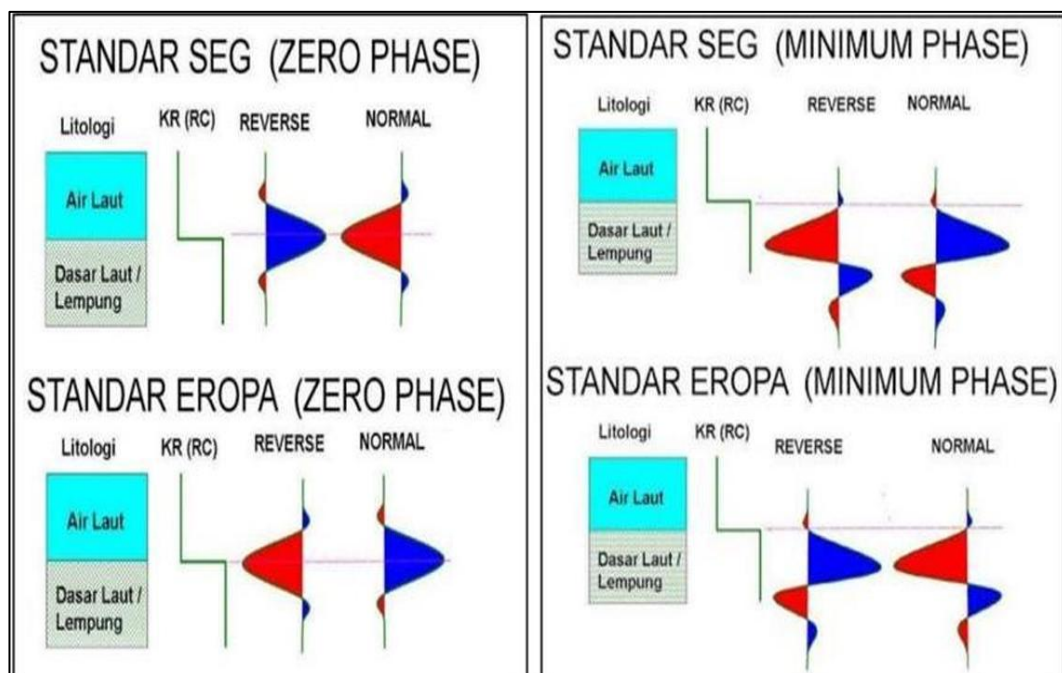
IA : Impedansi akustik

3.4.3 Polaritas dan Fase

Polaritas adalah asumsi tentang representasi koefisien refleksi sebagai bentuk gelombang yang memiliki nilai positif atau negatif. Karena pada dasarnya penggunaan polaritas disini hanya sebatas acuan untuk perekaman dan tampilan konvensi *display*. SEG (*Society of Exploration Geophysicists*) membuat dua definisi konvensi untuk polaritas normal yang dipakai sebagai tampilan dalam data

seismik memakai wavelet fase minimum atau fase nol sebagai polaritas standar positif (Polaritas Amerika) atau polaritas standar negatif (Polaritas Eropa). Yang mana keduanya saling keterbalikan seperti Gambar 18. SEG (*Society of Exploration Geophysicists*) mendefinisikan hubungan antara polaritas seismik dengan nilai impedansi akustik dari lapisan-lapisan batuan sebagai berikut.

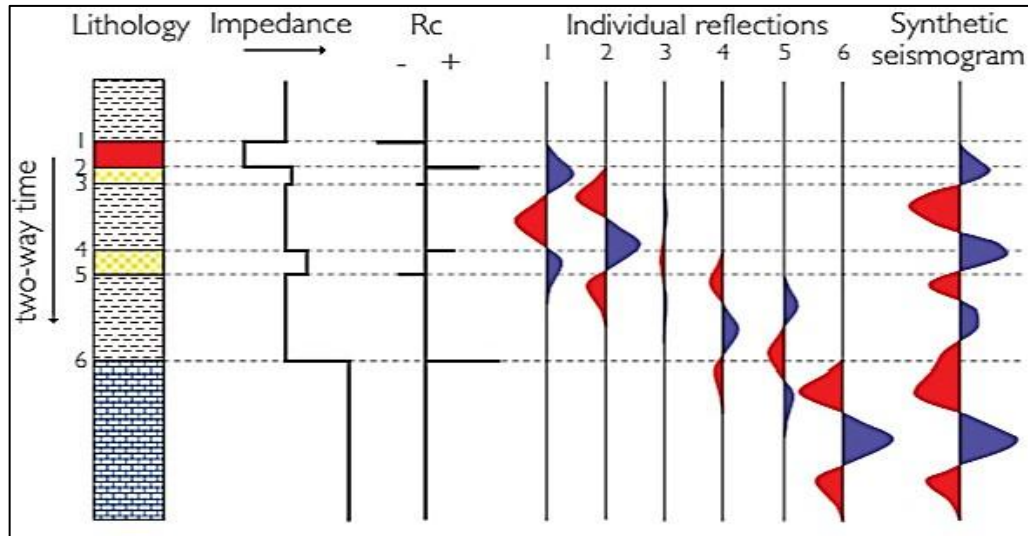
1. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika impedansi akustik lapisan bawah $>$ impedansi akustik lapisan di atasnya.
2. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika impedansi akustik lapisan bawah $<$ impedansi akustik lapisan di atasnya.



Gambar 18. Fase dan polaritas menurut standar SEG dan Eropa (Sukmono, 2007)

3.4.4 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu wavelet (Gambar 19). Koefisien refleksi diperoleh dari data impedansi akustik dan wavelet diperoleh dengan melakukan pengestrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur atau dengan wavelet buatan.



Gambar 19. Seismogram Sintetik sebagai produk konvolusi RC (*coefficient of reflection*) dan wavelet (Simm & Bacon, 2014)

Hal ini sering mengakibatkan *miss tie* pada di luar daerah zona target tersebut. Seismogram sintetik merupakan sarana untuk mengidentifikasi horizon seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon (Napitupulu, 2017). Identifikasi permukaan atau dasar formasi pada penampang seismik memungkinkan ditelusurinya kekontinyuan formasi tersebut pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.

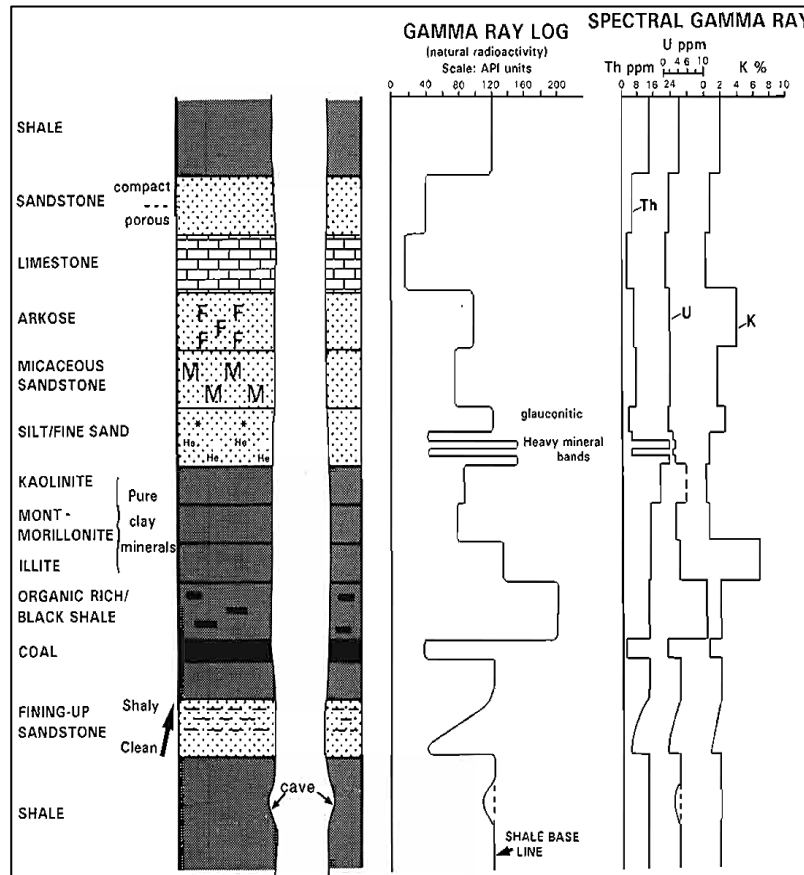
3.5 Well Logging

Well logging merupakan salah satu cara pengambilan data bawah permukaan dengan memanfaatkan sumur bor yang dapat diperoleh berbagai informasi mulai dari informasi litologi batuan sampai jenis fluida di bawah permukaan dengan dilakukannya pengukuran secara vertikal dengan domain kedalaman. *Wireline logging* ini merekam informasi fisis bawah permukaan mulai dari jenis litologi bawah permukaan, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, densitas, kecepatan, permeabilitas dan kejenuhan hidrokarbon. Metode *well logging* ini dapat memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif adanya hidrokarbon (Patty, 2017).

3.5.1 Log GR (*Gamma Ray*)

Log *gamma ray* (GR) merupakan hasil suatu pengukuran yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi, log jenis ini digunakan karena sinar gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan tidak

permeabel. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sand stone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, dan lain lain. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon nilai gamma ray yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya seperti pada Gambar 20. Selain itu, pola bentuk pasir dari log sinar gamma dapat membantu dalam analisis fasies dan interpretasi lingkungan pengendapan (Nazeer dkk., 2016).

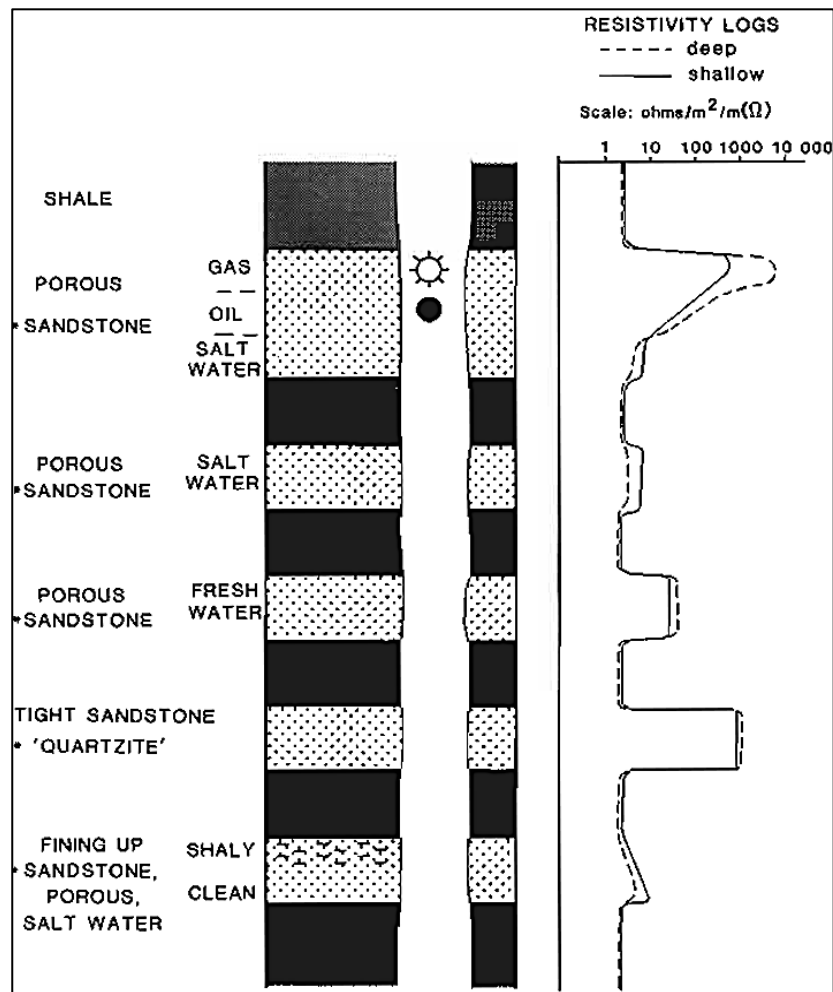


Gambar 20. Respon log gamma ray terhadap litologi (Rider, 1996)

3.5.2 Log Resistivitas

Log Resistivitas menjadi *log* yang cukup berperan dalam memvalidasi keberadaan hidrokarbon dengan memanfaatkan parameter fisis yang diukur yaitu tingkat resistivitas atau tingkat hambatan yang terdapat pada medium bawah permukaan dalam mengalirkan listrik, semakin kecil nilainya maka semakin mudah medium dalam mengalirkan listrik. *Log* ini akan digunakan untuk memvalidasi zona target apakah kandungan di dalam zona target merupakan hidrokarbon atau

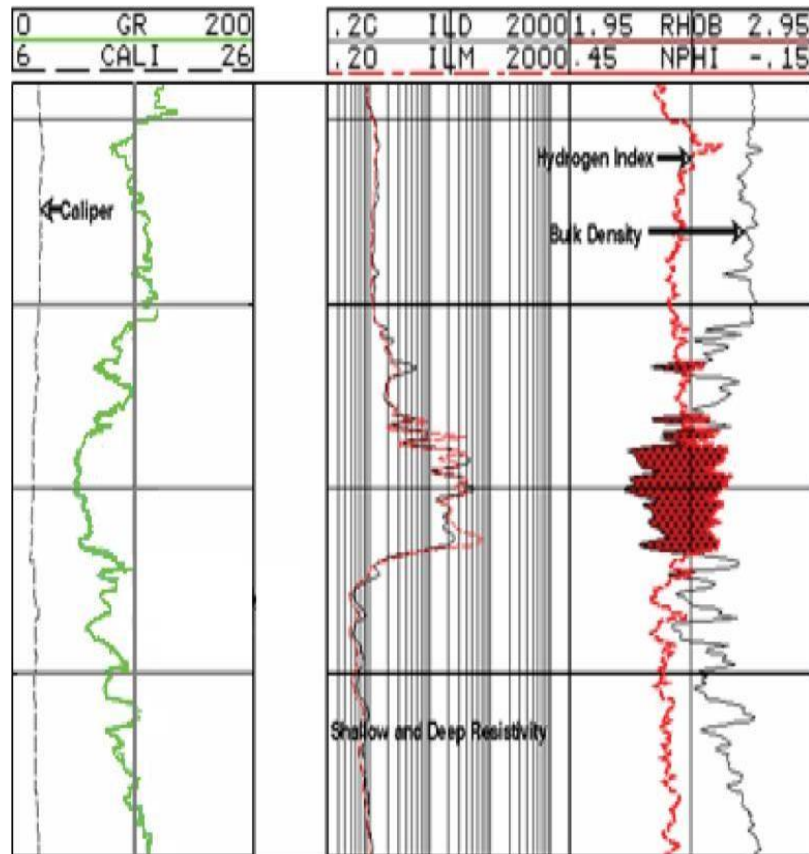
brine dengan melihat kurva defleksi pada *log resistivity* ini. Gambar 21 menunjukkan respon *log resistivitas* terhadap litologi batuan



