

*Skripsi Geofisika*

**PEMETAAN POROSITAS LAPISAN BATUGAMPING FORMASI  
BATURAJA MENGGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI  
AKUSTIK, ANALISIS MULTIATRIBUT DAN *PROBABILISTIC NEURAL  
NETWORK (PNN)***



**OLEH:**

**Indra Kurnia Rasa**

**H22116508**

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

**2020**

**PEMETAAN POROSITAS LAPISAN BATUGAMPING FORMASI  
BATURAJA MENGGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI  
AKUSTIK, ANALISIS MULTIATRIBUT DAN *PROBABILISTIC NEURAL  
NETWORK (PNN)***

Skripsi untuk Melengkapi Tugas-Tugas dan  
Memenuhi Syarat untuk Mencapai Gelar Sarjana



**OLEH:**

**Indra Kurnia Rasa**

**H22116508**

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

**2020**

**LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI**

**“PEMETAAN POROSITAS LAPISAN BATU GAMPING FORMASI  
BATURAJA MENGGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI  
AKUSTIK, ANALISIS MULTIATRIBUT DAN *PROBABILISTIC NEURAL  
NETWORK (PNN)*”**

Oleh:

**INDRA KURNIA RASA**

**H221 16 508**

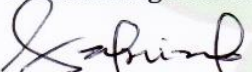
**SKRIPSI**

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


**Disetujui Oleh :**

**Makassar, 27 November 2020**

**Pembimbing Utama**

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

**Pembimbing Pertama**

  
**Muh. Fawzy Ismullah, S.Si., M.T.**  
**NIP. 199111092019031010**

**Mengetahui,**

**Ketua Departemen Geofisika**

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

## PERNYATAAN KEASLIAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa, skripsi ini merupakan karya orisinil saya dan sepanjang pengetahuan saya tidak memuat bahan yang pernah dipublikasikan atau ditulis oleh orang lain dalam rangka tugas akhir untuk memperoleh gelar akademik di Universitas Hasanuddin atau di lembaga pendidikan lainnya, dimanapun, kecuali yang telah dikutip sesuai kaidah yang berlaku. Saya juga menyatakan bahwa skripsi ini merupakan hasil karya saya sendiri dan dibantu oleh pihak pembimbing.

Makassar, 27 November 2020

Penulis



Indra Kurnia Rasa

## ABSTRAK

Formasi Baturaja merupakan salah satu reservoir dengan litologi batugamping yang menjadi penghasil minyak. Salah satu hal penting untuk dipertimbangkan dalam penentuan kualitas reservoir adalah Porositas. Objektivitas dari penelitian ini adalah memetakan distribusi porositas dan mengestimasi arah persebaran porositas yang baik pada Formasi Baturaja dengan metode inversi impedansi akustik, analisis multiatribut dan *Probabilistic Neural Networks (PNN)*. Metode multiatribut seismik mengestimasi nilai porositas batuan berdasarkan atribut-atribut seismik melalui pendekatan linier. Sedangkan metode *probabilistic neural network (PNN)* mengasumsikan hubungan antara nilai porositas dengan atribut-atribut seismik melalui pendekatan non-linier. Adapun data yang digunakan pada penelitian ini antara lain data seismik dengan 96 line seismik, data sumur ( M-1, PM-1 dan PU-1), dan data *marker*. Berdasarkan hasil pengolahan dan interpretasi dari penelitian, distribusi porositas pada Formasi Baturaja berkisar 10% - 49% dan arah persebaran porositas yang baik berada pada arah barat ke selatan dari lokasi penelitian. Oleh karena itu, bagian barat - selatan dari lokasi penelitian ini menjadi zona yang potensial untuk dikembangkan.

**Kata Kunci** : Porositas, Inversi Seismik, Analisis Multiatribut, *Probabilistic Neural Network (PNN)*

## ABSTRACT

*The Baturaja Formation is one of the reservoirs with limestone lithology which produces oil. One of the important things to exclude in determining reservation quality is Porosity. The objectivity of this research is to map the distribution of porosity and to estimate the direction of the distribution of good porosity in the Baturaja Formation using the acoustic impedance inversion method, multi-attribute analysis, and Probabilistic Neural Networks (PNN). The seismic multi-attribute method estimates rock porosity values based on seismic attributes through a linear approach. While the probabilistic neural network (PNN) method assumes a relationship between the porosity value and seismic attributes through a non-linear approach. The data used in this study include seismic data with 96 seismic lines, well data (M-1, PM-1, and PU-1), and marker data. Based on the results of processing and interpretation of the research, the distribution of porosity in the Baturaja Formation ranges from 10% - 49% and, the direction of the distribution of the good porosity is in the west to south direction of the research location. Therefore, the west - south part of this research location is a potential zone to be developed*

**Keyword** : *Porosity, Seismic Inversion, Multiattribute Analysis, Probabilistic Neural Networks (PNN)*

## KATA PENGANTAR

Puji dan Syukur penulis panjatkan kepada Tuhan, yang senantiasa menjadi penopang dan teman terbaik penulis sepanjang hidupnya. Hanya karena kebaikan Kasih dan Berkah-Nya lah yang menuntun penulis dalam mengerjakan skripsi ini yang berjudul “Pemetaan Porositas Lapisan Batugamping Formasi Baturaja Menggunakan Metode Inversi Impedansi Akustik, Analisis Multiatribut Dan *Probabilistic Neural Network (PNN)*”. Dalam penulisan skripsi ini penulis banyak menghadapi kendala dan masalah, oleh karena usaha yang maksimal dan kemampuan yang Tuhan berikan kepada penulis serta bantuan dan dukungan dari berbagai pihak, maka penulisan skripsi ini dapat selesai.

