

**PEMODELAN PERSEBARAN ZONA PROSPEK HIDROKARBON
MENGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
MODEL-BASED PADA RESERVOIR BATU PASIR LAPANGAN "X"
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Skripsi

Untuk memenuhi salah satu syarat mencapai derajat pendidikan Strata Satu (S-1)
Sebagai Sarjana Sains pada Departemen Fisika



Disusun Oleh:

**Nayla Nur Wahyuni
24040120140062**

**PROGRAM STUDI FISIKA
DEPARTEMEN FISIKA
FAKULTAS SAINS DAN MATEMATIKA
UNIVERSITAS DIPONEGORO
SEMARANG
Oktober, 2025**

PERSETUJUAN UJIAN TUGAS AKHIR

Yang bertanda tangan di bawah ini Dosen Pembimbing dari:

Mahasiswa : Nayla Nur Wahyuni
NIM : 24040120140062
Jurusan/Fakultas : Fisika/FSM
Judul Skripsi : Pemodelan Persebaran Zona Prospek Hidrokarbon
Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi
Akustik *Model-Based* pada Reservoir Batu Pasir
Lapangan "X" Cekungan Sumatera Selatan

Menyatakan bahwa mahasiswa tersebut telah melaksanakan Ujian Seminar Hasil Skripsi sehingga menyetujui dan layak untuk melaksanakan Ujian Tugas Akhir.

Semarang, 23 September 2025

Dosen Pembimbing I ,

Dosen Pembimbing II,

(Dr. Rina Dwi Indriana, S.Si., M.Si.)
NIP. 197201021998032001

(Muhammad Fahmi, S.Si., M.Si.)
NIP. 199007242024061001

PERNYATAAN ORISINALITAS

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah diajukan untuk memperoleh gelar akademis di suatu perguruan tinggi, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali secara tertulis diacu dalam naskah ini dan disebutkan dalam daftar pustaka.

Semarang, 23 September 2025

Nayla Nur Wahyuni

NIM. 24040120140062

**HALAMAN PENGESAHAN
SKRIPSI**

**PEMODELAN PERSEBARAN ZONA PROSPEK HIDROKARBON
MENGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
MODEL-BASED PADA RESERVOIR BATU PASIR LAPANGAN "X"
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**Disusun Oleh:
Nayla Nur Wahyuni
24040120140062**

**Telah diujikan dan dinyatakan lulus oleh Tim Penguji
Pada tanggal 24 Oktober 2025**

Dosen Pembimbing I,

Tim penguji,

Dosen Pembimbing II,

**(Dr. Rina Dwi Indriana, S.Si., M.Si.)
NIP. 197201021998032001**

**(Muhammad Fahmi, S.Si., M.Si.)
NIP. 199007242024061001**

Penguji I,

Penguji II,

**(Prof. Dr. Drs. Rahmat Gernowo, M.Si.)
NIP. 196511231994031003**

**(Prof. Dr. Eng. Agus Setiyawan, S.Si., M.Si.)
NIP. 197308251999031002**

Penguji III,

**(Qidir Maulana Binu Soesanto, S.Si., M.Sc., Ph.D.)
NIP. 198603142012121006**

**Skripsi ini telah diterima sebagai salah satu persyaratan
untuk memperoleh gelar Sarjana Sains (S.Si.)
Tanggal, 25/11/2025
Ketua Departemen Fisika,**

**Prof. Dr. Heri Sutanto, S.Si., M.Si., F.Med.
NIP. 197502151998021001**

**PERNYATAAN PERSETUJUAN
PUBLIKASI SKRIPSI UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai civitas akademik Universitas Diponegoro, saya yang bertandatangan di bawah ini:

Mahasiswa	: Nayla Nur Wahyuni
NIM	: 24040120140062
Program Studi	: Fisika
Jurusan	: Fisika
Fakultas	: Sains dan Matematika
Jenis Karya	: Skripsi

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Hak Bebas Royalti Noneksklusif atas karya ilmiah saya yang berjudul:

**PEMODELAN PERSEBARAN ZONA PROSPEK HIDROKARBON
MENGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
MODEL-BASED PADA RESERVOIR BATU PASIR LAPANGAN "X"
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Beserta perangkat yang ada. Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Program Studi Fisika Fakultas Sains dan Matematika Universitas Diponegoro berhak menyimpan, mengalih media/ formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan (database) merawat, dan mempublikasikan skripsi saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik hak cipta.

Dibuat di : Semarang
Pada Tanggal : 23 September 2025
Yang menyatakan

Nayla Nur Wahyuni
24040120140062

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT. Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini yang berjudul “Pemodelan Persebaran Zona Prospek Hidrokarbon Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik *Model-Based* pada Reservoir Batu Pasir Lapangan ”X” Cekungan Sumatera Selatan”. Skripsi ini disusun agar penulis dapat memiliki kemampuan untuk menyelesaikan masalah-masalah dalam bidang geofisika yang ada dalam dunia industri atau kerja. Dengan demikian, penulis menyampaikan ucapan terima kasih kepada:

1. Dr. Rina Dwi Indriana, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing I atas bimbingan, arahan, saran, serta diskusi akademik lainnya yang membangun.
2. Muhammad Fahmi, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing II atas bimbingan, arahan, saran, serta diskusi akademik lainnya yang membangun.
3. Prof. Dr. Drs. Rahmat Gernowo, M.Si., Prof. Dr. Eng. Agus Setiyawan, S.Si., M.Si., dan Qidir Maulana Binu Soesanto, S.Si., M.Sc., Ph.D. selaku dosen penguji saya atas arahan, saran dan diskusi akademik lainnya yang membangun.
4. Andrianto Wibowo, S.Si. selaku pembimbing Tugas Akhir di LEMIGAS yang membantu penulis dalam melakukan penelitian dan memberikan masukan terkait skripsi.
5. Ayah dan mama tercinta yang selalu memberikan support moral kepada penulis.
6. Zumrotul Aliyah, S.Si. selaku pembimbing Tugas Akhir yang membantu penulis dalam melakukan penelitian dan memberikan masukan terkait skripsi.
7. Sahabat-sahabat penulis di lingkungan kampus yakni Daffa, Mela, Odri, Yasmine, Agung, Rauzan, Salsa, Shauqi, Wanda, dan Eduardo yang selalu hadir di segala situasi, baik suka maupun duka, serta senantiasa memberikan semangat dan tempat berkeluh kesah bagi penulis.

8. Sahabat-sahabat penulis di lingkungan sekolah yakni Nur Rasikha Maharani dan Tasya Reviana Azhari yang selalu memberikan *support* moral bagi penulis.
9. Keluarga dan teman-teman yang telah memberikan dukungan penuh kepada penulis, serta seluruh pihak yang turut membantu yang tidak dapat kami tuliskan satu persatu.

Penulis menyadari dalam penyusunan Skripsi ini masih banyak kekurangan dan keterbatasan yang dimiliki, serta diperlukannya pendalaman lebih lanjut. Semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat sebagai sumber informasi maupun inspirasi bagi para pembaca di bidang geofisika dan Pendidikan, khususnya bagi masyarakat maupun lingkungan.

Semarang, 23 September 2025

Penulis

Nayla Nur Wahyuni

DAFTAR ISI

Halaman Judul.....	i
Persetujuan Ujian Tugas Akhir	ii
Pernyataan Orisinalitas.....	iii
Pernyataan Persetujuan Publikasi Skripsi Untuk Kepentingan Akademis	v
Kata Pengantar	vi
Daftar Isi.....	viii
Daftar Tabel	x
Daftar Gambar.....	xi
Arti Lambang dan Singkatan	xiii
Abstrak	xiv
<i>Abstract</i>	xv
Bab I Pendahuluan	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
Bab II Dasar Teori.....	4
2.1 Geologi Regional dan Tektonik Cekungan Sumatera Selatan	4
2.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.....	6
2.2.1 Batuan Pra Tersier	7
2.2.2 Batuan Tersier.....	8
2.3 <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan	12
2.3.1 Batuan Induk (<i>Source Rock</i>).....	12
2.3.2 Batuan Reservoir (<i>Reservoir Rock</i>).....	13
2.3.3 Jebakan Hidrokarbon (<i>Hydrocarbon Trap</i>).....	14
2.3.4 Batuan Penutup (<i>Seal</i>)	14
2.3.5 Migrasi (<i>Migration</i>).....	14
2.4 Seismik Refleksi.....	15
2.5 Gelombang Seismik	16
2.6 Komponen Dasar Seismik Refleksi.....	17
2.6.1 Impedansi Akustik.....	17
2.6.2 Koefisien Refleksi	18
2.6.3 <i>Checkshot</i>	19
2.6.4 <i>Well Seismic Tie</i>	20
2.6.5 <i>Wavelet</i>	20
2.6.6 Seismogram Sintetik.....	22
2.6.7 <i>Trace</i> Seismik.....	22
2.7 Fisika Batuan.....	23
2.7.1 Densitas	23
2.7.2 Porositas	24
2.8 <i>Well Logging</i>	25
2.8.1 <i>Log Gamma Ray</i> (GR).....	25
2.8.2 <i>Log sonic</i>	26
2.8.3 <i>Log Bulk Density</i> (RHOB).....	27
2.8.4 <i>Log Resistivity</i>	28

2.8.5 <i>Log Neutron Porosity</i> (NPHI)	29
2.9 Inversi Seismik	30
2.10 Metode Inversi <i>Model Based (Blocky)</i>	31
Bab III Metode Penelitian	33
3.1 Tempat dan Waktu Penelitian	33
3.2 Data dan Alat Penelitian	33
3.2.1 Data Penelitian	33
3.2.2 Alat Penelitian	35
3.3 Prosedur Pengolahan Data	36
3.3.1 Memuat Data dan Menganalisis Data Sumur	36
3.3.2 <i>Ekstraksi Wavelet</i> dan <i>Well-Seismic Tie</i>	37
3.3.3 <i>Picking Horizon</i> dan <i>Picking Fault</i>	37
3.3.4 Analisis Sensitivitas (<i>Crossplot</i>)	38
3.3.5 Pembuatan <i>Initial Model</i>	38
3.3.6 Inversi Impedansi Akustik (<i>Model Based</i>)	39
3.3.7 Penyebaran Porositas	39
3.4 Diagram Alir Penelitian	40
Bab IV Hasil dan Pembahasan	41
4.1 Analisis Sumur dan <i>Crossplot</i>	41
4.2 Analisis <i>Well-Seismic Tie</i>	47
4.3 <i>Picking Horizon</i> dan <i>Picking Fault</i>	50
4.4 Peta Struktur Waktu	53
4.5 Hasil Inversi Seismik Impedansi Akustik	55
4.6 Hasil Analisis Peta Persebaran Impedansi Akustik	59
4.7 Hasil Analisis Persebaran Porositas	62
Bab V Kesimpulan dan Saran	65
5.1 Kesimpulan	65
5.2 Saran	66
Daftar Pustaka	67

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Skala klasifikasi porositas (Koesoemadinata, 1978).....	25
Tabel 3.1 Kelengkapan data sumur.....	34
Tabel 3.2 Data marker pada setiap sumur.....	35
Tabel 4.1 Kedalaman <i>crossover</i> pada sumur AA dan sumur AX1 tiap jenis	43
Tabel 4.2 Rincian data ekstraksi <i>wavelet</i>	47
Tabel 4.3 Hasil <i>well seismic tie</i>	48

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Lokasi penelitian pada peta Cekungan Sumatera Selatan (Heidrick dan Aulia, 1993).....	4
Gambar 2.2 Kolom stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)	11
Gambar 2.3 Petroleum system pada Cekungan Sumatera Selatan (Hedriana, 2017)	12
Gambar 2.4 Refleksi dan refraksi pada bidang reflektor (Hunter dan Crow, 2015)	15
Gambar 2.5 Geometri refleksi untuk lapisan horizontal (Hunter dan Crow, 2015)	16
Gambar 2.6 Perambatan gelombang P (Elnashai dan Sarno, 2008)	17
Gambar 2.7 Hubungan antara koefisien refleksi dengan impedansi akustik (Simm dan Bacon, 2014).....	19
Gambar 2.8 <i>Well seismic tie</i> (Hall, 2009)	20
Gambar 2.9 Jenis-jenis <i>wavelet</i> berdasarkan konsentrasi energinya, (A) <i>minimum phase wavelet</i> , (B) <i>maximum wavelet</i> , (C) <i>mixed wavelet</i> , (D) <i>zero phase wavelet</i> (Sismanto, 2006).....	21
Gambar 2.10 Ilustrasi pembentukan seimogram sintetis (Simm dan Bacon, 2014)	22
Gambar 2.11 <i>Trace seismik</i> (Partyka dkk., 1999).....	23
Gambar 2.12 Respon <i>log gamma ray</i> di berbagai litologi (Rider, 1996).....	26
Gambar 2.13 Respon <i>log sonic</i> di berbagai litologi (Rider, 1996)	27
Gambar 2.14 Respon <i>log densitas</i> di berbagai litologi (Rider, 1996).....	28
Gambar 2.15 Respon <i>log resistivity</i> di berbagai litologi (Harsono, 1997).....	29
Gambar 2.16 Respon <i>log neutron</i> di berbagai litologi (Rider, 1996)	30
Gambar 2.17 Skema metode inversi seismik (Russell dan Hampson, 2006).....	31
Gambar 3.1 Basemap daerah penelitian.....	33
Gambar 3.2 Analisis log pada sumur AA	36
Gambar 3.3 Diagram alir penelitian.....	40
Gambar 4.1 <i>Quick look</i> zona target sumur AA	41
Gambar 4.2 <i>Quick look</i> zona target sumur AX1	42
Gambar 4.3 (a) <i>Crossplot p-impedance vs gamma ray</i> (b) <i>Cross section p-impedance vs gamma ray</i>	44
Gambar 4.4 (a) <i>Crossplot p-impedance vs PHIE</i> (b) <i>Cross section p-impedance vs PHIE</i>	45
Gambar 4.5 <i>Wavelet statistical</i> tiap sumur (a) AA dan (b) AX1	48
Gambar 4.6 Hasil <i>well seismic tie</i> pada sumur AA.....	49
Gambar 4.7 Hasil <i>well seismic tie</i> pada sumur AX1	49
Gambar 4.8 Hasil <i>picking horizon</i> Formasi Muara Enim dalam tampilan 3D.....	51
Gambar 4.9 Hasil <i>picking horizon</i> Formasi Air Benakat dalam tampilan 3D	51
Gambar 4.10 Hasil <i>picking horizon</i> dan fault kedua formasi pada <i>inline</i> 2.504... ..	52
Gambar 4.11 Hasil <i>picking horizon</i> kedua formasi pada <i>xline</i> 10.264	52
Gambar 4.12 Peta struktur waktu Formasi Muara Enim (MEF).....	53

Gambar 4.13 Peta struktur waktu Formasi Air Benakat (ABF).....	54
Gambar 4.14 <i>Initial model</i> impedansi akustik	56
Gambar 4.15 Analisis <i>pre inversi</i> pada Sumur AA	57
Gambar 4.16 Analisis <i>pre inversi</i> pada Sumur AX1	57
Gambar 4.17 Hasil penampang inversi impedansi akustik tampilan <i>arbitrary line</i>	58
Gambar 4.18 <i>Slicing</i> peta persebaran inversi impedansi akustik pada Formasi Muara Enim.....	60
Gambar 4.19 <i>Slicing</i> peta persebaran inversi impedansi akustik pada Formasi Air Benakat.....	61
Gambar 4.20 Validasi hasil inversi IA terhadap <i>log p-impedance</i> pada (a) sumur AA dan (b) sumur AX1	62
Gambar 4.21 <i>Slicing</i> peta persebaran porositas pada Formasi Muara Enim.....	63
Gambar 4.22 <i>Slicing</i> peta persebaran porositas pada Formasi Air Benakat	64

ARTI LAMBANG DAN SINGKATAN

1. ρ : Densitas (g/cc atau kg/m³)
2. V_p : Kecepatan gelombang P (m/s)
3. IA : Impedansi Akustik ($\rho \times V_p$) (g/cc·m/s)
4. KR : Koefisien refleksi
5. Φ_e : Porositas efektif (m³/m³ atau %)
6. λ : Modulus Lamé pertama (Pa)
7. μ : Modulus geser (Pa)
8. S_t : Sinyal seismik terukur
9. W_t : *Wavelet* seismik
10. r_t : Reflektivitas
11. n_t : *Noise*
12. GR : *Gamma ray log*
13. RHOB : *Bulk density log*
14. NPHI : *Neutron porosity log*
15. DT : *Sonic log*
16. PHIE : *Effective porosity log*
17. PHIT : *Total porosity log*
18. WST : *Well seismic tie*
19. MEF : Formasi Muara Enim
20. ABF : Formasi Air Benakat
21. *Inline* : Arah rekaman seismik sepanjang lintasan sumber
22. *Xline* : Arah rekaman seismik tegak lurus *inline*
23. *Crossplot* : Grafik hubungan dua parameter log
24. *Crossover* : Titik perpotongan dua log

ABSTRAK

Formasi Muara Enim merupakan salah satu zona potensi reservoir batu pasir di Cekungan Sumatera Selatan. Penelitian ini menganalisis dan memetakan persebaran impedansi akustik (IA) dan porositas efektif. Dalam penelitian ini, teknik *crossplot* dan inversi seismik diterapkan dalam menggabungkan data sumur dengan data seismik 3D, sehingga memberikan karakterisasi reservoir yang lebih akurat. Hasil inversi seismik menunjukkan variasi nilai IA di Formasi Muara Enim (MEF) sekitar 2.850–3.100 g/cc·m/s dan porositas efektif tinggi sekitar 0,31–0,32, sehingga dianggap sebagai zona prospek utama dengan kualitas reservoir yang baik, terutama di sekitar sumur AA pada rentang waktu 600–720 ms. Sedangkan, interval di Formasi Air Benakat (ABF) memiliki nilai IA lebih tinggi berkisar 3.400–3.600 g/cc·m/s dan memiliki porositas lebih rendah, yaitu 0,27–0,285. Hal ini menunjukkan bahwa kualitas reservoir sedikit lebih rendah daripada di MEF meskipun interval tersebut masih berpotensi. Integrasi peta persebaran IA dan porositas menghasilkan interpretasi bahwa zona prospek hidrokarbon utama berada pada interval Formasi Muara Enim (MEF).

Kata kunci : Formasi Muara Enim, batu pasir, inversi seismik, impedansi akustik, porositas efektif.

ABSTRACT

The Muara Enim Formation is one of the potential sandstone reservoir zones in the South Sumatra Basin. This study analyzes and maps the distribution of acoustic impedance (AI) and effective porosity. In this study, crossplot and seismic inversion techniques were applied to combine well data with 3D seismic data, thereby providing a more accurate characterization of the reservoir. Seismic inversion results show variations in AI values in the Muara Enim Formation (MEF) of around 2,850–3,100 g/cc·m/s and high effective porosity of around 0.31–0.32, making it a prime prospect zone with good reservoir quality, especially around the AA well in the 600–720 ms time range. Meanwhile, the interval in the Air Benakat Formation (ABF) has a higher AI value ranging from 3,400–3,600 g/cc·m/s and has lower porosity, namely 0.27–0.285. This indicates that the reservoir quality is slightly lower than in the MEF, although the interval still has potential. Integration of the AI distribution map and porosity results in the interpretation that the main hydrocarbon prospect zone is located in the Muara Enim Formation (MEF) interval.

Keywords : *Muara Enim Formation, sandstone, seismic inversion, acoustic impedance, effective porosity.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan negara dengan sumber daya energi minyak dan gas bumi yang cukup melimpah, namun peningkatan jumlah penduduk menyebabkan kebutuhan energi juga semakin tinggi, sehingga pemanfaatan yang dilakukan secara terus-menerus dikhawatirkan akan mengurangi ketersediaan sumber daya energi tersebut di masa mendatang (Hatujulu dan Indrawati, 2023). Hal ini menunjukkan perlunya peningkatan kegiatan eksplorasi cadangan hidrokarbon, yang dalam pelaksanaannya memerlukan keterlibatan berbagai bidang keilmuan, di antaranya geofisika (Sanjaya dkk., 2014).

Terbentuknya suatu hidrokarbon pada dasarnya terjadi karena adanya cekungan sedimen yang mengalami depresi, salah satu yang terbesar di Indonesia adalah Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005). Eksplorasi dan pengembangan sudah banyak dilakukan bertujuan untuk mendapatkan prospek baru pada suatu cekungan yang sudah ada, sehingga produksi juga bisa ditingkatkan. Kegiatan eksplorasi hidrokarbon sudah banyak dilakukan pada cekungan tersebut, khususnya pada Formasi Talang Akar (TAF) dan Baturaja (BRF), akan tetapi Formasi Muara Enim (MEF) juga menjadi salah satu zona target yang mendapat perhatian khusus untuk dieksplorasi (Muksin dkk., 2012).

Kegiatan eksplorasi hidrokarbon dapat dilakukan dengan memanfaatkan metode seismik. Pada dasarnya, metode seismik memanfaatkan prinsip refleksi pada gelombang seismik yang dipantulkan oleh beberapa lapisan batuan bawah permukaan, kemudian dianalisis untuk memperoleh gambaran struktur geologi (Badly, 1985). Pada metode seismik di dalamnya terdapat salah satu metode ialah metode inversi impedansi akustik (IA) yang berguna dalam mengetahui secara lebih detail mengenai karakteristik suatu reservoir dengan memperkirakan parameter batuan yang merepresentasikan kondisi bawah permukaan dengan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol. Data ini yang dapat dipakai untuk

indikator litologi, identifikasi keberadaan hidrokarbon, serta porositas (Sukmono dan Abdullah, 2001).

Penelitian sebelumnya pada Cekungan Sumatera Selatan sudah dilakukan oleh Ayman (2024) yang mengidentifikasi kedalaman dan sebaran reservoir pada Formasi Talang Akar (TAF) melalui metode seismik inversi impedansi akustik berbasis *model-based* dan penerapan atribut amplitudo RMS, sedangkan Simanjuntak (2014) juga melakukan penelitian pada Formasi Talang Akar (TAF) menggunakan pemodelan inversi impedansi akustik dan didapatkan karakterisasi reservoir hidrokarbon dengan menentukan perbandingan ketiga model inversi, yaitu *model-based*, *bandlimited*, dan *sparse spike*. Kemudian pada penelitian Mulyatno (2013) juga melakukan penelitian dengan menerapkan metode seismik inversi impedansi akustik (IA) dan analisis multiatribut seismik untuk mengkarakterisasi properti reservoir pada Formasi Baturaja (BRF). Berdasarkan hal tersebut, peneliti sebelumnya tersebut melakukan penelitian langsung berfokus pada formasi yang sudah diketahui memiliki potensi hidrokarbon, seperti Formasi Talang Akar (TAF) dan Formasi Baturaja (BRF), sehingga penelitian yang dilakukan kali ini berfokus pada zona target lain, yaitu pada Formasi Muara Enim (MEF) dengan tambahan penerapan atribut porositas yang diharapkan mampu memberikan hasil pemetaan karakteristik reservoir hidrokarbon yang baik dan dapat digunakan untuk mengestimasi potensi hidrokarbon pada zona target agar lebih akurat.

1.2 Tujuan Penelitian

1. Menganalisis dan memetakan persebaran impedansi akustik pada Formasi Muara Enim.
2. Menganalisis dan memetakan persebaran porositas efektif pada Formasi Muara Enim.
3. Mengestimasi probabilitas zona prospek hidrokarbon batu pasir di Formasi Muara Enim.

1.3 Manfaat Penelitian

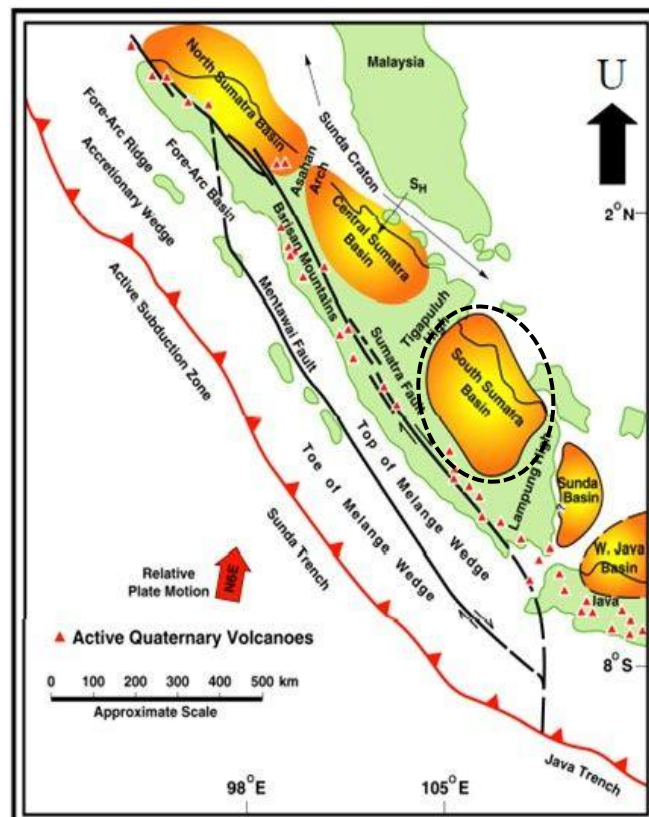
Penelitian ini mempunyai manfaat-manfaat, di antaranya memperoleh hasil pemetaan persebaran impedansi akustik, porositas efektif, dan potensi zona reservoir batu pasir di Formasi Muara Enim. Hasil penelitian ini diharapkan dapat membantu kemajuan ilmu geofisika dengan memberikan manfaat praktis, yaitu meningkatkan efektivitas eksplorasi dan pengeboran melalui pemilihan area prospektif yang lebih tepat, sekaligus mengurangi risiko finansial yang timbul dari kegiatan eksplorasi.

BAB II

DASAR TEORI

2.1 Geologi Regional dan Tektonik Cekungan Sumatera Selatan

Secara fisiografis Cekungan Sumatera Selatan dikatakan sebagai *back arc basin* atau cekungan busur belakang dengan umur Tersier dan berevolusi sejak *Mesozoic* (Darman dan Sidi, 2000). Pada **Gambar 2.1** memperlihatkan bahwa secara geologi, Cekungan Sumatera Selatan dikelilingi oleh beberapa batas geologi yang jelas. Di sisi timur laut terdapat Paparan Sunda, sementara sisi tenggara batasnya ditandai oleh Tinggian Lampung yang sekaligus memisahkan cekungan ini dari Cekungan Sunda. Ke arah barat daya, batas cekungan ditentukan oleh Sesar Semangko dan Pegunungan Bukit Barisan, sedangkan pada bagian barat laut keberadaan Pegunungan Tiga Puluh dan Pegunungan Dua Belas menjadi pemisah dengan Cekungan Sumatera Tengah (Pulunggono, 1992).



Gambar 2.1 Lokasi penelitian pada peta Cekungan Sumatera Selatan (Heidrick dan Aulia, 1993)

Geologi Cekungan Sumatera Selatan dibentuk oleh pergerakan ke arah utara pada Lempeng Indo-Australia sampai timur laut yang mengalami subduksi pada Lempeng Eurasia dengan menggerakkan lempeng-lempeng kecil di daerah interaksi tersebut dan membentuk zona pertemuan lempeng (konvergensi) dengan berbagai arah dan bentuk. Proses ini berdampak pada morfologi, litologi, struktur, dan kondisi tektonik Sumatera Selatan (Darman dan Sidi, 2000). Orogenesis sudah terjadi di Cekungan Sumatera Selatan sebanyak tiga kali, yaitu pada tektonisme Kapur Akhir hingga Tersier Awal, Orogeni Mesozoikum tengah, dan orogeni Plio-Pleistosen. Berdasarkan fisiografi tersebutlah yang membagi Cekungan Sumatera Selatan menjadi empat sub cekungan, yaitu Sub Cekungan Palembang Utara, Sub Cekungan Palembang Selatan, Sub Palembang Tengah dan Sub Cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005).