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

3.5.3 Log Neutron Porosity

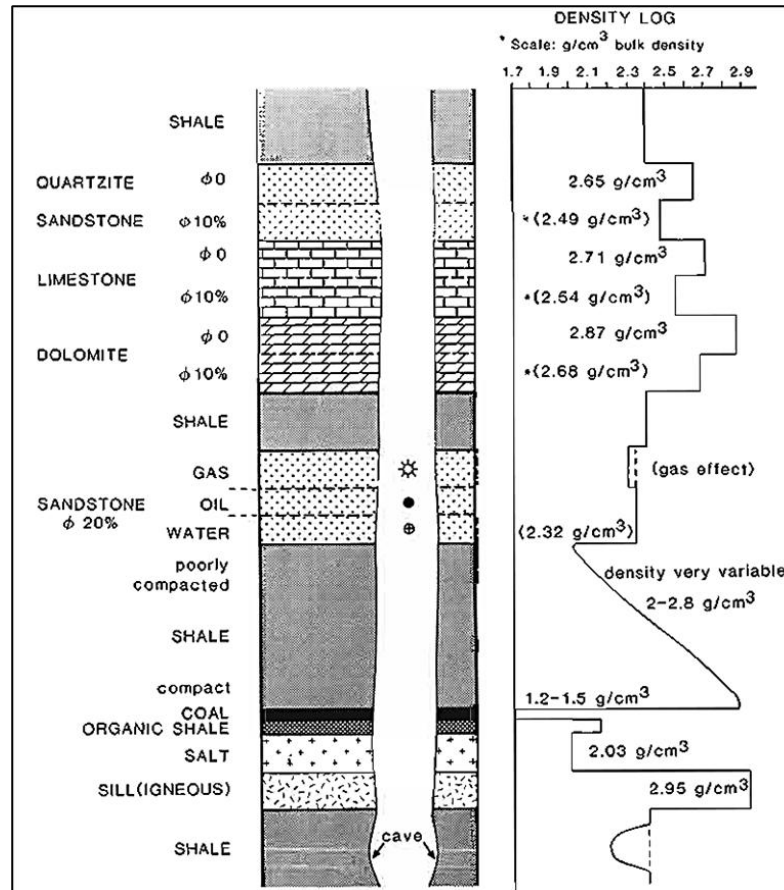
Menurut (Rider, 1996) prinsip kerja *log neutron* adalah menggunakan radioaktif alami yang mengemisikan *neutron*. Jika suatu batuan terdapat banyak kandungan hidrogen, maka pergerakan *neutron* akan menjadi lebih lambat, hal ini karena massa *neutron* hampir sama dengan massa hidrogen dibandingkan dengan massa unsur lainnya. *Log neutron* ini mampu memberikan indikasi keberadaan fluida ketika dilakukan *crossover* dengan *log density* karena nilai yang ada pada *log neutron* dan *density* saling berkebalikan, jika densitas batuan besar maka kandungan hidrogen di dalam batuan tersebut relatif rendah, begitu juga sebaliknya jika dalam batuan mengandung hidrogen yang tinggi maka akan menurunkan nilai densitas atau massa batuan (Firdaus, 2004) dapat dilihat pada



Gambar 22. Indikasi kandungan fluida yaitu *Crossover* antara log densitas (RHOB) dan log neutron (NPHI) (Firdaus, 2004)

3.5.4 Log Densitas

Log densitas digunakan untuk mengukur massa jenis atau densitas batuan. Prinsip dasar dari *log densitas* adalah menggunakan energi dari sinar gamma. Ketika sinar gamma dipancarkan ke dalam batuan di bawah permukaan dan bertumbukan dengan elektron dalam batuan, energinya akan berkurang. Energi yang kembali setelah tumbukan ini akan diterima dan terekam oleh detektor yang berjarak tertentu dari sumbernya. Semakin lemah energi yang tercatat, menunjukkan keberadaan elektron lebih banyak dalam batuan. Hal ini menunjukkan adanya kepadatan butiran atau mineral yang menyusun batuan dalam volume yang sama. Satuan yang digunakan dalam *log densitas* pada kurva adalah gr/cc (Doveton, 2006). Gambar 23 menunjukkan respon *log density* terhadap litologi batuan.



Gambar 23. Respon log densitas terhadap litologi (Rider, 1996)

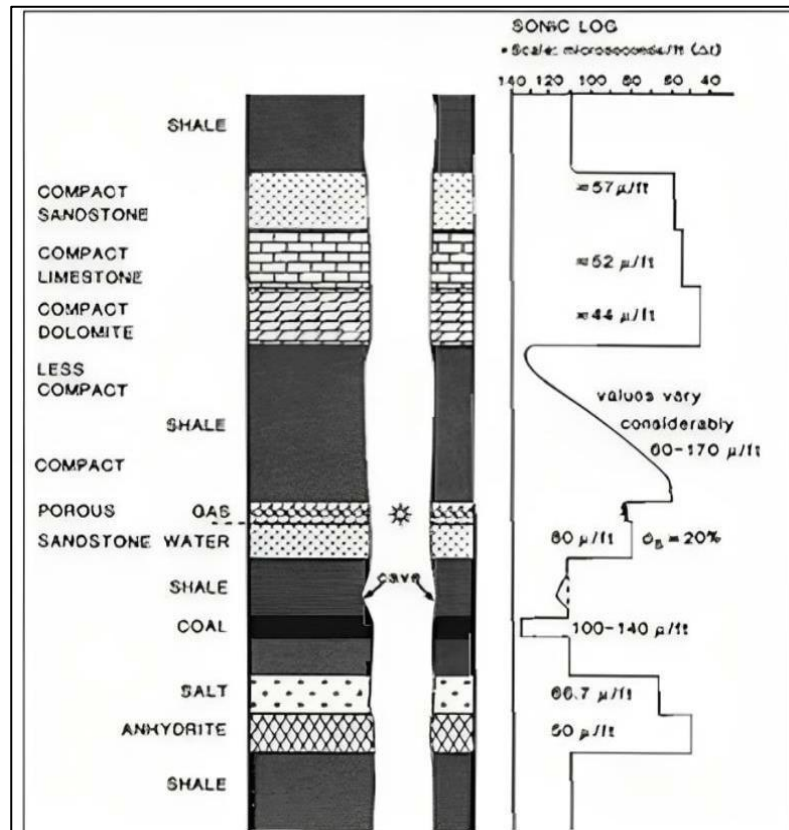
Kurva *log density* dinyatakan dalam satuan gr/cc, karena energi yang diterima untuk deflektor dipengaruhi oleh matrik batuan ditambah kandungan yang ada dalam pori batuan, maka satuan gr/cc merupakan besaran *bulk log* densitas batuan.

3.5.5 Log Sonic

Log sonic atau *log* akustik digunakan untuk mengukur waktu tempuh gelombang bunyi dengan jarak tertentu. Kecepatan *log sonic* dipengaruhi oleh litologi batuan dan porositas batuan. Berbeda dengan kecepatan gelombang S (V_s atau $1/DTSM$), kecepatan gelombang P (V_p atau $1/DT$) akan melambat saat melewati batuan yang mengandung fluida, terutama gas (Firdaus, 2004).

Log sonic Gambar 24 mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara dan dapat digunakan untuk mengukur dalam meneruskan gelombang suara kemudian untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida. Porositas yang diperoleh dari kelambatan *log sonic* (*Sonic log slowness*) berbeda dengan porositas yang diukur oleh *log densitas* dan *log neutron*, karena

kedua *log* tersebut hanya mengukur porositas primer dan tidak dapat mendeteksi retakan (*fracture*) atau *vugs* yang berkontribusi pada porositas sekunder. Porositas yang ditentukan *log sonic* dapat digunakan untuk mengidentifikasi porositas sekunder.

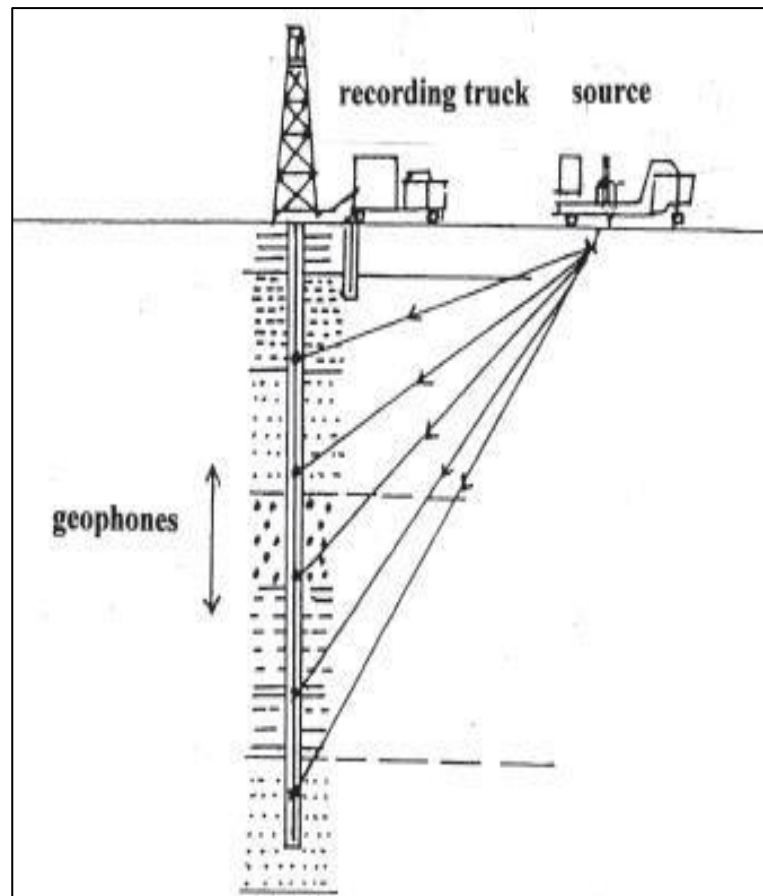


Gambar 24.. Respon log *sonic* terhadap litologi (Rider, 1996)

3.6 Data Checkshot

Data *checkshot* adalah data yang berfungsi untuk memberikan hubungan antara data sumur dengan data seismik atau disebut *Time Depth Relation* (TDR). Data *checkshot* merupakan hasil pengukuran dari *Vertical Seismic Profiling* (VSP) yang memanfaatkan lubang sumur bor dalam proses pengukurannya agar bisa dikorelasikan dengan data sumur nantinya, proses pengukuran *checkshot* ini juga berguna untuk memvalidasi antara data sumur dengan data seismik. Prinsip survei *checkshot* sama seperti survei pada seismik, namun *geophone* ada yang diletakkan pada sumur dengan hasil akhir dalam *One-way Travel Time* (OWT) dengan satuan waktu dalam *second* seperti pada Gambar 25, namun ada juga *geophone* yang diletakkan pada *surface* maka akan menghasilkan hasil pengukuran dalam satuan

Two-way Travel Time (TWT) yang memiliki satuan dalam waktu *milisecond*.



