

**KARAKTERISASI RESERVOAR KARBONAT
MENGUNAKAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI),
ATRIBUT SEISMIK *ENVELOPE* DAN *ROOT MEAN SQUARE*
(RMS) STUDI KASUS: FORMASI TELISA LAPANGAN “FAP”
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

(Skripsi)

Oleh

**Fachri Aldi Pramudya
1915051037**



**KEMENTERIAN PENDIDIKAN KEBUDAYAAN
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2023**

**KARAKTERISASI RESERVOAR KARBONAT
MENGUNAKAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI),
ATRIBUT SEISMIK *ENVELOPE* DAN *ROOT MEAN SQUARE*
(RMS) STUDI KASUS: FORMASI TELISA LAPANGAN “FAP”
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

Oleh

Fachri Aldi Pramudya

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**

ABSTRAK

KARAKTERISASI RESERVOAR KARBONAT MENGGUNAKAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI), ATRIBUT SEISMIK *ENVELOPE* DAN *ROOT MEAN SQUARE* (RMS) STUDI KASUS: FORMASI TELISA LAPANGAN “FAP” CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

Oleh

FACHRI ALDI PRAMUDYA

Cekungan Sumatera Tengah merupakan salah satu cekungan sedimen yang memiliki potensi minyak dan gas bumi yang besar. Salah satu upaya yang dilakukan dalam memanfaatkan potensi tersebut dengan melakukan eksplorasi geofisika dengan metode seismik. Metode seismik merupakan metode paling unggul untuk memberi gambaran kondisi bawah permukaan bumi secara jelas dan baik seperti struktur pelapisan, struktur geologi, indikator hidrokarbon, serta sifat fisis reservoir.

Pada penelitian ini menggunakan beberapa metode, yaitu metode inversi seismik dan metode atribut seismik. Atribut seismik yang digunakan adalah atribut *Root Mean Square* (RMS) dan *Envelope*. Sedangkan inversi seismik yang digunakan adalah inversi impedansi akustik (AI). Atribut RMS dan *Envelope* berfungsi untuk membantu dalam pemetaan amplitudo maksimum gelombang seismik yang mencerminkan perbedaan kepadatan atau litologi di bawah permukaan serta menunjukkan adanya zona dengan potensi reservoir. Inversi impedansi akustik berfungsi untuk memetakan nilai impedansi akustik suatu lapisan dimana ini efektif sebagai indikator perbedaan litologi, porositas, dan karakterisasi reservoir secara kuantitatif.

Atribut Root Mean Square (RMS) dan *Envelope* memperlihatkan zona *brightspot* pada *Top* Formasi Telisa Lapangan “FAP” serta data *logs* memperlihatkan adanya keberadaan hidrokarbon pada Formasi Telisa. Sebaran nilai impedansi akustik reservoir karbonat pada daerah penelitian berada pada rentang 15000 ((Ft/s)*(g/cc)) hingga 30000 ((Ft/s)*(g/cc)). Porositas reservoir karbonat di lapangan “FAP” berada pada rentang nilai 0.18 – 0.3 (V/V) dan densitas nya berada pada rentang nilai 2.2 – 2.4 (g/c3).

Kata kunci: Cekungan Sumatera Tengah, Atribut RMS, Atribut *Envelope*, Inversi impedansi akustik

ABSTRACT

CARBONATE RESERVOAR CHARACTERIZATION USING INVERSION ACOUSTIC IMPEDANCE (AI), SEISMIC ATTRIBUTES ENVELOPE AND ROOT MEAN SQUARE (RMS) CASE STUDY: TELISA FORMATION "FAP" FIELD CENTRAL SUMATERA BASIN

By

FACHRI ALDI PRAMUDYA

The Central Sumatra Basin is one of the sedimentary basins with great oil and gas potential. One of the efforts made to exploit this potential is conducting geophysical exploration using the seismic method. The seismic method is the most superior method for giving clear and good descriptions of subsurface conditions such as coating structures, geological structures, hydrocarbon indicators, and reservoir physical properties.

In this study, several methods were used, such as seismic inversion method and the seismic attribute method. The seismic attributes used are Root Mean Square (RMS) and Envelope while the seismic inversion used is acoustic impedance inversion (AI). RMS Attributes and Envelope serves to assist in mapping the maximum amplitude of seismic waves that reflect density differences or subsurface lithology and often also indicate zones with reservoir potential. While acoustic impedance inversion serves to map the value of the acoustic impedance of a layer, acoustic impedance is quite effective as an indicator of differences in lithology, porosity, and quantitative reservoir characterization.

Attribute Root Mean Square (RMS) and attributes Envelope shows the brightspot zone on Top Telisa Formation "FAP" Field while the data logs shows the presence of hydrocarbons in the Telisa Formation in the study area. The distribution of acoustic impedance values of carbonate reservoirs in the study area is in the range of 15000 ((Ft/s)(g/cc)) to 30000 ((Ft/s)*(g/cc)). The porosity of the carbonate reservoir in the "FAP" field is in the range of 0.18 – 0.3 (V/V) and its density is in the value range of 2.2 – 2.4 (g/c3).*

Keywords: Central Sumatra Basin, Attribute RMS, Attribute Envelope, Acoustic Impedance Inversion

Judul Skripsi : **KARAKTERISASI RESERVOAR KARBONAT
MENGUNAKAN INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE*
(AI), ATRIBUT SEISMIK *ENVELOPE* DAN *ROOT MEAN
SQUARE (RMS)* STUDI KASUS: FORMASI TELISA
LAPANGAN "FAP" CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

Nama Mahasiswa : **Fachri Aldi Pramudya**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1915051037**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**

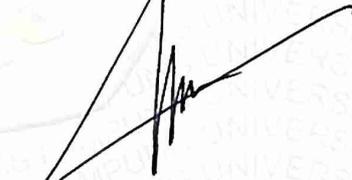
MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

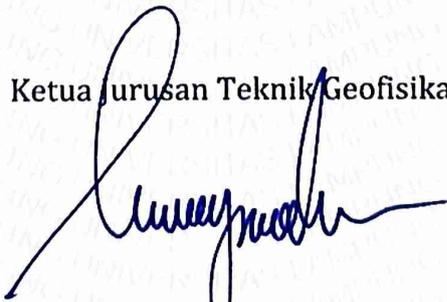
Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing 2


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


Prof. Dr. Ir. Muhammad Sarkowi, S.Si., M.Si., IPU.
NIP. 19711210 199702 1 001

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.



Sekretaris : Prof. Dr. Ir. Muhammad Sarkowi, S.Si., M.Si., IPU.



Anggota : Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si.



2. Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. }
NIP 19750928 200112 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 22 September 2023

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis bukan merupakan karya dari orang lain melainkan berdasarkan pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan tertentu dalam penulisan skripsi ini terdapat karya atau pendapat orang lain yang ditulis menurut sumbernya sebagaimana disebutkan dalam Daftar Pustaka secara jelas sesuai dengan norma, kaidah dan etika penulisan ilmiah.

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

Bandar Lampung, 2 Oktober 2023



Fachri Aldi Pramudya
1915051037

RIWAYAT HIDUP

Penulis bernama lengkap Fachri Aldi Pramuyda lahir di Pandeglang pada tanggal 26 Maret 2001, merupakan anak pertama dari pasangan Bapak Edi Junaedi, dan Ibu Leli Nurlaeliah. Penulis mengawali pendidikan di Taman Kanak-Kanak Kemala Bhayangkari Pandeglang hingga tahun 2007, kemudian menyelesaikan pendidikan di Sekolah Dasar Negeri 4 Pandeglang pada tahun 2013, lalu melanjutkan ke jenjang yang lebih tinggi pada Madrasah Tsanawiyah Negeri (MTsN) 1 Pandeglang hingga tahun 2016, dilanjutkan Madrasah Aliyah Negeri (MAN) 2 Kota Serang hingga tahun 2019. Pada Tahun 2019 penulis terdaftar sebagai Mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung melalui seleksi penerimaan Ujian Tulis Berbasis Komputer (UTBK).

Penulis melakukan Kerja Praktik di PT Aneka Tambang (Antam) Tbk unit Geomin Pada 4 Juli – 4 September 2022 dengan judul **“Eksplorasi Nikel Laterit Menggunakan Metode Geolistrik Resistivitas Di Kota Maba Kabupaten Halmahera Timur Maluku Utara”**.

Selanjutnya, penulis melakukan pemagangan di PT Elnusa Tbk dengan judul **“Pengolahan Data Seismik Darat 2d Dengan Metode *Pre-Stack Time Migration* (PSTM) Menggunakan Software Geovation”** pada bulan 4 November – 4 Januari 2023. Selanjutnya, penulis melakukan Tugas Akhir di PT Pertamina Hulu Energi Pada bulan 1 Maret – 30 April 2023 dengan judul **“Karakterisasi Reservoir Karbonat Menggunakan Inversi Acoustic Impedance (AI), Atribut Seismik *Envelope* Dan *Root Mean Square* (RMS) Studi Kasus: Formasi Telisa Lapangan “Fap” Cekungan Sumatera Tengah”**

Selain itu, Penulis menghasilkan beberapa publikasi artikel ilmiah pada Jurnal Nasional Terakreditasi SINTA diantaranya artikel dengan judul **“Identifikasi Zona Reservoir Panas Bumi Berdasarkan Analisis *Fault Fracture Density* Citra *Digital Elevation Model* Alos Palsar Di Gunung Rajabasa”** pada tahun 2021 di Jurnal Buletin Sumber Daya Geologi yang terakreditasi SINTA 2 dan artikel ilmiah dengan judul **“*Using Grid Search and Guided Random Search (Simulated Annealing) Methods in Determining the Earthquake Hypocenter in the Majalengka Region, West Java on November 11, 2021*”** pada tahun 2023 di Jurnal Geocelesbes yang terakreditasi SINTA 3.

PERSEMBAHAN

**Alhamdulillah Rabbil 'Aalamiin
Alhamdulillah 'ala Kulli Hal**

Skripsi ini ku persembahkan untuk,

**Keluarga Besar H Maman Abdurrahman
&
Keluarga Besar H Upen Supenardi**

Teman-teman terkasih,

**Keluarga Besar Teknik Geofisika
“Makkoutanding”
2019
&
Keluarga Kecil Houseparty**

Dan semua peran dari orang-orang terkasih dalam hidup penulis

SANWACANA

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya kepada penulis, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul **“Karakterisasi Reservoir Karbonat Menggunakan Inversi *Acoustic Impedance* (AI), Atribut Seismik *Envelope* Dan *Root Mean Square* (RMS) Studi Kasus: Formasi Telisa Lapangan “FAP” Cekungan Sumatera Tengah”**. terselesaikannya skripsi ini tidak lepas dari bantuan dan kerjasama dari berbagai pihak. Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, Tuhan yang Maha Kuasa lagi Maha Pemberi Kemudahan yang selalu memberikan petunjuk dan kemudahan untuk penulis dalam menyelesaikan masa perkuliahan.
2. Papah Maman Abdurrahman dan Mamih Leli Nurlaeliah selaku kedua orang tua penulis, yang selalu memberikan dukungan dan doanya kepada penulis dari awal perkuliahan hingga dapat menyelesaikan masa perkuliahan.
3. Apa Ende dan Mamah Ende serta keluarga besar H. Upen yang selalu memberikan dukungan serta doa kepada penulis sehingga penulis dimudahkan dalam menyelesaikan masa perkuliahan.
4. Keluarga besar Papah Maman Abdurrahman yang selalu memberikan dukungan serta doa demi kelancaran penulis dalam menyelesaikan perkuliahan.
5. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Ibu Rahmi Mulyasari, S.Pd., M.T. selaku Dosen Pembimbing Akademik (PA) yang selalu memberikan arahan dan motivasi kepada penulis.
7. Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku Pembimbing 1, Bapak Prof. Dr. Ir. Muhammad Sarkowi, S.Si., M.Si., IPU. selaku Pembimbing 2 dan Bapak

Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si. selaku Penguji yang memberikan arahan dan bimbingan serta memiliki andil besar dalam terselesaikannya skripsi ini sehingga menjadi suatu karya tulis yang baik.

8. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung atas ilmu dan bekal masa depan yang akan selalu bermanfaat.
9. Keluarga Besar Teknik Geofisika 2019 “Makkouting” yang selalu memberikan support dan kesan terbaik selama menjalani masa perkuliahan di Universitas Lampung. Semoga semua menjadi manusia yang bermanfaat untuk orang banyak.
10. dr. Jesiana Rayvita Utami, orang spesial dari masa lalu yang selalu memberikan support, doa dan telah membersamai penulis dalam menyelesaikan skripsi ini.
11. Keluarga Home Squirting Home aka “Houseparty” yang terdiri dari saya sendiri Fachri Aldi Pramudya, S.T., Syarif Anwar Said Al-Hamid, S.H., Muhammad Fajar Kelana, S.Si., Abdillah Wira Dienussalim, S.Si., Muhammad Fikrie Prabowo, S.Pi., Ivanka Apriyatama, S.T., Ken Dzaki Ananta Wiguna S.Tr. Ak., dan Rafli Wirayudha Satria, S.H. yang kelak Insya Allah menjadi orang-orang sukses dan bermanfaat untuk orang banyak.

Bandar Lampung, 2 Oktober 2023



Fachri Aldi Pramudya

DAFTAR ISI

	Halaman
DAFTAR TABEL	vi
DAFTAR GAMBAR.....	vii
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. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah	4
2.2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah	7
2.3. <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Tengah.....	10
2.4. Penelitian terdahulu.....	11
III. TEORI DASAR.....	16
3.1. <i>Petroleum system</i>	16
3.2. Teori Penjalaran Gelombang.....	18
3.3. Metode Seismik Refleksi	22
3.4. Komponen Seismik Refleksi.....	23
3.5. <i>Well Logging</i>	27
3.6. Sintetik Seismogram	31
3.7. <i>Well to Seismic Tie</i>	32
3.8. Seismik Atribut	33
3.9. Inversi Seismik <i>Acoustic Impedance (AI)</i>	35

3.10. Persamaan Garis Lurus.....	40
IV. METODE PENELITIAN.....	42
4.1. Waktu dan Tempat Penelitian	42
4.2. Alat dan Bahan	42
4.3. <i>Time Schedule</i>	43
4.4. Prosedur Penelitian.....	43
4.5. Diagram Alir	47
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	49
5.1. Data Penelitian	49
5.2. Hasil Penelitian	50
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	74
6.1. Kesimpulan.....	74
6.2. Saran.....	74
DAFTAR PUSTAKA	75
LAMPIRAN.....	78

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. <i>Time Schedule</i> Penelitian.....	43
2. <i>Data Well Logs</i>	50
3. Hubungan nilai impedansi akustik dengan porositas dan densitas lapisan reservoir	71

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta Fisiografi Cekungan di Sumatera (Heidrick dan Aulia, 1993).	4
2. Struktur regional Cekungan Sumatera Tengah (dimodifikasi setelah Longley dkk., 1990)	5
3. Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)	8
4. Time structure map Top Tuban (Alifudin, 2016).	12
5. Penerapan atribut RMS pada Top Tuban Karbonat (Alifudin, 2016).....	13
6. Hasil inversi impedansi akustik sumur VW-01 (Pratiwi, 2018).	14
7. Atribut RMS pada sumur VW-01 (Pratiwi, 2018).....	15
8. Atribut <i>Envelope</i> pada sumur VW-01 (Pratiwi, 2018).	15
9. Elemen utama <i>petroleum system</i> (Magoon and Dow, 1994).	16
10. Gelombang primer dan gelombang sekunder (Bolt, 1982 dalam (Reynolds, 1997)).....	19
11. Gelombang Rayleigh (atas) dan gelombang Love (bawah) (Bolt, 1982 dalam (Reynolds, 1997)).	19
12. Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor (Yilmaz, 2001).....	20
13. Prinsip Asas Fermat (Rawlinson and Sambridge, 2003)	21
14. Prinsip Huygens (Asparini, 2011).....	21

15. Ilustrasi pengukuran metode seismik refleksi (Stein and Wysession, 2003).	22
16. Jenis-jenis fase <i>wavelet</i> (1) <i>zero phase</i> , (2) <i>maximum phase</i> , (3) <i>minimum phase</i> dan (4) <i>mixed phase</i> (Sukmono, 1999).	25
17. Polaritas gelombang seismik (Sukmono, 1999).	26
18. Respon log gamma ray terhadap litologi (Rider, 2002).	28
19. Respon log <i>Neutron Porosity</i> terhadap litologi (Rider, 2002).	29
20. Respon log <i>density</i> terhadap litologi (Rider, 2002).	30
21. Respon log <i>sonic</i> terhadap litologi (Rider, 2002).	31
22. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dan <i>wavelet</i> (Sukmono, 2002).	32
23. Ilustrasi perhitungan Amplitudo RMS.	34
24. Diagram <i>forward modeling</i> dan <i>inversion modeling</i> (Rusell, 1988).	36
25. Representasi dari rekaman seismik dan impedansi akustik (Sukmono, 1999)	37
26. Data <i>well log</i> sumur FAP-14 (atas) dan hasil inversi AI (bawah).	39
27. Diagram alir penelitian.	48
28. Data Seismik	49
29. Formasi Telisa pada sumur FAP-14.	51
30. Formasi Telisa pada sumur FAP-21.	52
31. Formasi Telisa pada sumur FAP-81.	53
32. Formasi Telisa pada sumur FAP-119.	54

33. Formasi Telisa pada sumur FAP-139.	55
34. Hasil <i>well to seismic tie</i> pada sumur FAP-14.	56
35. Hasil <i>well to seismic tie</i> pada FAP-21.	57
36. Hasil <i>well to seismic tie</i> pada FAP-22.	57
37. Hasil <i>well to seismic tie</i> pada FAP-81.	58
38. Hasil <i>well to seismic tie</i> pada FAP-119.	58
39. Picking horizon pada <i>Top</i> Formasi Telisa dan <i>Top</i> Formasi Bekasap.....	59
40. <i>Time structure map</i> horizon <i>Top</i> Formasi Telisa.....	60
41. <i>Time structure map</i> horizon <i>Top</i> Formasi Bekasap.....	60
42. <i>Time Structure Map</i> <i>Top</i> Formasi Telisa dengan atribut RMS.....	61
43. <i>Time Structure Map</i> <i>Top</i> Formasi Telisa dengan atribut Envelope.....	62
44. Korelasi seismogram sintetik dan seismogram asli sumur FAP-14.....	64
45. Korelasi seismogram sintetik dan seismogram asli sumur FAP-21.....	64
46. Korelasi seismogram sintetik dan seismogram asli sumur FAP-22.....	65
47. Korelasi seismogram sintetik dan seismogram asli sumur FAP-81.....	66
48. Korelasi seismogram sintetik dan seismogram asli sumur FAP-119.....	66
49. Data Seismik Original.....	67
50. Hasil Inversi Impedansi Akustik pada sumur FAP-81 dan FAP-119.....	68
51. Hasil inversi impedansi akustik dalam <i>arbitrary line</i>	69
52. <i>Crossplot</i> impedansi akustik vs Porositas dengan nilai z adalah gamma ray. 69	

53. <i>Crossplot</i> impedansi akustik vs Porositas dengan nilai z adalah densitas.....	70
54. Nilai impedansi akustik lapisan prospek hidrokarbon kedalaman 4170 – 4300 ft pada sumur FAP-81.....	71
55. Nilai impedansi akustik lapisan prospek hidrokarbon kedalaman 4100 – 4400 ft pada sumur FAP-119.....	72
56. Porositas vs kedalaman dari data <i>core</i> di cekungan sumatera tengah (Widarsono, 2014b).....	73
57. Data seismik.....	79
58. Hasil Inversi Impedansi Akustik pada sumur FAP-14.....	79
59. Hasil Inversi Impedansi Akustik pada sumur FAP-21.....	79
60. Hasil Inversi Impedansi Akustik pada sumur FAP-22.....	80

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Cekungan di Indonesia yang memiliki potensi migas (minyak dan gas bumi) yang besar adalah Cekungan Sumatera Tengah yang berada di Provinsi Riau. Cekungan ini berada pada posisi *back-arc* yang memanjang hingga tepi *sundaland* dan merupakan salah satu dari serangkaian *rift basin*. Cekungan ini merupakan yang paling produktif menghasilkan minyak bumi di Indonesia pada saat ini (Natasia dkk., 2017).

