

**SKRIPSI**

**KARAKTERISASI RESERVOIR MENGGUNAKAN METODE INVERSI  
IMPEDANSI AKUSTIK DAN ANALISIS MULTIATRIBUT PADA  
LAPANGAN “NDM” FORMASI NGRAYONG CEKUNGAN JAWA  
TIMUR UTARA**

**Disusun dan Diajukan Oleh:**

**NINDA SAPHIRA MUSTAFA**

**H221 16 506**



**DEPARTEMEN GEOFISIKA**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**UNIVERSITAS HASANUDDIN**

**MAKASSAR**

**2021**

**KARAKTERISASI RESERVOIR MENGGUNAKAN METODE INVERSI  
IMPEDANSI AKUSTIK DAN ANALISIS MULTIATRIBUT PADA  
LAPANGAN “NDM” FORMASI NGRAYONG CEKUNGAN JAWA  
TIMUR UTARA**



**OLEH:**

**NINDA SAPHIRA MUSTAFA**

**H221 16 506**

**DEPARTEMEN GEOFISIKA**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**UNIVERSITAS HASANUDDIN**

**MAKASSAR**

**2021**

**KARAKTERISASI RESERVOIR MENGGUNAKAN METODE INVERSI  
IMPEDANSI AKUSTIK DAN ANALISIS MULTIATRIBUT PADA  
LAPANGAN “NDM” FORMASI NGRAYONG CEKUNGAN JAWA  
TIMUR UTARA**

Skripsi ini untuk melengkapi tugas akhir dan memenuhi syarat untuk memperoleh  
gelar sarjana Pada Program Studi Geofisika



**Disusun dan Diajukan Oleh:  
NINDA SAPHIRA MUSTAFA  
H221 16 506**

**DEPARTEMEN GEOFISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS HASANUDDIN  
MAKASSAR**

**2021**

**LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI**

**KARAKTERISASI RESERVOIR MENGGUNAKAN METODE INVERSI  
IMPEDANSI AKUSTIK DAN ANALISIS MULTIATRIBUT PADA  
LAPANGAN "NDM" FORMASI NGRAYONG CEKUNGAN JAWA  
TIMUR UTARA**

Oleh:

**NINDA SAPHIRA MUSTAFA**

**H221 16 506**

**SKRIPSI**

**Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Ujian Guna Memperoleh Gelar Sarjana  
Sains Program Pendidikan Sarjana, Departemen Geofisika  
Telah Disetujui Oleh Tim Pembimbing Pada Tanggal  
Seperti Tertera di Bawah Ini**

Disetujui Oleh :

**Makassar, Februari 2021**

**Pembimbing Utama**

**Pembimbing Pertama**

**Ir. Bambang Harimoi, M.Si**  
**NIP. 196105011990031003**

**Sabrianto Aswad, S.Si., M.T.**  
**NIP. 197805242005011002**

**Mengetahui,**

**Ketua Departemen Geofisika**

**Dr. Muh. Alimuddin Hamzah, M.Eng**  
**NIP. 196709291993031003**

## SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Ninda Saphira Mustafa  
NIM : H22116506  
Departemen : Geofisika  
Judul Tugas Akhir : Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode  
Inversi Impedansi Akustik Dan Analisis  
Multiatribut Pada Lapangan "NDM" Formasi  
Ngrayong Cekungan Jawa Timur Utara

Menyatakan bahwa skripsi ini benar-benar hasil karya saya sendiri dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar sarjana di Universitas Hasanuddin atau Lembaga Penelitian lain kecuali kutipan dengan mengikuti tata penulisan karya ilmiah yang sudah lazim digunakan, karya tulis ini merupakan murni dari gagasan dan penelitian saya sendiri, kecuali arahan Tim Pembimbing dan masukkan Tim Penguji.

Makassar, 11 Februari 2021

Yang Membuat Pernyataan,



**NINDA SAPHIRA MUSTAFA**

## ABSTRAK

Formasi Ngrayong merupakan reservoir hidrokarbon utama pada Cekungan Jawa Timur Utara dengan litologi batupasir. Pentingnya pengembangan lapangan yang telah ada sebelumnya dalam pemenuhan sumber energi mendasari dilakukannya penelitian ini. Tujuan penelitian ini yaitu untuk mengetahui karakteristik batuan pada *Top* Formasi Ngrayong dan *Middle* Formasi Ngrayong serta menentukan zona pengembangan pada daerah potensi hidrokarbon berdasarkan peta peta struktur waktu, distribusi impedansi akustik, dan porositas pada Formasi Ngrayong. Maka dari itu, dalam penentuan prediksi zona potensi pengembangan dilakukan kombinasi antara metode seismik inversi dan analisis multiatribut agar memberi gambaran yang lebih baik pada lapangan penelitian. Dilakukan inversi pada data seismik untuk menghasilkan informasi impedansi akustik. *Cross-validation* dilakukan untuk mengetahui jumlah maksimal atribut yang dapat digunakan dalam prediksi porositas. Penelitian ini menggunakan data seismik 3D PSTM (*post stack*) dan 5 data sumur. Berdasarkan hasil inversi seismik dan analisis multiatribut didapatkan nilai impedansi akustik sekitar 15091 – 52562 ((ft/s)(g/cc)) dengan nilai porositas berkisar antara 29% - 39% pada kedalaman 260 ms – 380 ms. Pada analisis multiatribut terdapat empat atribut yang dapat digunakan dan didapatkan korelasi antara porositas log sebenarnya dan porositas prediksi yaitu 75%. Prediksi zona potensi pengembangan berada  $\pm 703$  m ke arah Selatan hingga Barat Daya sumur penelitian dengan nilai impedansi akustik berkisar antara 10000 - 17000 ((ft/s)(gr/cc)) dengan porositas 35% - 37%. Beberapa zona potensi pengembangan ditandai dengan nama NS-X dan NS-Y.

**Kata Kunci:** Formasi Ngrayong; Hidrokarbon; Impedansi Akustik; Multiatribut Porositas; Reservoir; Seismik Inversi.

## ABSTRACT

Ngrayong Formation is the main hydrocarbon reservoir in the North East Java Basin with sandstone lithology. The importance of developing existing fields in fulfilling energy sources underlies this research. The purpose of this study is to determine the rock characteristics of the Ngrayong Top and Middle Ngrayong Formations and to determine the development zone in the hydrocarbon potential area based on time structure maps, acoustic impedance distribution, and porosity in the Ngrayong Formation. Therefore, in determining the development potential zone prediction a combination of seismic inversion and multi-attribute analysis is carried out to provide a better picture of the research field. The seismic data were inverted to produce acoustic impedance information. Cross-validation is done to determine the maximum number of attributes that can be used in predicting porosity. This study uses 3D PSTM seismic data (post stack) and 5 wells data. Based on the results of seismic inversion and multi-attribute analysis, it was found that the acoustic impedance value was around 15091 - 52562 ((ft / s) (g / cc)) with a porosity value ranging from 29% - 39% at a depth of 260 ms - 380 ms. In the multi-attribute analysis, there are four attributes that can be used with the correlation 75% between the actual porosity log and the predictive porosity. The predicted development potential zone is  $\pm 703$  m from the South to the Southwest of the research well with acoustic impedance values ranging from 10000 - 17000 ((ft / s) (gr/cc)) with a porosity of 35% - 37%. Some of the potential development zones are designated NS-X and NS-Y.

**Key Words:** Acoustic impedance; Hydrocarbon; Ngrayong Formation; Multiattribute; Porosity; Reservoir; Seismic Inversion

## KATA PENGANTAR

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Alhamdulillah Rabbil ‘alamin, segala puji bagi Allah SWT yang senantiasa penulis ucapkan atas limpahan rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian skripsi yang berjudul **“Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode Inversi Impedansi Akustik Dan Analisis Multiatribut Pada Lapangan “NDM” Formasi Ngrayong Cekungan Jawa Timur Utara”**.

Salam dan shalawat senantiasa tercurahkan kepada Rasulullah SAW.

Begitu banyak suka dan duka yang harus dilalui penulis dalam proses penyelesaian skripsi ini. Namun, atas dukungan dari berbagai pihak yang senantiasa memberikan motivasi dan doa sehingga skripsi ini dapat diselesaikan. Penulis menyadari bahwa skripsi ini memiliki banyak kekurangan dan kelemahan. Oleh karena itu, diharapkan kritik, saran, dan masukan yang membangun sehingga penulis bisa menyempurnakan skripsi ini nantinya.

Dalam penulisan skripsi ini tentu tidak lepas dari hambatan dan kesulitan, namun berkat Ridho Sang Maha Kuasa, penyusunan skripsi ini dapat terselesaikan. Izinkan penulis untuk ucapkan terima kasih sedalam-dalamnya kepada Orang Tua tercinta, Ibunda **Hj. Nurbaya** dan Ayahanda **Mustafa** atas doa dan dukungan yang tak henti-hentinya diberikan kepada penulis serta kedua adik tersayang **Muh. Adnan Mustafa** dan **Erlangga Mustafa** yang selalu memberi semangat. Serta seluruh



keluarga besar yang selalu memberikan doa, kasih sayang yang tulus, dukungan moril maupun doa yang tiada henti untuk penulis.