Gambar 25. Prinsip survei *checkshot* (Barnes, 2016)

3.7 Fisika Batuan

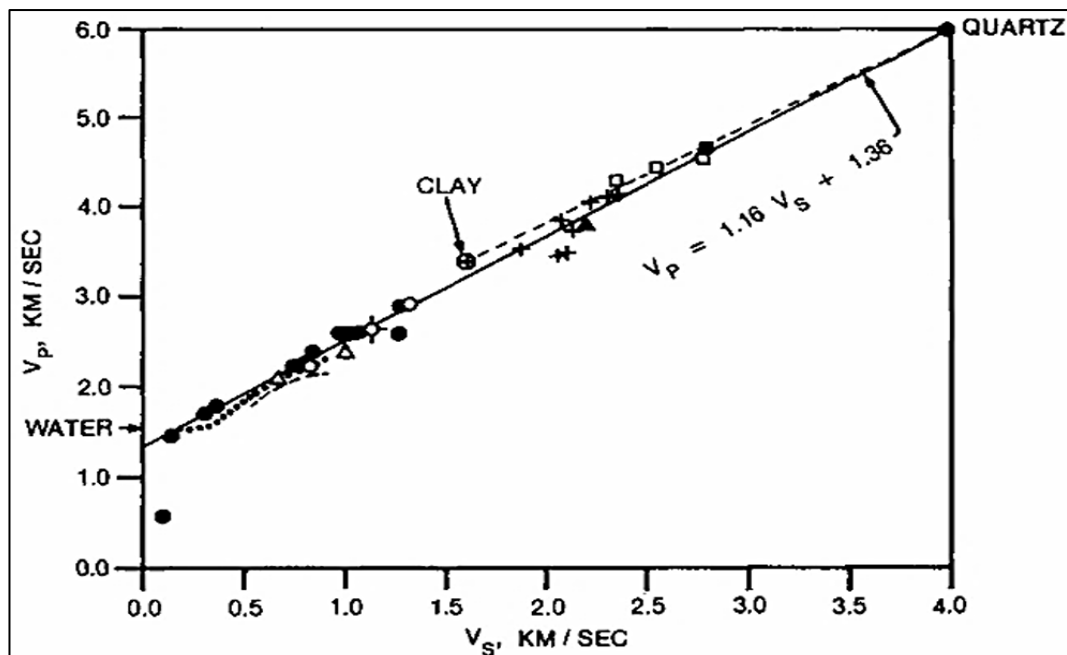
3.7.1 Hubungan Gelombang P dan S

Castagna dkk. (1985) memperkenalkan hubungan empiris antara kecepatan gelombang kompresi (*P wave*, V_p) dan kecepatan gelombang geser (*S wave*, V_s) atau yang dikenal juga dengan Mudrock Line. Hubungan ini disusun berdasarkan analisis terhadap ratusan data log dari berbagai sumur yang mencakup litologi batupasir, serpih, dan campurannya yang diperoleh dari sejumlah lokasi di Amerika Utara. Melalui pendekatan regresi linear, diperoleh persamaan empiris yang menggambarkan keterkaitan langsung antara V_p dan V_s (Gambar 26). Hasil percobaan tersebut memperoleh suatu hubungan empiris yang dituliskan seperti persamaan berikut.

$$V_p = 1.16V_s + 1.36 \quad (7)$$

$$V_s = 269.15 + 0.480V_p \quad (8)$$

Dimana kecepatannya berada dalam satuan km/s. Mengingat komposisi dan tekstur mudrocks yang sangat bervariasi, distribusi seragam dari data ini sangat mengejutkan. Hipotesisnya bahwa, ketika porositas lempung meningkat, kecepatan kompresi dan geser menurun dengan cara yang hampir linier ketika mendapati keberadaan air. Demikian pula, ketika kuarsa meningkat di lempung, kecepatan meningkat hampir linier (Castagna, 1985)



Gambar 26. Kecepatan gelombang kompresi dan gelombang geser pada batulempung (*mudrocks*) berdasarkan pengukuran *sonic in-situ* dan data seismik lapangan (Castagna dkk., 1985).

3.7.2 Densitas

Secara spesifik, densitas total batuan merupakan hasil kombinasi dari densitas masing-masing komponen penyusunnya, baik itu matriks mineral, fluida pori, maupun ruang pori itu sendiri. Hubungan ketiga komponen tersebut dapat dijelaskan melalui Persamaan 7 dan 8 berikut.

$$\rho_{sat} = \rho_{ma}(1 - \phi) + \rho_{fl}\phi \quad (9)$$

$$\rho_{sat} = \rho_{ma}(1 - \phi) + \rho_w S_w + \rho_{HC}(1 - S_w) \quad (10)$$

Keterangan:

ρ_{sat} : Densitas dari batuan tersaturasi (g/cc)

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

- ρ_{fl} : Densitas fluida pengisi pori (g/cc)
 ρ_w : Densitas air (g/cc)
 ρ_{Hc} : Densitas hidrokarbon (g/cc)
 ϕ : Porositas (v/v)
 S_w : Saturasi air (v/v)

Berdasarkan persamaan tersebut, nilai densitas batuan (ρ_{sat}) dipengaruhi oleh komposisi batuan serta jenis fluida yang mengisi pori, seperti air, minyak, maupun, gas, serta porositas dan saturasi fluida. Secara umum, batuan yang jenuh fluida memiliki nilai densitas lebih rendah dibandingkan dengan densitas matriks batuan (ρ_{ma}) karena adanya ruang pori yang diisi oleh fluida

3.7.3 Parameter Lamé

Parameter Lamé dapat diestimasi melalui pendekatan impedansi maupun parameter elastik seperti kecepatan gelombang P (V_p), kecepatan gelombang S (V_s), dan densitas (ρ). Menurut Goodway dkk. (1997), interpretasi menggunakan parameter Lamé, yaitu rigiditas (μ) dan inkompresibilitas (λ), memberikan perspektif yang lebih jelas dalam membedakan pengaruh litologi dan fluida dibandingkan penggunaan kecepatan atau impedansi secara langsung (Gambar 27).

Atribut turunan seperti Lambda-Rho ($\lambda\rho$) dan Mu-Rho ($\mu\rho$) memiliki sensitivitas tinggi terhadap karakteristik reservoir. Lambda-Rho berkaitan dengan sifat inkompresibilitas batuan dan sangat sensitif terhadap fluida pengisi pori, karena berhubungan dengan propagasi gelombang P. Sementara itu, Mu-Rho merepresentasikan rigiditas batuan yang dikontrol oleh matriks litologi dan berkaitan erat dengan gelombang S, sehingga lebih sensitif terhadap perubahan litologi dibandingkan fluida.

Transformasi parameter Lamé umumnya dilakukan dari data impedansi P dan impedansi S, yang secara matematis memiliki hubungan langsung dengan parameter elastik tersebut. Oleh karena itu, penggunaan $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$ menjadi sangat efektif dalam membantu interpretasi reservoir, khususnya dalam membedakan pengaruh fluida dan litologi yang ditunjukkan oleh persamaan-persamaan berikut (Persamaan 11, 12, 13, 14 dan 15).

$$I_p^2 = (V_p \cdot \rho)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho \quad (11)$$

dan

$$I_s^2 = (Vs.\rho)^2 = \mu\rho \quad (12)$$

sehingga nilai Lambda-Rho bernilai,

$$\lambda\rho = Ip^2 - 2Is^2 \quad (13)$$

dan Mu-Rho,

$$\mu\rho = Is^2 \quad (14)$$

sehingga bisa didapatkan relasi lain seperti berikut.

$$\frac{\lambda}{\mu} = \frac{\lambda\rho}{\mu\rho} = \frac{Ip^2}{Is^2} - 2 \quad (15)$$

3.7.4 Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume ruang pori terhadap volume total batuan, dimana ruang pori tersebut dapat terisi oleh fluida, seperti air, minyak, atau gas. Nilai porositas menggambarkan seberapa besar kapasitas batuan dalam menampung fluida di dalam pori-porinya. Semakin banyak jumlah ruang pori yang dimiliki, maka semakin tinggi pula nilai porositasnya. Secara matematis, dapat ditulis pada Persamaan 16, 17, dan 18 berikut.

- Porositas densitas (ϕ_d)

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (16)$$

- Porositas total (ϕ_t)

$$\phi_t = \sqrt{\frac{(\phi_d^2 + \phi_N^2)}{2}} \quad (17)$$

- Porositas Efektif (ϕ_e)

$$\phi_e = \phi_t (1 - V_{shale}) \quad (18)$$

Tabel 1. Klasifikasi Porositas (Nurwadyanto dkk., 2006; Rafdy dkk., 2018)

Nilai Porositas (%)	Kualitas
0 – 5	Dapat diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20	Baik (<i>good</i>)
20 – 25	Sangat baik (<i>very good</i>)
>25	Istimewa (<i>excellent</i>)

3.7.5 Saturasi Air

Saturasi air (S_w) merupakan perbandingan antara volume air yang mengisi pori-pori batuan dengan total volume fluida yang terdapat di dalam pori tersebut. Besaran ini biasanya dinyatakan dalam persen atau desimal. Informasi mengenai saturasi air penting dalam menentukan kandungan hidrokarbon pada suatu reservoir, karena menjadi parameter utama untuk menghitung saturasi minyak atau gas. Nilai saturasi air yang digunakan pada penelitian yaitu menggunakan metode Indonesian karena metode ini cocok dengan kondisi formasi lapangan yang *shaly sand* dengan memperhitungkan konduktivitas *shale* dan air formasi untuk mendapatkan hasil yang lebih akurat.

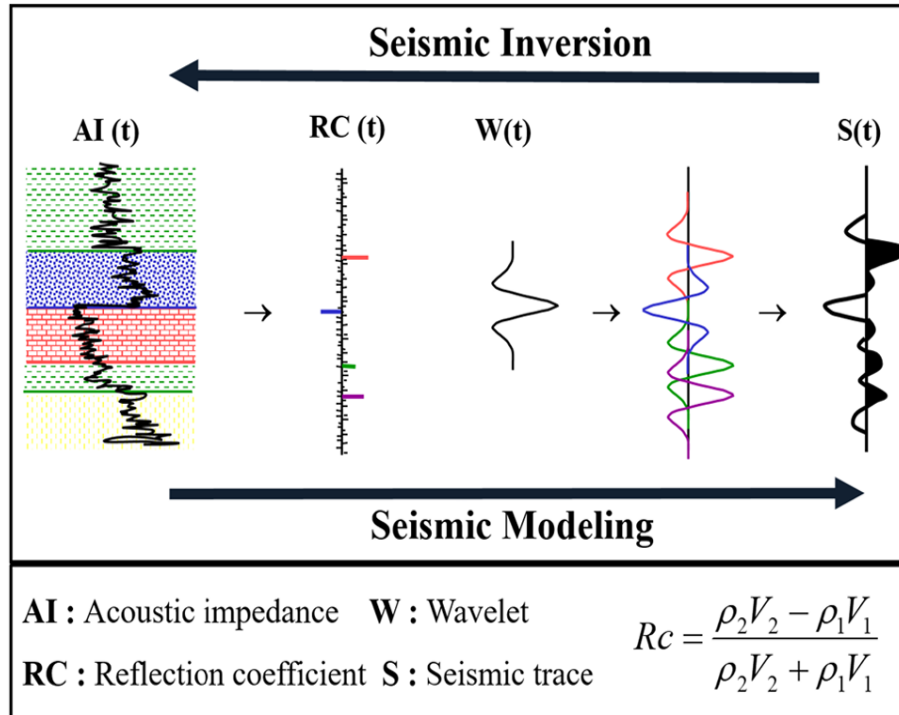
$$S_w = \left[\sqrt{\frac{V_{sh}}{R_{sh}}} + \sqrt{\frac{\Phi^m}{aR_wR_t}} \right]^{2/n} \quad (19)$$

Keterangan:

- S_w : Saturasi air
- R_t : Resistivitas formasi (ohm.m)
- R_w : Resistivitas air formasi (ohm.m)
- R_{sh} : Resistivitas *shale* (ohm.m)
- V_{sh} : Volume *shale*
- Φ : Porositas
- a : *Tortuosity factor* (~1)
- m : *Cementation exponent* (~2)
- n : *Saturation exponent* (~2)

3.8 Seismik Inversi

Inversi Seismik dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai pengontrolnya (Sukmono, 2007). Metode seismik inversi secara garis besar dapat di bagi menjadi dua yaitu inversi *post-stack* dan inversi *pre-stack*.

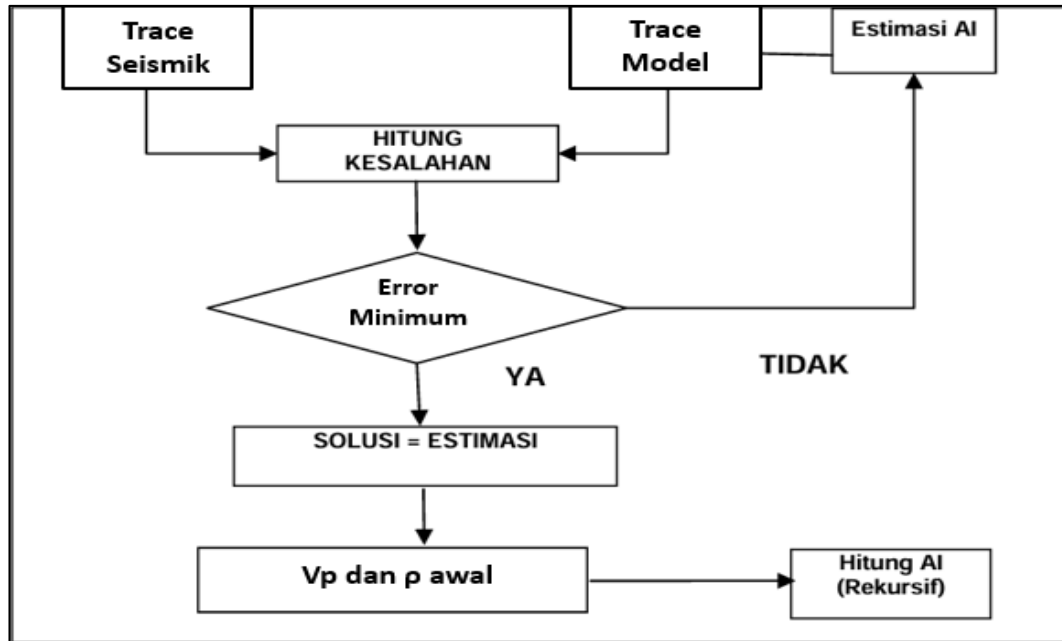


Gambar 27. Penerapan pemodelan seismik dan sebaliknya (Bashir dkk., 2024)

Inversi *pre-stack* merupakan pengolahan data seismik sebelum di *stacking* sedangkan *post-stack* dilakukan setelah data seismik di *stacking*. Inversi *pre-stack* bertujuan untuk menurunkan parameter elastik dalam penentuan karakter batuan, sedangkan inversi *post-stack* bertujuan mendapatkan kembali nilai koefisien refleksi dari rekaman seismik yang selanjutnya digunakan untuk menentukan nilai impedansi akustik lapisan batuan.