Penulis menyampaikan ucapan terima kasih yang terdalam untuk kedua orangtua penulis atas Doa dan dukungan moril maupun materil yang diberikan kepada penulis. Terimakasih atas setiap doa yang selalu mengiringi tiap langkah penulis. Terima kasih Kepada Bapak **Daud Rasa**, dan ibu **Margareta Duma’** yang senantiasa memberikan kasih sayang sepanjang masa serta saudara-saudari penulis **Sintha Septiana Rasa** dan **Theo Filus Rasa** sehingga penulis sampai ke titik ini. Penulisan skripsi ini tidak lepas dari dukungan orangtua, Terimakasih untuk Bapak dan Ibu yang selalu mengingatkan penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Kalian mendidik penulis dengan penuh kesabaran sampai saat ini. Semoga anakmu dapat menjadi orang yang bermanfaat bagi banyak orang.

Ucapan terimakasih penulis juga haturkan kepada semua pihak yang telah memberikan bantuan, bimbingan, dan motivasi dalam menyelesaikan studi.

Rampungnya skripsi ini adalah sumbangsih dari berbagai pihak. Oleh karena itu, itu dengan segala kerendahan hati penulis mengucapkan terimakasih dan penghargaan sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak **Sabrianto Aswad, S.Si., MT.**, dan Bapak **Muhammad Fawzy Ismullah, S.Si., MT.**, selaku pembimbing utama dan pembimbing pertama yang dengan tulus dan sabar memberikan bimbingan, serta menuntun penulis hingga selesainya skripsi ini.
2. Bapak **Dr. Ir. Muh. Altin Massinai, MT., Surv**, dan Bapak **Syamsuddin, S.si., M.T.**, selaku penguji yang telah memberikan koreksi dan masukan kepada penulis dalam penyelesaian skripsi ini.
3. Bapak **M. Budisatya Wiratanegara** dan Bapak **Pradityo Riyadi**, selaku pembimbing penulis dan telah membimbing dengan sangat sabar saat penulis melakukan Kerja Praktek di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPTMGB).
4. Bapak **Dr. Muh. Alimuddin Hamzah, M.Eng.**, dan Bapak **Dr. Erfan, M.Si.**, selaku Ketua dan Sekretaris Departemen Geofisika FMIPA UNHAS. Terimakasih atas bantuan Bapak-bapak dosen.
5. Bapak **Dr. Sakka, M.Si**, selaku Penasehat Akademik yang telah banyak memberikan nasehat, bimbingan dan masukan kepada penulis.
6. Seluruh **Dosen Departemen Geofisika** dan **Staf Departemen** dan **Fakultas** atas ilmu pengetahuan yang telah diajarkan dan pelayanan yang telah diberikan.
7. **Nara** dan **Nira** yang selalu menemani dan membantu dalam mengerjakan skripsi ini. Terima Kasih atas dukungannya.



8. Sahabat-sahabat SMA penulis : **Dodi Dewantara, Agustinus Palimbangan, Erick Kurniawan Pangindja, Ika Hande, Dwi Nining Lestari, Wahyu Dian Safitri** dan **Arif F. Lande**. Terimakasih telah saling mengingatkan dan menguatkan untuk sama-sama segera menyelesaikan studi sarjana kami.
9. Sahabat Naga-naga Penulis : **Iksan Milham, Agung Hasan S.Si, Muh. Maulana, Ayyub Alqadri, Muh. Fauzan Ausaf, Deleonard Pasteur S.**, yang telah menemani dari mahasiswa baru hingga sekarang. See you on top!
10. Teman seperjuangan **Kerja Praktik** : **M. Nur Alamsyah, Ismira Luthfia, Sadillah, Wastriani** dan **Dewi Ainun Jariah** yang telah membuat masa-masa kerja praktik menyenangkan.
11. Teman seperjuangan Seismik : **M. Nur Alamsyah** dan **Asriani** yang saling membantu jika ada masalah dan saling menguatkan jika lelah.
12. Teman-teman **Geofisika 2016** dan teman-teman, yang telah memberikan dukungan dan saling membantu dalam penyelesaian studi ini.
13. Teman-teman **FISIKA 2016**, yang telah memberikan banyak pengalaman baru kepada penulis. Terimakasih untuk setiap kisah suka dan duka yang tak terlupakan selama bersama. Salam **MELANGKAH BERSAMA SEMANGAT**.
14. Teman-teman **KKN Reguler Gel. 103 : Kelurahan Pallantikang, Takalar**. **Kak Piti, Denis, Dila, Nanda** dan **Zahra**. Terimakasih atas kerjasama dan pengalaman baru selama KKN.
15. Kepada **Society of Petroleum Engineers**, atas kesempatan yang diberikan kepada penulis untuk menjadi salah satu penerima beasiswa. Terima kasih atas kesempatannya.