Dalam kesempatan ini pula penulis menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya dari berbagai pihak atas bantuan, nasihat, didikan, dan bimbingan yang diberikan kepada penulis selama ini. Untuk itu dengan senang hati penulis menyampaikan rasa terima kasih kepada yang terhormat:

1. Bapak **Ir. Bambang Harimei, M.Si** selaku Pembimbing Utama yang telah banyak membantu, memberikan bimbingan, kepercayaan yang sangat berarti dan memberikan motivasi penulis hingga terselesaikannya skripsi ini.
2. Bapak **Sabrianto Aswad, S.Si, MT** selaku Pembimbing Pertama yang telah banyak memberikan bimbingan dan masukan selama penulisan skripsi, serta arahan dalam kepada penulis.
3. Ibu **Isti Aminaska Albanura** selaku pembimbing Tugas Akhir selama melaksanakan penelitian di PT. Pertamina EP 4 Surabaya yang telah meluangkan waktu ditengah kesibukannya untuk membimbing, memberikan motivasi dan ilmu yang baru kepada penulis selama penelitian Tugas Akhir ditengah pandemi Covid-19.
4. Bapak **Dr. Erfan, M.Si** dan Bapak **Syamsuddin, S.Si, MT** selaku tim penguji yang telah memberikan kritik, saran, dan masukan bersifat membangun kepada penulis selama penulisan skripsi.
5. Bapak **Dr. Eng. Amiruddin, S.Si., M.Si** selaku Dekan Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Hasanuddin.

6. Bapak **Dr. Muh. Alimuddin Hamzah, M.Eng** selaku Ketua Departemen Geofisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Hasanuddin.
7. Ibu **Dra. Maria, M.Si** selaku penasehat akademik yang selalu memberi dukungan dan motivasi serta arahan persoalan akademik kepada penulis.
8. Bapak **Shaska Ramadhan Zulivandama, S.T, MT** selaku pembimbing Kerja Praktik di Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Laut (P3GL) Bandung yang telah memberi ilmu dan bantuannya kepada penulis.
9. Seluruh **Dosen Departemen Geofisika** yang telah memberikan ilmu selama perkuliahan
10. Para **Staf Departemen Geofisika dan Staf Fakultas** atas pelayanan dan bantuan yang telah diberikan kepada penulis dalam proses administrasi.
11. Sahabat-sahabatku **Dila, Dilhoy, dan Nada** yang senantiasa menemani penulis sejak 2010 sampai saat ini, tempat untuk mencurahkan pikiran, dan menjadi pendengar yang baik saat keadaan terasa berat, serta memberi dukungan dan motivasi yang tak henti agar penulis dapat menyelesaikan studi dengan baik.
12. Abang **Malik** dan Abang **Nanos** Tim KP P3GL Bandung yang telah banyak memberikan bantuan kepada penulis selama menyelesaikan skripsi ini.
13. Seismik Squad **Ismira, Alam, Asriani, dan Indra** yang tiada henti memberikan bantuan, semangat, dan ilmunya kepada penulis selama menyelesaikan skripsi ini.

14. Teman-teman “Sisterlillah” **Debby, Devi, Lia, Cica, Ria,** dan **Nurita** yang telah menjadi tempat berbagi cerita dan ilmu selama perkuliahan serta memberi dukungan kepada penulis.
15. Teman-teman “Ananaka” Polut KKN UNHAS GEL 103 **Lia, Cica, Nurita, Rian, Gafur,** dan **Adul** yang telah menjadi keluarga baru dan senantiasa memberikan semangat kepada penulis.
16. Teman-teman seperjuangan seangkatan “**16neous**” **Geofisika 2016** yang telah berbagi ilmu selama perkuliahan, dan membantu menghilangkan stress dalam proses penyusunan skripsi ini.
17. Teman-teman, kakak-kakak, dan adik-adik **Society of Petroleum Engineers Unhas SC.**
18. Teman-teman seangkatan **Himafi FMIPA UNHAS 2016.**
19. Serta kepada semua pihak yang telah membantu penulis dan tidak sempat penulis sebutkan satu persatu sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik, semoga segala kebaikan saudara(i)ku diterima sebagai ibadah disisi-Nya

Penulis menyadari bahwa skripsi ini jauh dari kata sempurna, sehingga dengan segala kerendahan hati penulis sangat mengharapkan kritikan dan saran yang bersifat membangun untuk memperbaiki kekurangan yang ada. Penulis pun tetap berharap agar tulisan ini dapat memberikan manfaat bagi siapapun yang membacanya.

Makassar, Februari 2021

Penulis

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN SAMPUL</b> .....	<b>i</b>
<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	<b>ii</b>
<b>HALAMAN PENUNJUK SKRIPSI</b> .....	<b>iii</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN</b> .....	<b>iv</b>
<b>SURAT PERNYATAAN</b> .....	<b>v</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>vi</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>vii</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>viii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>xii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xv</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xviii</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>xix</b>
<b>BAB I Pendahuluan</b> .....	<b>1</b>
I.1 Latar Belakang .....	1
I.2 Rumusan Masalah .....	3
I.3 Ruang Lingkup.....	3
<b>BAB II Tinjauan Pustaka</b> .....	<b>5</b>
II.1 Geologi Regional .....	5
II.1.1 Tektonik Regional.....	7
II.1.2 Stratigrafi Regional .....	7
II.1.3 <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Timur Utara.....	11
II.2 Data Sumur .....	14
II.2.1 Log Litologi .....	14
II.2.2 Log Resistivitas.....	15
II.2.3 Log Porositas&Densitas.....	16
II.3 Metode Seismik Refleksi.....	18
II.3.1 Impedansi Akustik .....	18
II.3.2 Koefisien Refleksi.....	19
II.4 <i>Wavelet</i> .....	19

II.5 Seismogram Sintetik.....	20
II.6 <i>Well Seismic Tie</i> .....	21
II.7 Metode Seismik Inversi .....	21
II.7.1 Inversi <i>Bandlimited</i> .....	22
II.7.2 Inversi <i>Model Based</i> .....	23
II.7.3 Inversi <i>Sparse Spike</i> .....	25
II.8 Metode Multiatribut.....	26
<b>BAB III Metodologi Penelitian .....</b>	<b>31</b>
III.1 Lokasi dan Waktu Penelitian.....	31
III.2 Perangkat dan Data Penelitian.....	32
III.3 Prosedur Penelitian.....	32
III.3.1 Input Data .....	32
III.3.2 Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i> .....	33
III.3.3 <i>Picking Horizon</i> .....	34
III.3.4 Analisis Sensitivitas ( <i>Crossplot</i> ).....	34
III.3.5 Pembuatan <i>Initial Model</i> .....	35
III.3.6 Inversi Impedansi Akustik.....	35
III.3.7 Analisis Multiatribut.....	35
III.3.7 Pemetaan ( <i>Slicing</i> ).....	36
III.3.8 Interpretasi .....	36
III.4 Bagan Alir.....	37
<b>BAB IV Hasil dan Pembahasan .....</b>	<b>38</b>
IV.1 Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i> .....	38
IV.2 <i>Picking Horizon</i> .....	40
IV.3 Analisis Sensitivitas ( <i>Crossplot</i> ) .....	42
IV.4 Inversi Seismik.....	43
IV.5 Analisis Multiatribut .....	47
IV.6 Pemetaan .....	51
IV.6.1 Pemetaan Impedansi Akustik Hasil Inversi Seismik.....	51
IV.6.2 Pemetaan Porositas .....	53
IV.7 Prediksi Zona Pengembangan .....	56

<b>BAB V Kesimpulan dan Saran .....</b>	<b>58</b>
V.1 Kesimpulan.....	58
V.2 Saran .....	58
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>59</b>
<b>L A M P I R A N.....</b>	<b>63</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2. 1</b> Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara (Van Bemmelen, 1949) .....	5
<b>Gambar 2. 2</b> Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara .....	11
<b>Gambar 2. 3</b> Konsep Penjalaran Gelombang Seismik (Subiyanto & Murhantoro, 2004) .....	18
<b>Gambar 2. 4</b> Fasa Wavelet (Sukmono, 1999).....	20
<b>Gambar 2. 5</b> Ilustrasi Seismogram Sintetik yang Diperoleh dari Konvolusi Koefisien Refleksi dengan Wavelet (Maulidika, 2018).....	21
<b>Gambar 2. 6</b> Pembagian Metode Seismik Inversi (Russel, 1988).....	22
<b>Gambar 2. 7</b> Klasifikasi Atribut Seismik (Brown, 2000).....	26
<b>Gambar 2. 8</b> Conventional crossplot antara target (densitas-porositas) dan seismik atribut (Hampson, et al., 2001).....	27
<b>Gambar 2. 9</b> Pengembangan conventional crossplot dengan menggunakan Multiatribut (Hampson, et al., 2001).....	28
<b>Gambar 2. 10</b> Contoh Plot Validation Error dan Prediction Error (Hampson, et al., 2001) .....	30
<b>Gambar 3. 1</b> Lokasi Penelitian .....	31
<b>Gambar 3. 2</b> Diagram Alir Penelitian.....	37
<b>Gambar 4. 1</b> Penampang Seismik Lapangan "NDM" .....	38
<b>Gambar 4. 2</b> (a) ekstraksi <i>statistical wavelet</i> dan (b) <i>wavelet ricker</i> .....	39
<b>Gambar 4. 3</b> Korelasi <i>Well Seismic Tie</i> Pada Sumur NS-1 .....	39
<b>Gambar 4. 4</b> Horizon <i>Top</i> dan <i>Middle</i> Formasi pada Lintasan Seismik .....	41
<b>Gambar 4. 5</b> <i>Time Map</i> Pada <i>Top</i> Formasi Ngrayong (Kiri) dan <i>Middle</i> Formasi Ngrayong (Kanan).....	41
<b>Gambar 4. 6</b> <i>Crossplot</i> AI vs NPHI Pada <i>Top</i> Formasi Ngrayong.....	42