3.8.1 Inversi Model Based

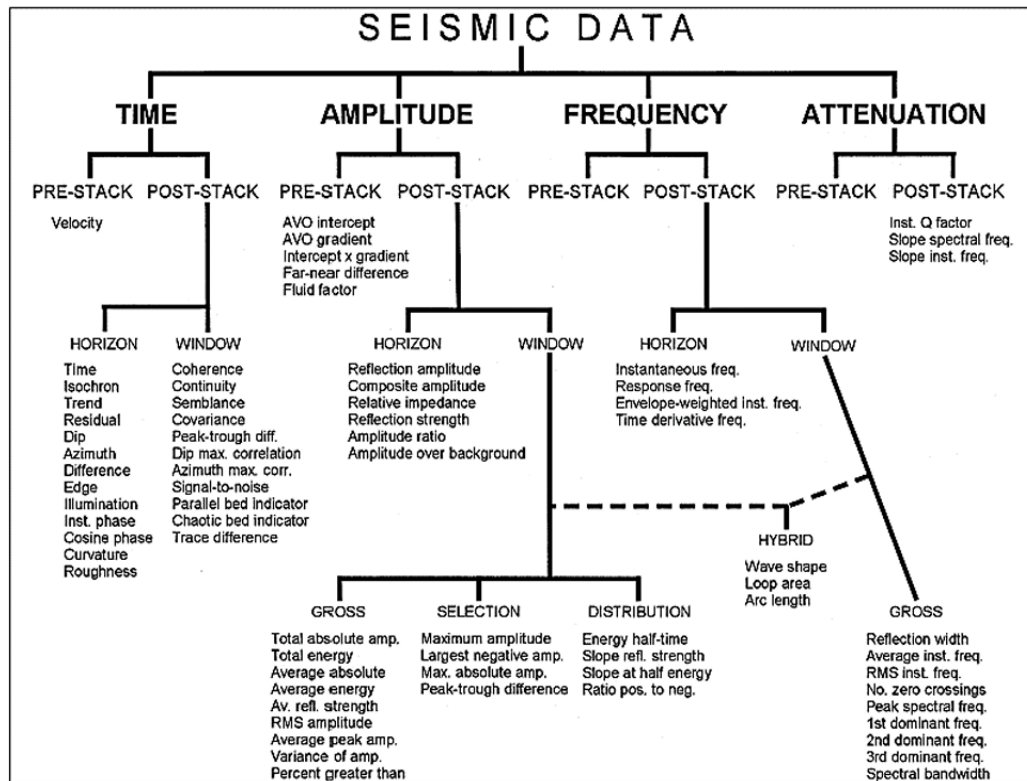
Metode inversi *model based* bekerja melalui pembentukan model geologi awal yang secara berulang disesuaikan berdasarkan perbandingan dengan data seismik, hingga tercapai kecocokan yang representatif (lihat Gambar 28). Adapun keuntungan menggunakan metode inversi berbasis model ini adalah mendapatkan informasi yang lebih akurat dengan penambahan komponen dari data log, serta nilai impedansi yang dihasilkan sangat kontras, sehingga mempermudah *interpreter* dalam menentukan batas-batas perlapisan suatu reservoir.



Gambar 28. Diagram alir proses Inversi *Model Based*

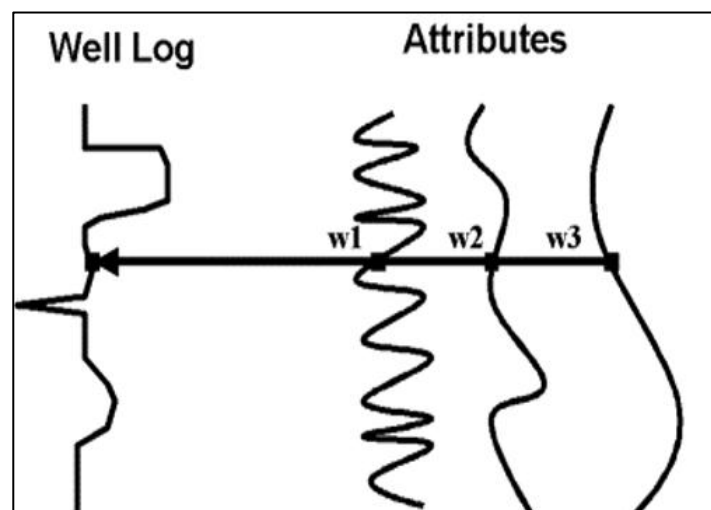
3.9 Seismik Multiatribut

Analisis seismik multiatribut adalah metode yang mengintegrasikan sejumlah atribut-atribut seismik dalam suatu kerangka statistik untuk mengestimasi parameter fisis batuan, baik itu atribut internal dan eksternal (lihat Gambar 29) (Hampson dkk., 1997). Prosesnya diawali dengan mencari hubungan optimal antara data log di sumur dengan data atribut seismik di sekitarnya seperti pada Gambar 30 (Brown, 2001).



Gambar 29. Jenis atribut berdasarkan informasi yang digunakan (Brown, 2001)

Hasil dari hubungan tersebut akan dilakukan prediksi atau estimasi suatu volume dari properti log pada volume.



Gambar 30.. Konsep metode *seismic* multiatribut (Barnes,1999)

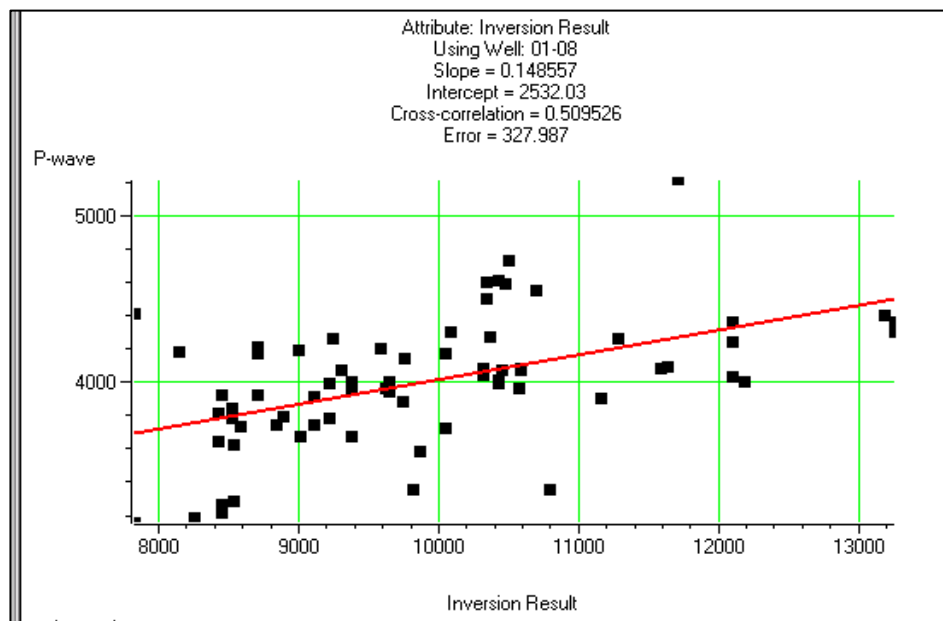
Metode ini juga dilakukan validasi yang bertujuan untuk menentukan kebenaran jumlah atribut yang digunakan (Sukmono & Abdullah, 2001). Penentuan atribut-atribut seismik yang digunakan dalam proses tersebut dilakukan melalui pengujian statistik antara data log dan atribut seismik, sehingga hubungan

keterkaitan antara keduanya dapat diidentifikasi menggunakan analisis *step wise regression*.

Step-wise regression pada analisis multiatribut merupakan metode seleksi atribut yang dilakukan secara bertahap untuk mendapatkan kombinasi atribut terbaik dalam memprediksi log target. Proses ini diawali dengan pemilihan satu atribut yang memiliki nilai *prediction error* paling kecil (atribut-a). Selanjutnya, atribut kedua dipilih dengan mengombinasikan atribut-a dengan atribut lain yang menghasilkan *error* terkecil (atribut-b). Proses ini terus berlanjut dengan menambahkan atribut secara bertahap hingga diperoleh kombinasi atribut terbaik sesuai kebutuhan. Setiap penambahan atribut akan menghasilkan nilai *error* prediksi yang semakin kecil atau minimal sama dengan sebelumnya, sehingga metode ini efektif dalam menentukan kombinasi atribut optimal untuk meningkatkan akurasi prediksi pada analisis multiatribut.

3.9.1 *Crossplot* Mulriatribut

Crossplot atribut merupakan prosedur untuk mengukur dan memvisualisasi korelasi antara data log target dan atribut seismik dengan melakukan *crossplot* pada kedua data tersebut.



Gambar 31. *Crossplot* antara log target dan atribut seismik (Russel, 1988)

Pada *crossplot*, setiap titik terdiri dari kumpulan data yang terkait dengan sampel waktu tertentu. Variabel target dan variabel atribut memiliki hubungan linear, seperti yang ditunjukkan oleh garis lurus dan memenuhi persamaan 20 berikut.

$$y = a + bx \quad (20)$$

Koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalisasi *mean-square prediction error* pada persamaan 21.

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y - a - bx_i) \quad (21)$$

Penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *crossplot*. Pengaplikasian garis regresi tersebut dapat memberikan prediksi atribut yang cocok untuk menyusun log target. Lalu dihitung kovariansi dan korelasi yang didefinisikan dalam persamaan 22 dan 23.

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (22)$$

$$\text{Corr}_{xy} = \frac{\text{Cov}(x,y)}{\sigma_x \sigma_y} \quad (23)$$

Setiap log target dimodelkan sebagai kombinasi linear dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Hampson dkk., 2000). Pada tiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh persamaan linier :

$$L(t) = W_0 + W_1 A_1(t) + \dots + W_m A_m(t) \quad (24)$$

W_m adalah nilai bobot, A_1 adalah atribut ke-1 dengan jumlah atribut m , dan A_m adalah atribut m dengan jumlah atribut m . Pembobotan pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalisasi prediksi *error mean-squared* (Hampson dkk., 2000):

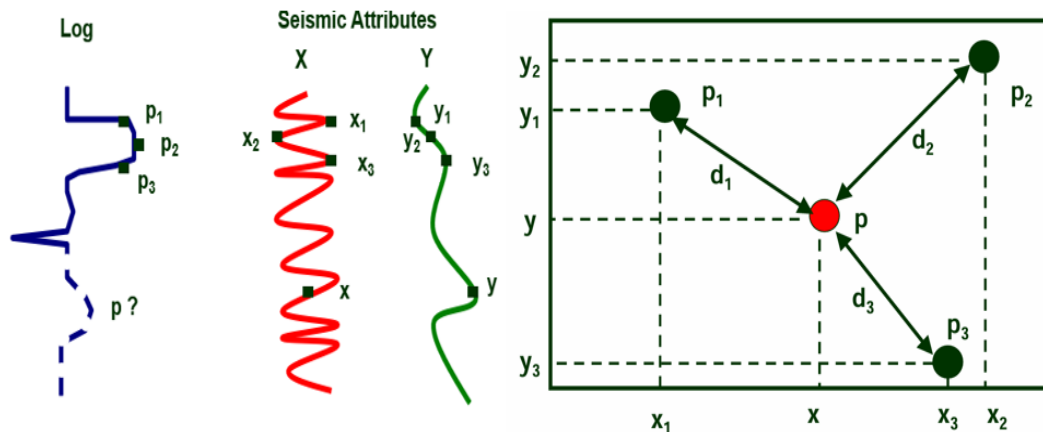
$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - W_0 + W_1 A_{1i} + W_2 A_{2i})^2 \quad (25)$$

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, seperti koefisien korelasi, dengan koordinat x merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat y merupakan nilai real dari data log.

3.9.2 Probabilistic Neural Network

Probabilistic Neural Networks (PNN) adalah salah satu metode analisis multiatribut seismik yang mengadopsi sistem kerja jaringan saraf manusia. Pengembangan konsep *neural network* telah dimulai sejak 1969, dan pada tahun 1990 Specht menemukan metode *Probabilistic Neural Networks* (PNN) (Specht, 1990). Pada metode *Probabilistic Neural Network* (PNN) multiatribut, prediksi

suatu nilai log target dilakukan berdasarkan hubungan kemiripan antara data yang akan diprediksi dengan data *training* pada ruang atribut (*attribute space*). Dengan sekumpulan titik yang diketahui, kita ingin memprediksi titik yang tidak diketahui y pada posisi x seperti pada Gambar 32



Gambar 32. Konsep skor kedekatan dan pengaruh bobot dalam prediksi PNN

Setiap titik data *training* memiliki pasangan nilai atribut (misalnya x_i, y_i) dan nilai target log (y_i). Untuk memprediksi nilai pada titik baru p , PNN menghitung jarak antara titik tersebut dengan seluruh data *training* dalam ruang atribut menggunakan Dalam PNN, kita menyesuaikan bobot pada titik-titik itu sendiri, seperti pada Persamaan 26, 27, 28, dan 29 berikut.

$$y = w_1 y_1 + w_2 y_2 + w_3 y_3 + \dots \quad (26)$$

dimana:

$$w_1 = S \cdot \exp\left[-\frac{d_1^2}{\sigma^2}\right], w_2 = S \cdot \exp\left[-\frac{d_2^2}{\sigma^2}\right], w_3 = S \cdot \exp\left[-\frac{d_3^2}{\sigma^2}\right], \quad (27)$$

$$d_i^2 = (x_1 - x)^2 + (y_1 - y)^2 \quad (28)$$

$$S = \frac{1}{\exp\left[-\frac{d_1^2}{\sigma^2}\right] + \exp\left[-\frac{d_2^2}{\sigma^2}\right] + \exp\left[-\frac{d_3^2}{\sigma^2}\right]} \quad (29)$$

Keterangan:

w_1 : bobot kontribusi data ke- i

d_1 : jarak terhadap titik prediksi

σ : parameter *smoothing*

di mana bobot-bobot tersebut merupakan fungsi dari x . PNN bekerja dengan prinsip kemiripan. Semakin dekat titik data *training* (y_i) dengan titik yang ingin diprediksi (y), semakin besar pengaruh (bobot) titik tersebut. Skor Kedekatan (\exp):

Mengubah jarak fisik menjadi nilai numerik antara 0 hingga 1. Faktor Penyeimbang (S) bertugas menormalisasi semua skor mentah agar total seluruh bobot (W) menjadi tepat 1 (100%).

