

**PEMODELAN PROPERTI *RESERVOIR* MENGGUNAKAN ANALISIS
MULTIATRIBUT SEISMIK DENGAN PENDEKATAN *PROBABILISTIC
NEURAL NETWORKS (PNN)*: STUDI KASUS LAPANGAN “ATA”,
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh

Alika Tabriza Adhani

1915051033



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**RESERVOIR PROPERTY MODELING USING MULTIATTRIBUTE
SEISMIC ANALYSIS WITH A PROBABILISTIC NEURAL NETWORKS
(PNN) APPROACH: CASE STUDY OF THE “ATA” FIELD, NORTH
EAST JAVA BASIN**

By

Alika Tabriza Adhani

ABSTRACT

This research was carried out in an effort to optimize oil and gas production by detecting reservoir locations based on reservoir property distribution modeling using the Probabilistic Neural Networks (PNN) method. The research focus is to identify the best combination of seismic attributes, such as porosity, density, Gamma Ray, and p-wave to improve the accuracy of seismic data interpretation. The research involved 3D PSTM seismic data, well data with well checkshots and well markers, as well as geological information about the research area. The PNN method is used to model the distribution of reservoir properties by connecting seismic data with well data. The results of training data on four types of target logs in the PNN seismic multiattribute process are applied to the overall seismic volume to obtain a pseudo PNN model. The results of the target logs found ranged from 1.9-2.12 g/c³ (density), 0.4-0.48 v/v (porosity), 57-80 API (Gamma Ray), and 147-152 μs/ft (p-wave). Analysis of the time structure map, depth structure map, and multi-attribute slicing shows consistent and mutually supportive responses with the reservoir potential zone thought to be located in the depth range of 140 meters - 400 meters.

Keywords: Reservoir Property Modeling, Seismic Multiattribute Analysis, Probabilistic Neural Networks (PNN).

**PEMODELAN PROPERTI *RESERVOIR* MENGGUNAKAN ANALISIS
MULTIATRIBUT SEISMIK DENGAN PENDEKATAN *PROBABILISTIC
NEURAL NETWORKS (PNN)*: STUDI KASUS LAPANGAN “ATA”,
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

Alika Tabriza Adhani

ABSTRAK

Penelitian ini dilakukan dalam upaya optimalisasi produksi minyak dan gas dengan cara pendeteksian lokasi *reservoir* berdasarkan pemodelan distribusi properti *reservoir* menggunakan metode *Probabilistic Neural Networks (PNN)*. Fokus penelitian adalah mengidentifikasi kombinasi atribut seismik terbaik, seperti *porosity*, *density*, *Gamma Ray*, dan *p-wave* untuk meningkatkan akurasi interpretasi data seismik. Penelitian melibatkan data seismik 3D PSTM, data sumur dengan *well checkshot* dan *well marker*, serta informasi geologi daerah penelitian. Metode PNN digunakan untuk memodelkan distribusi properti *reservoir* dengan menghubungkan data seismik dengan data sumur. Hasil *data training* terhadap empat jenis target *log* pada proses multiatribut seismik PNN diterapkan pada volum seismik secara keseluruhan sehingga diperoleh model *pseudo PNN*. Hasil dari target *log* yang ditemukan berkisar antara 1.9-2.12 g/c³ (densitas), 0.4-0.48 v/v (porositas), 57-80 API (*Gamma Ray*), dan 147-152 μ s/ft (*p-wave*). Analisis terhadap *time structure map*, *depth structure map*, dan *slicing* multiatribut menunjukkan respons yang konsisten dan saling mendukung dengan zona potensial *reservoir* diduga terletak pada kisaran kedalaman 140 meter - 400 meter.

Kata kunci: Pemodelan Properti *Reservoir*, Analisis Multiatribut Seismik, *Probabilistic Neural Networks (PNN)*.

**PEMODELAN PROPERTI *RESERVOIR* MENGGUNAKAN ANALISIS
MULTIATRIBUT SEISMIK DENGAN PENDEKATAN *PROBABILISTIC
NEURAL NETWORKS (PNN)*: STUDI KASUS LAPANGAN “ATA”,
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

Alika Tabriza Adhani

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

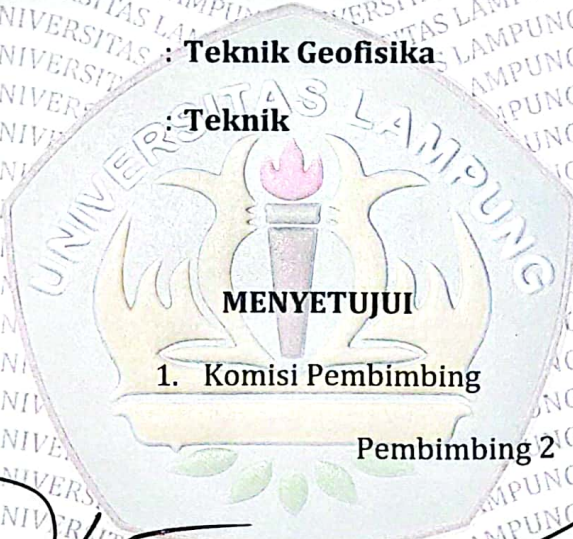
Judul Skripsi : **PEMODELAN PROPERTI RESERVOIR
MENGUNAKAN ANALISIS MULTIATRIBUT
SEISMIK DENGAN PENDEKATAN PROBABILISTIC
NEURAL NETWORKS (PNN): STUDI KASUS
LAPANGAN "ATA", CEKUNGAN
JAWA TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa : **Alika Tabrizia Adhani**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1915051033**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**



1. **Komisi Pembimbing**

Pembimbing 1

Pembimbing 2

Ir. Bagus Supto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP 19700120 200003 1 001

Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP 19750911 200012 1 002

2. **Ketua Jurusan Teknik Geofisika**

Karyanto, S.Si., M.T.
NIP 19691230 199802 1 001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

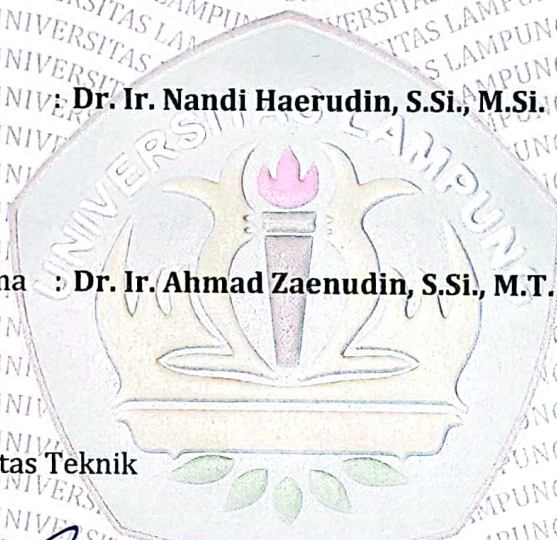
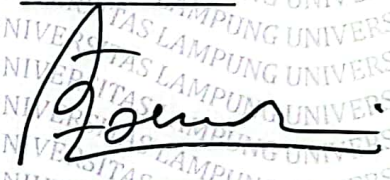
Ketua : **Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**



Anggota : **Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**



Penguji Utama : **Dr. Ir. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.**



2. Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.

NIP 19750928 200112 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 20 Oktober 2023

PERNYATAAN

Dengan ini Saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan orang lain, dan sepanjang pengetahuan Saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka. Selain dari pada itu Saya menyatakan bahwa skripsi ini murni dibuat oleh Saya sendiri.

Apabila pernyataan Saya ini tidak benar, maka Saya bersedia untuk dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 12 November 2023

Yang membuat pernyataan,



Alike Tabriza Adhani

NPM 1915051033

RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama lengkap Alike Tabriza Adhani, lahir di Kota Baturaja, Provinsi Sumatera Selatan pada tanggal 23 Februari 2002. Penulis merupakan anak sulung dari dua bersaudara dari pasangan Bapak Rohim dan Ibu Elvin Novita. Penulis menyelesaikan pendidikan formal di TK Putri Candi pada tahun 2007, SDN 07 OKU pada tahun 2013, SMPN 01 OKU pada tahun 2016, dan SMA Al-Kautsar Bandar Lampung pada tahun 2019. Di Tahun Ajaran baru pendidikan tahun 2019, Penulis terdaftar sebagai mahasiswi Universitas Lampung Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur Seleksi Bersama Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SBMPTN).

Selama menjadi mahasiswi, Penulis aktif mengikuti kegiatan organisasi. Penulis pernah tercatat sebagai pengurus Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana) di bidang Sosial Budaya Masyarakat (SBM) divisi Eksternal selama dua periode (2021 dan 2022), pengurus Badan Eksekutif Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Lampung (BEM-FT Unila) sebagai staff Humas periode 2021, pengurus Seksi Mahasiswa Ikatan Ahli Geofisika Indonesia (SM-IAGI) sebagai anggota divisi Humas periode 2021, dan resmi terdaftar sebagai anggota HAGI SC Unila pada tahun 2023. Penulis juga aktif mengikuti kegiatan perlombaan, salah satunya adalah perlombaan pada *event* tingkat nasional Geophysics Whiz Event and Seminar (GWES) 2022 yang diselenggarakan oleh Hima TG Bhuwana yang pada saat itu Penulis dan Tim berhasil meraih juara ke-2 di kategori *Survey Design* dengan mengangkat tema “**Desain Survei Mineral**

Emas Wilayah Ngambur Pesisir Barat Lampung berdasarkan Metode Geomagnetik dan Geolistik”, Energy Seminar and Competition (ESCO) 2022 dengan mengangkat tema “**Perhitungan Sumber Daya Spekulatif Panasbumi Way Belerang Gunung Rajabasa berdasarkan Metode Geomagnetik dan Geokimia**” yang diselenggarakan oleh AAPG UPN Verteran SC, dan HAGI SC Week 2023 dengan mengangkat tema “*Evaluation of Hydrocarbon Risk and Reserves on Northern Horda Platform using Seismic Stratigraphy, Seismic Inversion, and Seismic Attributes Approaces*” yang diselenggarakan oleh Himpunan Ahli Geofisika Indonesia (HAGI). Penulis juga aktif mengabdikan sebagai asisten pada mata kuliah Praktikum Seismik, Praktikum Komputasi, Praktikum Perpetaan, dan juga pernah tergabung ke dalam asisten *workshop* akuisisi data *Microseismic* yang diselenggarakan oleh Hima TG Bhuwana.

Di awal tahun 2022 Penulis melaksanakan Kerja Praktik di BBPMGB "LEMIGAS" di bawah naungan Kementerian ESDM RI selama satu bulan terhitung tanggal 01 Februari 2022 hingga 28 Februari 2022 dengan mengangkat tema penelitian “**Pengolahan Data Marine Seismic 2D menggunakan Software ProMAX**”. Selanjutnya diawal tahun 2023 Penulis melaksanakan penelitian untuk Tugas Akhir selama dua bulan terhitung tanggal 22 Mei 2023 – 21 Juli 2023 di PT Saka Energi Indonesia dengan mengangkat tema Penelitian “**Pemodelan Properti Reservoir Menggunakan Analisis Multiatribut Seismik dengan Pendekatan *Probabilistic Neural Networks* (PNN): Studi Kasus Lapangan “ATA”, Cekungan Jawa Timur Utara**”.

Selama kuliah Penulis pernah menulis beberapa karya yang sudah dipublikasikan, diantaranya: *Forward Modelling on Gravity Anomalies Fault Model Using MATLAB Mathworks* pada Jurnal GEOCELEBES Vol. 6 No. 2: Oktober 2022, **Potensi Kerentanan Tanah Daerah Padang Cermin dengan Metode HVSR melalui Analisis Mikrotremor** pada Buletin Sumber Daya Geologi, serta pernah mendapatkan pembiayaan atas proposal Program Mahasiswa Wirausaha dengan judul “**Chloe Microgarden**” bersama Siska Erna Sephiana, Riska Anjun Putrianti, dan Mutia Arisnatika.

PERSEMBAHAN

Tulisan ini Saya persembahkan kepada kedua orang tua Saya, terimakasih banyak atas segala dukungan mental yang tak ternilai harganya. Saya beruntung terlahir menjadi anak kalian. Juga kepada keluarga besar Saya, terimakasih telah menjadi keluarga yang *supportive*.

MOTTO

“Yakinlah, ada sesuatu yang menantimu setelah sekian banyak kesabaran (yang kau jalani), yang akan membuatmu terpana hingga kau lupa berapa pedihnya rasa sakit.” – Ali bin Abi Thalib

“Aku tidak pernah sekalipun menyesali diamku. Tetapi aku berkali-kali menyesali bicaraku.” – Umar bin Khatab

“Ada satu hal yang seharusnya tidak kita lupakan. Kita terlahir di dunia bukan untuk menderita atau menyerah, kita lahir untuk bahagia. Semuanya, berbahagialah!” – Our Blues

Tak apa jadi si paling lambat, tak apa jadi si paling tertinggal. Karena didunia ini, selalu ada langit di atas langit. Akan selalu ada yang lebih unggul dari yang paling unggul. Jangan takut karena kamu bergerak lambat, takutlah jika kamu hanya jalan di tempat. *You're slowly growing but you're still growing. And that's enough.*

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah puji dan syukur Penulis panjatkan terhadap Allah SWT yang dengan sifat Ar-Rahman dan Ar-Rahim telah memberikan kasih dan Sayangnya terhadap Penulis sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan tepat waktu. Pepatah mengatakan bahwa “Tiada gading yang tak retak”, dan orang bijak berkata bahwa “Tiada yang sempurna dalam hidup ini”, Penulis menyadari bahwa sebagaimana manusia yang memiliki keterbatasan, tentu hasil karya ini tidak luput dari kesalahan. Maka dari itu, kritik dan saran yang membangun akan sangat Penulis nantikan guna membantu memperbaiki kesalahan yang ada pada skripsi ini.

Skripsi ini mengangkat judul “**Pemodelan Properti *Reservoir* Menggunakan Analisis Multiatribut Seismik dengan Pendekatan *Probabilistic Neural Networks* (PNN): Studi Kasus Lapangan “ATA”, Cekungan Jawa Timur Utara**”. Skripsi ini merupakan hasil kegiatan yang telah dilakukan pada tanggal 22 Mei 2023 sampai dengan 21 Juli 2023 di PT Saka Energi Indoensia yang merupakan tugas serta salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Sekian kata pengantar yang hendak disampaikan, semoga skripsi ini memberikan manfaat bagi pembaca dan dapat diterima dengan baik juga berguna bagi keperluan akademik.

Bandar Lampung, 12 November 2023



Penulis

SANWACANA

Banyak pihak yang telah berperan serta membantu Penulis dalam menyelesaikan laporan Kerja Praktik ini. Oleh karena itu, Penulis mengucapkan banyak terimakasih kepada:

1. **Allah SWT.** yang berkat-Nya lah skripsi ini dapat selesai tepat pada waktunya.
2. Kedua orang tua Penulis, **Bapak Rohim dan Ibu Elvin Novita**, beserta saudara Penulis **Ibni Arva Farrel Hazzani** yang telah memberikan dukungan moril dan materil juga menjadi penyemangat dan memotivasi Penulis untuk menyelesaikan studi ini.
3. **Bapak Mulyadi dan Ibu Elly** yang sudah menyambut Penulis dengan penuh kehangatan.
4. **Bapak Karyanto, S.Si., M.T.** selaku ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
5. **Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.** selaku dosen pembimbing I Tugas Akhir juga sebagai dosen pembimbing akademik yang telah memberikan banyak bantuan, ilmu serta saran dan bimbingan kepada Penulis.
6. **Bapak Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.** selaku dosen pembimbing II Tugas Akhir memberikan banyak bantuan, ilmu serta saran dan bimbingan kepada Penulis.
7. **Bapak Dr. Ir. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.** selaku dosen penguji dalam Tugas Akhir ini.
8. **Bapak Achmad Andi Kaswandi** yang telah menjadi pembimbing lapangan sekaligus teman di PT Saka Energi Indonesia dan banyak memberikan ilmu selama berlangsungnya Tugas Akhir.
9. **Bapak Dr. Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si.** dan **Bapak Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si.** yang telah banyak meluangkan waktu memberi masukan, koreksi, dan pengarahan dalam tahun-tahun akhir kuliah Penulis.
10. **Bilal Anargya Putra** selaku teman seperjuangan di PT Saka Energi Indonesia.
11. **Seluruh dosen dan perangkat akademik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung** yang baik secara langsung maupun tak langsung telah banyak membantu Penulis dalam melaksanakan studi selama empat tahun terakhir ini.

12. **Seluruh civitas PT Saka Energi Indonesia** yang sudah menjadi teman selama Penulis melaksanakan Tugas Akhir.
13. **Seluruh teman-teman “TG19”** yang telah memberikan banyak dukungan selama ini, serta **adik-adik dan kakak-kakak Teknik Geofisika Universitas Lampung**.
14. **Lastry, Nanda, Zahrah, Mega, dan Trias** selaku teman terbaik di masa kuliah.
15. Berbagai pihak lain yang telah berjasa kepada Penulis yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah ikut membantu dalam penyusunan skripsi ini.
16. *Last but not least, **I wanna thank me. I wanna thank me for believing in me. I wanna thank me for doing all this hard work. I wanna thank me for having no days off. I wanna thank me for never quitting.***

Demikian skripsi ini telah diselesaikan dengan baik, harapan Penulis agar laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca. Dalam Penulisan skripsi ini mungkin masih terdapat kekurangan sehingga sangat diharapkan saran dan kritik yang membangun untuk menjadi lebih baik.

Bandar Lampung, 12 November 2023



Penulis

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	ii
ABSTRAK	iii
HALAMAN JUDUL	iv
HALAMAN PERSETUJUAN	v
HALAMAN PENGESAHAN	vi
HALAMAN PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
HALAMAN PERSEMBAHAN	x
HALAMAN MOTTO	xi
KATA PENGANTAR	xii
SANWACANA	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xviii
DAFTAR TABEL	xxiv
I. PENDAHULUAN	1
1. 1. Latar Belakang.....	1
1. 2. Tujuan Penelitian.....	3
1. 3. Batasan Masalah.....	3
1. 4. Manfaat Penelitian.....	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1. Lokasi Daerah Penelitian.....	4
2.2. Geologi Regional Daerah Penelitian	5
2.3. Tektonik Regional Daerah Penelitian.....	9
2.4. Stratigrafi Regional Daerah Penelitian	10

2.5. <i>Petroleum System</i> Daerah Penelitian.....	12
III. TEORI DASAR.....	14
3. 1. Konsep Dasar Metode Seismik Refleksi	14
3. 2. Hukum Fisika Gelombang Seismik.....	16
3.2.1. Hukum Snellius.....	16
3.2.2. Prinsip Huygen.....	20
3.2.3. Prinsip Fermat	22
3. 3. Komponen Seismik Refleksi	23
3.3.1. <i>Seismic Trace</i>	24
3.3.2. <i>Acoustic Impedance</i>	26
3.3.3. <i>Reflection Coefficient</i>	27
3.3.4. <i>Synthetic Seismogram</i>	28
3.3.5. <i>Wavelet</i>	29
3.3.6. <i>Phase dan Polarity</i>	31
3.3.7. Ekstraksi <i>Wavelet</i>	32
3. 4. Konsep Dasar <i>Well Logging</i>	33
3.4.1. <i>Log Radioactive</i>	34
3.4.1.1. <i>Log Gamma Ray (GR)</i>	34
3.4.1.2. <i>Log Neutron</i>	35
3.4.1.3. <i>Log Density</i>	36
3.4.2. <i>Log Acoustic</i>	37
3.4.2.1. <i>Log Sonic</i>	37
3. 5. Komponen Data Sumur	39
3.5.1. <i>Checkshot</i>	39
3.5.2. <i>Well Marker</i>	40
3. 6. <i>Well to Seismic Tie</i>	40
3. 7. Atribut Seismik.....	42
3. 8. Multiatribut Seismik.....	43
3. 9. Penelitian Terdahulu.....	47
IV. METODE PENELITIAN.....	49
4. 1. Waktu dan Tempat Penelitian	49
4. 2. Alat dan Bahan	49

4. 3.	Data Penelitian.....	50
4. 4.	Diagram Alir Penelitian	57
4. 5.	Alur Pengolahan Data.....	58
4. 6.	Jadwal Pelaksanaan Penelitian	66
V.	HASIL DAN PEMBAHASAN	68
5.1.	Analisis Zona Target Berdasarkan Data Seismik.....	68
5.2.	Analisis Zona Target Berdasarkan Data <i>Well</i>	70
5.3.	Analisis <i>Tuning Thickness</i>	74
5.4.	Analisis <i>Well to Seismic Tie</i>	77
5.5.	<i>Picking Faults</i> dan Horizon.....	83
5.6.	<i>Time</i> dan <i>Depth Structure Map</i>	87
5.7.	Multiatribut Seismik.....	95
5.8.	Interpretasi.....	123
5.8.1.	Horizon Shallow Gas	123
5.8.2.	Horizon UTA-1	128
5.8.3.	Horizon LTA-1.....	132
5.8.4.	Horizon LTA-2.....	136
VI.	KESIMPULAN DAN SARAN	144
6.1.	Kesimpulan.....	144
6.2.	Saran.....	145
	DAFTAR PUSTAKA	147

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Daerah penelitian	4
Gambar 2. Sturuktur geologi regional Cekungan Jawa Timur Utara.....	7
Gambar 3. Lingkungan pengendapan daerah penelitian	8
Gambar 4. Lingkungan pengendapan daerah penelitian	9
Gambar 5. Stratigrafi daerah penelitian.....	11
Gambar 6. Diagram metode seismik refleksi untuk menentukan batas	15
Gambar 7. Gelombang yang dipantulkan mendekat dari sudut normal	17
Gambar 8. Gelombang yang dipantulkan menjauh dari sudut normal	17
Gambar 9. Pembiasan gelombang pada sudut kritis (90°).....	17
Gambar 10. <i>Plot</i> beberapa parameter fisis batuan terhadap kecepatan perambatan gelombang seismik.....	20
Gambar 11. Prinsip Huygens untuk gelombang sferis	21
Gambar 12. Prinsip Huygens pada gelombang datar	22
Gambar 13. Penerapan Prinsip Huygen saat gelombang melewati celah sempit	22
Gambar 14. Prinsip Fermat.....	23
Gambar 15. Konvolusi <i>wavelet</i> sumber dan reflektivitas bumi yang menghasilkan <i>seismic trace</i>	25
Gambar 16. Hubungan antara amplitudo, reflektivitas, dan kontras <i>acoustic impedance</i>	27
Gambar 17. Ilustrasi <i>reflection coefficient</i>	28
Gambar 18. <i>Acoustic impedance</i> dan <i>reflection coefficient</i> pada sudut nol derajat	28
Gambar 19. <i>Synthetic seismogram</i>	29

Gambar 20. Jenis-jenis <i>wavelet</i> berdasarkan konsentrasinya (1) <i>Mixed phase</i> , (2) <i>Minimum phase</i> , (3) <i>Maximum phase</i> , (4) <i>Zero phase</i>	30
Gambar 21. Polaritas <i>zero phase wavelet</i> menurut standar SEG dan standar Eropa	32
Gambar 22. Polaritas <i>minimum phase wavelet</i> menurut standar SEG dan standar Eropa	32
Gambar 23. Respon <i>log Gamma Ray</i> terhadap perbedaan litologi	35
Gambar 24. Respon <i>log Neutron</i> terhadap perbedaan litologi	36
Gambar 25. Respon <i>log Density</i> terhadap perbedaan litologi.....	37
Gambar 26. Respon <i>log Sonic</i> terhadap perbedaan litologi	38
Gambar 27. Perbedaan akuisisi seismik <i>borehole</i> untuk pengambilan data <i>checkshot</i> dan akuisisi seismik permukaan	39
Gambar 28. Akuisisi data <i>checkshot</i>	40
Gambar 29. Proses <i>well to seismic tie</i>	41
Gambar 30. (a) Analisis <i>window</i> konstan, (b) Analisis <i>window</i> yang dipusatkan pada horizon, (c) Analisis <i>window</i> untuk bagian atas dan bawah, (d) Analisis <i>window</i> antar horizon	46
Gambar 31. Kurva <i>log</i> sumur A-1	51
Gambar 32. Kurva <i>log</i> sumur A-2.....	51
Gambar 33. Kurva <i>log</i> sumur A-3	51
Gambar 34. Kurva <i>log</i> sumur A-4.....	52
Gambar 35. Kurva <i>log</i> sumur A-5	52
Gambar 36. Kurva <i>log</i> sumur A-6.....	52
Gambar 37. <i>Seismic section</i> daerah penelitian dalam bentuk 3D.....	53
Gambar 38. <i>Base map</i> lintasan seismik dan posisi sumur daerah penelitian	53
Gambar 39. <i>Checkshot</i> tiap sumur daerah penelitian	54
Gambar 40. Posisi <i>marker</i> sumur	55
Gambar 41. Diagram alir penelitian	57
Gambar 42. Diagram alir penelitian	58
Gambar 43. Analisis <i>quick look</i> pada data sumur	60
Gambar 44. Proses koreksi <i>checkshot</i>	61
Gambar 45. Ekstraksi <i>wavelet</i> dengan metode <i>statistical</i>	62

Gambar 46. Proses <i>well to seismic tie</i> sumur A-2	63
Gambar 47. Diagram alir <i>well to seismic tie</i>	63
Gambar 48. <i>Event reverse polarity</i> dan <i>bright spot</i> pada <i>arbitrary line</i>	69
Gambar 49. <i>Event reverse polarity</i> dan <i>bright spot</i> pada <i>arbitrary line</i>	70
Gambar 50. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-1 daerah target horizon UTA-1 ..	70
Gambar 51. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-1 daerah target horizon LTA-1...	71
Gambar 52. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-1 daerah target horizon LTA-2...	71
Gambar 53. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-2 daerah target horizon LTA-1...	71
Gambar 54. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-2 daerah target horizon LTA-2...	72
Gambar 55. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-3 daerah target horizon LTA-1...	72
Gambar 56. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-4 daerah target horizon UTA-1 ..	72
Gambar 57. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-4 daerah target horizon LTA-1...	73
Gambar 58. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-5 daerah target horizon LTA-1...	73
Gambar 59. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-6 daerah target horizon LTA-2...	73
Gambar 60. Kurva <i>log triple combo</i> sumur A-6 daerah target horizon LTA-2...	73
Gambar 61. <i>Amplitude spectrum</i> data seismik	75
Gambar 62. Ekstraksi <i>wavelet statistical</i> pada sumur A) A-1, B) A-2 C) A-3, D) A-4, E) A-5, F) A-6.....	79
Gambar 63. Ekstraksi <i>wavelet use well</i> pada sumur A) A-1, B) A-2 C) A-3, D) A- 4, E) A-5, F) A-6.....	80
Gambar 64. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur A-1	81
Gambar 65. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur A-2	81
Gambar 66. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur A-3	82
Gambar 67. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur A-4	82
Gambar 68. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur A-5	82
Gambar 69. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur A-6.....	83
Gambar 70. Hasil <i>picking major faults</i>	84
Gambar 71. <i>Event reverse polarity</i> sebagai indikasi keberadaan <i>reservoir</i>	85
Gambar 72. <i>Inline 896</i> sebelum <i>running</i> atribut RMS	85
Gambar 73. <i>Inline 896</i> setelah <i>running</i> atribut RMS	86
Gambar 74. <i>Picking</i> horizon pada <i>inline 896</i> berdasarkan atribut RMS	86
Gambar 75. Posisi horizon <i>inline 896</i> pada <i>seismic section</i>	86