16. Keluarga **Himpunan Mahasiswa Geofisika (HMGF)**, **Himpunan Mahasiswa Fisika (HIMAFI)**, dan **KM FMIPA UNHAS**, terimakasih kesempatan berorganisasi yang telah diberikan serta atas kebersamaan dan pengalamannya. **USE YOUR MIND BE THE BEST.**

**Makassar, 27 November 2020**

**Penulis**

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN SAMPUL</b> .....	<b>i</b>
<b>HALAMAN PENUNJUK SKRIPSI</b> .....	<b>ii</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	<b>iii</b>
<b>LEMBAR PERNYATAAN</b> .....	<b>iv</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>v</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>vi</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>vii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>xi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xv</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xviii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
I.1 Latar Belakang.....	1
I.2 Rumusan Masalah.....	2
I.3 Ruang Lingkup Penelitian .....	2
I.4 Tujuan Penelitian .....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>4</b>
II.1 Geologi Regional.....	4
II.1.1 Tektonik Dan Struktur Regional.....	5
II.1.2 Stratigrafi Daerah Penelitian.....	6
II.1.2.1 Formasi Baturaja.....	8
II.2 Teori Dasar Porositas .....	8
II.3 Data Sumur .....	10

II.3.1 Log Litologi.....	10
II.3.2 Log Untuk Mengukur Porositas .....	11
II.3.3 Log Untuk Mengukur Resistivitas.....	13
II.4 Inversi Seismik .....	13
II.4.1 Inversi Seismik <i>Model Based</i> .....	15
II.4.2 Impedansi Akustik .....	18
II.4.3 Koefisien Refleksi .....	18
II.4.4. <i>Wavelet</i> . .....	19
II.4.5 Polaritas <i>Wavelet</i> .....	19
II.4.6 Resolusi Vertikal .....	20
II.4.7 Seismogram Sintetik.....	21
II.5 Metode Multiatribut.....	22
II.6 Probabilistic Neural Network .....	28
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>30</b>
III.1 Lokasi Penelitian.....	30
III.2 Perangkat dan Data Penelitian .....	30
III.3 Pengolahan Data .....	32
III.3.1 Input Data Sumur .....	32
III.3.2 Input Data Seismik.....	32
III.3.3 Input Data Marker.....	32
III.3.4 Penentuan <i>Zona Interest</i> dan Analisis Sensitivitas .....	32
III.3.5 Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan Pengikatan Data Sumur dengan Data Seismik ( <i>Well Seismic Tie</i> ).....	33
III.3.6 Analisis Ketebalan Tuning ( <i>Tuning Thickness</i> ).....	34

III.3.7 <i>Picking Horizo</i> .....	34
III.3.8 Prediksi Log Porositas .....	34
III.3.9 Inversi Seismik.....	34
III.3.10 Analisis Multiatribut .....	35
III.3.11 Analisis <i>Probabilistic Neural Network (PNN)</i> .....	35
III.3.12 Pemetaan .....	35
III.4 Bagan Alir Penelitian .....	36
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>37</b>
IV.1 Penentuan <i>Zona Interest</i> dan Analisis Sensitivitas .....	37
IV.2 Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan pengikatan data sumur dengan Data Seismik.....	38
IV.3 Analisis Ketebalan Tuning ( <i>Tuning Thickness</i> ).....	40
IV.4 <i>Picking Horizon</i> .....	40
IV.5 Prediksi Log Porositas.....	41
IV.6 Inversi Seismik.....	42
IV.7 Analisis Multiatribut.....	45
IV.8 Analisis Probabilistic Neural Network (PNN).....	49
IV.9 Pemetaan.....	51
IV.9.1 Peta Struktur Daerah Penelitian.....	51
IV.9.2 Pemetaan Impedansi Akustik Hasil Inversi Seismik.....	52
IV.9.3 Pemetaan Porositas.....	52
IV.10 Daerah Potensi Pengembangan.....	55
<b>BAB V PENUTUP .....</b>	<b>56</b>
V.1 Kesimpulan .....	56

V.2 Saran.....	56
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>57</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>59</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Peta Geologi Cekungan Jawa Tengah Utara .....	4
Gambar 2.2 Analisis Struktur Jawa.....	5
Gambar 2.3 Penampang Model Geologi Cekungan Jawa Tengah Utara.....	6
Gambar 2.4 Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Tengah Utara.....	7
Gambar 2.5 Inversi Seismik.....	14
Gambar 2.6 Pembagian jenis metode inversi seismik.....	15
Gambar 2.7 Diagram alir metode inversi <i>model based</i> .....	15
Gambar 2.8 Pembagian jenis fasa <i>wavelet</i> .....	19
Gambar 2.9 Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i> .....	20
Gambar 2.10 Seismogram sintetik yang didapatkan dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> .....	21
Gambar 2.11 Crossplot sederhana antara target log (densitas-porositas) dan atribut seismik.....	23
Gambar 2.12 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sample log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama.....	25
Gambar 2.13 Penggunaan Lima Titik Dari Atribut Seismik Untuk Satu Titik Properti Log.....	26
Gambar 2.14 Ilustrasi <i>crossplot</i> log prediksi dan log.....	27
Gambar 2.15 Kurva prediksi dengan PNN.....	29
Gambar 3.1. Base Map Lokasi Penelitian.....	30
Gambar 3.2. Data seismik dan sumur yang melewati lintasan W74-1201-MV1.....	31
Gambar 3.3 Bagan Alir Penelitian.....	36