3.10 Aproximasi Aki & Richards (Persamaan AVO)

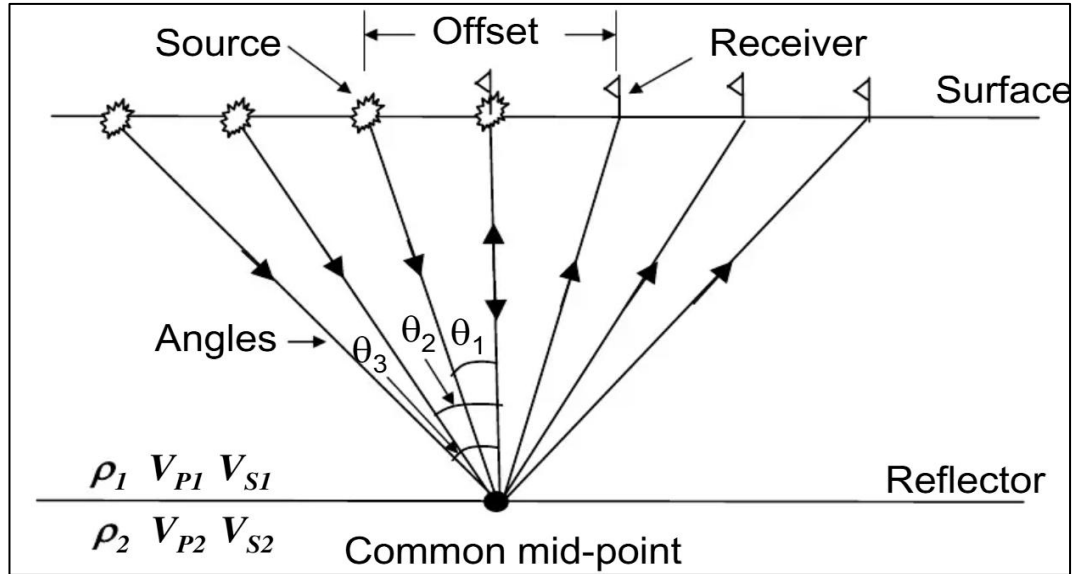
Persamaan aproksimasi Aki & Richards (1980) merupakan bentuk penyederhanaan dari solusi Zoeppritz melalui proses linearisasi, yang digunakan untuk menganalisis amplitudo refleksi gelombang P berdasarkan sudut datang. Persamaan ini terdiri dari tiga komponen utama, yaitu komponen pertama yang berkaitan dengan perubahan kecepatan gelombang P (Vp) pada dua lapisan yang dipisahkan oleh bidang reflektor, komponen kedua yang berkaitan dengan perubahan kecepatan gelombang S (Vs), serta komponen ketiga yang berkaitan dengan perubahan densitas batuan (ρ) (Persamaan 30 dan 31).

$$R(\theta) = \frac{1}{2 \cos^2 \theta} \frac{\Delta Vp}{Vp} - \left(4 \frac{Vs^2}{Vp^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta Vs}{Vs} + \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{Vs^2}{Vp^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (30)$$

Dimana,

$$\begin{aligned} \Delta Vp &= Vp2 - Vp1, \quad \Delta Vs = Vs2 - Vs1, \quad \Delta \rho = \rho2 - \rho1 \\ Vp &= \frac{(Vp1 + Vp2)}{2} \quad Vs = \frac{(Vs1 + Vs2)}{2} \quad \rho = \frac{(\rho1 + \rho2)}{2} \quad \theta = \frac{(\theta1 + \theta2)}{2} \end{aligned} \quad (31)$$

Aproksimasi Aki & Richards memiliki keterbatasan dalam penerapannya, yaitu hanya valid apabila terjadi perbedaan kecil pada parameter elastis di kedua sisi reflektor. Selain itu, sudut θ (yang merupakan rata-rata sudut datang dan sudut transmisi) umumnya dapat direpresentasikan sebagai sudut datang (*Angle of incidence*) atau sudut datang gelombang (Gambar 33). Namun, pendekatan ini mulai menunjukkan penyimpangan terhadap solusi Zoeppritz pada sudut datang yang lebih besar (Downton & Ursenbach, 2006).



Gambar 33. Ilustrasi data seismik direkam sebagai fungsi dari *offset*

Hasil penelitian menunjukkan bahwa pendekatan Aki & Richards memberikan respon yang masih sesuai dengan persamaan Zoeppritz pada sudut kecil hingga menengah, yaitu sekitar 30° . Pada kondisi tertentu, terutama pada analisis *far stack*, sudut ini dapat diperluas hingga sekitar 35° , meskipun setelah melewati batas tersebut, tingkat akurasi akan menurun. Oleh karena itu, dalam praktik analisis AVO, persamaan aproksimasi ini umumnya digunakan hingga sudut maksimum sekitar 30° , dan dalam beberapa kasus dapat mencapai 35° (*ultra-far stack*) (Bortfeld dan Aki & Richards). Persamaan Aki & Richard dan Bortfield dapat ditulis dalam bentuk Persamaan 32 berikut.

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_{s2}^2 \Delta V_s}{V_p^2 V_s} - 2 \frac{V_{s2}^2 \Delta \rho}{V_p^2 \rho} \right) \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (32)$$

Mengingat bahwa persamaan (33)

$$\sin^2 \theta \tan^2 \theta = (1 - \cos^2 \theta) \tan^2 \theta \quad (33)$$

dimana bentuk turunannya:

$$\sin^2 \theta \tan^2 \theta = \tan^2 \theta - \tan^2 \theta \cos^2 \theta$$

$$\sin^2 \theta \tan^2 \theta = \tan^2 \theta - \sin^2 \theta$$

Maka Persamaan 32 dapat ditulis kembali dalam bentuk persamaan 34 berikut.

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C (\sin^2 \theta \tan^2 \theta) \quad (34)$$

Dimana,

$$\begin{aligned}
 A &= \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{v_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \\
 B &= \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{v_p} - 4 \frac{v_s^2 \Delta v_s}{v_p^2 v_s} - 2 \frac{v_s^2 \Delta \rho}{v_p^2 \rho} \right) \\
 C &= \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{v_p} \right)
 \end{aligned} \tag{35}$$

Berdasarkan parameter A, B, dan C, ketiganya diklasifikasikan sebagai atribut dalam analisis AVO (*Amplitude Variation with Offset*). Parameter A dikenal sebagai *AVO intercept*, yaitu nilai amplitudo pada sudut datang nol. Parameter B disebut sebagai *AVO gradient*, yang merepresentasikan perubahan amplitudo terhadap sudut datang atau *offset*. Sementara itu, parameter C merupakan kurvatur, yang menggambarkan kontribusi non-linear terhadap perubahan amplitudo.

Secara umum, parameter A dapat dinyatakan sebagai R_{P0} atau R_0 sedangkan B dinyatakan sebagai G (*gradien*). Kombinasi antara parameter A dan C ($A - C$) merupakan atribut AVO yang memiliki hubungan linear terhadap keberadaan gas, sehingga sering digunakan sebagai indikator gas. Hubungan tersebut dinyatakan sebagai Persamaan 36 berikut.

$$A - C = \text{Gas Indicator} = 2 \left(\frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \tag{36}$$

Selanjutnya, persamaan tersebut dapat disederhanakan dengan mengasumsikan rasio $v_s/v_p=1/2$ sebagaimana dikemukakan oleh Wiggins dkk. (1983). Dengan asumsi ini, persamaan reflektivitas dapat dituliskan kembali dalam bentuk berikut (Persamaan 37 dan 38) (Chopra & Castagna, 2014).

$$\begin{aligned}
 R(\theta) &= \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{v_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{v_p} - 2 \frac{v_s^2 \Delta \rho}{v_p^2 \rho} - 4 \frac{v_s^2 \Delta v_s}{v_p^2 v_s} \right) \sin^2 \theta + \\
 &\quad \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{v_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta)
 \end{aligned} \tag{37}$$

Atau

$$R(\theta) = R_p + (R_p - 2R_s) \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{v_p} \right) (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \tag{38}$$

Persamaan reflektivitas AVO dapat dituliskan dalam bentuk yang melibatkan perubahan kecepatan gelombang P, gelombang S, serta densitas terhadap sudut datang. Bentuk ini kemudian dapat dinyatakan ulang menggunakan

reflektivitas gelombang P (R_p) dan reflektivitas gelombang S (R_s). Pada sudut datang tertentu, khususnya mendekati 45° , nilai θ cenderung sangat kecil (mendekati nol), sehingga kontribusi suku ketiga dapat diabaikan. Dengan asumsi sudut terbatas ($\leq 30^\circ-35^\circ$), persamaan reflektivitas dapat disederhanakan menjadi bentuk dua suku. Dari penyederhanaan tersebut, diperoleh hubungan bahwa parameter gradien AVO (B atau *gradient*) bergantung pada kombinasi reflektivitas gelombang P dan S yang dijelaskan oleh (Persamaan 39 dan 40) yang sehingga menghasilkan Persamaan 41 dan 42, sedangkan kurva AVO pada *intercept* dan *gradient* dijelaskan pada Gambar 33.

$$R(\theta) \approx R_p + (R_p - 2R_s) \sin^2\theta \quad (39)$$

Sehingga didapatkan relasi tambahan sebagai berikut.

$$B = G = (R_p - 2R_s) \quad (40)$$

$$R_p = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad (41)$$

$$R_s = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad (42)$$

3.11 Inversi *Extended Elastic Impedance* (EEI)

Berdasarkan aproksimasi Aki Richards, Connolly (1999) memperkenalkan *elastic impedance* sebagai generalisasi dari impedansi akustik pada sudut datang tidak normal. *Extended Elastic Impedance* (EEI) adalah hasil pengembangan dari metode EI dengan menggunakan konsep rotasi koordinat dalam domain Impedansi Akustik (AI) dan Impedansi Gradien (GI) untuk menghubungkan parameter elastik batuan dengan reflektivitas seismik. Dimana AI umumnya merupakan nilai Impedansi Akustik pada sudut datang normal atau nol (pada *intercept*). Impedansi Elastik memberikan sebuah pendekatan baru yang konsisten dan absolut dalam mengkalibrasi dan menginversi data seismik pada data yang memiliki *offset* tidak nol, seperti pada data *Partial stack* atau data *Pre-stack Gather*. Analisis *Extended Elastic Impedance* (EEI) pertama kali diperkenalkan oleh Whitecombe dkk. (2002) digunakan untuk memprediksi litologi dan fluida dalam reservoir hidrokarbon. Untuk mendapatkan proporsi yang analog antara *Elastic Impedance* (EI) dengan AI maka dilakukan pendekatan reflektivitas yang sama untuk EI yang ditunjukkan oleh Persamaan 43 berikut.

$$R(\theta) = \frac{EI^2 - EI^1}{EI^2 + EI^1} \quad (43)$$

Persamaan di atas dapat dilinearisasi atau estimasi dengan Persamaan 43 berikut.

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2EI} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln(EI) \quad (44)$$

Dengan mensubstitusikan bentuk reflektivitas hasil linearisasi ke dalam persamaan 34 diperoleh hubungan antara EI dan parameter elastik seperti kecepatan gelombang P (Vp), kecepatan gelombang S (Vs), serta densitas (ρ) yang bergantung pada sudut datang, ditunjukkan pada Persamaan 45.

$$EI(\theta) = Vp^{1 + \tan^2\theta} Vs^{-8k \sin^2\theta} \rho^{1 - 4k \sin^2\theta} \quad (45)$$

Selanjutnya, untuk mengatasi perubahan nilai EI yang semakin menurun terhadap sudut, dilakukan normalisasi menggunakan parameter referensi (Vp_0 , Vs_0 , ρ_0) yang digunakan untuk normalisasi kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S, dan densitas, sedangkan parameter K didefinisikan sebagai $(Vs/Vp)^2$ oleh Whitecombe (2002) pada persamaan EI sehingga didapatkan definisi baru EI yang ditunjukkan pada Persamaan 46.

$$EI(\theta) = Vp_0 \rho_0 \left[\left(\frac{Vp}{Vp_0} \right)^{1 + \tan^2\theta} \left(\frac{Vs}{Vs_0} \right)^{-8k \sin^2\theta} \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^{1 - 4k \sin^2\theta} \right] \quad (46)$$

Mengingat bahwa solusi dari $\sin^2\theta$ dan $\tan^2\theta$ yang memiliki rentang -1 hingga 1, solusi EI yang mulainya hanya menerima solusi untuk rentang nilai 0 hingga 1 (0-90 derajat) diekspansi sehingga dapat menjangkau solusi terbalik dengan sudut (<0 derajat hingga -90 derajat). Ekspansi solusi ini disebut sebagai *Extended Elastic Impedance* dimana mulanya fungsi $\sin^2\theta$ yang solusinya hanya bernilai 0-1 disubstitusi dengan $\tan \chi$ sehingga didapatkan jangkauan -90 hingga 90 derajat. Dimana χ disebut sebagai *Chi Angle* atau sudut proyeksi nilai EI pada relasi terbaiknya. Persamaan untuk EEI dinyatakan oleh ekspresi berikut (Persamaan 47).

$$EEI(\chi) = A + B \tan(\chi) \quad (47)$$

Persamaan tersebut menunjukkan hubungan antara Extended Elastic Impedance (EEI) dengan parameter AVO, yaitu *intercept* (A) dan *gradient* (B), yang dikontrol oleh sudut rotasi χ (*Chi Angle*). Namun, karena fungsi $\tan\chi$ memiliki sifat singularitas pada sudut tertentu, maka diperlukan proses normalisasi untuk

menghindari ketidakstabilan nilai. Normalisasi dilakukan dengan mengalikan persamaan menggunakan fungsi $\cos\chi$ pada parameter A (*intercept*), sehingga diperoleh bentuk baru yang lebih stabil yang dikenal sebagai reflektivitas EEI (*EEI reflectivity* atau EEI Rs). Persamaan tersebut dinyatakan sebagai berikut.

$$EEI_{RS}(\chi) = A \cos(\chi) + B \sin(\chi) \quad (48)$$

Dimana A adalah Atribut AVO *Intercept*, B adalah Atribut AVO *Gradient*, dan χ adalah *Chi angle* yang mentransformasi reflektivitas pada sudut -90 hingga 90 derajat. Pembuktiannya, jika mensubstitusikan persamaan EEI Rs pada persamaan EI maka akan didapatkan solusi mula-mula EEI.