Gambar 76. Hasil <i>picking horizon</i> pada <i>arbitrary line</i>	87
Gambar 77. <i>Seismic boundary</i> yang digunakan	88
Gambar 78. Arah <i>fault</i> lapangan “ATA”	88
Gambar 79. <i>Time structure map</i> Shallow Gas dan <i>fault</i>	89
Gambar 80. <i>Time structure map</i> UTA-1 dan <i>fault</i>	89
Gambar 81. <i>Time structure map</i> LTA-1 dan <i>fault</i>	90
Gambar 82. <i>Time structure map</i> LTA-2 dan <i>fault</i>	90
Gambar 83. <i>Time structure map</i> TUBAN dan <i>fault</i>	91
Gambar 84. <i>Depth vs Two Way Time (TWT)</i>	92
Gambar 85. <i>Depth structure map</i> Shallow Gas dan <i>fault</i>	93
Gambar 86. <i>Depth structure map</i> UTA-1 dan <i>fault</i>	93
Gambar 87. <i>Depth structure map</i> LTA-1 dan <i>fault</i>	94
Gambar 88. <i>Depth structure map</i> LTA-2 dan <i>fault</i>	94
Gambar 89. <i>Depth structure map</i> TUBAN dan <i>fault</i>	95
Gambar 90. <i>Data log Density</i> sumur A-1 hingga A-3	99
Gambar 91. <i>Data log Density</i> sumur A-4 hingga A-6	99
Gambar 92. <i>Data log Porosity</i> sumur A-1 hingga A-3.....	100
Gambar 93. <i>Data log Porosity</i> sumur A-4 hingga A-6.....	100
Gambar 94. <i>Data log Gamma Ray</i> sumur A-1 hingga A-3	100
Gambar 95. <i>Data log Gamma Ray</i> sumur A-4 hingga A-6	101
Gambar 96. <i>Data log P-Wave</i> sumur A-1 hingga A-4.....	101
Gambar 97. <i>Data log P-Wave</i> sumur A-1 hingga A-4.....	101
Gambar 98. Daftar atribut tunggal target <i>log Density</i>	102
Gambar 99. Daftar atribut tunggal target <i>log Porosity</i>	102
Gambar 100. Daftar atribut tunggal target <i>log Gamma Ray</i>	103
Gambar 101. Daftar atribut tunggal target <i>log P-Wave</i>	103
Gambar 102. A) Hasil <i>operator length test</i> , B) Kurva prediksi <i>error</i> pada target <i>log Density</i>	104
Gambar 103. A) Hasil <i>operator length test</i> , B) Kurva prediksi <i>error</i> pada target <i>log Porosity</i>	104
Gambar 104. A) Hasil <i>operator length test</i> , B) Kurva prediksi <i>error</i> pada target <i>log Gamma Ray</i>	105

Gambar 105. A) Hasil <i>operator length test</i> , B) Kurva prediksi <i>error</i> pada target <i>log P-Wave</i>	105
Gambar 106. Kombinasi atribut hasil <i>step wise regression</i> target <i>log Density</i> . 106	
Gambar 107. Kombinasi atribut hasil <i>step wise regression</i> target <i>log Porosity</i> 107	
Gambar 108. Kombinasi atribut hasil <i>step wise regression</i> target <i>log Gamma Ray</i>	107
Gambar 109. Kombinasi atribut hasil <i>step wise regression</i> target <i>log P-Wave</i> 108	
Gambar 110. Sebaran <i>error</i> pada setiap sumur pada target <i>log Density</i>	108
Gambar 111. Sebaran <i>error</i> pada setiap sumur pada target <i>log Porosity</i>	108
Gambar 112. Sebaran <i>error</i> pada setiap sumur pada target <i>log Gamma Ray</i> ...	109
Gambar 113. Sebaran <i>error</i> pada setiap sumur target <i>log P-Wave</i>	109
Gambar 114. Hasil <i>data training</i> target <i>log Density</i> pada proses PNN.....	110
Gambar 115. Kurva <i>cross plot log Density</i> pada proses PNN.....	110
Gambar 116. Hasil <i>data training</i> target <i>log Porosity</i> pada proses PNN	111
Gambar 117. Kurva <i>cross plot log Porosity</i> pada proses PNN	111
Gambar 118. Hasil <i>data training</i> target <i>log Gamma Ray</i> pada proses PNN.....	112
Gambar 119. Kurva <i>cross plot log Gamma Ray</i> pada proses PNN.....	112
Gambar 120. Hasil <i>data training</i> target <i>log P-Wave</i> pada proses PNN	113
Gambar 121. Kurva <i>cross plot log P-Wave</i> pada proses PNN.....	113
Gambar 122. Penerapan hasil multiatribut PNN target <i>log Density</i> ke volum seismik ditampilkan pada <i>arbitrary line</i>	115
Gambar 123. Penerapan hasil multiatribut PNN target <i>log Density</i> ke volum seismik ditampilkan pada <i>arbitrary line</i>	116
Gambar 124. Penerapan hasil multiatribut PNN target <i>log Gamma Ray</i> ke volum seismik ditampilkan pada <i>arbitrary line</i>	117
Gambar 125. Penerapan hasil multiatribut PNN target <i>log Gamma Ray</i> ke volum seismik ditampilkan pada <i>arbitrary line</i>	118
Gambar 126. Penerapan hasil multiatribut PNN target <i>log P-Wave</i> ke volum seismik ditampilkan pada <i>arbitrary line</i>	119
Gambar 127. Penerapan hasil multiatribut PNN target <i>log P-Wave</i> ke volum seismik ditampilkan pada <i>arbitrary line</i>	120

Gambar 128. Penerapan hasil multiatribut PNN target <i>log Porosity</i> ke volum seismik ditampilkan pada <i>arbitrary line</i>	121
Gambar 129. Penerapan hasil multiatribut PNN target <i>log Porosity</i> ke volum seismik ditampilkan pada <i>arbitrary line</i>	122
Gambar 130. Peta <i>slicing</i> target <i>log Density</i> pada horizon Shallow Gas	124
Gambar 131. Peta <i>slicing</i> target <i>log Gamma Ray</i> pada horizon Shallow Gas...	125
Gambar 132. Peta <i>slicing</i> target <i>log P-Wave</i> pada horizon Shallow Gas.....	126
Gambar 133. Peta <i>slicing</i> target <i>log Porosity</i> pada horizon Shallow Gas.....	127
Gambar 134. Peta <i>slicing surface attribute Root Mean Square (RMS)</i> pada horizon Shallow Gas	128
Gambar 135. Peta <i>slicing</i> target <i>log Density</i> pada horizon UTA-1	129
Gambar 136. Peta <i>slicing</i> target <i>log Gamma Ray</i> pada horizon UTA-1	130
Gambar 137. Peta <i>slicing</i> target <i>log P-Wave</i> pada horizon UTA-1	130
Gambar 138. Peta <i>slicing</i> target <i>log Porosity</i> pada horizon UTA-1.....	131
Gambar 139. Peta <i>slicing surface attribute Root Mean Square (RMS)</i> pada....	132
Gambar 140. Peta <i>slicing</i> target <i>log Density</i> pada horizon LTA-1	133
Gambar 141. Peta <i>slicing</i> target <i>log Gamma Ray</i> pada horizon LTA-1.....	134
Gambar 142. Peta <i>slicing</i> target <i>log P-Wave</i> pada horizon LTA-1	134
Gambar 143. Peta <i>slicing</i> target <i>log Porosity</i> pada horizon LTA-1	135
Gambar 144. Peta <i>slicing surface attribute Root Mean Square (RMS)</i> pada....	136
Gambar 145. Peta <i>slicing</i> target <i>log Density</i> pada horizon LTA-2	137
Gambar 146. Peta <i>slicing</i> target <i>log Gamma Ray</i> pada horizon LTA-2.....	138
Gambar 147. Peta <i>slicing</i> target <i>log P-Wave</i> pada horizon LTA-2.....	138
Gambar 148. Peta <i>slicing</i> target <i>log Porosity</i> pada horizon LTA-2.....	139
Gambar 149. Peta <i>slicing surface attribute Root Mean Square (RMS)</i> pada....	140

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Data kecepatan gelombang P pada beberapa medium	18
Tabel 2. Nilai densitas batuan	18
Tabel 3. Nilai porositas batuan	19
Tabel 4. Aplikasi <i>log</i>	34
Tabel 5. Nilai <i>Gamma Ray</i> beberapa batuan	35
Tabel 6. Klasifikasi nilai korelasi atribut	46
Tabel 7. Daftar penelitian terdahulu mengenai aplikasi analisis multiatribut seismik dengan pendekatan <i>Probabilistic Neural Network</i> (PNN).....	47
Tabel 8. Posisi sumur pada data seismik	50
Tabel 9. Kelengkapan data sumur	50
Tabel 10. Ketersediaan data <i>checkshot</i> tiap sumur.....	54
Tabel 11. Ketersediaan dan posisi data <i>marker</i> tiap sumur.....	55
Tabel 12. Jadwal penelitian	66
Tabel 13. Hasil analisis <i>quick look</i>	74
Tabel 14. Analisis panjang gelombang dan <i>tuning thickness</i>	76
Tabel 15. Parameter ekstraksi <i>wavelet</i>	77
Tabel 16. Nilai korelasi dan <i>time shift</i> data penelitian	83
Tabel 17. Panjang <i>operator length</i> dan jumlah atribut yang digunakan	106
Tabel 18. Nilai korelasi dan <i>error</i> masing-masing target log	113
Tabel 19. Nilai properti fisis <i>reservoir</i> yang berhasil diidentifikasi berdasarkan hasil multiatribut seismik	140

I. PENDAHULUAN

1. 1. Latar Belakang

Industri minyak dan gas merupakan salah satu pilar penting dalam perekonomian global dan nasional. Upaya untuk mengoptimalkan produksi minyak dan gas sangat krusial untuk memenuhi permintaan energi yang terus meningkat. Salah satu aspek penting dalam pengelolaan *reservoir* minyak dan gas adalah melalui pemodelan properti *reservoir*.

Pemodelan properti *reservoir* merupakan suatu proses yang dilakukan untuk memperkirakan distribusi properti *reservoir* di seluruh wilayah lapangan minyak dan gas. Pemodelan ini berperan penting dalam mengurangi ketidakpastian dalam pengambilan keputusan mengenai strategi produksi, pengembangan *reservoir*, dan mitigasi risiko. Salah satu pendekatan yang dapat digunakan dalam pemodelan ini adalah melalui analisis multiatribut seismik.

Analisis multiatribut seismik melibatkan penggunaan beberapa atribut seismik yang direkam dari data seismik untuk mengidentifikasi pola dan hubungan dalam data yang tidak dapat terlihat dengan pengamatan tunggal. Dengan demikian, analisis multiatribut seismik dapat memberikan pemahaman yang lebih baik mengenai distribusi properti *reservoir* di bawah permukaan.

Pendekatan yang semakin menarik dalam analisis multiatribut seismik adalah melalui penerapan *Probabilistic Neural Networks* (PNN). *Probabilistic Neural Networks* (PNN) merupakan suatu jenis jaringan saraf

tiruan yang mampu mengatasi masalah regresi dengan memperhitungkan ketidakpastian dalam data. Pendekatan ini dapat membantu mengintegrasikan berbagai atribut seismik dan data lainnya dalam pemodelan properti *reservoir* serta memberikan estimasi probabilitas terkait ketidakpastian prediksi.

Pemodelan distribusi properti *reservoir* berdasarkan analisis multiatribut seismik dengan pendekatan *Probabilistic Neural Networks* (PNN) telah terbukti sangat berguna untuk identifikasi *reservoir* minyak dan gas, hal ini tertera pada penelitian yang dilakukan oleh Yusroni, Syafira Alif, (2021) dengan judul “Pemodelan Persebaran Porositas Pada Lapangan 'X' Menggunakan *Multi-Attribute Probabilistic Neural Network Analysis Method*”. Pada penelitian tersebut, dijelaskan bagaimana metode *Probabilistic Neural Network* (PNN) dapat meningkatkan hubungan antara parameter atribut dengan parameter target sehingga didapatkan persebaran properti fisis *reservoir* yang lebih baik pada daerah penelitian.

Studi kasus penelitian difokuskan pada Lapangan “ATA” di Cekungan Jawa Timur Utara yang memiliki potensi sumber daya hidrokarbon berlimpah. Namun, untuk mengoptimalkan produksi dan pengembangan lapangan “ATA”, diperlukan pemahaman yang mendalam tentang distribusi properti *reservoir* di daerah ini. Melalui penggunaan analisis multiatribut seismik dan pendekatan *Probabilistic Neural Networks* (PNN), diharapkan dapat diperoleh model prediksi distribusi properti *reservoir* Lapangan “ATA” yang lebih baik.

Dengan demikian, penelitian dilakukan untuk memodelkan properti *reservoir* dengan menggabungkan analisis multiatribut seismik dan pendekatan *Probabilistic Neural Networks* (PNN). Hasil dari penelitian ini diharapkan akan memberikan kontribusi signifikan dalam meningkatkan pemahaman tentang sifat-sifat *reservoir* di Lapangan “ATA”, Cekungan Jawa Timur Utara.

1. 2. Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan untuk:

1. Mengidentifikasi kombinasi atribut yang sesuai untuk menghasilkan model distribusi properti *reservoir* dengan nilai korelasi tinggi guna meningkatkan akurasi interpretasi data seismik.
2. Memodelkan distribusi properti *reservoir* dengan membangun model prediksi distribusi properti *reservoir* di Lapangan “ATA” berdasarkan analisis multiatribut seismik dan pendekatan *Probabilistic Neural Networks* (PNN).
3. Menganalisis dan menginterpretasi data seismik dengan metode multiatribut seismik untuk mengidentifikasi keberadaan *reservoir* minyak dan gas.

1. 3. Batasan Masalah

Pembatasan masalah penelitian ini adalah:

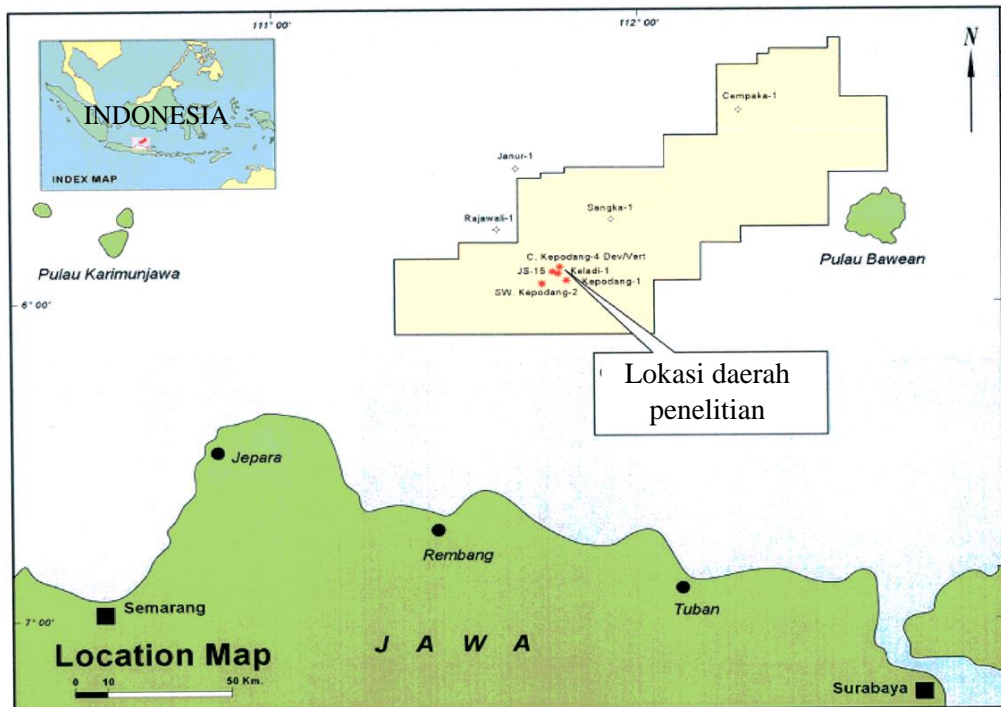
1. Penelitian hanya akan membahas interpretasi data seismik berdasarkan analisis multiatribut seismik untuk mendeteksi keberadaan *reservoir*.
2. Penelitian hanya akan dilakukan pada batas wilayah tertentu.
3. Data seismik, *well log*, *well marker*, *checkshot*, beserta informasi geologi yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sekunder yang diperoleh dari PT Saka Energi Indonesia.
4. Data seismik yang digunakan merupakan data seismik *Post-Stack Time Migration* 3D dan dilengkapi enam buah data sumur.

1. 4. Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat membantu meningkatkan akurasi dan efisiensi identifikasi keberadaan *reservoir* minyak dan gas melalui interpretasi data seismik dengan menggunakan analisis multiatribut seismik sehingga dapat memberikan kontribusi dalam pengambilan keputusan yang lebih tepat saat eksplorasi dan produksi minyak dan gas.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Daerah Penelitian



Gambar 1. Daerah penelitian

Lapangan “ATA” terletak di lepas pantai Laut Jawa dan termasuk dalam bagian Cekungan Jawa Timur Utara. Jaraknya sekitar 200 km dari pantai Semarang, Jawa Tengah, berada di antara Pulau Jawa dan Pulau Bawean dan berada pada kedalaman sekitar 200 ft dibawah permukaan laut. Gambar 1 menunjukkan lokasi dari enam sumur di daerah penelitian. Secara umum, sumur-sumur eksplorasi di daerah penelitian ini melalui lima lapisan batuan. Lapisan pertama adalah Formasi Tawun berumur Miosen Tengah yang terbagi menjadi dua interval, yaitu Tawun Atas (UTA) dan Tawun Bawah (LTA). Kemudian Formasi Tuban berumur Miosen Tengah, Formasi Prupuh Miosen Bawah,

Formasi Talang Akar Oligo-Miosen, dan batuan dasar *Kreataceous*.

2.2. Geologi Regional Daerah Penelitian

Cekungan Jawa Timur Utara berada di bagian Timur Paparan Sunda. Cekungan ini dibatasi oleh Busur Karimunjawa di bagian Barat, Tinggian Meratus di bagian Utara, Tinggian Masalembo dibagian Timur, dan Jalur Vulkanik Jawa di bagian Selatan (Sribudiyani dkk, 2003).

Cekungan Jawa Timur Utara terletak di Laut Jawa termasuk dalam jenis cekungan tektonik yang dikenal sebagai *back arc basin*. Cekungan ini terbentuk sebagai hasil dari proses subduksi lempeng di zona subduksi di sepanjang tepi utara Pulau Jawa. Ketika lempeng samudra di bawah Laut Jawa terdesak di bawah lempeng benua di Pulau Jawa, terjadi pemekaran dan penurunan di bagian belakang busur, yang membentuk cekungan tektonik.

Terdapat 2 (dua) tren struktural utama yang berkembang di Cekungan Jawa Timur Utara yaitu patahan ekstensional Paleogen NE-SW dan struktur kompresi Neogen muda E-W (Gambar 2). Struktur punggung NE-SW dan *half-graben* yang diidentifikasi oleh para ahli sebagai pantulan dari tumbukan *melange* hasil dari interaksi masa lalu antara lempeng litosfer Eurasia dan Indo-Australia pada akhir era Mesozoikum (Lunt, 2013).

Cekungan Jawa Timur Utara terletak di zona pertemuan antara Lempeng Eurasia, Lempeng Samudra Pasifik, dan Lempeng Indo-Australia. Aktivitas tektonik dari ketiga lempeng ini, termasuk pergerakan lempeng serta gaya geser lateral yang terjadi berperan dalam membentuk struktur geologi dan sesar-sesar di cekungan ini. Daerah penelitian diperlihatkan pada kotak merah pada Gambar 2.

Cekungan Jawa Timur Utara adalah salah satu cekungan sedimentasi yang penting di Indonesia. Secara regional, cekungan ini terletak di bagian Utara Pulau Jawa dan membentang di sepanjang pantai Utara Jawa Timur. Berikut

adalah beberapa karakteristik geologi regional Cekungan Jawa Timur Utara:

1. Batuan dan Pengendapan

Cekungan Jawa Timur Utara terdiri dari serangkaian batuan sedimen yang mencakup berbagai unit stratigrafi. Formasi Tawun, Formasi Tuban, dan Formasi Kujung adalah beberapa formasi utama yang terdapat di cekungan ini. Batuan-batuan tersebut termasuk batupasir, batulempung, dan batulanau dengan variasi litologi dan umur yang berbeda.

2. Struktur Geologi

Cekungan Jawa Timur Utara terletak di zona tumbukan antara Lempeng Eurasia dan Lempeng Indo-Australia yang menyebabkan aktivitas tektonik yang signifikan. Beberapa struktur geologi yang penting di cekungan ini meliputi sesar, lipatan, dan rekahan.

3. Potensi Hidrokarbon

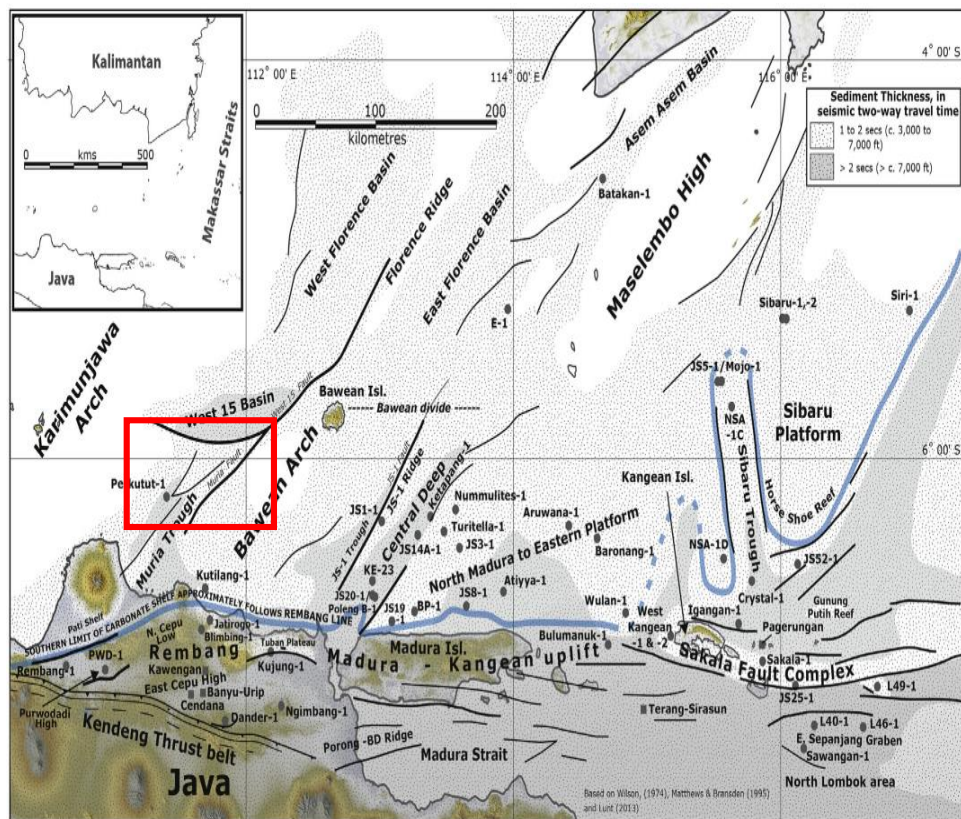
Cekungan Jawa Timur Utara memiliki potensi sumber daya hidrokarbon yang signifikan. Minyak bumi dan gas alam ditemukan dalam formasi-formasi seperti Formasi Tawun, Formasi Tuban, dan Formasi Kujung.