Gambar 4.1 Analisis log <i>gamma ray</i> , <i>neutron porosity</i> dan <i>density</i> .....	37
Gambar 4.2 <i>Crossplot</i> impedansi akustik dan porositas dari data log sumur...	38
Gambar 4.3 <i>Wavelet</i> statistik hasil ekstraksi <i>wavelet</i> .....	39
Gambar 4.4 Pengikatan Data sumur dan Data seismik pada Sumur PM-1.....	39
Gambar 4.5 Horizon <i>Top Baturaja</i> dan <i>Bottom Talangakar</i> pada lintasan seismik W73-1049-SV.....	40
Gambar 4.6 Hasil aplikasi dari log prediksi pada tiap sumur.....	41
Gambar 4.7 <i>Crossplot</i> log porositas <i>actual</i> dan log porositas prediksi.....	41
Gambar 4.8 Penampang model geologi pada lintasan seismik W73-1049-SV.....	42
Gambar 4.9 Analisis inversi seismik <i>model based</i> .....	43
Gambar 4.10 Contoh Penampang impedansi akustik hasil inversi <i>model based</i> pada lintasan seismik W73-1040-SV yang melewati sumur PM-1.....	43
Gambar 4.11 <i>Crossplot</i> antara impedansi akustik dengan <i>neutron porosity</i> untuk transformasi.....	44
Gambar 4.12 Contoh Penampang porositas hasil transformasi dari penampang impedansi akustik pada lintasan seismik W73-1049-SV yang melewati sumur PM-1.....	45
Gambar 4.13 Kurva <i>training error</i> dan <i>validation error</i> untuk analisis multiatribut.....	47
Gambar 4.14 <i>Crossplot</i> validasi nilai porositas prediksi hasil analisis multiatribut dan nilai porositas log di tiap sumur.....	48
Gambar 4.15 Hasil aplikasi dari analisis multiatribut regresi linier pada tiap sumur.....	48
Gambar 4.16 Contoh Penampang porositas hasil analisis multiatribut pada lintasan seismik W73-1049-SV yang melewati sumur PM-1...	49
Gambar 4.17 Hasil aplikasi PNN pada tiap sumur.....	49



Gambar 4.18 <i>Crossplot</i> validasi nilai porositas prediksi hasil analisis <i>probabilistic neural network</i> dan nilai porositas log di tiap sumur.....	50
Gambar 4.19 Contoh Penampang porositas hasil analisis <i>probabilistic</i> .....	50
Gambar 4.20 Peta struktur daerah penelitian.....	51
Gambar 4.21 Peta persebaran impedansi akustik daerah penelitian dengan <i>window</i> 66 ms di bawah horizon Baturaja.....	52
Gambar 4.22 Peta persebaran porositas yang dihasilkan dari transformasi impedansi akustik daerah penelitian dengan <i>window</i> 66 ms di bawah horizon Baturaja.....	53
Gambar 4.23 Peta persebaran porositas yang dihasilkan dari hasil analisis Multiatribut daerah penelitian dengan <i>window</i> 66 ms di bawah horizon Baturaja.....	53
Gambar 4.24 Peta persebaran porositas yang dihasilkan dari hasil analisis <i>PNN</i> daerah penelitian dengan <i>window</i> 66 ms di bawah horizon Baturaja.....	54
Gambar 4.25 Peta persebaran porositas yang dihasilkan dari hasil analisis <i>PNN</i> daerah penelitian dengan <i>window</i> 72 ms di bawah horizon Baturaja.....	55

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu Reservoir.....	9
Tabel 4.1 Tabel hasil analisis seismik multiatribut.....	46

# BAB I

## PENDAHULUAN

### I.1 Latar Belakang

Seiring perkembangan zaman permintaan akan sumber daya energi semakin meningkat, khususnya bahan bakar minyak dan gas bumi. Hal ini mengakibatkan kegiatan eksplorasi sumber daya minyak dan gas bumi harus terus dilakukan agar dapat memenuhi permintaan tersebut. Selain melakukan eksplorasi, upaya memaksimalkan pengembangan lapangan yang telah ada juga dapat menjadi solusi lainnya. Salah satunya yaitu dengan cara karakterisasi reservoir menggunakan data seismik dengan data sumur sebagai kontrolnya.

Metode inversi seismik adalah salah satu metode eksplorasi yang digunakan untuk dapat menggambarkan dan mengestimasi parameter fisis bawah permukaan berupa nilai impedansi akustik dengan menggunakan data seismik sebagai *input* datanya dan data sumur sebagai kontrolnya. Impedansi Akustik (AI) adalah parameter batuan yang besarnya dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, serta kandungan fluida (Sukmono, 2007). Namun, data impedansi akustik ini belum cukup maksimal dalam memprediksi bawah permukaan bumi. Oleh karena itu, dibutuhkan metode pendukung lainnya untuk memaksimalkan hasil interpretasi tersebut.

Multiatribut seismik dan *probabilistic neural network (PNN)* dapat digunakan sebagai salah satu metode pendukung untuk karakterisasi reservoir. Metode multiatribut seismik mengestimasi nilai porositas batuan berdasarkan atribut-atribut seismik melalui pendekatan linier. Sedangkan metode *probabilistic neural*

*network* (*PNN*) mengasumsikan hubungan antara nilai porositas dengan atribut-atribut seismik melalui pendekatan non-linier. Oleh karena itu, untuk kasus atribut yang berkorelasi non-linear digunakan metode *PNN*.

Formasi Baturaja merupakan zona target dari penelitian ini. Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Aulia (2020), Formasi Baturaja merupakan salah satu formasi penghasil minyak dari Cekungan Jawa Barat Utara. Formasi ini merupakan fasies dengan litologi batugamping. Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan untuk dapat menganalisis dan mengetahui distribusi arah reservoir dengan litologi batuan karbonat Formasi Baturaja.

## **I.2 Rumusan Masalah**

1. Bagaimana Pemetaan porositas Formasi Baturaja menggunakan metode inversi seismik, analisis multiatribut dan *probabilistic neural network* ?
2. Bagaimana estimasi arah persebaran porositas yang baik pada lokasi penelitian menggunakan metode inversi seismik, analisis multiatribut dan *probabilistic neural network* ?

## **I.3 Ruang Lingkup Penelitian**

Ruang lingkup pada penelitian ini dibatasi pada prediksi penyebaran porositas reservoir batugamping Formasi Baturaja dengan menggunakan inversi impedansi akustik metode multiatribut seismik dan *Probabilistic Neural Network*.