IV. METODOLOGI

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Adapun waktu dan tempat pelaksanaan penelitian ini sebagai berikut.

- Tempat : PT. Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* (ONWJ)
Divisi *Subsurface Development & Planning* (SSDP)
- Waktu : 26 Januari – 02 April 2026
- Alamat : Gedung RDTX Square Lantai 8, No, Jl. Prof. DR. Satrio No.26,
RT.4/ RW.4, Karet Semanggi, Kecamatan Setiabudi, Kota
Jakarta Selatan, Daerah Khusus Ibukota Jakarta 12950

Tabel 2. Waktu pelaksanaan penelitian

Kegiatan	Januari				Februari				Maret				April				Mei				Juni	
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
Pengumpulan Data	■	■																				
Pengolahan Data	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
Penyusunan Laporan dan Bimbingan Usul			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■							
Presentasi Akhir Perusahaan													■									
Seminar Usul															■							
Bimbingan Hasil															■	■	■	■				
Seminar Hasil																			■			
Revisi dan Persiapan Sidang Komprehensif																			■	■	■	
Sidang Komprehensif																					■	

Keterangan:

- : Tahapan/proses pengerjaan
- : Jadwal presentasi/seminar

4.2.1. Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan sebagai pendukung pelaksanaan penelitian sebagai berikut.

4.2.2. Perangkat Penunjang Penelitian

Pada penelitian ini menggunakan perangkat keras dan lunak sebagai berikut.

a. Laptop

Perangkat keras ini berfungsi sebagai wadah untuk memproses pengumpulan, pengolahan data penelitian, penulisan dan penyusunan laporan.

b. Microsoft Office

Perangkat lunak ini berfungsi untuk menyusun laporan hasil penelitian.

c. *Software* Geoview Hampson-Russel Suite 11.0.1

Perangkat lunak ini berfungsi untuk melakukan *pre-conditioning* data, prediksi data *log DT Shear*; proses *Well to seismic tie*, QC data, inversi Impedansi Akustik, melakukan proses *Probabilistic Neural Network* (PNN) Multiatribut, inversi *Extended Elastic Impedance* (EEI) dan pembuatan peta (*displaying*).

d. *Software* Petrel 2020

Perangkat lunak ini berfungsi untuk melakukan analisis frekuensi dominan dalam pembuatan inisial model pra-inversi (*model based*) dan ekstraksi atribut internal tambahan untuk menjalankan *Probabilistic Neural Network* (PNN) Multiatribut.

e. *Software* Interactive Petrophysics (IP)

Perangkat lunak ini digunakan dalam perhitungan properti petrofisika seperti perhitungan Volume Clay (Vclay) dan Saturasi Air (SW)

f. Geo e-View

Perangkat lunak yang digunakan untuk melihat data *well completion report* yang mana di dalamnya terdapat *report* informasi litologi, geologi, pengeboran sumur, formasi, data marker dan sebagai penunjang interpretasi geologi.

4.2.3. Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan beberapa data yang diolah dan dianalisis antara lain sebagai berikut:

1. Data Literatur

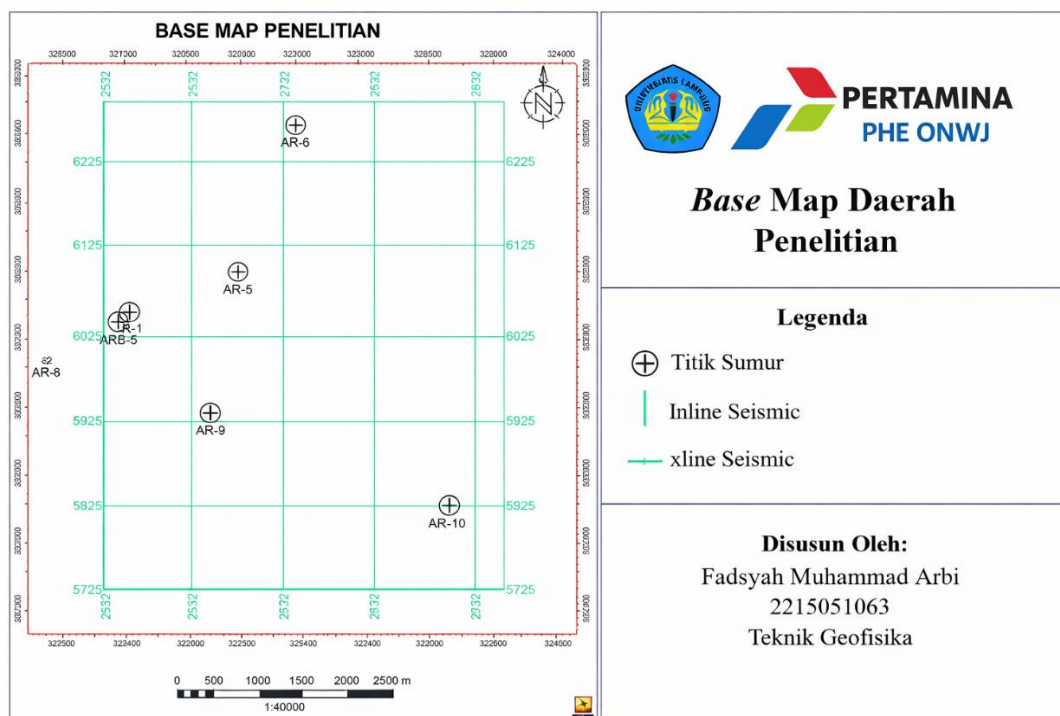
Data literatur digunakan berkaitan dengan wilayah penelitian yaitu Cekungan Sumatera Tengah sebagai referensi hasil interpretasi khususnya unit geologi dan informasi yang berkaitan dengan proses pengolahan.

2. Data Seismik

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini merupakan data seismik 3D PSTM (*Post-stack Time Migration*) *full stack* dan data *seismic 3D Partial Angle Stack* hasil *reprocessing* dengan deskripsi sebagai berikut (Tabel 3). *Basemap* penelitian terdapat pada Gambar 34.

Tabel 3. Informasi data seismik 3D *Partial Angle Stack*

Volume Seismik	Sudut (°)	<i>Inline</i>	<i>Xline</i>	<i>Sampling Rate</i>	Fase Polaritas
<i>Near Stack</i>	0-15	5725-6290	2532-2906	2 ms	Minimum Normal
<i>Mid Stack</i>	15-25	5725-6290	2532-2906	2 ms	Minimum Normal
<i>Far Stack</i>	25-35	5725-6290	2532-2906	2 ms	Minimum Normal
<i>Ultra Far Stack</i>	35-50	5725-6290	2532-2906	2 ms	Minimum Normal



Gambar 34. Basemap daerah penelitian

4.2.4. Data Sumur

Data sumur digunakan dalam melakukan proses pengikatan data seismik dan juga digunakan sebagai korelasi untuk melihat keberadaan zona potensial hidrokarbon. Pada penelitian ini menggunakan 7 data sumur yaitu AR-1, AR-5, AR-6, AR-8, ARB-8, AR-9, dan AR-10 dengan database sumur pada Tabel Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari tujuh sumur yang diukur dari *Kelly Bushing* (KB) dengan *Measure Depth* (MD) hingga 8140 ft atau setara dengan 2480 m dan terjadi deviasi pada sumur ARB-8 dengan informasi data sebagai berikut Tabel 4. Kelengkapan informasi data sumur

No.	Nama Sumur	Informasi Sumur							
		GR	RT	RHOB	NPHI	DT-P	DT-S	PHIE	Checkshot
1	AR-1	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓
2	AR-5	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓
3	AR-6	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓
4	AR-8	-	-	-	-	✓	✓	-	-
5	ARB-8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6	AR-9	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	-
7	AR-10	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓

4.2.5. Data Well Completion Report

Data *well completion report* merupakan salah satu data penting dalam penelitian ini, yang berisi informasi komprehensif terkait kondisi bawah permukaan berdasarkan hasil pengeboran sumur. Data ini mencakup deskripsi litologi, informasi geologi, parameter dan riwayat pengeboran, identifikasi formasi, serta penentuan marker reservoir dan stratigrafi. Adapun *marker* reservoir yang diteliti pada penelitian ini yaitu pada marker reservoir L-30, L-33, dan L-35.

4.3 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur yang dilakukan dalam pelaksanaan penelitian ini, sebagai berikut.

4.3.1 Studi Literatur

Pada penelitian ini diawali dengan studi literatur untuk mendalami dan menambah referensi mengenai geologi daerah penelitian yaitu pada Cekungan Lepas Pantai Jawa Barat Laut (ONWJ). Setelah itu, dilakukan pemahaman terhadap

metode penelitian yang akan dilakukan, seperti prinsip dasar metode dan alur interpretasi data dari seismik maupun *well logging*. Selain itu, untuk membantu dalam proses interpretasi, dilakukan pemahaman lebih lanjut penggunaan perangkat pendukung yaitu *software* Geoview Humpson-Russel Suite, Petrel dan *Interactive Petrophysics* (IP).

4.3.2 Analisis Kualitatif Data Sumur

Analisis data sumur dilakukan dengan metode *quick look* untuk setiap log sumur yang ada. Metode *quick look* adalah metode yang digunakan dalam analisis data sumur secara kualitatif. Pada analisis kualitatif dilakukan berdasarkan data log gamma ray untuk melakukan interpretasi litologi zona target, dugaan awal lingkungan pengendapa, log resistivitas untuk melakukan *quality control* mendeteksi keberadaan fluida hidrokarbon dan analisis *cross-over* antara data log RHOB dan NPHI pada zona target reservoir.

4.3.3 Analisis Petrofisika

Pada analisis petrofisika dilakukan interpretasi kuantitatif untuk mengetahui kandungan *shale* dan saturasi air dengan menghitung volume clay atau volume *shale* dan dilanjutkan dengan menghitung saturasi air pada masing-masing sumur yang akan digunakan dalam proses PNN multiatribut selanjutnya untuk menyebarkan parameter-parameter log tersebut. Selanjutnya dilakukan perhitungan *cut off* nilai volume clay (Vclay) dan saturasi air (Sw) sebagai batas nilai parameter yang mengindikasikan reservoir hidrokarbon dengan metode *crossplot*. Pertama dilakukan penentuan *cut off* porositas efektif (PHIE) menggunakan *crossplot* antara PHIE dengan permeabilitas. Selanjutnya dilakukan *cut off* Vclay dengan melakukan *crossplot* antara PHIE dengan Vclay. Terakhir dilakukan *cut off* Sw yang mana pada Sw ini diperlukan data *core*, dikarenakan keterbatasan data, sehingga cukup dilakukan melalui *crossplot* antara PHIE dengan Sw.

4.3.4 Pre-conditioning Data Seismik

Data seismik baik *Post-stack* maupun *Partial Angle stack* yang diberikan masih dalam fase minimum, sehingga untuk dilakukan proses lebih lanjut seperti inversi dan analisis AVO perlu dilakukan pemutaran fase (*rotate phase*) 90° agar

menjadi *zero phase*. (Veeken & Moerkerken, 2013; Akpan dkk., 2020) Tujuannya memudahkan proses inversi dan analisis AVO dalam proses awal inversi EEI.

4.3.5 Prediksi Log DT *shear* (S-Sonic)

Pada *software* Hampson Russel v11, digunakan dalam memprediksi log *sonic* untuk sumur AR-1, AR-5, AR-6, AR-9, dan AR-10 dengan fitur *emerge log predict*. Prediksi *log sonic* berdasarkan dua sumur lainnya yang memiliki log DT *shear*, yaitu ARB-8 dan AR-8, dengan memanfaatkan atribut-atribut dari setiap sumur dan didapatkan korelasi dan nilai *error*, serta kesesuaian data dengan kondisi yang mendekati sebenarnya.

4.3.6 Koreksi *Checkshot*

Koreksi *Checkshot* dilakukan dengan mengonversi data sumur ke dalam data seismik. Proses ini memanfaatkan data log *sonic* (DT) dan *checkshot* untuk memastikan akurasi konversi. Proses koreksi *checkshot* diawali dengan tahap *quality control* (QC) terhadap data *input checkshot*. Pada tahap ini, data *checkshot* diperiksa untuk memastikan bahwa waktu kedatangan gelombang (*two way time*) yang tercatat sudah konsisten dengan kedalaman sebenarnya. Salah satu indikator validitas data *input* adalah kesesuaian titik awal kurva *checkshot* dengan data seismik, yaitu dimulai dari nilai nol milidetik (0 ms).

4.3.7 Ekstraksi Wavelet

Ekstraksi wavelet dilakukan dengan tujuan menentukan satu wavelet terbaik yang akan digunakan pada proses *well to seismic tie* dan inversi seismik. Proses *trial and error* dilakukan untuk mendapatkan wavelet dengan nilai korelasi terbaik yang dihasilkan selama proses *well to seismic tie*. Dalam penelitian ini, digunakan wavelet jenis *statistical* dengan *wavelength* 100 ms dalam bentuk *zero-phase*.