4. Lingkungan Pengendapan

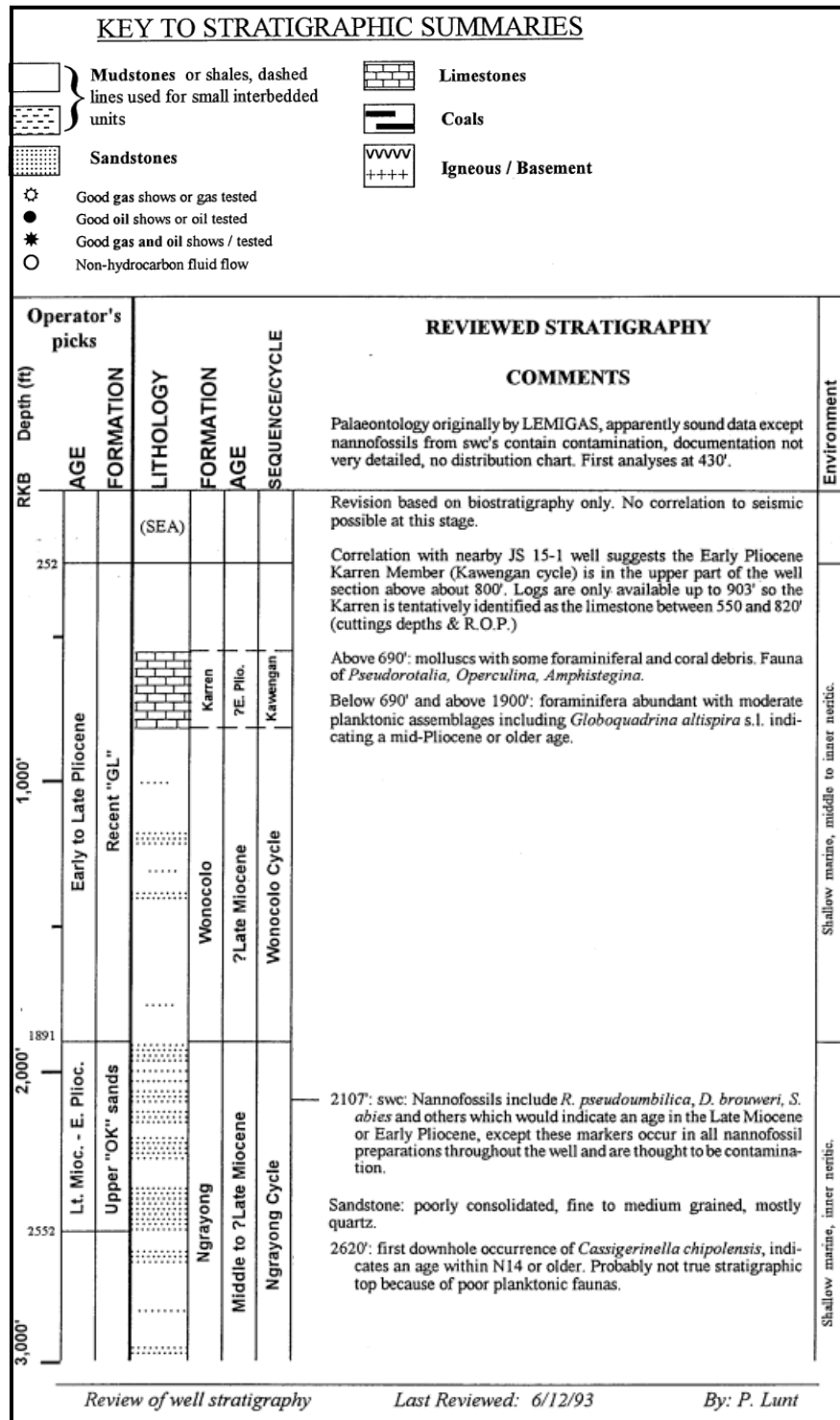
Berdasarkan lingkungan pengendapannya, Cekungan Jawa Timur Utara termasuk ke dalam jenis cekungan delta dengan *channel*. Lingkungan pengendapan yang dominan di cekungan ini adalah delta sungai dengan *channel* dengan deposisi sedimen yang berasal dari material yang dibawa oleh sungai-sungai yang mengalir ke laut. Delta sungai dengan *channel* terbentuk di muara sungai dan membentuk dataran rendah yang subur. Material sedimen seperti pasir, lumpur, dan material organik terdeposisi di lingkungan delta ini yang menjadi sumber utama pengembangan ladang minyak dan gas alam di cekungan ini. Pada Cekungan Jawa Timur Utara, arah delta umumnya berarah Timur Laut. – Barat Daya.

Berdasarkan Lunt (1993), lingkungan pengendapan pada daerah penelitian tergolong sebagai lingkungan pengendapan *shallow marine inner neritic*. Lingkungan ini terletak di perairan dangkal di dekat pantai dan umumnya berada pada kedalaman kurang dari 200 meter.

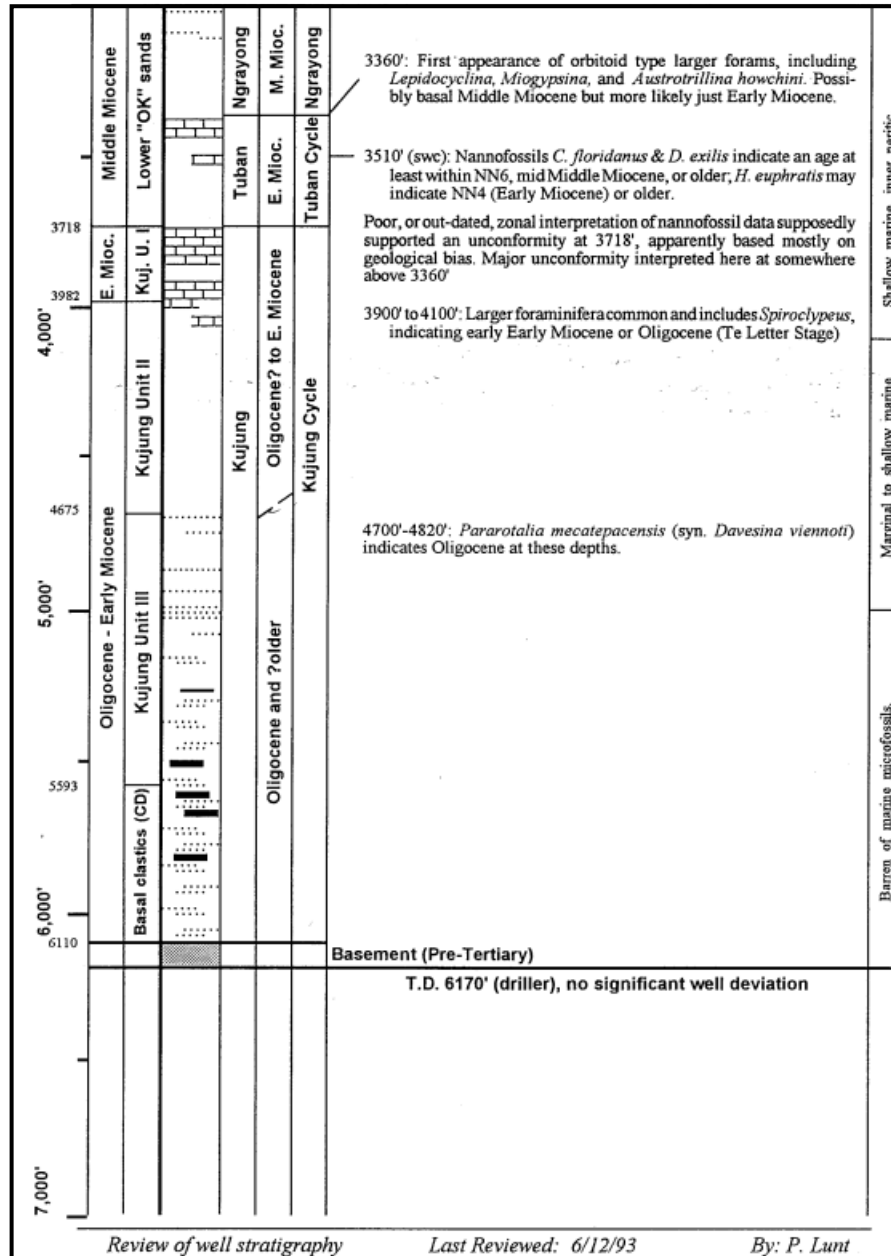
Lingkungan pengendapan *shallow marine inner neritic* umumnya ditandai dengan fasies endapan yang terdiri dari batuan sedimen seperti batupasir, batulanau, dan batugamping. Endapan ini umumnya mengandung fosil-fosil organik seperti foraminifera, moluska, dan organisme laut lainnya. Endapan di lingkungan *shallow marine inner neritic* sering kali terbentuk melalui deposisi angin, gelombang, dan arus laut. Gelombang dan arus membawa sedimen halus seperti lumpur dan pasir ke perairan dangkal, sedangkan angin dapat mengangkut sedimen kasar seperti pasir ke daratan. Sedimen di lingkungan ini umumnya berukuran sedang hingga kasar, seperti pasir dan kerikil. Fosil-fosil organik biasanya ditemukan dalam sedimen ini, menunjukkan adanya kehidupan laut yang beragam di lingkungan ini.



Gambar 2. Struktur geologi regional Cekungan Jawa Timur Utara (Lunt, 2013)



Gambar 3. Lingkungan pengendapan daerah penelitian (Lunt, 1993)



Gambar 4. Lingkungan pengendapan daerah penelitian (Lunt, 1993)

2.3. Tektonik Regional Daerah Penelitian

Cekungan Jawa Timur mengalami dua periode waktu, yaitu:

1. Pada zaman Paleogen (Eosen-Oligosen), yang berorientasi Timur Laut - Barat Daya (searah dengan pola Meratus). Pola ini menyebabkan Cekungan Jawa Timur Utara mengalami rejim tektonik regangan, diindikasikan oleh litologi batuan dasar berumur Pra-tercier yang menunjukkan pola akresi berarah Timur Laut – Barat Daya berupa orientasi sesar-sesar di batuan

dasar, *horst* atau sesar-sesar anjak, dan graben atau sesar tangga.

2. Pada zaman Neogen (Miosen-Pliosen) berubah menjadi relatif Timur - Barat (searah dengan memanjangnya Pulau Jawa), yang merupakan rejim tektonik kompresi, sehingga menghasilkan struktur geologi lipatan, sesar-sesar anjak, dan menyebabkan Cekungan Jawa Timur Utara terangkat.

2.4. Stratigrafi Regional Daerah Penelitian

Berdasarkan kolom Stratigrafi Mandala Rembang Pringgoprawiro (1983), susunan stratigrafi pada lapangan "ATA" adalah sebagai berikut:

1. Formasi Paciran

Formasi Paciran terdiri dari batugamping masif, umumnya merupakan batugamping terumbu yang lapuk dan membentuk permukaan yang khas akibat pelarutan (*karren surface*). Gejala permukaan menunjukkan bahwa batuan penyusunnya telah berubah menjadi kapur (*chalky limestone*).

2. Formasi Ledok

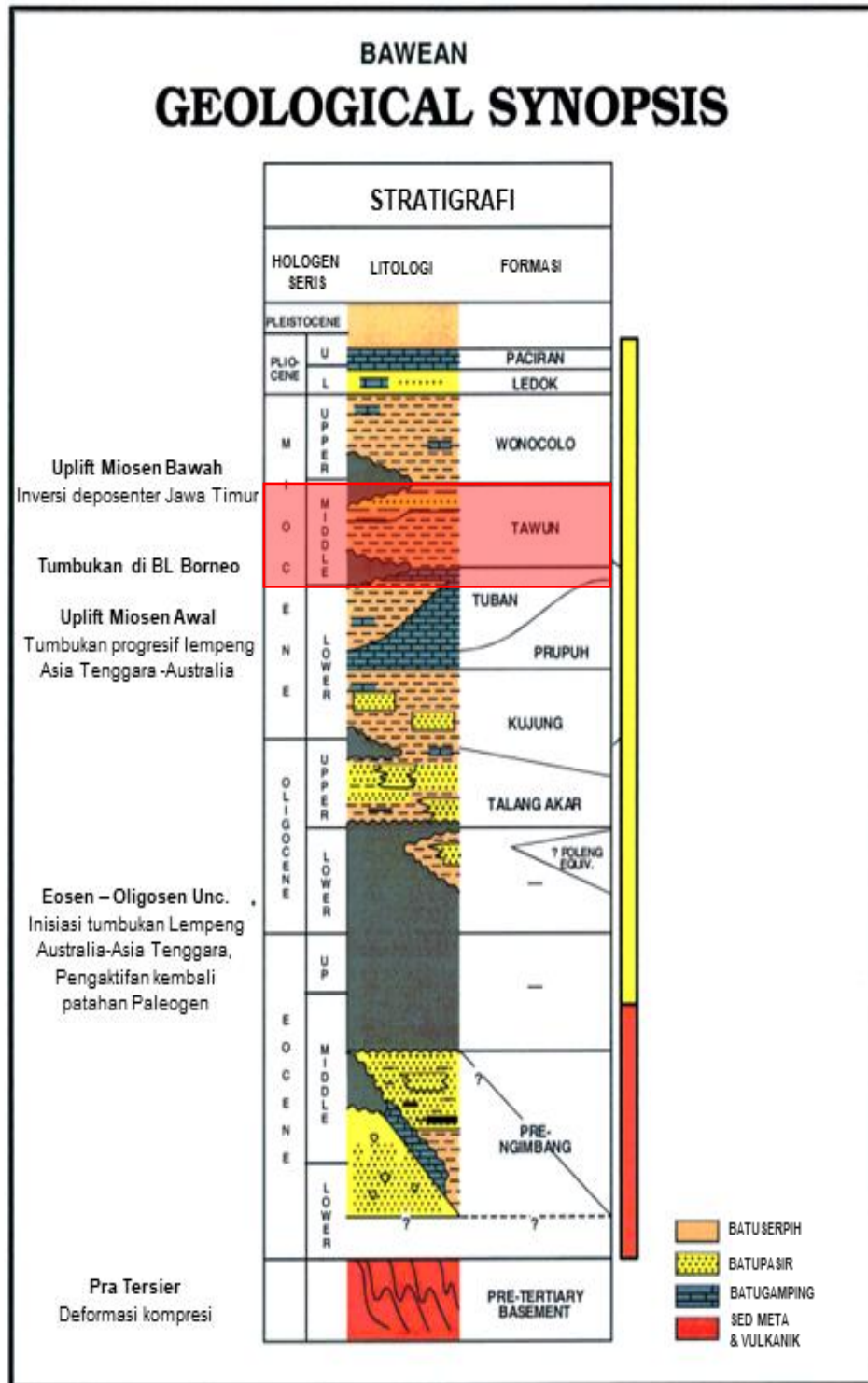
Formasi Ledok terdiri dari perselang-selingan antara batupasir glaukonitik dengan kalkarenit yang berlempeng-lempeng, dengan beberapa sisipan napal. Batupasir berwarna kehijauan hingga kecoklatan, berbutir halus hingga sedang, dengan komposisi mineral kuarsa, fragmen kalsit serta glaukonit yang secara keseluruhan terpilah sedang. Bagian bawah berbutir lebih halus dari bagian atas.

3. Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo terdiri dari batulempung gampingan dengan selingan tipis batugamping, batupasir galukonit di lapisan bagian bawah, dan napal pasiran bersisipkan kalkarenit. Berumur Miosen Tengah dan diendapkan pada laut dangkal.

4. Formasi Tawun

Formasi Tawun terdiri dari batulempung dengan sisipan batugamping, dan batupasir. Berdasarkan fosil yang ditemukan menunjukkan bahwa Formasi Tawun berumur Miosen Awal dan menunjukkan pengendapan dilingkungan laut dangkal, neritik dalam (*inner neritic*).



Gambar 5. Stratigrafi daerah penelitian

5. Formasi Tuban

Formasi Tuban terdiri atas perlapisan batulempung yang bersifat monoton dengan beberapa sisipan batugamping.

6. Formasi Prupuh

Formasi Prupuh terdiri dari batugamping bioklastik berlapis tebal, keras, dan kaya akan fosil Orbitoid yang berlapis dengan batugamping kapuran berwarna putih kotor.

7. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar terdiri dari batupasir, batulempung, dan konglomerat. Batupasir pada formasi ini umumnya bersifat halus hingga sedang dengan variasi warna seperti abu-abu, coklat, dan merah. Batulempung juga dapat ditemukan dalam formasi ini.

8. Formasi Pre-Ngimbang

Formasi Pre-Ngimbang terdiri dari sedimen yang beragam, termasuk batupasir, batugamping, batulempung, dan konglomerat. Batupasir pada formasi ini umumnya bersifat halus hingga kasar dengan variasi warna seperti abu-abu, coklat, dan merah. Batugamping dan batulempung juga terdapat dalam formasi ini.

2.5. *Petroleum System Daerah Penelitian*

Cekungan Jawa Timur Utara di Indonesia memiliki potensi sumber daya hidrokarbon yang signifikan. Berikut adalah komponen utama dari *petroleum system* di Cekungan Jawa Timur Utara:

1. *Source Rock*

Source rock adalah batuan organik yang mengalami proses perubahan menjadi hidrokarbon. Di Cekungan Jawa Timur Utara, sumber batuan utamanya terletak di Formasi Tawun dan Formasi Kujung yang berusia Miosen. Batuan sedimen seperti batulempung dan batuserpih menjadi sumber utama hidrokarbon.

2. *Reservoir*

Reservoir adalah lapisan batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang cukup untuk menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Di Cekungan Jawa Timur Utara, beberapa formasi seperti Formasi Tawun, Formasi Tuban, dan Formasi Kujung dapat berperan sebagai batuan *reservoir* yang penting.

3. *Cap Rock* atau *Seal*

Batuan penutup adalah lapisan batuan yang berada di atas sumber dan *reservoir* hidrokarbon, dan berfungsi sebagai penyegel. Dalam konteks Cekungan Jawa Timur Utara, batuan penutup dapat terdiri dari lapisan batulempung dan batupasir dari formasi-formasi yang lebih tua, seperti Formasi Ngrayong dan Formasi Tuban.

4. Migrasi

Migrasi adalah proses pergerakan hidrokarbon dari sumber batuan menuju batuan *reservoir*. Di Cekungan Jawa Timur Utara, hidrokarbon dapat bermigrasi melalui rekahan dan pori-pori dalam batuan penutup ke batuan *reservoir* yang lebih tinggi.

5. *Trap*

Trap adalah bentuk geologi yang memungkinkan akumulasi dan penahanan hidrokarbon dalam batuan *reservoir*. Di Cekungan Jawa Timur Utara, struktur-struktur geologi seperti sesar, lipatan, dan zona rekahan dapat berperan sebagai tempat akumulasi minyak dan gas alam.

III. TEORI DASAR

3. 1. Konsep Dasar Metode Seismik Refleksi

Gelombang seismik adalah getaran yang merambat melalui baik di dalam ataupun permukaan bumi yang timbul dari sumber-sumber alami seperti gempa, letusan, erupsi gunung berapi, dan longsor ataupun sumber-sumber buatan seperti dinamit, vibroseis, dan air gun. Getaran ini memunculkan gelombang seismik yang menyebar melalui berbagai lapisan bumi (Haerudin dkk, 2019).

Metode seismik refleksi adalah metode eksplorasi geofisika yang memberikan informasi tentang struktur bawah permukaan. Prinsip umum dari metode ini melibatkan pengiriman gelombang akustik buatan ke dalam bumi. Struktur dan objek di dalam bumi akan memantulkan kembali gelombang tersebut sesuai dengan karakteristik akustiknya. Gelombang yang dipantulkan direkam oleh *receiver* di permukaan bumi dan data yang diperoleh diproses untuk menghasilkan representasi visual dari bawah permukaan (Micallef, 2011).

Waktu tempuh gelombang akustik dari sumber ke *receiver* dipengaruhi oleh dua faktor: 1) Kecepatan propagasi atau kecepatan gelombang seismik, dan 2) Geometri jalur perambatan. Kecepatan propagasi bergantung pada elastisitas dan kerapatan material yang dilalui oleh gelombang seismik. Geometri jalur perambatan ditentukan oleh antarmuka antara dua lapisan dengan kecepatan yang berbeda serta sudut datang gelombang pada antarmuka tersebut.

Untuk mendapatkan pemahaman tentang apa yang terjadi di bidang batas, penting untuk memahami hal-hal berikut ini:

1. Hukum Snellius

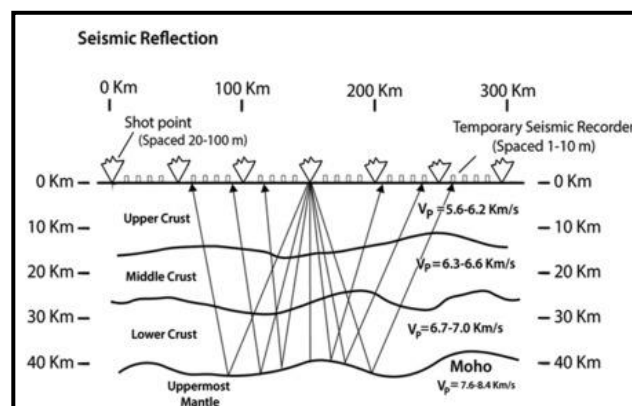
Hukum ini menjelaskan bagaimana cahaya atau gelombang berperilaku saat berpindah medium dengan kecepatan yang berbeda. Hukum Snellius menyatakan bahwa sudut datang dan sudut bias saling terkait dengan rasio kecepatan gelombang di kedua medium tersebut. Prinsip Huygens

Prinsip ini menjelaskan bahwa setiap titik di depan gelombang dapat berfungsi sebagai sumber gelombang baru. Melalui penerapan prinsip ini, maka dapat diperoleh visualisasi tentang bagaimana gelombang menyebar dan menyebarkan energi di sekitar bidang batas.

2. Prinsip Fermat

Prinsip ini menyatakan bahwa jalur yang diambil oleh cahaya atau gelombang adalah jalur yang memerlukan waktu minimal untuk mencapai tujuan tertentu. Dalam konteks bidang batas, prinsip Fermat akan membantu pemahaman mengenai konsep gelombang yang pada umumnya akan merambat mengikuti jalur yang meminimalkan waktu perjalanan.

Pengetahuan mengenai Hukum Snellius, Prinsip Huygens, dan Prinsip Fermat, dapat mengembangkan pemahaman yang lebih baik tentang fenomena yang terjadi pada bidang batas antara dua medium.



Gambar 6. Diagram metode seismik refleksi untuk menentukan batas peralihan di kerak bumi (Mooney, 2021)

3. 2. Hukum Fisika Gelombang Seismik

3.2.1. Hukum Snellius

Metode seismik melibatkan pengukuran respons gelombang seismik yang ditembakkan ke dalam kerak bumi dan kemudian direfleksikan atau direfraksikan saat melewati batas perlapisan batuan. Dalam metode ini, prinsip Hukum Snellius diterapkan untuk menjelaskan fenomena pemantulan dan pembiasan gelombang.

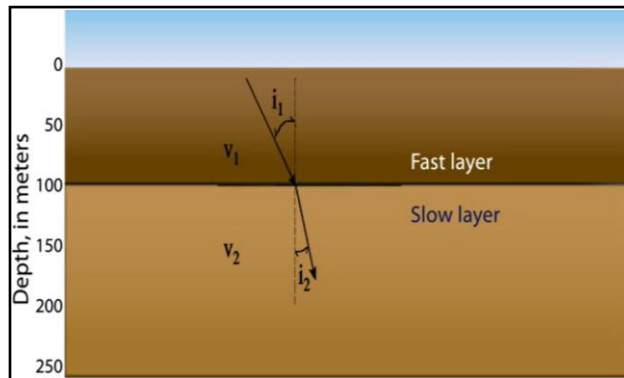
Gelombang seismik bergerak dengan kecepatan yang berbeda di setiap material yang dilaluinya. Hukum Snellius menjelaskan bagaimana jalur sinar seismik atau *raypath* melengkung saat melintasi dua lapisan yang berbeda. Ketika gelombang seismik berpindah dari medium berkecepatan tinggi ke medium berkecepatan rendah, gelombang tersebut akan melengkung ke arah vertikal mendekati sudut normal. Sebaliknya, ketika gelombang seismik berpindah dari medium berkecepatan rendah ke medium berkecepatan tinggi, gelombang tersebut akan melengkung ke arah horizontal menjauhi sudut normal. Namun, ketika gelombang seismik mengalami pembiasan pada sudut kritis atau sudut sebesar 90° dari sudut normal (gelombang pembias), gelombang tersebut akan terus bergerak sepanjang batas kedua lapisan.

Saat sebuah gelombang melewati batas antara dua medium isotropik, gelombang akan mengalami pembelokan sesuai dengan persamaan berikut ini:

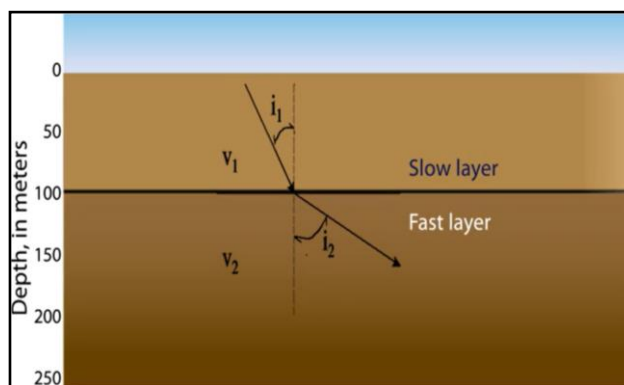
$$\frac{\sin i_1}{v_1} = \frac{\sin i_2}{v_2} \quad (1)$$

Keterangan:

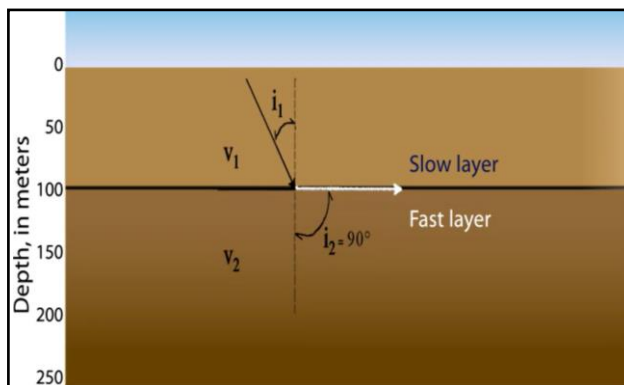
- i_1 = Sudut datang medium 1 (insiden)
- i_2 = Sudut datang medium 2 (*reflected wave*)
- v_1 = Kecepatan gelombang pada medium 1
- v_2 = Kecepatan gelombang pada medium 2



Gambar 7. Gelombang yang dipantulkan mendekat dari sudut normal akibat $V_1 > V_2$ (SAGE, 2018)



Gambar 8. Gelombang yang dipantulkan menjauh dari sudut normal akibat $V_1 < V_2$ (SAGE, 2018)



Gambar 9. Pembiasan gelombang pada sudut kritis (90°) (SAGE, 2018)

Menurut penelitian Sheriff & Geldart (1995), ada beberapa faktor yang mempengaruhi nilai cepat rambat gelombang seismik, yaitu:

1. Litologi

Perbedaan jenis batuan akan menghasilkan perbedaan nilai cepat rambat gelombang seismik. Hal ini disebabkan oleh perbedaan kekerasan batuan dan nilai impedansi akustiknya.

Tabel 1. Data kecepatan gelombang P pada beberapa medium (Burger, 1992)

No.	Material	Kecepatan Gelombang P ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
1.	Udara	920
2.	Air	191 – 218
3.	Lapisan lapuk	339 – 1016
4.	Tanah	508 – 1220
5.	Aluvium	153 – 610
6.	Lempung	122 – 305
7.	Pasir (<i>unsaturated</i>)	304 – 1524
8.	Pasir (<i>saturated</i>)	139 – 381
9.	Pasir dan kerikil (<i>unsaturated</i>)	610 – 762
10.	Batupasir dan kerikil (<i>saturated</i>)	203 – 610
11.	<i>Glacial till (saturated)</i>	305 – 762
12.	<i>Gracial Till (saturated)</i>	122 – 203
13.	Granit	51 – 61
14.	Basalt	48 – 57
15.	Batuan metamorf	44 – 89
16.	Batupasir dan batuserpih	68 – 153
17.	Batugamping	51 – 153

2. Densitas

Setiap batuan memiliki tingkat densitas yang berbeda, yang berhubungan dengan kerapatan dan kompaknya batuan tersebut. Gelombang seismik akan merambat lebih cepat pada batuan dengan densitas yang tinggi. Tabel 2 memperlihatkan nilai densitas beberapa batuan.