## **I.4 Tujuan Penelitian**

Tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Untuk memetakan porositas Formasi Baturaja menggunakan metode inversi seismik, analisis multiatribut dan *probabilistic neural network*;

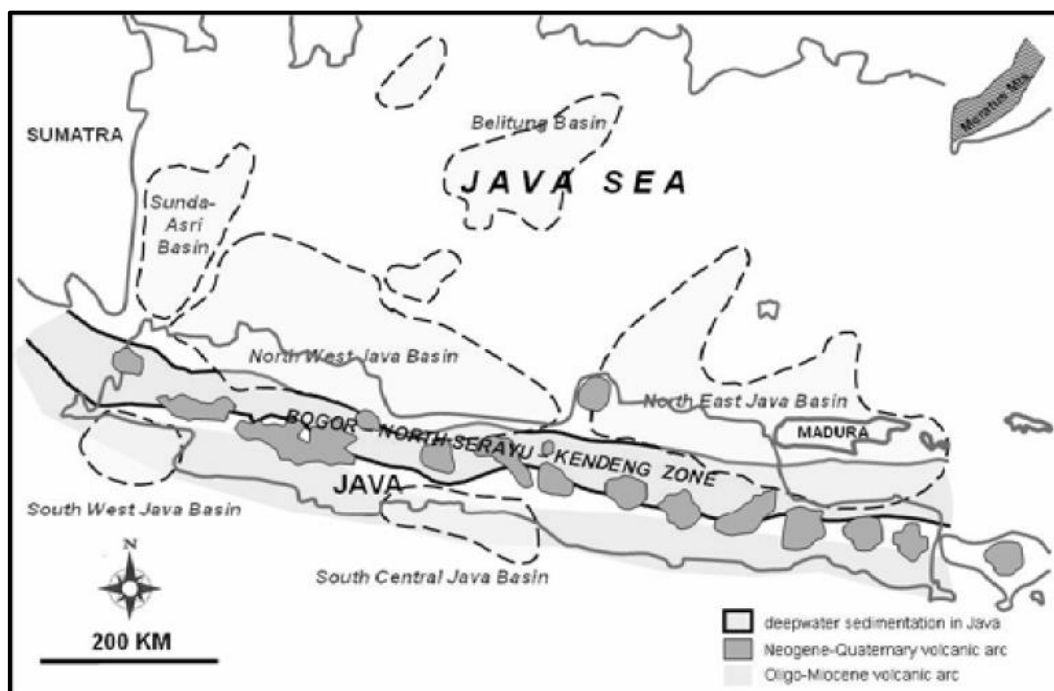
2. Untuk mengestimasi arah persebaran porositas yang baik pada lokasi penelitian menggunakan metode inversi seismik, analisis multiatribut dan *probabilistic neural network*;

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### II.1 Geologi Regional

Menurut Satyana (2007), Cekungan Jawa Tengah Utara dikenal juga dengan *The North Serayu Through/Basin* dan saat ini terangkat menjadi daerah yang dikenal dengan *North Serayu Range*. Area ini memanjang ke arah timur hingga Zona Randublatung dan Pematang Kendeng (*Pematang Ridge*), dan ke arah barat menerus hingga Jalur Lipatan Bogor (*Bogor Anticlinorium Belt*). Pada **Gambar 2.1**, luas area cekungan 16.660 km<sup>2</sup>, dengan luas di daerah daratan sekitar 5.176 km<sup>2</sup> dan dilepas pantai luasnya sekitar 11.484 km<sup>2</sup>.



**Gambar 2.1** Peta Geologi Cekungan Jawa Tengah Utara (Satyana, 2007).

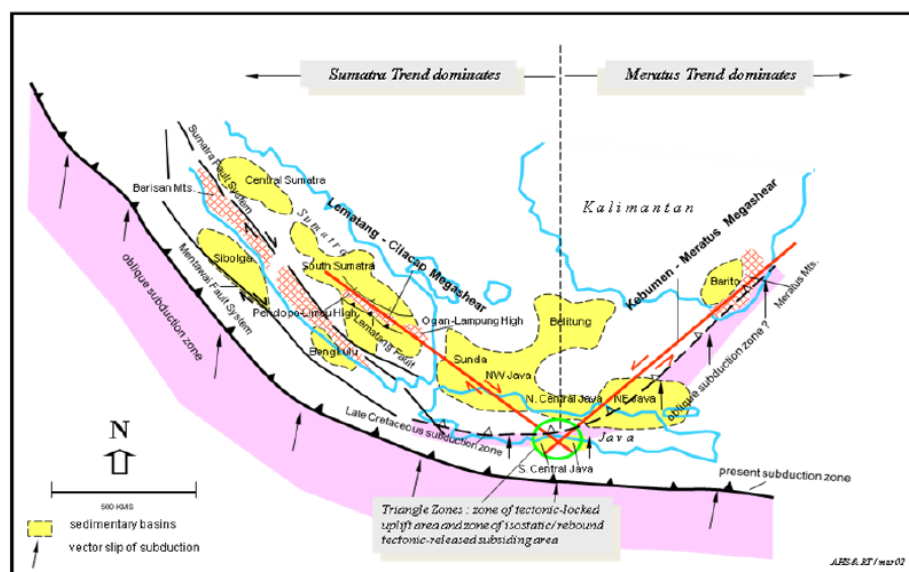
Pembentukan cekungan ini diyakini disebabkan oleh pengangkatan bagian selatan Jawa Tengah (Bumiayu) akibat pergerakan pasangan sesar mendatar. Sesar

mendatar ini yakni sesar mendatar mengiri Sesar Muria-Kebumen dan sesar mendatar menganan Sesar Cilacap-Pamanukan (Satyana, 2007).