Struktur geologi pada Cekungan Sumatera Selatan ini terbentuk pada proses *rifting*, sehingga menghasilkan banyak sub cekungan di Sumatera Selatan yang strukturnya seperti lipatan dan sesar berpotensi tinggi sebagai jebakan dan jalur migrasi pada sistem *petroleum*. Terdapat sejarah tektonik yang terjadi pada cekungan ini dan terbagi menjadi tiga megasekuen (Ma) (Ginger dan Fielding, 2005).

1. *Syn-rift*

Fase yang terjadi sekitar 40 hingga 29 Ma silam, pada masa Eosen hingga Awal Oligosen, berlangsungnya aktivitas subduksi di sepanjang wilayah Sumatera Barat. Proses ini menyebabkan kerak kontinental di Sumatera Selatan mengalami gaya ekstensional yang sangat kuat. Gaya tersebut diterima sehingga membentuk *half-graben* dengan geometri dan arah (orientasi) dipengaruhi oleh berbagai macam jenis litologi batuan basement. Gaya ekstensi tersebut awalnya muncul dan berorientasi dari barat-timur (W-E) menghasilkan *horst* dan *graben* yang berorientasi dari utara-selatan (N-S) dengan terbentuknya skala yang luas akan menjadi sub-cekungan. Pada masa Miosen, Sumatera Selatan sudah berotasi kurang lebih 15° searah jarum jam dan membentuk *garben* yang orientasinya dari utara-selatan dan timur laut-barat daya (Ginger dan Fielding, 2005).

2. *Post-rift*

Fase yang terjadi pada 29 Ma silam yang ditandai oleh berakhirnya proses *rifting*. Pada fase ini terjadinya penurunan kerak benua di bawah Sumatera Selatan yang disebabkan oleh suhu litosfer dengan di beberapa sub-cekungan, salah satunya pusat sub-cekungan dengan ketebalan melebihi 13.000 kaki di Palembang Tengah. Penurunan kerak yang tinggi dan kenaikan muka air laut menciptakan ketersediaan akomodasi untuk mengontrol ketebalan cekungan tersebut, sehingga menghasilkan transgresi pada cekungan yang mencapai taraf maksimumnya terjadi sekitar 16 Ma. Cekungan Sumatera Selatan seluruhnya terendam oleh air yang kemudian mengalami regresi yang disebabkan terjadinya perlambatan laju subduksi dan peningkatan masukan endapan pada 16 Ma, namun tidak ditemukannya bukti tektonik yang bersifat lokal berpengaruh penting dalam terjadinya regresi tersebut (Ginger dan Fielding, 2005).

3. Fase *Syn-Orogenic (Inversion)*

Pada fase ini terjadi peristiwa orogenesis pada waktu 5 Ma hingga saat ini dan membentuk Bukit Barisan yang membentang di Sumatera Selatan. Perpanjangan lipatan transpresional berorientasi dari barat laut-tenggara (NW-SE) dengan besar yang bervariasi terbentuk di sepanjang cekungan dan melintasi banyak struktur yang terbentuk pada masa *syn-rift*. Pada masa ini, sejumlah jebakan hidrokarbon di pusat cekungan banyak terbentuk karena adanya kompresional pada batuan dasar yang menyebabkan adanya pembentukan antiklin, meskipun di area lain pada cekungan tersebut tidak terjadi pembentukan jebakan hidrokarbon, sehingga akumulasi dari hidrokarbon meresap ke luar dan terlihat di permukaan. Selain terjadinya perpanjangan lipatan transpresional, penurunan dasar cekungan terus berlanjut diikuti dengan naiknya masukan endapan sedimen yang dihasilkan oleh erosi Bukit Barisan yang terbentuk dengan arah erosinya dari selatan ke arah barat (Ginger dan Fielding, 2005).

2.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Berdasarkan stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan mencakup satu siklus besar sedimentasi (*megacycle*), bermula dari fase transgresi dan berakhir pada fase

regresi. Proses transgresi diawali pada kala Oligosen Awal dengan pengendapan fasies non-marine yang membentuk Formasi Lahat (LAF). Selanjutnya, secara tidak selaras diendapkan Formasi Talang Akar (TAF) yang kemudian berlanjut hingga Miosen Awal. Pada periode tersebut terbentuk endapan Formasi Baturaja (BRF) yang dicirikan oleh keberadaan batuan karbonat dengan lingkungan pengendapan terlindung (*back reef*), terumbu (*fore reef*), dan pasang surut (*intertidal*). Kemudian proses maksimal dari fase transgresi ditandai dengan terbentuknya endapan secara selaras di bagian bawah Formasi Gumai (GUF) mengandung *shale* laut dalam di atas Formasi Baturaja (BRF). Berdasarkan penjelasan tersebut dapat diurutkan bahwa terbentuknya fasies, yaitu *nomarine*, transisi, laut dangkal (*marine shallow*), dan laut dalam (*marine deeper*). Fase regresi dimulai pada Pliosen Awal ditandai dengan terbentuknya endapan bagian atas Formasi Gumai (GUF) dan diiringi oleh terbentuknya endapan Formasi Air Benakat (ABF) secara selaras dengan jenis batuan sedimen berupa perselingan antara batu pasir dan batu lempung dengan campuran batu bara. Pada lingkungan pantai dan daratan delta terbentuk saat Pliosen Awal yang menyebabkan lautan menjadi semakin dangkal dan pada saat inilah terjadinya pembentukan endapan Formasi Muara Enim (MEF) hingga Pliosen Akhir yang berisikan batuan sedimen berupa batuan kerikil (konglomerat), batu vulkanik berpori, dan batu pasir *tuffa*. Oleh karena itu dapat dikatakan urutan fasies yang terbentuk, yaitu fasies laut dalam, laut dangkal, transisi, dan *non-marine* berkebalikan dengan fase transgresi (De Coster, 1974).

Berdasarkan susunannya stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan diurutkan dari batuan yang tertua hingga batuan termuda ditunjukkan pada **Gambar 2.2** sebagai berikut:

2.2.1 Batuan Pra Tersier

Batuan dasar atau *Basement* merupakan batuan yang terbentuk dari rentang waktu Kapur Akhir sampai Eosen Awal dengan komposisi berupa batuan kompleks Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, beku, metamorf, serta karbonat. Pada bagian utara dan timur cekungan, batuan dasar yang paling tua dan terdeformasi paling lemah dianggap bagian dari Lempeng-mikro Malaka. Pada bagian selatan terdapat Lempeng-mikro Mergui yang batuan dasarnya mengalami deformasi lebih intensif

dan dianggap sebagai fragmen benua yang kurang stabil. Antara kedua lempeng mikro tersebut terdapat material bagian selatan yang terdeformasi dengan fragmen yang saling bertumbukan. Komposisi bagian dasar lainnya dari Cekungan Sumatera Selatan meliputi batuan granit, batuan vulkanik, dan batuan metamorf. Ketiga jenis batuan ini telah mengalami deformasi kuat dan berumur Kapur Akhir. Diperkirakan, kondisi morfologi batuan dasar sangat dipengaruhi oleh proses tektonik dan geokimia. Faktor yang berperan mencakup morfologi *rift* yang terbentuk pada Eosen–Oligosen, posisi serta luas sesar mendatar di Plio–Pleistosen, tingginya kadar karbon dioksida di sekitar lokasi, hingga adanya gas hidrokarbon. Kombinasi faktor ini menyebabkan terbentuknya sesar pada batuan metamorf maupun sedimen penyusun *basement* (Ginger dan Fielding, 2005).

2.2.2 Batuan Tersier

Koesomadinata (1978) menyatakan bahwa pada Cekungan Sumatera Selatan pengendapan sedimen Tersier melewati dua fase penting, yaitu fase pasang laut dan fase penurunan permukaan laut. Kelompok Telisa yang terdiri dari Formasi Lahat, Talang Akar, Baturaja, dan Gumai berkembang selama tahap genang laut. Untuk tahap surut laut, Kelompok Palembang terbentuk dari Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai.

1. Formasi Lahat (LAF)

Formasi Lahat merupakan lapisan sedimen pertama yang diendapkan secara tidak selaras sebelum terjadinya deformasi ekstensional di Cekungan Sumatera Selatan, dengan umur diperkirakan Awal Oligosen. Sedimentasinya berlangsung dari lingkungan darat (*aluvial–fluvial*) hingga danau (*lacustrine*). Komposisinya terdiri atas fasies batu pasir di bagian bawah dan fasies serpih (Benakat *Shale*) di bagian atas. Secara litologi, formasi ini tersusun dari batu pasir berbutir kasar, kerikil, hingga konglomerat mendominasi fasies bawah, sedangkan fasies serpih di lingkungan lakustrin berpotensi sebagai batuan induk, tersusun atas sisipan batu serpih, batu pasir halus, lanau, dan *tuff*. Ketebalan sedimen mencapai sekitar 1000 m pada zona tinggian intra-graben berada di sub-cekungan selatan hingga tengah Palembang, namun menipis hingga hilang di bagian tepi graben (Ginger dan Fielding, 2005).

2. Formasi Talang Akar (TAF)

Formasi Talang Akar terbentuk dari rentang waktu Oligosen Akhir sampai dengan Miosen Awal. Pada urutan stratigrafi, pengendapan secara selaras di bawah Formasi Gumai atau Basal Telisa (anggota Formasi Baturaja), sedangkan hubungan dengan Formasi Lahat bagian bawahnya bersifat tidak selaras. Tersusun dari batu pasir, batu lanau, dan fragmen batu bara membentuk endapan pada lingkungan laut dangkal sampai zona transisi dengan ketebalan antara 460 sampai 610 m pada sejumlah area. Stratigrafi endapan pada cekungan ini dapat dibagi menjadi dua interval utama. Interval bawah terdiri dari serpih, batu pasir kasar, serta sisipan batu bara, sedangkan interval atas dicirikan oleh adanya perselingan litologi serpih dan batu pasir. Pengendapan diawali pada lingkungan fluvial–deltaic di sepanjang *shelf*, yang memperlihatkan fasies *braided stream* dan *point bar*. Seiring perkembangan sedimentasi, lingkungan pengendapan mengalami transisi menuju *marginal marine*, *prodelta*, hingga *delta front*, sehingga arah pergeseran pengendapan dapat diinterpretasikan mengarah ke bagian cekungan (*basinward*) (Bishop, 2001).

3. Formasi Baturaja (BRF)

Pada Miosen Awal, Formasi Baturaja terbentuk di lingkungan laut dangkal dan di atas Formasi Talang Akar endapannya terbentuk secara tidak selaras. Litologi utama berupa karbonat platform, disertai perkembangan *carbonate build-up* dan terumbu (*reef*). Pada karbonat tersebut dijumpai sisipan *shale* dan *calcareous shale*. Endapan terbentuk dalam kondisi laut dalam, namun perkembangan fasiesnya terjadi di sekitar platform dan tinggian. Pada formasi dijumpai beberapa fasies batu gamping, seperti batuan lumpur (*mudstone*), batuan karbonat kasar (*wackestone*), dan batuan karbonat terkompaksi (*packstone*). Bagian bawah formasi dicirikan oleh batu kapur kristalin yang kaya semen kalsium karbonat. Pada interval tersebut berkembang fasies *bioclastic wackestone* dengan kandungan *planktonic foraminifera* yang relatif sedikit, serta keberadaan *vein* di beberapa lokasi (Ginger dan Fielding, 2005).

4. Formasi Gumai (GUF)

Formasi Gumai adalah Formasi yang diendapkan pada masa Awal hingga Tengah Miosen pada lingkungan laut dangkal (neritik) menuju laut dalam secara

tidak konsisten pada atas Formasi Baturaja dengan tebal diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Tersusun dari lapisan *shale* laut berfosil dan batu gamping yang berisi glaukonit. Bagian bawah, formasi ini terdiri atas serpih yang berisi *calcareous shale* dan campuran batu kapur, batu lanau, serta napal, sementara itu bagian atasnya berupa lapisan selang-seling antara serpih dan batu pasir (Bishop, 2001).

5. Formasi Air Benakat (ABF)

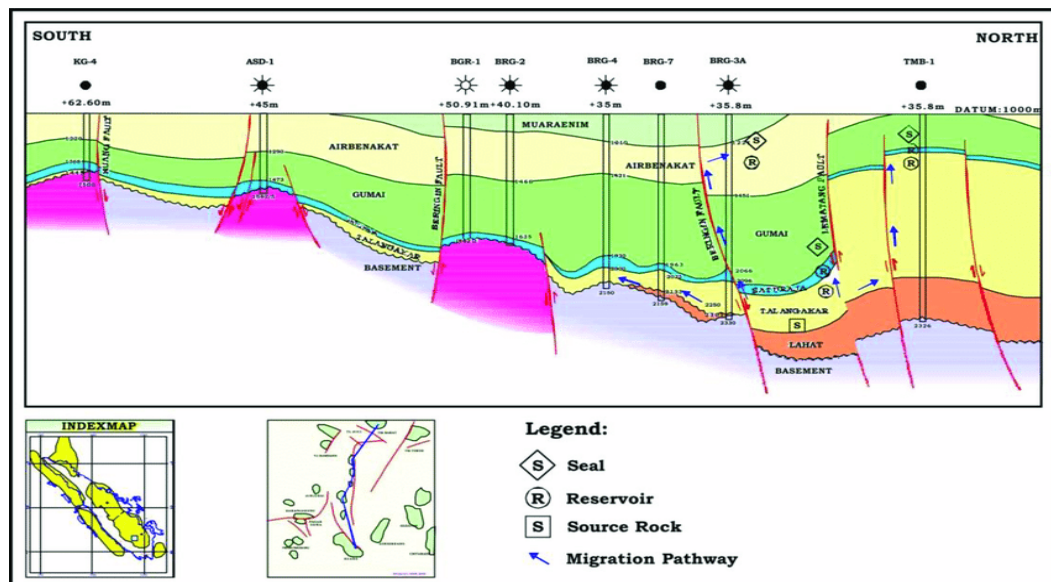
Endapan Formasi Air Benakat berkembang saat masa Miosen Tengah, ketika fase regresi berlangsung, sekaligus mengakhiri pengendapan Formasi Gumai. Formasi ini memiliki ketebalan signifikan, diperkirakan antara 1000 hingga 1500 meter. Formasi ini terbentuk pada akhir putaran regresi pertama. Lingkungan pengendapannya mula-mula berkembang di zona neritik hingga laut dangkal, selanjutnya terjadi perubahan secara bertahap menjadi dataran pengendapan delta serta rawa pesisir (*coastal swamp*). Secara litologi, Formasi ini terdiri atas batu pasir abu-abu kebiruan kehitaman dan batu lempung berwarna putih kelabu dengan campuran pasir halus. Di beberapa lokasi ditemukan glaukonitan dan lignit. Pada bagian atas formasi berkembang lapisan *tuff*, sementara bagian tengahnya ditandai oleh kandungan fosil foraminifera yang melimpah (Darman dan Sidi, 2000).

6. Formasi Muara Enim (MEF)

Formasi Muara Enim merupakan Formasi yang terbentuk dari endapan di masa Akhir Miosen hingga Pliosen yang dikenal sebagai Formasi pembawa batu bara dengan ketebalan mencapai 500-700 m. Lingkungan pengendapan Formasi ini terbentuk pada siklus regresi kedua dengan karakteristik sedimen yang bervariasi mulai dari endapan laut dangkal, pasir kontinental, hingga delta dan batu lempung. Berbeda dengan siklus regresi pertama, pada fase kedua ini tidak dijumpai batu pasir glaukonitan maupun akumulasi lignit yang tebal, sehingga hal ini menjadi ciri pembeda antara keduanya. Fase pengendapan awal di selatan Cekungan Sumatera Selatan terjadi pada lingkungan rawa pantai daratan yang menghasilkan endapan batu bara dengan penyebaran luas. Proses ini kemudian berlanjut di lingkungan *delta plain*, ditandai dengan hadirnya batu pasir setempat dan sekuen serpih yang cukup tebal (Darman dan Sidi, 2000).

2.3 *Petroleum System* Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan adalah salah satu cekungan sedimen di Indonesia yang telah tereksplorasi dan terbukti mengandung hidrokarbon produktif (Bishop, 2001). Cekungan ini terdapat struktur antiklin yang memicu keluarnya minyak dan gas ke permukaan. Fenomena tersebut menjadi tanda awal keberadaan hidrokarbon bawah tanah, seperti terlihat pada **Gambar 2.3**. Lokasi penghasil hidrokarbon harus didukung oleh sistem petroleum yang lengkap, meliputi batuan induk (*source rock*), batuan reservoir (*reservoir rock*), proses migrasi (*migration*), jebakan (*trap*), dan batuan penutup (*seal rock*). Hilangnya salah satu unsur ini akan menyebabkan eksplorasi hidrokarbon tidak berhasil (Koesoemadinata, 1980).



Gambar 2.3 *Petroleum system* pada Cekungan Sumatera Selatan (Hedriana, 2017)

2.3.1 Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk terbentuk dari akumulasi organik hasil pengendapan tumbuhan maupun hewan. Melalui proses kematangan, batuan ini berperan menghasilkan hidrokarbon berupa minyak dan gas bumi (Tissot dan Welte, 2013). Pada Cekungan Sumatera Selatan terdapat batuan induk *lacustrine* pada Formasi Lahat dan pada Formasi Talang Akar terdapat batuan induk batubara *terrestrial* dan serpih batu bara. Untuk batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat terendapkan secara kompleks pada *half-garben*, sedangkan untuk batu bara *terrestrial* dan serpih batubara Formasi Talang Akar terendapkan secara luas pada batas luar dari *half-garben*.

Selain itu, batu serpih pada Formasi Gumai dan batuan karbonat pada Formasi Baturaja diperkirakan memiliki tingkat kematangan termal matang hingga matang awal dan menghasilkan hidrokarbon pada beberapa cekungan dalam (Bishop, 2001).

Pada Formasi Lahat memiliki kandungan karbon organik total (TOC) yang bervariasi sekitar 1,7-8,5 wt% yang secara lokal sebesar 16 wt% dengan kematangan termal (HI) antara 0,64-1,40% Ro, sehingga dapat dikatakan Formasi Lahat di sebagian besar lokasinya cenderung menghasilkan minyak dan gas yang terkubur lebih dalam, sedangkan pada Formasi Talang Akar terdapat komponen organik yang mengandung kerogen Tipe I, II, dan III menghasilkan minyak dan gas dengan HI berkisar antara 0,54-0,60 Ro di bagian atas dan di bagian bawah berkisar antara 0,82-1,30 Ro. Formasi Talang Akar ini yang berpotensi sebagai batuan induk paling baik dengan TOC sekitar 1,5-8 wt% (Sarjono dan Sardjito, 1989).

2.3.2 Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Batuan reservoir dicirikan dengan sifat porositas serta permeabilitas yang optimal, sehingga berfungsi menyimpan atau menampung hasil yang berasal dari batuan induk, seperti minyak maupun gas bumi (Tissot dan Welte, 2013). Pada dasarnya, reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan terdapat di semua wilayah formasi dengan karakteristik dan lingkungan pengendapan yang berbeda-beda, seperti *Basement*, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Air Benakat, dan Gumai (Bishop, 2001).

Pada *Basement* yang sangat berpotensi menjadi reservoir hidrokarbon ini, terdiri dari batuan karbonat, granit, konglomerat, dan batu pasir dengan porositas serta permeabilitas yang rendah dan sistem patahan ekstensi yang mengontrol permeabilitas tersebut. Pada Formasi Lahat yang tersusun atas endapan *synrift* setebal 1.070 m dan berada di lingkungan lakustrin, reservoirnya tersusun dari konglomerat dan batu pasir yang memiliki kapasitas pori dan kemampuan aliran fluida secara optimal. Formasi Talang Akar merupakan formasi yang menyumbang kumulatif minyak terbesar di Cekungan Sumatera Selatan dengan kandungannya sebesar 75%. Reservoir pada Formasi Talang Akar endapannya berada di lingkungan *fluvial* hingga *delta*, reservoirnya berisikan batu pasir silika, batu serpih,

serta batu lanau dengan porositas yang rata-ratanya 25% dan permeabilitas relatif sangat baik. Pada Formasi Baturaja, zona poros di bagian atas lebih tinggi dibandingkan di bagian bawah formasi tersebut dikarenakan relatif lebih ketat dengan rata-rata porositasnya sebesar 10-30% dan permeabilitas berkisar 1 *Darcy*. Pada Formasi Air Benakat dan Gumai merupakan formasi dengan kualitas reservoir batu pasir paling baik dan diendapkan di lingkungan delta pesisir yang ketebalannya sekitar 5-40 m. Kedua Formasi tersebut memiliki porositas lebih dari 20% dan permeabilitas berkisar 10-3 *Darcy* (Bishop, 2001).

2.3.3 Jebakan Hidrokarbon (*Hydrocarbon Trap*)

Jebakan pertama yang diamati dan menjadi jebakan paling utama di Cekungan Sumatera Selatan merupakan antiklin yang mengarah ke barat laut-tenggara (NW-SE) dan terbentuk dari hasil kompresi pada masa Miosen sekitar 2-3 Ma. Selain itu, jebakan stratigrafi juga berperan pada cekungan ini yang berkembang secara terbatas disebabkan karena tidak meratanya persebaran dan fasies yang berbeda-beda pada batu gamping. Pada cekungan ini, umumnya dikontrol oleh sesar normal regional dan sesar naik yang terjadi pada masa Pliosen hingga Pleistosen terbentuk bersamaan dengan adanya *lift-up* akhir Pegunungan Barisan (Bishop, 2001).

2.3.4 Batuan Penutup (*Seal*)

Lapisan *seal* pada Cekungan Sumatera Selatan tersusun atas batu lempung *impermeabel* yang keberadaannya di atas Formasi Talang Akar serta Formasi Gumai, sehingga berperan penting dalam mengurung akumulasi hidrokarbon. Formasi Gumai tersebut menghalang reservoir karbonat secara regional, sedangkan pada Formasi Talang Akar menghalang reservoir batu pasir secara lokal. Formasi Gumai juga memiliki sifat *intraformational seal rock*, sehingga membentuk *seal* pada Formasi Baturaja, Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim (Bishop, 2001).

2.3.5 Migrasi (*Migration*)

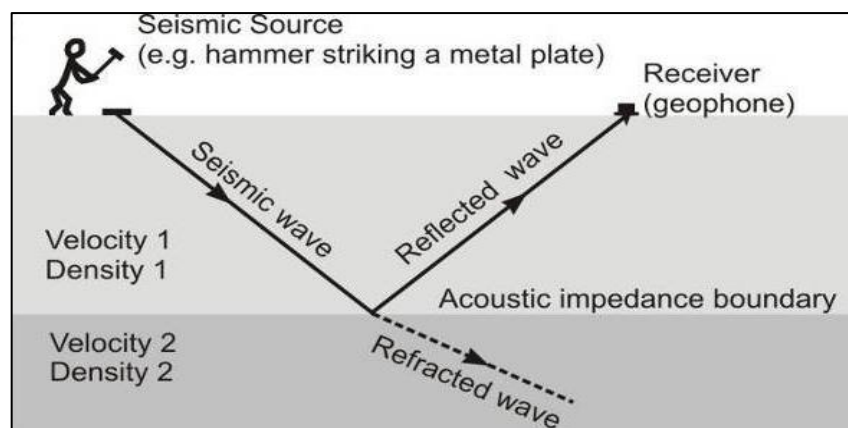
Migrasi hidrokarbon terbagi menjadi tiga jenis, yaitu migrasi primer, sekunder, dan tersier. Migrasi primer merupakan perpindahan yang melalui lapisan penyalur antara minyak bumi dari batuan induk lalu masuk ke dalam reservoir.

Migrasi sekunder terjadi ketika fluida bergerak melalui batuan pembawa menuju perangkap. Adapun migrasi tersier adalah tahap pergerakan hidrokarbon yang berlangsung setelah kumpulannya terbentuk secara jelas (Koesoemadinata, 1980).

Pada saat migrasi terjadi terdapat jalur migrasi yang berupa rekahan, pori, maupun bidang antar lapisan batuan. Jalur tersebut merupakan jalur untuk perpindahan hidrokarbon dari batuan induk ke reservoir (perangkap). Hidrokarbon berpindah melalui dua arah, yaitu migrasi secara vertikal dan migrasi secara horizontal. Migrasi vertikal terjadi pada Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim yang disebabkan oleh rekahan-rekahan dan daerah sesar, sedangkan pada jalur migrasi horizontal bergerak mengikuti kemiringan lereng dan mengantarkan hidrokarbon yang berasal dari batuan induk hingga masuk menuju reservoir pada Formasi Lahat dan Formasi Talang Akar melewati lapisan formasi yang dipengaruhi oleh permeabilitas (Bishop, 2001).

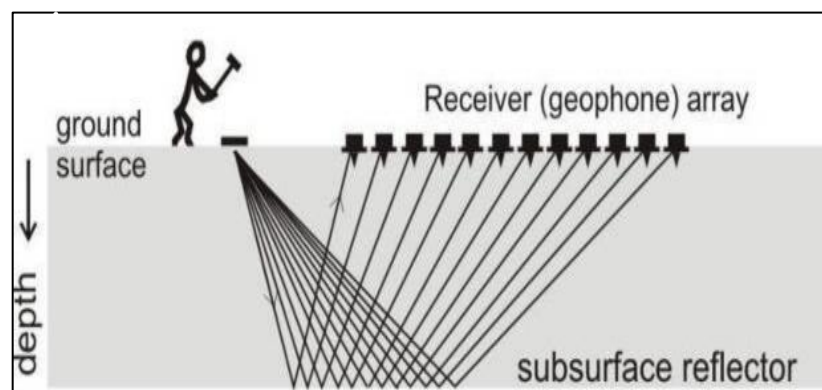
2.4 Seismik Refleksi

Dalam eksplorasi hidrokarbon, metode seismik merupakan teknik geofisika yang umum dipakai dan prinsip kerjanya memanfaatkan perambatan gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan karakteristik akustik berbeda. Pada **Gambar 2.4** ditunjukkan bahwa gelombang seismik ada yang dipantulkan kembali ke permukaan (refleksi) dan ada juga yang diteruskan ke lapisan bawah permukaan (refraksi) (Sheriff dan Geldart, 1995).



Gambar 2.4 Refleksi dan refraksi pada bidang reflektor (Hunter dan Crow, 2015)

Metode seismik refleksi dideskripsikan sebagai penjalaran gelombang elastis ke dalam bumi oleh suatu sumber getaran, kemudian dipantulkan (direfleksikan) kembali, selanjutnya diterima dan direkam oleh *receiver* (geofon untuk di darat dan hidrofon untuk di laut), sehingga didapatkan horizon reflektor atau gambaran kondisi di bawah permukaan bumi. Seperti terlihat pada **Gambar 2.5**, gelombang yang diterima sensor menyimpan informasi penting tentang litologi bawah permukaan. Informasi tersebut bisa diketahui dari perubahan waktu tempuh, frekuensi, amplitudo, hingga fasa gelombang (Badley, 1985).



Gambar 2.5 Geometri refleksi untuk lapisan horizontal (Hunter dan Crow, 2015)

2.5 Gelombang Seismik

Berdasarkan cara perambatannya, gelombang seismik terpecah menjadi dua kateogore, yaitu gelombang seismik yang merambat di permukaan disebut sebagai gelombang permukaan (*surface wave*) dan perambatan gelombang seismik di dalam permukaan bumi disebut sebagai gelombang badan (*body wave*), namun dalam metode seismik, hanya menggunakan gelombang badan saja karena gelombang permukaan sendiri dianggap sebagai suatu *noise* (Telford dkk., 1990).