Tabel 2. Nilai densitas batuan (Telford, 1990)

No	Tipe Batuan	Nilai Densitas (g/cm^3)
1.	Tanah	1.20 – 2.40
2.	Lempung	1.63 – 2.60
3.	Kerikil	1.70 – 2.40
4.	Batupasir	1.61 – 2.76
5.	Batuserpih	1.77 – 3.20
6.	Batugamping	1.90 – 2.90
7.	Dolomit	2.28 – 2.90

3. Porositas

Porositas batuan, yaitu ruang kosong di dalam batuan juga memengaruhi cepat rambat gelombang seismik. Semakin tinggi porositas, semakin rendah densitas batuan, dan gelombang seismik akan merambat lebih lambat. Tabel 3 memperlihatkan nilai porositas beberapa batuan.

Tabel 3. Nilai porositas batuan (Norton, D. & R. Knapp, 1977)

No	Tipe Batuan	Nilai Porositas (%)
1.	Anhidrit	0.5 – 5
2.	Kapur	5 – 40
3.	Batupasir	0 – 40
4.	Batugamping, dolomit	5 – 15
5.	Batuserpih	1 – 10

4. Tekanan dan Kedalaman

Tekanan dan kedalaman lapisan batuan akan mempengaruhi densitas dan kepadatan batuan. Semakin besar tekanan dan semakin dalam posisi batuan, kecepatan gelombang seismik akan meningkat.

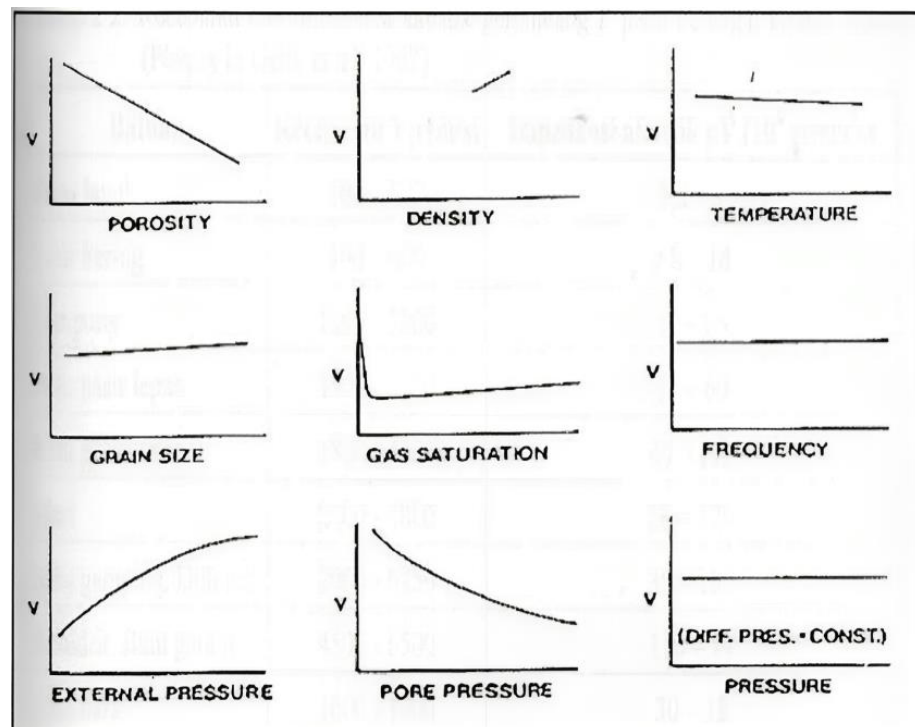
5. Kandungan fluida pada pori batuan

Jenis fluida yang mengisi pori-pori batuan juga memengaruhi densitas dan kecepatan rambat gelombang seismik. Batuan yang berpori dan terisi air memiliki densitas yang lebih besar daripada batuan yang terisi minyak atau gas.

6. Umur dan temperatur batuan

Umur batuan dan temperturnya juga berpengaruh. Batuan yang lebih tua cenderung memiliki densitas yang lebih tinggi karena sementasi dan tekanan tektonik yang berlangsung dalam jangka waktu yang lama. Temperatur yang tinggi dapat menyebabkan pemuaian batuan dan peningkatan porositas yang pada gilirannya dapat mempengaruhi kecepatan rambat gelombang seismik.

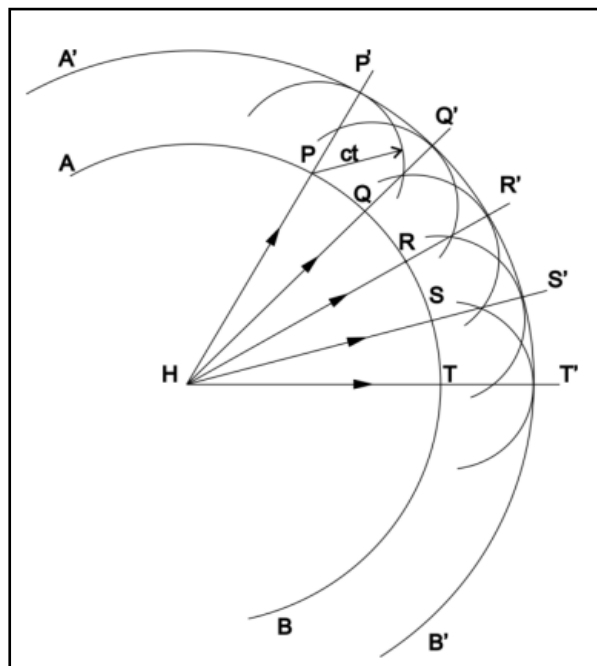
Kecepatan gelombang seismik tidak terlalu dipengaruhi oleh temperatur. Peningkatan temperatur dapat menyebabkan pemuaihan dan peningkatan porositas batuan yang pada akhirnya mengurangi kecepatan gelombang seismik. Namun, penurunan kecepatan akibat temperatur jauh lebih kecil dibandingkan dengan peningkatan kecepatan akibat perubahan densitas akibat tekanan dan sementasi (Sheriff & Geldart, 1995).



Gambar 10. Plot beberapa parameter fisis batuan terhadap kecepatan perambatan gelombang seismik (Sheriff & Geldart, 1995)

3.2.2. Prinsip Huygen

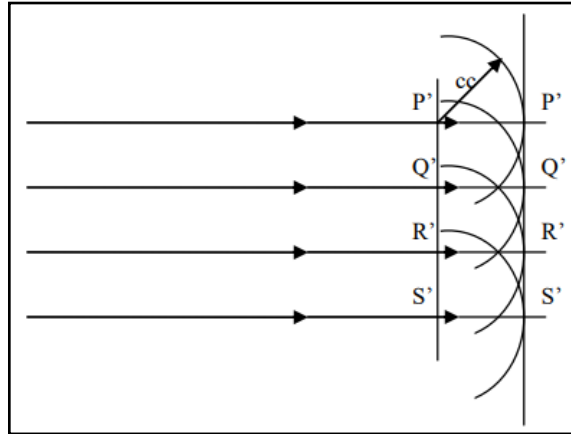
Seorang fisikawan Belanda yang bernama Christiaan Huygens mengemukakan sebuah mekanisme sederhana yang menjelaskan tentang propagasi gelombang. Menurut mekanisme tersebut, setiap titik pada permukaan gelombang dapat dianggap sebagai pusat gelombang sekunder yang memancarkan gelombang baru ke segala arah dengan kecepatan yang sama dengan kecepatan rambat gelombang. Dengan cara ini, permukaan gelombang baru dapat dibentuk dengan menggambar sebuah permukaan yang menyentuh atau melingkupi gelombang-gelombang sekunder tersebut.



Gambar 11. Prinsip Huygens untuk gelombang sferis (Anderson, 2021)

Gambar 11 menunjukkan gelombang yang dipancarkan dari titik H ke segala arah. Permukaan gelombang sebelumnya digambarkan sebagai bola AB. Menurut Prinsip Huygens, setiap titik pada permukaan gelombang AB berperan sebagai pusat gelombang baru (gelombang sekunder) yang diwakili oleh titik PQRST dengan jari-jari yang sama, yaitu $r = ct$. Oleh karena itu, gelombang baru yang berpusat di titik H adalah permukaan yang melingkupi semua gelombang sekunder tersebut, yaitu permukaan gelombang A'B'.

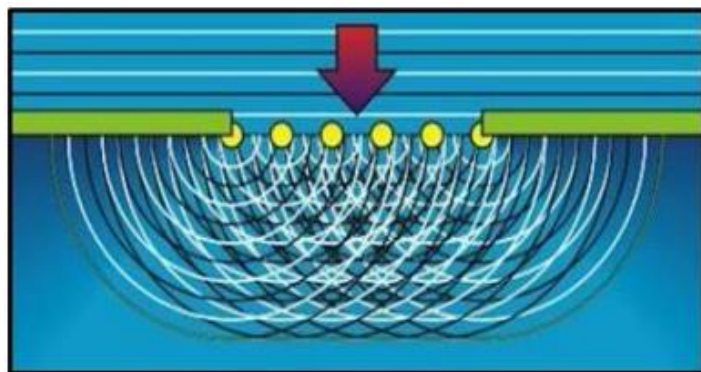
Sinar gelombang adalah garis khayal yang mengikuti arah gelombang. Pada gelombang sferis seperti yang terlihat pada Gambar 11, garis-garis sinar gelombang adalah PP', QQ', RR', SS', dan TT', atau jika dilihat dari sumbernya, HPP', HQQ', HRR', HSS', dan HTT'. Garis-garis ini selalu tegak lurus terhadap permukaan gelombang, tidak peduli sejauh mana sinar gelombang tersebut bergerak. Oleh karena itu, ketika gelombang bergerak sangat jauh dari sumbernya, dapat digambarkan sebagai gelombang datar seperti yang ditunjukkan pada Gambar 12. PQRS merupakan permukaan gelombang sebelumnya, sedangkan P'Q'R'S' adalah permukaan gelombang baru.



Gambar 12. Prinsip Huygens pada gelombang datar (Anderson, 2021)

Prinsip Huygens dapat digunakan untuk merekonstruksi bentuk muka gelombang dan menjelaskan fenomena difraksi, yaitu penyebaran gelombang. Ketika sebuah muka gelombang mengenai sebuah celah, muka gelombang tersebut akan menciptakan gelombang-gelombang sekunder baru yang tak terhingga jumlahnya. Akibatnya, muka gelombang tidak hanya bergerak lurus, tetapi juga menyebar ke segala arah.

Dalam eksplorasi metode seismik, Prinsip Huygens dapat diterapkan sebagai dasar untuk merepresentasikan struktur geologi seperti patahan, rekahan, antiklin, dan struktur geologi lainnya.



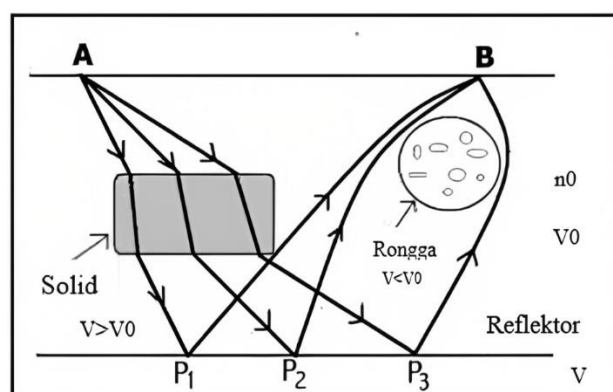
Gambar 13. Penerapan Prinsip Huygen saat gelombang melewati celah sempit (Ariska, 2020)

3.2.3. Prinsip Fermat

Prinsip Fermat juga dikenal sebagai prinsip waktu terkecil, menjelaskan tentang jarak yang ditempuh oleh gelombang. Prinsip ini menyatakan bahwa

saat gelombang berpropagasi dari satu titik ke titik lainnya, gelombang tersebut akan memilih jalur yang membutuhkan waktu tempuh terpendek.

Dengan demikian, saat gelombang merambat melalui medium dengan variasi kecepatan gelombang seismik yang berbeda, gelombang akan melewati daerah dengan kecepatan tinggi dan cenderung menghindari daerah dengan kecepatan rendah. Jalur yang ditempuh oleh gelombang tersebut dapat digambarkan sebagai *raypath*.



Gambar 14. Prinsip Fermat (Pardede, 2020)

3.3. Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi adalah elemen-elemen yang terdapat dalam jejak seismik (*seismic trace*) yang mencakup amplitudo, puncak (*peak*), lembah (*trough*), serta tinggi dan panjang gelombang. Komponen-komponen ini kemudian digunakan untuk mendapatkan komponen-komponen lainnya, seperti impedansi akustik (*acoustic impedance*), koefisien pantulan (*reflection coefficient*), fasa dan polaritas (*phase and polarity*), resolusi vertikal (*vertical resolution*), *wavelet*, dan *synthetic seismogram*.

Amplitudo mengacu pada besarnya pengukuran atau intensitas gelombang pada titik tertentu dalam *seismic trace*. Puncak adalah nilai maksimum dari amplitudo gelombang, sedangkan lembah adalah nilai minimum dari amplitudo gelombang. Tinggi dan panjang gelombang menggambarkan karakteristik fisik dari gelombang tersebut, dengan tinggi mencerminkan

perbedaan amplitudo antara puncak dan lembah, sementara panjang gelombang mengacu pada jarak antara dua puncak atau dua lembah berturut-turut.

Komponen seismik refleksi ini kemudian dapat digunakan untuk menganalisis sifat fisik batuan di bawah permukaan bumi. Misalnya, dengan menghitung impedansi akustik dapat diperoleh informasi tentang perbedaan kecepatan gelombang seismik antara dua lapisan batuan yang berbeda. Koefisien pantulan (*reflection coefficient*) digunakan untuk memahami seberapa banyak energi gelombang yang dipantulkan saat melintasi batas peralihan batuan. Fasa dan polaritas (*phase and polarity*) berkaitan dengan perubahan fasa dan orientasi polaritas gelombang saat memantul. Resolusi vertikal menggambarkan kemampuan data seismik untuk membedakan objek-objek kecil secara vertikal dalam data seismik. *Wavelet* merupakan fungsi matematis yang digunakan untuk memodelkan gelombang seismik. *Synthetic seismogram* adalah representasi rekaman seismik buatan yang dibuat berdasarkan pemodelan dan analisis data seismik untuk tujuan interpretasi dan pemrosesan lebih lanjut.

Dengan menggunakan komponen-komponen tersebut dan metode analisis yang tepat, dapat diperoleh pemahaman yang lebih dalam tentang struktur bawah permukaan dan sifat-sifat batuanya.

3.3.1. Seismic Trace

Seismic trace atau jejak seismik adalah hasil rekaman respons data seismik yang diterima oleh penerima gelombang, baik itu berupa *geophone* atau *hydrophone*. *Seismic trace* memberikan gambaran visual tentang bagaimana medan gelombang elastik merespons perbedaan nilai impedansi akustik atau reflektivitas pada batas antara lapisan batuan yang berbeda. Secara matematis, *seismic trace* diperoleh dari hasil konvolusi atau penggabungan *wavelet* sumber dengan fungsi reflektivitas alami bumi, kemudian ditambahkan dengan sinyal *noise*.

$$S_{(t)} = w_{(t)} * r_{(t)} + n_{(t)} \quad (2)$$

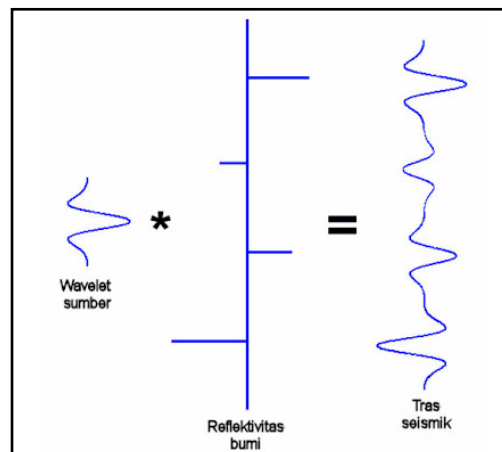
Keterangan:

$S_{(t)}$ = *Seismic trace*

$w_{(t)}$ = *Wavelet sumber*

$r_{(t)}$ = Reflektivitas bumi

$n_{(t)}$ = *Noise*



Gambar 15. Konvolusi *wavelet* sumber dan reflektivitas bumi yang menghasilkan *seismic trace* (Abdullah, 2007)

Menurut Kearey, dkk (2002), saat terjadi perubahan lapisan batuan, seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 15, akan terjadi perubahan pada kecepatan perambatan gelombang. Perubahan ini menghasilkan nilai impedansi akustik dan koefisien refleksi yang kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* untuk menghasilkan *seismic trace* sebagai serangkaian data dalam domain waktu. *Seismic trace* ini juga dikenal sebagai fungsi reflektivitas. *Spike* atau puncak pada amplitudo *seismic trace* terkait dengan nilai koefisien refleksi dari setiap batas per lapisan batuan.

Dengan menggunakan *seismic trace*, dapat dilakukan analisis terhadap struktur bawah permukaan dan mengidentifikasi perubahan lapisan batuan. *Seismic trace* memberikan informasi yang berharga dalam penelitian geologi, eksplorasi sumber daya alam seperti minyak dan gas, serta dalam bidang geoteknik. Penting untuk dicatat bahwa *seismic trace*

dapat dipengaruhi oleh sinyal *noise* yang perlu diperhatikan dan dikelola dalam analisis data seismik.

3.3.2. *Acoustic Impedance*

Acoustic impedance merupakan kemampuan suatu batuan untuk merambatkan gelombang seismik yang melalui batuan tersebut. Pemantulan gelombang seismik terjadi ketika terdapat perubahan atau kontras dalam *acoustic impedance* antara dua lapisan batuan yang berbeda. *Acoustic impedance* yang juga dikenal sebagai AI, sering digunakan untuk menentukan jenis litologi, nilai porositas, jenis fluida yang terkandung dalam pori batuan, dan dapat digunakan dalam pemetaan litologi di area penelitian. Nilai *acoustic impedance* berhubungan langsung dengan kekerasan batuan, yang berarti semakin tinggi nilai *acoustic impedance*, maka batuan tersebut semakin keras. Namun, nilai *acoustic impedance* berkaitan terbalik dengan nilai porositas. Semakin tinggi porositas atau semakin banyak pori dalam batuan, maka nilai *acoustic impedance* akan semakin rendah.

Secara matematis, nilai *acoustic impedance* diperoleh dengan mengalikan densitas batuan dengan kecepatan gelombang seismik yang merambat melaluinya.

$$AI = \rho \times V \quad (3)$$

Keterangan:

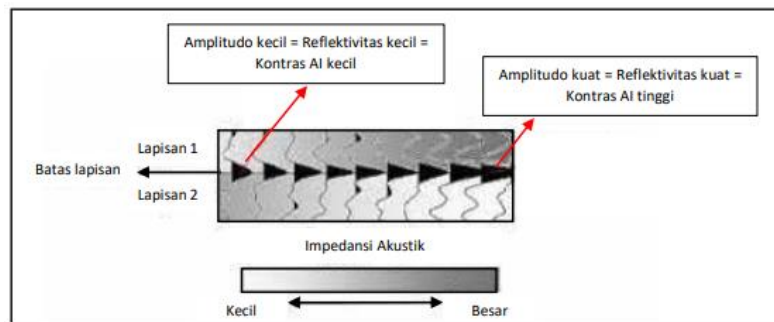
AI = Besar nilai *acoustic impedance* (ft/s*g/cc)

ρ = Besar nilai densitas batuan (g/cc)

v = Besar kecepatan gelombang seismik yang merambat (ft/s)

Nilai *acoustic impedance* juga berhubungan dengan amplitudo gelombang seismik. Semakin besar dan kuat amplitudo gelombang seismik, semakin besar nilai kontras *acoustic impedance*. Oleh karena itu, *acoustic impedance*

dapat digunakan sebagai indikator langsung hidrokarbon (*Direct Hydrocarbon Indicator*) yang menunjukkan adanya potensi hidrokarbon di dalam pori batuan dan menyebabkan pemantulan yang kuat terhadap gelombang seismik.



Gambar 16. Hubungan antara amplitudo, reflektivitas, dan kontras *acoustic impedance* (Sukmono, S., 2000)

3.3.3. Reflection Coefficient

Ketika gelombang seismik mencapai batas perlapisan dengan sudut datang yang tegak lurus terhadap bidang pantul, terjadi refleksi gelombang. Besarnya reflektivitas pada batas perlapisan dapat dinyatakan sebagai *reflection coefficient*.

$$RC = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (4)$$

Keterangan:

RC = *Reflection coefficient*

ρ_1 = Besar nilai densitas batuan 1 (g/cc)

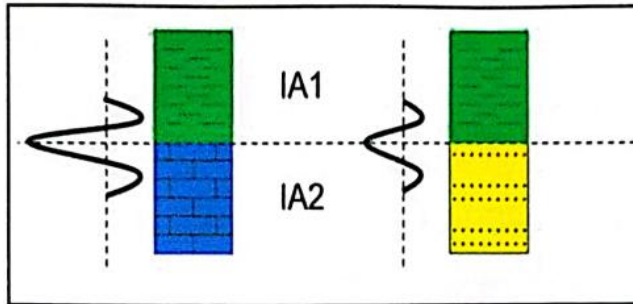
v_1 = Besar kecepatan gelombang seismik yang merambat pada medium 1 (ft/s)

AI_1 = Besar nilai *acoustic impedance* batuan 1 (ft/s*g/cc)

ρ_2 = Besar nilai densitas batuan 2 (g/cc)

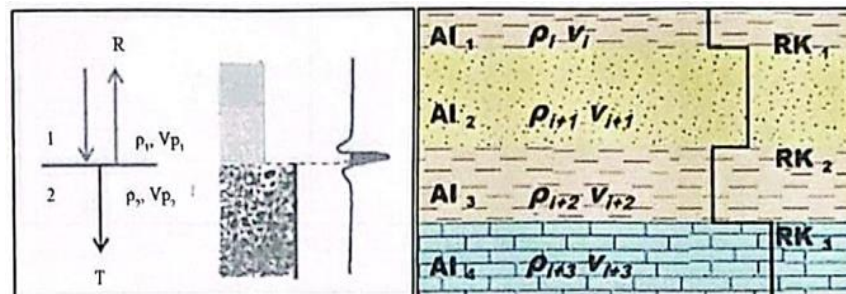
v_2 = Besar kecepatan gelombang seismik yang merambat pada medium 2 (ft/s)

AI_2 = Besar nilai *acoustic impedance* batuan 2 (ft/s*g/cc)



Gambar 17. Ilustrasi *reflection coefficient* (Delisatra, 2012)

Reflection coefficient mengindikasikan perbandingan energi atau amplitudo antara gelombang pantul dan gelombang datang pada batas perlapisan. Jika amplitudo yang terekam lebih besar, maka nilai *reflection coefficient* akan semakin besar pula. Nilai *reflection coefficient* dapat memiliki hasil positif atau negatif tergantung pada perbedaan atau kontras nilai *acoustic impedance* antara dua lapisan yang dilalui oleh gelombang seismik. Namun, nilai *reflection coefficient* selalu memiliki nilai absolut yang tidak melebihi satu.



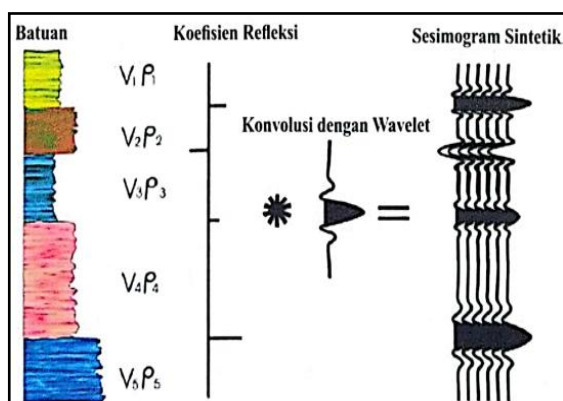
Gambar 18. *Acoustic impedance* dan *reflection coefficient* pada sudut nol derajat (Bhatia & Sigh, 1986)

3.3.4. *Synthetic Seismogram*

Synthetic seismogram adalah data seismik yang dibuat secara buatan dengan menggunakan data *log Sonic* dan *log Density*. Data ini digunakan untuk merepresentasikan *seismic trace* ideal yang seharusnya diamati dengan metode seismik di lokasi sumur. Proses pembuatan *synthetic seismogram* melibatkan tahapan yang disebut *synthetic generation*, di mana data *log Sonic* dikalikan dengan data *log Density* untuk menghasilkan *reflection*

coefficient. Selanjutnya, *reflection coefficient* ini dikonvolusikan terhadap *wavelet* untuk menghasilkan *synthetic seismogram* di daerah sumur.

Synthetic seismogram memiliki peran penting dalam mengaitkan data sumur dengan data seismik. Dengan menggunakan *synthetic seismogram*, informasi fisis yang diperoleh dari data sumur dapat dikorelasikan dengan *seismic trace*, sehingga menghasilkan informasi yang lebih komprehensif. *Synthetic seismogram final* merupakan hasil dari superposisi dari semua reflektor yang ada. Hal ini memungkinkan interpretasi yang lebih baik tentang struktur bawah permukaan dan kondisi geologi di sekitar sumur.