Dalam kegiatan eksplorasi sumber daya khususnya minyak dan gas bumi, target dari eksplorasinya adalah berupa batuan reservoir (Febridon dkk., 2018). Reservoir merupakan batuan yang memiliki pori dan mempunyai kemampuan menyimpan dan melewatkan fluida, dimana hal tersebut berkaitan dengan tingkat permeabilitas dan porositas batuan itu sendiri. Keberadaan reservoir dapat diidentifikasi menggunakan metode geofisika, yaitu metode seismik refleksi. Seismik refleksi hingga kini menjadi metode terbaik untuk memberikan gambaran keadaan bawah permukaan bumi secara jelas dan baik seperti struktur pelapisan, struktur geologi, indikator hidrokarbon, serta sifat fisis reservoir (Alifudin, 2016).

Dalam interpretasi data seismik telah dikembangkan, yaitu metode inversi seismik dan metode atribut seismik. Salah satu metode inversi yang dikembangkan adalah inversi *Acoustic Impedance* (AI), yaitu dilakukan kalibrasi data seismik dan data sumur untuk memodelkan geologi bawah permukaan, dimana masukannya data seismik dan data sumur sebagai kontrol. Metode seismik atribut dapat

memberikan gambaran bentuk lain dari sebuah data original seismik dengan pendekatan geostatistik. Sedangkan metode atribut seismik yang biasa digunakan dalam interpretasi data seismik adalah *Envelope* dan RMS. Atribut *Envelope* berguna dalam mengidentifikasi perubahan litologi dan *brightspot* dalam reservoir. Sedangkan atribut *RMS Amplitude* berfungsi untuk mengidentifikasi perubahan litologi yang ekstrem.

Penelitian Alifudin (2016) dalam penggunaan metode inversi *Acoustic Impedance* (AI) dan seismik atribut pada Lapangan “RF” Cekungan Jawa Timur memperoleh hasil analisis atribut *Root Mean Square* pada *Top Reservoir Karbonat* menunjukkan keberadaan zona *brightspot* yang mengindikasikan hidrokarbon. Sedangkan Reservoir Karbonat pada lapangan penelitian memiliki nilai impedansi yang tinggi, yaitu 35392 – 48482 ((ft/s)*(g/cc)). Inversi impedansi akustik (AI) mampu memperkirakan nilai dari parameter batuan untuk menganalisis karakter reservoir hidrokarbon seperti litologi batuan.

Penelitian serupa pernah dilakukan Pratiwi (2018) dengan judul “ Aplikasi Atribut Seismik Dan Inversi *Acoustic Impedance* (AI) Untuk Prediksi Penyebaran Reservoir Batupasir Pada Lapangan “Kanaka” Formasi Bekasap Cekungan Sumatra Tengah” diperoleh nilai impedansi akustik rendah sebesar 16860 – 18654 ((ft/s)*(g/cc)) yang diperkirakan sebagai batupasir. Penerapan atribut RMS pada daerah target mengakibatkan terlihatnya zona *brightspot* yang menandakan adanya hidrokarbon. Selain itu dari atribut *Envelope* juga menghasilkan nilai amplitudo besar dengan *range* nilai 85-122 berada pada zona reservoir batupasir. Hal ini disebabkan karena terjadi kontras impedansi di sekitarnya, sehingga mengakibatkan batupasir impedansi rendah memiliki nilai amplitudo tinggi.

Hasil dari masing-masing metode, yaitu metode inversi *Acoustic Impedance* (AI), atribut seismik *Envelope* dan *Root Mean Square* (RMS) *Amplitude* yang dikorelasikan satu sama lain pada penelitian yang ada sebelumnya memperoleh hasil yang cukup baik dalam mengidentifikasi dan mengkarakterisasi reservoir.

Oleh karena itu, diharapkan dapat diterapkan juga pada penelitian ini sehingga dapat mengkarakterisasi reservoir pada daerah penelitian.

1.2. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Menentukan keberadaan reservoir dari analisis data log, atribut seismik RMS dan *Envelope*.
2. Memperoleh sebaran nilai impedansi akustik pada lapisan reservoir di daerah penelitian.
3. Memperoleh hubungan nilai impedansi akustik dengan porositas dan densitas lapisan reservoir.

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini adalah:

1. Lokasi penelitian tidak diketahui secara spesifik.
2. Inversi Impedansi Akustik dilakukan hanya pada *Top* Formasi Telisa hingga *Top* Formasi Bekasap.

1.4. Manfaat Penelitian

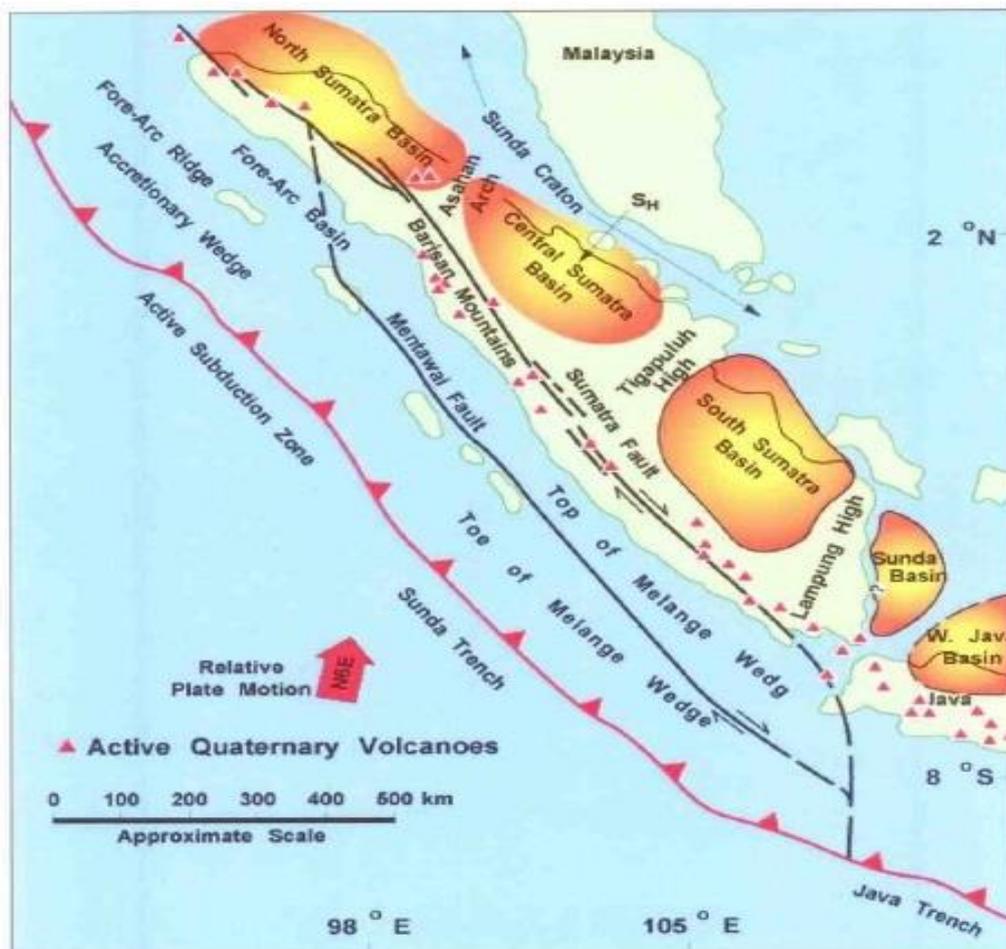
Manfaat dari penelitian ini antara lain adalah:

1. Memperoleh informasi nilai impedansi akustik, porositas dan densitas lapisan reservoir.

II. TINJAUAN PUSTAKA

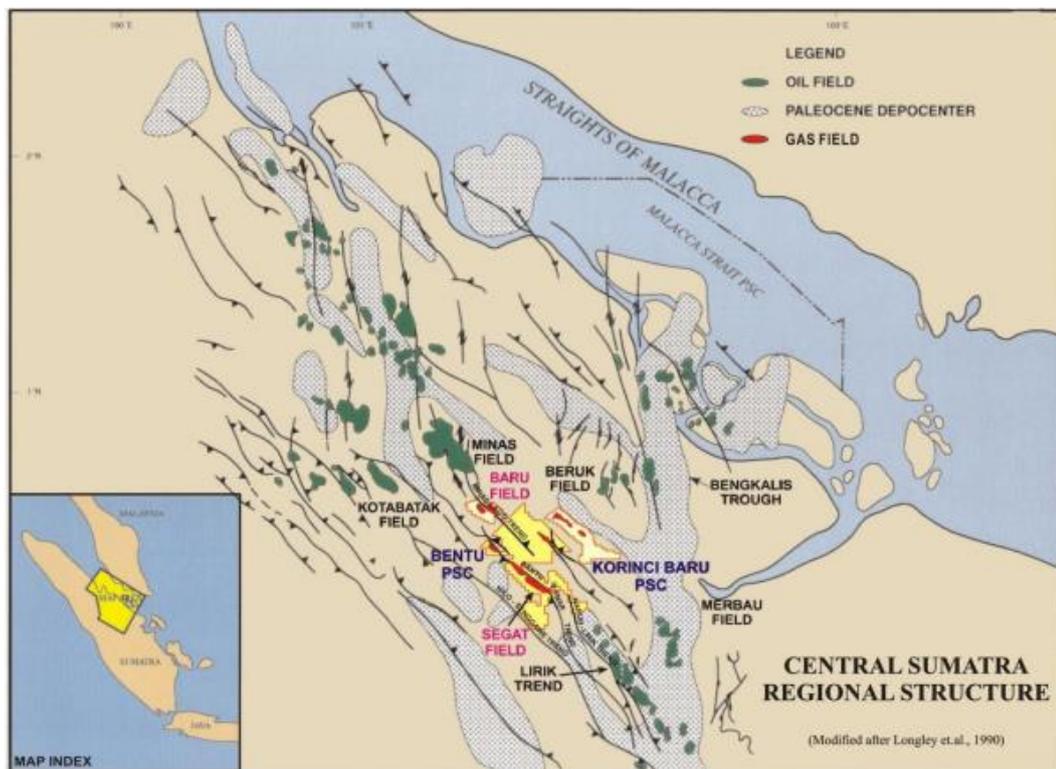
2.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah termasuk kedalam cekungan belakang busur (*back arc basin*) yang berkembang di sepanjang tepi paparan sunda yang terletak di barat daya Asia Tenggara (Heidrick dan Aulia, 1993). Keberadaan Cekungan ini dapat dilihat pada **Gambar 1**.



Gambar 1. Peta Fisiografi Cekungan di Sumatera (Heidrick dan Aulia, 1993).

Cekungan Sumatera Tengah memiliki kandungan batu serpih melimpah yang dapat bertindak sebagai batuan induk dan batuan reservoir (Widada dkk., 2018). Oleh sebab itu, diperlukan analisis lebih lanjut untuk dapat mengidentifikasi zona reservoir yang terdapat di Cekungan Sumatera Tengah.



Gambar 2. Struktur regional Cekungan Sumatera Tengah (dimodifikasi setelah Longley dkk., 1990)

Terbentuknya Cekungan Sumatera Tengah akibat dari interaksi antara Lempeng Benua Eurasia dengan lempeng Samudra Hindia, yang mengakibatkan terbentuknya produk-produk berupa unit fisiografi sejajar yang berarah barat laut diantaranya, cekungan muka Busur Nias, busur kepulauan di sepanjang muka pantai barat daya Sumatera busur vulkanik Barisan, cekungan belakang busur dan zona Sesar Semangko.

Cekungan Sumatera Tengah bagian utara dibatasi oleh Busur Asahan, bagian barat dan barat daya dibatasi oleh Bukit Barisan, bagian timur oleh Semenanjung Malaysia, di sebelah tenggara oleh dataran tinggi Tigapuluh dan di sebelah timur

laut oleh Kraton Sunda (Heidrick dan Aulia, 1993). Geometri cekungan ini berbentuk tidak simetris, dengan semakin melandai ke arah timur laut bagian terdalam di sebelah barat daya (Mertosono dan Nayoan, 1974).

Pembentukan Cekungan Sumatera Tengah dipengaruhi proses tektonik. Oleh sebab itu, episode tektonik dalam pembentukan cekungan ini menjadi faktor pengontrol utama pengendapan. Perkembangan struktur di Cekungan Sumatera Tengah terlibat dengan membagi sesar dan lipatan yang ada menjadi 4 (empat) episode pembentukan, yaitu:

2.1.1. Episode F0 (Pra-Tersier)

Batuan dasar di Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari lempeng-lempeng samudera dan benua yang berbentuk mozaik. Orientasi struktur pada batuan dasar, memberikan efek pada lapisan sedimen tersier yang terletak di atasnya dan selanjutnya mengendalikan arah tarikan dan pengaktifan ulang yang terjadi setelah itu. Pola struktur itu disebut sebagai elemen struktur F0.

2.1.2. Episode F1 (26 Ma – 50 Ma)

Episode ini disebut dengan *rift phase* yang terjadi pada kala Eosen - Oligosen. Deformasi akibat dari *rifting* dengan arah *strike* timur laut, diikuti oleh pengaktifan ulang struktur-struktur tua terjadi pada episode ini. Akibat terjadi tumbukan lempeng Samudera Hindia terhadap Lempeng Benua Asia pada 45 Ma, maka terbentuklah suatu sistem rekahan transtensional yang memanjang ke arah selatan Cina bagian selatan ke Thailand dan Malaysia hingga Sumatera dan Kalimantan Selatan. Serangkaian *horst* dan *graben* di Cekungan Sumatera Tengah terbentuk akibat dari perekahan itu, yang kemudian menjadi tempat terendapkannya sedimen kelompok pematang. Pada akhir episode F1, terjadi penurunan cekungan yang ditandai oleh hal-hal berikut: denudasi, pembalikan struktur yang lemah, dan pembentukan daratan *penepain*.