4.3.8 *Well to seismic tie*

Well to seismic tie merupakan proses yang dilakukan untuk mengintegrasikan data sumur yang berada dalam domain kedalaman dengan data seismik yang berada dalam domain waktu. Proses ini bertujuan untuk menempatkan marker sumur secara akurat pada posisi reflektor seismik yang sesuai, sehingga dapat mendukung interpretasi lanjutan seperti *picking horizon* dan inversi *Acoustic Impedance* (AI). Dalam pelaksanaannya, *well tie* memanfaatkan data log densitas (RHOB) dan log

sonic (P-wave) untuk menghitung nilai *Acoustic Impedance* setiap lapisan, yang kemudian digunakan untuk menentukan koefisien refleksi. Nilai koefisien refleksi tersebut selanjutnya dikonvolusikan dengan wavelet untuk menghasilkan *synthetic seismogram*. Kesesuaian wavelet yang digunakan akan sangat mempengaruhi tingkat korelasi antara *synthetic seismogram* dan data seismik aktual.

4.3.9 Interpretasi Data Seismik

Interpretasi dilakukan pada data seismik untuk memperoleh informasi mengenai horizon, struktur patahan, dan karakteristik stratigrafi. Salah satu tahapan utama adalah *picking horizon*, yaitu proses penelusuran dan penentuan kontinuitas reflektor pada penampang seismik. Proses ini dilakukan dengan mengacu pada marker sumur yang telah dikorelasikan melalui tahapan *well to seismic tie*, sehingga posisi horizon yang diinterpretasi lebih akurat terhadap kondisi geologi bawah permukaan. *Picking* difokuskan pada marker yang menjadi zona target penelitian. Hasil interpretasi horizon tersebut selanjutnya dapat digunakan untuk membangun peta struktur bawah permukaan.

4.3.10 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas bertujuan untuk mengidentifikasi parameter log sumur yang paling efektif untuk membedakan zona reservoir dan non-reservoir. Proses tersebut dilakukan melalui pembuatan *crossplot* antara data impedansi akustik (sumbu x) dan porositas serta densitas (sumbu y), serta menggunakan data log gamma ray sebagai penanda warna (*color key*). Hasil *crossplot* tersebut kemudian dievaluasi untuk melihat apakah terdapat rentang nilai tertentu yang secara jelas memisahkan kedua zona tersebut

4.3.11 Analisis Inversi

Analisis inversi dilakukan untuk menentukan kombinasi parameter yang menghasilkan model inversi yang optimal. Proses ini dilakukan dengan membandingkan kesesuaian antara seismik sintetik dan seismik aktual hingga diperoleh nilai kesalahan (*error*) minimum menggunakan metode *model based*. Penentuan parameter dilakukan secara iteratif melalui beberapa percobaan dengan memvariasikan nilai parameter. Parameter yang diuji meliputi *hard constraint* sebagai batasan model awal agar tetap sesuai dengan data log sumur, *average block*

size untuk mengontrol tingkat kehalusan model impedansi, jumlah *iteration* untuk meminimalkan perbedaan antara seismik sintetis dan aktual, serta *scale adjustment factor* untuk menyesuaikan amplitudo hasil inversi agar konsisten dengan data seismik asli.

4.3.12 Inversi Extended Elastic Impedance (EEI)

Tahap inversi *Extended Elastic Impedance* (EEI) dilakukan untuk menghasilkan volume seismik yang mampu merepresentasikan parameter petrofisika reservoir, seperti volume serpih dan porositas. Penentuan sudut rotasi χ dilakukan terlebih dahulu melalui analisis sensitivitas dengan mengkorelasikan log EEI pada berbagai sudut terhadap log petrofisika target di sumur, sehingga diperoleh sudut dengan nilai korelasi tertinggi.

Setelah sudut χ optimal ditentukan, langkah selanjutnya adalah menghasilkan volume reflektivitas EEI melalui analisis AVO dua-term pada data seismik *partial stack*, yang menghasilkan atribut *intercept* dan *gradient*. Kedua atribut tersebut kemudian digunakan untuk menghitung volume reflektivitas EEI pada sudut rotasi yang telah dipilih menggunakan persamaan EEI.

Volume reflektivitas EEI yang diperoleh kemudian diinversi dengan menggunakan model awal yang telah dikalibrasi terhadap data sumur. Proses ini bertujuan untuk mengubah data seismik dari representasi amplitudo reflektor menjadi amplitudo lapisan (*interval*), sehingga lebih mencerminkan sifat fisik batuan. Hasil inversi EEI selanjutnya diekstrak sepanjang horizon target untuk memetakan distribusi parameter petrofisika dan mengidentifikasi zona prospektif pada reservoir.

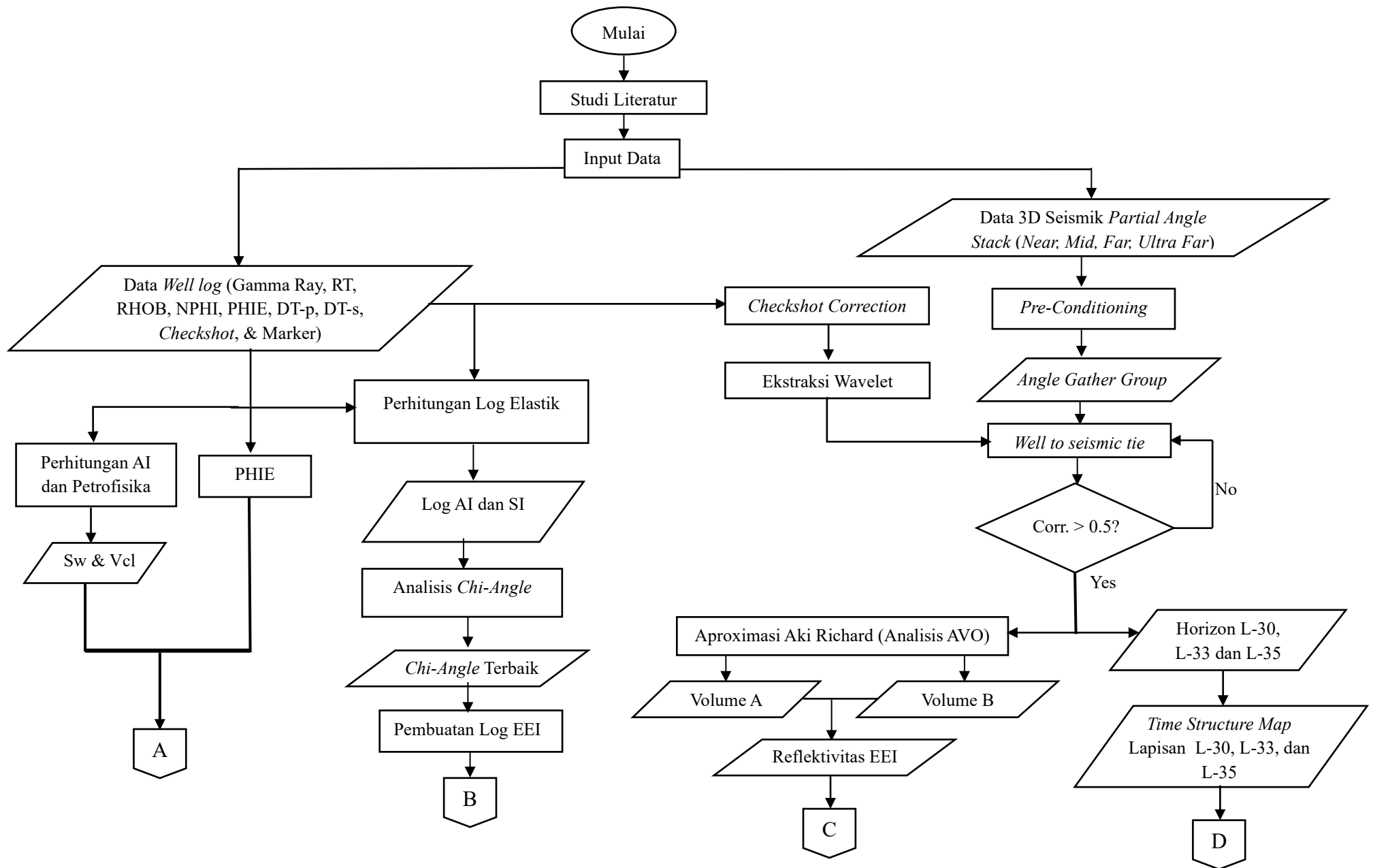
4.3.13 Probabilistic Neural Network (PNN) Seismik Multiatribut

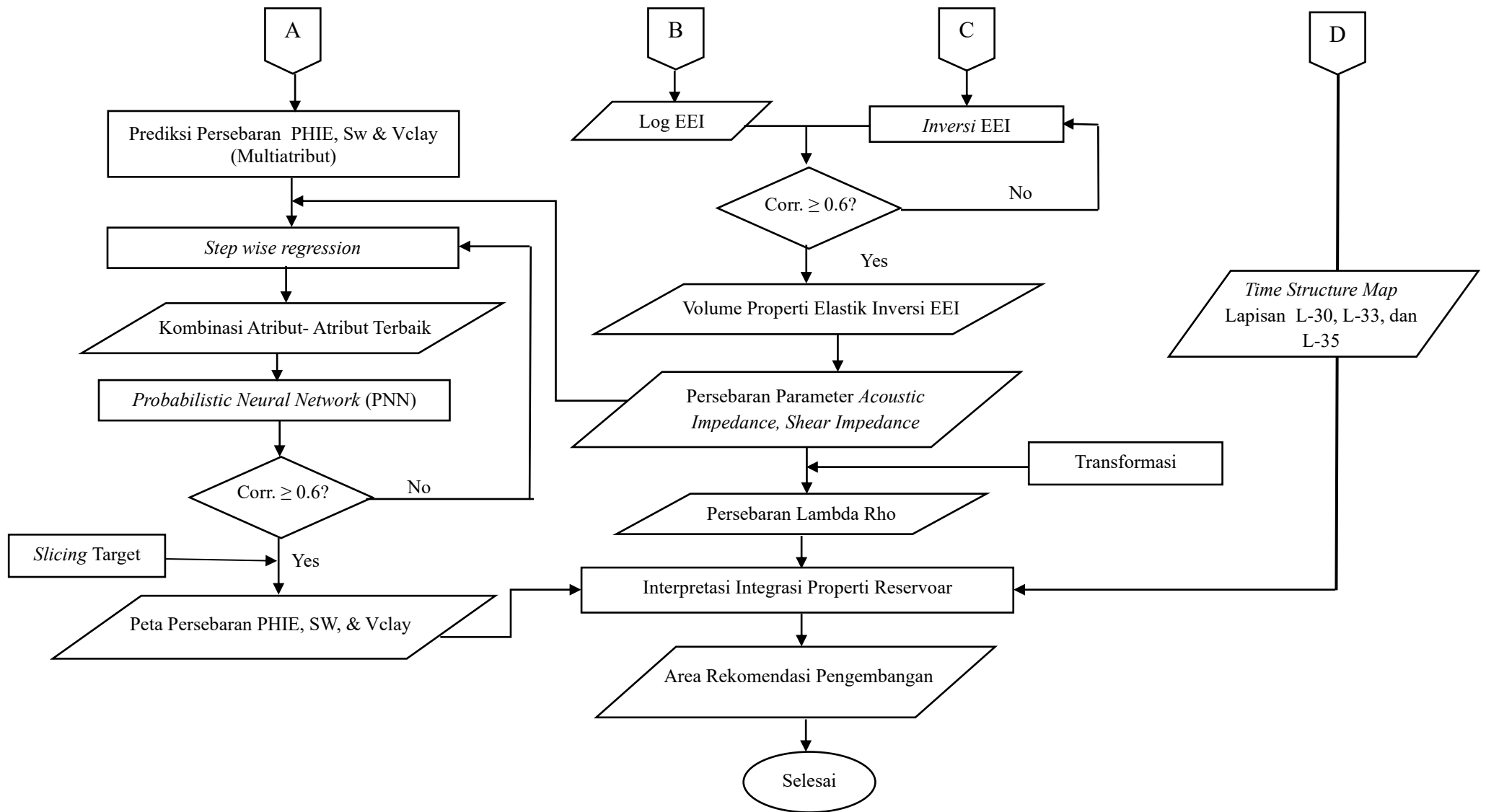
Pada tahap analisis multiatribut, data volume (*raw seismic*) diekstraksi untuk memperoleh berbagai atribut internal seperti amplitudo, frekuensi, fase, waktu, dan atenuasi seismik, sedangkan hasil inversi digunakan sebagai atribut eksternal. Pengolahan ini bertujuan untuk memetakan distribusi reservoir batupasir melalui prediksi properti log seperti porositas, volume lempung, dan saturasi air. Metode yang digunakan adalah *step-wise regression*, yang diawali dengan proses pengikatan (*well to seismic tie*) antara data sumur dan seismik untuk setiap log

target. Selanjutnya dilakukan analisis atribut untuk memilih kombinasi atribut terbaik dalam pemodelan. Proses ini melibatkan tahap pelatihan (*training*) dan validasi, dengan evaluasi berdasarkan nilai *training error* dan *validation error* guna menentukan atribut yang paling optimal

4.4 Diagram Alir Penelitian

Berikut merupakan diagram alir penelitian ditunjukkan oleh Gambar 34.