<b>Gambar 4. 7</b>	<i>Crossplot</i> AI vs NPHI Pada <i>Middle</i> Formasi Ngrayong.....	43
<b>Gambar 4. 8</b>	<i>Initial Model</i> yang Melewati Sumur NS-1 .....	44
<b>Gambar 4. 9</b>	Analisis Inversi Pada Sumur NS-1 .....	44
<b>Gambar 4. 10</b>	Penampang Impedansi Akustik Hasil Inversi <i>Model Based</i> yang Melewati Sumur NS-1 .....	46
<b>Gambar 4. 11</b>	<i>Blind Test Well</i> Terhadap Sumur NS-2 .....	46
<b>Gambar 4. 12</b>	Kurva <i>Training Error</i> dan <i>Validation Error</i> Hasil Analisis Multiatribut.....	49
<b>Gambar 4. 13</b>	Kurva <i>Validation Error</i> Nilai Prediksi Porositas (NPHI) Hasil Analisis Multiatribut dan Nilai Porositas (NPHI) Data Log Sumur NS-1, NS-2, NS-3, NS-4, dan NS-5. ....	50
<b>Gambar 4. 14</b>	<i>Crossplot</i> Nilai Prediksi Porositas (NPHI) Hasil Analisis Multiatribut dan Nilai Porositas (NPHI) Data Log Sumur NS-1, NS-2, NS-3, NS-4, dan NS-5 .....	50
<b>Gambar 4. 15</b>	Penampang Porositas Hasil Multiatribut Yang Melewati Sumur NS-1 .....	51
<b>Gambar 4. 16</b>	Peta Sebaran Impedansi Akustik Pada <i>Top</i> Formasi Ngrayong ...	52
<b>Gambar 4. 17</b>	Peta Sebaran Impedansi Akustik Pada <i>Middle</i> Formasi Ngrayong .....	53
<b>Gambar 4. 18</b>	Peta Sebaran Porositas Hasil Transformasi Impedansi Akustik Pada <i>Top</i> Formasi Ngrayong.....	53
<b>Gambar 4. 19</b>	Peta Sebaran Porositas Hasil Transformasi Impedansi Akustik Pada <i>Middle</i> Formasi Ngrayong.....	54
<b>Gambar 4. 20</b>	Peta Sebaran Porositas Hasil Analisis Multiatribut Pada <i>Top</i> Formasi Ngrayong .....	55
<b>Gambar 4.21</b>	Peta Sebaran Porositas Hasil Analisis Multiatribut Pada <i>Middle</i> Formasi Ngrayong .....	55



<b>Gambar 4. 22</b> Prediksi Zona Prospek Hidrokarbon Pada <i>Top</i> Formasi Ngrayong .....	56
<b>Gambar 4. 23</b> Prediksi Zona Prospek Hidrokarbon Pada <i>Middle</i> Formasi Ngrayong .....	57

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 4. 1</b> Korelasi Hasil Well Seismic Tie .....	40
<b>Tabel 4. 2</b> Hasil Analisis Inversi <i>Model Based</i> .....	45
<b>Tabel 4. 3</b> Hasil Analisis Multiatribut .....	48

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>LAMPIRAN 1</b> Well Seismic Tie.....	64
<b>LAMPIRAN 2</b> Analisis Inversi Model Based .....	66
<b>LAMPIRAN 3</b> Hasil Inversi Impedansi Akustik Model Based.....	67
<b>LAMPIRAN 4</b> Peta Sebaran Multiatribut.....	70

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **I.1 Latar Belakang**

Keberadaan hidrokarbon (migas) masih menjadi kebutuhan energi dalam mendukung kegiatan manusia. Hal ini mengakibatkan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon harus terus dilakukan untuk menemukan cadangan-cadangan baru dalam memenuhi kebutuhan akan sumber daya tersebut. Akan tetapi produksi yang dilakukan secara terus menerus akan membuat cadangan hidrokarbon semakin menipis. Upaya dalam memaksimalkan pengembangan lapangan yang telah ada dapat menjadi pilihan dalam pemenuhan kebutuhan tersebut. Salah satunya dengan cara memetakan dan menganalisis karakter reservoir menggunakan data seismik dengan data sumur sebagai kontrolnya contohnya seismik inversi.

Seismik inversi merupakan suatu metode dalam memodelkan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol sehingga menghasilkan informasi impedansi akustik pada seismik tersebut. Impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan yang berhubungan dengan kekompakan batuan (Sukmono, 1999).

Menurut Schlutz et al (1994) atribut seismik merupakan turunan langsung dari data seismik. Multiatribut merupakan proses ekstraksi beberapa atribut seismik yang mempunyai korelasi yang baik terhadap data log target. Perpaduan antara inversi

impedansi akustik dan multiatribut akan menghasilkan interpretasi yang lebih akurat dalam mengambil tindakan terhadap reservoir.

Batuan reservoir harus memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang baik. Salah satu jenis batuan reservoir yang paling banyak di Indonesia adalah batupasir. Formasi Ngrayong merupakan formasi yang didominasi oleh litologi berupa *clean sand*, formasi ini menjadi reservoir utama di Blok Cepu Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) yang memiliki potensi cadangan hidrokarbon.

Pada penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Ulfatun Ni'mah (2019) menjelaskan bahwa telah dilakukan identifikasi prospek hidrokarbon pada Cekungan Jawa Timur Utara di Formasi Kunjung (Formasi di bawah Formasi Ngrayong) dengan memetakan distribusi zona poros menggunakan metode inversi impedansi akustik dan atribut seismik. Penelitian metode seismik inversi telah dilakukan oleh Nur Najmiah Tullailah (2015) yang melakukan karakterisasi reservoir karbonat dengan menggunakan metode inversi *Model Based* menghasilkan penampang impedansi akustik dan menggambarkan keadaan geologi yang mendekati keadaan sebenarnya. Selain itu Ikawati Basri (2017) telah melakukan penelitian dalam memetakan porositas dengan menggunakan analisis multiatribut yang menunjukkan bahwa penggunaan atribut-atribut seismik mampu memprediksi zona potensi reservoir secara lebih baik.

Berdasarkan beberapa penelitian sebelumnya maka pada penelitian ini dilakukan inversi impedansi akustik dan analisis multiatribut pada data seismik untuk menghasilkan gambaran kondisi di bawah permukaan dalam karakterisasi reservoir untuk penentuan zona pengembangan pada Lapangan ‘NDM’ Formasi Ngrayong Cekungan Jawa Timur Utara.

## **I.2 Rumusan Masalah**

Adapun rumusan masalah pada penelitian ini adalah :

1. Bagaimana karakteristik batuan pada *Top* Formasi Ngrayong dan *Middle* Formasi Ngrayong menggunakan metode seismik inversi dan analisis multiatribut ?
2. Bagaimana penentuan zona pengembangan pada daerah potensi hidrokarbon berdasarkan peta peta struktur waktu, distribusi impedansi akustik, dan porositas pada Formasi Ngrayong ?

## **I.3 Ruang Lingkup**

Penelitian ini menggunakan data sekunder yaitu data seismik 3D PSTM dan data sumur sebanyak 5 sumur serta dibatasi oleh metode inversi impedansi akustik *model based* dan multiatribut pada Lapangan “NDM” Formasi Ngrayong (*Top-Middle* Formasi) dengan litologi batupasir. Analisis terfokus pada karakterisasi batuan reservoir dalam prediksi zona pengembangan daerah potensi hidrokarbon kedepannya berdasarkan peta peta struktur waktu, distribusi impedansi akustik, dan porositas pada Formasi Ngrayong.

#### **I.4 Tujuan Penelitian**

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah :

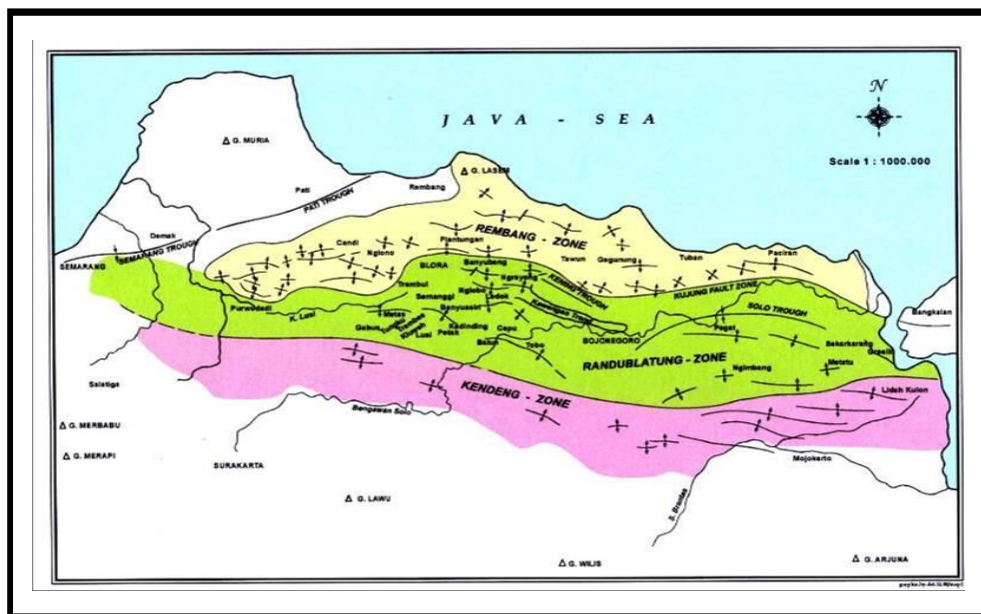
1. Untuk mengetahui karakteristik batuan pada *Top* Formasi Ngrayong dan *Middle* Formasi Ngrayong menggunakan metode seismik inversi dan analisis multiatribut.
2. Untuk menentukan zona pengembangan pada daerah potensi hidrokarbon berdasarkan peta peta struktur waktu, distribusi impedansi akustik, dan porositas pada Formasi Ngrayong.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### II.1 Geologi Regional

Daerah penelitian ini terletak di Kabupaten Blora Jawa Tengah. Dalam kerangka geologinya, daerah ini terletak di Tinggian Cepu Bagian Timur (*East Cepu High*) pada Cekungan Jawa Timur Utara (**Gambar 2.1**). Cekungan ini merupakan salah satu cekungan *back arc* berumur tersier di Indonesia bagian barat yang memanjang 250 km .