2.1.3. Episode F2 (12 Ma – 26 Ma)

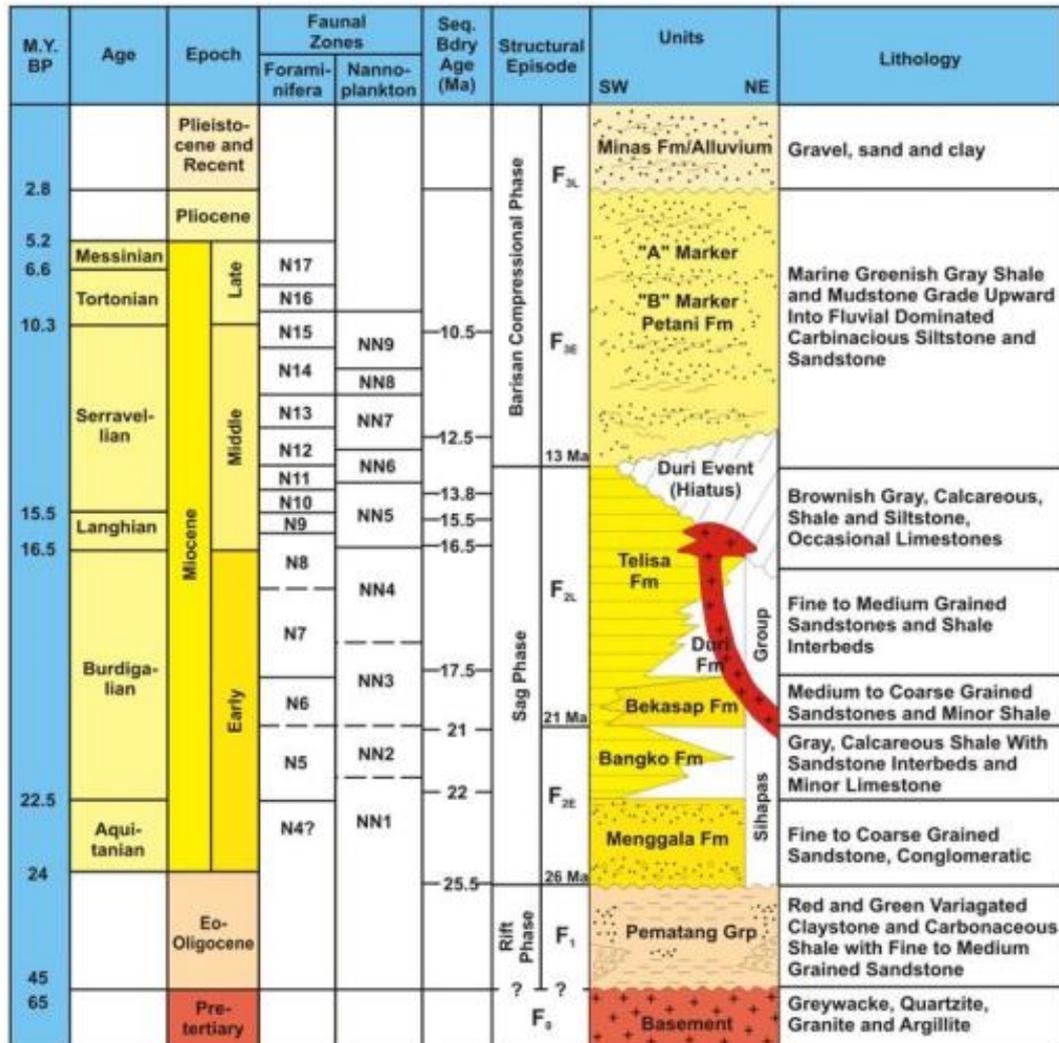
Episode F2 terjadi pada kala Miosen Awal - Miosen Tengah. Terjadi fase amblesan (*sag phase*) pada kala Miosen Awal, diikuti dengan pembentukan *dextral wrench fault* secara regional dan pembentukan zona rekahan transtensional. Terjadi pelepasan energi pada struktur tua yang berarah utara-selatan, sehingga terbentuk sesar normal, *graben*, dan *half graben*. Struktur yang terbentuk pada episode ini relatif berarah barat laut-tenggara. Cekungan Sumatera Tengah mengalami transtensional dan sedimen-sedimen dari kelompok Sihapas diendapkan.

2.1.4. Episode F3 (13 Ma – Sekarang)

Episode F3 terjadi pada kala Miosen Tengah – *Recent*. Terjadi pembalikan struktur yang diakibatkan gaya kompresi yang kemudian menghasilkan *thrust* dan *reverse fault* di sepanjang jalur *wrench fault* yang terbentuk sebelumnya. Bersamaan dengan proses kompresi terjadi pembentukan *dextral wrench fault* di sepanjang Bukit Barisan. Pada Episode F3 ini, Struktur yang terbentuk berarah barat laut – tenggara, selain itu sedimen-sedimen Formasi Petani diendapkan ketika Cekungan Sumatera Tengah mengalami regresi, diikuti pengendapan Formasi Minas secara tidak selaras.

2.2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah

Menurut Heidrick dan Aulia (1993) Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah dapat dilihat pada **Gambar 3**.



Gambar 3. Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

2.2.1. Batuan Dasar (Pra-Tersier)

Batuan dasar Cekungan Sumatra Tengah dibagi menjadi 3 zona, yaitu:

1. *Mutus Assemblage*: Tersusun atas kerak samudra (ofiolit) yang ditimpa oleh sedimen laut dalam (*abyssal*).
2. *Mallaca Terrane*: Tersusun atas filit, argilit, sekis, kuarsit dan *shale*.
3. *Greywacke Terrane*: Tersusun atas dominasi *greywacke*, batulumpur dan kuarsit.

2.2.2. Kelompok Pematang (Eosen-Oligosen)

Pengendapan batuan Tersier diawali dari terendapkannya endapan non-marine Kelompok Pematang. Kelompok Pematang terendapkan secara tidak selaras di atas Batuan Dasar Pra-Tersier. Kelompok Pematang ini terdiri atas *Lower* Pematang yang terdiri dari konglomerat yang terendapkan di lingkungan darat. Di atasnya terendapkan *Brown Shale* (bagian tengah) berupa batuan serpih karbonat dan lempung, sedangkan *Upper* Pematang berupa batupasir berbutir halus hingga menengah.

2.2.3. Kelompok Sihapas (Miosen Awal)

Kelompok Sihapas terendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang pada umur Miosen Awal. Kelompok Sihapas terdiri dari Formasi Bekasap, Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Duri dan Formasi Telisa.

1. Formasi Menggala, tersusun oleh batupasir berbutir halus hingga kasar dan konglomeratan.
2. Formasi Bangko, tersusun oleh serpih karbonatan berwarna yang disisipi batugamping tipis dan batupasir.
3. Formasi Bekasap, tersusun oleh batupasir berbutir halus hingga sedang dan berselang seling dengan serpih tipis.
4. Formasi Telisa, tersusun oleh batuan *shale* dan di beberapa lapangan merupakan batugamping.
5. Formasi Duri, tersusun oleh serpih karbonat.

2.2.4. Formasi Petani (Miosen Tengah-Miosen Akhir)

Secara selaras formasi ini terendapkan di atas Kelompok Sihapas pada umur Miosen Tengah dan Miosen Akhir. Formasi Petani tersusun dari batu lanau dan batu lumpur yang tersusun ke atas hingga didominasi oleh endapan sungai dan batupasir.

2.2.5. Formasi Minas (Pleistosen-Sekarang)

Formasi Minas terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Petani pada umur Pleistosen. Formasi ini tersusun dari batuan aluvial yang terdiri dari batuan yang belum terkonsolidasi seperti kerakal, kerikil, pasir dan lempung.

2.3. *Petroleum System* Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah didalamnya terkandung potensi hidrokarbon yang besar. Hal ini disebabkan karena cekungan ini mempunyai cukup syarat untuk menghasilkan minyak bumi berupa memiliki sistem *petroleum* yaitu mempunyai batuan asal/induk (*source rock*), batuan reservoir, batuan penyekat (*cap rock*) dan jebakan (*trap*).

2.3.1. Batuan Sumber (*Source Rock*)

Source Rock pada Cekungan Sumatera Tengah yaitu Endapan lakustrin fasies *Brown Shale* yakni fasies *algal-amorphous* (tipe II dan III) dan *carbonaceous* (tipe II dan III). Fasies *algal-amorphous* dan Fasies karbonan *Brown Shale* masing-masing merupakan *oil prone* dan *gas prone*. Fasies *algal-amorphous* hadir pada bagian atas *Brown Shale* di daerah Ranggau, Tinggian Aman, Bengkalis dan Balam.

2.3.2. Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Pada kurun waktu Oligosen hingga Miosen batuan reservoir Cekungan Sumatera Tengah diendapkan. Kelompok Sihapas menjadi tempat diproduksinya hidrokarbon di Cekungan Sumatera Tengah yang terdiri dari berbagai formasi yaitu: Formasi Bekasap, Formasi Bangko, Formasi Telisa dan Formasi Duri yang berfungsi sebagai reservoir dan total produksi dari kelompok ini sebanyak 85% (Heidrick dan Aulia, 1993).

2.3.3. Batuan Penyekat (*Cap rock*)

Formasi Telisa merupakan formasi yang menjadi batuan penyekat di Cekungan Sumatera Tengah. Formasi Telisa terendapkan sejak Awal Miosen. Selain itu ada di atas Formasi Telisa yaitu Formasi Petani Bagian Bawah yang terendapkan juga menjadi batuan penyekat. Lapisan ini mengandung batu lempung merah yang merupakan endapan tanah purba.

2.3.4. Jebakan (*Trap*)

Pada kurun tektonik ekstensional Jebakan/*trap* terbentuk, pembalikan kompressional dan sesar *strike-slip* selama kurun waktu 28 juta tahun yang lalu hingga sekarang. Struktur antiklin pada sesar-sesar yang membelok ke kiri terbentuk akibat Sesar mendatar dekstral yang berarah Utara – Selatan di Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993). Struktur antiklin inilah yang kemudian berperan sebagai jebakan/*trap* hidrokarbon.

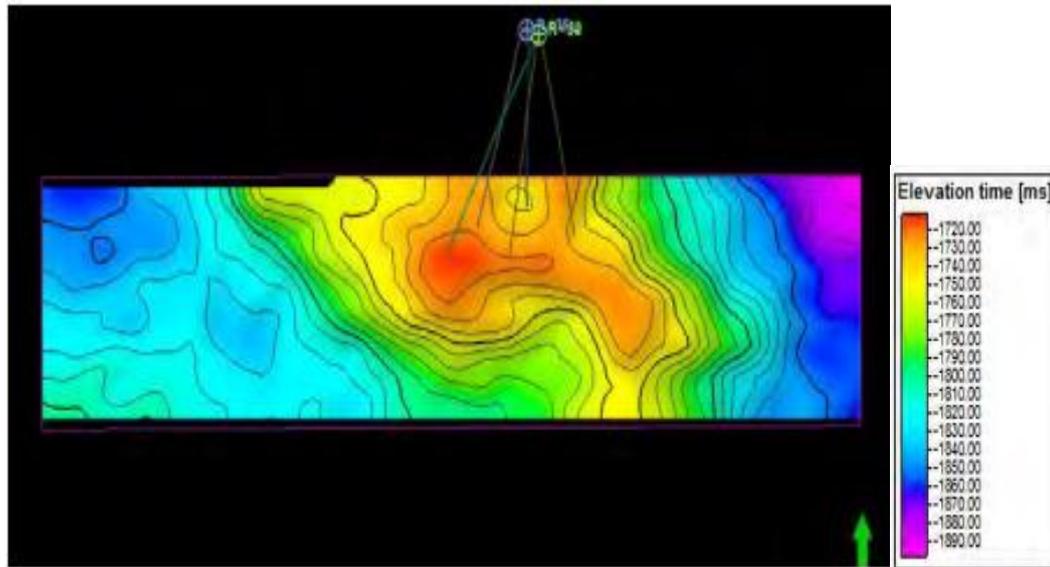
2.3.5. Migrasi

Migrasi merupakan proses berpindahnya minyak dan gas (hidrokarbon) dari *source rock* ke *reservoir rock*. Akibat dari adanya proses migrasi, hidrokarbon dapat mencapai reservoir pada Formasi yang terletak di atasnya yang dalam cekungan ini berada pada Formasi Menggala dan Formasi Bekasap. Migrasi juga dapat terjadi akibat adanya perbedaan densitas. Minyak yang memiliki densitas yang kecil berakibat minyak tersebut bergerak ke atas. Selain itu, di dukung dengan adanya jebakan berupa sesar yang berfungsi sebagai jalan minyak untuk bermigrasi.

2.4. Penelitian terdahulu

Alifudin (2016) melakukan penelitian dengan judul “Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik

pada Lapangan RF, JOB Pertamina Petrochina East Java”. Metodologi penelitian ini meliputi tahap pengumpulan data, pengolahan data log dan seismik, interpretasi *horizon* dan *fault*, pembuatan *time & depth structure map*, analisis atribut seismik dan inversi seismik. *Time structure map* hasil penelitian dapat dilihat pada **Gambar 4**.

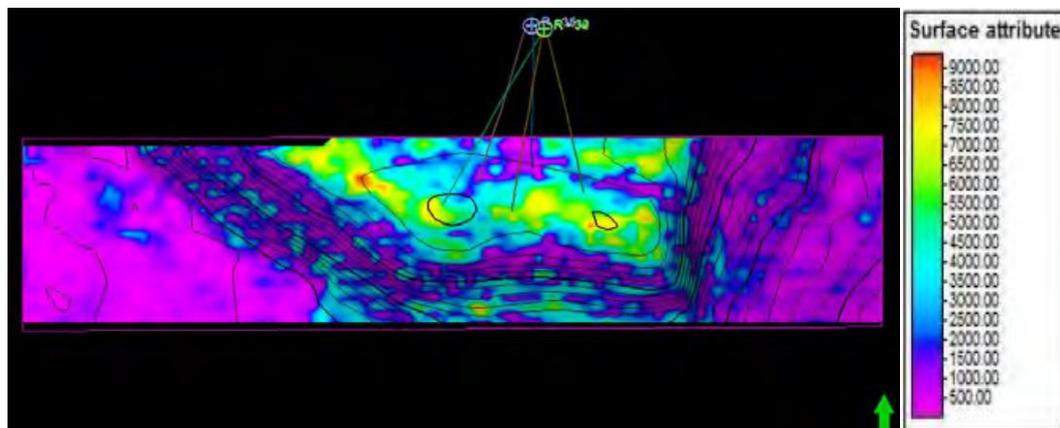


Gambar 4. *Time structure map Top Tuban* (Alifudin, 2016).

Pada skala warna peta struktur waktu, warna merah menunjukkan daerah dengan waktu yang rendah. Oleh karena itu, warna merah menunjukkan daerah tinggian. Daerah tinggian ini merupakan antiklin yaitu lipatan dimana bagian cembungannya mengarah ke atas. Sebaliknya warna biru menunjukkan daerah rendahan yaitu sinklin, sinklin adalah lipatan dimana bagian cekungannya mengarah ke bawah.

Dari *Time structure map* yang sudah dibuat dikonversi menjadi unit kedalaman. untuk menginterpretasi struktur asli dari masing masing *top* di dalam domain kedalaman. Karena struktur dari *horizon* akan berbeda pada domain waktu dan pada saat di dalam domain kedalaman yang disebabkan oleh efek refleksi dari gelombang seismik.

Dal Dalam mengevaluasi reservoir dengan menggunakan atribut amplitudo RMS menggunakan asumsi besar kecilnya nilai amplitudo yang sering disebut *brightspot*. prospek hidrokarbon semakin bagus dapat dilihat dari semakin besar kontras amplitudo dalam wilayah tersebut karena *brightspot* yang tinggi bisa diinterpretasikan tingginya saturasi hidrokarbon, dan densitas yang kecil dan porositas yang besar. Dalam penelitian ini, *horizon* tuban karbonat diterapkan atribut RMS yang merupakan reservoir dari zona *interest*. Warna hijau menunjukkan nilai kontras amplitudo yang besar sedangkan warna biru menunjukkan nilai amplitudo yang rendah seperti yang dapat dilihat pada **Gambar 5**.

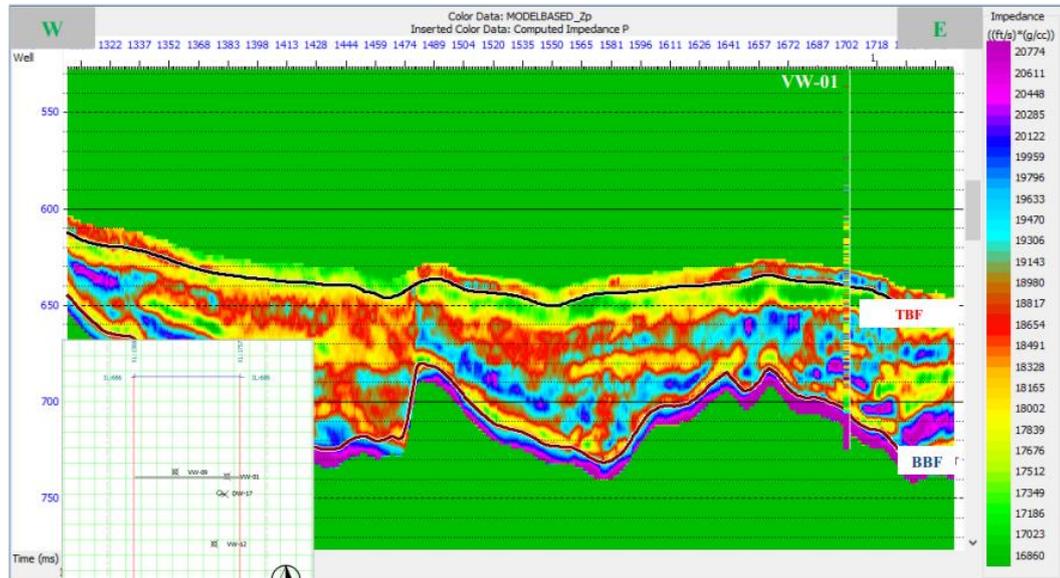


Gambar 5. Penerapan atribut RMS pada *Top* Tuban Karbonat (Alifudin, 2016).

Dari *horizon Top* Tuban dilakukan proses inversi impedansi akustik untuk melihat persebaran karbonat pada area penelitian hasil inversi menunjukkan pada *top* karbonat memiliki rentang nilai impedansi antara 35000-48000 ((ft/s)*(g/cc)). Selain didominasi oleh impedansi tinggi, ada beberapa zona yang memiliki impedansi rendah (anomali impedansi) artinya lapisan batuan karbonat tersebut memiliki karakter porositas rendah ataupun terdapatnya hidrokarbon.

Penelitian lain yang dilakukan di Cekungan Sumatera Tengah dilakukan oleh Pratiwi (2018) dengan judul “Aplikasi Atribut Seismik Dan Inversi *Acoustic Impedance* (AI) Untuk Prediksi Penyebaran Reservoir Batupasir Pada Lapangan

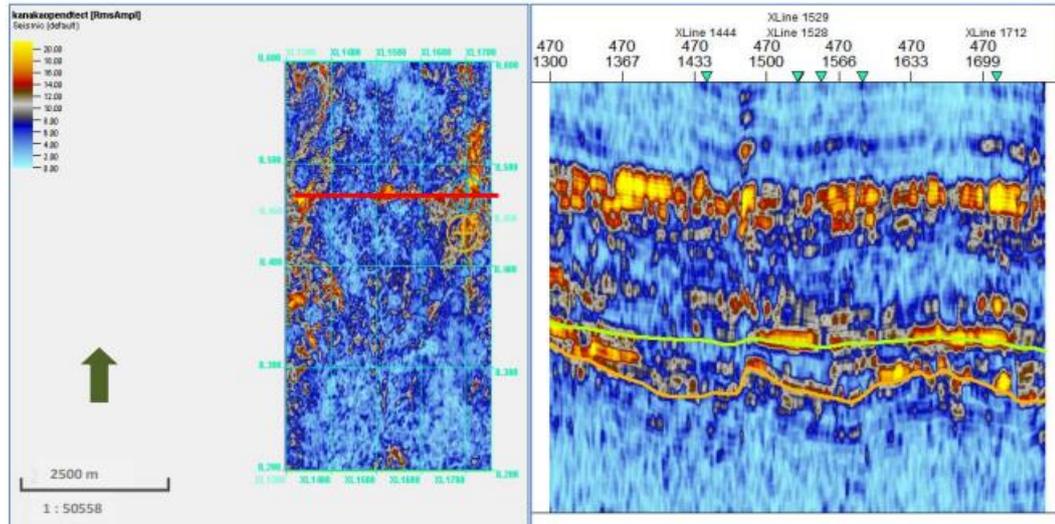
“Kanaka” Formasi Bekasap Cekungan Sumatra Tengah”. Hasil dari inversi impedansi akustik pada penelitian ini seperti pada **Gambar 6**.