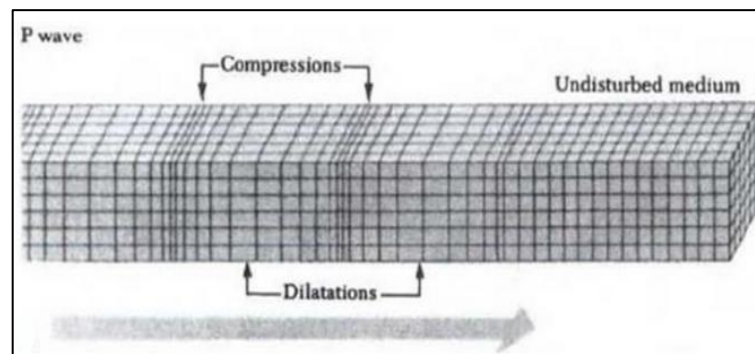
Gelombang P merupakan gelombang kompresi (gelombang longitudinal) yang arah penjalarannya dan arah getarannya searah ditunjukkan pada **Gambar 2.6**, diukur melalui *transit time* dari *waveform* antara *transmitter* dan *receiver*, serta mampu merambat melalui medium padat, cair, dan gas (Elnashai dan Sarno, 2008). Gelombang P digunakan untuk menganalisis sifat batuan, karena kecepatan gelombang ini terkait langsung dengan sifat fisis batuan, seperti densitas, rigiditas,

dan inkompresibilitas. Secara matematis kecepatan gelombang P dapat ditulis sebagai berikut:

$$v_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (2.1)$$

$$v_p = \sqrt{\frac{K + \frac{3}{4}\mu}{\rho}} \quad (2.2)$$

dengan v_p adalah kecepatan gelombang P (m/s), ρ adalah densitas (kg/m^3), K adalah modulus bulk (GP_a), μ adalah modulus geser (rigiditas) (GP_a), dan λ adalah konstanta *lame* (inkompresibilitas) (GP_a) (Mavko dkk., 2009).



Gambar 2.6 Perambatan gelombang P (Elnashai dan Sarno, 2008)

2.6 Komponen Dasar Seismik Refleksi

Komponen dasar pada gelombang seismik refleksi membentuk pola pada *trace* seismik, meliputi panjang gelombang, amplitudo, *trough*, *peak*, dan *zero crossing*. Berbagai parameter ini selanjutnya digunakan untuk menurunkan berbagai komponen lainnya, yaitu koefisien refleksi, impedansi akustik, *wavelet*, polaritas dan fasa, seismogram sintetis, serta resolusinya (Abdullah, 2007).

2.6.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik merupakan parameter fisis pada batuan yang digunakan dalam analisis karakteristik litologi reservoir hidrokarbon dengan memperkirakan bentuk lapisan atau struktur bawah permukaan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, porositas, dan temperatur (Sukmono, 1999).

Berdasarkan **Persamaan 2.3** dapat dikatakan bahwa semakin besar impedansi akustik, maka suatu batuan semakin keras juga. Kecepatan lebih berpengaruh daripada densitas dalam mengontrol harga nilai impedansi akustik. Selain itu, harga kecepatan juga lebih berpengaruh untuk porositas dan isi pori batuan (minyak, air, dan gas) daripada pengaruh densitas. Impedansi akustik, jika dituliskan secara matematis, memiliki bentuk persamaan sebagai berikut:

$$IA = \rho \cdot v_p \quad (2.3)$$

dengan IA adalah impedansi akustik ((m/s)*(g/cc)), v_p adalah kecepatan gelombang (m/s), dan ρ adalah densitas (kg/m³) (Sukmono, 1999).

Untuk memperoleh tampilan objek bawah permukaan secara lebih realistis dan mudah dipahami, dilakukannya proses inversi pada nilai impedansi akustik yang didapatkan. Untuk memperoleh data seismik impedansi akustik, dibutuhkan beberapa hal, seperti data seismik yang diproses dengan menjaga amplitudo asli, interpretasi horizon, data log sumur (densitas dan *sonic*), serta *wavelet* yang digunakan. Data hasil impedansi akustik kemudian diturunkan menjadi atribut seismik berdasarkan amplitudo, sehingga memberikan gambaran distribusi batuan secara jelas, baik secara lateral maupun vertikal (Sukmono dan Abdullah, 2001).

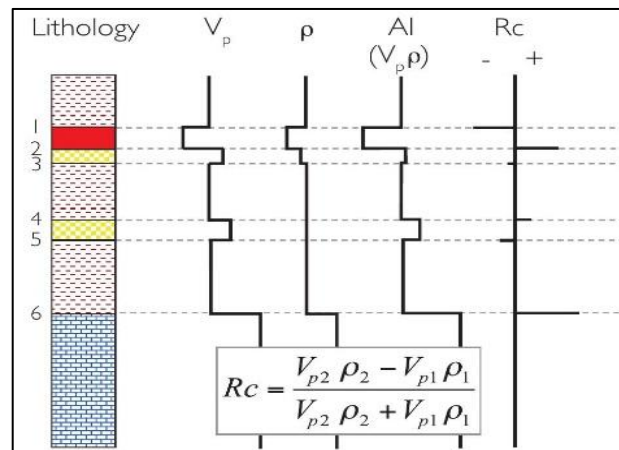
2.6.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi menunjukkan nilai pada bidang batas di antara dua medium dengan impedansi akustik yang berbeda, sehingga memungkinkan refleksi gelombang seismik dapat membentuk sudut tegak lurus dari bidang pantul (*incidence normal*) yang secara perumusan matematis dapat diekspresikan sebagai berikut:

$$KR = \frac{(AI_2 - AI_1)}{(AI_2 + AI_1)} \quad (2.4)$$

dengan KR adalah koefisien refleksi pada sudut datang nol, AI_1 adalah impedansi akustik lapisan 1, AI_2 adalah impedansi akustik lapisan 2. **Persamaan 2.4** yang menunjukkan bahwa nilai koefisien refleksi bernilai di antara -1 hingga 1 (Sukmono, 1999).

Gambar 2.7 menunjukkan nilai koefisien refleksi ketika kecepatan atau densitas bernilai rendah pada gelombang yang melalui lapisan batuan menuju lapisan batuan yang bernilai kecepatan atau densitas lebih tinggi, sehingga dapat dikatakan jika amplitudo semakin besar, maka refleksi dan kontras impedansi akustiknya juga semakin besar serta akan bernilai positif (Sukmono,1999).



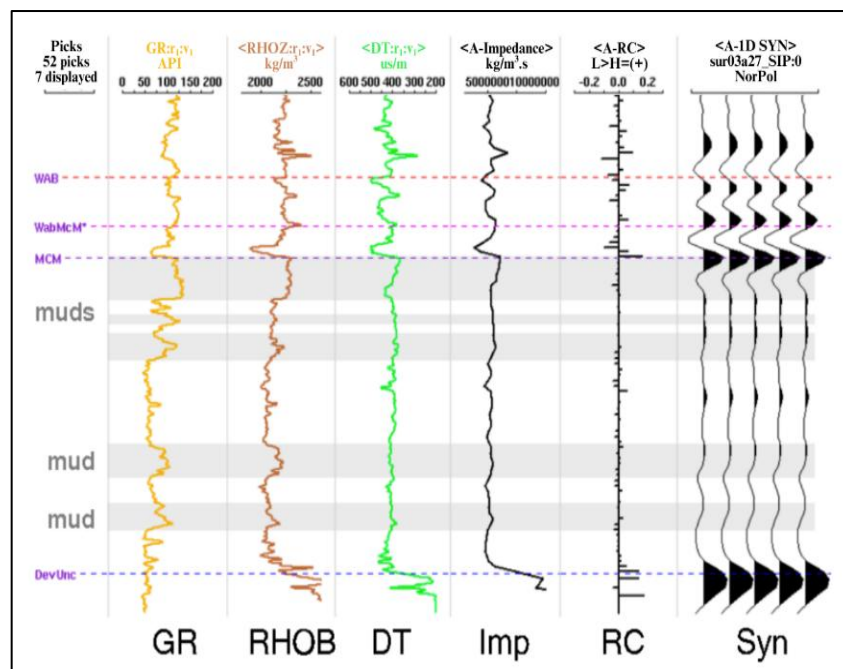
Gambar 2.7 Hubungan antara koefisien refleksi dengan impedansi akustik (Simm dan Bacon, 2014)

2.6.3 Checkshot

Checkshot merupakan metode perekaman waktu yang dijalani gelombang seismik pada sumur berawal dari permukaan menuju kedalaman tertentu dengan sumber getar di permukaan dan diterima oleh detektor (*geophone*) di bawah permukaan. *Checkshot* berfungsi dalam mengonversi data log sumur berdomain kedalaman menjadi berdomain waktu yang kemudian dapat disejajarkan dengan data seismik, sehingga menghasilkan kurva waktu-kedalaman (*time-depth relationship*). Saat menggunakan *checkshot* sangat memungkinkan akan terjadi ketidaksesuaian posisi antara *top* sumur dan refleksi seismik. Hal itu disebabkan ketebalan atau sifat refleksi yang menerus, sehingga batas lapisannya sulit dipastikan, namun hal tersebut dapat diatasi dengan pemilihan horizon pada seismik berdasarkan pada refleksi yang paling tebal dan konsisten terhadap kedalaman hasil *wireline logs* (Goetz dkk., 1979).

2.6.4 Well Seismic Tie

Well seismic tie dapat dikatakan sebagai tahap interpretasi seismik yang menghubungkan hasil pengukuran dari sumur dengan rekaman seismik, seperti ditunjukkan pada **Gambar 2.8**. Tujuan dari proses ini untuk menyelaraskan domain kedalaman dari sumur dengan domain waktu pada seismik. Prosesnya melibatkan pembuatan seismogram sintetis yang dikonvolusi dengan *wavelet* seismik, lalu dibandingkan dengan *trace* seismik terdekat untuk memastikan kesesuaian antara *top marker* sumur dan horizon seismik. Sebelum itu, perlu dilakukan koreksi *checkshot* agar kedalaman sumur bisa dikonversi ke domain waktu (Sheriff dan Geldart, 1995).



Gambar 2.8 *Well seismic tie* (Hall, 2009)

2.6.5 Wavelet

Wavelet merupakan respon sumber getaran seismik yang direkam dalam bentuk gelombang pendek dengan rentang frekuensi terbatas, berfungsi sebagai konvolusi terhadap deret koefisien refleksi di bawah permukaan, sehingga menghasilkan seismogram sintetis. Pemilihan *wavelet* harus sesuai dikarenakan dapat mempengaruhi kualitas seismogram sintetis dan ketepatan proses *well seismic tie* (Simm dan Bacon, 2014). Menurut Sukmono (2001) terdapat 4 jenis

wavelet ditunjukkan pada **Gambar 2.9**, dikelompokkan berdasarkan fokus energinya sebagai berikut:

(1) *Minimum Phase Wavelet*

Minimum phase wavelet (*wavelet* berfasa minimum) adalah *wavelet* yang menempatkan sebagian besar energinya di bagian depan dan hanya mengalami pergeseran fasa minimal pada setiap frekuensi. Waktu tunda energi pada *wavelet* ini juga lebih singkat dibandingkan jenis *wavelet* lain dengan spektrum amplitudo setara.

(2) *Maximum Phase Wavelet*

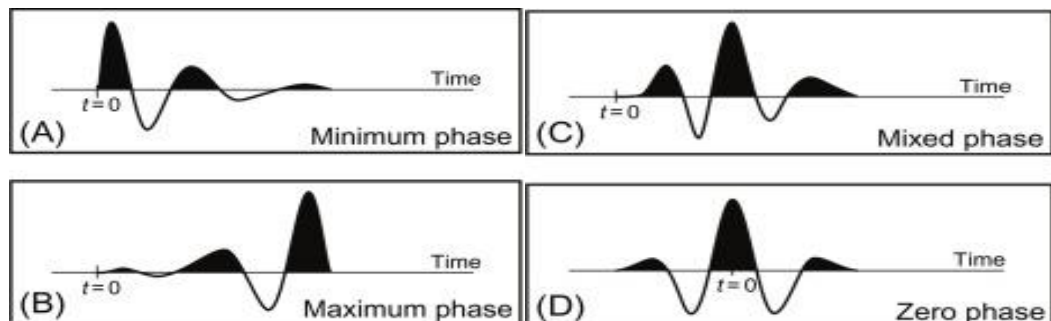
Maximum phase wavelet (*wavelet* berfasa maksimum) merupakan *wavelet* yang energinya terkumpul di ujung *wavelet*, berlawanan dengan *wavelet* berfasa minimum yang energinya berada di depan.

(3) *Mixed Phase Wavelet*

Mixed phase wavelet (*wavelet* berfasa campuran) adalah *wavelet* yang energinya tidak terpusat di bagian depan maupun belakang, melainkan menyebar di sepanjang *wavelet*.

(4) *Zero Phase Wavelet*

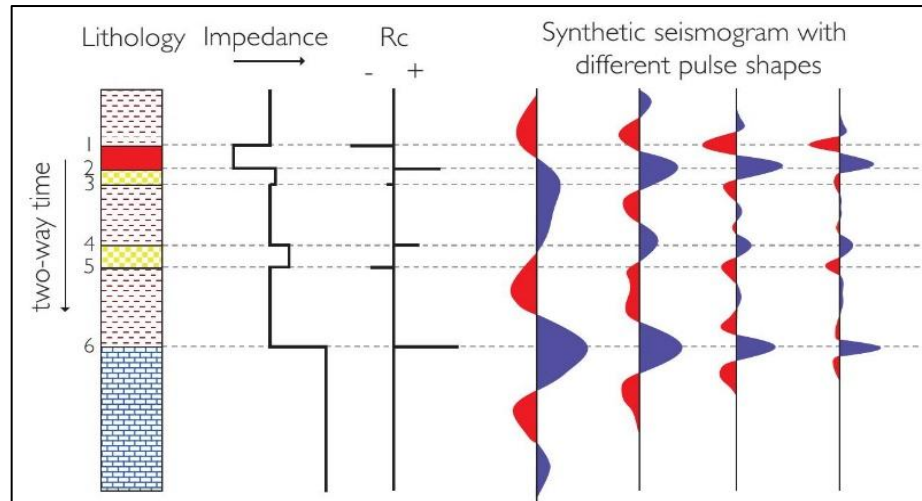
Zero phase wavelet (*wavelet* berfasa nol) merupakan *wavelet* simetris yang menawarkan resolusi tinggi dan kemampuan menonjolkan sinyal maksimal. Energinya terkumpul di tengah pada waktu tunda nol, dengan spektrum amplitudo yang seragam, membuat *wavelet* ini lebih unggul dibandingkan jenis *wavelet* lainnya.



Gambar 2.9 Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya, (A) *minimum phase wavelet*, (B) *maximum wavelet*, (C) *mixed wavelet*, (D) *zero phase wavelet* (Sismanto, 2006)

2.6.6 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan hasil rekaman seismik buatan yang diperoleh dengan mengonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet* dari data sumur, seperti log kecepatan, densitas, dan *wavelet* seismik dapat dilihat pada **Gambar 2.10** (Sukmono, 1999). Data seismik biasanya berada pada domain waktu, sedangkan data sumur berada pada domain kedalaman. Agar kedua data ini sesuai, dilakukan *well seismic tie* menggunakan *checkshot*, sehingga terbentuk seismogram sintetik. Seismogram sintetik inilah yang berfungsi sebagai penghubung antara data seismik dan data sumur, sehingga horizon maupun lapisan stratigrafi dapat dikorelasikan lebih akurat (Simm dan Bacon, 2014).



Gambar 2.10 Ilustrasi pembentukan seimogram sintetik (Simm dan Bacon, 2014)

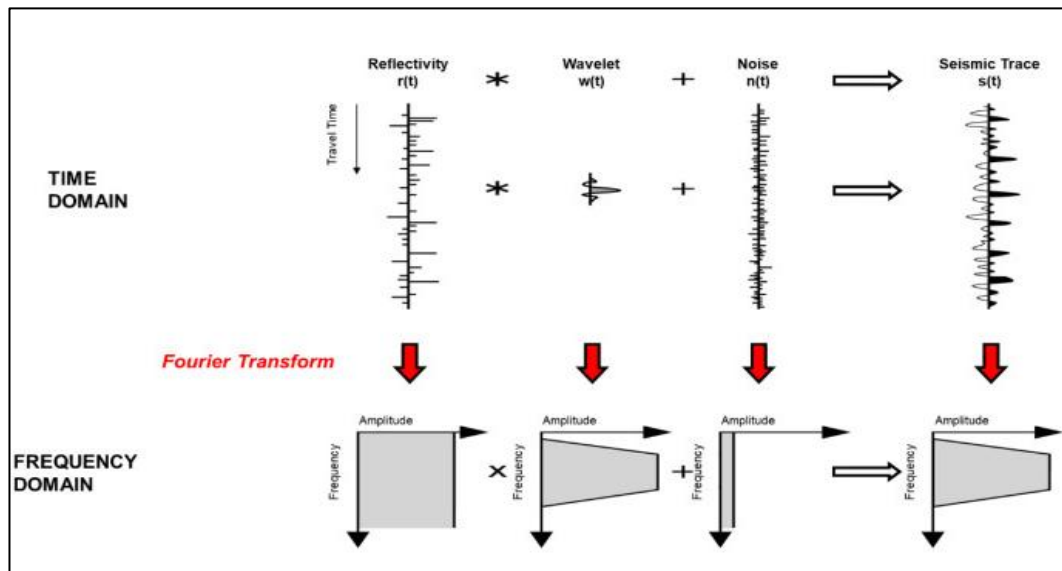
2.6.7 Trace Seismik

Trace seismik merupakan data perekaman seismik yang didapatkan dari perambatan gelombang sumber seismik yang dikonvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dan prosesnya melibatkan adanya faktor gangguan atau noise yang secara formulasi, hubungan matematisnya ditunjukkan sebagai berikut:

$$S_t = W_t * r_t + n_t \quad (2.5)$$

dengan S_t adalah *trace* seismik, W_t adalah *wavelet* seimik, r_t adalah reflektivitas bumi, n_t adalah *noise*, dan (*) adalah simbol dari operasi konvolusi yang merupakan pengganti (*replacing*) pada setiap koefisien refleksi.

Pada **Gambar 2.11**, koefisien refleksi akan bernilai tidak lebih dari 1, meskipun nilai amplitude yang dihasilkan dapat melebihi ± 1 . Amplitude tersebut juga dapat dipengaruhi karena adanya *wavelet amplitude* yang berfungsi sebagai *scaling amplitude* (Russell, 1988).



Gambar 2.11 Trace seismik (Partyka dkk., 1999)

2.7 Fisika Batuan

Fisika batuan atau rock physics mengalami kaitan antara pengukuran geofisika dengan interpretasi seismik secara kuantitatif. Parameter yang diperhatikan antara lain porositas, densitas, kecepatan gelombang seismik, kompresibilitas, dan permeabilitas, serta bagaimana parameter tersebut memengaruhi respons seismik. Hal ini umumnya merupakan salah satu cara untuk memahami karakteristik reservoir dengan membuat hubungan matematis yang kemudian dimanfaatkan untuk memprediksi nilai-nilai properti batuan (Mavko dkk., 2009).

2.7.1 Densitas

Densitas atau kerapatan batuan menggambarkan bahwa semakin dalam batuan berada, semakin tinggi tekanan hidrostatik yang diterimanya, sehingga batuan mengalami kompresi dan semakin rapat lapisan batumannya yang membuat densitas batuan tersebut semakin besar juga (Telford dkk., 1990). Besarnya densitas

suatu batuan sangat berkaitan dengan banyaknya porositas, ketika porositas batuan bertambah, berarti rongga atau celah di dalam batuan menjadi lebih besar, menandakan berkurangnya massa batuan padat, sehingga densitas batuan semakin berkurang, sehingga secara perumusan matematis dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.6)$$

dengan ρ adalah densitas (gr/cm^3), V adalah volume (m^3), dan m adalah massa (kg) (Telford dkk., 1990).

2.7.2 Porositas

Porositas adalah salah satu karakteristik akustik reservoir yang berperan dalam menentukan kecepatan gelombang seismik di batuan berfluida. Nilainya biasanya diukur dalam persen (%) atau fraksi. Porositas dapat dinyatakan bahwa ketika batuan dengan porositas besar memiliki densitas yang lebih rendah, sehingga gelombang seismik merambat lebih lambat melalui batuan tersebut yang dipengaruhi juga oleh adanya suatu zat yang mengisi pori (Sheriff dan Geldart, 1995). Menurut Setiawan (2008), terdapat dua jenis porositas dalam karakterisasi reservoir sebagai berikut:

- a. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan dengan volume total batuan yang secara matematis dapat ditulis sebagai berikut:

$$\phi_t = \frac{V_p}{V_t} \times 100\% \quad (2.7)$$

- b. Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total yang secara matematis dapat ditulis sebagai berikut:

$$\phi_e = \frac{V_{pe}}{V_t} \times 100\% \quad (2.8)$$

dengan ϕ_t adalah porositas total, ϕ_e adalah porositas efektif, V_p adalah volume pori total, V_{pe} adalah volume pori yang saling terhubung, dan V_t adalah volume batuan total.

Menurut Koesoemadinata (1978), terdapat beberapa kategori dalam klasifikasi porositas. Kategori tersebut dibagi berdasarkan kualitas dari porositas batuan, sehingga dapat mempengaruhi karakteristik pada suatu reservoir. **Tabel 2.1** memperlihatkan berbagai kategori yang digunakan dalam klasifikasi porositas..

Tabel 2.1 Skala klasifikasi porositas (Koesoemadinata, 1978)

Nilai Porositas (%)	Skala	Nilai Permeabilitas (mD)	Skala
0-5	Diabaikan (<i>Negligible</i>)	<5	<i>Tight Reservoir</i>
5-10	Buruk (<i>Poor</i>)	5-10	<i>Fair Reservoir</i>
10-15	Cukup (<i>Fair</i>)	10-100	<i>Good Reservoir</i>
15-20	Baik (<i>Good</i>)	100-1000	<i>Very Good Reservoir</i>
20-25	Sangat Baik (<i>Very Good</i>)		
>25	Istimewa (<i>Excellent</i>)		

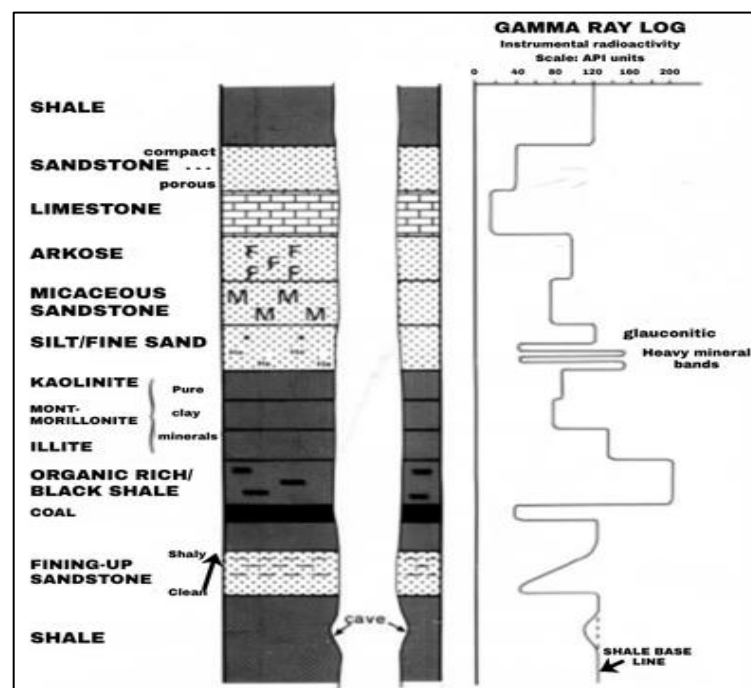
2.8 Well Logging

Well Logging ialah teknik pencatatan dan pengukuran kondisi di bawah permukaan dengan memasukkan instrumen ke dalam sumur atau lubang bor. Teknik ini membantu memahami karakter formasi geologi dengan mengukur sifat fisis batuan di sumur, sehingga informasi tentang keadaan bawah permukaan dapat diperoleh, seperti litologi, permeabilitas, saturasi air, porositas, serta kandungan serpih. Penggunaan log sumur tersebut juga membantu menandai zona serta memperkirakan seberapa banyak hidrokarbon yang tersimpan di dalam reservoir. Log merupakan hasil rekaman suatu grafik berdasarkan kedalaman atau waktu dari set data berupa pengamatan visual sampel dengan menunjukkan parameter pengukurannya pada sumur bor dalam (*geological log*) (Asquith dkk., 2004).

2.8.1 Log Gamma Ray (GR)

Log gamma-ray adalah respon pengukuran radiasi sinar gamma pada suatu formasi yang muncul akibat interaksi radiasi dari unsur radioaktif berupa *Potassium* (K), *Thorium* (Th), *Uranium* (U), dan Radium. Log ini terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor dengan mempresentasikan mengenai mineral *clay*, batuan induk, material organik, *sandstone*, dan *shale* pada batuan reservoir dengan satuan hasil pengukurannya berupa satuan API (*American Petroleum Institute*) yang ditunjukkan pada **Gambar 2.12**. Log ini memiliki berbagai macam kegunaan,

seperti untuk mengestimasi kandungan pada batuan lempung, kolerasi antar sumur, mengindikasikan lapisan permeabel dan *depth matching* antara *logging* secara berurutan. Pada formasi suatu reservoir hampir semua batuan sedimennya bersifat radioaktif dan berbeda-beda, sehingga partikel radioaktif tersebut yang akan membuat munculnya anomali. Jika nilai *gamma ray* tinggi dapat dikatakan sebagai *shale*, sedangkan ketika nilai *gamma ray* rendah dapat dikatakan sebagai batu pasir (*limestones*). Log ini menjadi log terbaik untuk memisahkan antara *shale* dengan *sand* (Asquith dkk., 2004).