**Gambar 2. 1** Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara (Van Bemmelen, 1949)

Cekungan Jawa Timur Utara ini terbentuk pada kala Eosen sebagai cekungan busur belakang yang berasosiasi dengan busur vulkanik pada bagian selatannya. Menurut Brandsen dan Matthews (1992) Cekungan Jawa Timur Utara secara struktur terjadi dua periode besar dari reaktivasi sesar yang menghasilkan struktur-struktur baru mengikuti akresi Lempeng Indo-Australia pada Kapur Akhir. Fase pertama dari reaktivasi melibatkan regangan Paleogen di atas sesar Pra-Tersier. Fase kedua,



ketika sesar-sesar utama Paleogen bergerak kembali yang menghasilkan pengangkatan maksimum dari depositer Paleogen. *Rifting* Paleogen di Jawa Timur dievaluasi secara regional sebagai bagian dari *back-arc extentional system* yang dipengaruhi oleh Lempeng Eurasia Tenggara. Pengangkatan pada Neogen sebagai hasil kompresi orthogonal dari subduksi Lempeng Indo-Australia di bawah Lempeng Eurasia. Sejak Eosen-Awal Oligosen transgresi dan penurunan cekungan berlangsung menyebabkan transgresi di zona ini, sehingga membentuk *isolated carbonate mound* di struktur tinggian (*high*).

Ketebalan sedimen yang diendapkan pada cekungan ini sejak Tersier mencapai 6000m. Struktur regional menerus hingga ke arah timur yakni membentuk tinggian dan rendahan, seperti Rendahan Tuban – Camar dan *Central Deep* di utara Jawa – Madura. Kedua struktur rendahan mengapit *Java Sea* yang mana di struktur tinggian ditumbuhi terumbu *patch reef* (Mujino dan Pireno, 2002)

Berdasarkan berbagai publikasi maka stratigrafi cekungan ini dipengaruhi oleh struktur dan perubahan muka laut. Lapisan produktif *onshore* umumnya adalah Formasi Ngrayong (Bransden and Matthews, 1992) merupakan selang stratigrafi evolusi termuda (15-13 jtl) di Zona Rembang. Formasi ini hasil influks progradasi sedimen karbonat dan silisiklastik pada lingkungan delta yang bergradasi ke turbidit. Berdasarkan beberapa singkapan yang dijumpai diseluruh Zona Rembang, seperti di Prantakan dapat diinterpretasikan sebagai *delta system*, dari tatanan *prodelta* sampai *delta front*. Litologinya penyusunnya didominasi oleh batupasir

kuarsa, batulempung bersisipan batugamping, ketebalan 200m (660 feet) mengandung glaukonit, dengan struktur sedimen *cross bedding*.

### **II.1.1 Tektonik Regional**

Darman dan Sidi (2000) mengatakan bahwa Cekungan ini terbentuk sejak Awal Tersier berkaitan dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia di bawah Lempeng Eurasia. Secara fisiografi, Cekungan Rembang berupa antiklin yang dihasilkan dari inversi dan reaktivasi sesar-sesar lama. Cekungan ini terbentuk sejak Awal Tersier berkaitan dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia dibawah Lempeng Eurasia. Sejak itu pula terbentuk sebagai *foreland basin* atau *back-arc basin*. Hal ini menyebabkan terbentuknya perlipatan dan pensesaran.

Miosen Akhir sampai Pliosen Tengah mengalami kontraksi membentuk sesar naik (dari selatan) dan lipatan (barat – timur). Pliosen Akhir sampai Holosen di Zona Kendeng dipengaruhi oleh sesar naik (utara) dan pengangkatan. Pengangkatan dibarengi dengan influks volkaniklastik dari *volcanic arc* ke utara (Himayatillah, 2011). Sejak pembentukan Zona Rembang (Pringgoprawiro, 1983) menyebut zona ini sebagai zona yang dipengaruhi oleh kompleksitas antara proses struktur dan sedimentasi.

### **II.1.2 Stratigrafi Regional**

Cekungan Jawa Timur Utara tersusun oleh endapan-endapan Paleogen dan Neogen. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara (**Gambar 2.2**) dibagi menjadi beberapa formasi sebagai berikut (Pringgoprawiro, 1983):

### 1. Formasi Pra Ngimbang

Formasi ini terbentuk pada umur Eosen Bawah terdiri atas batupasir sisipan serpih, batulanau dan batubara tidak selaras dengan Formasi Ngimbang di atasnya.

### 2. Formasi Ngimbang

Formasi yang terbentuk pada umur Eosen Tengah ditandai dengan sedimen klastik yang terdiri dari perselingan batupasir, serpih dan batugamping kadang-kadang dijumpai batubara yang menunjukkan lingkungan laut dangkal di atasnya diendapkan Formasi Ngimbang secara tidak selaras.

### 3. Formasi Kunjung

Formasi Kunjung terdiri dari perselingan batulempung napalan dengan batugamping. Pengendapan Formasi Kujung ini berlangsung dari Oligosen Akhir sampai dengan Miosen Awal, secara regional formasi ini diendapkan pada fasa air laut naik di Cekungan Jawa Timur bagian utara yang disebabkan oleh *tectonic subsidence*.

### 4. Formasi Prupuh

Formasi Prupuh terbentuk pada Oligosen Atas – Miosen Bawah dengan tersusun oleh perselingan antara batu gamping berwarna putih kotor dengan batu gamping bioklastik putih abu-abu muda.

### 5. Formasi Tuban

Bagian bawah dari pengendapan Formasi Tuban didefinisikan sebagai perubahan fasies dari endapan batugamping Formasi Kujung menjadi

silisiklastik Formasi Tuban yang dipengaruhi regresi. Periode regresi ini merupakan peristiwa regional terjadi di sebagian besar wilayah Asia Tenggara. Hal ini menyebabkan pengangkatan daerah sumber sedimen kawasan hulu (*hinterland*) di sebelah utara dan erosi sedimen klastik hingga mengalir ke tempat yang lebih rendah. Setelah itu terjadi transgresi selama pertengahan hingga akhir Miosen Awal kemudian terendapkan serpih dengan perselingan batugamping, napal, dan batupasir.

#### 6. Formasi Tawun

Formasi Tawun terbentuk pada Miosen Awal Bagian Tengah hingga Miosen Tengah dan tersusun oleh perselingan antara serpih karbonat pasiran dengan batupasir dan batugamping.

#### 7. Formasi Ngrayong

Pengangkatan daerah sumber sedimen di kawasan hulu menjadi sumber sedimen di Formasi Ngrayong yang terendapkan selama Miosen Tengah. Formasi ini terdiri atas satuan batupasir kuarsa dengan perselingan batulempung, lanau, lignit, dan batugamping bioklastik. Pada batupasir kuarsa terkadang ditemukan cangkang moluska laut. Lingkungan pengendapan Formasi Ngrayong di paparan laut dangkal hingga lingkungan batial (laut dalam).

#### 8. Formasi Bulu

Formasi Bulu terbentuk pada masa Miosen Tengah, tersusun atas batugamping putih kekuningan dan batugamping pasiran berwarna putih kelabu hingga

kuning keabuan, terdapat sisipan napal berwarna abu-abu, kaya akan foram besar dan kecil, koral dan ganggang.

#### 9. Formasi Wonocolo

Pada Miosen Tengah terjadi pengendapan transgresi. Formasi Wonocolo terdiri dari batulempung karbonat didominasi oleh napal, napal lempungan, dan napal pasir dan kalkarenit yang tersebar dengan arah timur – barat dan mejinip ke arah timur dan utara.

#### 10. Formasi Ledok

Terdiri atas perulangan napal pasir, kalkarenit dengan napal dan batupasir. Semakin atas bagian formasi, ukuran butir batupasir karbonatan menjadi lebih kasar dengan kandungan mineral glaukonit meningkat. Formasi ini diendapkan pada lingkungan neritik. Batugamping terumbu pada formasi ini oleh sebagian peneliti disebut Karren *Limestone*.