Gambar 6. Hasil inversi impedansi akustik sumur VW-01 (Pratiwi, 2018).

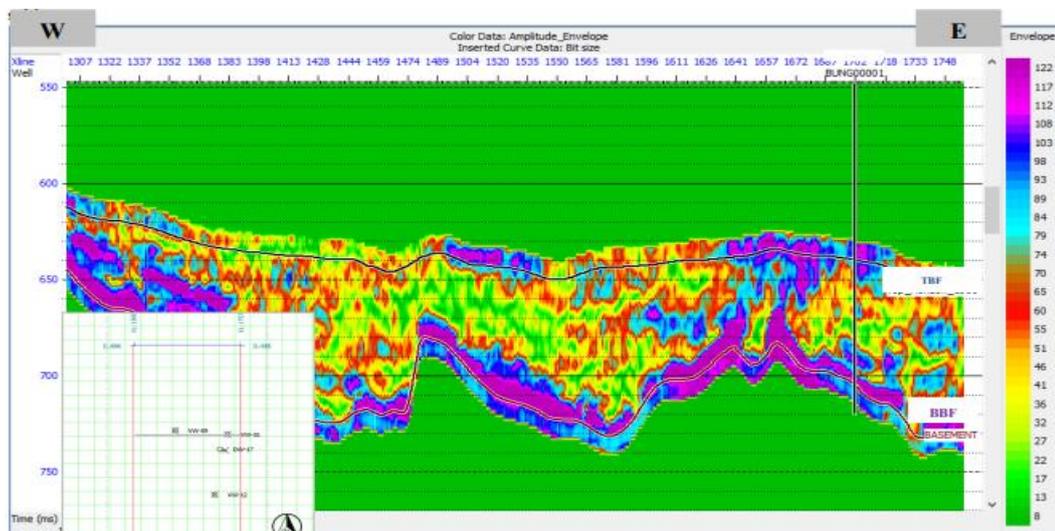
Pada Lapangan “Kanaka” diperoleh lapisan dengan litologi batupasir dari nilai impedansi akustik rendah sebesar 16860 – 18654 ((ft/s)*(g/cc)) dan yang diinterpretasikan sebagai batu lempung memiliki impedansi akustik tinggi sebesar 18654 – 20300 ((ft/s)*(g/cc)).

Dapat dilihat pada **Gambar 7** *Time Structure Map* yang telah diaplikasikan atribut RMS, bahwa pada lapisan tersebut memiliki zona *brightspot* yang menandakan adanya hidrokarbon.



Gambar 7. Atribut RMS pada sumur VW-01 (Pratiwi, 2018).

Atribut *envelope* merupakan akar dari energi total sinyal seismik yang terjadi pada waktu sesaat. Pada **Gambar 8** nilai amplitudo besar dengan *range* nilai 85-122 ditandai dengan warna biru hingga ungu berada pada zona target reservoir batupasir. Hal ini disebabkan karna terjadi kontras impedansi di sekitarnya sehingga mengakibatkan batupasir impedansi rendah memiliki nilai amplitudo tinggi.

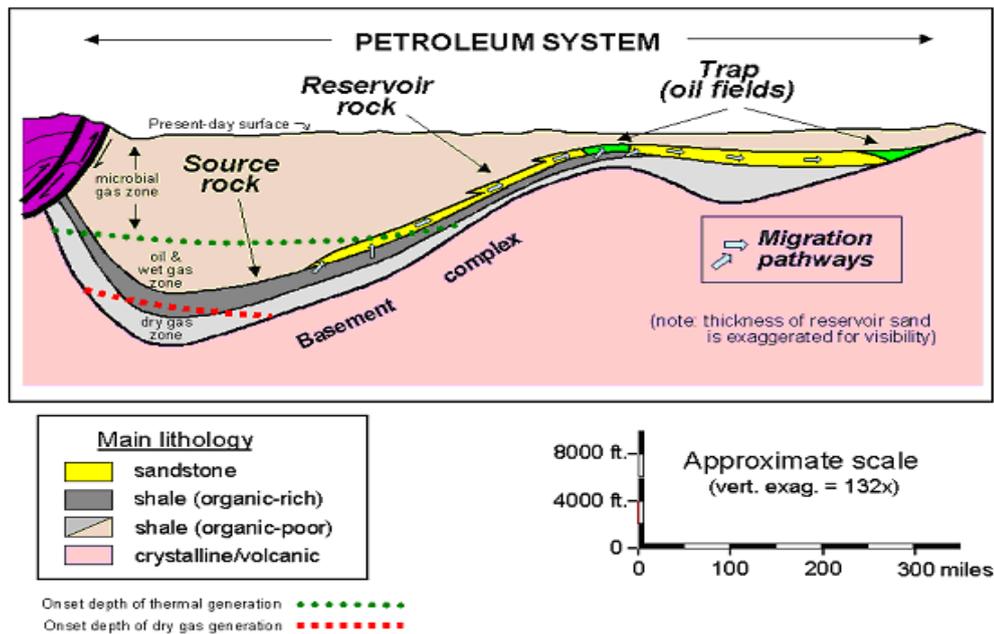


Gambar 8. Atribut *Envelope* pada sumur VW-01 (Pratiwi, 2018).

III. TEORI DASAR

3.1. *Petroleum system*

Petroleum system adalah sistem dalam eksplorasi minyak dan gas bumi untuk mengetahui keberadaan hidrokarbon di suatu tempat di bawah permukaan bumi (Addi, 2017). Elemen-elemen tersebut, yakni; batuan sumber, batuan penyekat, jebakan, batuan reservoir, dan migrasi yang dapat dilihat pada **Gambar 9**.



Gambar 9. Elemen utama *petroleum system* (Magoon and Dow, 1994).

Unsur-unsur tersebut saling berkaitan dan harus ada, baru dapat dikatakan sebagai sistem *petroleum*. Adapun penjelasan mengenai unsur-unsur tersebut adalah sebagai berikut:

3.1.1. Batuan Sumber (*Source Rock*)

Source Rock merupakan sedimen yang mengandung bahan-bahan organik yang dapat berubah menjadi hidrokarbon yang menjadi cikal bakal sumber energi minyak dan gas bumi. Bahan-bahan organik tersebut dikenal dengan sebutan “kerogen”, yang berasal dari Bahasa Yunani yang memiliki arti “penghasil lilin”. Kerogen tersebut mengalami proses maturasi agar dapat berubah menjadi hidrokarbon (Addi, 2017).

3.1.2. Migrasi

Migrasi adalah proses berpindahnya hidrokarbon dari satu tempat ke tempat lainnya yang disebabkan oleh pemadatan, penguburan dan peningkatan volume hidrokarbon. Migrasi terbagi menjadi dua jenis yaitu migrasi primer dan migrasi sekunder. Migrasi primer yaitu berpindahnya hidrokarbon dari *source rock* ke *carrier bed* yang memiliki permeabilitas tinggi. Sedangkan migrasi sekunder adalah berpindahnya hidrokarbon dari *carrier bed* menuju *trap* (Isanjarini dkk., 2020).

3.1.3. Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Batuan reservoir adalah wadah di bawah permukaan yang mengandung minyak dan gas. Ruang penyimpanan minyak dalam reservoir berupa pori-pori yang biasanya terdapat di antara butiran mineral atau di dalam rekahan batuan. Dua macam batuan yang terpenting untuk bertindak sebagai reservoir adalah Batupasir dan Gamping atau Karbonat (Koesoemadinata, 1980).

3.1.4. Jebakan (*Trap*)

Jebakan/*trap* merupakan susunan batuan yang bersifat kedap untuk mencegah pergerakan dari hidrokarbon agar tidak “kabur, adanya perbedaan fisik antara minyak dengan air yang tidak saling melarutkan dan memiliki densitas berbeda, menyebabkan minyak akan selalu bergerak naik ke atas dan mencari tempat. Klasifikasi jebakan terbagi menjadi tiga: jebakan stratigrafi, jebakan struktur, dan kombinasi (struktur dan stratigrafi) (Koesoemadinata, 1980).

3.1.5. Batuan penyekat (*Cap Rock*)

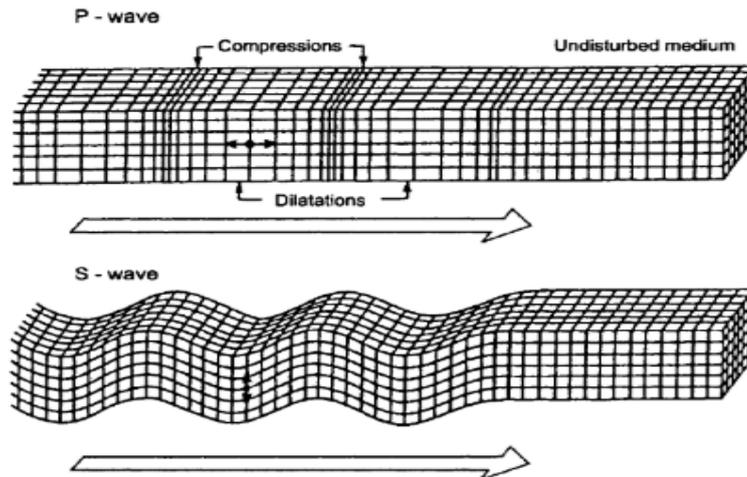
Batuan penyekat adalah batuan yang berperan sebagai penutup pada *petroleum system* yang dicirikan sebagai batuan yang *impermeable* dan berbutir halus, sehingga hidrokarbon yang terakumulasi di bawah batuan ini tidak bermigrasi ke tempat lain (Alifudin, 2016).

3.2. Teori Penjalaran Gelombang

Gelombang seismik yang merambat melalui interior bumi disebut *body wave* dan yang merambat melalui permukaan bumi disebut *surface wave*. *Body wave* dibedakan menjadi dua berdasarkan arah getarnya yaitu: Gelombang P (longitudinal), merupakan gelombang dengan arah getarnya searah dengan arah perambatan gelombang sedangkan gelombang S (transversal) arah getarnya tegak lurus dengan arah perambatannya. *Surface wave* terdiri atas *Rayleigh wave* dan *Love wave* (Telford dkk., 1990).

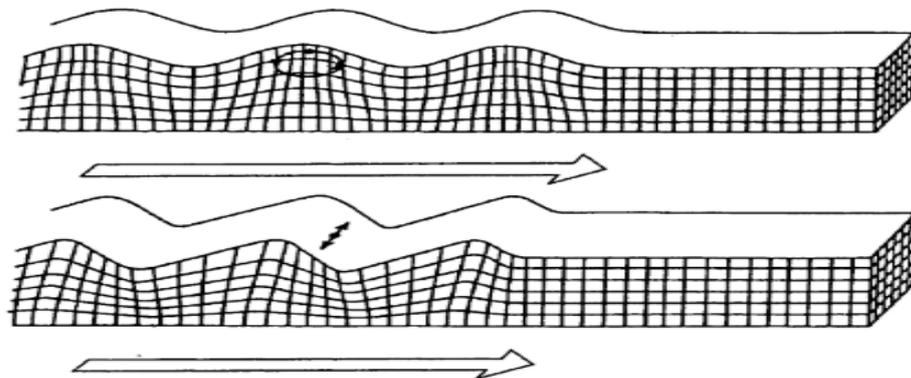
Menurut penjalarannya, gelombang seismik dapat dibedakan menjadi dua bagian yaitu :

1. Gelombang utama (*body wave*) adalah jenis gelombang yang energinya ditransfer melalui medium di dalam bumi. Contoh dari *body wave* adalah gelombang P dan gelombang S seperti yang terdapat pada **Gambar 10**.



Gambar 10. Gelombang primer dan gelombang sekunder (Bolt, 1982 dalam (Reynolds, 1997)).

2. Gelombang permukaan (*surface wave*) merupakan gelombang yang energinya ditransfer melalui permukaan bumi. Gelombang permukaan memiliki amplitudo yang besar dan frekuensi kecil. Contoh gelombang permukaan adalah *Love wave* dan *Rayleigh wave* seperti yang dapat dilihat pada **Gambar 11**.



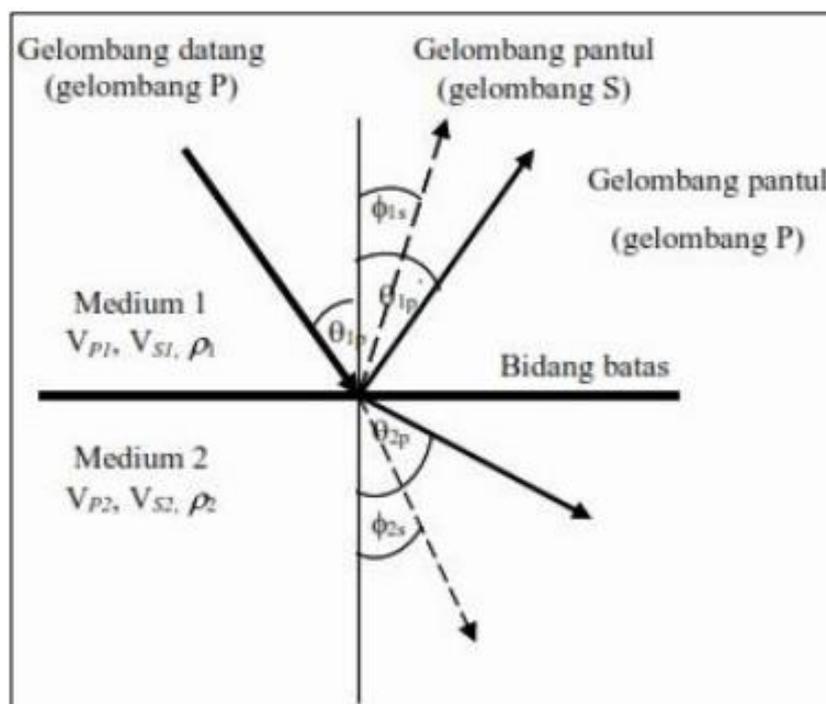
Gambar 11. Gelombang Rayleigh (atas) dan gelombang Love (bawah) (Bolt, 1982 dalam (Reynolds, 1997)).

Penjalaran gelombang seismik mengikuti hukum dan asumsi penjalaran gelombang berikut:

1. Digunakan Panjang gelombang seismik yang lebih kecil dibandingkan dengan ketebalan lapisan batuan agar dimungkinkan setiap lapisan batuan akan terdeteksi.

2. Gelombang seismik memenuhi Hukum Snellius, Prinsip Huygens dan Asas Fermat.

Menurut Hukum Snellius, jika gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan dan ditransmisikan sebagai gelombang P dan gelombang S, dapat dilihat pada **Gambar 12**.



Gambar 12. Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor (Yilmaz, 2001).

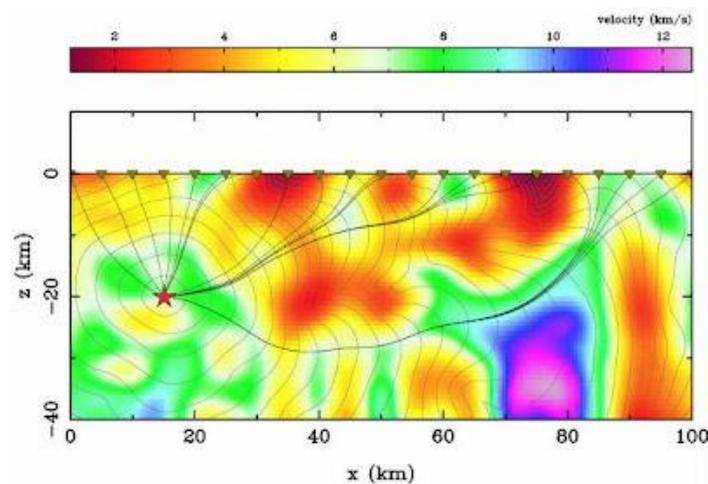
Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum Snellius, yaitu:

$$\frac{\sin(\theta_1)}{VP1} = \frac{\sin(\theta'_1)}{VP1} = \frac{\sin(\theta_2)}{VP2} = \frac{\sin(\phi_1)}{VS1} = \frac{\sin(\phi_2)}{VS2} = p \quad (1)$$

Dimana θ_1 adalah sudut datang gelombang P, θ'_1 adalah sudut refleksi gelombang P, θ_2 adalah sudut transmisi gelombang P, ϕ_1 adalah sudut refleksi gelombang S, ϕ_2 adalah sudut transmisi gelombang S, p adalah parameter gelombang, $VP1$ adalah kecepatan gelombang P pada medium pertama, $VP2$ adalah kecepatan gelombang

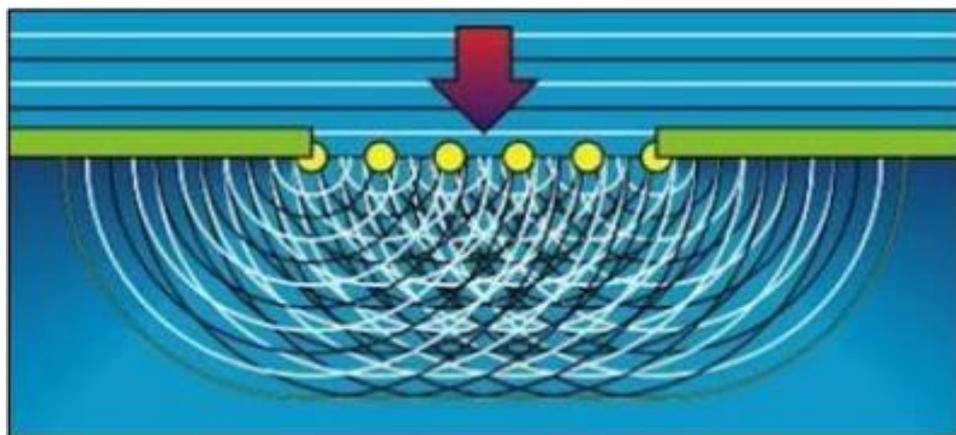
P pada medium kedua, VS1 adalah kecepatan gelombang S pada medium pertama dan VS2 adalah kecepatan gelombang S pada medium kedua.