Gambar 19. *Synthetic seismogram* (Sukmono, S., 2000)

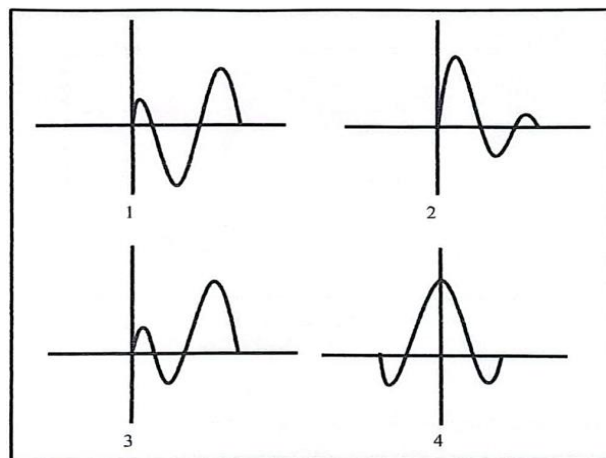
3.3.5. Wavelet

Berdasarkan penelitian oleh Sismanto (2006), *wavelet* adalah sekumpulan gelombang harmonik yang memiliki variasi nilai amplitudo, frekuensi, dan fasa. Dalam konteks perekaman data seismik, *wavelet* mencerminkan bentuk gelombang yang berasal dari sumber seismik seperti dinamit, *weight drop*, *air gun*, *vibroseis*, dan sebagainya. Terdapat empat jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu sebagai berikut:

1. *Zero phase wavelet*: *Wavelet* berfasa nol memiliki energi maksimum yang terkonsentrasi pada $t = 0$ atau di bagian tengah *wavelet* dengan waktu nol. *Wavelet* berfasa nol, yang juga dikenal sebagai *wavelet* simetris, lebih sering digunakan dalam pengolahan dan interpretasi data seismik karena memiliki sedikit ambiguitas terkait bentuk gelombang dan batas lapisan.

2. *Minimum phase wavelet*: *Wavelet* berfasa minimum memiliki energi maksimum yang terkonsentrasi di sekitar $t = 0$ atau umumnya di bagian awal domain waktu. *Minimum phase wavelet* adalah jenis *wavelet* yang paling mendekati fasa sebenarnya dari sumber seismik. Hal ini berkaitan dengan aktivitas peledakan yang terjadi selama perekaman data seismik. Ketika sumber peledakan dilepaskan, energi maksimum biasanya berada di sekitar $t = 0$ dengan pusat energi di bagian depan.
3. *Maximum phase wavelet*: Berbeda dengan *minimum phase wavelet*, *maximum phase wavelet* memiliki energi maksimum yang terkonsentrasi di luar $t = 0$ atau umumnya di bagian belakang domain waktu.
4. *Mixed phase wavelet*: *Mixed phase wavelet* merupakan kombinasi antara *zero phase*, *minimum phase*, dan *maximum phase*. Jenis *wavelet* ini umumnya terbentuk melalui penjumlahan fungsi-fungsi *wavelet*, dan energi dari *wavelet* dengan fasa campuran ini tidak terkonsentrasi pada titik tertentu.

Karena gelombang seismik dalam kondisi alamiahnya memiliki fasa minimum, dalam pengolahan dan interpretasi data seismik, *wavelet* tersebut biasanya mengalami proses dekonvolusi untuk mengubah fasanya menjadi fasa nol. Hal ini dilakukan agar memudahkan proses pengolahan dan interpretasi data seismik.



Gambar 20. Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasinya (1) *Mixed phase*, (2) *Minimum phase*, (3) *Maximum phase*, (4) *Zero phase* (Sismanto, 2006)

3.3.6. *Phase dan Polarity*

Phase atau fasa dalam data seismik merujuk pada waktu tunda lateral pada awal perekaman refleksi. Sebagai yang telah dibahas dalam poin 3.3.5 mengenai *wavelet*, terdapat berbagai jenis fasa yang dapat terjadi.

Dalam seismik, polaritas mengacu pada arah gerakan *wiggle* seismik yang terlihat pada *seismic section*. Saat ini, terdapat dua jenis standar polaritas yang umum digunakan, yaitu standar Society of Exploration Geophysicists (SEG) dan standar Eropa. Kedua jenis standar polaritas ini mendefinisikan polaritas secara berbeda. Polaritas normal dalam standar SEG didefinisikan sebagai berikut:

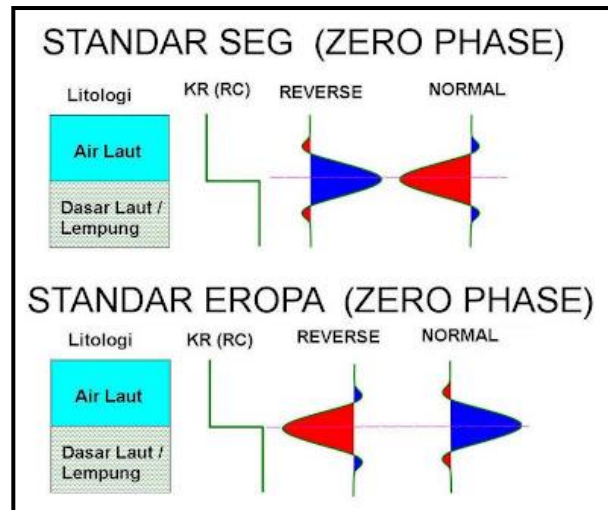
- a. Pada batas lapisan, ketika nilai *acoustic impedance* (AI) pada lapisan kedua (AI_2) lebih besar dari nilai AI pada lapisan pertama (AI_1), akan digambarkan sebagai lembah (*trough*).
- b. Pada batas lapisan, ketika nilai AI_2 lebih kecil dari nilai AI_1 , akan digambarkan sebagai puncak (*peak*).

Dalam *seismic section*, puncak biasanya ditampilkan dengan warna biru dan lembah ditampilkan dengan warna merah.

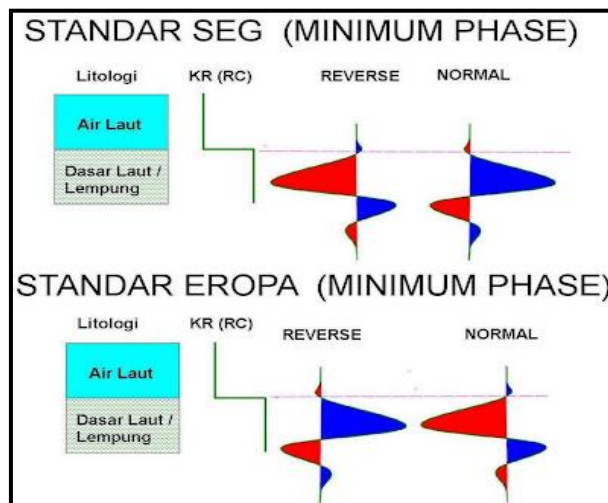
Sementara itu, polaritas normal dalam standar Eropa didefinisikan secara berkebalikan:

- a. Pada batas lapisan, ketika nilai AI_2 lebih besar dari nilai AI_1 , akan digambarkan sebagai puncak (*peak*).
- b. Pada batas lapisan, ketika nilai AI_2 lebih kecil dari nilai AI_1 , akan digambarkan sebagai lembah (*trough*).

Dengan demikian, polaritas normal dalam standar Eropa dan standar SEG memiliki definisi yang berlawanan dalam menggambarkan polaritas gelombang seismik pada batas perlapisan.



Gambar 21. Polaritas *zero phase wavelet* menurut standar SEG dan standar Eropa (Abdullah, 2008)



Gambar 22. Polaritas *minimum phase wavelet* menurut standar SEG dan standar Eropa (Abdullah, 2008)

3.3.7. Ekstraksi *Wavelet*

Ekstraksi *wavelet* merupakan prosedur yang digunakan untuk menentukan jenis *wavelet* yang akan digunakan dalam pembuatan *synthetic seismogram*. Berikut ini adalah jenis-jenis ekstraksi *wavelet*:

a. Ekstraksi *wavelet statistic*

Ekstraksi *wavelet* secara statistik melibatkan penggunaan data seismik aktual untuk mengekstraksi *wavelet* berdasarkan *amplitude spectrum*. Metode ini memanfaatkan analisis statistik dari data seismik untuk

mengidentifikasi dan menyesuaikan *wavelet* yang paling cocok dengan pola gelombang pada data seismik (Brac & Tenzer, 1996).

b. Ekstraksi *wavelet use well*

Ekstraksi *wavelet* menggunakan data sumur melibatkan penggunaan data sumur yang terikat dengan baik dalam pembuatan *synthetic seismogram*. Informasi kecepatan gelombang dan densitas batuan dari sumur digunakan sebagai referensi untuk menghasilkan *wavelet* yang cocok dengan karakteristik seismik di daerah sumur tersebut (Castagna dkk, 1998).

c. Ekstraksi *wavelet* Ricker:

Wavelet jenis Ricker yang juga dikenal sebagai *wavelet* Mexican Hat, digunakan dalam analisis seismik sebagai *wavelet* awal atau referensi. *Wavelet* ini memiliki bentuk gelombang yang mirip dengan distribusi frekuensi yang lebar dan simetris, dengan puncak energi di tengah *wavelet*. Ricker (1953) mengenalkan *wavelet* Ricker sebagai *wavelet* dengan bentuk gelombang yang cocok untuk merepresentasikan sumber seismik dalam analisis seismik.

3. 4. Konsep Dasar *Well Logging*

Well logging merupakan metode pengambilan data yang dilakukan di dalam sumur bor untuk merekam sifat-sifat fisik batuan di lokasi sebenarnya melalui kurva defleksi. Metode ini melibatkan penurunan alat deteksi seperti sensor sinar Gamma, rapat massa (*Density*), Neutron, tahanan jenis (*resistivity*), dan kaliper ke dalam lubang bor. Tujuan utama dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi tentang litologi, porositas, resistivitas, permeabilitas, dan kejenuhan hidrokarbon di dalam sumur.

Terdapat dua jenis *well logging* berdasarkan proses kerjanya, yaitu *wireline logging* yang dilakukan setelah pengeboran sumur selesai dan *logging while drilling* yang dilakukan secara bersamaan dengan proses pengeboran sumur. Selain itu, *well logging* juga dapat dibagi menjadi tiga jenis berdasarkan sumber data yang digunakan seperti yang tertera pada Tabel 4.

Tabel 4. Aplikasi *log* (Selley, 1998)

Tipe Log	Litologi	Hidrokarbon	Porositas	Dip	Case Diameter
<i>Electric</i>					
SP	×				
<i>Resistivity</i>	×	×			
<i>Radioactive</i>					
<i>Gamma Ray</i>	×				
Neutron		×	×		
<i>Density</i>		×	×		
<i>Acoustic</i>					
<i>Sonic</i>	×	×	×		
<i>Caliper</i>	×		×		×

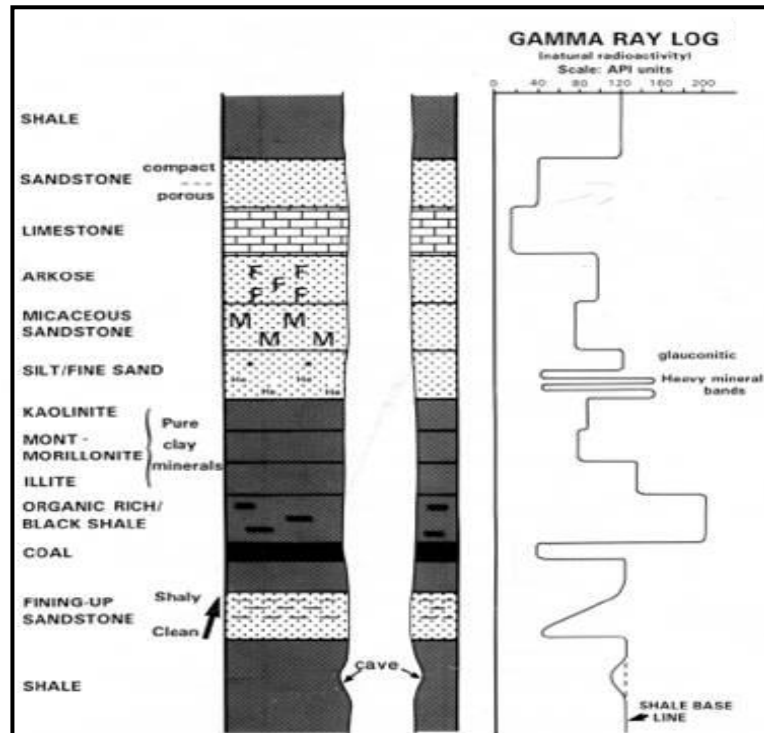
3.4.1. *Log Radioactive*

3.4.1.1. *Log Gamma Ray (GR)*

Log Gamma Ray (GR) adalah jenis *logging* yang digunakan untuk merekam tingkat radioaktivitas dalam batuan. *Log* ini mengukur intensitas sinar Gamma yang dipancarkan oleh isotop Kalium (K), Thorium (Th), dan Uranium (U) yang terdapat dalam batuan.

Isotop-isotop tersebut umumnya terkandung dalam batuan berbutir halus seperti batuserpih, serta batuan dengan kandungan bahan organik tinggi. Tingkat radioaktivitas yang terdeteksi oleh *log Gamma Ray* dapat memberikan indikasi mengenai jenis dan sifat batuan, termasuk identifikasi lapisan-lapisan batuserpih.

Dengan melihat pola dan intensitas sinyal gamma yang direkam oleh *log Gamma Ray* ahli geologi dan petrofisikawan dapat menganalisis komposisi batuan, identifikasi zona batuserpih, memetakan stratigrafi, serta mendapatkan informasi tambahan tentang potensial hidrokarbon dan lingkungan pengendapan.



Gambar 23. Respon log Gamma Ray terhadap perbedaan litologi (Rider, 1996)

Berikut adalah nilai *Gamma Ray* dari beberapa litologi:

Tabel 5. Nilai *Gamma Ray* beberapa batuan (Haryono, 2010)

Radioaktif Sangat Rendah (0 – 32.5 API)	Radioaktif Rendah (32.5 – 60 API)	Radioaktif Menengah (60 – 100 API)	Radioaktif Sangat Tinggi (>100 API)
Anhidrit	Batupasir	Arkose	Batuan serpih
Salt	Batugamping	Batuan granit	Abu vulkanik
Batubara	Dolomit	Lempungan	Bentonit
		Pasiran	
		Gamping	

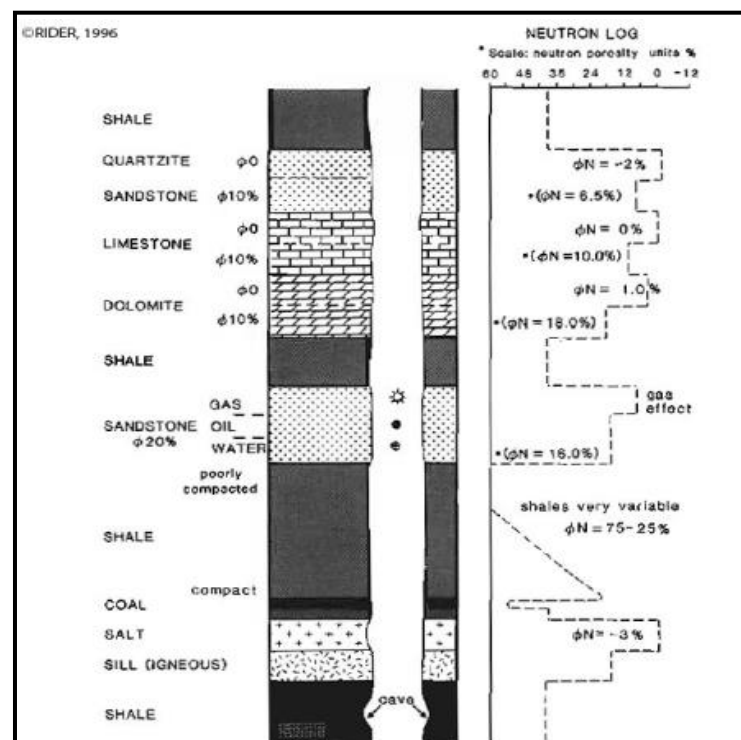
3.4.1.2. Log Neutron

Log Neutron adalah jenis *logging* yang digunakan untuk merekam kuantitas hidrogen yang terkandung dalam pori batuan. Prinsip dasar dari *log Neutron* adalah pengukuran jumlah Neutron yang berinteraksi dengan inti atom Hidrogen dalam batuan.

Dengan menggunakan *log Neutron*, ahli geologi dan petrofisikawan dapat mengidentifikasi dan memetakan zona porositas dalam batuan. Kuantitas

Hidrogen yang terdeteksi oleh *log* Neutron memberikan indikasi tentang keberadaan air, hidrokarbon, atau fluida lainnya dalam pori batuan.

Log Neutron seringkali digunakan bersama dengan *log* Density untuk mendapatkan informasi yang lebih komprehensif tentang formasi batuan. Kombinasi kedua *log* ini dapat memberikan nilai *cross over*, yaitu titik di mana nilai densitas dan nilai Neutron saling melintasi. Penggunaan *log* Neutron bersama *log* Density juga memungkinkan analisis lebih lanjut terkait litologi, porositas, saturasi fluida, dan perkiraan volumetrik hidrokarbon dalam *reservoir*.



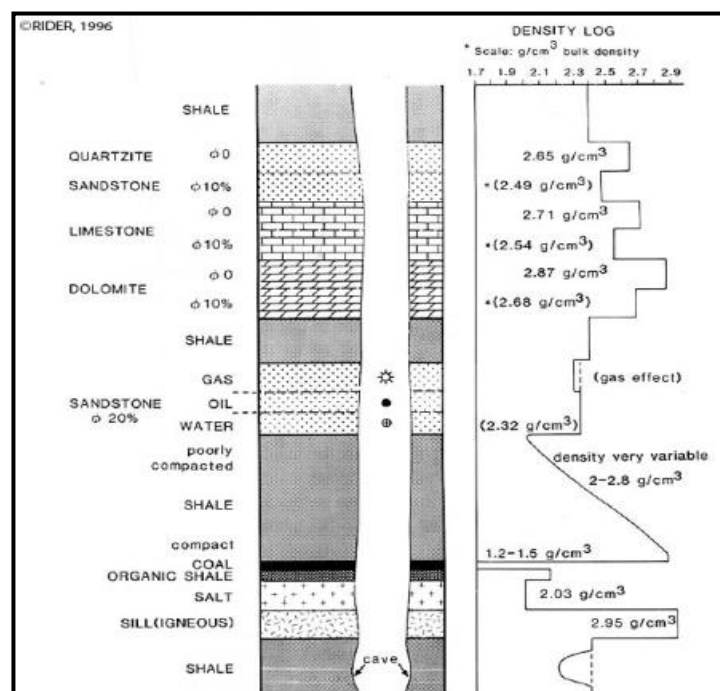
Gambar 24. Respon *log* Neutron terhadap perbedaan litologi (Rider, 1996)

3.4.1.3. *Log* Density

Log Density adalah jenis *logging* yang digunakan untuk merekam informasi tentang densitas formasi batuan dalam satuan gram per sentimeter kubik (g/cm^3). Prinsip dasar dari *log* Density adalah mengukur jumlah energi yang hilang atau diserap oleh material formasi saat energi ditembakkan ke dalam sumur. Pada saat penerapan *log* Density, sumber

energi (misalnya *Gamma Ray*) ditembakkan ke formasi batuan dan kemudian detektor yang terpasang di alat *logging* akan mengukur jumlah energi yang diterima. Jumlah energi yang hilang atau diserap oleh formasi akan terkait erat dengan densitasnya. Semakin tinggi densitas batuan, semakin banyak energi yang akan diserap.

Data *log Density* ini dapat memberikan informasi penting tentang sifat fisis dan komposisi batuan di sekitar sumur. Dengan menggunakan *log Density*, ahli geologi dan petrofisikawan dapat mengidentifikasi berbagai jenis litologi, memetakan lapisan batuan, memperkirakan porositas, menghitung densitas hidrokarbon, dan melakukan analisis *reservoir* yang lebih mendalam.



Gambar 25. Respon *log Density* terhadap perbedaan litologi (Rider, 1996)

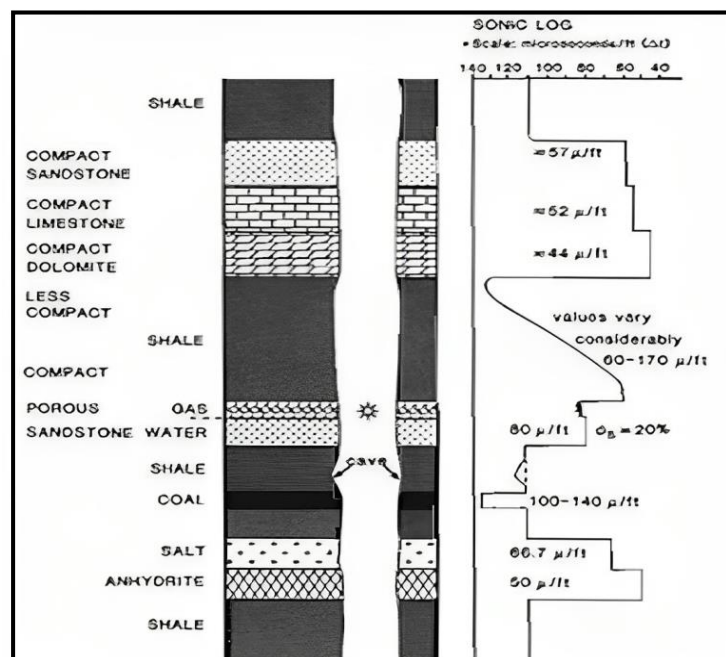
3.4.2. Log Acoustic

3.4.2.1. Log Sonic

Log Sonic adalah jenis *logging* yang digunakan untuk merekam kecepatan rambat gelombang seismik saat melewati formasi batuan. Kecepatan ini dinyatakan dalam satuan mikrodetik per kaki ($\mu\text{s}/\text{ft}$) atau mikrodetik per

meter ($\mu\text{s/m}$). *Log Sonic* memberikan informasi penting tentang sifat akustik formasi batuan yang dapat digunakan untuk memperkirakan berbagai parameter *reservoir* seperti porositas, densitas, elastisitas, dan kualitas batuan. Prinsip kerja *log Sonic* melibatkan pengiriman gelombang akustik ke dalam formasi menggunakan sumber energi seperti transduser atau pemancar. Gelombang tersebut merambat melalui formasi dan kemudian diterima oleh detektor yang terletak di alat *logging*. Waktu yang dibutuhkan gelombang untuk melewati jarak tertentu dalam formasi direkam dan digunakan untuk menghitung kecepatan rambat gelombang.

Kecepatan gelombang dalam formasi batuan sangat dipengaruhi oleh beberapa faktor, termasuk porositas, kompresibilitas, densitas, dan elastisitas batuan. *Log Sonic* dapat memberikan indikasi tentang tingkat porositas batuan, karena kecepatan gelombang cenderung lebih tinggi dalam batuan yang padat dibandingkan dengan batuan yang berpori. Selain itu, informasi dari *log Sonic* juga dapat digunakan untuk memperkirakan kestabilan formasi, identifikasi litologi, evaluasi *reservoir*, dan perencanaan produksi.



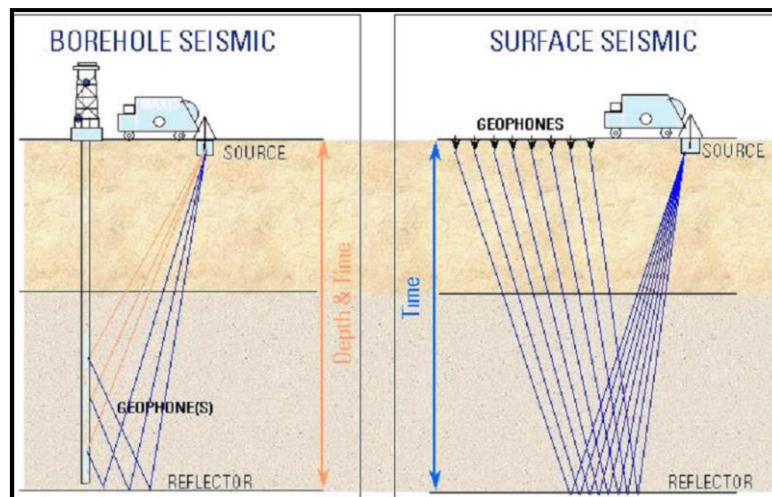
Gambar 26. Respon *log Sonic* terhadap perbedaan litologi (Rider, 1996)

3. 5. Komponen Data Sumur

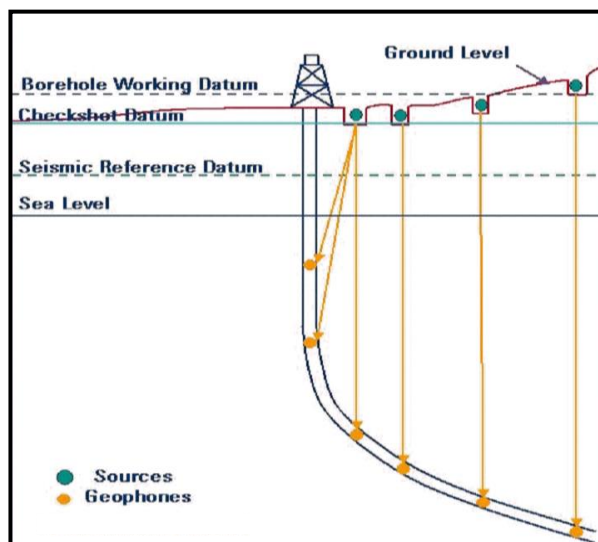
3.5.1. Checkshot

Data *checkshot* merupakan jenis data yang digunakan untuk menghubungkan kedalaman sumur dengan interval waktu dua arah (TWT) pada data seismik. Data ini memiliki peran penting dalam proses penyesuaian antara sumur dan seismik, karena berfungsi sebagai kontrol dan validasi terhadap hasil survey kecepatan kontinu (*well velocity survey*) atau *log Sonic* dalam menentukan waktu tiba yang terkait dengan geometri.

Penggunaan data *checkshot* dalam konversi data dari TWT menjadi kedalaman (*depth*) sangat penting. Data *checkshot* membantu menentukan kecepatan rata-rata sebagai fungsi kedalaman dengan meletakkan penerima (*receiver*) di dalam sumur dan sumber seismik di dekat permukaan atau dekat dengan mulut sumur. Waktu yang diukur dan direkam dalam data *checkshot* digunakan untuk mengatur waktu perambatan yang optimal dalam pembuatan *synthetic seismogram*.



Gambar 27. Perbedaan akuisisi seismik *borehole* untuk pengambilan data *checkshot* dan akuisisi seismik permukaan (Slb.com, 2018)



Gambar 28. Akuisisi data *checkshot* (Slb.com, 2018)

3.5.2. *Well Marker*

Data *well marker* atau *picks* adalah informasi yang memberikan petunjuk mengenai zona-zona penting dalam lubang bor. Data *well marker* ini mencatat batas atas dan batas bawah dari suatu formasi dan digunakan sebagai referensi dalam proses pemilihan horizon dan pengikatan data sumur terhadap data seismik (*well to seismic tie*). Data *well marker* sangat penting dalam pemetaan geologi di bawah permukaan dan menjadi dasar dalam pengambilan keputusan.