#### 11. Formasi Mundu

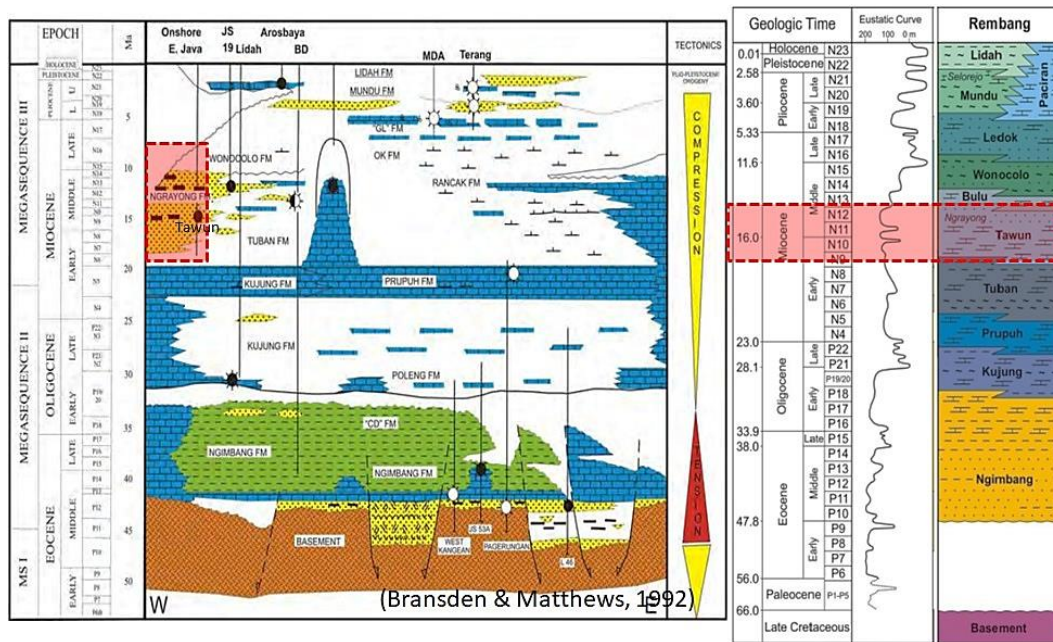
Terdiri atas napal berwarna kehijauan, masif dan kaya foraminifera. Bagian atas terdiri dari Anggota Solerejo dengan perselingan batugamping pasir dan pasir napalan. Penyebaran formasi cukup luas. Diperkirakan formasi ini diendapkan pada laut terbuka, zona batial pada bagian bawah dan berkembang ke arah atas pada lingkungan paparan dangkal dengan kedalaman antara 100-200 meter.

12. Formasi Paciran

Dicirikan oleh batugamping terumbu yang menyebar pada zona rembang. Berumur Pleistosen dan diendapkan pada laut dangkal, secara lateral menjemari dengan Formasi Mundu dan Formasi Lidah.

13. Formasi Lidah

Transgresi yang berlangsung dari Pliosen hingga Plistosen mengendapkan Formasi Lidah yang tersusun oleh batulempung hitam dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir.



Gambar 2. 2 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara (Bransden and Matthews, 1992)

II.1.3 Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

Cekungan Jawa Timur merupakan cekungan tersier penghasil hidrokarbon sejak akhir abad ke-18, terutama dari daerah Cepu, Bojonegoro, dan Surabaya. Petroleum system menurut Mujino dan Pireno (2002) terdiri dari komponen penting, yaitu :

#### 1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk hidrokarbon utama di Cekungan Jawa Timur Utara ini berasal dari serpih karbonat berasal dari lingkungan *marginal marine*, deltaik, dan lakustrin Formasi Ngimbang, terutama berasal dari *Central Deep Basin* dengan tipe kerogen II dan III sehingga dapat menghasilkan minyak dan gas. Serpih laut dalam pada bagian bawah Formasi Kujung juga berpotensi sebagai batuan induk.

#### 2. Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Reservoir adalah batuan dengan porositas dan permeabilitas yang baik untuk menyimpan dan mengalirnya hidrokarbon. Reservoir utama yang berada pada cekungan ini adalah batuan karbonat Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung interval I serta reservoir silisiklastik dari Formasi Ngimbang, Formasi Tuban dan Formasi Ngrayong. Reservoir utama pada Formasi Ngrayong adalah batupasir.

#### 3. Batuan Tudung (*Seal Rock*)

Batuan tudung memiliki peran sebagai penyekat yang bersifat tidak permeabel seperti batulempung. *Seal rock* yang berada pada cekungan ini adalah serpih Formasi Ngimbang, Formasi Tuban, Formasi Wonocolo, dan Formasi Mundu. *Shale* Formasi Tuban merupakan batuan tudung yang memiliki tebal 500' – 1500' di Cekungan Jawa Timur Utara.

#### 4. Migrasi

Secara umum migrasi dibagi menjadi dua, yaitu migrasi primer dan migrasi sekunder. Migrasi primer adalah pergerakan hidrokarbon keluar dari batuan induk menuju batuan reservoir, sedangkan migrasi sekunder adalah pergerakan

hidrokarbon dari satu reservoir ke reservoir lainnya melalui patahan (Ni'mah, 2019)

Pada cekungan Jawa Timur Utara, terdapat tiga model migrasi, diantaranya:

- a. Migrasi primer terjadi pada interval waktu Miosen Tengah – Miosen Atas, dimana hidrokarbon dari Formasi Ngimbang bermigrasi melalui *carrier-bed*, masuk ke reservoir karbonat Formasi Kujung-Tuban yang tumbuh langsung di atas Basement.
- b. Migrasi primer terjadi pada interval waktu Pliosen-Recent, dimana hidrokarbon masuk dari Formasi Ngimbang ke struktur *trap* akibat tektonik Plio-Pleistosen melalui media jalur patahan.
- c. Migrasi sekunder terjadi setelah Plio-Pleistosen, dimana hidrokarbon yang sudah terperangkap pada reservoir karbonat Kujung-Tuban, akibat pengaruh aktifitas tektonik dan perubahan konfigurasi kemiringan lapisan batuan, yang akhirnya bermigrasi lagi ke reservoir batupasir Ngrayong, Wonocolo, Ledok dan Lidah.

#### 5. Perangkap (*trap*)

Perangkap (*Trap*) merupakan sebuah konfigurasi dari struktur atau perlapisan, dimana batuan reservoir berada dan biasanya dilingkupi oleh *seal* yang bersifat impermeabel. Secara umum perangkap dibagi atas dua tipe, yaitu *Structural Trap* dan *Stratigraphic Trap*. Sebagian besar *trap* yang berkembang di Cekungan Jawa Timur adalah perangkap struktur dan stratigrafi yang terbentuk pada kala Miosen, yaitu *carbonate build-up* pada masa Oligosen akhir-Miosen Awal dan struktur *uplift* yang terjadi pada masa Miosen Awal-Miosen Akhir.



## **II.2 Data Sumur**

Dalam (Schlumberger, 1989) menyatakan bahwa *Well Logging* merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur untuk evaluasi formasi dan identifikasi *properties* batuan di bawah permukaan. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi kedalaman litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan kejenuhan hidrokarbon. *Well logging* dapat dilakukan pada saat pemboran sedang berlangsung maupun setelah selesai pemboran. Metode *well logging* dapat memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif adanya hidrokarbon (Pratama, et al., 2017).

### **II.2.1 Log Litologi**

#### **a. Log Gamma Ray**

Log *Gamma Ray* mengukur radioaktivitas alami yang ada dalam suatu lapisan. Log *Gamma Ray* merekam unsur Uranium (*U*), Thorium (*Th*), dan Pottasium (*K*) yang ada pada batuan. Ukuran radioaktif yang tinggi cenderung menunjukkan adanya serpih yang tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir secara umum (Harsono, 1997). Semakin besar kandungan serpih dalam formasi maka akan memberikan nilai lebih tinggi pada pembacaan *Gamma Ray*. Karenanya log ini dapat digunakan dalam penentuan litologi suatu formasi (Maulidika, 2018). *Gamma Ray* sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan impermeabel karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam serpih yang bersifat impermeabel (Asquith & Kyrgowski, 2004).

## **b. Log Spontaneous Potential (SP)**

Dalam Rifai (2019) Log *Spontaneous Potential* (SP) merupakan salah satu parameter log yang berfungsi mengukur beda potensial arus searah antara elektroda yang bergerak di dalam lubang pengeboran dengan elektroda di permukaan (fungsi dari salinitas air formasi). Log *Spontaneous Potential* tidak dapat diukur dalam lubang bor yang diisi oleh lumpur yang resistif. Hal ini disebabkan karena pada saat pengukuran log ini diperlukan suatu medium yang konduktif pada kedua elektroda (Harsono, 1997). Jenis log ini berfungsi untuk mencari zona permeabel pada suatu formasi. Hasil rekaman log SP dinyatakan dalam milivlots (mV) sebagai satuan (Pratiwi, 2018).

Asquith dan Kyrgowski (2004) menyatakan bahwa log SP hanya dapat menunjukkan lapisan permeabel, namun tidak dapat mengukur harga absolut dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi. Defleksi log SP bergantung pada kondisi salinitas fluida, jika salinitas fluida pemboran sama dengan salinitas formasi maka tidak akan menimbulkan defleksi (garis lurus) meskipun lapisan tersebut merupakan lapisan permeabel (Rider, 1996).

## **II.2.2 Log Resistivitas**

Resistivitas merupakan kemampuan batuan untuk menghambat arus listrik yang melaluinya. Semakin besar nilai resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan maka batuan tersebut sulit untuk mengairkan arus listrik dan sebaliknya (Pratiwi, 2018). Menurut Harsono (1997), log resistivitas merupakan log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona hidrokarbon. Dalam Asquith dan Kyrgowski (2004) menyatakan bahwa nilai konduktifitas pada reservoir

dipengaruhi oleh salinitas dan distribusi dari air formasi yang dikontrol oleh porositas dan *wettability* dari formasi. Log resistivitas terbagi menjadi tiga yaitu *shallow resistivity*, resistivitas medium, dan *true resistivity*.