Gambar 35. Diagram alir penelitian

VI. SIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Kesimpulan dari pelaksanaan penelitian ini, sebagai berikut.

1. Berdasarkan analisis inversi EEI dan multiatribut PNN, area reservoir yang mengandung hidrokarbon diidentifikasi dengan nilai *Acoustic Impedance* 13.500-16.000 g/cc*ft/s, Porositas Efektif >0,10-0,13 V/V, parameter Volume Clay <51-60%, parameter, nilai SW dengan <67-80% dan nilai Lambda Rho rendah pada rentang 12-20 Gpa*g/cc³ dengan arah persebarannya dominan pada bagian Utara – Barat Daya.
2. Integrasi *slicing model* melalui kombinasi multi parameter yang memenuhi target berkembang memanjang relatif Utara Timurlaut–Selatan Baratdaya yang menunjukkan tubuh fasies *shelf ridge*. Selain itu, Korelasi log Gamma Ray mengalami penipisan dari *leading edge* menuju *trailing edge*. Pola ini sesuai dengan model pengendapan *shelf ridge* Sub-Cekungan Ardjuna menurut Posamentier (2001) dan Reksalegora (1996), yang berkembang memanjang (*elongated*) dan terbentuk tegak lurus hingga miring terhadap garis pantai purba.
3. Target rekomendasi pengembangan berada pada area yang memperlihatkan kesesuaian antara kondisi struktur, karakteristik litologi, kualitas reservoir, dan indikasi keberadaan hidrokarbon. Area tersebut berada pada posisi struktur yang relatif tinggi, berasosiasi dengan sistem jebakan struktur, serta menunjukkan kombinasi parameter elastik dan petrofisika yang paling mendukung akumulasi hidrokarbon pada Timurlaut dan Baratdaya

6.2 Saran

Untuk meningkatkan kualitas dan keakuratan penelitian selanjutnya, diperlukan ketersediaan data log sonic *shear* yang lebih lengkap pada setiap sumur guna memperoleh parameter elastik yang lebih representatif dalam analisis EEI. Selain itu, penggunaan jumlah data sumur dan cakupan data seismik yang lebih luas juga diperlukan untuk mengurangi ambiguitas interpretasi serta meningkatkan keandalan pemodelan Multiatribut PNN yang bersifat statistik dalam memetakan persebaran reservoir. Serta disarankan menggunakan metode *Curved Pseudo-Elastic Impedance* (CPEI) yang baik melakukan persebaran properti fisik non elastik agar mendapatkan hasil yang lebih maksimal

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. & Sukmono, S., (2001). *Karakterisasi Reservoir Seismik*. Bandung: Lab. Geofisika Reservoir ITB.
- Adhani, A. T. (2023). *Pemodelan Properti Reservoir Menggunakan Analisis Multiatribut Seismik Dengan Pendekatan Probabilistic Neural Networks (PNN): Studi kasus Lapangan “ATA”, Cekungan Jawa Timur Utara*. *Skripsi*. Universitas Lampung.
- Akpan, A. S., Obiora, D. N., Okeke, F. N., Ibuot, J. C., & George, N. J. (2020). Influence of wavelet phase rotation on post stack model based seismic inversion: A case study of X-field, Niger Delta, Nigeria. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 11(1), 57–67.
- Al-Ali, A., Stephen, K., & Shams, A. (2020, November). Lithofacies Classification and Distribution for Heterogeneous Channelized System Based on Neural Network Process: Case Study from Middle East Carbonate Reservoir. *SPE Norway Subsurface Conference* (p. D011S002R004). SPE.
- Arpandi, D., & Patmosukismo, S. (1975). The Cibulakan Formation As One Of The Prospective Stratigraphic Units in the North-West Java Basin area. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association (IPA) 4th Annual Convention* (pp. 181–210).
- Barnes, A. E. (1999). *Seismic Attributes Past, Present, And Future*. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 1999* (pp. 892-895). Society of Exploration Geophysicists.
- Barnes, A. E. (Ed.). (2006). *Handbook of poststack seismic attributes*. Society of Exploration Geophysicists.

- Bhattacharya, S., Carr, T. R., & Pal, M. (2016). Comparison Of Supervised And Unsupervised Approaches For Mudstone Lithofacies Classification. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 33, 1119–1133.
- Bjorlykke, K. (2010). *Petroleum geoscience: From sedimentary environments to rock physics*. Springer Science & Business Media.
- Bishop, M. G. (2000). *Petroleum systems of the Northwest Java Province, Java and offshore Southeast Sumatra, Indonesia*. U.S. Geological Survey.
- Brown, A. R. (2001). Understanding *Seismic* Attributes. *Geophysics*, 66(1), 47–48.
- Budiyani, S., Priambodo, D., Haksana, B. W., & Sugianto, P. (1991). Konsep eksplorasi untuk Formasi Parigi di Cekungan Jawa Barat Utara. *Proceedings of the Indonesian Association of Geologists (IAGI) 20th Annual Convention* (pp. 45–67).
- Cahyaningati, W. P., Mariyanto, M., & Lestari, W. (2020). Analysis Of Physical Properties Of Rock Reservoirs Using *Well Log* Method. *Journal of Physics: Conference Series*, 1491(1), 012024.
- Castagna, P., Batzle, M. L., & Eastwood, R. L. (1985). Relationships Between Compressional-Wave And Shear-Wave Velocities. *Geophysics*, 50(4), 571–581.
- Clements, B., & Hall, R. (2007). Cretaceous to Late Miocene Stratigraphic and Tectonic Evolution of West Java. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association (IPA) 31st Annual Convention*.
- Connolly, P. (1999). Elastic impedance. *The Leading edge*, 18(4), 438–452.
- Daly, M. C., Hooper, B. G. D., & Smith, D. G. (1987). Tertiary plate tectonics and basin evolution in Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association (IPA) 16th Annual Convention* (pp. 399–428).
- Doveton, J. H. (2006). *Log analysis of subsurface geology: Concepts and computer methods*. United States: John Wiley and Sons, Inc.
- Downton, J. E., & Ursenbach, C. (2006). Linearized Amplitude Variation With *Offset* Inversion. *Geophysics*, 71(5), C63–C67.
- Firdaus, M. (2004). *Interpretation Petrophysics & Log Data Management*. PT Elnusa Geosain: Jakarta.

- Gordon, T. L. (1985). Talang Akar coals—Ardjuna Subbasin Oil Source. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association (IPA) 14th Annual Convention* (Vol. 2, pp. 91–120).
- Gresko, M., Suria, C., & Sinclair, S. (1995). Basin evolution of the Ardjuna rift system. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association (IPA) 24th Annual Convention* (pp. 147–161).
- Hamilton, W. B. Tectonics of the Indonesian Region (US Government Printing Office, Washington, 1979). *Professional Paper, 1078*.
- Haposan, N., Mitterer, R. M., & Morelos-Garcia, J. A. (1997). Differentiation of oils from the NW Java Basin. *Proceedings of IPA Conference* (pp. 667–679).
- Hilterman, F. J. (2001). *Seismic amplitude interpretation*. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.
- Katili, J. A. (1984). Tectonic framework, resources, occurrences and related problems in Southeast Asia. *SE Asia*, 18-68.
- Klein, J. D., Vavra, C. L., Salam, E. A., & Wiewiorowski, M. C. (1993). Low-Resistivity Pay: The Study Of Petrology And Petrophysics Of The Main/Massive Sand s, B-Field, Offshore Northwest Java. *Proc. I ATP I Int. Symp. Reservoir Management* (pp. 113-122).
- Kumalasari, I. N. (2021). Karakterisasi Reservoir Menggunakan Integrasi Pemodelan Fisika Batuan Dan Metode *Pre-stack Seismic* Inversion. *Tesis*. Institut Teknologi Bandung.
- Napitupulu, E. (2017). Seismogram Sintetik Hasil Perhitungan Dengan Metode Spektral Elemen. *Doctoral Dissertation*. Universitas Gadjah Mada).
- Nazeer, A., Abbasi, S. A., & Solangi, S. H. (2016). Sedimentary Facies Interpretation of Gamma Ray (GR) Log As Basic *Well* Logs in Central and Lower Indus Basin of Pakistan. *Geodesy and Geodynamics*, 7(6), 432-443..
- Nurwidyanto, M. I., Yustiana, M., & Widada, S. (2006). Pengaruh ukuran butir terhadap porositas. *Berkala Fisika*, 9(4), 191–195.
- Pardede, M. R., Fatkhan, M. P. E., & Nainggolan, T. B. (2020). Atenuasi Water Bottom Multiple Menggunakan Metode Surface Related Multiple Elimination Pada Data Seismik 2D Di Perairan Waipoga, Papua. *Skripsi*.

- Patty, J. C. (2017). Analisis Data Log Untuk Menentukan Initial Gas dan Oil in Place Pada Lapangan "X", Formasi Frontier, Wyoming, USA. *Skripsi*. Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam. Universitas Hasanuddin: Makassar.
- Permana, U., & Triyoso, K. (2015). Pengolahan Data Seismik Refleksi 2D Untuk Memetakan Struktur Bawah Permukaan Lapangan "X" Prabumulih, Sumatera Selatan. *Alhazen Journal of Physics*, 2(1), 28-37.
- Pertamina BPPKA. (1996). *Petroleum Geology of Indonesian Basins* (Vol. III). Pertamina.
- Petroconsultants. (1996). Petroleum exploration and production database. *database available from Petroconsultants, Inc., PO Box 740619, Houston, TX, 77242-0619.*
- Ponto, C. V., Wu, C. H., Pranoto, A., & Stinson, W. H. (1988). *Improved interpretation of the Talang Akar depositional environment as an aid to hydrocarbon exploration in the ARII Offshore Northwest Java contract area. Proceedings of the Indonesian Petroleum Association (IPA) 17th Annual Convention.*
- Posamentier, H. W. (2000). 3D Seismic Visualization of Shelf ridges: Case Study From Offshore Northwest Java.
- Posamentier, H. W. (2002). Ancient shelf ridges—a potentially significant component of the transgressive systems tract: case study from offshore northwest Java. *AAPG bulletin*, 86(1), 75-106.
- Posamentier, H. W., Suyenaga, W., Rufaida, D., Meyrick, R., & Pemberton, S. G. (1998). *Stratigraphic analysis of the Main Member of the upper Cibulakan Formation at E field, offshore northwest Java, Indonesia.*
- Priambodo, R. A. (2017). Aplikasi metode seismik inversi AI dan EEI. *Skripsi*. Institut Teknologi Bandung.
- Pulunggono, A. (1985). Sundaland Tectonic Evolution. *Proceedings IPA Convention* (pp. 385–398).
- Purantoro, R., Butterworth, P. J., Kaldi, J. G., & Atkinson, C. D. (1994). Sequence Stratigraphy Upper Cibulakan. *Proceedings IPA 23rd Convention* (pp. 289–306).

- Rafdy, R. A., Firmansyah, Y., Wahyudiono, J., & Sunardi, E. (2018). Porositas Reservoir Karbonat. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 2, 441–451.
- Reksalegora, S. W. (1993). Reservoir distribution of the Upper Cibulakan Formation in the Seribu Shelf MMM area, ARII ONWJ contract area: The search for additional reserves. *Proceedings of the Indonesian Association of Geologists (IAGI) Annual Convention* (pp. 832–846).
- Reksalegora, S. W., Kusumanegara, Y., & Lowry, P. (1996). Depositional Model Upper Cibulakan. *In Proceedings IPA Convention* (pp. 163–173).
- Remington, C. H., & Pranyoto, U. (1985). Hydrocarbon generation analysis. *In Proceedings IPA Convention* (pp. 121–141).
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Log, 2nd Edition revised*. Scotland: Whittles Publishing.
- Rizqi, M. I. F., & Firdaus, R. (2021). Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode Seismik Inversi. *Journal of Science and Applicative Technology*, 5(2), 274–284.
- Ronoatmojo, I. S., & Burhannudinnur, M. (2024). *Pemodelan Kecepatan Seismik untuk Batuan Sumber Hidrokarbon*. Penerbit Salemba.
- Russell, B., Hampson, D., Schuelke, J., & Quirein, J. (1997). Multiattribute seismic analysis. *The Leading edge*, 16(10), 1439–1444.
- Rutherford, S. R., & Williams, R. H. (1989). Amplitude-versus-offset variations in gas sand s. *Geophysics*, 54(6), 680–688.
- Safiq, M. (2023). Identifikasi struktur dangkal menggunakan metode seismik refraksi *Skripsi*. Universitas Jambi.
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (2005). *Exploration Seismology*. USA: Cambridge University.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. UK: Cambridge University Press.
- Specht, D. F. (1990). Probabilistic Neural Network. *Neural Networks*, 3, 109–118.
- Sukmono, S. S. A. D., & Ambarsari, D. S. (2019). *Practical Seismic Interpretation For Petroleum Exploration*.

- Sukmono. (2007). *Fundamentals of Seismic Interpretation*. Bandung: FIKTM, Institut Teknologi Bandung.
- Susilo, R. Y., Zailani, A., & Rich, D. A. (2000). Single Fracture Treatment on Dual Zones of Low Resistivity/Low Contrast Pays in Java Sea-ONWJ Field Cases. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (pp. SPE-64435). SPE
- Indah Sulistyorini, O., Sukmono, S., Sita Ambarsari, D., & Normansyah. (2019, August). Reservoir characterization using multiattribute analysis in SLS field, Upper Cibulakan Formation, North West Java. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 318, No. 1, p. 012042). IOP Publishing.
- Susilawati. (2004). *Seismik refraksi (dasar teori dan akuisisi data)*. USU Digital Library
- Suyono, Prasetya, I., & Khozin, S. (2005). Exploration in West Java. *In Proceedings IPA 33rd Convention* (pp. 267–281).
- Triyono, W. (2009). Karakterisasi Reservoir Karbonat Baturaja. *Tesis*. Institut Teknologi Bandung.
- Veeken, P. C. (2013). *Seismic Stratigraphy and Depositional Facies Models*. Academic Press.
- Widjanarko, W. (1996). Integrating Nuclear Magnetic Resonance Logging Data With Traditional Downhole Petrophysical Data to Optimize New Development Well Strategies in The Bravo Field, Offshore North-West Java. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association (IPA)*, Jakarta.
- Zuhrial, R. I., Bernhard, T., & Ramalis, T. R. (2015). Pencitraan Bawah Permukaan Dasar Laut Perairan Seram Dengan Penampang Seismik 2D Dan Batimetri. *Fibusi Jurnal Online Fisika*, 3(1).