Data *well marker* biasanya diperoleh selama proses *well logging* berlangsung. Informasi yang diberikan oleh data *well marker* meliputi batas antara formasi-formasi yang berbeda dan memberikan informasi mengenai kedalaman dari *reservoir* yang dituju. Data *well marker* digunakan sebagai titik acuan dalam menarik horizon pada penampang seismik setelah proses *well to seismic tie*. Informasi yang dicatat dalam data *well marker* meliputi *measured depth* (kedalaman terukur) dan waktu.

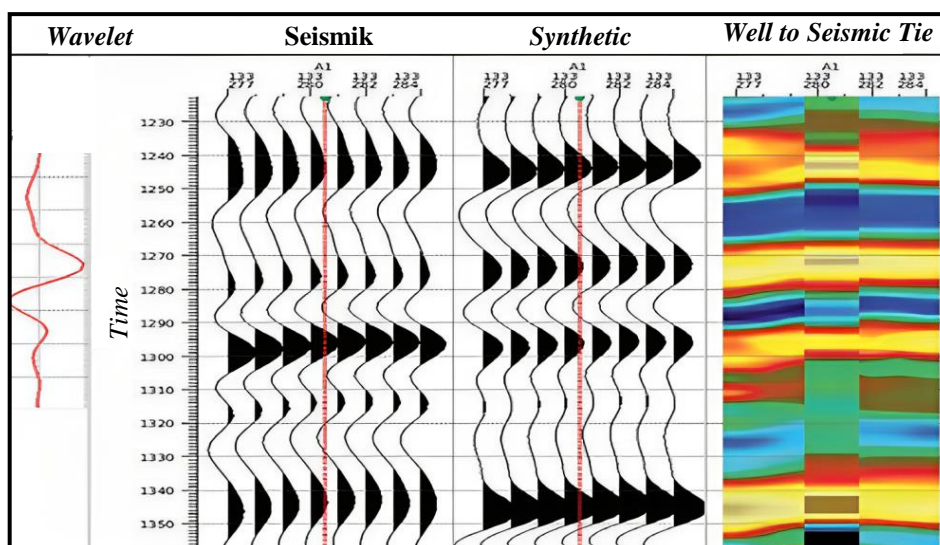
3.6. *Well to Seismic Tie*

Proses *well to seismic tie* yang juga dikenal sebagai pengikatan data sumur terhadap data seismik, merupakan tahap penting dalam interpretasi data seismik. Tujuan dari proses ini adalah untuk menentukan kedalaman aktual

zona target *reservoir* pada data seismik. *Wavelet* yang merupakan representasi matematis dari respons batuan terhadap sumber seismik, memainkan peran kunci dalam proses *well to seismic tie* dan mempengaruhi tingkat korelasi antara data sumur dan data seismik.

Proses *well to seismic tie* dilakukan setelah pembuatan *synthetic seismogram*. Pada tahap ini, pola *trace synthetic seismogram* diubah agar sesuai dengan pola *trace* data seismik sebenarnya melalui serangkaian operasi seperti *shifting*, *stretching*, dan *squeezing*. Proses *shifting* melibatkan penyesuaian posisi waktu, sementara *stretching* dan *squeezing* dilakukan untuk mengatur skala waktu pada *synthetic seismogram* agar cocok dengan data seismik yang sebenarnya.

Tujuan utama dari proses *well to seismic tie* adalah untuk memposisikan horizon seismik pada kedalaman yang tepat, sehingga interpretasi data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi yang umumnya direpresentasikan dalam domain kedalaman (*depth*). Tingkat korelasi yang tinggi antara data sumur dan data seismik adalah indikasi keberhasilan proses *well to seismic tie* (Dikman & S., Sabbeq, 2015). Nilai korelasi berkisar antara nol hingga satu. Jika nilai korelasi semakin mendekati satu, maka akan menunjukkan tingkat korelasi yang lebih baik.



Gambar 29. Proses *well to seismic tie* (Putra, 2023)

3. 7. Atribut Seismik

Atribut seismik berperan penting dalam industri minyak dan gas untuk eksplorasi dan karakterisasi *reservoir*. Pemanfaatan atribut seismik dapat memberikan informasi tentang struktur, litologi, fasies, dan sifat fisik *reservoir* bawah permukaan. Analisis atribut seismik bertujuan untuk meningkatkan pemahaman tentang formasi bawah permukaan dan memetakan fitur geologi yang penting. Manfaat analisis atribut seismik meliputi visualisasi struktur geologi yang lebih jelas, karakterisasi litologi dan fasies *reservoir*, serta estimasi sifat fisik *reservoir*. Penggunaan atribut seismik memungkinkan pengambilan keputusan eksplorasi dan pengembangan yang lebih efektif dalam industri minyak dan gas.

Atribut seismik adalah parameter numerik yang diperoleh dari data seismik yang digunakan untuk menganalisis dan memahami sifat bawah permukaan. Atribut seismik memberikan informasi yang lebih rinci tentang respons seismik dari formasi geologi yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi struktur, litologi, dan sifat-sifat *reservoir* (Sheriff, R. E. & Geldart, L. P., 1995). Beberapa parameter atribut seismik umum meliputi:

1. Amplitudo: Merupakan ukuran dari tingkat kekuatan atau intensitas sinyal seismik yang direfleksikan atau difraksi oleh formasi bawah permukaan. Amplitudo dapat memberikan informasi tentang variasi ketebalan batuan dan kontras elastisitas antara lapisan *reservoir*.
2. Frekuensi: Mencerminkan frekuensi komponen gelombang seismik. Frekuensi rendah cenderung terkait dengan refleksi dari struktur yang lebih besar atau tebal, sedangkan frekuensi tinggi cenderung terkait dengan detail litologi dan fasies yang lebih kecil atau tipis. Perubahan frekuensi dapat mencerminkan perubahan distribusi porositas dan densitas batuan.
3. Fasa: Mencerminkan perubahan fasa gelombang seismik yang dapat digunakan dalam pendeteksian perubahan litologi dan batas formasi.
4. Kecepatan: Merupakan ukuran dari kecepatan perambatan gelombang seismik dalam formasi geologi. Kecepatan seismik dapat digunakan

untuk menghitung ketebalan formasi dan membantu dalam pemodelan dan migrasi data seismik.

3. 8. Multiatribut Seismik

Analisis multiatribut seismik memainkan peran penting dalam pemahaman geologi bawah permukaan yang kompleks dalam industri minyak dan gas. Penggunaan beberapa atribut dalam menganalisis multiatribut bertujuan untuk memprediksi properti *log* dari data *log* yang ada. Langkah awal melibatkan analisis atribut tunggal, di mana setiap atribut akan dianalisis secara terpisah dalam kaitannya dengan properti *log* target. Langkah selanjutnya melibatkan analisis multiatribut menggunakan *metode step wise regression*, di mana proses tersebut mengoptimalkan pilihan atribut yang akan digunakan berdasarkan nilai kesalahan validasi (Mulyatno dkk, 2021).

Penggabungan informasi dari beberapa atribut seismik memberikan pemahaman yang lebih komprehensif tentang struktur, litologi, dan sifat-sifat *reservoir*. Keuntungan dari analisis multiatribut seismik antara lain:

1. Identifikasi pola geologi kompleks: Dengan menggunakan respons seismik dari beberapa atribut, analisis multiatribut seismik memungkinkan identifikasi yang lebih jelas tentang struktur geologi dan zona batuan yang tidak terlihat secara jelas dalam analisis satu atribut.
2. Pemetaan litologi yang lebih akurat: Integrasi informasi dari berbagai atribut seismik memungkinkan pemetaan litologi yang lebih rinci. Variasi litologi dan fasies yang lebih halus dapat diidentifikasi dan membantu dalam pemahaman yang lebih baik tentang heterogenitas *reservoir* dan distribusi sifat-sifat *reservoir* yang penting.
3. Karakterisasi sifat-sifat *reservoir* yang lebih baik: Analisis multiatribut seismik membantu dalam pemodelan dan karakterisasi yang lebih akurat dari sifat-sifat *reservoir*, seperti porositas dan densitas batuan. Penggabungan informasi dari beberapa atribut memberikan estimasi yang lebih andal dan detail mengenai sifat-sifat fisik *reservoir* yang penting dalam perencanaan pengembangan.

Analisis multiatribut seismik melibatkan penggunaan berbagai metode untuk memanfaatkan informasi dari beberapa atribut seismik secara bersamaan. Metode tersebut termasuk analisis *co-kriging technique*, *neural networks*, dan *covariance matrix* (Russell, 1997).

1. Analisis *Co-Kriging Technique*

Dalam pengaplikasiannya, analisis *co-kriging technique* menggunakan beberapa parameter atribut berbeda yang berkaitan satu sama lainnya untuk memprediksi properti fisis.

2. *Neural Networks*

Dalam pengaplikasiannya, *neural networks* mengombinasikan berbagai atribut seismik melalui proses *data learning and training* untuk memprediksi nilai properti fisis.

3. *Covariance Matrix*

Dalam pengaplikasiannya, *covariance matrix* menggunakan cara statistik berupa matriks kovariansi untuk memberikan informasi bagaimana variabel yang berbeda memiliki hubungan dengan mencari tahu keterkaitan antar atribut dalam prediksi properti fisis.

Analisis multiatribut seismik memberikan manfaat yang signifikan dalam pengambilan keputusan eksplorasi dan pengembangan *reservoir* dalam industri minyak dan gas. Berikut adalah beberapa keuntungan yang diperoleh dari analisis multiatribut seismik:

1. Peningkatan resolusi dan deteksi yang lebih baik: Dengan menggabungkan beberapa atribut seismik, analisis multiatribut seismik meningkatkan resolusi gambaran bawah permukaan dan mendeteksi fitur-fitur geologi yang lebih halus. Informasi yang lebih detail tentang struktur dan litologi *reservoir* membantu mengidentifikasi potensi hidrokarbon dan pengembangan yang efisien.

Pemahaman yang lebih komprehensif tentang *reservoir*: Analisis multiatribut seismik mengintegrasikan informasi dari berbagai aspek fisik dan geologi dalam karakterisasi *reservoir*. Dengan memadukan atribut seismik seperti amplitudo, fasa, frekuensi, dan lainnya,

pemahaman yang lebih komprehensif tentang sifat-sifat *reservoir* dapat diperoleh. Hal ini dapat membantu dalam estimasi distribusi porositas, saturasi fluida, dan karakteristik fluida *reservoir* yang penting dalam perencanaan produksi dan pengelolaan *reservoir*.

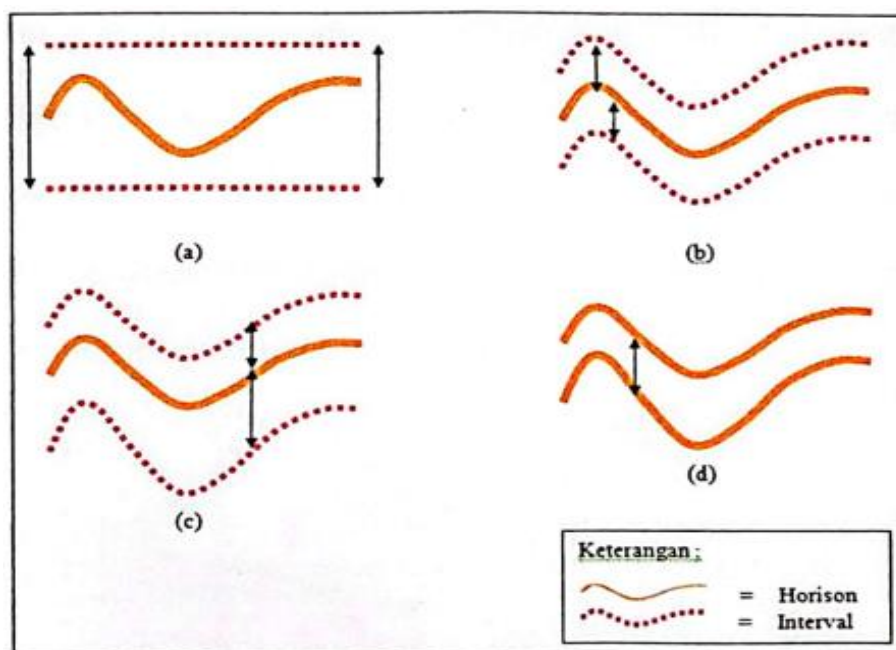
2. Pengurangan ketidakpastian: Analisis multiatribut seismik mengurangi ketidakpastian dalam pengambilan keputusan eksplorasi dan pengembangan *reservoir*. Dengan mempertimbangkan informasi dari beberapa atribut seismik, penilaian dan interpretasi yang lebih akurat tentang karakteristik *reservoir* dapat dilakukan. Ini membantu mengoptimalkan keputusan tentang lokasi pengeboran sumur, desain produksi, dan alokasi sumber daya dengan mengurangi risiko potensial.
3. Efisiensi operasional: Analisis multiatribut seismik meminimalkan waktu dan biaya dalam eksplorasi dan pengembangan *reservoir*. Dengan pemahaman yang lebih baik tentang sifat-sifat *reservoir* sejak tahap awal, keputusan teknis dan operasional dapat diambil dengan lebih efisien. Hal ini dapat membantu penghematan biaya dan peningkatan efisiensi operasional.

Data seismik atribut umumnya merupakan hasil pengolahan *post-stack* yang dapat diekstrak sepanjang satu horizon atau dapat dijumlahkan dalam jangkauan *window* tertentu. Analisis *window* melibatkan interval waktu atau kedalaman yang tetap dan konstan yang memberikan tampilan dalam bentuk sayatan tebal yang sering disebut sebagai sayatan statistik (Sukmono, 2002).

Analisis *window* dalam ekstraksi atribut seismik dapat dilakukan melalui empat metode berikut:

1. Analisis *window* konstan: Mengambil interval nilai yang tetap dengan interval waktu atau kedalaman yang sama.
2. Analisis *window* berpusat pada horizon: Mengambil interval nilai yang mengikuti horizon dengan lebar yang sama baik di bagian atas maupun bagian bawahnya.

3. Analisis *window* dengan nilai tertentu pada horizon: Mengambil interval nilai yang dapat ditentukan berbeda untuk bagian atas dan bagian bawah horizon.
4. Analisis *window* antar horizon: Mengambil interval yang dibatasi oleh dua horizon yang berbeda, di mana horizon tersebut menjadi batas atas dan batas bawah interval.



Gambar 30. (a) Analisis *window* konstan, (b) Analisis *window* yang dipustkan pada horizon, (c) Analisis *window* untuk bagian atas dan bawah horizon, (d) Analisis *window* antar horizon (Sukmono, 2002)

Dalam analisis multiatribut, dibutuhkan beberapa atribut yang memiliki korelasi tinggi dan kesalahan prediksi yang kecil untuk memprediksi volum di properti *log* di semua lokasi volum seismik. Tabel 6 menunjukkan klasifikasi rentang nilai korelasi menurut Jonathan, S. (2009).

Tabel 6. Klasifikasi nilai korelasi atribut (Jonathan, S., 2009)

Nilai Korelasi	Keterangan
<0.2	Korelasi dianggap tidak ada
0.2 – 0.4	Korelasi ada namun rendah
>0.4 – 0.7	Korelasi baik
>0.7 – 0.9	Korelasi tinggi
>0.9 – 1	Korelasi sangat baik

3. 9. Penelitian Terdahulu

Tabel 7. Daftar penelitian terdahulu mengenai aplikasi analisis multiatribut seismik dengan pendekatan *Probabilistic Neural Network* (PNN)

No.	Penelitian	Hasil
1.	Yusroni, Syafira Alif. (2021). Persebaran Porositas Pada Lapangan 'X' Menggunakan <i>Multi-Attribute Probabilistic Neural Network Analysis Method</i> . Thesis. Institut Teknologi Sepuluh Nopember: Surabaya.	Dari hasil penelitian ini didapatkan nilai porositas setelah dilakukan analisis multiatribut <i>Probabilistic Neural Network</i> pada 1236.43 m hingga 1972.52 m adalah berkisar antara 5% hingga 23% dengan <i>cross – correlation</i> 0.119573 dan <i>error</i> 0.153281. Hasil tersebut menunjukkan bahwa metode <i>Probabilistic Neural Network</i> dapat meningkatkan hubungan antara parameter atribut dengan porositas sehingga didapatkan persebaran porositas yang lebih baik pada daerah penelitian.
2.	Putra, Widodo. (2018). Analisis Multiatribut <i>Probabilistic Neural Network</i> (PNN) Seismik 2D untuk Penentuan Sebaran Litologi, Porositas dan Saturasi Air pada Reservoir Lower Tanjung, Lapangan “W”, Cekungan Barito. Thesis. Universitas Pembangunan Nasional "Veteran": Yogyakarta.	Analisa properti fisik batuan pada metode seismik refleksi menggunakan pengembangan dari metode atribut seismik yaitu metode seismik multiatribut <i>Probabilistic Neural Network</i> (PNN). Secara umum konsep dari metode ini adalah mengetahui hubungan dari data <i>log</i> dan data seismik. Parameter yang digunakan dalam analisa ini terdiri dari parameter <i>Gamma Ray</i> , <i>Porosity</i> dan <i>Saturation Water</i> (Sw). Dari hasil analisa multiatribut <i>Probabilistic Neural Network</i> (PNN) didapatkan bahwa Formasi Lower Tanjung merupakan reservoir batupasir. Pada <i>log</i> porositas efektif didapatkan <i>training result</i> sebesar 0,96 % dengan <i>error</i> 0,02 %. Porositas formasi ini berkisar antara 0-16 %. Sedangkan pada <i>log</i> saturasi air (Sw) <i>training result</i> didapatkan sebesar 0,96 % dengan <i>error</i> 0,07 %. Saturasi air di formasi ini secara umum berada pada level 80 %. Integrasi peta yang dihasilkan menunjukkan adanya 2 zona prospek hidrokarbon berupa cekungan antiklin yaitu Zona PU dan Zona BG. Zonasi tersebut didapatkan dari hasil <i>overlay</i> Peta struktur waktu,

No.	Penelitian	Hasil
		peta persebaran litologi, peta porositas dan peta saturasi air.
3.	Aziz, .Z, dan Setiawan, A. (2016). Perbandingan antara Multiatribut Seismik Regresi Linier dan Multiatribut Seismik <i>Probabilistic Neural Network</i> untuk Estimasi Porositas <i>Reservoir</i> Batupasir pada Lapangan Minyak Teapot Dome. <i>Jurnal Fisika Indonesia</i> , 20(1), 1-5.	Sayatan porositas hasil estimasi multiatribut seismik PNN dapat memetakan distribusi porositas batupasir dengan lebih representatif dibandingkan multiatribut seismik regresi linier. Sayatan porositas hasil estimasi multiatribut seismik PNN dapat mengidentifikasi lapisan batuserpih tipis yang porositasnya berbeda dari lapisan batupasir di atas dan di bawahnya, sedangkan dengan multiatribut seismik regresi linier lapisan batuserpih ini lebih dianggap sebagai batupasir. Pada penelitian ini hasil metode PNN lebih baik karena kondisi geologis lapangan minyak Teapot Dome tidak terlalu kompleks sehingga semua sumur memiliki pola data yang hampir sama satu dengan yang lain.
4.	Setyabudi, H. (2008). Aplikasi Analisis Multiatribut untuk Mendeteksi Penyebaran Endapan Batupasir Turbidit: Studi Kasus Eksplorasi Cekungan Laut Dalam. <i>Thesis</i> . Universitas Indonesia: Jakarta.	Metode PNN merupakan metode yang paling baik karena menghasilkan nilai korelasi antar atribut dengan properti <i>log</i> sumur yang paling baik dan mempunyai rata-rata <i>error</i> terkecil karena PNN menggunakan dasar persamaan non-linier, sedangkan analisis atribut tunggal dan regresi linier <i>multivariate</i> menggunakan persamaan linier.

IV. METODE PENELITIAN

4.1. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dilaksanakan selama lima bulan pada:

Waktu : 22 Mei 2023 – 20 Oktober 2023

Tempat : PT Saka Energi Indonesia

Alamat : The Manhattan Square, 26th Floor Jl. TB Simatupang
Kav 1S, RT.3/RW.3, Cilandak Tim., Ps. Minggu, Kota
Jakarta Selatan, Daerah Khusus Ibukota Jakarta 12560

4.2. Alat dan Bahan

Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian adalah sebagai berikut:

1. Data seismik *Post-Stack Time Migration* 3D berformat SEG-Y
2. Enam buah data sumur berformat LAS
3. Data *well check shot* dan *well marker*
4. Informasi geologi lokasi penelitian
5. *Software* HampsonRussell dan Petrel
6. Seperangkat komputer
7. ATK dan alat penunjang lainnya

Keseluruhan jenis data termasuk data seismik *Post-Stack Time Migration* 3D, data sumur, data *check shot*, data *marker*, dan data geologi daerah penelitian yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sekunder yang diperoleh dari PT Saka Energi Indonesia. Dalam melakukan proses pemodelan dibantu oleh *software* HampsonRussell dan Petrel dengan seperangkat komputer sebagai alat penunjang jalannya penelitian.

4.3. Data Penelitian

1. Data Sumur

Sebanyak enam sumur digunakan pada penelitian ini, meliputi sumur A-1, A-2, A-3, A-4, A-5, dan A-6.

Tabel 8 memperlihatkan posisi sumur berdasarkan titik koordinat dan posisi *Inline*, *Xline*, dan *CDP* pada data seismik. Tabel 9 memperlihatkan inventori kelengkapan data *log* pada sumur penelitian. Secara keseluruhan, keenam sumur penelitian memiliki data *log* yang lengkap sehingga dapat digunakan pada proses *well to seismic tie* dan multiatribut seismik.

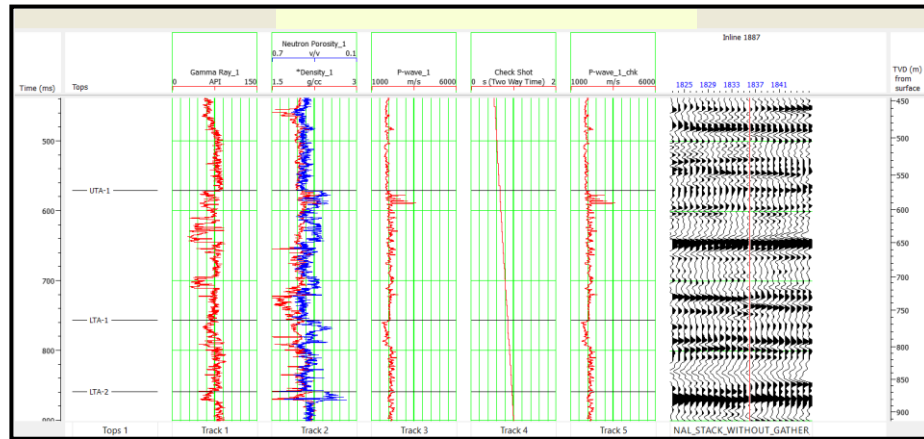
Tabel 8. Posisi sumur pada data seismik

Nama Sumur	X	Y	Inline	Xline	CDP
A-1	581101.0	9341466.9	1887	1836	1335828
A-2	578820.8	9339633.2	1662	1901	1083668
A-3	580438.8	9339159.4	1701	1769	1127255
A-4	583157.9	9336637.0	1665	1479	1086609
A-5	588061.2	9349311.6	2721	1740	2270646
A-6	575257.9	9335607.5	1235	1950	605050

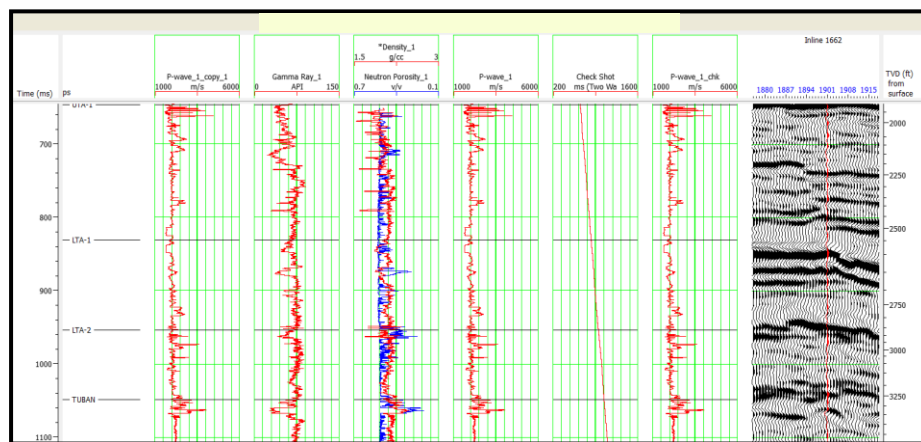
Tabel 9. Kelengkapan data sumur

No	Nama Sumur	Jenis Log			
		<i>Gamma Ray</i>	<i>Sonic</i>	<i>Bulk Density</i>	<i>Neutron Porosity</i>
1	A-1	v	v	v	v
2	A-2	v	v	v	v
3	A-3	v	v	v	v
4	A-4	v	v	v	v
5	A-5	v	v	v	v
6	A-6	v	v	v	v

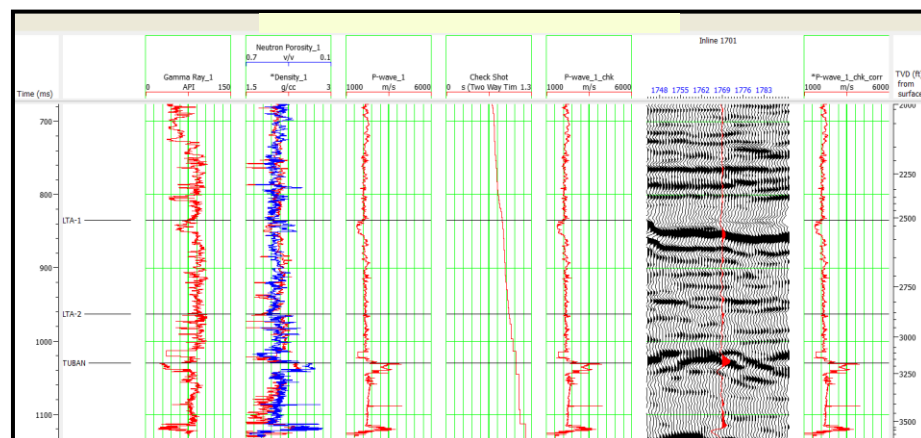
Secara berurutan pada Gambar 31 hingga 36 memperlihatkan kenampakan kurva *log* sumur penelitian, yaitu sumur A-1, A-2, A-3, A-4, A-5, dan A-6.