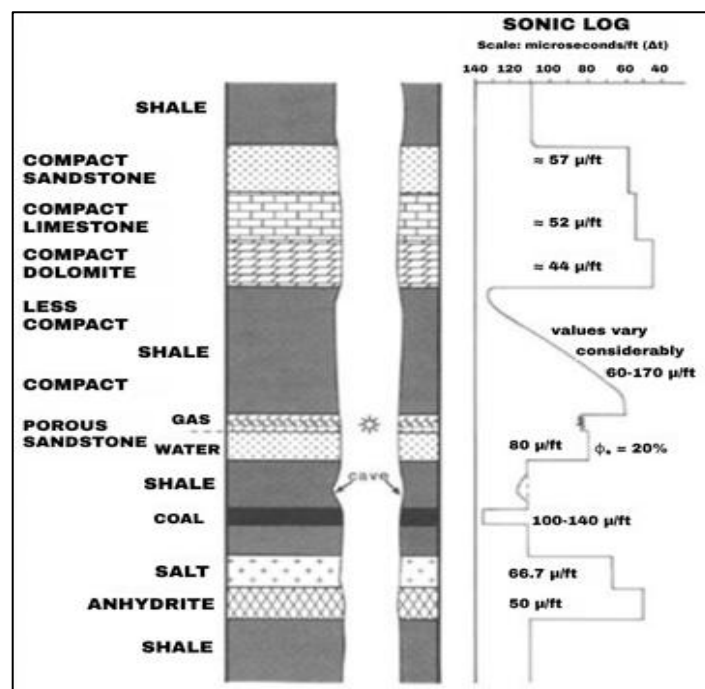


Gambar 2.12 Respon *log gamma ray* di berbagai litologi (Rider, 1996)

2.8.2 Log sonic

Log sonic merupakan log yang merekam bagaimana gelombang suara bergerak melalui formasi, baik yang dipantulkan maupun diteruskan, berfungsi untuk mengetahui sifat fisis batuan dengan penerimaan gelombang oleh *receiver*. Untuk sampai ke *receiver*, waktu yang diperlukan gelombang suara disebut dengan *transit time* (Δt) yang besar kecilnya ketika melalui formasi tersebut bergantung pada besar dan jenis porositas serta kandungan fluidanya. Kemudian pada formasi batuan yang lebih kompak kecepatan perambatannya akan semakin besar,

sedangkan pada formasi batuan yang lunak kecepatan perambatannya akan semakin kecil. *Log sonic* yang diperlihatkan pada **Gambar 2.13**, berupa kurva yang menyatakan bahwa jika porositas batuan kecil akan menampilkan kurva yang berharga tinggi, sedangkan jika porositas batuan besar akan menampilkan kurva yang berharga rendah. Dalam pemanfaatannya *log sonic* dapat dibagi menjadi dua diantaranya, secara kualitatif dan secara kuantitatif. Secara kualitatif, *log sonic* membantu mendeteksi perbedaan tekstur antara lapisan pasir dan *shale*, serta kadang-kadang menemukan rekahan (*fractures*). Secara kuantitatif, log ini memungkinkan evaluasi porositas di sumur berfluida, penentuan interval kecepatan dan profil *velocity* untuk interpretasi seismik, dan dapat dikalibrasi dengan penampang seismik (Asquith dkk., 2004).

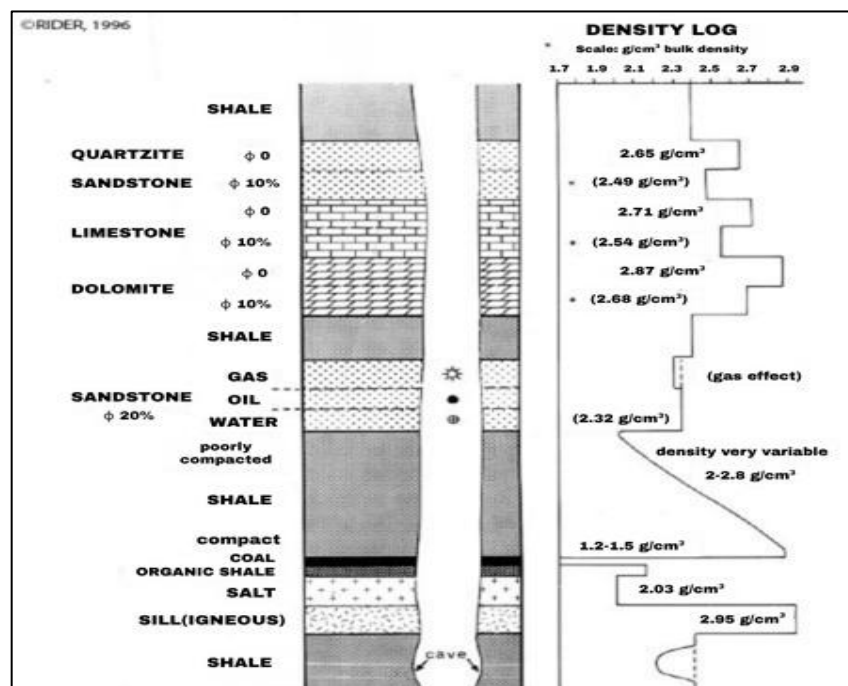


Gambar 2.13 Respon *log sonic* di berbagai litologi (Rider, 1996)

2.8.3 Log Bulk Density (RHOB)

Log densitas menunjukkan besarnya pengukuran densitas batuan (*bulk density*) dalam bentuk kurva terhadap ruang antar elektron pada suatu batuan berpori di sepanjang lubang bor yang berfungsi untuk membantu dalam mengidentifikasi mineral evaporit, mendeteksi zona gas dan litologi yang

kompleks. Pada **Gambar 2.14** menunjukkan log densitas menggunakan sinar gamma dari sumber radioaktif yang menembus formasi batuan. Dalam batuan, partikel foton yang masuk akan bertumbukan dengan elektron, sehingga sebagian energi sinar gamma hilang. Jumlah tumbukan ini mengindikasikan densitas elektron, yang dapat digunakan untuk menaksir densitas formasi. Akibat pengurangan muatan energi sinar gamma tersebut terdapat sisa energi yang kembali dan diterima oleh detektor sinar gamma. Indikasi densitas batuan dapat dilihat dari banyaknya energi yang diterima oleh detektor. Jika batuan memiliki jumlah elektron yang lebih banyak dan butirannya lebih padat per satuan volume, tumbukan dengan foton akan lebih sering terjadi. Akibatnya, densitas batuan meningkat dan energi sinar gamma yang diterima detektor lebih sedikit, sehingga sinar gamma cepat melemah (Asquith dkk., 2004).

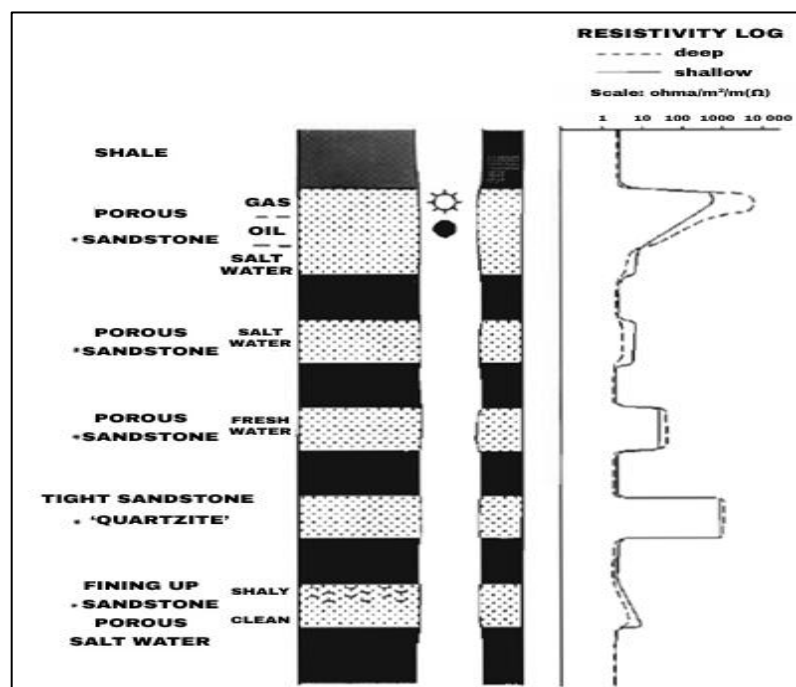


Gambar 2.14 Respon log densitas di berbagai litologi (Rider, 1996)

2.8.4 Log Resistivity

Log resistivitas merupakan log yang mengukur tahanan jenis (resistivitas) pada batuan dengan mengalirkan arus listrik di sepanjang lubang bor yang disebabkan konduktivitas dari kandungan fluidanya dapat dilihat pada **Gambar**

2.15. Terdapatnya perbedaan nilai pada resistivitas dapat digunakan untuk evaluasi suatu reservoir yang mengandung hidrokarbon dengan nilai tahanan jenisnya sangat tinggi atau air garam yang nilai tahanan jenisnya rendah. Log resistivitas juga berfungsi sebagai penentu porositas dan zona permeabel yang terdiri dari tiga jenis, seperti SFL (*Spherically Focused Log*) merupakan tahanan jenis yang mengukur pada zona terinvasi (*flushed*), ILD (*Induction Log Deep*) merupakan tahanan jenis yang mengukur pada zona tidak terinvasi, dan ILM (*Inducton Log Medium*) merupakan tahanan jenis yang mengukur pada zona invasi lumayan jauh (Harsono, 1997).

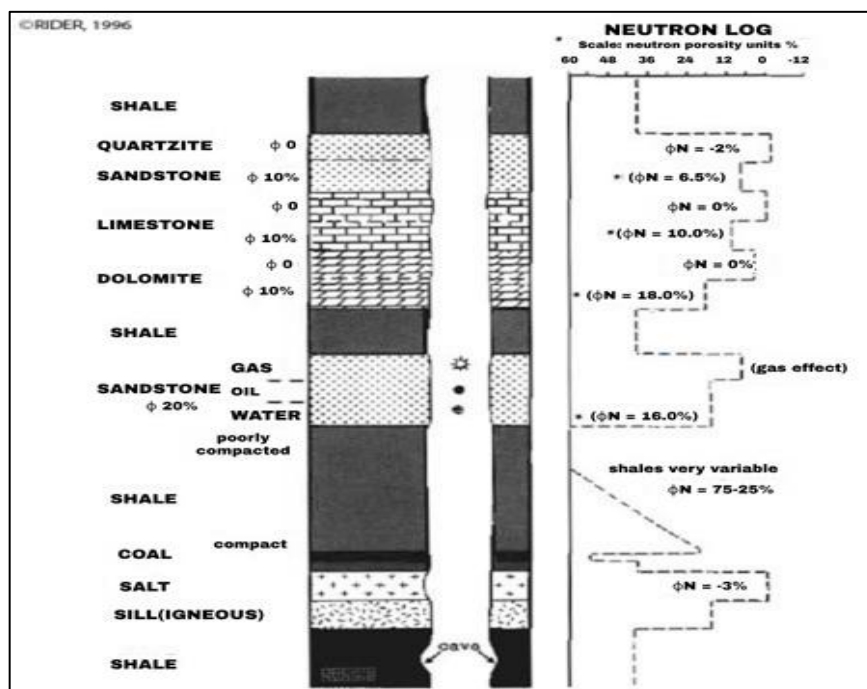


Gambar 2.15 Respon *log resistivity* di berbagai litologi (Harsono, 1997)

2.8.5 Log Neutron Porosity (NPHI)

Log neutron porosity merupakan log yang mengukur porositas dengan melihat indeks hidrogen dalam batuan secara tidak langsung. Indeks ini merupakan rasio atom hidrogen tiap cm^3 batuan terhadap jumlah hidrogen dalam air murni, dengan satuan PU (Porosity Unit). *Log neutron porosity* memiliki prinsip kerja berupa memancarkan atom neutron ke formasi batuan dengan energi yang tinggi, sehingga terjadinya tumbukkan antara partikel-partikel neutron yang dipancarkan dengan material formasi yang mengakibatkan energi *neutron* melemah (*atenuasi*).

Partikel-partikel berenergi lemah tersebut akan dipantulkan kembali ke permukaan, kemudian detektor akan menerima dan merekam. Dapat diketahui bahwa indikasi porositas batuan besarnya sama dengan banyak energi lemah yang diterima oleh detektor, akan tetapi sebaliknya jumlah atom hidrogen pada formasi akan semakin banyak. Pada **Gambar 2.16** menjelaskan bahwa jika pori dalam suatu batuan semakin banyak, maka indeks hidrogen juga akan semakin tinggi saat terbaca, sebaliknya jika pori-pori diisi gas (*shale*), pembacaan log akan lebih rendah dibandingkan pori yang terisi minyak atau air yang dikenal dengan istilah *gas effect* (Asquith dkk., 2004).

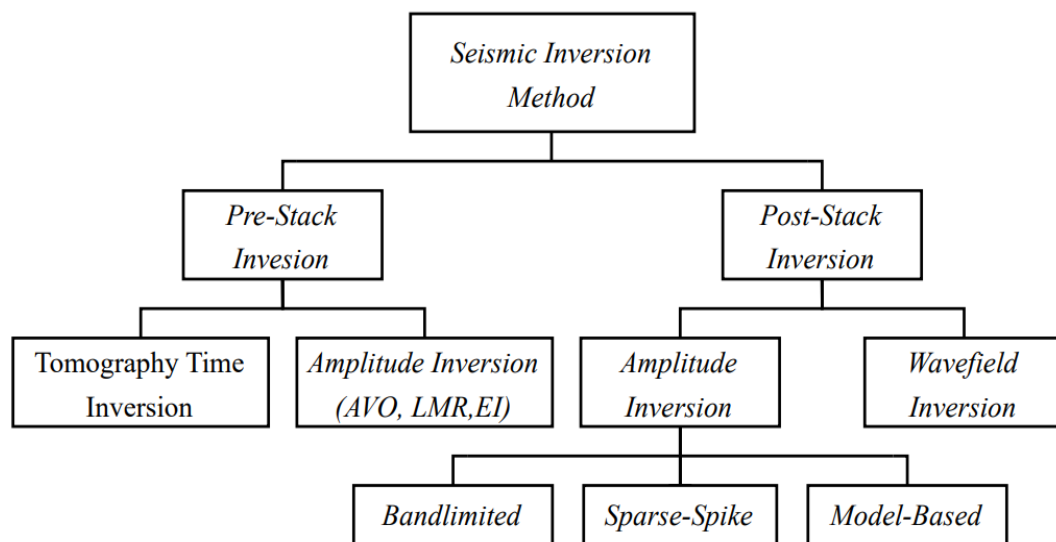


Gambar 2.16 Respon *log neutron* di berbagai litologi (Rider, 1996)

2.9 Inversi Seismik

Inversi seismik merupakan teknik pengolahan data geofisika untuk membuat model geologi bawah permukaan, menggunakan data seismik sebagai data utama dan data sumur sebagai acuan (Sukmono, 2000). Berdasarkan data seismik yang digunakan, metode seismik dibagi menjadi dua, yaitu data seismik *pre-stack* dan data seismik *post-stack*. Pada data seismik *pre-stack* merupakan data seismik yang akan menghasilkan nilai impedansi akustik dan impedansi *shear* dari batuan,

sedangkan pada data seismik *post-stack* merupakan data seismik yang hanya menghasilkan nilai impedansi akustiknya saja dengan memiliki informasi parameter fisis lapisan batuan yang nantinya akan dikaitkan dengan nilai porositas batuan reservoir. Pada data seismik *post-stack* di dalamnya terdapat hubungan terhadap inversi amplitudo yang dibagi menjadi tiga metode, yaitu metode *bandlimited* (rekursif), metode *sparse-spike*, dan metode *model-based* (Russell dan Hampson, 2006). Berdasarkan penjelasan tersebut, skema metode inversi seismik dapat dilihat pada **Gambar 2.17**, sebagai berikut:



Gambar 2.17 Skema metode inversi seismik (Russell dan Hampson, 2006)

2.10 Metode Inversi *Model Based* (*Blocky*)

Metode inversi *model-based* merupakan metode *blocky* yang menghasilkan impedansi akustik dalam bentuk susunan blok-blok kecil dibuat membentuk model geologi awal yang kemudian dianalisis dengan membandingkan keluaran model terhadap data seismik sebenarnya. Proses ini menghasilkan *error* tertentu dan kemudian diminimalkan melalui proses iteratif hingga memperoleh model dengan tingkat kesalahan terkecil (Russell dan Hampson, 2006). Metode ini dilakukan dengan mengasumsikan bahwa *trace* seismik dan *wavelet* sudah diketahui, serta *noise* pada data bersifat acak dan tidak berkorelasi. Asumsi ini dilakukan karena metode inversi umumnya memiliki prinsip konvolusi terbalik (dekonvolusi) dengan

tahapan awal meng-*input* data harus dilakukan secara cermat karena dapat mempengaruhi hasil akhir model impedansi yang dihasilkan (Sukmono, 2001).

Menurut Adrian (2017), kelebihan penggunaan metode inversi *model-based*, sebagai berikut:

1. Melakukan inversi model geologi dengan menghindari inversi data seismik secara langsung.
2. Data yang berasal dari model geologi diproses dalam melakukan inversi membuat resolusinya menjadi meningkat.
3. Pada proses inversi, dalam solusi terdapat nilai kesalahan yang terdistribusi.
4. Dalam membedakan lapisan antar batuan, metode ini dapat memberikan proses keberlanjutan lateral impedansi akustik yang baik.

Menurut Adrian (2017), kelemahan penggunaan metode inversi *model-based*, antara lain:

1. Metode ini sangat bergantung terhadap model geologi dan *wavelet*nya.
2. *Trace* seismik yang sama dihasilkan dari dua *wavelet* yang berbeda, sehingga dapat dikatakan metode ini bersifat sensitif terhadap bentuk *wavelet*.
3. Bersifat tidak unik karena pada *wavelet* tertentu yang sesuai dengan *trace* seismik dari semua hasil di lokasi sumur yang sama.
4. Hasil inversi akan dipengaruhi oleh kesalahan terhadap estimasi *wavelet* dan pembentukan model geologi.
5. Untuk menghasilkan kualitas data yang lebih baik, metode ini membutuhkan banyak sumur.
6. Model geologi sebagai penyebab frekuensi menjadi tinggi pada hasil inversi, bukan berasal dari data seismik.

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Tempat dan Waktu Penelitian

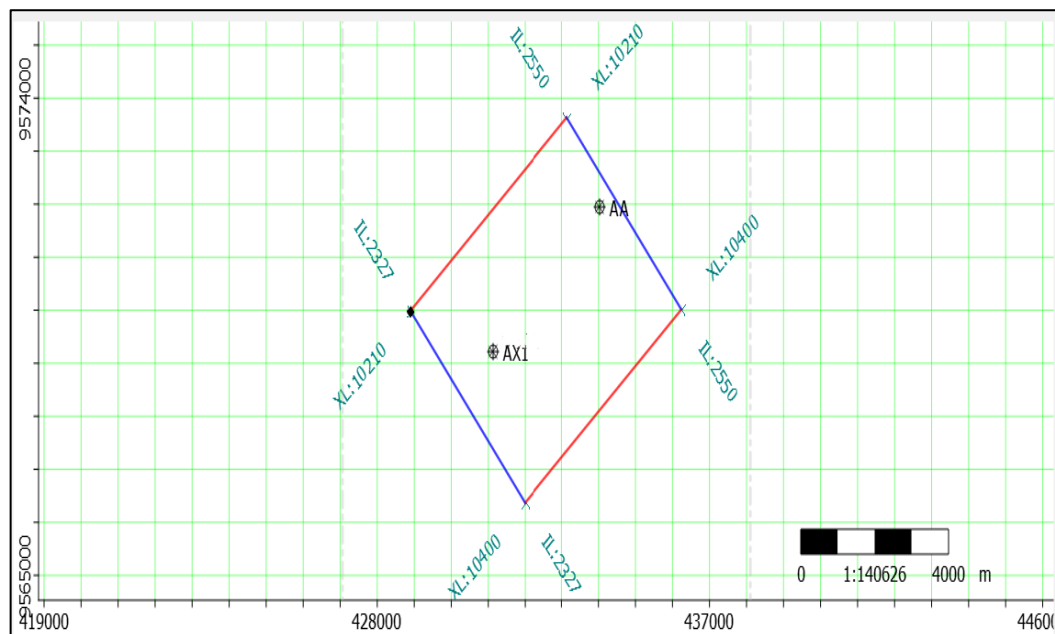
Penelitian dilakukan di Balai Besar Pengujian Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS beralamat di Area Perkantoran LEMIGAS, Jalan Ciledug Raya, Kaveling 109 Cipulir, Kebayoran Lama, 12230, Indonesia. Penelitian telah dilaksanakan dari bulan Januari 2024 hingga bulan April 2024.

3.2 Data dan Alat Penelitian

3.2.1 Data Penelitian

Pada penelitian ini menggunakan data sekunder yang telah diizinkan oleh LEMIGAS, data-data tersebut terdiri sebagai berikut:

1. Data Seismik 3D



Gambar 3.1 Basemap daerah penelitian

Penelitian ini menggunakan data seismik 3D *post stack time migration* (PSTM). Data seismik berupa data yang terdiri dari penampang seismik berguna untuk mengetahui persebaran formasi, hidrokarbon, dan struktur dengan resolusi

lateral yang baik. Data seismik pada penelitian ini memiliki jumlah *inline* 224 (2.327-2.550), jumlah *crossline* 191 (10.210-10.400), jarak antara *inline* dan *crossline* sepanjang 25 m, dan *sampling rate* sebesar 2 ms. Data seismik dan posisi data sumur dapat dilihat pada peta *basemap* yang menunjukkan posisi *inline* dan *crossline* berguna sebagai acuan dalam analisis peta persebaran porositas dan impedansi akustiknya dapat dilihat pada **Gambar 3.1**.

2. Data Sumur

Penelitian ini menggunakan tiga data sumur produksi, seperti sumur AA, dan AX1. Untuk sumur AA terletak pada perpotongan *inline* 2.534 dan *crossline* 10.284. Kemudian sumur AX1 di posisi perpotongan *inline* 2.375 dan *crossline* 10.291. Data sumur sendiri berupa data yang berisikan berbagai macam log, tetapi pada penelitian kali ini hanya menggunakan *log gamma ray*, *log densitas*, *log sonic*, dan *log neutron porosity*. Berbagai macam log pada setiap sumur yang dilengkapi oleh *data checkshoot* dan *data marker* ditampilkan pada **Tabel 3.1** sebagai berikut:

Tabel 3.1 Kelengkapan data sumur

<i>Well</i>	GR (API)	Densitas (g/cm ³)	<i>Sonic</i> (us/ft)	Porositas (%)	<i>Checkshot</i>	<i>Marker</i>
AA	✓	✓	✓	✓	✓	✓
AX1	✓	✓	✓	✓	✓	✓

3. Data Checkshot

Untuk memperoleh data *checkshot* dilakukan dengan cara menembakkan gelombang dari permukaan kemudian direkam waktu tempuhnya pada kedalaman tertentu, sehingga didapatkan data hasil pengukuran kecepatan gelombang seismik pada sumur. Domain data sumur pada dasarnya berupa kedalaman, tetapi berbeda dengan data seismik berdomain waktu. Maka dari itu, terdapatnya data *checkshot* berguna untuk proses *well seismic tie* yang merupakan proses pengikatan antara data sumur dengan data seismik. Selain itu, data *checkshot* juga berfungsi untuk mengurangi ketidakpastian dalam estimasi kedalaman.

4. Data Marker

Dalam analisa data sumur, pengambilan *data marker* dilakukan berguna sebagai batas dari suatu formasi batuan yang terdiri dari *data measured depth*

(kedalaman terukur) dan *time* yang berfungsi sebagai informasi batas dari suatu formasi yang terukur. Terdapat beberapa formasi pada daerah penelitian dengan memperhatikan **Tabel 3.2**, akan tetapi penelitian ini berfokus hanya terhadap Formasi Muara Enim.

Tabel 3.2 Data marker pada setiap sumur

<i>Top Name</i>	<i>Measured Depth</i>	
	AA	AX1
Muara Enim FM	486,80	416,69
Air Benakat FM	910,01	857,00
Gumai FM	1.361,57	1.308,00
Top Upper BRF	1.551,50	1.511,29
Talang Akar FM	486,80	1.600,49
Basement	910,01	1.723,56

3.2.2 Alat Penelitian

Alat yang dimanfaatkan dalam penelitian ini yaitu

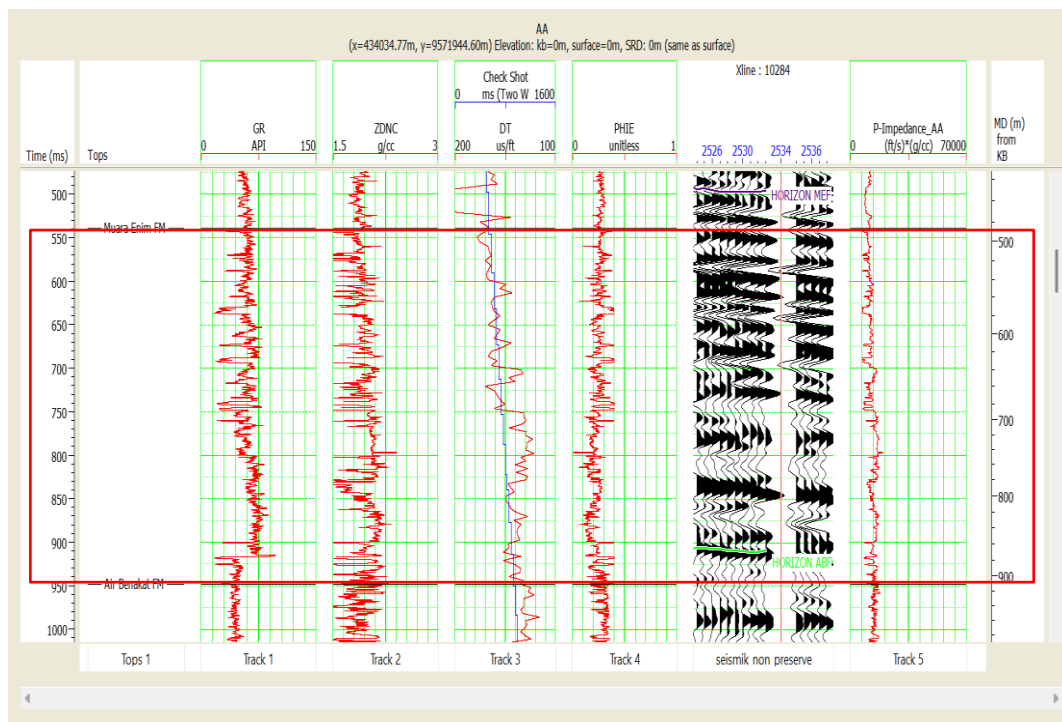
- Laptop ASUS VivoBook Ultra 14 K413 dengan spesifikasi prosesor Intel (R) Core (TM) i7-1165G7, kartu grafis NVIDIA (R) GeForce (R) MX350, memori DDR4 8GB, SSD M.2 NVMe (TM) PCIE (R) 3.0 berkapasitas 512 GB, layar IPS FHD, dan Windows 10.
- Perangkat lunak Hampson Russell, digunakan untuk mengolah data yang sudah diberikan perusahaan dan dalam menjalankan proses pengolahan, perangkat ini dapat mendukung menghasilkan interpretasi data.
- Perangkat lunak PETREL 2018, digunakan untuk mengolah data dan melakukan pemetaan hasil interpretasi data yang diteliti.
- Perangkat lunak Microsoft Word dan Excel 2019, digunakan untuk membuat, menyusun draft Tugas Akhir, tempat *input* data, mengurutkan data, dan menghitung beberapa data yang diperlukan dalam mengoperasikan perangkat lunak Hampson Russell dan PETREL.
- Perangkat lunak Notepad, berfungsi untuk mengubah format data yang diperlukan dalam proses pengolahan data dalam perangkat lunak HRS dan PETREL.

3.3 Prosedur Pengolahan Data

3.3.1 Memuat Data dan Menganalisis Data Sumur

Dalam proses interpretasi data, pertama kali yang dilakukan adalah memuat data yang terdiri dari data sumur, data seismik, *data checkshot*, dan *data marker*. Pada data sumur yang di-input dibutuhkan data yang bernilai *Kelly Bushing* (KB), *surface elevation*, dan koordinat atau posisi sumur berdasarkan data seismik.

Dilakukannya analisis data sumur berguna untuk mengetahui zona reservoir dan bagaimana anomali pada daerah target penelitian yang dapat dilihat secara langsung dengan menggunakan data log yang telah didapatkan. Pada penelitian kali ini, target penelitian terdapat di Formasi Muara Enim yang dapat dilihat pada **Gambar 3.4** dan dikatakan bahwa daerah tersebut termasuk daerah batu pasir. Analisa data sumur ini juga berfungsi untuk informasi dasar dalam penentuan parameter proses berikutnya pada tahapan *well seismic tie*.