Asas Fermat menyatakan bahwa gelombang cenderung merambat pada lintasan dengan waktu rambat tercepat. Dengan kata lain, gelombang akan merambat pada medium yang lebih kompak untuk merambat dari titik awal ke titik akhir. Ilustrasi Asas Fermat dapat dilihat pada **Gambar 13**.



Gambar 13. Prinsip Asas Fermat (Rawlinson and Sambridge, 2003)

Sementara Hukum Huygens menyatakan setiap titik muka gelombang yang mencapai pada batas dua medium/lapisan yang berbeda akan menghasilkan gelombang baru, seperti dilihat pada **Gambar 14**.

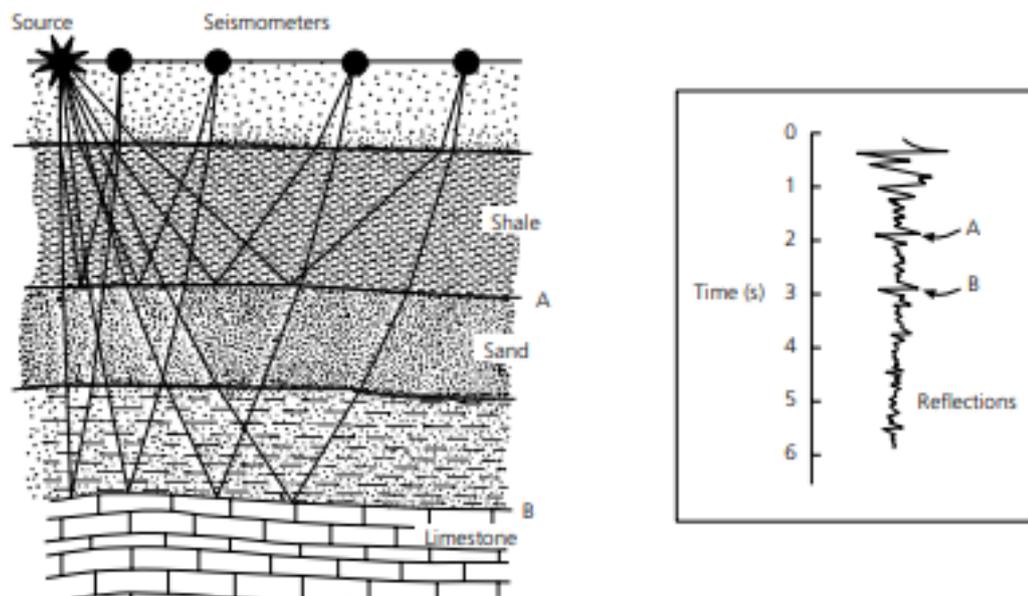


Gambar 14. Prinsip Huygens (Asparini, 2011).

3.3. Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi didasarkan pada bagaimana respon bumi terhadap perambatan gelombang seismik. Sumber gelombang yang berasal dari permukaan bumi melepaskan energi ke dalam bumi dalam bentuk energi akustik dan kemudian merambat ke segala arah. Apabila dalam perambatannya gelombang mengenai/menemui bidang batas antar dua medium/lapisan yang memiliki perbedaan impedansi akustik, maka sebagian energi akan dipantulkan kembali ke permukaan dan sebagian di transmisikan. Pantulan gelombang inilah yang kemudian direkam pada permukaan tanah menggunakan alat yang dinamakan *geophone* dan jika pada laut menggunakan *hydrophone* (Reynolds, 1997).

Gelombang seismik memiliki sifat gelombang mekanik di mana kecepatan gelombang seismik akan berbeda jika terdapat perbedaan impedansi antar lapisan batuan. Ilustrasi pengukuran metode seismik refleksi dapat dilihat pada **Gambar 15**.



Gambar 15. Ilustrasi pengukuran metode seismik refleksi (Stein and Wysession, 2003)

3.4. Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi memperlihatkan komponen dari sebuah gelombang (*trace* seismik) seperti panjang dan tinggi gelombang, amplitudo, palung, puncak dan *zero crossing*. Parameter dasar tersebut kemudian dapat diturunkan menjadi beberapa komponen lain seperti koefisien refleksi, impedansi akustik, polaritas, fasa, *wavelet*, dan sintetik seismogram (Guspriandoko, 2017).

3.4.1. Impedansi Akustik

Impedansi akustik ialah kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya (Halomoan dkk., 2017). Impedansi akustik (AI) didefinisikan dalam persamaan matematis sebagai berikut:

$$Z_{\rho} = V_p \cdot \rho \quad (2)$$

Dimana Z_{ρ} adalah nilai impedansi akustik, V_p adalah kecepatan gelombang P (m/s) dan ρ adalah densitas batuan (g/cc).

Impedansi akustik ini cukup sensitif terhadap perubahan litologi dan properti batuan. Oleh karena itu, impedansi akustik ini cukup efektif sebagai indikator perbedaan litologi, porositas, dan karakterisasi reservoir secara kuantitatif (Sukmono, 2011). Selain itu, impedansi akustik juga dapat digunakan untuk mengetahui tingkat kepadatan batuan. Sebagai contoh batuan yang lunak seperti lempung mempunyai nilai impedansi akustik yang rendah, sedangkan batu granit dan gamping mempunyai nilai impedansi akustik tinggi (Sukmono dan Abdullah, 2001).

3.4.2. Koefisien Refleksi

Koefisien Refleksi (RC) merupakan nilai kontras impedansi akustik pada bidang batas lapisan yang memiliki nilai densitas dan kecepatan yang berbeda. Ketika gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (normal *incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

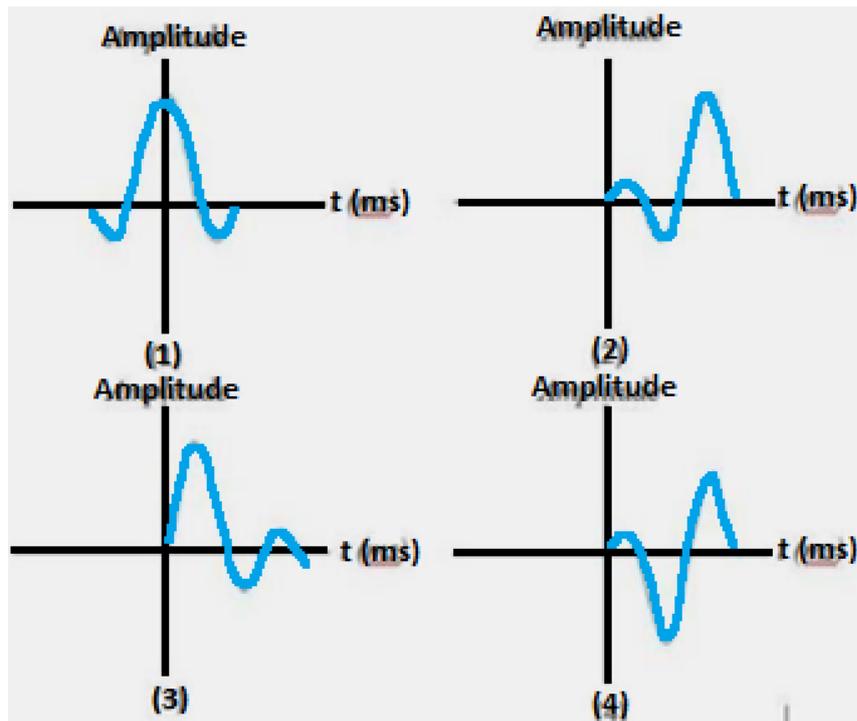
$$RC = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (3)$$

Dimana Z_i adalah impedansi akustik dari lapisan ke- i dan RC adalah koefisien refleksi.

Koefisien refleksi mempunyai rentang nilai antara -1 sampai 1 . Jika impedansi akustik pada suatu lapisan lebih besar dari impedansi akustik lapisan di atasnya ($Z_2 > Z_1$), atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka koefisien refleksi akan bernilai positif. Nilai kontras impedansi akustik dapat juga diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudo maka semakin besar refleksi dan kontras nilai impedansi akustik nya (Sukmono, 1999).

3.4.3. Wavelet

Wavelet merupakan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. *Wavelet* memiliki komponen amplitudo, frekuensi dan fase serta panjang gelombang. Ada empat macam tipe *wavelet* berdasarkan fase gelombangnya yaitu *wavelet* fase nol (*zero phase*), fase maksimum, fase minimum, dan fase campuran (Sukmono, 1999). Macam-macam *wavelet* dapat dilihat pada **Gambar 16**.



Gambar 16. Jenis-jenis fase wavelet (1) *zero phase*, (2) *maximum phase*, (3) *minimum phase* dan (4) *mixed phase* (Sukmono, 1999).

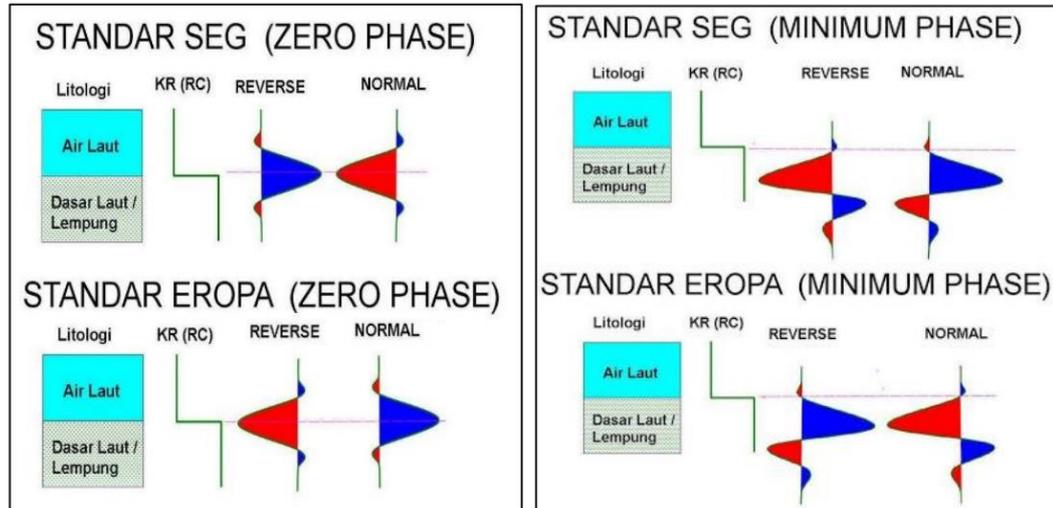
Uraian jenis-jenis *wavelet* sebagai berikut:

1. *Zero Phase* : konsentrasi energi maksimum di tengah titik referensi sama dengan nol
2. *Minimum Phase* : energinya terkonsentrasi di bagian depan.
3. *Maximum Phase* : energinya terkonsentrasi di bagian belakang.
4. *Mixed Phase* : campuran atau jumlahan dari bentuk-bentuk *wavelet* di atas

3.4.4. Polaritas

Polaritas merupakan penggambaran koefisien refleksi dalam bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan gelombang dengan bentuk puncak (*peak*), dan apabila $Z_2 < Z_1$ akan diperoleh gelombang dengan bentuk palung (*trough*). Karena ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang dihasilkan dari perekaman, untuk itu dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas: Standar Eropa dan Standar SEG (*Society of*

Exporation Geophysicist) yang keduanya saling berkebalikan seperti yang terdapat pada **Gambar 17**.



Gambar 17. Polaritas gelombang seismik (Sukmono, 1999).

3.4.5. Trace Seismik

Trace seismik merupakan data seismik yang terekam oleh *geophone/hydrophone* yang mencerminkan respon dari gelombang seismik terhadap kontras impedansi akustik pada batas 2 lapisan yang berbeda. Secara matematis, *trace* seismik dihasilkan dari konvolusi antara *wavelet* seismik dengan reflektivitas bumi kemudian ditambahkan dengan komponen *noise* (Sukmono, 2000), dimana persamaannya dinyatakan sebagai berikut:

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

Dimana $S(t)$ adalah *trace* seismik, $W(t)$ adalah *wavelet* seismik, $r(t)$ adalah reflektivitas bumi dan $n(t)$ adalah *noise*.

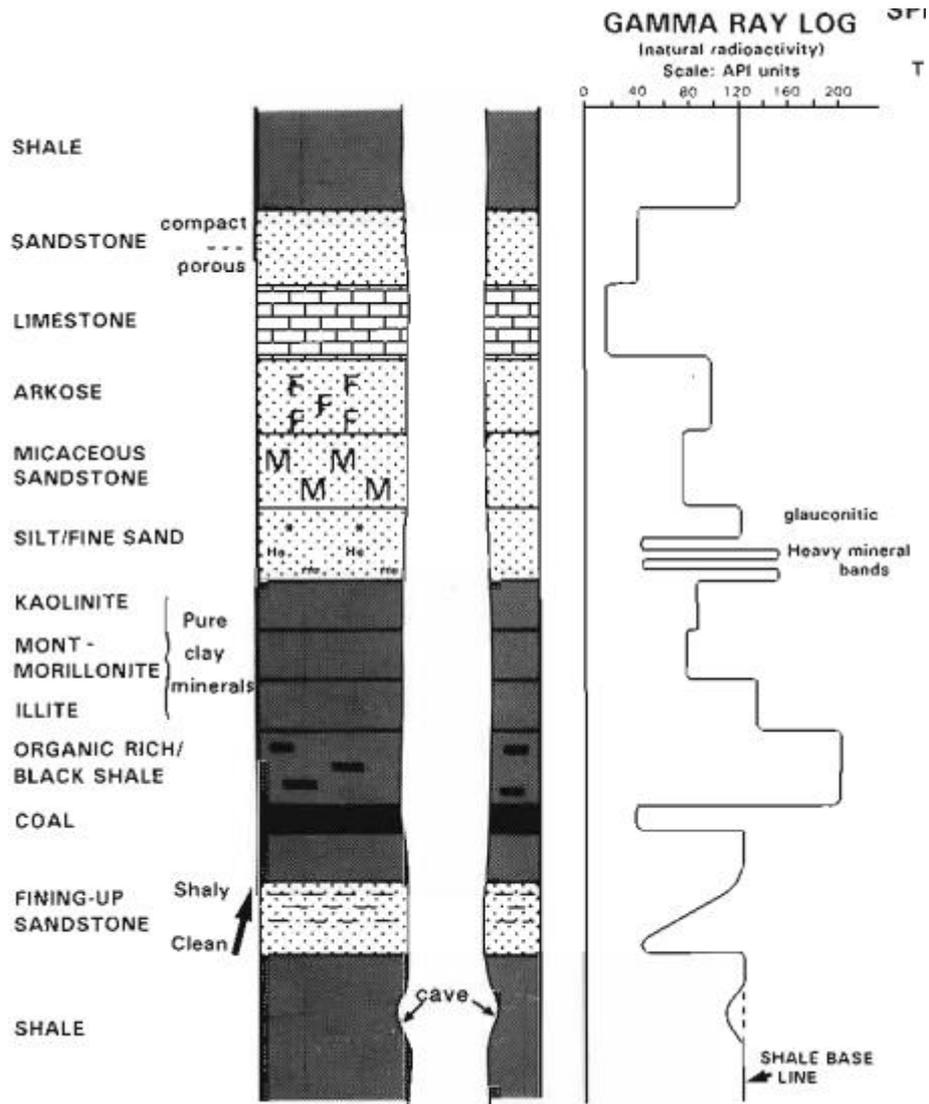
3.5. *Well Logging*

Well logging merupakan salah satu teknik untuk memperoleh data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur untuk mengidentifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan. Tujuan dari pengukuran *well logging* ialah untuk memperoleh informasi litologi, pengukuran resistivitas, pengukuran porositas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan, tujuan utama digunakannya log ini adalah untuk menentukan zona reservoir dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir (Harsono, 1997).