## II.1.1 TEKTONIK DAN STRUKTUR REGIONAL

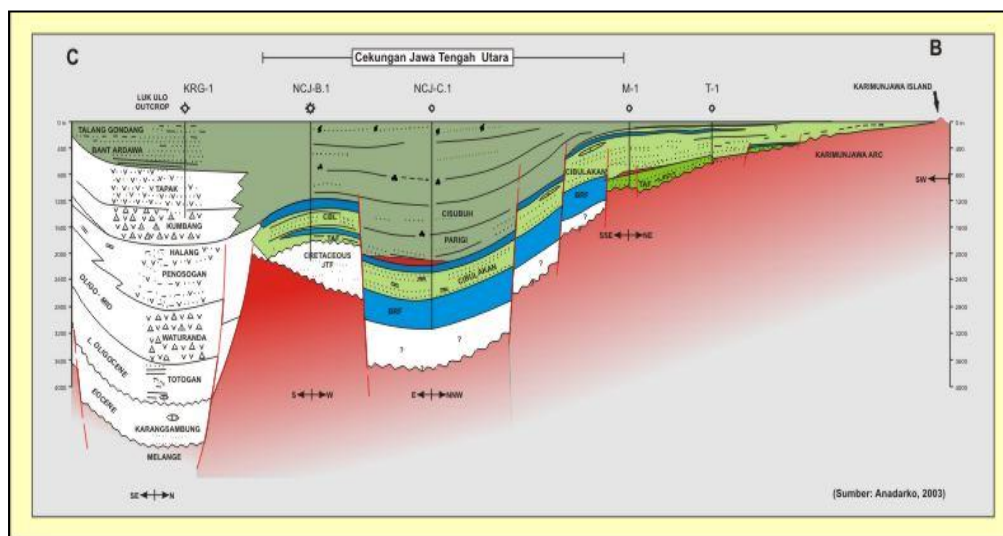
Pada garis pantai utara dan selatan Jawa Tengah menyempit dan membentuk lekukan ke atas jika dibandingkan dengan garis pantai Jawa Barat dan Jawa Timur. Pelekukan ini mungkin berhubungan dengan tektonik ataupun struktur (Satyana, 2007).

Prasetyadi (2007) terdapat tiga arah struktur utama di Pulau Jawa yaitu arah timurlaut – baratdaya atau Pola Meratus, arah utara – selatan atau Pola Sunda dan arah timur – barat atau Pola Jawa. Pada **Gambar 2.2** dua buah sesar mendatar utama, yang disebut sebagai Sesar Muria-Kebumen dan Sesar Pamanukan-Cilacap, yang memiliki arah dan pergeseran yang saling berlawanan satu sama lain, diyakini menyebabkan penyempitan garis pantai Jawa Tengah dan menyebabkan banyak perubahan geologi di Jawa Tengah (Satyana, 2007).



**Gambar 2.2** Analisis struktur Jawa (Satyana, 2007).

Pada penampang seismik utara-selatan **Gambar 2.3**, menunjukkan adanya *graben* besar yang membentuk cekungan. Terlihat pula adanya tinggian batuan dasar yang membatasi cekungan. Sesar-sesar normal yang bertingkat-tingkat terbentuk di bagian sebelah utara cekungan, dan terus menghilang hingga batas *Karimun Jawa Arc*.



**Gambar 2.3** Penampang Model Geologi Cekungan Jawa Tengah Utara (Satyana, 2007).

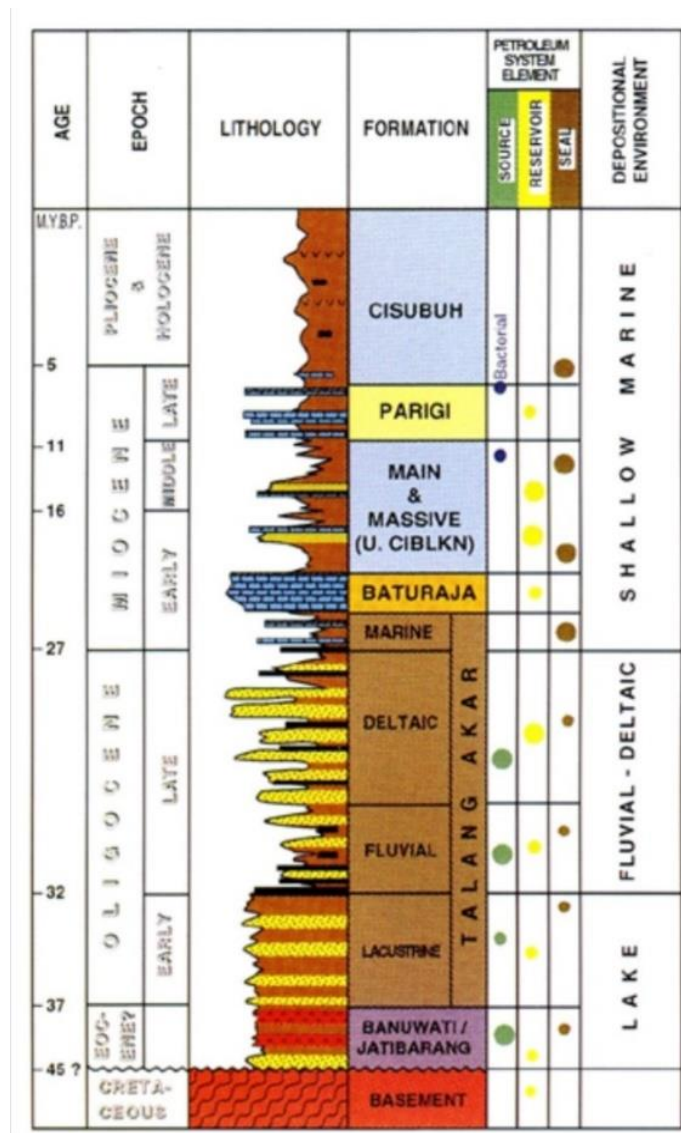
Pada penampang ini **Gambar 2.3**, terlihat bahwa sesar-sesar normal tersebut teraktifkan kembali pada pengendapan Formasi Cisubuh, ditandai dengan terpotongnya formasi batuan yang lebih tua dan adanya penebalan di tengah cekungan dalam endapan Formasi Cisubuh (sedangkan tidak ada penebalan pada endapan sebelumnya). Hadirnya dua formasi batugamping menunjukkan bahwa terjadi dua fase berhenti/berkurangnya aktifitas tektonik di daerah tersebut .