Gambar 3.2 Analisis log pada sumur AA

Keterangan:

: Zona Target

3.3.2 Ekstraksi Wavelet dan Well-Seismic Tie

Well seismic tie dilakukan dengan tujuan untuk mengintegrasikan data sumur dalam domain kedalaman dengan data seismik yang berdomain waktu, sehingga diperoleh kesesuaian antara domain keduanya. Proses ini berguna untuk mengkalibrasi kedua data tersebut agar dapat menginterpretasi penampang seismik yang dihasilkan reflektor lebih akurat dan sesuai kondisi geologi bawah permukaan. Proses ini dilakukan untuk mendapatkan seismogram sintetik yang merupakan hasil dari konvolusi koefisien refleksi dengan *ekstraksi wavelet*, koefisien refleksi tersebut berisikan data *log sonic* dan log densitas yang di-input.

Langkah awal sebelum melakukan *well seismic tie* dengan mengoreksi data sumur dengan *data checkshot* yang bertujuan untuk mengubah posisi data sumur ke posisi sebenarnya dengan melakukan konversi data sumur dalam domain kedalaman terhadap data seismik dalam domain waktu dan menghasilkan *time-depth curve* berfungsi untuk mengindikasikan bahwa kedalaman sudah dikonversi dengan waktu. Pada proses ini, data yang diperlukan berupa *data checkshot* dan data *log sonic* (*p-wave*). Kemudian melakukan proses *ekstraksi wavelet* menggunakan *wavelet* dari data *cube* seismik yang berada di sekitar zona target dengan beberapa metode, seperti metode *statistical*, metode *wavelet using well*, dan metode *ricker wavelet*. Berdasarkan ketiga metode tersebut akan dilihat perbandingan yang paling bagus. Selanjutnya dalam proses *well seismic tie* dilakukannya penyesuaian dengan cara *shifting*, *stretching*, dan *squeezing* yang berfungsi agar puncak dan lembah amplitudo sinkron dengan marker sumur. Proses *well seismic tie* ini bertujuan untuk mendapatkan hasil korelasi seismogram sintetik dengan nilai *time shift* menjadi 0 ms dan nilai korelasi lebih dari 0,6 yang menandakan hasil *well seismic tie* sudah cukup baik dan dapat meningkatkan akurasi dalam proses *picking horizon*.

3.3.3 Picking Horizon dan Picking Fault

Picking horizon dilakukan dengan tujuan untuk menggambarkan lapisan bawah permukaan pada penampang seismik yang dilakukan setelah proses *well seismic tie* dengan menarik garis kemenerusan di setiap penampang seismiknya dari horizon yang selaras dengan *marker* pada sumur, seperti top formasi atau batas

litologi. Hasil *picking horizon* digunakan untuk pembuatan peta struktur waktu, peta struktur kedalaman, serta untuk melakukan *input* pemodelan inversi maupun atribut seismik. Pada penelitian kali ini dilakukan penarikan horizon pada Formasi Muara Enim dan Formasi Air Benakat.

Dilakukannya *picking fault* bertujuan untuk menggambarkan lapisan pada penampang seismik adanya ketidakmenerusan berupa patahan atau sesar. Pada saat melakukan *picking fault* dimulai dengan menandai bidang patahan secara berurutan di sepanjang penampang seismik dari pergeseran horizon yang menunjukkan tampilan dengan jelas dan diteruskan secara vertikal pada zona pergeseran tersebut yang kemudian dihubungkan antar penampang (*inline*, *crossline*) membentuk bidang patahan tiga dimensi. Proses ini dilakukan karena berpengaruh dalam mengidentifikasi sistem petroleum berupa perangkap (*trap*), geometri reservoir, serta distribusi hidrokarbon.

3.3.4 Analisis Sensitivitas (*Crossplot*)

Pada tahapan analisis sensitivitas dilakukan bertujuan untuk mengetahui pemisahan litologi secara vertikal pada zona target di setiap sumurnya dengan melakukan *crossplot* antara log sumur, seperti *gamma ray*, *p-impedance*, dan porositas. Nilai *p-impedance* didapatkan dari perkalian antara *p-wave* dengan densitas. Pada *crossplot* dengan hubungan impedansi akustik dengan *gamma ray* menggunakan indikator warna log *gamma ray* karena dapat mempresentasikan litologi batuan atau reservoir. Apabila nilai *gamma ray* rendah maka batuananya berupa batu pasir dan jika nilai *gamma ray* tinggi maka batuananya berupa batu lempung, sedangkan untuk *crossplot* menggunakan indikator warna log densitas menunjukkan hubungan antara nilai *p-impedance* dengan nilai densitas dari batuan. Hasil *crossplot* tersebut akan digunakan sebagai pembanding dengan hasil inversi yang telah dilakukan, bertujuan untuk memprediksi persebaran reservoir dengan melihat sensitivitas metode yang digunakan terhadap data yang dimiliki.

3.3.5 Pembuatan *Initial Model*

Pada tahapan inversi dimulai dengan pembuatan *initial model* yang merupakan model awal geologi berdasarkan hasil dari perkalian kurva *sonic* (*p-wave*) dengan densitas yang menghasilkan nilai *p-impedance* di setiap sumur dan

kemudian dilihat persebarannya. Tahapan ini diperlukan beberapa data yang perlu di-*input*, seperti data sumur dan data horizon. Pembuatan *initial model* juga berfungsi sebagai pengontrol dan penentu dalam proses inversi seismik impedansi akustik, khususnya untuk metode *model-based inversion*. Proses ini harus dilakukan dengan teliti agar dapat menggambarkan kondisi bawah permukaan lebih realistis dan berikan akurasi yang lebih tepat dalam interpretasi reservoir.,

3.3.6 Inversi Impedansi Akustik (Model Based)

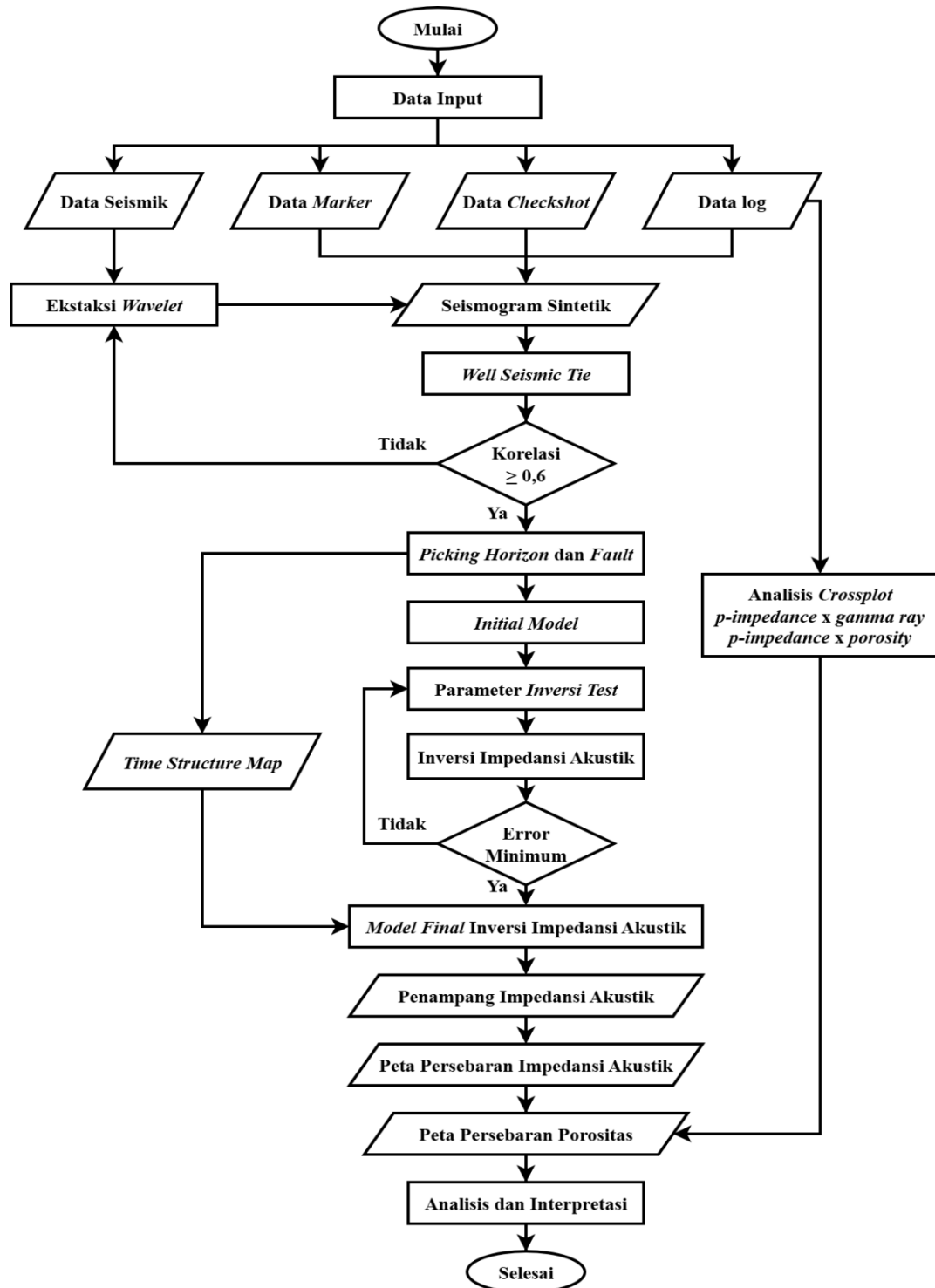
Inversi impedansi akustik dilakukan dengan tujuan untuk menganalisis suatu daerah penelitian berdasarkan sifat fisis batuan berupa densitas dan kecepatan. Agar mendapatkan hasil inversi yang lebih baik, sebelumnya dilakukan analisis inversi terlebih dahulu. Dilakukannya inversi impedansi akustik ini menggunakan metode inversi *model based* dengan mensimulasi dan menganalisis dengan memperhatikan banyak parameter yang sesuai dengan melihat nilai *error* yang paling kecil dari log *p-impedance* dan inversi *p-impedance*. Selain itu juga melihat hasil korelasi antara *original log* dengan *inverted log* yang relatif besar. Pada tahap ini juga akan menghasilkan penampang dan peta inversi yang berguna untuk menentukan persebaran reservoir berdasarkan hasil *crossplot* yang didapatkan di tahapan sebelumnya. Pada metode *model-based inversion* ini mampu menghasilkan model impedansi yang relatif stabil, akurat, sesuai dengan kondisi geologi, sehingga berguna untuk mengidentifikasi zona reservoir dan memetakan distribusi litologi.

3.3.7 Penyebaran Porositas

Pada penampang seismik dalam menentukan persebaran porositas diperlukan melakukan tahapan *crossplot* dengan hubungan antara *p-impedance* dengan *neutron porosity*, sehingga didapatkan persamaan garis linear yang berguna untuk mengubah penampang impedansi akustik menjadi penampang porositas. Penampang impedansi akustik tersebut didapatkan dari hasil inversi di tahapan sebelumnya yang kemudian akan dilakukan analisis lebih lanjut. Proses ini dilakukan untuk mengetahui distribusi nilai porositas reservoir secara lateral maupun vertikal pada zona target, sehingga berguna untuk menentukan zona prospek reservoir hidrokarbon, membantu memahami heterogenitas reservoir, dan memberikan rekomendasi untuk pengembangan dan perencanaan eksplorasi baru.

3.4 Diagram Alir Penelitian

Pada penelitian dalam prosedur pengolahan data dilakukan dengan berbagai tahapan di antaranya ditunjukkan pada diagram alir **Gambar 3.3** sebagai berikut:



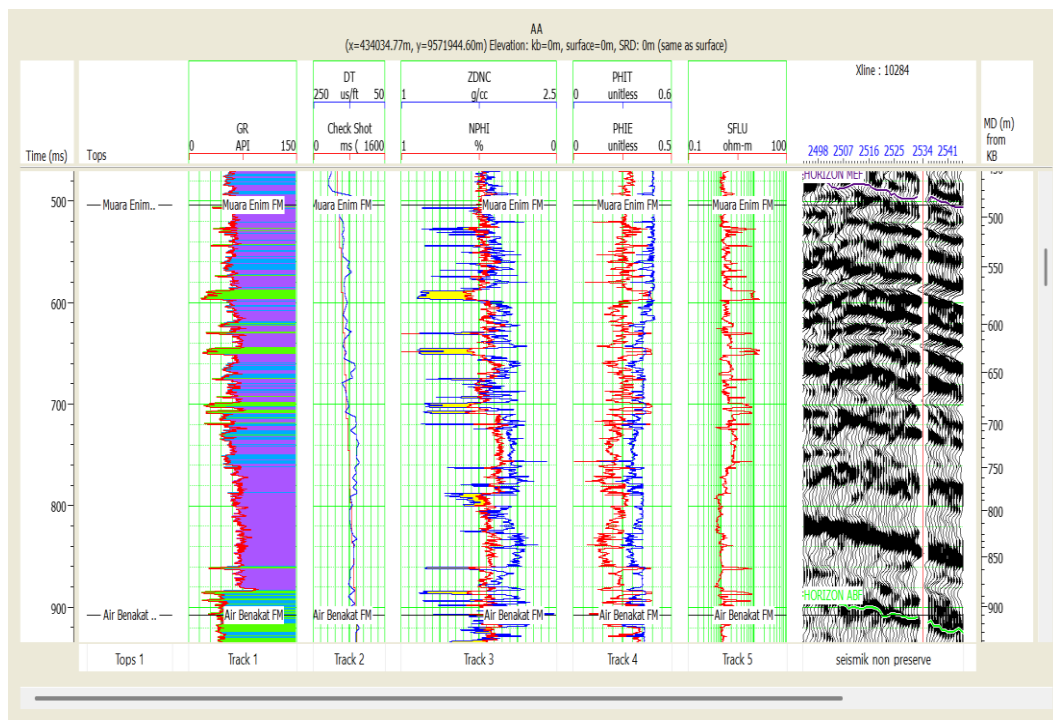
Gambar 3.3 Diagram alir penelitian

BAB IV

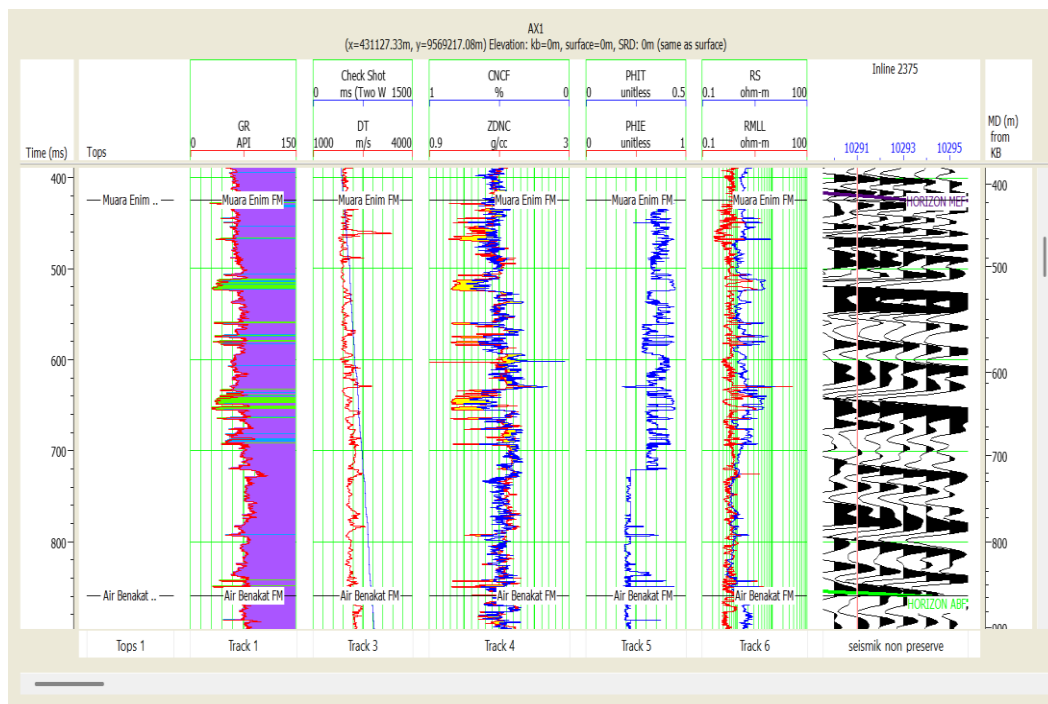
HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Sumur dan *Crossplot*

Pada penelitian ini dilakukan analisis pada sumur AA dan AX1 seperti pada **Gambar 4.1** dan **Gambar 4.2** dengan masing-masing sumur memiliki beberapa log yang digunakan, seperti *log gamma ray* (GR), *log resistivitas* (SFL), *log densitas* (ZDNC), *log neutron porosity* (NPHI), *log sonic* (DT), dan *log porositas efektif* (PHIE) dengan Formasi Muara Enim (MEF) sebagai zona target. Berdasarkan dengan meninjau analisis kualitatif, untuk zona reservoir dan *non-reservoir* dapat ditandai berdasarkan data *log gamma ray* yang mengindikasikan informasi nilai radioaktif. Berdasarkan data *log gamma ray* yang memiliki nilai rendah diindikasikan litologi pada formasi berupa lapisan batu pasir yang dikatakan sebagai zona reservoir, sedangkan suatu formasi agar dapat dikatakan sebagai *non-reservoir* ditunjukkan dengan nilai *log gamma ray* yang tinggi dengan litologi berupa batu serpih.



Gambar 4.1 Quick look zona target sumur AA



Gambar 4.2 Quick look zona target sumur AX1

Pada formasi target yang diteliti di beberapa lapisannya dominan memiliki nilai *gamma ray* yang relatif rendah ditandai dengan berwarna hijau dan litologinya berupa batu pasir. Pada data log resistivitas ditunjukkan dengan nilai yang relatif tinggi diindikasikan bahwa lapisan mengandung hidrokarbon minyak atau gas. Untuk data log densitas digunakan sebagai parameter penentu formasi batuan dan mengidentifikasi potensi reservoir hidrokarbon, sedangkan *data log neutron porosity* digunakan untuk mengukur hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Pada penggabungan kedua data antara data log densitas pdengan *data log neutron porosity* yang salah satu nilai satuan datanya dibalik dari besar ke kecil, bertujuan agar dapat mengetahui adanya *crossover* yang ditandai dengan zona berwarna kuning. Keberadaan *crossover* tersebut ditunjukkan dari zona target dengan log densitas bernilai relatif rendah dan untuk *log neutron porosity* bernilai relatif tinggi dengan zona kuning. Pada formasi target kedua sumur, ditemukannya *crossover* di beberapa lapisan kedalaman yang ditunjukkan pada **Tabel 4.1**. Pada data *log sonic* yang dikalikan dengan log densitas digunakan sebagai petunjuk informasi mengenai nilai akustik dari batuan dan karakteristik litologinya, menghasilkan log impedansi akustik (IA) yang berfungsi sebagai informasi mengenai batas dan

perubahan lapisan litologi. Data log porositas berguna sebagai informasi sebuah batuan memiliki nilai porositas efektif dan berdasarkan perbedaan zona reservoir dan non-reservoir dapat dijadikan penguat interpretasi dan pembeda yang cukup signifikan. Oleh karena itu, berdasarkan analisis data sumur tersebut dapat dikatakan bahwa formasi target merupakan lapisan yang berpotensi terdapat kandungan hidrokarbon batu pasir.

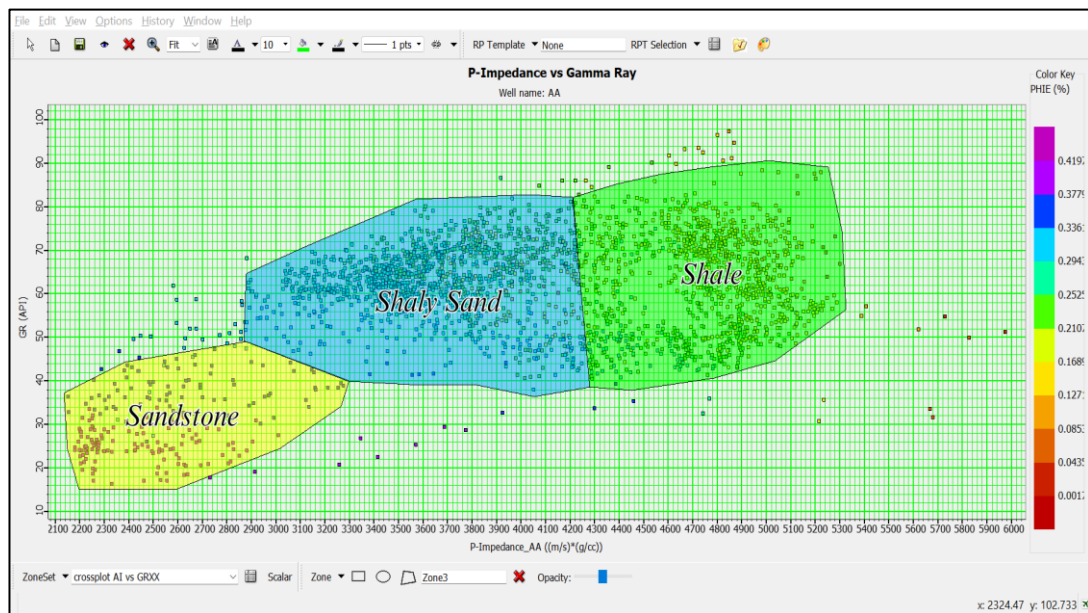
Tabel 4.1 Kedalaman *crossover* pada sumur AA dan sumur AX1 tiap jenis

AA	AX1
587-598 m	511-525 m
644-651 m	593-605 m
786-801 m	619-626 m
883-887 m	676-691 m

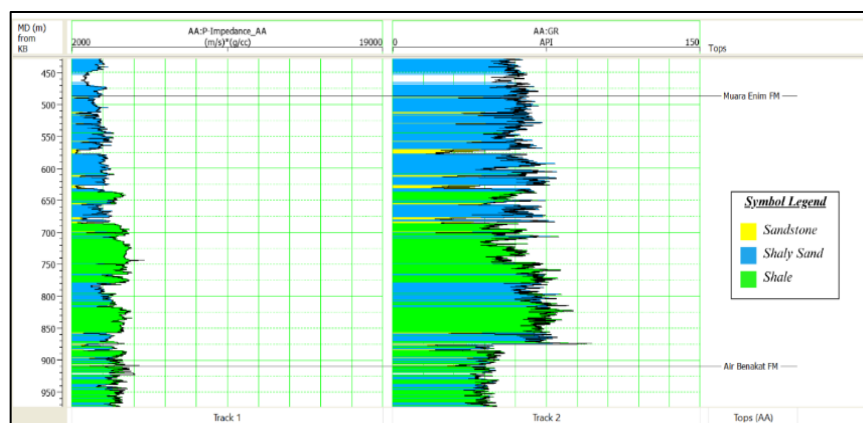
Selanjutnya pada penelitian ini dilakukan analisis *crossplot* yang bertujuan untuk mengetahui pemisahan litologi batuan antara *sandstone* dan *shale* berdasarkan sensitivitas pada log sumur yang diteliti, yaitu sumur AA. Analisis ini dilakukan dengan dua jenis *crossplot*, yaitu *crossplot* antara impedansi akustik dengan *gamma ray* dan *crossplot* antara impedansi akustik dengan porositas.

Analisis *crossplot* pertama dilakukan pada *crossplot* antara impedansi akustik sebagai sumbu-x dan *gamma ray* sebagai sumbu-y dengan menggunakan *color key* dari porositas efektif (PHIE). Tujuan dibuatnya *crossplot* ini agar dapat memastikan apakah impedansi akustik tersebut dapat memisahkan litologi pada formasi target. Pada **Gambar 4.3 (a)** terlihat bahwa *crossplot* yang dianalisis memperlihatkan adanya tiga zona yang dapat dipisahkan, yaitu *sandstone*, *shaly sand*, dan *shale*. Pada zona pertama berwarna kuning merupakan lapisan *sandstone* dengan nilai *gamma ray* tergolong rendah (<40 API) dan nilai impedansi akustik relatif kecil sekitar 2.100-2.900 g/cc·m/s, diperlihatkan dengan warna skala PHIE yang tinggi berwarna dari ungu hingga biru, sehingga daerah pada zona ini berpotensi sebagai zona reservoir. Pada zona kedua berwarna biru muda merupakan lapisan *shaly sand* dengan ditandai nilai *gamma ray* sedang (40-70 API) dan nilai impedansi akustik menengah berkisar 2.900-4.100 m/s·g/cc, serta warna skala PHIE bervariasi antara sedang hingga rendah dengan warna hijau hingga jingga. Pada zona ini dipresentasikan lapisan yang terkandung berupa batu pasir dengan campuran

lempung yang mengakibatkan kualitas reservoir menjadi turun dan kurang baik dibandingkan zona pertama. Zona ketiga berwarna hijau merupakan lapisan *shale* yang memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi (>70 API) dan nilai impedansi akustik juga tinggi sebesar lebih dari $4.100 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$, serta didominasi warna kuning hingga merah dengan skala PHIE sangat rendah yang mengindikasikan bahwa zona ini bersifat *non-reservoir* berupa batu lempung. Hasil dari *crossplot* tersebut dapat menampilkan *cross section* yang berfungsi untuk memvisualisasikan perubahan vertikal properti batuan terhadap kedalaman ditunjukkan pada **Gambar 4.3 (b)**.