Jenis log yang umumnya digunakan untuk eksplorasi minyak dan gas bumi diantaranya adalah:

- Log Gamma-Ray (GR)

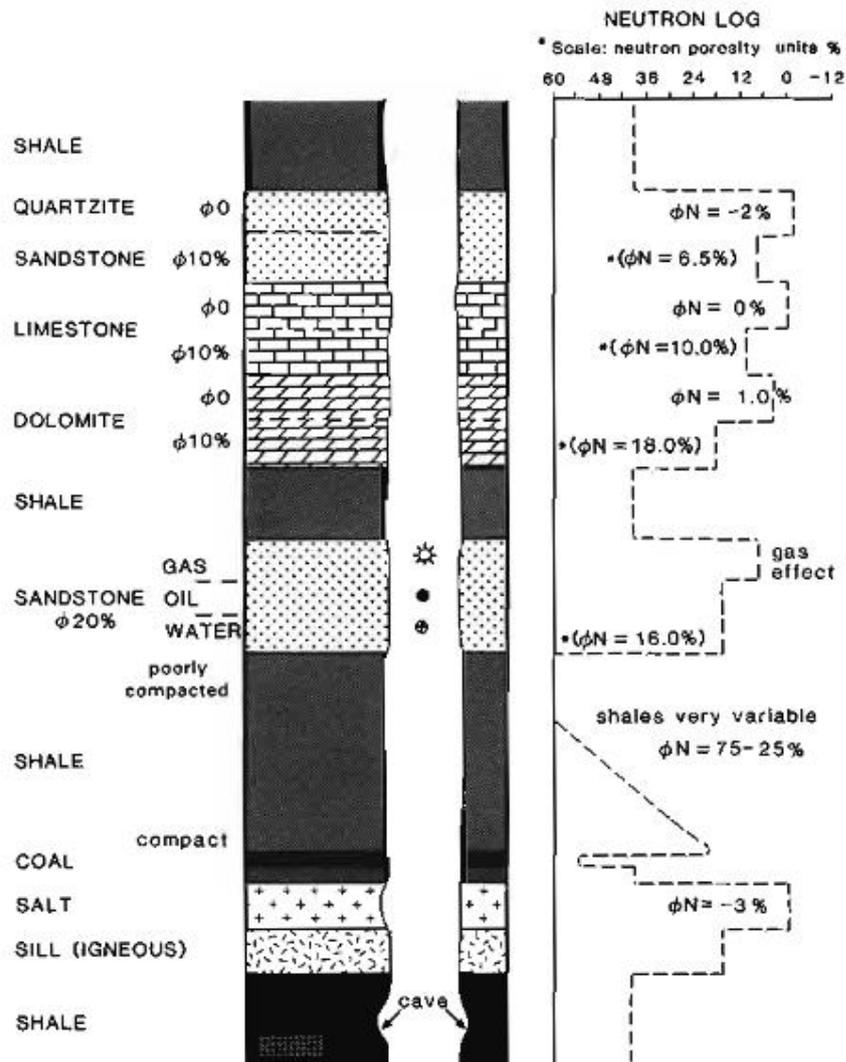
Log gamma ray mengukur unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya uranium, thorium, potassium, dan radium alami pada suatu formasi. Log ini biasanya digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan melakukan korelasi data sumur. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, atau *gypsum*. Formasi yang tersusun atas litologi batupasir akan memiliki nilai pembacaan gamma ray yang rendah karena batupasir memiliki konsentrasi material radioaktif yang rendah (Asquith and Krygowski, 2004). Respon log gamma ray dengan beberapa jenis litologi batuan dapat dilihat pada **Gambar 18**.



Gambar 18. Respon log gamma ray terhadap litologi (Rider, 2002)

- Log *Neutron Porosity* (NPHI)

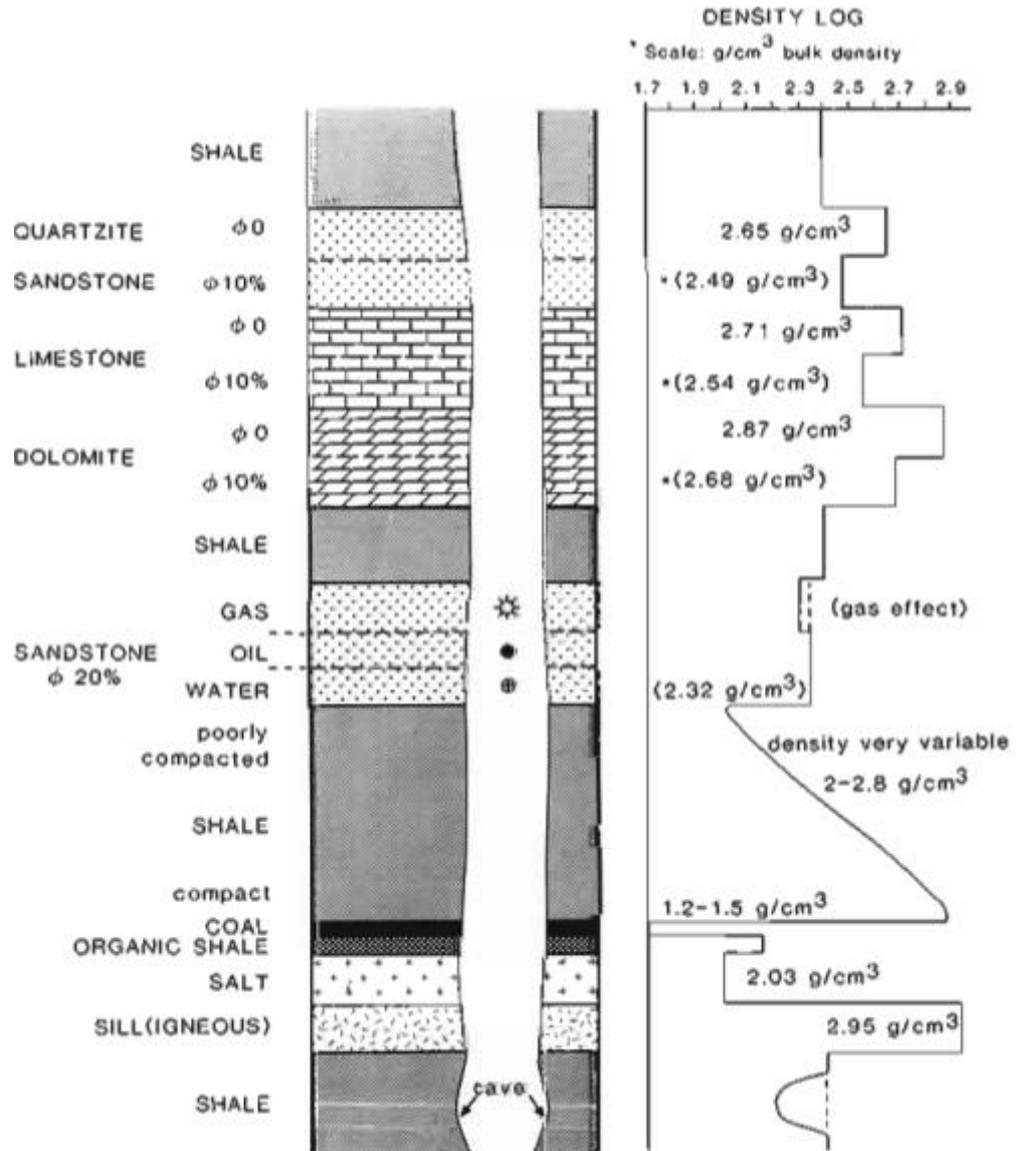
Pengukuran ini dilakukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Log *Neutron Porosity* tidak mengukur porositas yang sebenarnya dari batuan, melainkan kandungan hidrogen yang berada pada pori-pori batuan. Semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogennya. Sebagai contoh *shale* yang memiliki kandungan hidrogen yang tinggi dapat diinterpretasikan memiliki porositas yang tinggi. Respon log *Neutron Porosity* terhadap beberapa litologi dapat dilihat pada **Gambar 19**.



Gambar 19. Respon log *Neutron Porosity* terhadap litologi (Rider, 2002).

- Log *Density* (RHOB)

Log *density* berfungsi untuk mengukur densitas batuan di sepanjang lubang bor. Densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori yang diukur oleh log ini. Prinsip kerja dari log ini adalah dengan emisi sumber radioaktif. Semakin padat suatu batuan maka akan menyebabkan semakin sulit sinar radioaktif yang dihitung oleh penerima. Respon log *density* terhadap beberapa litologi dapat dilihat pada **Gambar 20**.

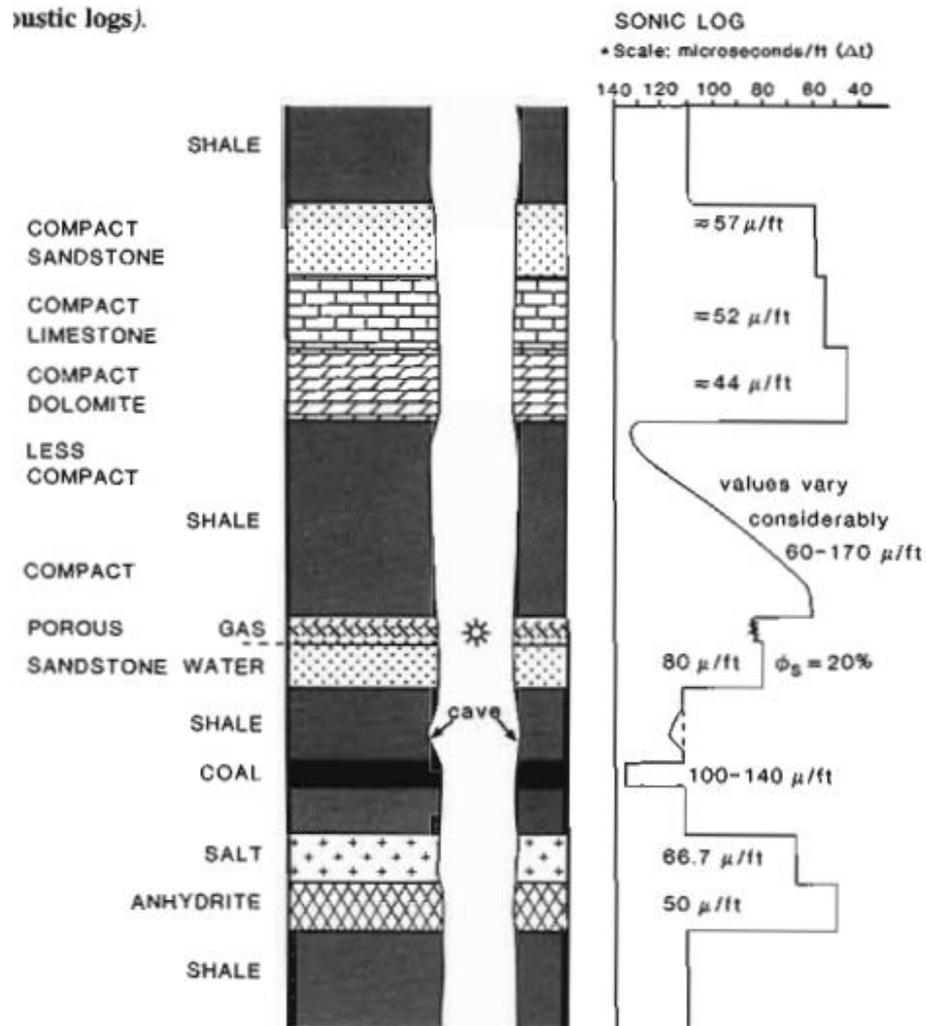


Gambar 20. Respon *log density* terhadap litologi (Rider, 2002).

- *Log Sonic* (DT)

Merupakan log yang menggambarkan waktu tempuh kecepatan suara, yang kemudian dipantulkan kembali dan direkam oleh *receiver*. waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut *transit time* (Δt). Besar kecilnya Δt yang melalui formasi bergantung pada besar dan jenis porositas serta kandungan fluidanya. Konsep dasar *log sonic* adalah gelombang suara yang merambat pada formasi batuan, kecepatan perambatannya akan semakin besar pada formasi batuan yang lebih

kompak dan semakin kecil perambatannya pada formasi batuan yang lunak. Respon log *sonic* terhadap litologi dapat dilihat pada **Gambar 21**.

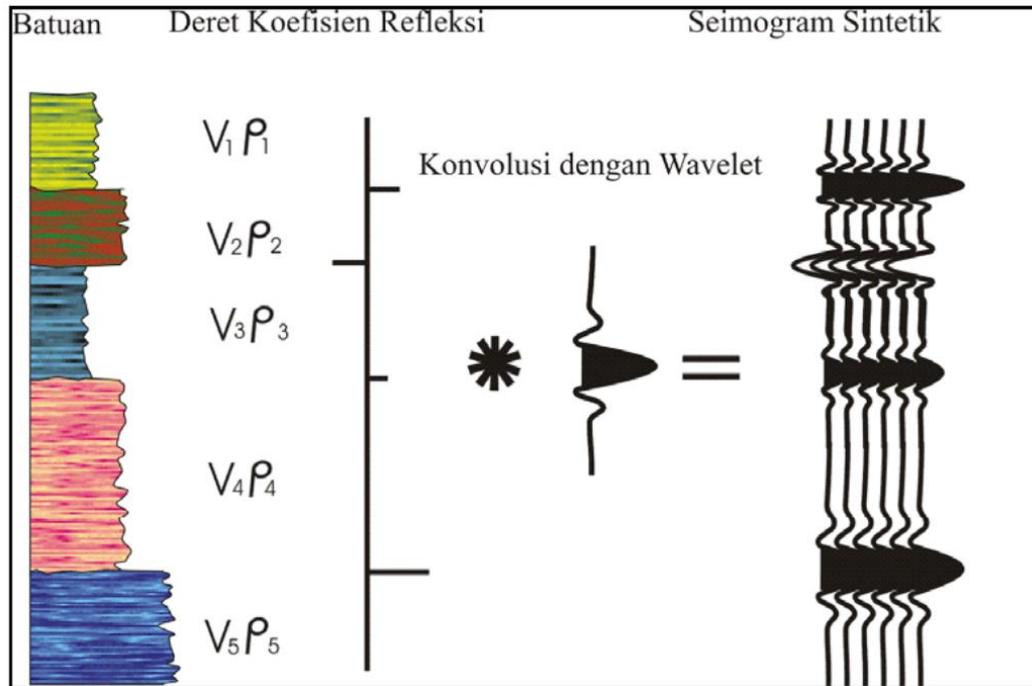


Gambar 21. Respon log *sonic* terhadap litologi (Rider, 2002).

3.6. Sintetik Seismogram

Sintetik seismogram merupakan data seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan/sonic dan densitas yang akan menghasilkan koefisien refleksi (RC) yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan diperoleh seismogram sintetik seperti yang terdapat pada **Gambar 22**. Seismogram sintetik berguna untuk mengikat data sumur yang berdomain kedalaman dengan data seismik yang berdomain waktu. Sebelum dilakukan pengikatan data sumur dan data seismik

harus dilakukan konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur yang ada.



Gambar 22. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dan *wavelet* (Sukmono, 2002).

3.7. *Well to Seismic Tie*

Well seismic tie ini merupakan proses untuk mengikat data sumur yang berdomain kedalaman dengan data seismik yang berdomain waktu, sehingga diperoleh data hubungan waktu dengan kedalaman, yaitu *Time to Depth Relationship* (T-D) untuk mempermudah dilakukan interpretasi selanjutnya, yaitu *picking* dan inversi. Proses *well to seismic tie* menggunakan data sumur densitas (log RHOB) dan data log *sonic* (log DT) yang menghasilkan impedansi akustik antar lapisan sehingga akan mendapatkan kontras perbedaan dari koefisien refleksi. Koefisien refleksi dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga mendapatkan sintetik seismogram.

Metode analisis yang digunakan dalam proses *well to seismic tie* adalah *Cross correlation* yang digunakan untuk menemukan lag waktu optimal di mana pola

seismik pada kedua jenis data paling cocok atau berkorelasi dengan baik. Dengan menemukan lag waktu ini, kita dapat mengkalibrasi data *well logs* dengan data seismik dan memahami sejauh mana kedua jenis data ini saling cocok secara temporal.

Perhitungan *Cross correlation* dapat dilakukan melalui persamaan berikut:

$$C_{\tau} = \sum_{t=1}^n X_{(t)} \cdot Y_{(t+\tau)} \quad (5)$$

Dimana C_{τ} adalah *cross correlation*, $X_{(t)}$ adalah seismogram sintetis, $Y_{(t+\tau)}$ adalah seismogram asli dan n adalah jumlah sampel dalam dataset.

Perhitungan dilakukan untuk mengidentifikasi lag waktu τ di mana nilai *cross correlation* $C(\tau)$ mencapai nilai maksimum. Lag ini menunjukkan seberapa baik pola seismik dalam kedua dataset saling cocok secara temporal. Lag maksimum mengindikasikan pergeseran waktu optimal di antara kedua jenis data untuk mencapai korelasi maksimum. Dengan mengetahui lag maksimum, dapat dilakukan kalibrasi data *well logs* dengan data seismik. Misalnya, jika lag positif, maka data *well logs* perlu digeser ke kiri untuk sesuai dengan data seismik.

3.8. Seismik Atribut

Seismik Atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik original secara langsung yang dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal. Seismik atribut merupakan turunan dari data seismik original yang dapat dianalisis untuk memperkaya informasi dari data seismik itu sendiri. Contoh dari seismik atribut adalah amplitudo, waktu, frekuensi, dan atenuasi. Atribut seismik yang biasa digunakan dalam interpretasi data seismik adalah atribut RMS dan *Envelope*.

3.8.1. Atribut Amplitudo RMS (*Root Mean Square*)

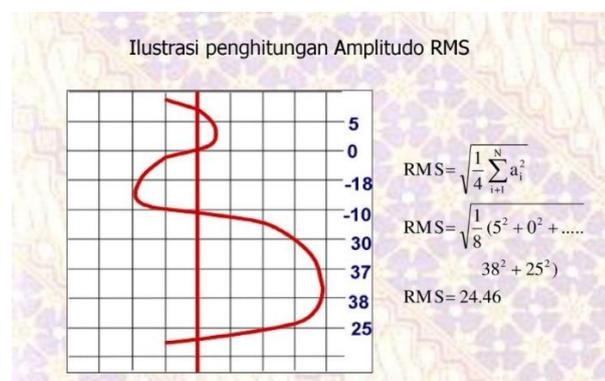
Atribut amplitudo ini digunakan untuk mengidentifikasi anomali amplitudo akibat adanya hidrokarbon seperti *brightspot*, *dimplespot* maupun *flatspot*. Menurut Anstey (1973) dalam Sukmono (2002) atribut RMS ini menghilangkan pengaruh distorsi dari polaritas refleksi dan fasa *wavelet* dari amplitudo seismik. Hal ini mengakibatkan *brightspot* lebih mudah terlihat dan juga memungkinkan perbandingan relatif antar anomali amplitudo.

Prinsip dasar atribut ini adalah akar kuadrat rata-rata dari kuadrat amplitudo dalam interval waktu tertentu. Atribut ini dalam perhitungannya dilakukan dengan memasukan nilai amplitudo dengan nilai positif dan negatif yang dikuadratkan kemudian diakarkan, sehingga menghasilkan amplitudo yang bernilai positif. RMS akan sensitif terhadap perubahan nilai amplitudo tinggi ataupun rendah. Adapun persamaan perhitungan amplitudo *Root Mean Square* seperti yang ditunjukkan pada persamaan berikut.