*Shallow resistivity* mengukur nilai resistivitas pada *flushed zone* maka dari itu nilai yang terukur merupakan nilai *mud* yang digunakan dalam pemboran. Resistivitas medium mengukur nilai resistivitas pada *invaded zone* dimana zona tersebut tercampur antara *mud* dan formasi. Sedangkan *true resistivity* mengukur nilai formasi yang sebenarnya.

### **II.2.3 Log Porositas&Densitas**

#### **a. Log Densitas (RHOB)**

Prinsip kerja log ini yaitu alat memancarkan sinar gamma kedalam suatu formasi sehingga sinar gamma akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi (atenuasi) sinar gamma yang kemudian dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkam ke permukaan. Beberapa kelebihan dari log densitas antara lain mampu mengukur densitas yang kemudian digunakan untuk menentukan porositas batuan tersebut, dapat membedakan minyak dari gas dalam ruang pori-pori (Harsono, 1997).

#### **b. Log Neutron (NPHI)**

Log Neutron tidak mengukur volume pori secara langsung, tetapi menggunakan karakter fisik dari air dan mineral untuk melihat kontras kerigidan. Cara kerja alat ini yaitu partikel-partikel ini akan bertumbukan dengan atom-atom pada batuan

sehingga mengakibatkan hilangnya energi dan kecepatan. Tumbukan Neutron dengan atom H pada formasi yang mempunyai massa atom yang sama adalah yang paling signifikan. Partikel yang telah kehilangan energi tersebut kemudian dipantulkan kembali, diterima detektor dan direkam keatas permukaan. Dengan mengetahui kandungan atom Hidrogen dalam batuan maka akan diketahui besarnya harga porositas batuan tersebut (Harsono, 1997).

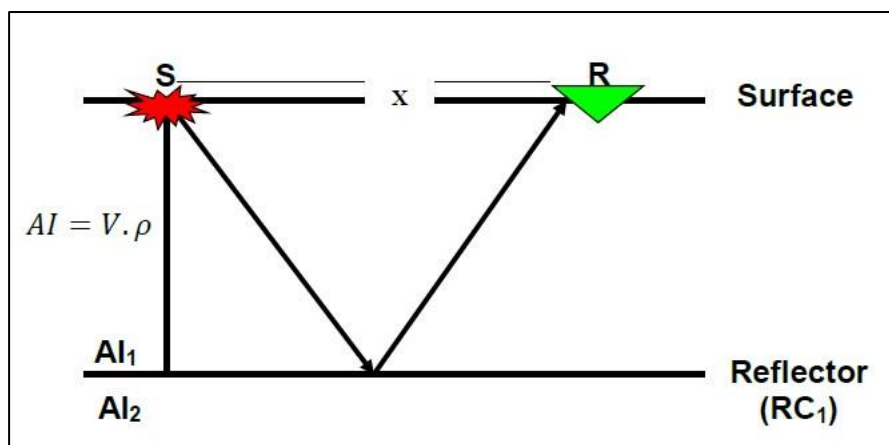
### **c. Log Sonik**

Log Sonik adalah log yang bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Gelombang suara dipancarkan kedalam suatu formasi akan dipantulkan kembali dan diterima oleh *receiver*. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut interval *transit time* (Harsono, 1997).

Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi data seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*, selain itu dapat pula digunakan dalam kalibrasi dengan penampang seismik. Secara kualitatif dapat digunakan untuk menentekukan variasi tekstur dari lapisan pasir dan serpih, dalam beberapa kasus digunakan untuk identifikasi rekahan (Maulidika, 2018).

### II.3 Metode Seismik Refleksi

Seismik refleksi merupakan metode geofisika eksplorasi yang menggunakan prinsip seismologi untuk mencirikan sifat-sifat batuan di bawah permukaan bumi melalui respon gelombang pantulnya. Metode seismik refleksi membutuhkan sumber energi sebagai sumber getaran. Sumber dari energi refleksi seismik menghasilkan getaran yang menyebar di bawah permukaan yang kemudian dipantulkan kembali ke permukaan melalui bidang reflektor berupa lapisan batas batuan (Huuse & Feary, 2005). Respon akan memberikan informasi seputar litologi bawah permukaan. Informasi tersebut diterjemahkan menjadi bentuk *travel time* yang akan memberikan gambaran tentang kecepatan gelombang pada lapisan batuan yang dilalui, amplitude, frekuensi, dan variasi fasa (Maulidika, 2018).



Gambar 2. 3 Konsep Penjalaran Gelombang Seismik

#### II.3.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik merupakan hasil perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dan densitas batuan. Semakin

keras suatu batuan maka nilai impedansi akustiknya semakin tinggi (Prastika, et al., 2018). Menurut Badley (1885) perubahan nilai impedansi akustik menggambarkan terjadinya perubahan litologi, kandungan fluida, porositas dan sifat batuan lainnya, dimana :

$$AI = \rho \cdot v \quad (2.1)$$

Dimana,

AI = Impedansi Akustik (gr/cc.ft/s atau kg/m<sup>3</sup>.m/s)

v = Cepat Rambat Gelombang P (m/s)

$\rho$  = Densitas (gr/cc atau kg/m<sup>3</sup>)

### II.3.2 Koefisien Refleksi

Refleksi terjadi apabila terdapat perubahan nilai impedansi akustik. Koefisien refleksi (KR) dapat dihitung menggunakan persamaan (Sukmono, 1999) :

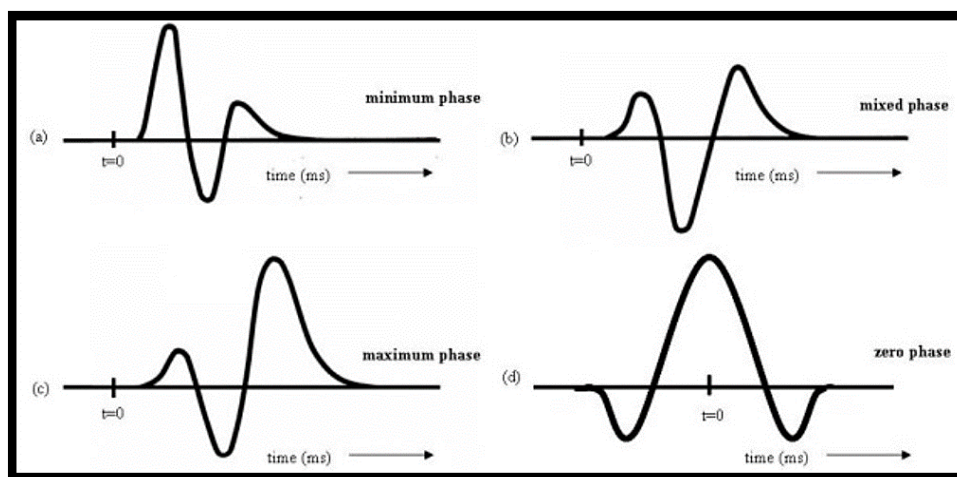
$$KR_n = \frac{\rho_n v_n - \rho_{(n-1)} v_{(n-1)}}{\rho_n v_n + \rho_{(n-1)} v_{(n-1)}} = \frac{AI_n - AI_{(n-1)}}{AI_n + AI_{(n-1)}} \quad (2.2)$$

Seiring dengan bertambahnya kedalaman nilai koefisien refleksi akan semakin berkurang, karena presentasi variasi impedansi akustik semakin kecil terhadap kedalaman (Basri, 2017).

### II.4 Wavelet

*Wavelet* adalah gelombang mini yang memiliki komponen amplitudo, Panjang gelombang, frekuensi, dan fasa. Dalam istilah praktis *wavelet* dikenal dengan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*

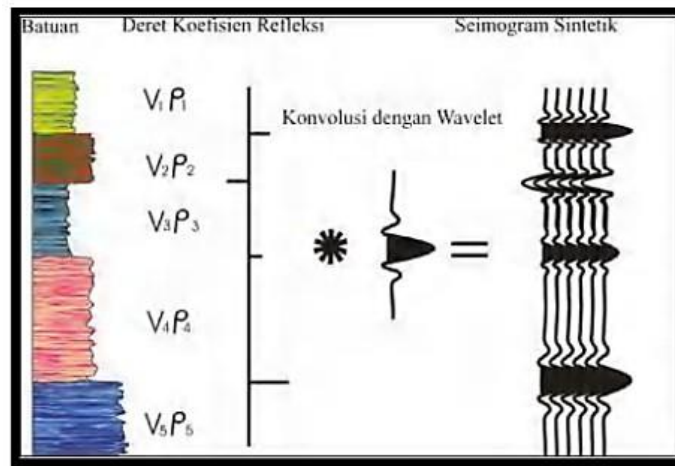
(Basri, 2017). Terdapat empat macam fasa *wavelet* yaitu fasa nol, minimum, maksimum, dan campuran. Pembagian tipe fasa ini berdasarkan letak konsentrasi energi maksimum masing-masing *wavelet*. *Wavelet* fasa minimum mempunyai energi terpusat pada bagian depan dan mempunyai pergeseran fasa kecil pada setiap frekuensi. *Wavelet* fasa maksimum mempunyai konsentrasi energi di akhir. Sedangkan *wavelet* campuran merupakan *wavelet* yang mempunyai energi campuran dari ketiga bentuk gelombang lain (Sukmono, 1999).