### II.1.2 Stratigrafi Daerah Penelitian

Menurut Arpandi dan Padmosukismo (1975), Sedimentasi Cekungan Jawa Tengah Utara mempunyai kisaran umur dari kala Eosen Tengah sampai Kuartar.



Deposit tertua adalah pada Eosen Tengah, yaitu pada Formasi Jatibarang yang terendapkan di atas Batuan Dasar. Urutan stratigrafi regional yang dari yang paling tua sampai yang paling muda adalah Batuan Dasar (Basement), Formasi Jatibarang, Formasi Cibulakan Bawah (Talang Akar, Baturaja), Formasi Cibulakan Atas ( Massive, Main, Pre-Parigi), Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh.



**Gambar 2.4** Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Tengah Utara (Arpandi dan Padmosukismo, 1975)

### **II.1.2.1 Formasi Baturaja**

Formasi yang menjadi obyek penelitian adalah reservoir Formasi Baturaja. Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar. Litologi penyusun Formasi Baturaja terdiri dari, baik yang berupa paparan maupun yang berkembang sebagai *reef build up* (menandai fase *post rift*) yang secara regional menutupi seluruh sedimen klastik pada Formasi Talang Akar di Cekungan Jawa Tengah Utara. Pada bagian bawah tersusun oleh batugamping masif yang semakin ke atas semakin berpori. Perkembangan batugamping terumbu umumnya dijumpai pada daerah tinggian. Namun, sekarang diketahui sebagai daerah dalaman. Selain itu juga ditemukan dolomit, interkalasi serpih glaukonit, napal, chert, batubara. Formasi ini terbentuk pada kala Miosen Awal-Miosen Tengah (terutama dari asosiasi foraminifera). Lingkungan pembentukan Formasi ini adalah pada kondisi laut dangkal, air cukup jernih, sinar matahari cukup (terutama dari melimpahnya foraminifera *Spiroclypens* Sp). Ketebalan Formasi ini berkisar pada (50-300) m (Arpandi dan Padmosukismo, 1975).

### **II.2 Teori Dasar Porositas**

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga rongga pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian rongga-rongga dalam batuan saling berhubungan dan biasanya lebih kecil dari rongga pori-pori total. Ada 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan (Koesoemadinata, 1978). Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut:

$$Porositas\ Absolut\ (\emptyset) = \frac{Volume\ Pori-pori\ total}{Volume\ total\ Batuan} \times 100\% \quad (2.1)$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai:

$$Porositas\ Efektif\ (\emptyset_e) = \frac{Volume\ Pori-pori\ berhubungan}{Volume\ total\ Batuan} \times 100\% \quad (2.2)$$

Pada dasarnya perbedaan dari kedua jenis porositas tersebut hanyalah untuk mempermudah dalam pengidentifikasi jenis porositas. Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir adalah seperti yang terlihat pada **Tabel 2.1**.

**Tabel 2.1.** Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu Reservoir (Koesoemadinata, 1978).

Harga Porositas (%)	Klasifikasi
0-5	Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat baik
>25	Istimewa

Nilai porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data log sumur, yaitu dari data log densitas, log neutron, dan log kecepatan. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar

porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya (Koesoemadinata, 1978).

## **II.3 Data Sumur**

### **II.3.1 Log Litologi**

#### 1) Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log *Spontaneous Potential* adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan yang tetap dengan elektroda yang terdapat di dalam lubang bor yang bergerak turun. Potensial listrik tersebut disebut '*potentiels spontanes*', atau '*spontaneous potentials*' oleh Conrad Schlumberger dan H.G. Doll yang menemukannya (Rider,1996). Supaya SP dapat berfungsi, lubang harus diisi oleh lumpur konduktif, Secara alamiah, karena perbedaan kandungan garam air, arus listrik hanya mengalir di sekeliling perbatasan formasi di dalam lubang bor (Harsono, 1997).

Saat mendekati lapisan permeabel, kurva SP akan mengalami defleksi ke kiri (negatif) atau ke kanan (positif). Defleksi ini dipengaruhi oleh salinitas relatif dari air formasi dan lumpur. Jika salinitas air formasi lebih besar daripada salinitas lumpur maka defleksi akan mengarah ke kiri sebaliknya apabila salinitas lumpur yang lebih besar daripada salinitas air formasi maka defleksi akan mengarah ke kanan, penurunan kurva SP tidak pernah tajam saat melewati dua lapisan yang berbeda melainkan selalu mempunyai sudut kemiringan Jika lapisan permeabel itu cukup tebal maka kurva SP menjadi konstan bergerak mendekati nilai maksimumnya

sebaliknya bila memasuki lapisan serpih lain maka kurva akan bergerak kembali ke nilai serpih secara teratur. Kurva SP tidak dapat direkam di dalam lubang bor yang diisi dengan lumpur nonkonduktif, hal ini karena lumpur tersebut tidak dapat menghantarkan arus listrik antara elektroda dan formasi. Selanjutnya apabila resistivitas antara lumpur penyaring dan air formasi hampir sama, defleksi akan sangat kecil dan kurva SP menjadi tidak begitu berguna (Harsono, 1997).