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (6)$$

Dengan N adalah jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis, a adalah besar amplitudo.

Ilustrasi perhitungan atribut RMS dapat dilihat pada **Gambar 23** berikut.



Gambar 23. Ilustrasi perhitungan AMplitudo RMS.

3.8.2. Atribut *Envelope*

Atribut *envelope* yang merefleksikan energi total suatu sinyal seismik pada suatu waktu tertentu. Atribut ini dihasilkan dari akar total energi sinyal seismik yang terjadi pada waktu sesaat. Atribut *envelope* berhubungan erat dengan nilai amplitudo. Prinsipnya, atribut ini dapat diimajinasikan sebagai sebuah amplop (*envelope*) yang menyelubungi nilai besar dan kecilnya amplitudo seismik. Bila amplitudonya tinggi, maka energi juga akan demikian dan sebaliknya. Persamaan atribut *envelope* dapat ditulis sebagai berikut.

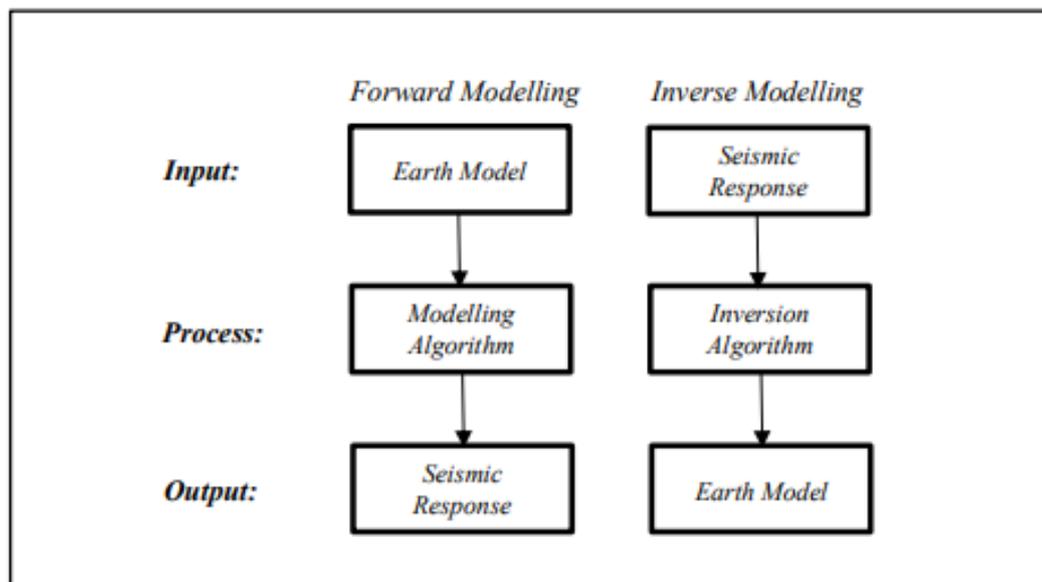
$$\text{Envelope } A(t) = \sqrt{f^2(t) + h^2(t)} \quad (7)$$

Dengan $f(t)$ adalah *trace real* dan $h(t)$ adalah *trace* imajiner.

Atribut *envelope* sensitif terhadap perubahan impedansi akustik yang secara langsung dapat dikaitkan dengan perubahan litologi, porositas, keberadaan hidrokarbon, dan lapisan tipis. *Reflection strength* yang bernilai tinggi berasosiasi dengan perubahan litologi secara signifikan akibat adanya ketidakselarasan atau perubahan lingkungan pengendapan. Atribut ini juga dapat digunakan sebagai DHI yang ditandai dengan adanya kenaikan atau penurunan nilai impedansi akustik secara signifikan.

3.9. Inversi Seismik *Acoustic Impedance* (AI)

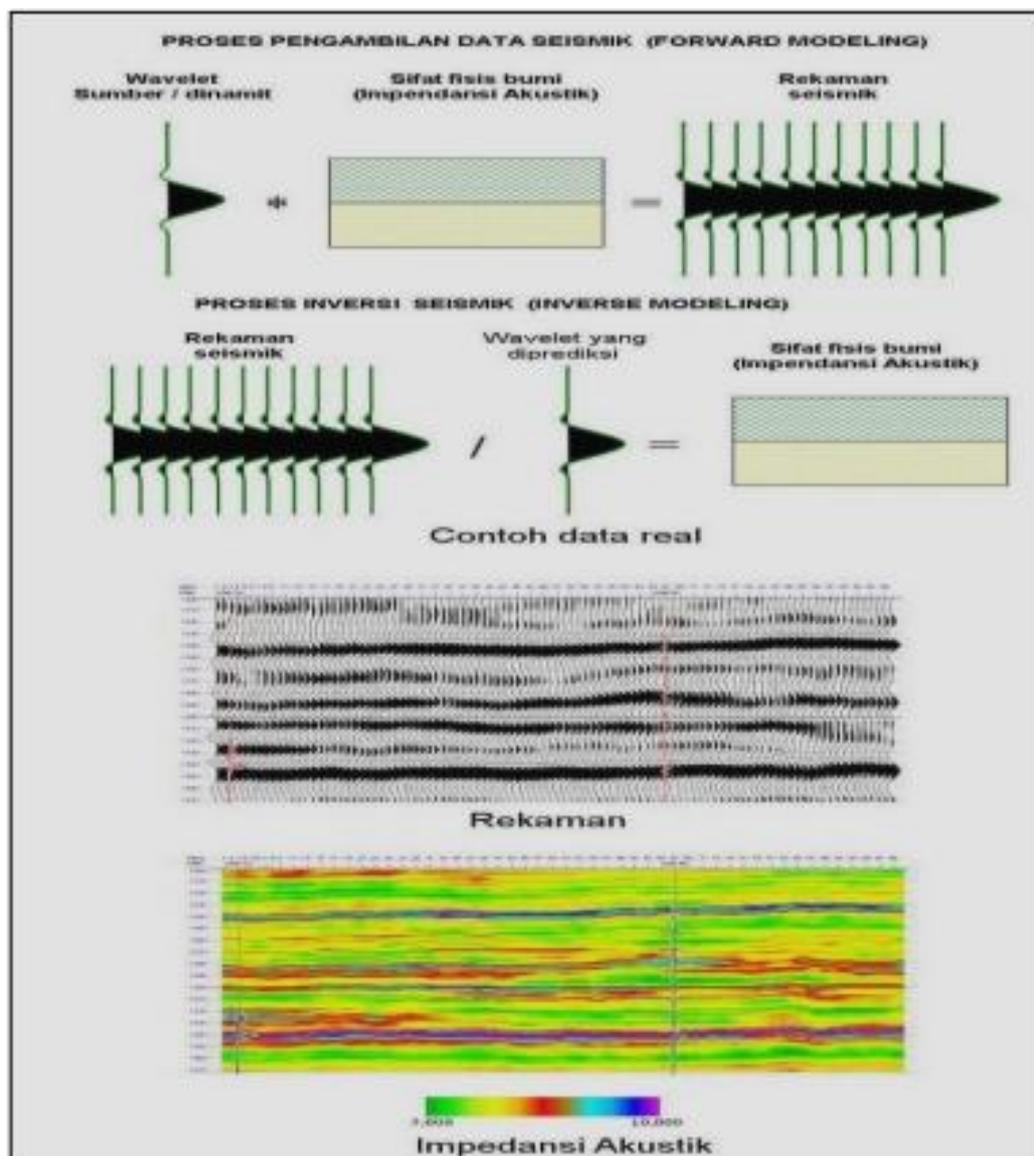
Inversi seismik adalah suatu metode untuk memodelkan struktur bawah permukaan secara kuantitatif menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2011). Metode inversi seismik digunakan secara luas dalam analisis data seismik refleksi. Tujuannya adalah untuk memperkirakan sifat fisis batua, karakterisasi reservoir dan pemantauan reservoir selama proses produksi. Pemodelan data seismik terbagi menjadi 2 jenis yaitu *forward modelling* dan *inverse modelling*. Diagram dari kedua jenis pemodelan itu terdapat pada **Gambar 24**.



Gambar 24. Diagram *forward modeling* dan *inversion modeling* (Russell, 1988).

Berdasarkan proses pengerjaannya, pemodelan bawah permukaan dibagi menjadi 2 yaitu *forward modelling* dan *Inverse modeling*. *Forward modelling* adalah operasi konvolusi antara *wavelet* dengan koefisien refleksi, sedangkan proses inversi merupakan kebalikan (*inverse*) dari upaya pengambilan data seismik (*forward modelling*).

Dalam hal ini akan dilakukan proses inversi impedansi akustik (AI) untuk mendapatkan model bawah permukaan yang sebenarnya dengan parameter nilai impedansi akustiknya. Ilustrasi dari inversi impedansi akustik dapat dilihat pada **Gambar 25**. Adapun jenis inversi impedansi akustik yang digunakan adalah *model based inversion*. Dimana inversi *model based* ini tidak langsung menginversi langsung dari data seismik, melainkan model geologi dan model inisial sehingga didapatkan resolusi yang baik.



Gambar 25. Representasi dari rekaman seismik dan impedansi akustik (Sukmono, 1999)

Inversi impedansi akustik dapat digunakan untuk berbagai interpretasi, antara lain sebagai berikut: 1. Indikator litologi batuan. 2. Memetakan sekaligus melihat persebaran litologi. 3. Indikator porositas. 4. Identifikasi fasies seismik. 5. Pembentukan model geologi bawah permukaan dengan berdasarkan data seismik dengan data sumur sebagai data pengikat. 6. Sebagai *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI) (Herlambang dkk., 2017).

Ada beberapa hal yang perlu dipersiapkan untuk memperoleh data seismik impedansi akustik, yaitu: 1. Data seismik yang dipakai harus *preserved amplitude*. 2. Hasil interpretasi *horizon* 3. Data log sumur, minimal data log *sonic* dan densitas, data *checkshot*. (Herlambang dkk., 2017).

Dalam proses inversi impedansi akustik model berbasis *wavelet* dan log *sonic*, langkah-langkah yang diambil melibatkan *cross-correlation* antara hasil konvolusi *inverted log sonic* dengan *wavelet* dan seismogram asli seismik. Ini penting untuk memahami hubungan antara respons impuls dari model batuan dan respons seismik yang diamati.

Dalam praktiknya, nilai V_p diperoleh melalui konversi waktu transit gelombang *P-wave* menjadi kecepatan menggunakan formula berikut:

$$V_p = \frac{1}{\Delta t} \quad (8)$$

Dimana V_p adalah kecepatan gelombang P (ft/s), Δt adalah waktu transit gelombang P ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

Nilai impedansi akustik dapat diperoleh menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$AI = V_p \cdot \rho \quad (9)$$

Dimana AI adalah impedansi akustik ((ft/s)*(g/cc)). V_p adalah kecepatan gelombang P (ft/s) dan ρ adalah densitas (g/cc).

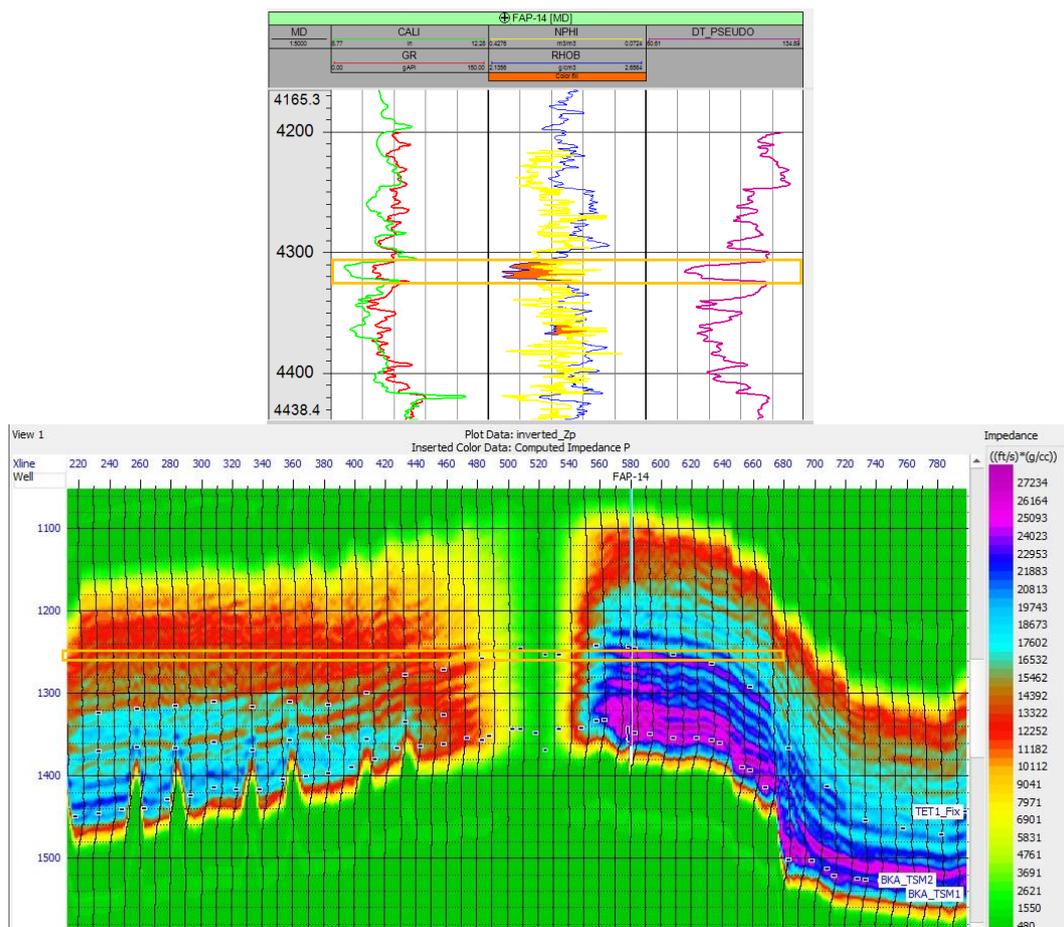
Cross-correlation antara data (log *sonic*) yang dikonvolusikan dengan *wavelet* dan *wavelet* seismik asli dilakukan untuk membandingkan pola gelombang dan menemukan kemiripan waktu. Ini membantu dalam mengidentifikasi lokasi refleksi dan perubahan impedansi dalam model. Rumus *cross-correlation* nya adalah sebagai berikut:

$$C\tau = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \cdot g(t + \tau) dt \quad (10)$$

Dimana $C\tau$ adalah *cross correlation*, $f(t)$ adalah respons impuls model batuan, τ adalah lag waktu yang bervariasi dan $g(t + \tau)$ adalah sinyal seismik yang digeser dalam waktu seiring dengan variasi τ .

Hasil $C(\tau)$ dari *cross-correlation* ini memberikan informasi tentang sejauh mana respons impuls model $f(t)$ cocok dengan respons seismik yang diamati $g(t + \tau)$. Nilai maksimum dari $C(\tau)$ menunjukkan di mana respons impuls model paling cocok dengan respons seismik.

Contoh perhitungan V_p dan impedansi akustik pada sumur FAP-14 pada **Gambar 26** sebagai berikut.



Gambar 26. Data well log sumur FAP-14 (atas) dan hasil inversi AI (bawah).

Zona target ditandai dengan kotak berwarna merah, memiliki nilai GR 60 gAPI, Density 2.2 g/cm³ dan terdapat zona separasi selain itu memiliki nilai DT 80 μ s/ft.

Maka V_p dapat diperoleh menggunakan rumus (8).

$$V_p = \frac{1}{\Delta t}$$

$$V_p = \frac{1}{80 \times 10^{-6}} \text{ ft/s}$$

$$V_p = 12500 \text{ ft/s}$$

$$AI = V_p \times \text{Density}$$

$$AI = 12500 \times 2.23 = 27500 \text{ ((ft/s)*(g/cc))}$$

Maka impedansi akustik pada lapisan tersebut sebesar 27500 ((ft/s)*(g/cc)) sudah sesuai dengan hasil inversi nya.

3.10. Persamaan Garis Lurus

Dalam penelitian ini digunakan persamaan garis lurus bentuk miring ($y = mx + b$). Dalam bentuk miring, persamaan garis lurus dinyatakan sebagai persamaan linear dengan gradien (m) yang menunjukkan kemiringan garis, dan y -intercept (b) yang merupakan titik tempat garis memotong sumbu y .

1. Gradien (m) menggambarkan seberapa curam atau datar garis tersebut. Jika $m > 0$, garis cenderung naik ke arah kanan; jika $m < 0$, garis cenderung turun ke arah kanan; jika $m = 0$, garis horizontal.
2. Y -intercept (b) adalah titik tempat garis memotong sumbu y . Nilai b menentukan posisi vertikal garis di dalam koordinat.

Hubungan berbanding terbalik dan sejajar dalam persamaan garis lurus:

1. Berbanding Terbalik: Dua variabel dikatakan berbanding terbalik jika perubahan dalam satu variabel menghasilkan perubahan terbalik dalam variabel lainnya. Dalam konteks persamaan garis lurus, jika suatu hubungan

berbanding terbalik, maka gradien garis (m) akan negatif. Artinya, ketika satu variabel meningkat, variabel lainnya akan menurun, dan sebaliknya.

2. Sejajar: Dua garis lurus dikatakan sejajar jika memiliki gradien yang sama (nilai m yang sama). Ini berarti bahwa garis-garis tersebut memiliki kemiringan yang identik, meskipun mereka mungkin memiliki nilai y -*intercept* (b) yang berbeda. Dalam kasus ini, meskipun garis-garis tersebut sejajar, mereka mungkin memiliki perpotongan yang berbeda dengan sumbu y .

IV. METODE PENELITIAN

4.1. Waktu dan Tempat Penelitian

Adapun Tugas Akhir dilakukan di:

Tempat: PT Pertamina Hulu Energi

Alamat: Jl. TB Simatupang No.1, RW.4, Tj. Bar., Kec. Jagakarsa, Kota
Jakarta Selatan, Daerah Khusus Ibukota Jakarta 12530

Tanggal: 1 Maret 2023 – 30 April 2023

4.2. Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Data Seismik 3D PSTM
2. Data Sumur (Logs yaitu GR, NPHI, RHOB, DT dan Marker)
3. Data *Checkshot*
4. *Software* Petrel
5. *Software* Hampson Russell

4.3. Time Schedule

Adapun *time schedule* dari penelitian ini seperti yang tertera pada **Tabel 1** berikut.