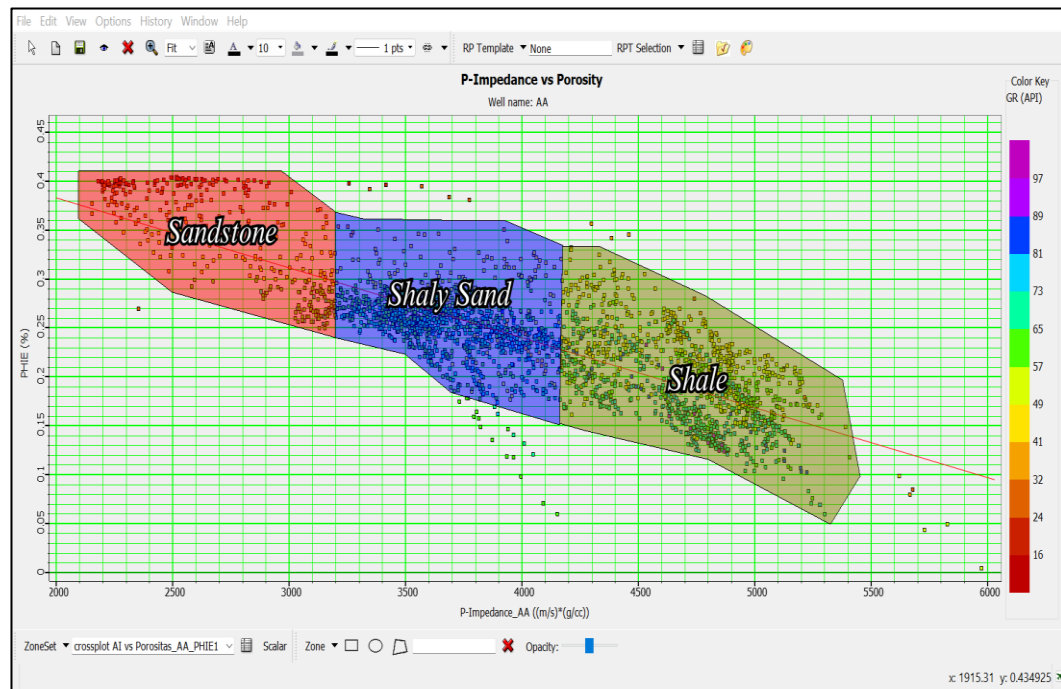


(a)

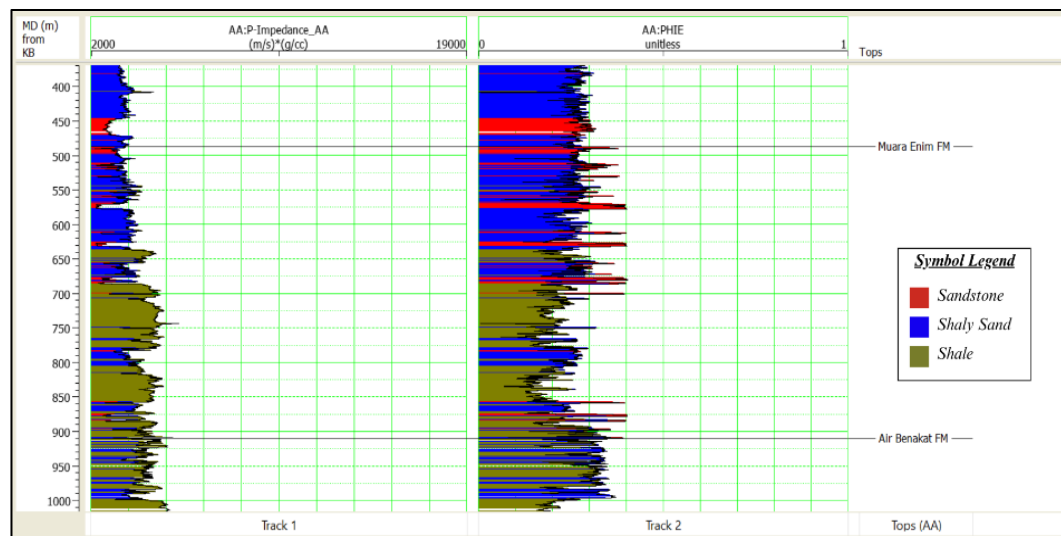


(b)

Gambar 4.3 (a) Crossplot *p-impedance* vs *gamma ray* (b) Cross section *p-impedance* vs *gamma ray*



(a)



(b)

Gambar 4.4 (a) Crossplot p -impedance vs PHIE (b) Cross section p -impedance vs PHIE

Analisis *crossplot* kedua dilakukan pada *crossplot* antara impedansi akustik sebagai sumbu-x dan porositas efektif (PHIE) sebagai sumbu-y dengan menggunakan *color key* dari *gamma ray*. Analisis ini dilakukan dengan tujuan untuk memastikan apakah porositas dapat memisahkan litologi dan dapat mengetahui berapa nilai porositas pada formasi target. Pada **Gambar 4.4 (a)**

menunjukkan hasil *crossplot* antara *p-impedance* dengan porositas efektif (PHIE) pada Formasi Muara Enim (MEF) yang dibatasi Formasi Air Benakat (ABF) secara pendugaan juga dapat dibagi menjadi tiga zona. Zona pertama berwarna merah merupakan lapisan *sandstone*, memiliki nilai porositas yang tinggi berkisar antara 0,25-0,45% dan nilai impedansi akustik yang rendah sekitar 2.000-3.000 g/cc·m/s, serta diperlihatkan dengan warna GR rendah dari merah hingga kuning yang menandakan zona ini bisa diinterpretasikan sebagai prospek utama hidrokarbon. Pada zona kedua berwarna biru merupakan lapisan batu pasir yang bercampur dengan lempung (*shaly sand*) dengan rentang nilai porositas sedang 0,15-0,30% dan nilai impedansi akustik menengah 3.000-4.000 g/cc·m/s, serta warna dari GR termasuk sedang ditunjukkan dengan warna hijau hingga kuning. Terdapatnya lempung pada zona ini mengakibatkan kualitas reservoir menurun dibandingkan zona pertama, akan tetapi daerah pada zona ini masih dapat dikatakan memiliki potensi sebagai reservoir sekunder. Kemudian pada zona ketiga berwarna kuning merupakan lapisan batu lempung kompak (*shale*), memiliki rentang nilai impedansi akustik yang tinggi sekitar 4.000-5.500 g/cc·m/s dan nilai porositas rendah di bawah 20%, pada zona ini juga menggunakan warna dari GR yang termasuk rendah berwarna jingga hingga merah, menandakan zona ini *non-reservoir* yang umumnya bersifat kedap dan tidak prospektif sebagai tempat akumulasi hidrokarbon. Oleh karena itu, hasil *crossplot* ini juga dapat menampilkan visualisasi perubahan vertikal properti batuan terhadap kedalaman yang disebut juga *cross section* seperti pada **Gambar 4.4 (b)**.

Berdasarkan hasil analisis *crossplot* kedua ini diperoleh hubungan persamaan regresi linear yang berguna untuk menghubungkan parameter antara nilai impedansi akustik dengan nilai porositas efektif tersebut. Persamaan regresi yang dihasilkan sebagai berikut:

$$y = -7,14845 \times 10^{-5} \cdot x + 0,525761 \quad (4.1)$$

dengan y adalah porositas efektif (%) dan x adalah impedansi akustik (g/cc·m/s).

Hasil dari didapatkannya **persamaan 4.1** tersebut ditunjukkan juga terdapatnya nilai *error* regresi relatif kecil sebesar 0,036 dengan nilai koefisien

korelasi sebesar 0,827 yang menandakan bahwa hubungan antara impedansi akustik dengan porositas cukup kuat, sehingga persamaan ini dapat dijadikan acuan. Adanya hubungan negatif pada persamaan mengindikasikan bahwa keduanya berbanding terbalik dengan nilai impedansi akustik tinggi maka porositas efektif cenderung menurun. Persamaan inilah yang nantinya dipakai untuk mengonversi volume impedansi akustik hasil inversi menjadi volume porositas efektif.

4.2 Analisis *Well-Seismic Tie*

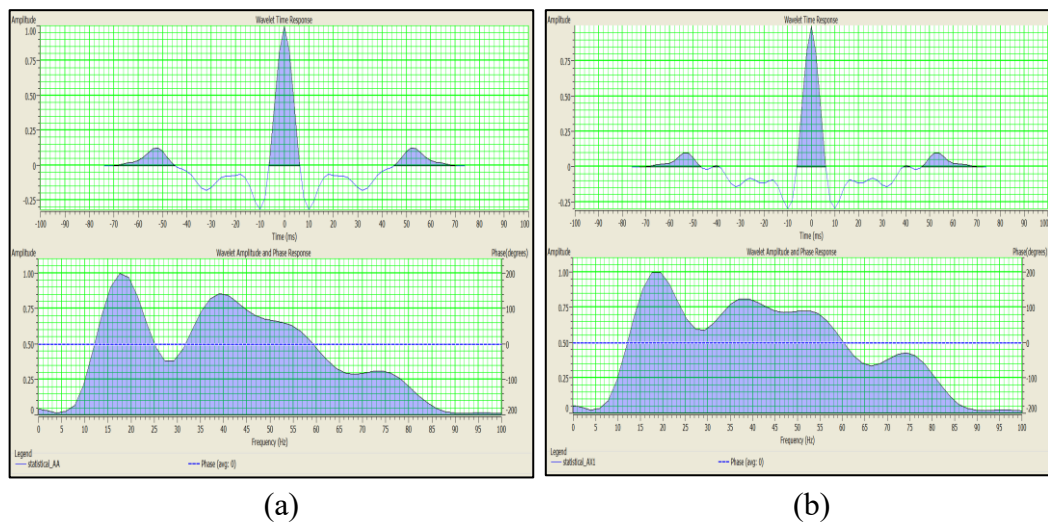
Dalam melakukan analisis *well-seismic tie* yang merupakan proses pengikatan antara data sumur dengan data seismik yang domainnya berbeda, sehingga dapat dikorelasi. Sebelum melakukan proses tersebut, perlu melakukan proses koreksi *checkshot* di setiap sumur dan didapatkan *time-depth curve*, dilanjut dengan melakukan *ekstraksi wavelet*. Pada proses *ekstraksi wavelet* dilakukan dengan memasukkan keterangan data yang ditentukan berdasarkan pada zona daerah target di setiap sumurnya, untuk menentukan besar frekuensi dominan didapatkan dalam proses *amplitude spectrum* yang keseluruhan nilai acuannya dapat dilihat pada **Tabel 4.2**. Penentuan data tersebut bertujuan agar dapat memastikan kualitas *well seismic tie*, sehingga seimogram sintetik yang didapatkan juga cukup baik.

Tabel 4.2 Rincian data *ekstraksi wavelet*

Sumur	<i>Time Window</i> (ms)	Frekuensi Dominan (Hz)	<i>Wavelet Length</i> (ms)
AA	408-1017	17,6	150
AX1	291-913	16,6	152

Pada penelitian ini menggunakan *ekstraksi wavelet statistical* karena dibandingkan jenis *wavelet* lainnya mampu memberikan resolusi spektrum amplitudo lebih baik dengan memanfaatkan distribusi statistik dari data seismik dan tidak diharuskan bergantung pada data sumur sepenuhnya, sehingga dapat tetap digunakan walaupun sumur terbatas. *Wavelet* ini mampu merepresentasikan spektrum frekuensi dominan secara stabil, sehingga menghasilkan inversi lebih halus, konsisten, dan representatif terhadap keseluruhan kondisi bawah permukaan.

Hasil ekstraksi ditunjukkan pada **Gambar 4.5** dalam bentuk kurva respon amplitudo, fasa, dan waktu di setiap sumurnya. Untuk respon amplitudo memiliki fungsi untuk menunjukkan besar energi refleksi, respon fasa berguna untuk memastikan kesesuaian antara data seismik dengan log sumur, sedangkan respon waktu berfungsi untuk menjamin keselarasan *wavelet* dengan domain waktu seismik.

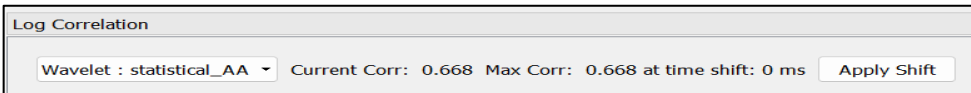
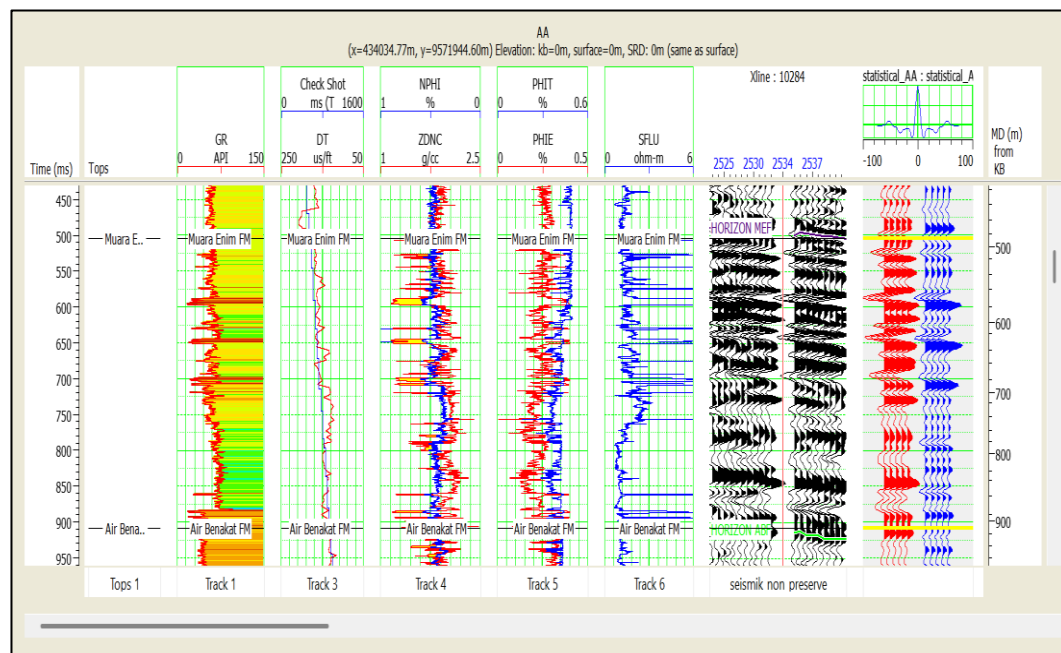


Gambar 4.5 *Wavelet statistical* tiap sumur (a) AA dan (b) AX1

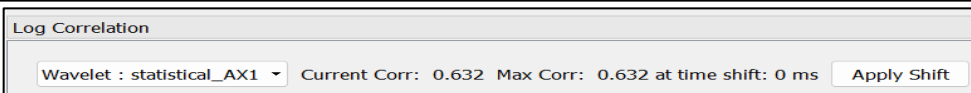
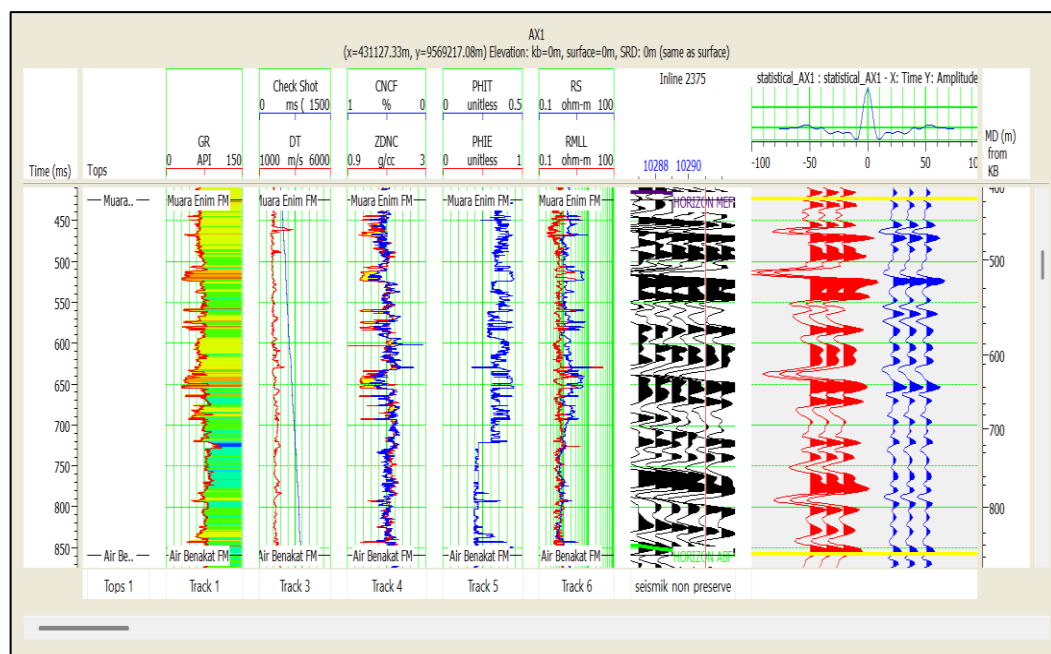
Selanjutnya dari proses ekstraksi dapat melakukan pembuatan seismogram sintetik yang hasilnya akan digunakan pada proses *well seismic tie*. Kemudian pada proses *well seismic tie* dilakukannya proses *stretch*, *squeeze*, dan *shift* dengan melakukan proses-proses tersebut seminimal mungkin dikarenakan dapat mempengaruhi perubahan kedalaman, sehingga memperoleh hasil korelasi yang lebih baik dan dianggap sudah menyerupai dengan bentuk *trace* seismik yang asli. Hasil korelasi dengan menggunakan *wavelet statistical* dari ketiga sumur dengan nilai korelasi serta analisis *window* yang didapat setiap sumur ditunjukkan pada **Tabel 4.4**, **Gambar 4.6**, dan **Gambar 4.7**.

Tabel 4.3 Hasil *well seismic tie*

Sumur	Analisis <i>Window</i> (ms)	Koefisien Korelasi	<i>Time Shift</i> (ms)
AA	504-908	0,668	0
AX1	423-858	0,632	0



Gambar 4.6 Hasil well seismic tie pada sumur AA



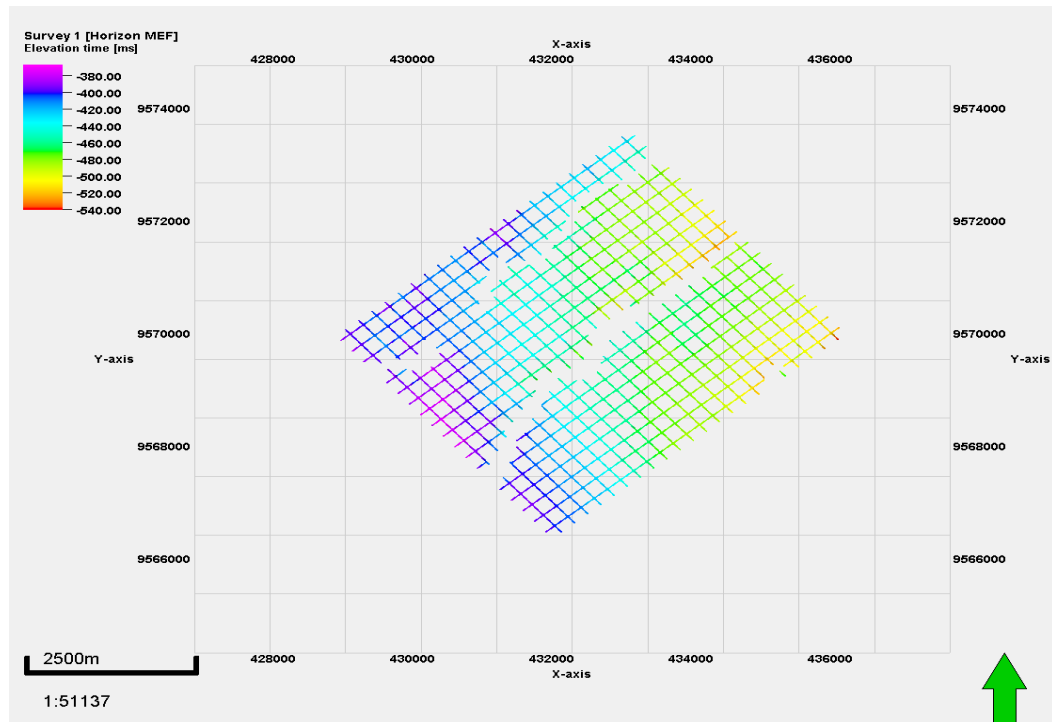
Gambar 4.7 Hasil well seismic tie pada sumur AX1

4.3 *Picking Horizon dan Picking Fault*

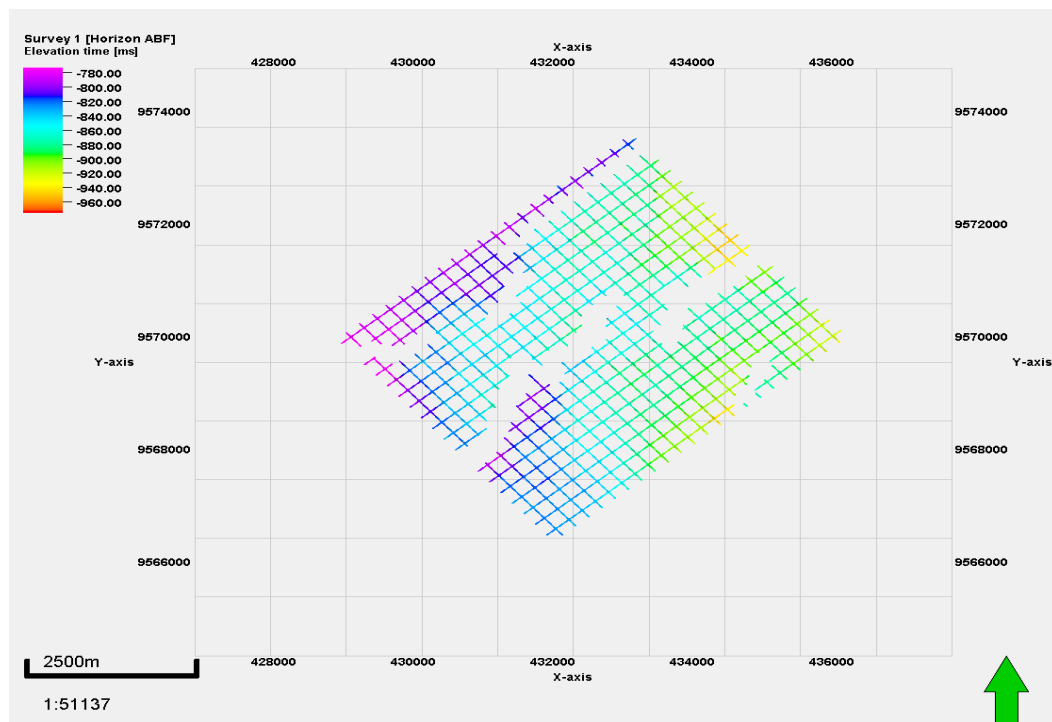
Proses *picking horizon* dilakukan dengan menarik garis kemenerusan sepanjang penampang seismik yang bermula dari *marker* sumur yang posisinya sudah berada di titik yang sebenarnya berdasarkan hasil dari *well seismic tie*. Proses *picking fault* dilakukan dengan melihat pola ketidakmenerusan reflektor pada penampang seismik dan digunakan sebagai acuan untuk proses *picking horizon* karena mempengaruhi kemenerusan pada horizon seismiknya. Pada penelitian ini, *picking horizon* dilakukan pada Formasi Muara Enim sebagai *top* dan Formasi Air Benakat sebagai *base*, sehingga dapat dikatakan bahwa Formasi Muara Enim adalah zona target. *Picking horizon* dilakukan pada *zero crossing* yang merupakan titik peralihan antara amplitudo positif (*peak*) dan negatif (*trough*). Pemilihan posisi *picking* tersebut berdasarkan pertimbangan bahwa batas antar formasi geologi secara fisik terjadi pada perubahan impedansi akustik, sehingga dianggap lebih representatif untuk menempatkan horizon pada posisi kontak stratigrafi sesungguhnya.

Berdasarkan hasil *well seismic tie* menunjukkan bahwa untuk Formasi Muara Enim (MEF) reflektor yang paling sesuai berada pada amplitudo positif maksimum (*peak*) ditandai dengan warna hijau, sedangkan untuk Formasi Air Benakat (ABF) terletak pada amplitudo negatif maksimum (*trough*) ditandai dengan warna kuning. Kedua proses tersebut dilakukan pada masing-masing horizon dengan menggunakan *increament* 10 pada *section inline* 2.327-2.550 dan *section xline* 10.210-10.400. Pada **Gambar 4.8** dan **Gambar 4.9** menunjukkan hasil *picking horizon* dalam tampilan 3D yang membantu memahami geometri struktur secara menyeluruh, sehingga dapat dibuat peta struktur waktu maupun kedalaman untuk menjadi dasar analisis struktur dan dalam menentukan zona prospek. Pada **Gambar 4.10** dan **Gambar 4.11** menunjukkan tampilan jendela interpretasi hasil *picking fault* maupun hasil *picking* kedua horizon pada *inline* 2.504 dengan orientasi NW-SE dan *xline* 10.264 arah orientasinya SW-NE. Memperlihatkan hasil *picking* yang mengikuti reflektor berupa horizon utama Muara Enim (hijau) dan Air Benakat (kuning). Terdapatnya tiga sesar utama bertanda garis ungu, merah jambu, dan ungu

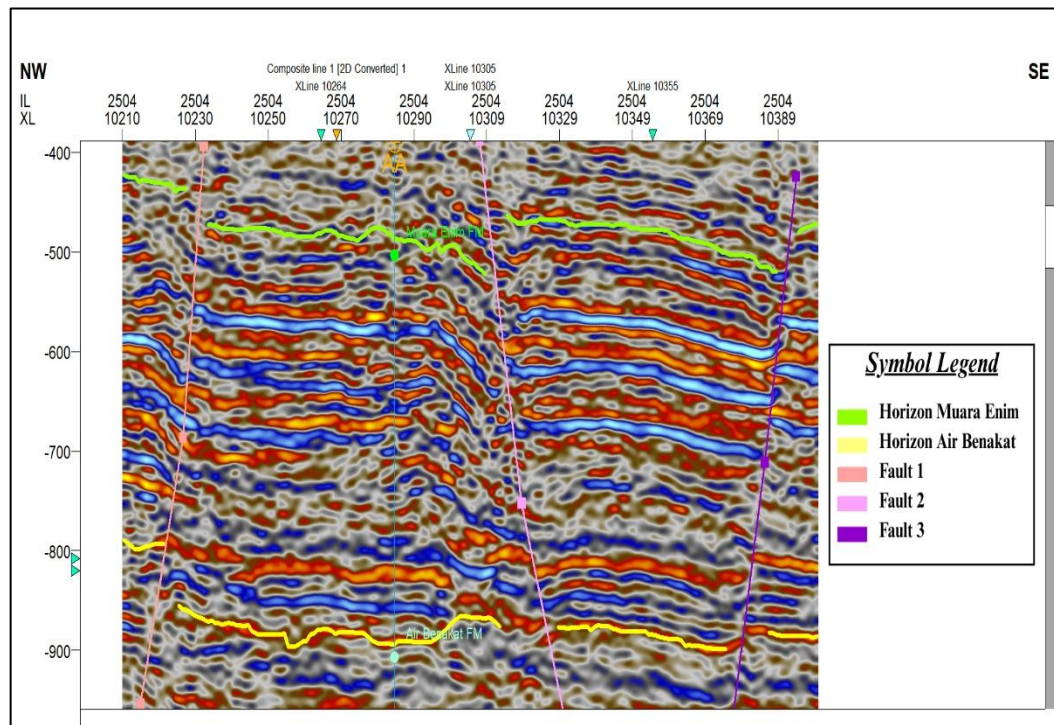
tua yang memotong reflektor, sehingga menunjukkan adanya pergeseran lapisan dan menjadi dasar dalam identitas zona prospek.