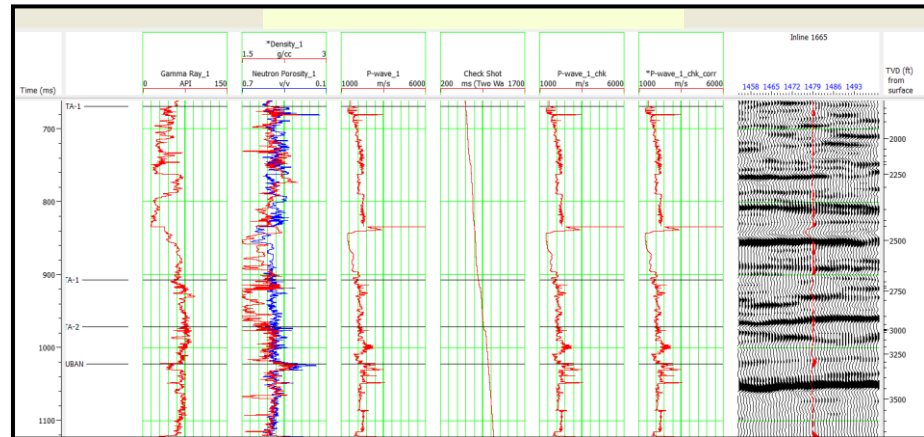
Gambar 31. Kurva log sumur A-1



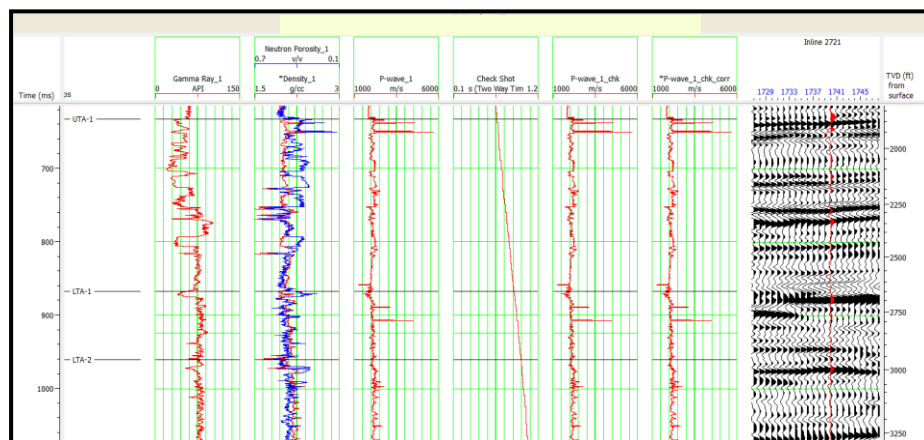
Gambar 32. Kurva log sumur A-2



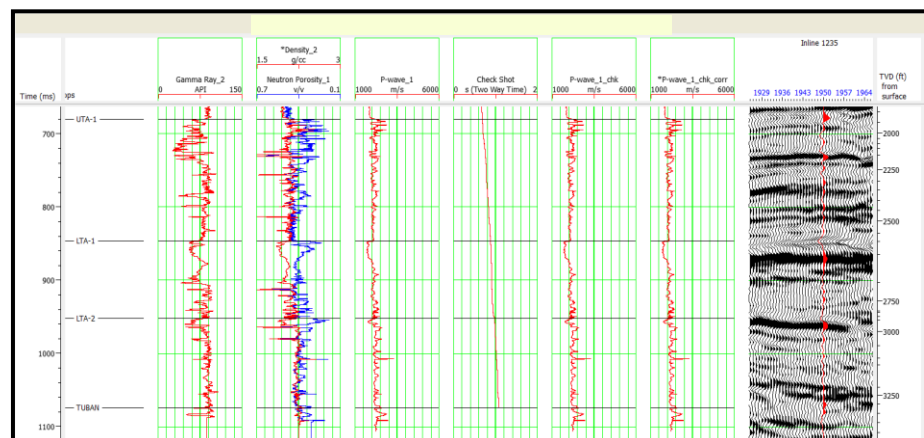
Gambar 33. Kurva log sumur A-3



Gambar 34. Kurva log sumur A-4



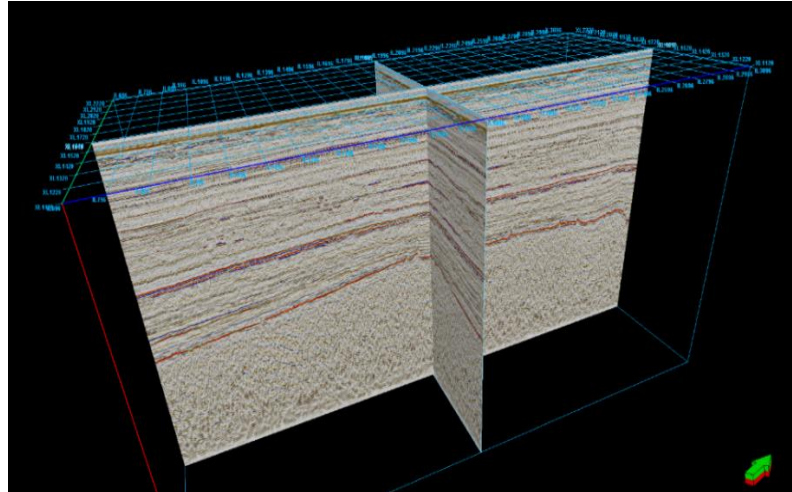
Gambar 35. Kurva log sumur A-5



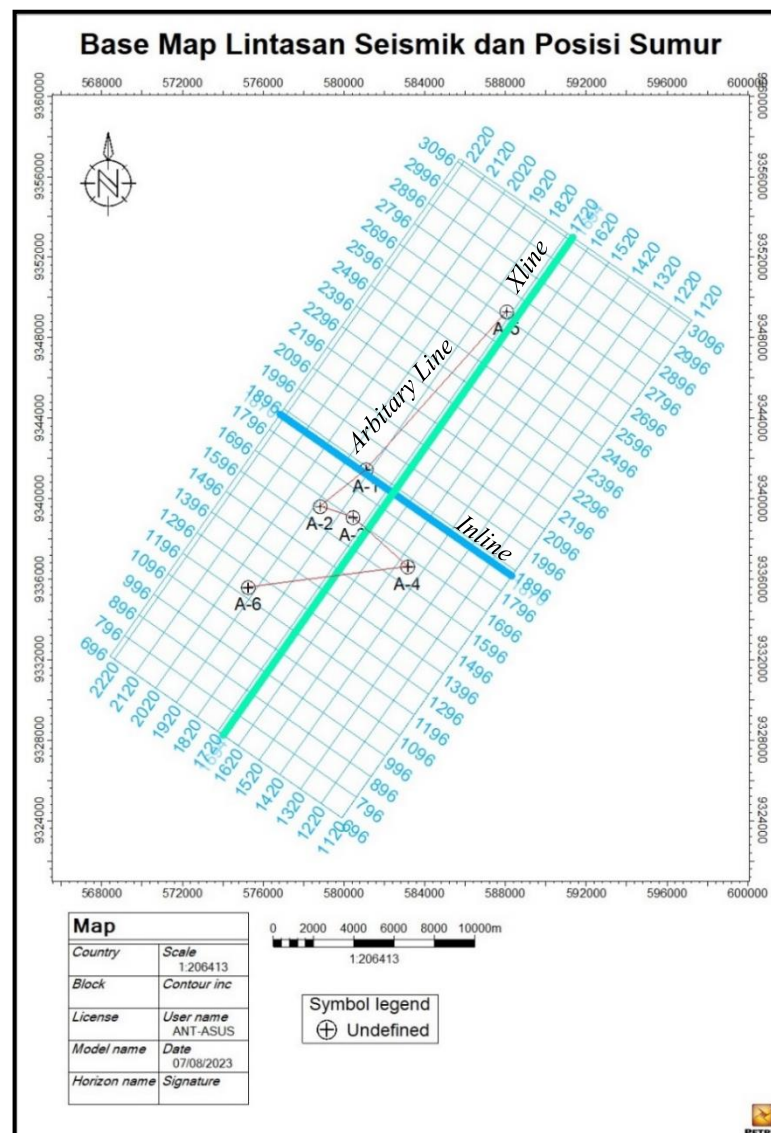
Gambar 36. Kurva log sumur A-6

2. Data Seismik

Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 3D *Post-Stack Time Migration* (PSTM) dengan *Inline* 1120 – 2220, *Xline* 696 – 3096 dengan posisi seperti yang terlihat pada Gambar 37 dan 38.



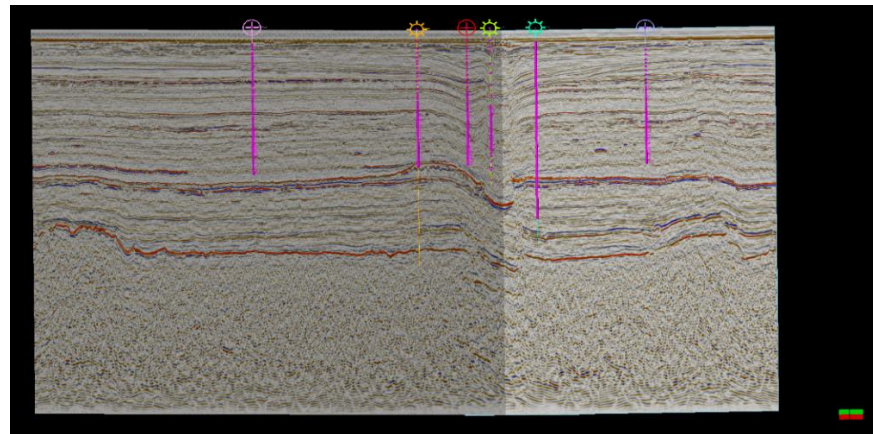
Gambar 37. Seismic section daerah penelitian dalam bentuk 3D



Gambar 38. Base map lintasan seismik dan posisi sumur daerah penelitian

3. Data *Checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mengubah data seismik dari representasi waktu menjadi representasi kedalaman. Dengan memanfaatkan informasi dari data *checkshot*, dapat ditemukan hubungan antara data sumur dengan data seismik. Proses ini memungkinkan perolehan pemetaan kedalaman struktur geologi dengan menggunakan data seismik. Data *checkshot* memiliki peran penting dalam analisis seismik karena membantu dalam menginterpretasikan data seismik dengan lebih akurat dengan mengaitkan data sumur yang memiliki informasi kedalaman yang diketahui dengan data seismik yang berdasarkan waktu.



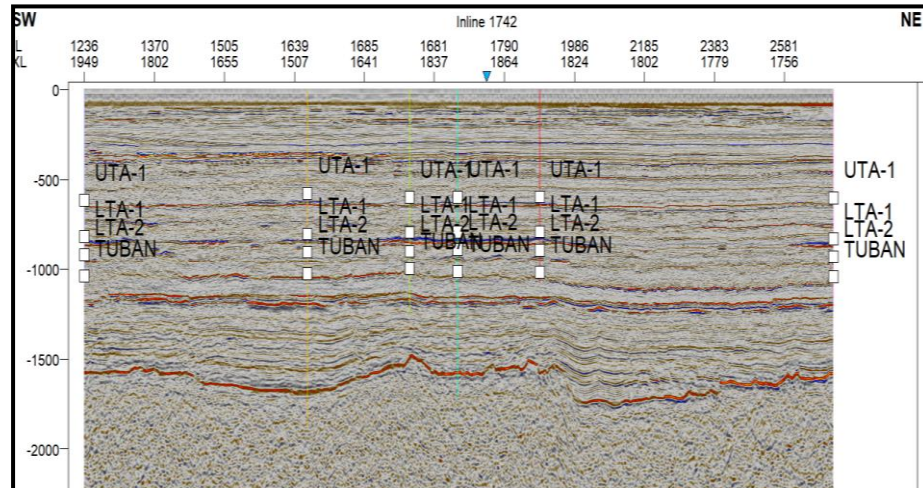
Gambar 39. *Checkshot* tiap sumur daerah penelitian

Tabel 10. Ketersediaan data *checkshot* tiap sumur

No	Nama Sumur	Ketersediaan Data <i>Checkshot</i>
1	A-1	v
2	A-2	v
3	A-3	v
4	A-4	v
5	A-5	v
6	A-6	v

4. Data *Marker*

Data *marker* adalah informasi yang digunakan untuk menandai atau mengidentifikasi titik-titik penting dalam suatu *dataset*. Data *marker* dapat berupa label, kode, atau atribut tambahan yang diberikan kepada setiap titik data untuk tujuan identifikasi atau klasifikasi tertentu.



Gambar 40. Posisi *marker* sumur

Tabel 11. Ketersediaan dan posisi data *marker* tiap sumur

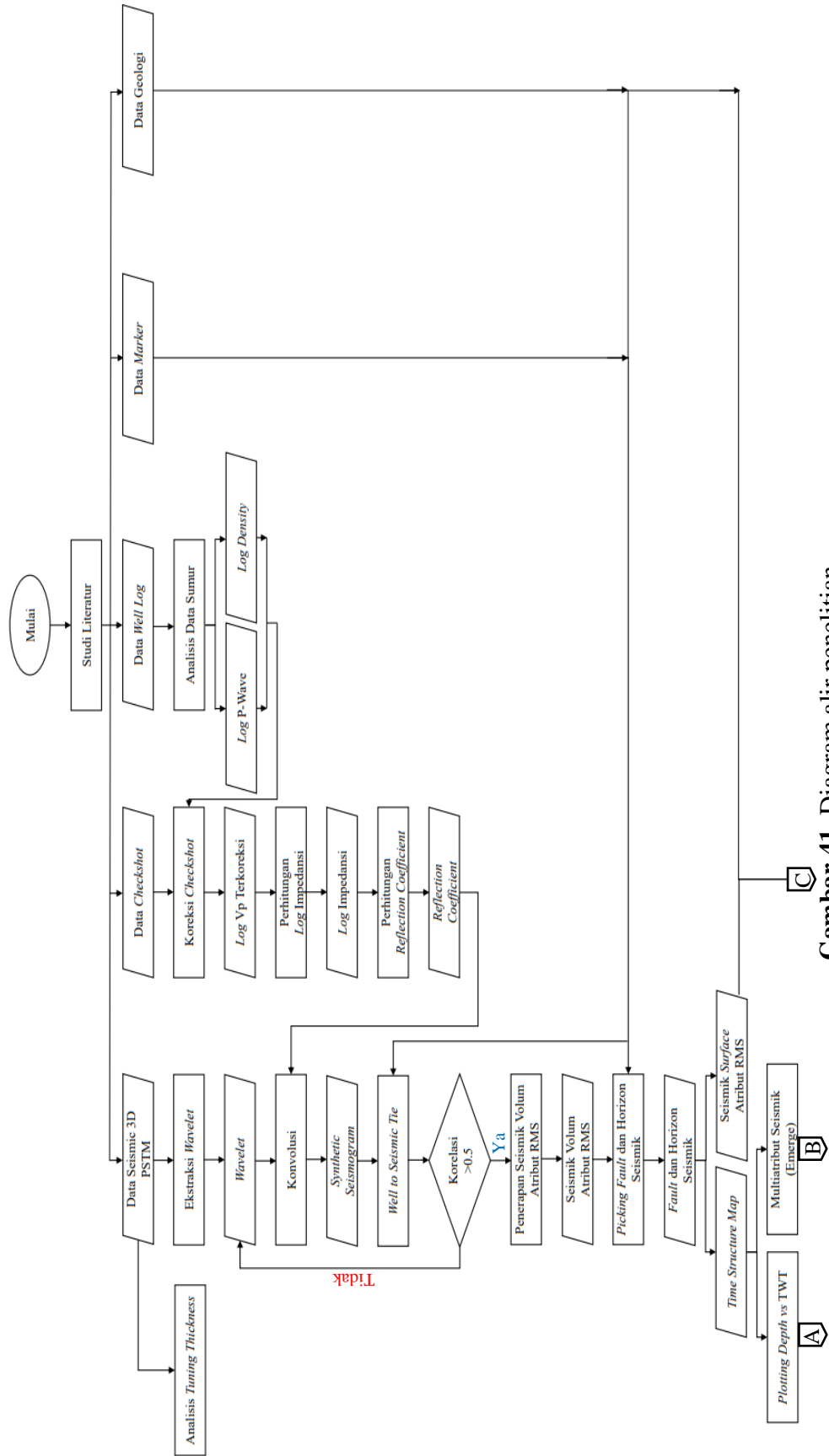
Nama Sumur	Surface	Ketersediaan Marker	Depth (ft)
A-1	UTA-1	v	1960.01
	LTA-1	v	2596
	LTA-2	v	2937.99
	TUBAN	v	3337.99
A-2	UTA-1	v	1962.99
	LTA-1	v	2602.99
	LTA-2	v	2920.01
	TUBAN	v	3324.02
A-3	UTA-1	v	2949.015
	LTA-1	v	3918.015
	LTA-2	v	4432.5
	TUBAN	v	4906.6
A-4	UTA-1	v	1893.01
	LTA-1	v	2639.01
	LTA-2	v	2972.01
	TUBAN	v	3362.99
A-5	UTA-1	v	2963.97
	LTA-1	v	4097.985
	LTA-2	v	4579.485
	TUBAN	v	5127.015
A-6	UTA-1	v	2023
	LTA-1	v	2683.99
	LTA-2	v	3022.01
	TUBAN	v	3408.01

5. Informasi Geologi

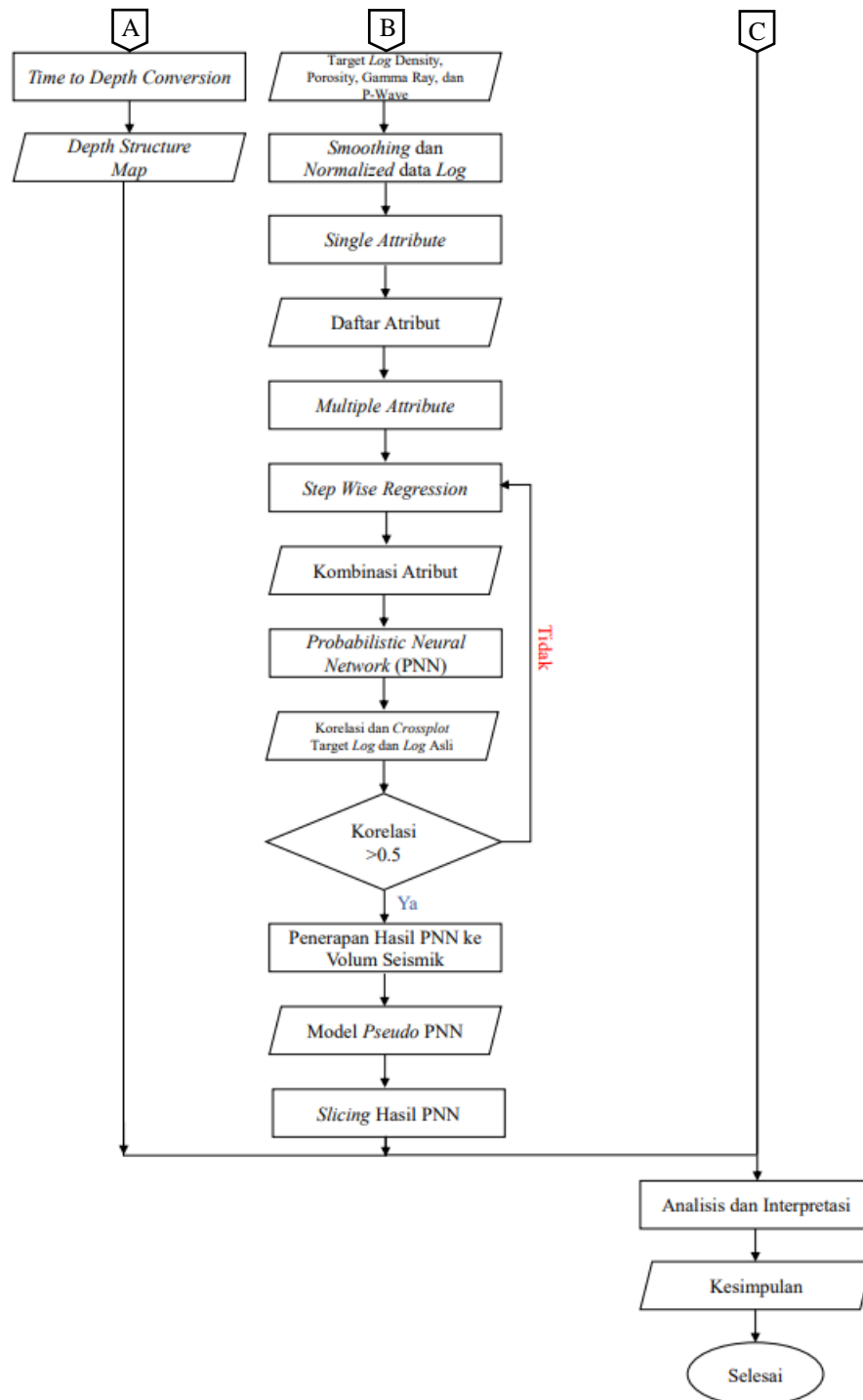
Informasi geologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah data geologi yang terkait dengan daerah yang diperoleh dari PT Saka Energi Indonesia. Data geologi ini memberikan pemahaman tentang

karakteristik geologi daerah penelitian, termasuk jenis batuan, struktur geologi, litologi, dan atribut geologi lainnya. Informasi ini sangat penting dalam pengolahan dan analisis data, karena dapat membantu dalam interpretasi dan pemodelan data seismik serta pemahaman kondisi geologi di daerah penelitian. Dengan memanfaatkan informasi geologi, peneliti dapat memperoleh wawasan yang lebih dalam tentang lingkungan geologi dan kondisi batuan di daerah tersebut, yang kemudian dapat digunakan untuk menginterpretasikan dan menginterpretasikan data seismik dengan lebih baik.

4. 4. Diagram Alir Penelitian



Gambar 41. Diagram alir penelitian



Gambar 42. Diagram alir penelitian

4.5. Alur Pengolahan Data

1. Analisis *seismic section*

Analisis awal terhadap data seismik bertujuan untuk mendapatkan gambaran kasar tentang sebaran potensi *reservoir* hidrokarbon di bawah permukaan. Tujuan utamanya adalah untuk mengidentifikasi

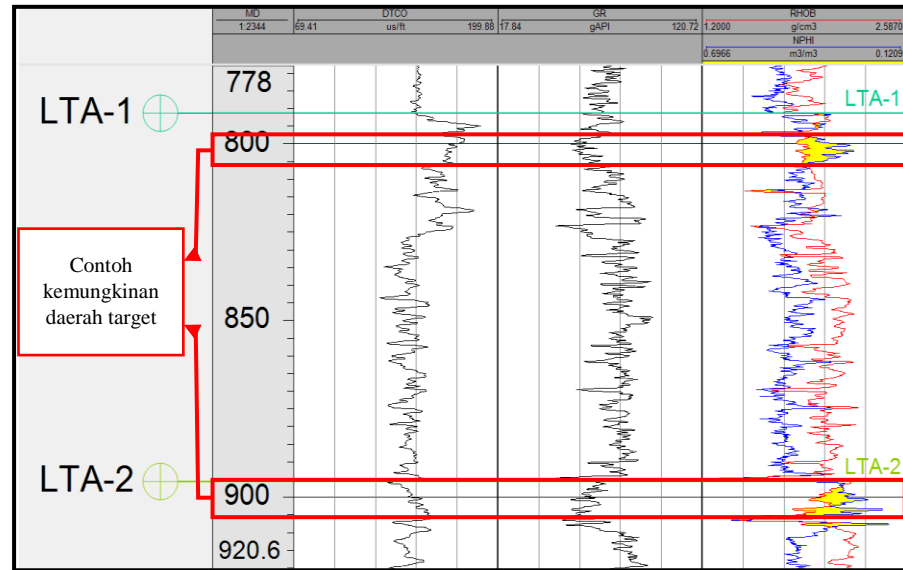
kenampakan yang menunjukkan potensi *reservoir* hidrokarbon, seperti *reverse polarity* (pembalikan polaritas) dan *bright spots* (titik cerah).

2. Analisis data sumur

Analisis data sumur dilakukan melalui proses *quick look* pada data *log* sumur yang tersedia. *Quick look* ini bertujuan untuk memberikan gambaran awal atau hipotesis tentang keberadaan hidrokarbon dalam zona target berdasarkan informasi yang terdapat dalam *log* sumur. Dalam proses ini, data *log* sumur dianalisis secara kualitatif untuk melihat karakteristik geologi dan petrofisika yang relevan, seperti nilai densitas, porositas, *Gamma Ray*, dan lainnya.

Selain itu, proses analisis sumur juga melibatkan pengecekan kelengkapan data *log*. Hal ini penting karena data *log* yang lengkap dan akurat akan memberikan informasi yang lebih *reliable* dan mendalam tentang kondisi sumur dan potensi hidrokarbonnya. Pada tahap ini, dilakukan verifikasi terhadap data *log* yang akan digunakan seperti *log Gamma Ray*, *log Density*, *log Porosity*, dan *log Sonic* untuk memastikan keberadaan dan kualitas data yang diperlukan dalam analisis.

Dengan melakukan *quick look* dan pengecekan kelengkapan data *log* sumur, analisis data sumur dapat memberikan pemahaman awal tentang kondisi geologi, litologi, sifat fluida, dan potensi hidrokarbon di zona target. Informasi ini kemudian menjadi dasar untuk tahap selanjutnya dalam eksplorasi dan evaluasi *reservoir*, termasuk pemilihan metode dan parameter analisis yang lebih mendalam.