Tabel 1. *Time schedule* penelitian

No	Kegiatan	Maret (minggu ke-)				April (minggu ke-)				Mei (minggu ke-)				Juni (minggu ke-)				Juli (minggu ke-)				Agustus (minggu ke-)				September (Minggu ke-)			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur																												
2	Pengumpulan Data																												
3	Pengolahan dan Interpretasi Data																												
4	Penyusunan Skripsi																												
5	Bimbingan Skripsi																												
6	Seminar Proposal																												
7	Revisi Hasil dan Bimbingan Skripsi																												
8	Seminar Hasil																												
9	Sidang Komprehensif																												

4.4. Prosedur Penelitian

Prosedur dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.4.1. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada awal tahapan interpretasi data seismik. Pada tahap studi literatur penulis mempelajari mengenai geologi daerah penelitian, konsep dasar metode seismik dan *well logging*, serta alur proses pada interpretasi data seismik dan *well logging* hingga tahap pembuatan dan analisis *time structure map*, atribut RMS dan *envelope* serta inversi impedansi akustik.

4.4.2. Persiapan dan Pengumpulan Data

Tahapan ini merupakan tahapan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dalam melakukan penelitian ini. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah berupa data 3D Seismik PSTM, 6 *well* data (FAP-14, FAP-21, FAP-22, FAP-81, FAP-119), log sumur (Gamma ray, NPHI, RHOB dan *Sonic*) dan marker (TET dan BKA), informasi geologi daerah penelitian dan 5 data *Checkshot*.

4.4.3. Analisis Data Sumur

Analisis data sumur dilakukan secara kualitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan dengan metode *quick look*, dimana akan dilakukan analisis dengan melihat respon dari hasil tiap log. Analisis dengan menggunakan Log Gamma Ray dilakukan untuk mengetahui jenis litologi secara umum. Kemudian, dilakukan korelasi antara log RHOB dengan log NPHI untuk mengidentifikasi adanya hidrokarbon dengan melihat separasi dari kedua log, dimana untuk hidrokarbon ditandai dengan nilai porositas yang tinggi dan nilai densitas yang rendah.

4.4.4. Well to Seismic Tie

Well seismic tie dilakukan untuk mengikat data sumur yang berdomain kedalaman dengan data seismik berdomain waktu, sehingga diperoleh data hubungan waktu dengan kedalaman, yaitu *Time to Depth Relationship (T-D)* untuk mempermudah dilakukan interpretasi selanjutnya, yaitu *picking horizon* dan inversi. *Proses well to seismic tie* menggunakan data log RHOB dan data log DT yang menghasilkan Impedansi Akustik antar lapisan sehingga akan mendapatkan kontras perbedaan dari koefisien refleksi. Koefisien refleksi tersebut dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga mendapatkan sintetik seismogram.

4.4.5. Picking Horizon

Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis kemenerusan pada penampang seismik. Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data seismik *marine*. Penentuan jenis polaritas sangat penting dalam proses *picking horizon*.

4.4.6. Pembuatan *Time Structure Map*

Dari hasil *pick horizon* dilakukan proses *gridding*/interpolasi untuk membuat *Time Structure Map*. Dari hasil *gridding* dibuat kontur domain kedalaman dalam waktu, garis kontur sendiri merupakan garis yang menghubungkan titik-titik yang bernilai sama pada permukaan luasan, dimana jarak antara kontur (*spacing*) memperlihatkan perubahan elevasi pada suatu daerah.

4.4.7. Penerapan atribut RMS

Setelah *Time Structure Map* dibuat, langkah selanjutnya menerapkan *surface* atribut RMS dimana Atribut ini digunakan untuk mengidentifikasi anomali amplitudo akibat adanya hidrokarbon seperti *brightspot*, *dimspot* maupun *flatspot*.

4.4.8. Penerapan Atribut *Envelope*

Selain atribut RMS selanjutnya diterapkan juga *surface* atribut *Envelope* dimana Atribut *envelope* sensitif terhadap perubahan impedansi akustik yang secara langsung dapat dikaitkan dengan perubahan litologi, porositas, keberadaan hidrokarbon, dan lapisan tipis.

4.4.9. Model Inisial

Pembuatan model inisial dilakukan untuk melakukan proses inversi. Adapun data log yang digunakan adalah data impedansi akustik yang didapatkan dari log *sonic* dan log *density* (RHOB). Model inisial ini dilakukan dengan menginput lima data sumur dan input *horizon* untuk membatasi hasil model inisial dan model inversinya. Model inisial ini akan digunakan sebagai kontrol dalam melakukan inversi, sehingga model inisial ini sangat mempengaruhi hasil inversi tersebut.

4.4.10. Inversi *model based*

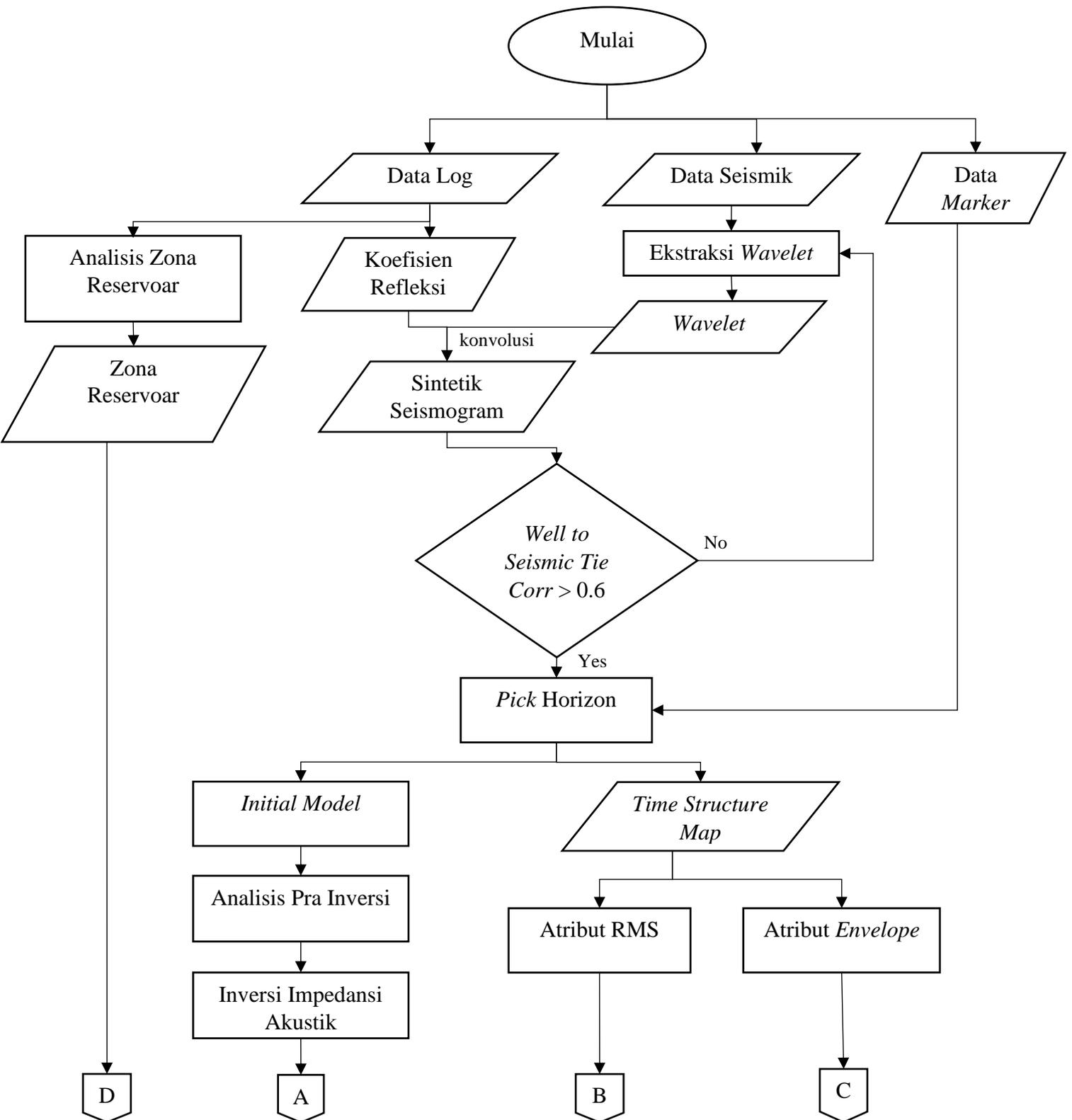
Analisis dilakukan dengan *model based inversion* yang kemudian akan dilakukan iterasi untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi dan *error* yang kecil antara hasil inversi dengan model inisialnya. Untuk mendapatkan korelasi yang bagus juga perlu menggunakan *wavelet* yang cocok untuk masing-masing sumur hasil *dari well seismic tie*. Dalam proses inversi ini dilakukan beberapa data *input* berupa *horizon*, data sumur, dan hasil model inisial.

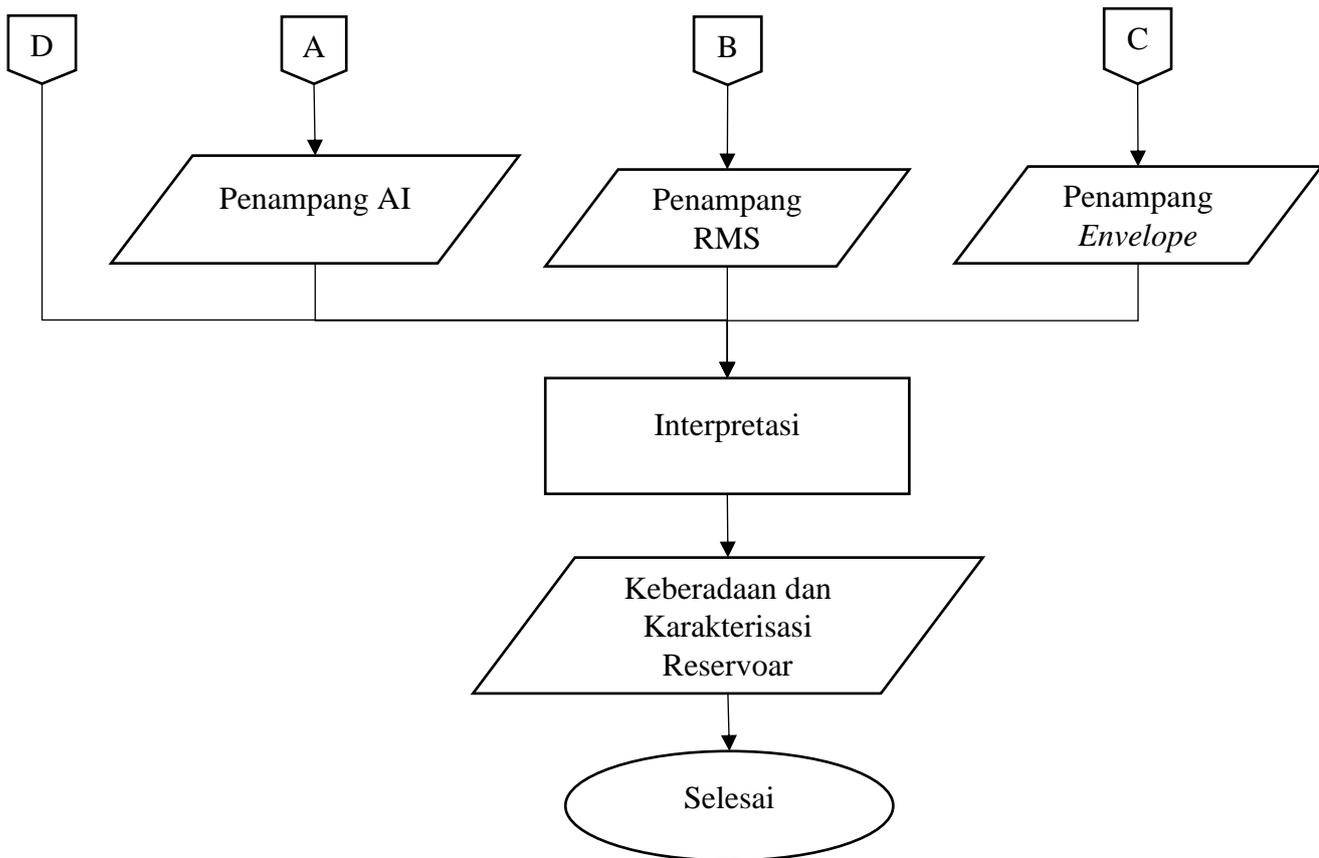
4.4.11. Interpretasi dan karakterisasi batuan reservoir

Dari hasil *Time Structure Map* yang sudah diterapkan atribut RMS dan *Envelope* serta hasil dari penampang seismik hasil inversi impedansi akustik dilakukan interpretasi dari ketiga data tersebut kemudian dikorelasikan hasilnya untuk mengidentifikasi batuan reservoir serta memperoleh hubungan antara impedansi akustik dengan densitas dan porositas batuan reservoir pada daerah penelitian.

4.5. Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian seperti pada **Gambar 27**.





Gambar 27. Diagram alir penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Addi, M. F. (2017). *Identifikasi Sistem Petroleum Endapan Pra-Tersier Di Cekungan Bintuni, Papua Barat Berdasarkan Data Magnetotellurik*. Universitas Hasanuddin.
- Alifudin, R. F. (2016). *Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Aplikasi Seismik Atribut dan inversi Seismik Impedansi Akustik Pada Lapangan "RF", JOB Pertamina Petrochina East Java*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Asparini, D. (2011). *Penerapan metode stacking dalam pemrosesan sinyal seismik laut di perairan Barat Aceh*. Institut Pertanian Bogor.
- Asquith, G., and Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis* (2nd ed.). The American Association of Petroleum Geologists.
- Guspriandoko. (2017). *Analisis Seismik Amplitude Versus Offset (AVO) Reservoir Batu Gamping Formasi Kujung Pada Lapangan "GPH" Cekungan Jawa Timur Utara*. Universitas Lampung.
- Halomoan, H. L., M, B. S., Dewanto, O., dan Hendrawan, R. (2017). Karakterisasi Reservoir Dan Identifikasi Sebaran Batuan Karbonat Menggunakan Analisis Seismik Inversi Dan Attribute Lapangan "Hatoru" Cekungan Jawa Timur Utara. *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)*, 3(3).
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- Heidrick, T. L., dan Aulia, K. (1993). A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia. *Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention*. Jakarta. Vol. 1. P. 285-316. <https://doi.org/10.29118/IPA.572.285.317>
- Herlambang, N. (2017). *Identifikasi Patahan Dan Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode Seismik Atribut Dan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik Pada Lapangan Teapot Dome U.S.A: Vol. (Nomor)*. Universitas Lampung.

- Isanjarini, V., Syafri, I., Ganjar, R. M., dan Suprayogi, K. (2020). Analisis Pemodelan Sejarah Pemedaman Dan Maturity Model Serta Korelasinya dengan Hidrokarbon Pada Blok VIS. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 4(3), 204–213. Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak- dan Gasbumi* (Edisi-2). Institut Teknologi Bandung.
- Longley, I.M., Barraclough, R., Bridden, M.A., and Brown, S. (1990). Pematang lacustrine petroleum source rocks from the Malacca Strait PSC, Central Sumatra, Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association*, v. 19/1, p. 279-297.
- Mertosono S., and Nayoan G.A.S. (1974). The Tertiary Basinal Area of Central Sumatera. *Indonesian Petroleum Association, Proceedings 3rd Annual Convention*, p. 63-76
- Natasia, N., Syafri, I., Alfadli, M. K., dan Arfiansyah, K. (2017). Analisis Fasies Reservoir A Formasi Menggala Di Lapangan Barumun Tengah, Cekungan Sumatera Tengah. *Bulletin of Scientific Contribution Geology*, 15, 139–150.
- Pratiwi, I. W. (2018). *Aplikasi Atribut Seismik dan Inversi Acoustic Impedance (AI) untuk Prediksi Penyebaran Reservoir Batupasir pada Lapangan “Kanaka” Formasi Bekasap Cekungan Sumatera Tengah*. Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
- Rawlinson, N., and Sambridge, M. (2003). Seismic Traveltime Tomography of the Crust and Lithosphere. *Advances in Geophysics*, 46(C), 81–197. [https://doi.org/10.1016/S0065-2687\(03\)46002-0](https://doi.org/10.1016/S0065-2687(03)46002-0)
- Reynolds, J. M. (1997). *An Introduction to Applied and Environmental Geophysics*. John Wiley & Sons Ltd.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs* (2nd ed.). Rider-French Consulting Ltd.
- Stein, S., and Wysession, M. (2003). *An Introduction to Seismology, Earthquakes, and Earth Structure*. Blackwell Publishing L.td.
- Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Sukmono, S. (2002). *An Introduction to Seismik Reservoir Analysis, in Seismik Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*. Institut Teknologi Bandung, Bandung.

- Sukmono, S. (2011). *Hydrocarbon Reservoir Characterization and Evaluation Using Seismic Data*. Bandung Institute of Technology, Indonesia.
- Sukmono, S., dan Abdullah, A. (2001). *Karakterisasi Reservoir Seismik*. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Telford, W. M., Geldart, L. ., and Robert Edward, S. (1990). *Applied Geophysics* (2nd ed.). Press Syndicate of The University of Cambridge.
- Widada, S., Said, S., dan Listriyanto. (2018). Potensi Shale Hydrocarbon Formasi Brown Shale , Cekungan Sumatra Tengah Berdasarkan Data Log. *OFFSHORE*, 2(1), 43–50.
- Widarsono, B. (2014b). Porosity versus depth characteristics of some reservoir sandstones in Western Indonesia. *Scientific Contributions Oil & Gas*, 37 (2), 87–104.