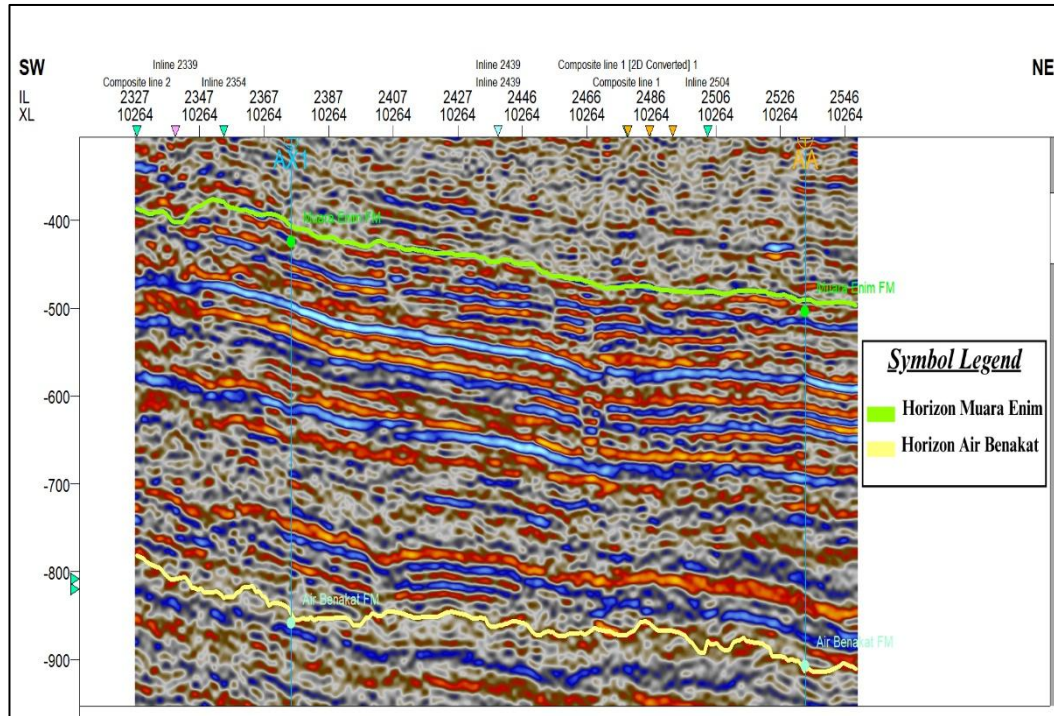
Gambar 4.8 Hasil *picking horizon* Formasi Muara Enim dalam tampilan 3D



Gambar 4.9 Hasil *picking horizon* Formasi Air Benakat dalam tampilan 3D



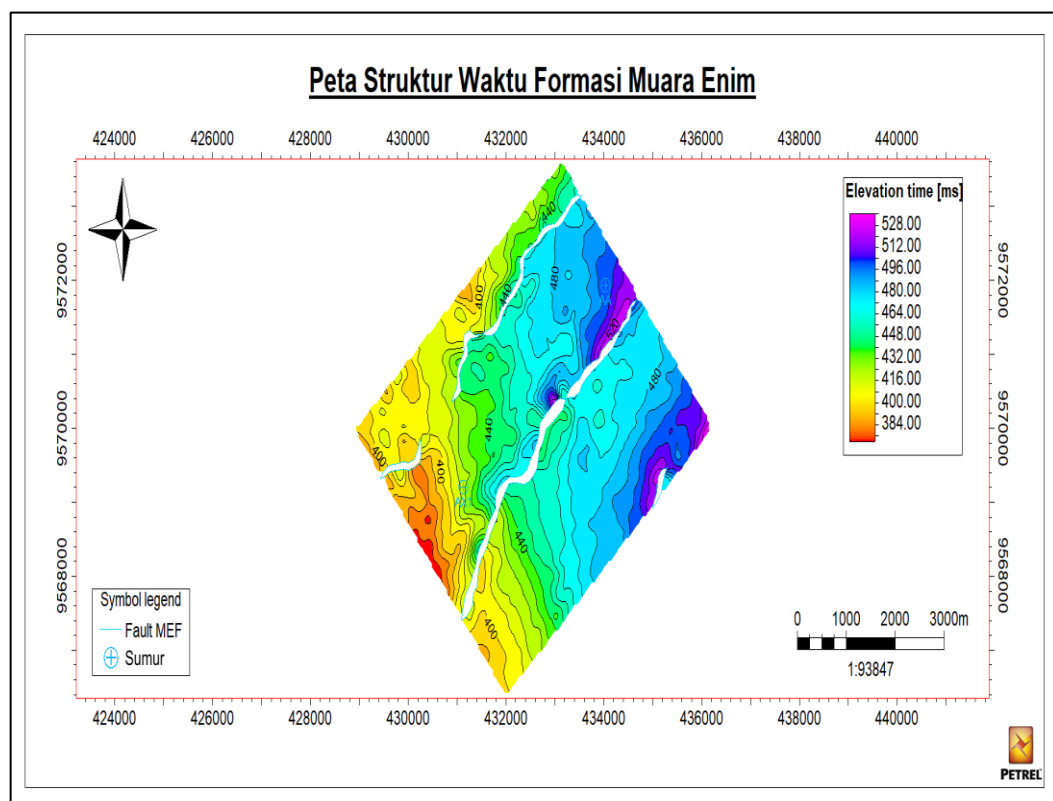
Gambar 4.10 Hasil *picking horizon* dan *fault* kedua formasi pada *inline* 2504



Gambar 4.11 Hasil *picking horizon* kedua formasi pada *xline* 10264

4.4 Peta Struktur Waktu

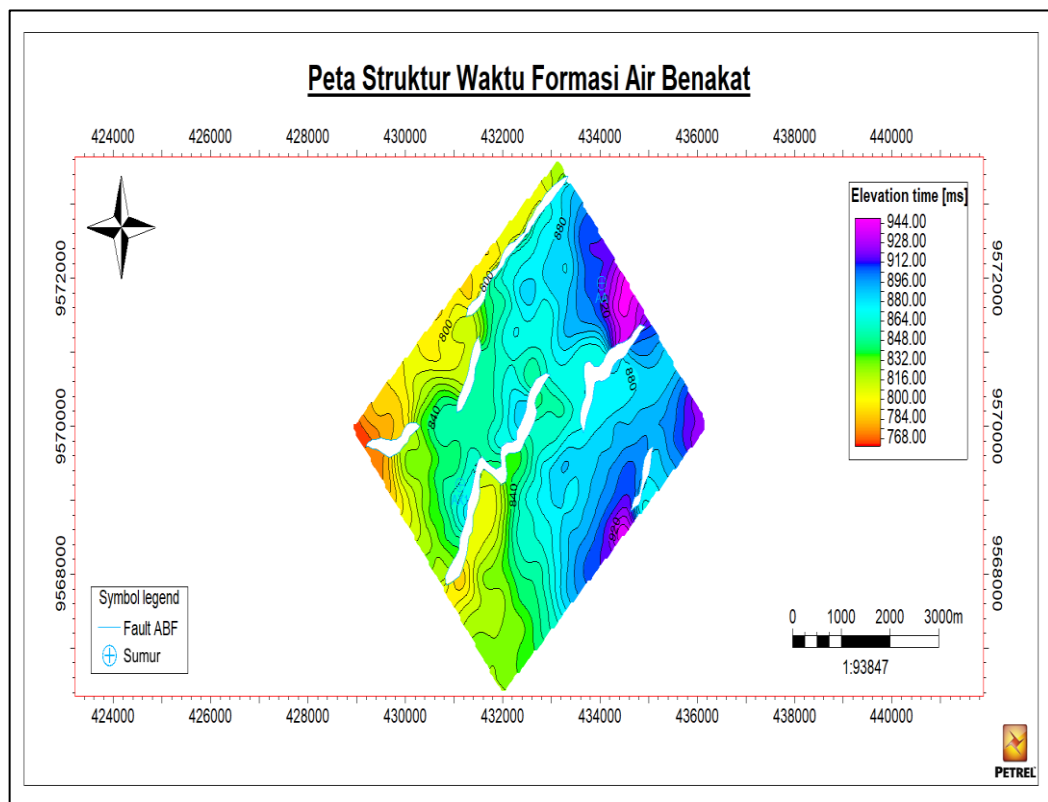
Berdasarkan hasil dari *picking* tersebut, selanjutnya akan dilakukan interpolasi pada kedua formasi, sehingga didapatkan peta struktur waktu pada setiap formasi. Peta ini merupakan gambaran dari pola kontur warna dan garis elevasi sepanjang lapisan hasil *picking* dalam domain waktu (ms). Berdasarkan indikasi pola struktur daerah yang berwarna merah hingga kuning mengindikasikan bahwa daerah tersebut strukturnya lebih tinggi, sedangkan daerah yang berwarna biru hingga ungu mengindikasikan bahwa daerah tersebut strukturnya lebih rendah.



Gambar 4.12 Peta struktur waktu Formasi Muara Enim (MEF)

Pada **Gambar 4.12** menunjukkan peta struktur waktu Formasi Muara Enim berada di rentang waktu sekitar 384 hingga 528 ms. Berdasarkan sebaran kontur dengan elevasi waktu dua arah (TWT) dalam satuan milidetik (ms), area dengan nilai TWT lebih kecil (384-408 ms) berada di bagian barat daya dan ditandai warna kuning hingga merah yang mengindikasikan daerahnya lebih dangkal, sedangkan nilai TWT yang lebih besar (496-528 ms) berada di bagian timur laut dan ditandai

warna biru hingga ungu yang mengindikasikan daerahnya lebih dalam. Keberadaan struktur sesar utama yang ditandai sebagai *Fault* MEF, membentang dari barat daya ke timur laut yang memperlihatkan pergeseran nilai kontur yang tidak menerus di kedua sisinya. Pada zona dengan struktur tinggi membentuk penutupan lokal yang mengindikasikan potensi perangkap struktural, seperti antiklin. Untuk zona dengan struktur rendah memiliki pola konsisten dengan model cekungan pada wilayah penelitian dengan sedimen menebal ke arah timur laut. Kondisi ini mengindikasikan terdapatnya sesar normal yang berperan dalam pengendalian geometri struktur di daerah penelitian.



Gambar 4.13 Peta struktur waktu Formasi Air Benakat (ABF)

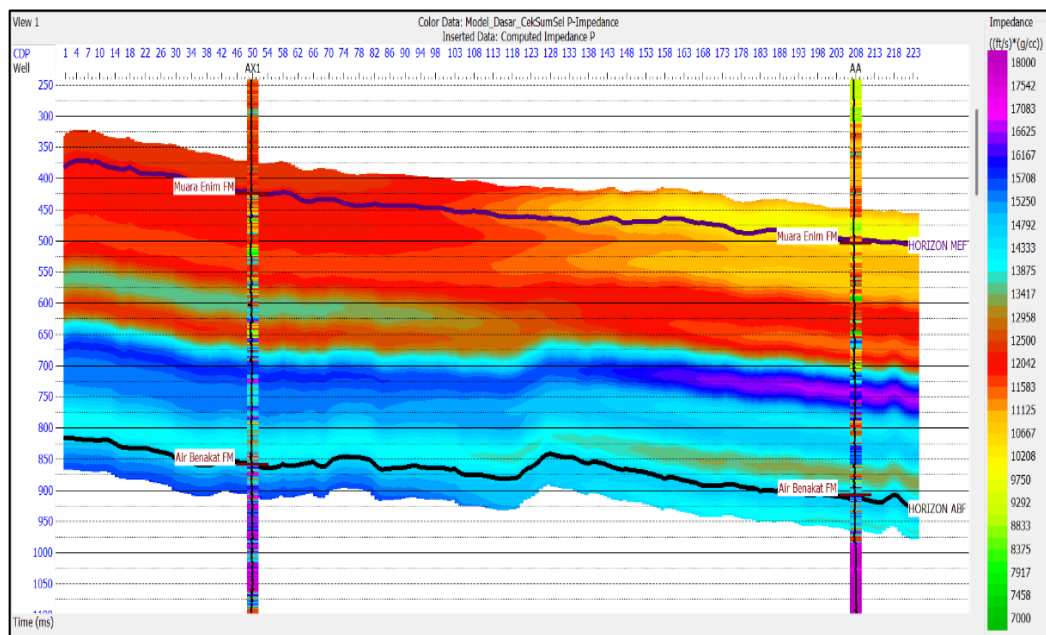
Pada **Gambar 4.13** menunjukkan peta struktur waktu Formasi Air Benakat berada pada rentang waktu sekitar 768 hingga 944 ms dengan kontur elevasi waktu dua arah (TWT) dalam satuan milidetik (ms). Pada TWT rendah (768-800 ms) berada di bagian barat daya yang ditandai warna merah hingga jingga mengindikasikan memiliki berpotensi sebagai perangkap struktural karena relatif

lebih dangkal, sedangkan untuk TWT yang lebih besar (880-944 ms) terdapat di timur laut yang ditandai warna biru hingga ungu menunjukkan daerah lebih dalam. Keberadaan sesar yang ditandai sebagai *Fault* ABF diidentifikasi dengan adanya ketidakaturan kontur secara tiba-tiba, seperti garis kontur yang tampak terputus dan berpindah posisi secara signifikan. Terdapat tiga jalur sesar utama yang memotong zona secara diagonal, memisahkan antara area struktur tinggi dengan area struktur rendah yang mengindikasikan bahwa bagian timur mengalami penurunan relatif terhadap bagian barat, sehingga sesar-sesar tersebut memiliki pola jenis sesar normal yang terbentuk akibat adanya gaya ekstensional. Kondisi tersebut konsisten dengan model cekungan yang sedimennya cenderung menebal ke arah timur laut.

4.5 Hasil Inversi Seismik Impedansi Akustik

Dilakukannya pembuatan *initial model* yang berupa gambaran model bawah permukaan berfungsi sebagai penentu dan pengontrol dalam analisis inversi supaya hasil pergeseran inversi nantinya tetap konsisten dan pergeserannya tidak terlalu jauh dari model. Proses ini dilakukan sebelum proses inversi dimulai dengan menggabungkan data *log p-impedance*, *log densitas*, dan *log sonic* yang dikalibrasi serta hasil dari *picking horizon*. Kemudian gunakan masukan *highcut frequency* dengan nilai sebesar 5/10 Hz yang berfungsi sebagai pilihan filter pada *model traced* setelah interpolasi lateral yang mengikuti struktur dan stratigrafi hasil interpretasi horizon.

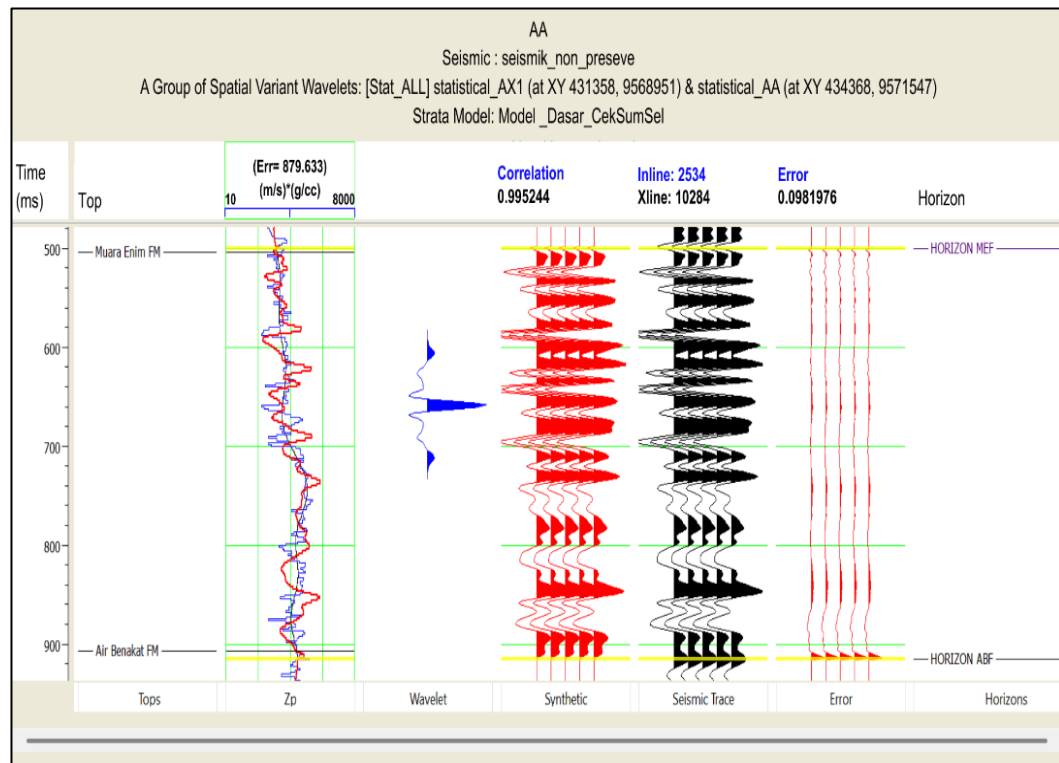
Pada **Gambar 4.17** menunjukkan model awal (*initial model*) impedansi akustik pada tampilan *arbitrary line* yang di sepanjang lintasannya memotong dua sumur penelitian. Pada model awal ini, memiliki distribusi nilai yang karakternya halus (*smooth*) dan mengikuti tren geologi umum yang tidak ditampilkan secara signifikan variasi detail lateralnya. Ditampilkannya juga kedua horizon utama dengan zona target di antara interval keduanya, sehingga pembuatan model awal berfokus pada interval tersebut untuk memaksimalkan kualitas hasil inversi pada zona target.



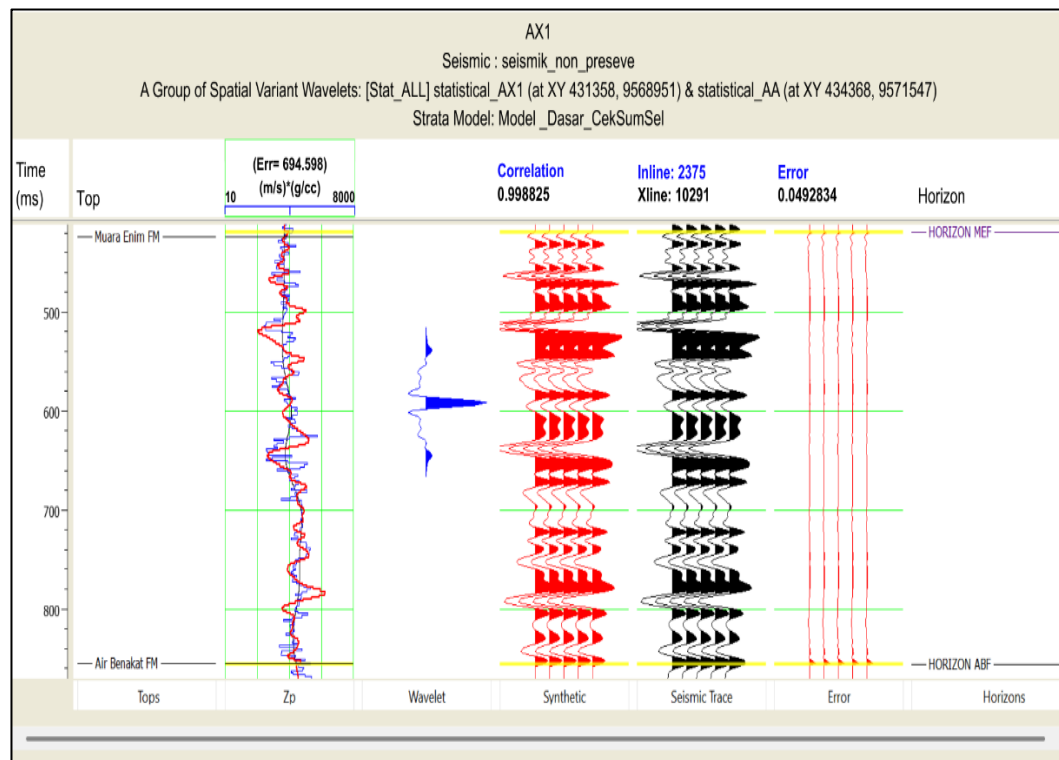
Gambar 4.14 *Initial model impedansi akustik*

Proses inversi penelitian dilakukan menggunakan metode *model based* yang ditampilkan jendela inversi dengan zona target yang dibatasi Horizon Muara Enim dan Horizon Air Benakat. Di dalam prosesnya menggunakan *hard constraint* dengan batas perubahan impedansi bawah (*lower*) sebesar 55% dan 45% untuk batas atas (*upper*), rata-rata ukuran blok 2 ms, *prewhitening* sebesar 1%, serta jumlah iterasi 10 kali. Kemudian dilakukan penyesuaian *inversi window* menggunakan *apply to a target window*, sedangkan untuk area di luar jendela dipilih *insert the model values*. Hal-hal tersebut dilakukan bertujuan untuk meminimalkan efek batas (*edge effects*), memastikan proses inversi berfokus pada interval, serta mempertahankan kontinuitas stratigrafi di luar zona target.

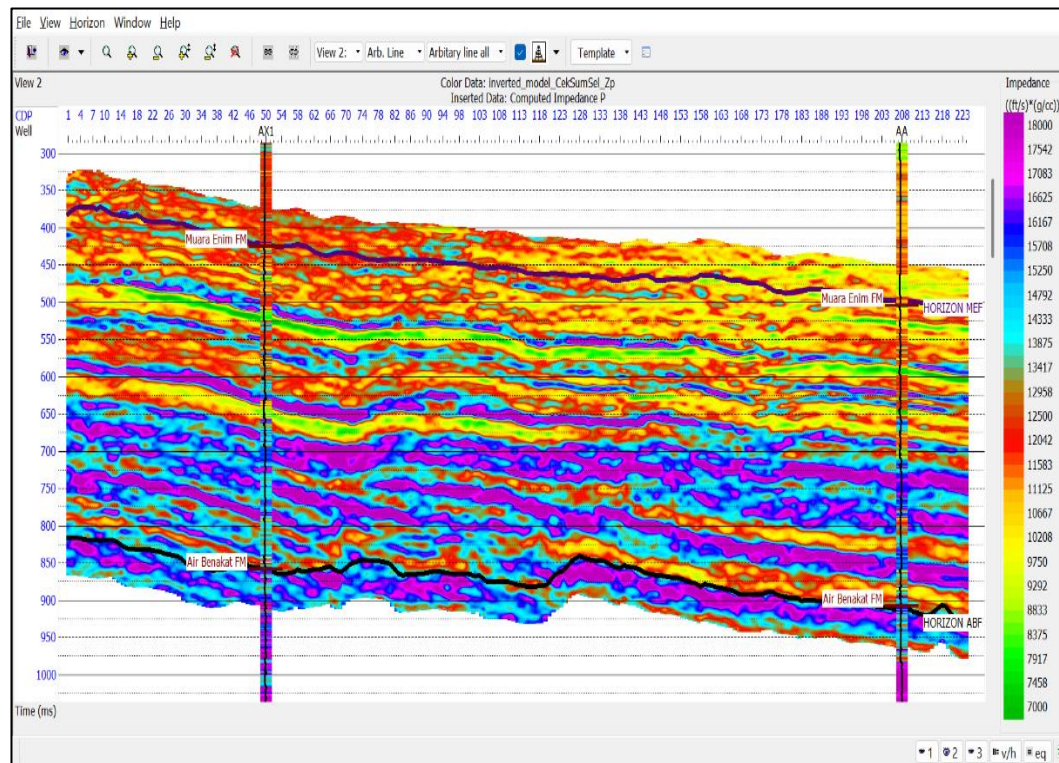
Pada **Gambar 4.18** menampilkan analisis *pre inversi* pada sumur AA dengan nilai korelasi sebesar 0,995244 dan *error* 0,0981976, sedangkan **Gambar 4.19** menunjukkan analisis *pre inversi* pada sumur AX1 dengan nilai korelasi yang sangat tinggi sebesar 0,998825 dan *error* 0,0492834. Tingginya nilai korelasi yang mendekati nilai 1 dan *error* yang kecil mengindikasikan adanya kecocokan antara *synthetic seismogram* hasil inversi dan *seismic trace* aktual dengan sangat baik. Berdasarkan hal tersebut menjadi bukti dengan menggunakan metode *model based* memberikan hasil yang baik dan efektif dalam penelitian ini.



Gambar 4.15 Analisis *pre inversi* pada Sumur AA



Gambar 4.16 Analisis *pre inversi* pada Sumur AX1



Gambar 4.17 Hasil penampang inversi impedansi akustik tampilan *arbitrary line*

Selanjutnya dari proses *pre inversi* tersebut akan didapatkan volume impedansi akustik menghasilkan tampilan penampang inversi seismik berdasarkan distribusi lateral dan vertikal. Pada **Gambar 4.20** menampilkan hasil penampang inversi pada lintasan *arbitrary line* antara sumur AX1 dan sumur AA dengan interval target di antara kedua formasi, serta memiliki variasi warna yang merepresentasikan besaran nilai impedansi akustik. Untuk nilai impedansi rendah ditandai dengan warna hijau, mengindikasikan litologi pada daerah tersebut berupa batu pasir berpori yang berpotensi sebagai reservoir. Untuk nilai impedansi tinggi ditandai gradasi warna biru hingga ungu yang mengindikasikan daerah dengan litologi bertekstur rapat, seperti batu lempung terkompaksi atau lapisan batu serpih. Pada bagian sekitar sumur AA, teridentifikasi interval impedansi akustik rendah yang tebal, relatif kontinu berada pada kedalaman sekitar 575-625 ms yang ditutupi lapisan impedansi akustik tinggi sebagai penutup. Hal tersebut menandakan bahwa zona prospek reservoir yang baik berada di sekitar sumur AA. Pada bagian sekitar sumur AX1, impedansi akustik rendah yang masih muncul, tetapi lebih tipis,

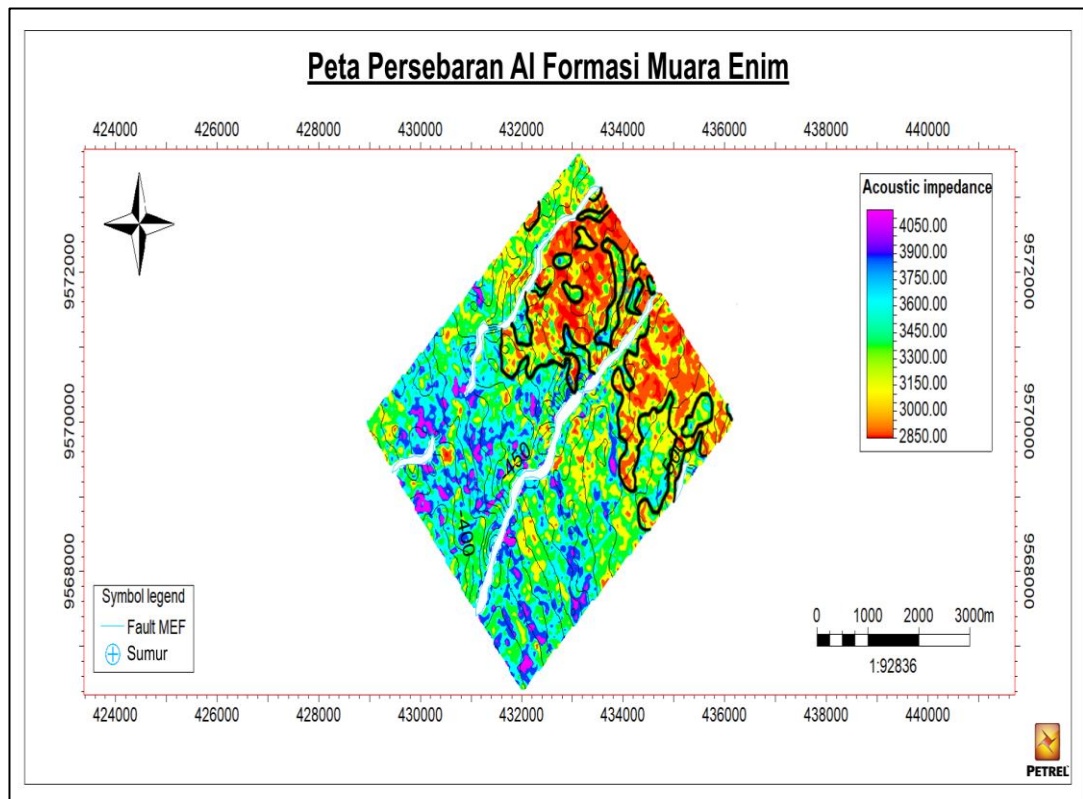
terputus-putus, serta bercampur dengan impedansi akustik tinggi. Berdasarkan hal tersebut menandakan bahwa reservoir pada sekitar sumur AX1 masih ada persebaran batu pasirnya pada kedalaman sekitar 600-700 ms. Berdasarkan hasil penampang impedansi akustik tersebut juga konsisten dengan hasil *crossplot* yang sudah dibuat sebelumnya, sama-sama menunjukkan hubungan antara impedansi akustik rendah dan nilai porositas efektif yang tinggi.

4.6 Hasil Analisis Peta Persebaran Impedansi Akustik

Pada penelitian dilakukan tahapan *slicing* pada volume hasil inversi *model-based* bertujuan untuk melihat keberadaan zona prospek hidrokarbon reservoir batu pasir. Pada tahapan *slicing* dilakukan dengan menggunakan atribut *extract value* berfungsi untuk mengekstraksi data seismik tertentu pada interval waktu atau kedalaman yang telah ditentukan. *Slicing* dilakukan pada Formasi Muara Enim (MEF) dan Formasi Air Benakat (ABF), dikarenakan didapatkan asumsi dari hasil analisis penampang inversi impedansi akustik pada kedalaman waktu 575-625 ms di sekitar sumur AA, maka fokus penelitian berada pada interval di antara kedua formasi tersebut.