Gambar 43. Analisis *quick look* pada data sumur

3. Analisis *Tuning Thickness*

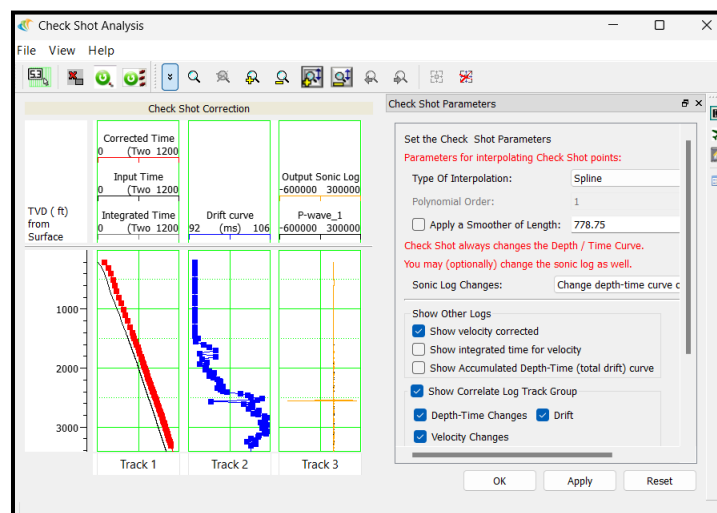
Tuning effect merupakan fenomena amplitudo sinyal seismik mencapai maksimum pada suatu ketebalan lapisan batuan tertentu. Ketika panjang gelombang seismik sebanding dengan empat kali ketebalan lapisan, sinyal seismik yang dipantulkan secara kohesif dan konstruktif akan memperkuat satu sama lain, menghasilkan amplitudo maksimum. Ini disebut juga sebagai "*tuning peak*" atau "*tuning thickness*". *Tuning effect* sangat penting dalam analisis seismik karena dapat memberikan informasi tentang ketebalan lapisan batuan secara langsung. Puncak amplitudo pada rekaman seismik dapat digunakan untuk memperkirakan ketebalan lapisan dan memahami sifat geologi di bawah permukaan.

4. Koreksi *Checkshot*

Koreksi *checkshot* berfungsi untuk mengkoreksi data seismik dalam domain waktu menjadi data seismik dalam domain kedalaman. Data *checkshot* digunakan sebagai acuan untuk melakukan konversi tersebut. Koreksi *checkshot* melibatkan perhitungan perbedaan waktu antara waktu yang direkam oleh sensor seismik dengan waktu yang tercatat pada *checkshot*. Dengan menggunakan perbedaan waktu tersebut, dapat

dilakukan perubahan skala waktu pada data seismik sehingga dapat diinterpretasikan dalam kedalaman.

Koreksi *checkshot* membantu dalam penentuan posisi sumur terhadap data seismik. Dengan mengikat data sumur pada data seismik yang telah dikoreksi, dapat dilakukan penilaian lebih lanjut tentang karakteristik *reservoir*, identifikasi zona target hidrokarbon, dan penentuan titik penetrasi sumur yang optimal. Koreksi *checkshot* berfungsi untuk meningkatkan akurasi dan interpretabilitas data seismik dalam hubungannya dengan kedalaman.



Gambar 44. Proses koreksi *checkshot*

5. Ekstraksi *wavelet*

Dalam penelitian ini, dilakukan proses *trial and error* untuk memperoleh *wavelet* dengan nilai korelasi maksimum terbaik. Frekuensi *wavelet* umumnya disesuaikan dengan frekuensi dominan data seismik asli yang didapatkan dari pembacaan diagram *amplitude spectrum* di zona target. *Window* yang dipilih untuk ekstraksi *wavelet* adalah batas zona target.

Setelah proses ekstraksi selesai, kemudian *wavelet* tersebut dikonvolusikan dengan koefisien refleksi untuk menghasilkan *synthetic*

seismogram. *Wavelet* yang digunakan telah mengalami konversi dari domain kedalaman ke domain waktu dengan bantuan data *checkshot*.

Synthetic seismogram yang dihasilkan dengan *wavelet* yang telah terkonvolusi siap digunakan dalam proses *well to seismic tie*, yang merupakan pengikatan antara data sumur terhadap data seismik.



Gambar 45. Ekstraksi *wavelet* dengan metode *statistical*

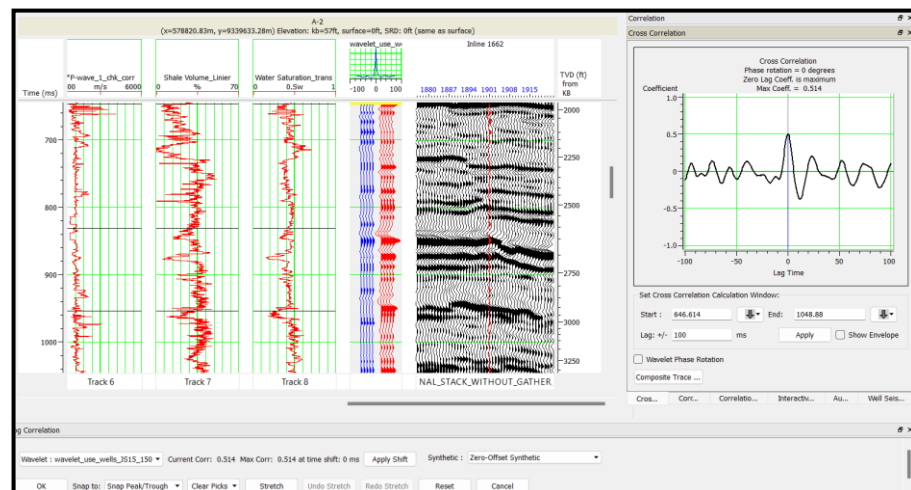
6. *Well to seismic tie*

Well to seismic tie adalah proses menghubungkan data sumur (dalam domain kedalaman) dengan data seismik (dalam domain waktu) dengan tujuan akhir untuk menentukan posisi marker pada data seismik. Proses *well to seismic tie* berguna untuk mendapatkan *wavelet* terbaik yang paling optimal, sehingga saat melakukan *picking* horizon, horizon seismik dapat tepat berada pada kedalaman yang sesuai dengan data *marker*.

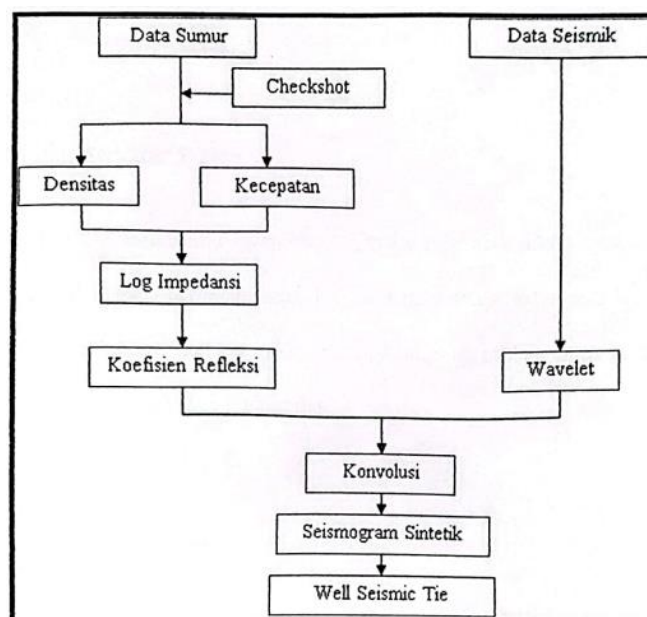
Pengkonversian data sumur dan data seismik dibantu oleh data *checkshot*. Jika hanya ada satu sumur yang memiliki data *checkshot*, korelasi dilakukan dengan memilih *event* target pada *synthetic seismogram* dan menggesernya pada posisi *event* data seismik melalui proses *stretching*. Hasil *well to seismic tie* dianggap baik jika pergeseran

waktu mendekati nol atau sama dengan nol, dengan nilai korelasi mendekati satu.

Proses pengikatan yang dilakukan menghasilkan referensi untuk menentukan horizon (*picking horizon*) yang digunakan sebagai batas zona analisis data. Proses *well to seismic tie* akan menghasilkan *synthetic seismogram* untuk setiap sumur yang digunakan. *Synthetic seismogram* merupakan hasil dari konvolusi antara koefisien refleksi (diperoleh dari *log Sonic* dan *log Density*) dengan *wavelet*.



Gambar 46. Proses *well to seismic tie* sumur A-2



Gambar 47. Diagram alir *well to seismic tie* (Saragih, R., M., 2017)

7. *Picking Fults dan horizon*

Proses *picking* horizon melibatkan pembuatan garis kontinu pada *seismic section*. *Picking* dilakukan dengan menggunakan informasi dari *well seismic tie* dan data *marker* sebagai acuan. Tujuan dari *picking* horizon adalah untuk menandai saat analisis data, serta menandai lokasi target penelitian. Hasil dari proses *picking* horizon memiliki dampak besar pada proses multiatribut. Jika horizon yang di-*pick* tidak akurat, analisis multiatribut yang dilakukan dapat menghasilkan prediksi yang salah mengenai sebaran data.

8. Pembuatan *time structure map*

Time structure map atau peta struktur waktu adalah representasi visual dari struktur lapisan target dalam domain waktu. Peta ini memberikan informasi tentang variasi ketebalan, kemiringan, dan bentuk lapisan dalam suatu daerah.

9. Pembuatan *depth structure map*

Depth structure map atau peta struktur kedalaman adalah representasi visual dari struktur lapisan target dalam domain kedalaman. Peta ini dibuat dengan melakukan konversi dari domain waktu ke domain kedalaman menggunakan proses *time to depth conversion*. Konversi ini penting dilakukan karena terdapat perbedaan antara kedua domain tersebut yang dapat menyebabkan ambiguitas dalam interpretasi data seismik.

Dalam proses *time to depth conversion*, peta struktur seismik yang awalnya berdomain waktu (*time structure map*) diubah menjadi berdomain kedalaman (*depth structure map*). Hal ini dilakukan karena kondisi aktual di bawah permukaan bumi adalah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik umumnya memiliki domain waktu (*two-way time*). Dengan melakukan konversi ini, peta struktur kedalaman memberikan informasi tentang konfigurasi lapisan target secara lebih akurat, memperhitungkan faktor kecepatan gelombang seismik dan perubahan kecepatan dengan kedalaman. *Depth structure*

map membantu mengatasi ambiguitas interpretasi dan memberikan pemahaman yang lebih baik tentang struktur lapisan dalam domain kedalaman, yang sesuai dengan kondisi sebenarnya di bawah permukaan bumi.

10. *Running* dan analisis multiatribut seismik

Data seismik dalam format SEG-Y digunakan sebagai atribut internal untuk mengidentifikasi properti fisis bumi. Proses multiatribut dilakukan untuk memetakan sebaran *reservoir* dengan menggunakan prediksi nilai properti fisis *reservoir* berdasarkan data *well log* yang dimiliki. Pemilihan kombinasi atribut yang digunakan dilakukan melalui metode *step-wise regression*.

Pada proses *step wise regression*, dilakukan *data training* untuk memperoleh nilai *training error* sebagai acuan dalam memilih atribut yang optimal. Dengan demikian, dilakukan evaluasi terhadap kombinasi atribut yang berbeda untuk menentukan kombinasi terbaik.

Setelah ditemukan kombinasi atribut terbaik, data sumur dan data seismik diinputkan ke dalam setiap *log* prediksi. Hal ini dilakukan untuk menggabungkan informasi dari kedua sumber data tersebut guna mendapatkan gambaran yang lebih lengkap dan akurat tentang sebaran *reservoir*.

11. *Slicing*

Proses *slicing* adalah tahap pemetaan sayatan pada setiap penampang dari hasil proses multiatribut. Setelah mendapatkan hasil dari *running* multiatribut yang dipilih, dilakukan *slicing* pada horizon zona target dengan lebar *window* tertentu. *Slicing* dilakukan untuk melihat sebaran *reservoir* secara lateral atau dalam dimensi horizontal.

Hasil *slicing* kemudian dibandingkan dengan *time structure map* yang digunakan untuk memvisualisasikan struktur lapisan target dalam

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilaksanakan, dapat disimpulkan bahwa:

1. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, proses analisis multiatribut seismik dengan pendekatan *Probabilistic Neural Networks* (PNN) telah berhasil mengidentifikasi kombinasi atribut terbaik yang dapat digunakan untuk pembuatan model distribusi properti *reservoir* di Lapangan “ATA”. Rincian atribut yang telah diidentifikasi untuk masing-masing properti adalah sebagai berikut:

- Densitas: Kombinasi atribut terbaik untuk memprediksi densitas termasuk *Time*, *Integrated Absolute Amplitude*, *Quadrature Trace*, dan *Apparent Polarity*. Kombinasi ini memberikan hasil *data training* sebesar 0.6756 % dan nilai *error* sebesar 0.0825 %.
- Porositas: Dalam memprediksi nilai porositas, kombinasi atribut terbaik melibatkan *Integrated Absolute Amplitude*, *Filter*, *Raw Seismic*, dan *Second Derivative*. Kombinasi ini memberikan hasil *data training* sebesar 0.7462 % dan nilai *error* sebesar 0.0279 %.
- *Gamma Ray*: Kombinasi atribut terbaik untuk memprediksi nilai *Gamma Ray* mencakup *Time*, *Integrated Absolute Amplitude*, *Filter 5/10 -15/20*, *Apparent Polarity*, *Amplitude Envelope*, dan *Filter 25/30 – 35/40*. Kombinasi ini memberikan hasil *data training* sebesar 0.7744 % dan nilai *error* sebesar 9.9872 %.
- *P-Wave*: Dalam memprediksi nilai *P-Wave*, kombinasi atribut terbaik mencakup *Integrated Absolute Amplitude*, *Integrate*, *Time*, *Filter*, *Amplitude Envelope*, *Filter 5/10 – 15/20*, *X-Coordinate*, dan *Amplitude*

Weighted Frequency. Kombinasi ini memberikan hasil *data training* sebesar 0.8744% dan nilai *error* sebesar 5.6413 %.

2. Penelitian ini telah berhasil mengembangkan sebuah model prediksi yang menggambarkan distribusi properti *reservoir* di Lapangan "ATA" berdasarkan analisis multiatribut seismik dengan pendekatan *Probabilistic Neural Networks* (PNN). Model prediksi ini menunjukkan pola yang konsisten dan seragam dengan karakteristik properti *reservoir*, yaitu nilai densitas yang relatif rendah, porositas yang tinggi, nilai *Gamma Ray* dalam kisaran rendah hingga menengah, serta *P-Wave* yang tinggi (dalam satuan $\mu\text{s}/\text{ft}$). Selain itu, hasil dari model prediksi yang menggunakan multiatribut seismik dengan pendekatan *Probabilistic Neural Networks* (PNN) diperkuat oleh model hasil analisis *surface attribute Root Mean Square* (RMS) yang juga menunjukkan pola serupa. Hal ini menegaskan konsistensi dalam pola distribusi properti *reservoir* yang diidentifikasi dalam penelitian ini.
3. Berdasarkan hasil analisis multiatribut seismik pada proses *Probabilistic Neural Network* (PNN) dan *surface attribute Root Mean Square* (RMS), diprediksi bahwa zona potensial *reservoir* hidrokarbon Lapangan "ATA" berada pada:
 - Horizon Shallow Gas pada kedalaman target 140 meter dengan posisi *Inline* 1110 – 1818 dan *Xline* 1488 – 1955.
 - Horizon UTA-1 pada kedalaman target 260 meter dengan posisi *Inline* 920 – 2852 dan *Xline* 1905 – 1846.
 - Horizon LTA-1 pada kedalaman target 360 meter dengan posisi *Inline* 866 - 3051 dan *Xline* 1759 – 1806.
 - Horizon LTA-2 pada kedalaman target 400 meter dengan posisi *Inline* 903 - 1775 dan *Xline* 1747 – 3042.

6.2. Saran

Meskipun secara umum penerapan analisis multiatribut seismik telah berhasil dalam memprediksi lokasi *reservoir* pada Lapangan "ATA", penelitian berikutnya dapat dilakukan untuk meningkatkan akurasi hasil analisis dan melakukan validasi *cross check*. Sebagai contoh, dapat dilakukan

pengembangan metode integrasi data yang lebih canggih dengan menggabungkan data seismik, *well log*, dan data pemodelan geologi atau *reservoir engineering*.

Perihal penemuan potensi *reservoir* baru di daerah dangkal yang dinamakan horizon Shallow Gas di Lapangan “ATA”, diperlukan penelitian lanjutan guna memverifikasi apakah potensi tersebut memang merupakan *reservoir* minyak dan gas yang belum teridentifikasi sebelumnya.

Selain itu, penting untuk dilakukan validasi lapangan guna memverifikasi hasil analisis secara praktis. Dengan melakukan studi lebih lanjut pada Lapangan “ATA”, penelitian selanjutnya dapat memberikan kontribusi dalam meningkatkan pemahaman dan akurasi identifikasi *reservoir*.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. (2007). *Prinsip Huygens*. Diakses pada 21 Maret 2023 dari Ensiklopedia Seismik: <http://ensiklopediseismik.blogspot.com>
- Abdullah, A. (2007). *Wavelet*. Diakses pada 21 Maret 2023 dari Ensiklopedia Seismik: <http://ensiklopediseismik.blogspot.com>
- Abdullah, A. (2008). *Polaritas dan Fasa*. Diakses pada 21 Maret 2023 dari Ensiklopedia Seismik: <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/>
- Anderson, F. L. (2021). Huygen's Principle Geometric Derivation and Elimination of the Wake and Backward Wave. *Nature Journal*.
- Ariska, S. (2020). Karakterisasi Reservoir Batupasir dengan Pendekatan Petrofisika menggunakan Metode Inversi Impedansi Akustik, Analisis Multiatribut Seismik, dan Analisis Spasial pada Lapangan "AKA" Cekungan Bonaparte. *Skripsi*. Bandar Lampung: Universitas Lampung.
- Aziz, .Z, dan Setiawan, A. (2016). Perbandingan antara Multiatribut Seismik Regresi Linier dan Multiatribut Seismik *Probabilistic Neural Network* untuk Estimasi Porositas *Reservoir* Batupasir pada Lapangan Minyak Teapot Dome. *Jurnal Fisika Indonesia*, 20(1), 1-5.
- Barnes, A., E. (1999). *Seismic Attributes Past, Present, and Future*. USA: Society of Exploration Geophysicists (SEG).
- Bemmelen, V., R. (1949). *the Geology of Indonesia*. Netherland: The Haque.
- Bhatia, A., B. & Sigh, R. N. (1986). *Mechanics of Deformable Media*. England: University of Sussex.
- Brac, J. & Tenzer, R. (1996). The Statistical Extraction of Wavelets from Seismic Traces. *Geophysics*, 61(2), 546-557.
- Brown, A., R. (2000). *Interpretation of Three-Dimentional Seismic Data*. USA: American Association of Petroleum Geologists.

- Burger, H., R. (1992). *Exploration Geophysics of the Shallow Subsurface*. USA: Prentice Hall.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L., & Eastwood, R. L. (1998). Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, 63(2), 645-653.
- Chen, Q. & Sidney, S. (1997). Seismic Attribute Technology for *Reservoir* Forecasting and Monitoring. *The Leading Edge*, 445 - 456.
- Chopra, S. & Marfurt, K. J. (2007). Seismic Attributes for Prospect Identification and *Reservoir* Characterization. *SEG/EAGE Distinguished Instructor Short Course Series*, 12.
- Delisatra, G. (2012). *Short Course: Seismic Interpretation & Reservoir Characterization*. Yogyakarta: Universitas Gajah Mada.
- Dikman, T., S. & S., Sabbeq. (2015). Korelasi data log sumur dan seismik untuk penyebaran litologi dan porositas *reservoir* hidrokarbon Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan. *Natural B*. 166-174.
- Glover, P., J. (2000). *Petrophysics*. UK: Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen.
- Haerudin, N, Alami, F., & Rustadi. (2019). *Mikroseismik, Mirotremor, Microearthquake dalam Ilmu Kebumihan*. Bandar Lampung: Pusaka Media.
- Hall, R. (2012). Late Jurassic-Cenozoic Reconstructions of the Indonesian Region and the Indian Ocean. *Tectonophysics*, 1-41.
- Hamilton, W., B. (1979). *Tectonics of the Indonesian Region*. USA: U.S. Govt.
- Hampson, D. (2009). *Emerge Theory. A CGG Veritas Company*. Singapore: A CGG Veritas Company.
- Haryono, A. (2010). Interpretasi Pola Sebaran Lapisan Batubara Berdasarkan Data *Log Gamma Ray*. *Fisika Mulawarman*. 6(2).
- Ilkhchi, R., K., Harami, R., M., Rezaee, R., Bidhendi, M., N., & Ilkhchi, A., K. (2014). Seismic Inversion and Attributes Analysis for *Porosity* Evaluation of the Tight Gas Sandstones of the Whicher Range Field in the Perth Basin, Western Australia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 1073 - 1983.
- Jonathan, S., (2009). *Statistik Itu Mudah: Panduan Lengkap untuk Belajar*

- Komputerisasi Statistik Menggunakan SPSS 16*. Yogyakarta: Andi.
- Kearey, P., Brooks, M., & Hill, I (2002). *An Introduction to Geophysical Exploration*. USA: Blackwell Science.
- Kumar, P. & Prasad, G. (2014). Role of Multiattribute Seismic Analysis in Hydrocarbon Exploration: A review. *Journal of Earth System Science*, 123(6), 1321-1332.
- Lunt, P. (1993). Review of Well Stratigraphy. *Final Well Report*. Indonesia: ConocoPhillip.
- Lunt, P. (2013). The Sedimentary Geology of Java. *Proceeding Indonesia: Indonesian Petroleum Association (IPA)*.
- Micallef, A. (2011). *Merine Geomorphology: Geomorphological Mapping and the Study of Submarine Landslides*. Malta: Elsevier.
- Moehadi, M. (2010). *Fundamental of Petroleum Geology and Exploration*. Depok: Universitas Indonesia.
- Mooney, W., D. (2021). *The Moho Discontinuity*. USA: Earthquake Science Center.
- Mulyatno, B. S., Prameswari, F. S., Hikmah, N., Dewanto, O., & Wibowo, R. C. (2021). Reservoir Properties Modelling using Multi-Attribute Seismic Analysis in South Sumatra Basin, Indonesia. *IOP Science*, 1-6.
- Nainggolan, T. (2018). Dekomposisi Spektral dengan Transformasi Wavelet Kontinyu untuk Deteksi Zona Hidrokarbon di Perairan Bali Utara. *Jurnal PPPGL*.
- Norton, D. & R. Knapp. (1977). Transport Phenomena in Hydrothermal Systems: Nature of Porosity: *American Journal of Science*, 27, 913-936.
- Pardede, M. R., Fatkhan, M. P. E., & Nainggolan, T. B. (2020). Atenuasi Water-Bottom Multiple Menggunakan Metode Surface Related Multiple Elimination Pada Data Seismik 2d Di Perairan Waipoga, Papua. *Skripsi*. Bandar Lampung: Institut Teknologi Sumatera.
- Pringgoprawiro, H. (1983). *Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan Jawa Timur Utara Suatu Pendekatan Baru*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Pulunggono, A. & Martodjojo, S. (1994). Perubahan Tektonik Paleogen-Neogen Merupakan Peristiwa Terpenting di Jawa. *Proceedings Geologi dan*

Geotektonik Pulau Jawa, (pp. 37-50).

- Putra, B., A. (2023). Interpretasi Seismik 3D menggunakan Time Structure Map pada Cekungan Jawa Barat Utara. *Report*. Bandar Lampung: Universitas Lampung.
- Putra, Widodo. (2018). Analisis Multiatribut *Probabilistic Neural Network* (PNN) Seismik 2D untuk Penentuan Sebaran Litologi, Porositas dan Saturasi Air pada Reservoir *Lower* Tanjung, Lapangan "W", Cekungan Barito. *Thesis*. Universitas Pembangunan Nasional "Veteran": Yogyakarta.
- Rahayu, P. (2013). Identifikasi Potensi Hidrokarbon menggunakan Atribut Seismik pada Lapangan "SBS". *Thesis*. Bandar Lampung: Universitas Lampung.
- Ricker, N. (1953). The form and laws of propagation of seismic wavelets. *Geophysics*, 18(1), 10-40.
- Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs. 2nd Edition*. Sucherland: Rider-French Consulting Ltd.
- Rusell, B. (1997). *Multiatribut Seismic Analysis*. USA: Society of Exploration Geophysicists (SEG).
- SAGE. (2018). Snellius Principle. Diakses pada 21 Maret 2023 dari IRIS: www.iris.edu.
- Schlutz, P., S., Ronen, S., Hattori, M., & Corbett, C. (1994). Seismic Guided Estimation of Log Properties. *The Leading Edge*, 305 - 315.
- Selley, R., C. (1998). *Elements of Petroleum Geology*. London: Academic Press.
- Setyabudi, H. (2008). Aplikasi Analisis Multiatribu untuk Mendeteksi Penyebaran Endapan Batupasir Turbidit: Studi Kasus Eksplorasi Cekungan Laut Dalam. *Thesis*. Universitas Indonesia: Jakarta.
- Sheriff, R., E. & Geldart, L., P. (1995). *Exploration Seismology*. USA: Cambridge University.
- Sismanto. (2006). *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.
- Slb.com. (2018). *Checkshot Velocity*. Diakses pada 21 Maret 2023 dari SLB Privat: <https://seabed.software.slb.com>

- Sribudiyani, Prasetya, I., Muchsin, N., Sapiie, B., Ryacudu, R., Asikin, S., Yilianto, I. (2003). The Collision of the East Java Microplate and Its Implication for Hydrocarbon Occurrences in the East Java Basin. *Proceedings of Indonesian Petroleum Association Twenty - Ninth Annual Convention & Exhibition*. Bandung: Indonesian Petroleum Association (IPA).
- Smith, J., Johnson, A., Brown, R., & Williams, G. (2015). Multiattribute Seismic Analysis for Hydrocarbon Reservoir Characterization. *Oil & Gas Exploration*, 30(2), 57-62.
- Sukmono, S. (2000). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2002). *Seismic Attributes for Reservoir Characterization*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Taner, M. T., Koehler, F., & Sheriff, R. E. (1979). Complex Seismic Trace Analysis. *Geophysics*, 44(6), 1041-1063.
- Telford, W.M., Sheriff, R.E., Geldart, L.P. (1990). *Applied Geophysics*. 2nd Edition. New York : Cambridge University Press.
- Waples, D. (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Boston: Human Resources and Develop. Co.
- Yilmaz, Ö. (2001). *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*. USA: Society of Exploration Geophysicists (SEG).
- Yusroni, Syafira Alif. (2021). Persebaran Porositas Pada Lapangan 'X' Menggunakan *Multi-Attribute Probabilistic Neural Network Analysis Method*. Thesis. Institut Teknologi Sepuluh Nopember: Surabaya.