**Gambar 2. 4** Fasa *Wavelet* (Sukmono, 1999)

## II.5 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas tersebut membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet* (**Gambar 2.5**). Seismogram sintetik ini dapat membantu mengidentifikasi horizon berdasarkan *marker* pada penampang seismik. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan polaritas dan fasa yang sama dengan rekaman seismik. Sehingga perlu dilakukan ekstraksi *wavelet* dari data seismik (Muhlis, 2015).



**Gambar 2. 5** Ilustrasi Seismogram Sintetik yang Diperoleh dari Konvolusi Koefisien Refleksi dengan *Wavelet* (Maulidika, 2018)

## II.6 Well Seismic Tie

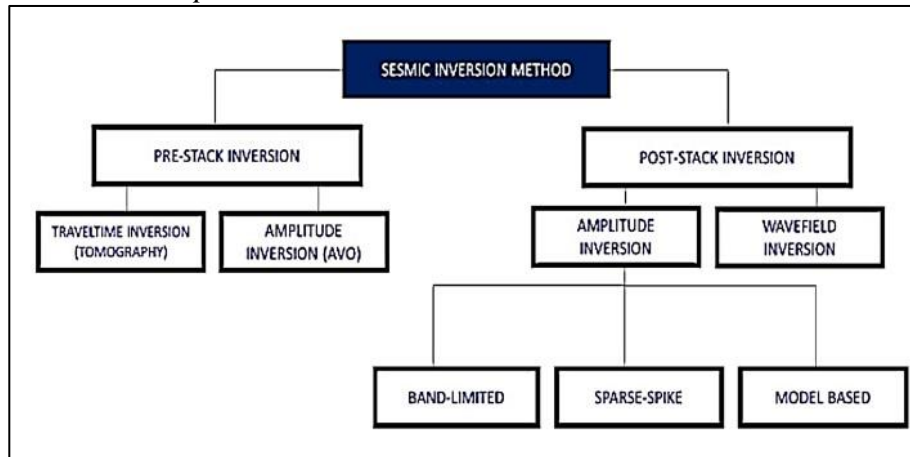
*Well seismic tie* merupakan suatu tahapan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik. Prinsip dari tahapan ini adalah menempatkan reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya dengan seismogram sumur yang bersesuaian dengan bidang batas. Pencocokan ini dilakukan dengan mengoreksi nilai tabel waktu dan kedalaman dari data *checkshot* tiap sumur agar *Two-Way-Time* (TWT) pada seismogram sintetik sama dengan data seismik. Hasil analisis *well seismic tie* akan memperlihatkan bahwa pada seismogram sintetik dapat dilakukan korelasi horizon pada data seismik yang merepresentasikan perubahan koefisien refleksi atau suatu bidang batas perlapisan batuan (Rifai, 2019).

## II.7 Metode Seismik Inversi

Metode seismik inversi adalah suatu metode untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data input dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2000). Hasil yang didapat menggunakan metode seismik inversi adalah informasi yang terkandung di dalam



lapisan batuan berupa impedansi (akustik atau elastik) (Prastika, et al., 2018). Russel (1988) membagi metode seismik inversi dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*.



**Gambar 2. 6** Pembagian Metode Seismik Inversi (Russel, 1988)

Menurut Hampson et al (2001) Inversi *post-stack* adalah proses yang digunakan dalam menganalisis *trace* seismik untuk mengetahui struktur impedansi bumi. Model yang mendasari inversi adalah model konvolusional :

$$T(i) = \sum_j^N r(j)W(i - (j) + 1) + n(i) \quad (2.3)$$

Dengan T(i) adalah *trace* seismik setiap pencuplikan (i), r(j) adalah reflektifitas pada batas lapisan (j) dan W adalah *wavelet*.

### II.7.1 Inversi *Bandlimited*

Inversi rekursif (*Bandlimited*) menggubakan alrogitma rekursif klasik yang mengasumsikan *trace* seismik sebagai suatu deret koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet zero phase*. Persamaan dasar inversi rekursif adalah:

$$I_i = \frac{I_{j+1} - I_j}{I_{j+1} + I_j} \quad (2.4)$$

Impedansi lapisan ke- $i + 1$  dapat dihitung dari lapisan ke- $i$  dengan persamaan:

$$I_{j+1} = I_j * \frac{1 + I_j}{1 - I_j} \quad (2.5)$$

Dimulai dari lapisan pertama, impedansi dari setiap lapisan berturut-turut dapat diketahui secara rekursif menggunakan persamaan dibawah ini:

$$I_n = I_j * \pi \left( \frac{1 + I_j}{1 - I_j} \right) \quad (2.6)$$

Dimana  $I$  merupakan impedansi akustik dan  $j$  adalah lapisan ke- $j$ .

Kelebihan metode inversi *bandlimited* yaitu komputasi relatif cepat, menggunakan data seismik sepenuhnya dalam perhitungan. Hal ini menyebabkan *noise* dianggap sebagai *trace* seismik dan ikut dalam perhitungan sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu.

### **II.7.2 Inversi Model Based**

Metode seismik inversi *model based* dilakukan dengan membuat model geologi dan membandingkannya dengan data seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara *iterative* memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik (Basri, 2017).

Hampson et al (2001) teknik inversi linear umum (GLI) merupakan proses untuk menghasilkan model impedansi akustik yang paling cocok dengan data hasil pengukuran berdasarkan harga rata-rata kesalahan terkecil (*least square*). Hasil pengukuran *trace* seismik dari model satu dimensi dirumuskan mengikuti model konvolusi, yaitu :

$$T(i) = \sum_{j=1}^{Nsampel} r(j)W(i - \tau(j) + 1) + n(i) \quad (2.7)$$

Jika diketahui asumsi awal atau model awal yang dikarakterisasi oleh koefisien refleksi  $r_0(j)$  maka dapat dihitung *trace* model, yaitu :

$$M(i) = \sum_{j=1}^{Nsampel} r_0(j)W(i - \tau(j) + 1) \quad (2.8)$$

Perhitungan error pada *trace* seismik dapat diperoleh dari :

$$e(i) = T(i) - M(i) \quad (2.9)$$

Jika model ditulis kembali dengan  $M = Wr$ , maka dalam meminimalkan jumlah error digunakan fungsi objektif J:

$$J = e^T e = (T - Wr)^T (T - Wr) \quad (2.10)$$

Fungsi objektif J diturunkan langsung terhadap parameter model  $r$  ( $\frac{\partial J}{\partial r} = 0$ ) dalam bentuk notasi matriks menghasilkan persamaan:

$$W^T W r = W^T T \quad (2.11)$$

Matriks  $W$  umumnya tidak berupa matriks persegi, karena jumlah data pengukuran lebih banyak daripada parameter model. Hal ini menyebabkan matriks  $W$  tidak memiliki hasil inversi yang tepat. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, digunakan metode iterasi. Solusi yang diperoleh sebagai berikut :

$$r = (W^T W)^{-1} W^T T \quad (2.12)$$

Persamaan (2.12) diasumsikan inversi stabil, tetapi tidak selalu seperti itu. Untuk menstabilkan solusi Persamaan (2.12) dapat ditambahkan faktor *prewhitening* dengan matriks identitas sebagai berikut :

$$r = (W^T W + \lambda I)^{-1} W^T T \quad (2.13)$$

Dimana  $r$  merupakan parameter model,  $W$  sebuah fungsi, dan  $T$  adalah data pengukuran.

### II.7.3 Inversi *Sparse Spike*

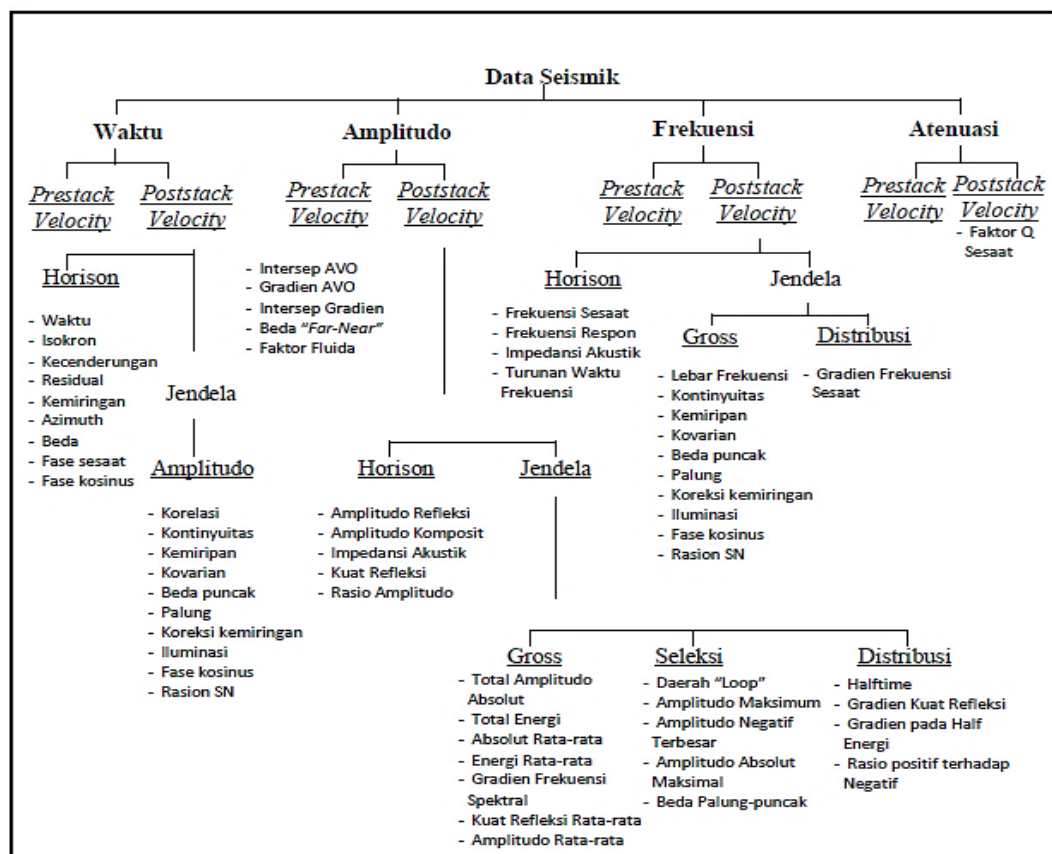
Metode ini mengasumsikan bahwa hanya *spike-spike* yang besar saja yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari tras seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai *trace* dimodelkan secara cukup akurat. Amplitudo dari blok impedansi ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi *model based*. Input parameter tambahan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap *trace* seismik. Model dasar *trace* seimik didefinisikan oleh:

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (2.14)$$

Kelebihan dari inversi ini adalah komponen frekuensi rendah secara matematis telah dilibatkan dalam perhitungan solusi dengan pengontrol ekstra. Kekurangannya adalah impedansi akustik yang dihasilkan berbentuk blok-blok sehingga detail yang terlihat pada inversi ini kurang jelas.

## II.8 Metode Multiatribut

Seismik atribut merupakan transformasi matematis dari *trace* seismik yang berguna menampilkan beberapa informasi *property* fisik ataupun anomali bawah permukaan yang mula-mula tidak teridentifikasi oleh data konvensional. Brown (2000) mengklasifikasikan atribut seismik sebagai turunan waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi.



**Gambar 2. 7** Klasifikasi Atribut Seismik (Brown, 2000)

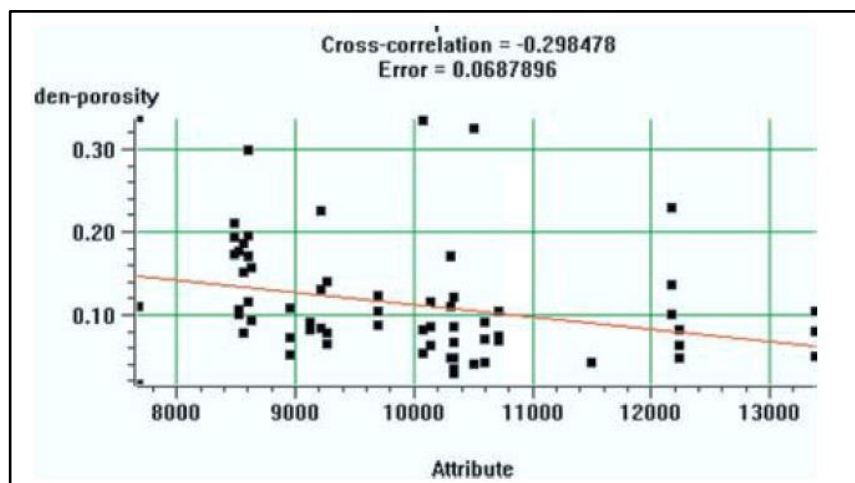
Secara umum, atribut turunan waktu akan memberikan informasi perihal struktur, atribut amplitudo cenderung memberikan informasi stratigrafi dan reservoir. Sedangkan peran atribut turunan frekuensi dan fasa sampai saat ini belum betul-betul dipahami, namun diyakini akan menyediakan informasi tambahan yang

berguna perihal reservoir, stratigrafi, dan informasi mengenai permeabilitas dimasa mendatang.

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada Analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada volume seismik (Nugroho, et al., 2020).

Menurut Chen dan Sidney (1997) atribut-atribut seismik dapat dibagi dalam dua kategori, yaitu :

1. *Horizon Based Attributes*: atribut yang dihitung sebagai nilai rata-rata antara dua horizon.
2. *Sample Based Attributes*: transformasi dari *trace input* untuk mengahilkan *trace output* lainnya dengan jumlah yang sama dengan *trace input* (nilainya dihitung sampel per sampel).



**Gambar 2. 8** Conventional crossplot antara target (densitas-porositas) dan seismik atribut (Hampson, et al., 2001)

Langkah yang paling sederhana untuk mengetahui hubungan antara data target dan atribut seismik adalah dengan melakukan *crossplot* antara kedua data tersebut. Pada **Gambar 2.8** memperlihatkan log densitas-porositas, diasumsikan bahwa log target dan atribut seismik yang diambil berada pada titik waktu atau kedalaman yang sama.

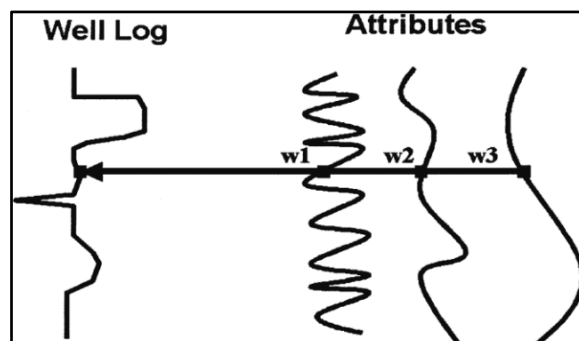
Hubungan linier antara log target dan atribut ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan :

$$y = a + bx \tag{2.15}$$

Koefisien  $a$  dan  $b$  pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalisasikan *mean-square prediction error* sebagai berikut :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \tag{2.16}$$

Dimana penjumlahan dilakukan di setiap titik *crossplot*. Dengan mengaplikasikan regresi garis tersebut didapatkan prediksi untuk atribut dengan nilai prediksi error (E) yang merupakan ukuran kecocokan untuk regresi garis yang didefinisikan oleh persamaan (2.16).



**Gambar 2. 9** Pengembangan *conventional crossplot* dengan menggunakan Multiatribut (Hampson, et al., 2001)

Pengembangan dari *conventional crossplot* adalah dengan menggunakan multtiatribut. Multiatribut melakukan korelasi setiap sampel target dengan sampel seismik atribut pada titik yang sama. Pendekatan ini terbatas karena terdapat perbedaan frekuensi antara data seismik dengan data log. Metode ini bertujuan untuk mencari sebuah operator yang dapat memprediksi log sumur dari data seismiknya (log prediksi dan log target).

Hubungan antara log *property* (L) dan atribut seismik (A) untuk kasus paling sederhana (**Gambar 2.9**) pada setiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh :

$$L(t) = w_0 + w_1A_1(t) + w_2A_2(t) + w_3A_3(t) \quad (2.17)$$

Pembobotan pada Persamaan 2.17 dihasilkan dengan meminimalisasi *mean-squared prediction error*

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=j}^N (Li - w_0 + w_1A_{1i} + w_2A_{2i} + w_3A_{3i})^2 \quad (2.18)$$

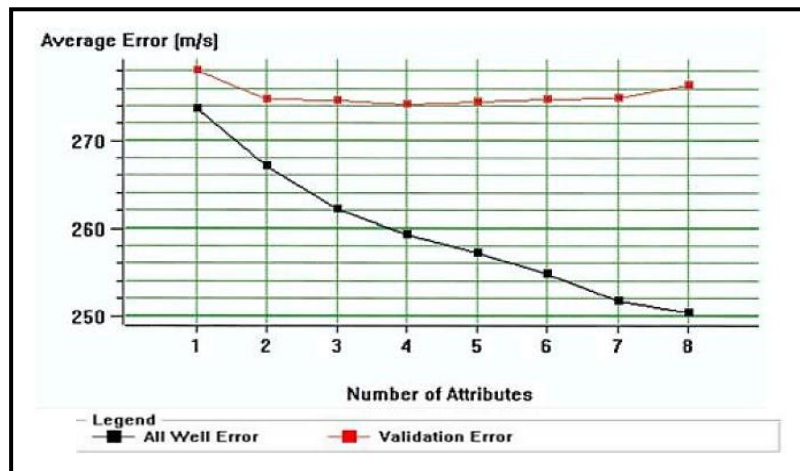
Solusim untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} \sum A_{2i} & \sum A_{1i} \sum A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} \sum A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} \sum A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} \sum A_{3i} & \sum A_{2i} \sum A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i}L_i \\ \sum A_{2i}L_i \\ \sum A_{3i}L_i \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Menurut Hampson et al (2001) dalam prosedur multiatribut biasa digunakan prosedur *stepwise regression*. Asumsi dalam prosedur ini yaitu apabila kombinasi terbaik dari atribut A sudah diketahui, maka kombinasi terbaik dari A+1 yaitu turunan koefisien yang dihitung dari atribut sebelumnya. Transformasi atribut A+1



seharusnya selalu memiliki *prediction error* kurang dari atau sama dengan transformasi atribut A.



**Gambar 2. 10** Contoh *Plot Validation Error* dan *Prediction Error* (Hampson, et al., 2001)

Berdasarkan **Gambar 2.10** kurva berwarna hitam menunjukkan *prediction error* (data training) dan kurva berwarna merah menunjukkan *validation error* (data validasi). Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa pada atribut kelima mengalami kenaikan nilai validasi *error* yang artinya atribut yang bisa digunakan pada data tersebut hanya 4. Apabila digunakan lebih dari 4 atribut maka nilai *validation error* bertambah besar, yang artinya terjadi *over-training*.