Berdasarkan pada **Gambar 4.21** menampilkan peta persebaran impedansi akustik hasil *slicing* pertama yang dilakukan pada Formasi Muara Enim (MEF) dengan memilih *reference horizon* MEF, menu *from event* dipilih *below* dengan *search window* sebesar 8 ms dan *horizon offset* 0 ms. Menghasilkan peta dengan nilai impedansi akustik bervariasi antara 2.850-4.050 g/cc·m/s, menunjukkan pola distribusi zona dengan nilai IA relatif rendah tersebar di bagian tengah hingga timur laut bernilai sekitar 2.850-3.100 g/cc·m/s, ditandai dengan warna jingga-merah dan dibatasi oleh garis hitam tebal diindikasikan zona yang memiliki litologi berpori, tidak kompak, dan berpotensi sebagai reservoir batu pasir. Untuk nilai IA tinggi ditampilkan keberadaannya dominan pada bagian barat dan timur berwarna biru-ungu dengan nilai sekitar 3.800-4.050 g/cc·m/s, mengindikasikan bahwa litologi batuan lebih kompak dan non-reservoir. Selain itu, terlihat adanya sesar (*Fault MEF*) ditandai dengan garis berwarna biru membagi daerah penelitian menjadi beberapa blok. Sesar memiliki fungsi ganda yang berperan sebagai perangkap (*seal*)

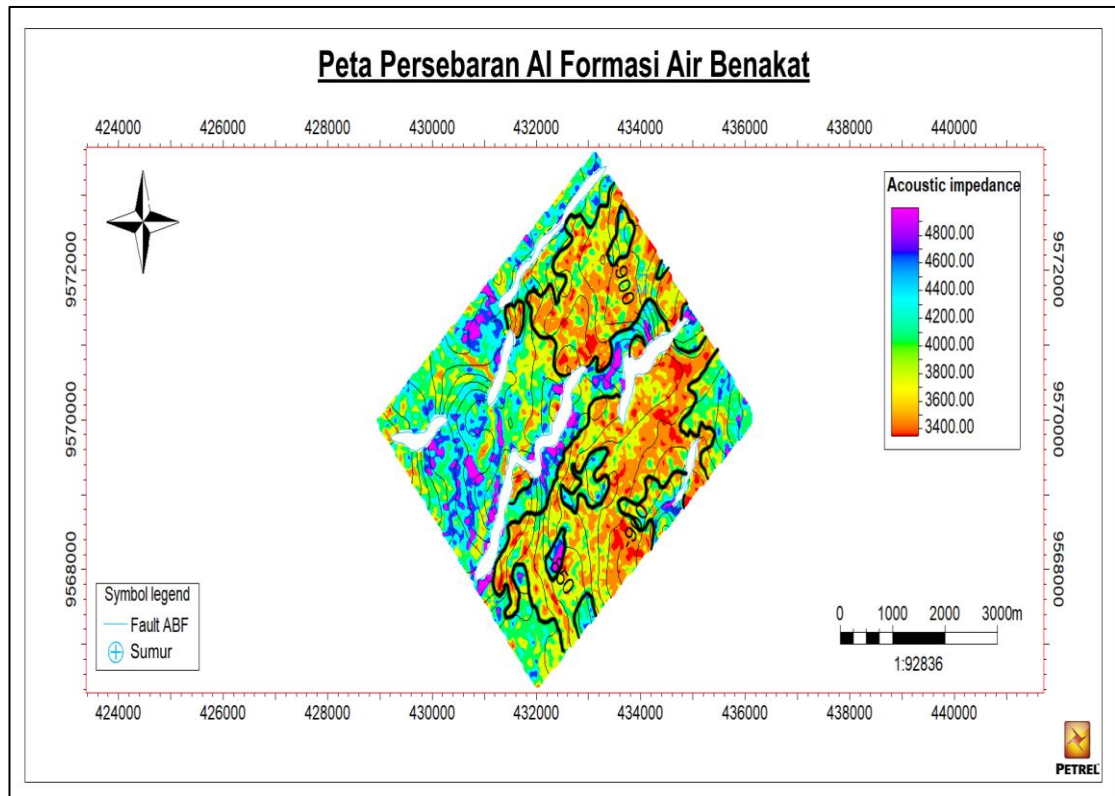
pada blok untuk akumulasi hidrokarbon dengan membatasi distribusi zona bernilai IA rendah dan sebagai jalur migrasi hidrokarbon menuju zona reservoir pada beberapa segmen sesar yang lebih terbuka.



Gambar 4.18 Slicing peta persebaran inversi impedansi akustik pada Formasi Muara Enim

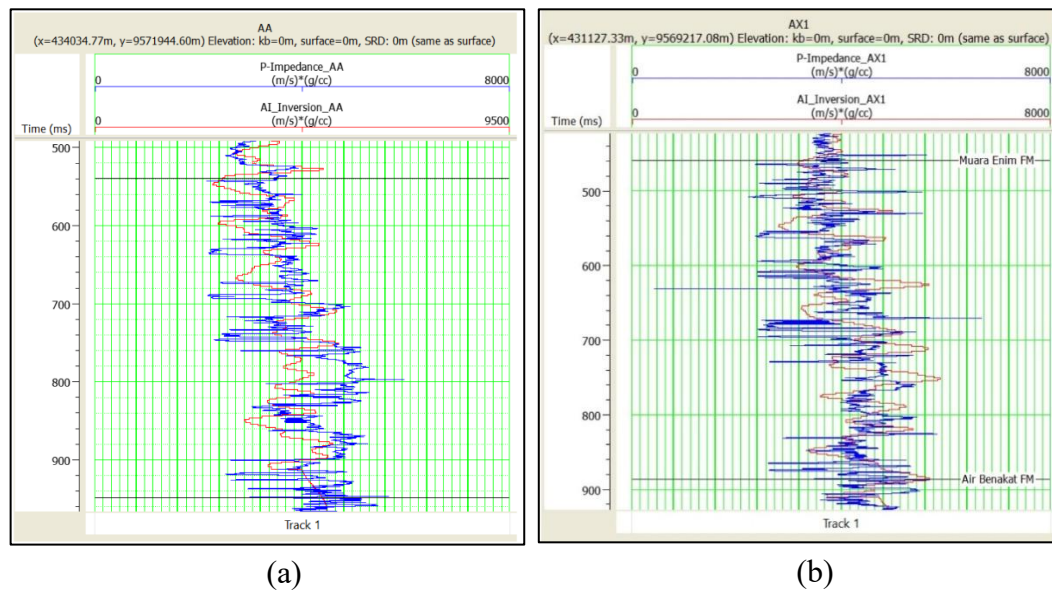
Peta persebaran impedansi akustik kedua ditampilkan pada **Gambar 4.22** merupakan hasil dari *slicing* kedua yang dilakukan pada Formasi Air Benakat (ABF) dengan memilih *reference horizon* ABF, menu *from event* dipilih *above* dengan *search window* sebesar 12 ms dan *horizon offset* 0 ms. Pada peta menampilkan nilai impedansi akustik berkisar antara 3.400-4.800 g/cc·m/s. Untuk zona yang dibatasi garis hitam tebal memiliki nilai IA rendah berkisar 3.400-3.600 g/cc·m/s berwarna jingga-merah mendominasi bagian tengah hingga barat daya dan juga mengindikasikan daerah berpotensi sebagai reservoir. Untuk zona dengan nilai IA tinggi didominasi di bagian timur laut dan barat sekitar 4.200-4.800 g/cc·m/s berwarna biru hingga ungu yang menandakan batuan lebih padat dan reservoir

berkualitas rendah. Terdapatnya sesar (*Fault ABF*) yang ditandai garis biru pada peta memiliki peran yang cukup signifikan, dikarenakan dapat memisahkan blok terdekat dan mempengaruhi distribusi nilai IA yang bervariasi tersebut, serta berfungsi sebagai perangkap struktural yang menahan akumulasi hidrokarbon, sekaligus memungkinkan adanya jalur migrasi yang mengalirkan fluida.



Gambar 4.19 *Slicing* peta persebaran inversi impedansi akustik pada Formasi Air Benakat

Berdasarkan hasil kedua *slicing* tersebut, keberadaan zona prospek hidrokarbon dapat diidentifikasi pada Formasi Muara Enim dengan kombinasi zona bernilai IA rendah dan diikuti kontrol struktural sesar. Reliabilitas hasil interpretasi dapat dipastikan dengan melakukan validasi menggunakan perbandingan nilai impedansi akustik hasil inversi dengan data log sumur. Pada **Gambar 4.23** ditunjukkan hasil perbandingan nilai keduanya di kedua sumur berupa tren di antaranya memiliki kesesuaian, sehingga interpretasi distribusi zona prospek dapat dinyatakan cukup representatif.



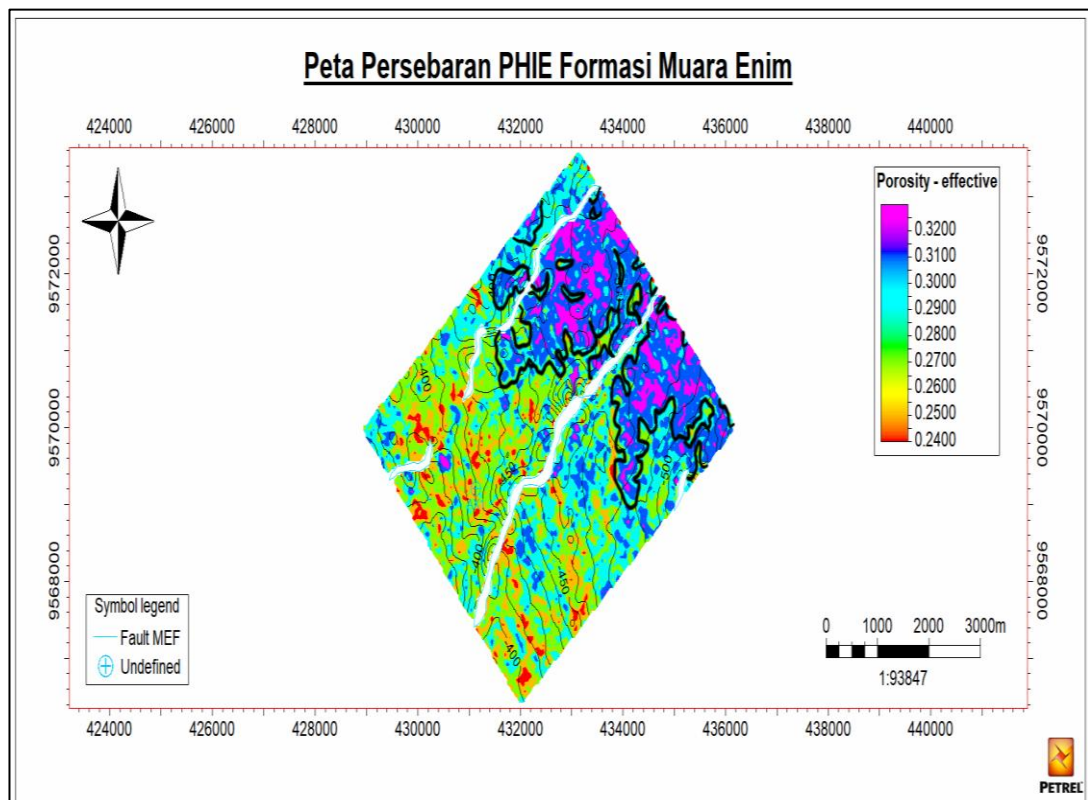
Gambar 4.20 Validasi hasil inversi IA terhadap log *p-impedance* pada (a) sumur AA dan (b) sumur AX1

4.7 Hasil Analisis Persebaran Porositas

Selanjutnya dilakukan analisis persebaran porositas yang bertujuan untuk mengetahui distribusi lateral kualitas porositas. Untuk mendapatkan peta persebaran porositas diawali dengan menerapkan persamaan regresi antara impedansi akustik dengan porositas efektif (**Persamaan 4.1**) yang didapatkan dari analisis *crossplot* sebelumnya pada volume impedansi akustik hasil inversi menggunakan *calculator process*, sehingga menghasilkan volume porositas efektif. Kemudian volume PHIE tersebut dilakukan proses atribut *extract value* pada interval prospek antara bawah Formasi Muara Enim (MEF) dan atas Formasi Air Benakat (ABF). Untuk MEF menggunakan *search window* 8 ms dan untuk ABF menggunakan *search window* 12 ms.

Berdasarkan **Gambar 4.24** menampilkan peta persebaran porositas efektif dari hasil *slicing* pertama untuk Formasi Muara Enim dengan distribusi nilai PHIE yang bervariasi berkisar 0,24-0,32%. Terdapat zona dengan nilai PHIE relatif tinggi berwarna biru-ungu sekitar 0,31-0,32% dan dibatasi oleh garis hitam tebal. Tingginya nilai porositas tersebut mengindikasikan bahwa daerah memiliki litologi

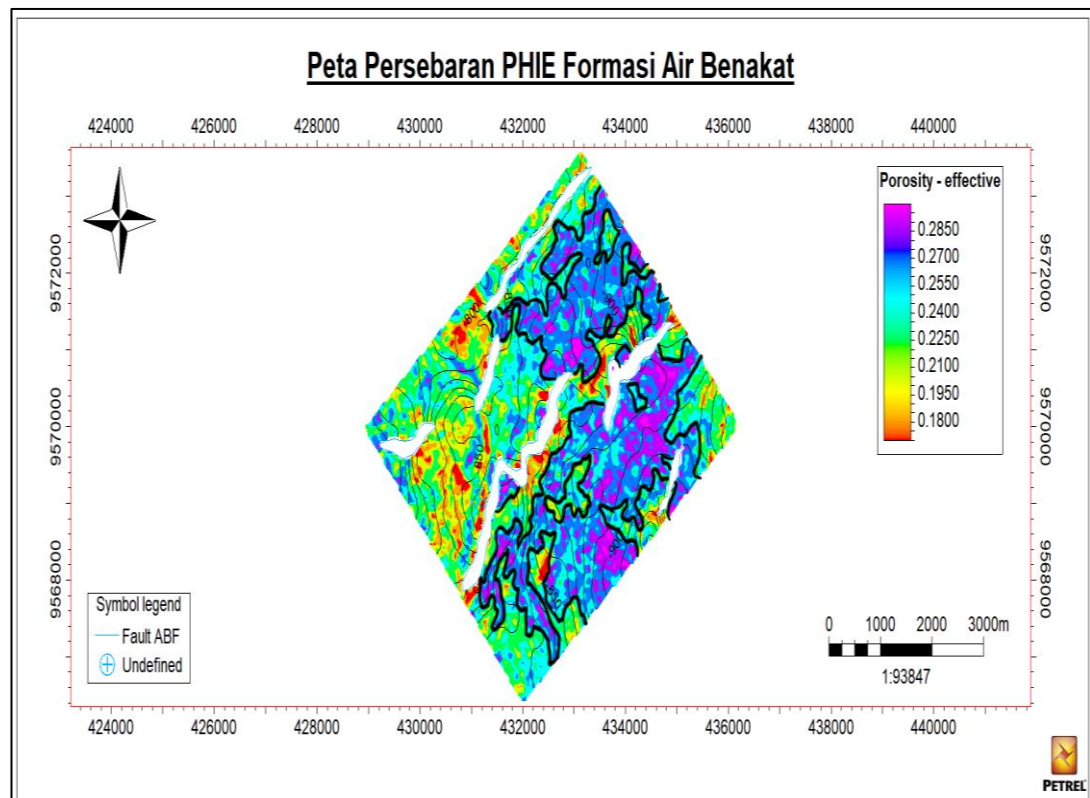
batuan dengan kemampuan menyimpan fluida lebih besar dan memiliki ruang pori lebih banyak. Selain itu, di sekitar zona prospek distribusi porositasnya relatif merata yang memperkuat indikasi bahwa Formasi Muara Enim memiliki kualitas reservoir yang baik dan signifikan untuk menjadi peluang pengembangan hidrokarbon. Terdapatnya sesar (*Fault MEF*) pada peta juga berperan penting untuk mengontrol distribusi porositas, sehingga menjadikan sesar sebagai perangkap untuk menahan hidrokarbon dan terakumulasi pada zona dengan porositas tinggi tersebut.



Gambar 4.21 *Slicing* peta persebaran porositas pada Formasi Muara Enim

Pada **Gambar 4.25** menunjukkan peta persebaran porositas efektif berdasarkan hasil *slicing* kedua pada Formasi Air Benakat yang memiliki distribusi nilai PHIE bervariasi sekitar 0,18-0,29%. Pada zona yang dibatasi garis hitam tebal merupakan zona dengan porositas tinggi berwarna biru-ungu sekitar 0,27-0,29% yang diindikasikan sebagai daerah target prospek hidrokarbon. Meskipun nilai porositas ini lebih rendah dibandingkan dengan Formasi Muara Enim, kualitas

reservoir pada formasi ini dikategorikan sedang hingga rendah dan masih menunjukkan adanya potensi reservoir yang lebih terbatas. Keberadaan sesar (*Fault ABF*) pada peta tersebut memberikan peran ganda yang signifikan, yaitu sebagai pembatas sebaran porositas yang tinggi dan berpotensi sebagai jalur migrasi hidrokarbon menuju blok yang lebih permeabel.



Gambar 4.22 Slicing peta persebaran porositas pada Formasi Air Benakat

Berkaitan dengan hasil analisis inversi impedansi akustik sebelumnya dengan analisis peta persebaran porositas ini membuktikan bahwa daerah di sekitar sumur AA pada interval 575-625 ms terdapatnya korespondensi dengan zona yang bernilai impedansi akustik rendah dan berporositas tinggi yang ditunjukkan peta, sehingga memperkuat dasar interpretasi bahwa zona tersebut berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon. Berdasarkan hal tersebut sejalan juga dengan tinjauan literatur bahwa litologi batu pasir umumnya memiliki nilai impedansi akustik rendah dibandingkan *shale* dan memiliki porositas yang tinggi (Russell, 1988).

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Merujuk pada hasil penelitian yang telah dilaksanakan untuk mengetahui persebaran zona prospek hidrokarbon pada reservoir batu pasir lapangan “X” Cekungan Sumatera Selatan dapat ditarik beberapa kesimpulan di antaranya sebagai berikut:

1. Peta persebaran impedansi akustik (IA) pada Formasi Muara Enim menunjukkan bahwa zona prospek dengan distribusi nilai impedansi akustik rendah berkisar 2.850-3.100 g/cc·m/s pada MEF, sedangkan pada ABF bernilai sekitar 3.400-3.600 g/cc·m/s. Berdasarkan hasil nilai IA rendah tersebut mengindikasikan bahwa zona berlitologi batu pasir lebih berpori dan berpotensi sebagai prospek hidrokarbon reservoir, sedangkan zona dengan nilai IA tinggi (≥ 4.000 g/cc·m/s) menandakan bahwa daerah berlitologi kompak seperti *shale*.
2. Peta persebaran porositas efektif (PHIE) yang dihasilkan dari konversi volume IA menunjukkan nilai porositas relatif tinggi berkisar 0,31-0,32% pada MEF dan 0,27-0,29% pada ABF. Berdasarkan distribusi tersebut diperlihatkan bahwa kualitas reservoir pada MEF lebih baik dibandingkan ABF dan konsisten dengan interpretasi dari peta IA. Hal ini mendukung asumsi bahwa interval tersebut merupakan zona prospek utama hidrokarbon.
3. Konsistennya integrasi hasil analisis sumur, *crossplot*, peta struktur, peta persebaran IA, dan peta persebaran porositas yang menunjukkan bahwa zona prospek hidrokarbon berada di interval bawah MEF sekitar sumur AA dengan rentang waktu 575-625 ms, sedangkan interval di atas ABF masih berpotensi, namun reservoirnya berkualitas relatif rendah.

5.2 Saran

Penelitian ini masih tahap awal dalam menentukan persebaran zona prospek hidrokarbon pada reservoir batu pasir dan berfokus pada pemetaan distribusi impedansi akustik serta porositas efektif, sehingga beberapa saran berikut dapat digunakan untuk mendukung penelitian lanjutan, yaitu:

1. Diperlukannya validasi lanjutan untuk meningkatkan dan memastikan keakuratan interpretasi zona prospek dengan menggunakan data tambahan seperti uji produksi (DST) atau data *logging* lainnya, serta integritas analisis geologi dan petrofisika untuk mendapatkan pemahaman yang lebih mendalam tentang kontinuitas reservoir.
2. Diperlukannya menggunakan metode inversi dan analisis atribut tambahan, seperti *pre-stack*, multiatribut, *sweetness*, *RMS amplitude*, atau *lambda-rho* untuk meningkatkan resolusi pemisahan litologi dan memperbaiki estimasi parameter reservoir lebih komprehensif.
3. Zona prospek yang diindikasikan di sekitar sumur AA dapat diprioritaskan untuk evaluasi eksplorasi lebih lanjut, namun penelitian lebih lanjut tetap diperlukan untuk mengintegrasikan data geologi, geofisika, dan petrofisika secara lebih detail.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A., 2007. *PhD Thesis Research School of Earth Science*. Canberra: Australian National University.
- Adrian, N.P., 2017. ‘Pemodelan Zona Prospek Reservoir Berdasarkan Data Seismik dan Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Cadangan Hidrokarbon Area Outstep Lapangan Geo, Cekungan Sumatera Selatan’, *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, Universitas Lampung.
- Ayman, M.A., Sudarmaji, S. dan Trisna, M.D., 2024. ‘Petrophysical Analysis and Seismic Attribute for Reservoir Characterization in “AMN” Field, Talang Akar Formation, South Sumatra Basin’, *Jurnal Penelitian Fisika dan Aplikasinya (JPFA)*, 14(1), pp. 1–18.
- Asquith, G.B., Krygowski, D. dan Gibson, C.R., 2004. *Basic Well Log Analysis* (Vol. 16). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Badley, M.E., 1985. *Practical Seismic Interpretation*. Boston: IHRDC.
- Bishop, M.G., 2001. *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. US Department of the Interior, US Geological Survey.
- Darman, H. dan Sidi, F.H., 2000. *An Outline of the Geology of Indonesia*. Jakarta: Indonesian Association of Geologists.
- De Coster, G.L., 1974. ‘The Geology of the Central and South Sumatera Basins’, *Proceedings of the 3rd Annual Convention*, Indonesian Petroleum Association, Jakarta, pp. 77–110.
- Elnashai, S.A. dan Sarno, D.L., 2008. *Fundamentals of Earthquake Engineering*. Chichester: Wiley.
- Ginger, D. dan Fielding, K., 2005. ‘The Petroleum System and Future Potential of the South Sumatra Basin’, *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association Thirtieth Annual Convention and Exhibition*.
- Goetz, J.F., Dupal, L. dan Bowler, J., 1979. ‘An investigation into discrepancies between sonic log and seismic check spot velocities’, *The APPEA Journal*, 19(1), pp. 131–141.

- Hall, M., 2009. 'Lithofacies prediction from seismic, one step at a time: an example from the McMurray Formation Bitumen Reservoir at Surmont', *Proceedings of Frontiers and Innovation, CSPG CSEG CWLS Convention*, Calgary, Alberta, pp. 4–8.
- Hardiansyah, I., 2015. *Identifikasi Zona Reservoir Sand Menggunakan Seismik Inversi Akustik Impedansi dan Analisis Atribut pada Lapangan "Bisma", Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan*. Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta. [Skripsi Sarjana, tidak diterbitkan].
- Harsono, H., 1997. *Geologi Reservoir*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada Press.
- Hedriana, O., 2017. 'Assessment of CO₂-EOR and storage capacity in South Sumatera and West Java basins', *Energy Procedia*, 114, pp. 4666–4678.
- Heidrick, T.L. dan Aulia, K., 1993. *A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia*.
- Hunter, J.A.M. dan Crow, H.L., 2015. *Shear Wave Velocity Measurement Guidelines for Canadian Seismic Site Characterization in Soil and Rock*. Gatineau, QC: Natural Resources Canada.
- Hutajulu, D.M. dan Indrawati, L.R., 2023. 'Energy Transformation and Economic Growth in Indonesia: to measure the impact of renewable and non-renewable energy', *Jurnal REP (Riset Ekonomi Pembangunan)*, 8(2), pp. 309–324.
- Koesoemadinata, R.P., 1978. 'Sedimentary framework of Tertiary coal basins of Indonesia', *Proceedings of the 3rd Regional Conference on Geology and Mineral Resources of Southeast Asia*, pp. 621–629.
- Mavko, G., Mukerji, T. dan Dvorkin, J., 2009. *The Rock Physics Handbook* (2nd ed.). Cambridge: Cambridge University Press.
- Muksin, N., Yusmen, D., Waren, R., Werdaya, A. dan Djuhaeni, D., 2012. 'Regional depositional environment model of Muara Enim Formation and its significant implication for CBM prospectivity in South Sumatra Basin, Indonesia', *AAPG Search and Discovery Article*, 80272.

- Mulyatno, B.S., Parameswari, F.S., Hikmah, N., Dewanto, O. dan Wibowo, R.C., 2021. 'Reservoir properties modelling using multi-attribute seismic analysis in South Sumatra Basin, Indonesia', *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1173(1), p. 012013.
- Partyka, G., Gridley, J. dan Lopez, J., 1999. 'Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization', *The Leading Edge*, 18(3), pp. 353–360.
- Pulunggono, A., Haryo, S.A. dan Kosuma, C.G., 1992. 'Pre-Tertiary and Tertiary fault system as a framework of the South Sumatra Basin; a study of SAR maps', *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association*.
- Rider, M., 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs* (2nd ed.). Malta: Interprint Ltd.
- Russell, B.H., 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods* (No. 2). Tulsa: SEG Books.
- Russell, B. dan Hampson, D., 2006. 'The old and the new in seismic inversion', *CSEG Recorder*, 31(10), pp. 5–11.
- Sanjaya, D.N., Warnana, D.D. dan Santosa, B.J., 2014. 'Analisis sifat fisis reservoir menggunakan metode seismik inversi acoustic impedance (AI) dan multiatribut (studi kasus lapangan F3)', *Jurnal Sains dan Seni ITS*, 3(2), pp. B96–B100.
- Sarjono, S. dan Sardjito, 1989. 'Hydrocarbon source rock identification in the South Palembang sub-basin', *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association Eighteenth Annual Convention*, pp. 427–467.
- Setiawan, B., 2008. *Pemetaan Tingkat Kekerasan Batuan Menggunakan Metode Seismik Refraksi*. Depok: FMIPA Universitas Indonesia.
- Sheriff, R.E. dan Geldart, L.P., 1995. *Exploration Seismology* (2nd ed.). Cambridge: Cambridge University Press.
- Simanjuntak, A.S., 2014. 'Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Pada Lapangan "TAB" dengan Menggunakan Pemodelan Inversi Impedansi Akustik', *Jurnal Geofisika Eksplorasi (JGE)*, 2(1), pp. 2–13.

- Simm, R. dan Bacon, M., 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Sismanto, 2006. *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Yogyakarta: Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada.
- Sukmono, S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. dan Abdullah, A., 2001. *Karakteristik Reservoir Seismik*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Telford, W.M., Geldart, L.P. dan Sheriff, R.E., 1990. *Applied Geophysics* (2nd ed.). Cambridge: Cambridge University Press.
- Tissot, B.P. dan Welte, D.H., 2013. *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlin: Springer Science & Business Media.