## 2) Log *Gamma Ray*

Log *Gamma Ray* (GR) merupakan log yang memanfaatkan sinar gamma dalam perekaman, yaitu dengan memanfaatkan unsur-unsur radioaktif. Sinar gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan impermeabel karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat pada serpih yang tak-permeabel, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeabel. Prinsip kerja log GR adalah suatu rekaman tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena tiga unsur: uranium (U), *thorium* (Th), dan *potassium* (K) yang ada pada batuan. Pemancaran yang terus menerus terdiri dari semburan pendek tenaga tinggi sinar gamma, yang mampu menembus batuan, sehingga dapat dideteksi oleh detektor yang memadai (biasanya jenis detektor *scintillation*) (Harsono, 1997).

### II.3.2 Log Untuk Mengukur Porositas

#### 1) Log Densitas (*Density*)

Log densitas adalah log yang menentukan porositas dengan mengukur *density bulk* batuan, disamping itu dapat juga digunakan untuk mendeteksi

adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan neutron log, juga menentukan densitas hidrokarbon ( $\rho_h$ ) dan membantu didalam evaluasi lapisan shaly (Harsono, 1997)

## 2) Log Neutron

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi. Hilangnya energi paling besar bila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Dengan demikian besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya tergantung banyaknya jumlah atom hidrogen dalam formasi (Rider, 2002).

## 3) Log Sonik (*Sonic*)

*Sonic log* merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (transmitter) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan ( $\Delta t$ ). Lamanya waktu perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuannya. Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara (Rider, 2002).

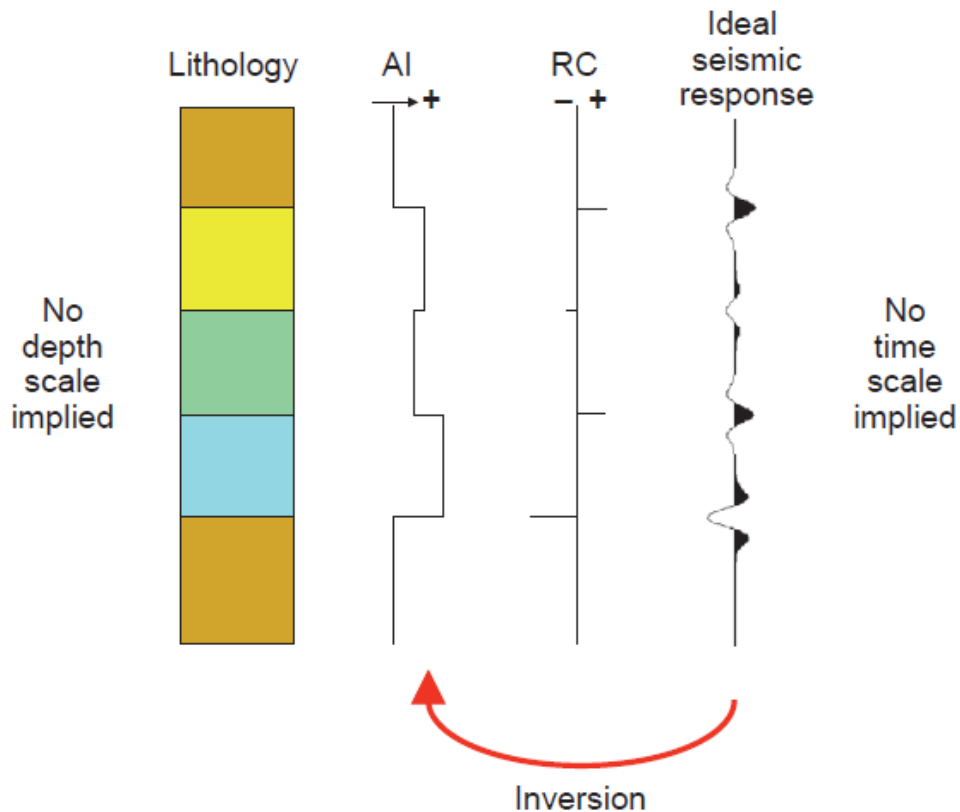
### II.3.3 Log Untuk Mengukur Resistivitas

Log resistivitas adalah log yang bekerja berdasarkan konduktivitas batuan. Jadi semakin tinggi nilai konduktivitasnya maka resistivitasnya (hambatan) semakin kecil. Arus listrik dapat mengalir didalam formasi batuan dikarenakan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Resistivitas formasi diukur dengan cara mengirim arus bolak-balik langsung ke formasi (*laterolog*) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (*alat induksi*) (Harsono, 1997).

Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas ( $Rt$ ) terdiri dari dua kelompok yaitu Lateral Log dan Induksi. Lateral Log meliputi *Laterolog Deep* (LLD) dan *Laterolog Shallow* (LLS). Induksi Log meliputi *Induction Log Deep* (ILD), *Induction Log Shallow* (ILS), dan *Micro Spherically Focused* (MFS). Mengacu dari adanya perbedaan zona di sekitar dinding lubang pemboran, zona terinvasi dapat terindikasi dari rekaman log MSFL atau SFL. Sedangkan untuk zona transisi dapat terindikasi dari rekaman log LLS atau ILM. Untuk zona jauh dapat terbaca dari log LLD atau ILD (Harsono, 1997).

### II.4 Inversi Seismik

Inversi adalah suatu metode untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2000). Metode ini merupakan kebalikan dari pemodelan ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi **Gambar 2.5**.

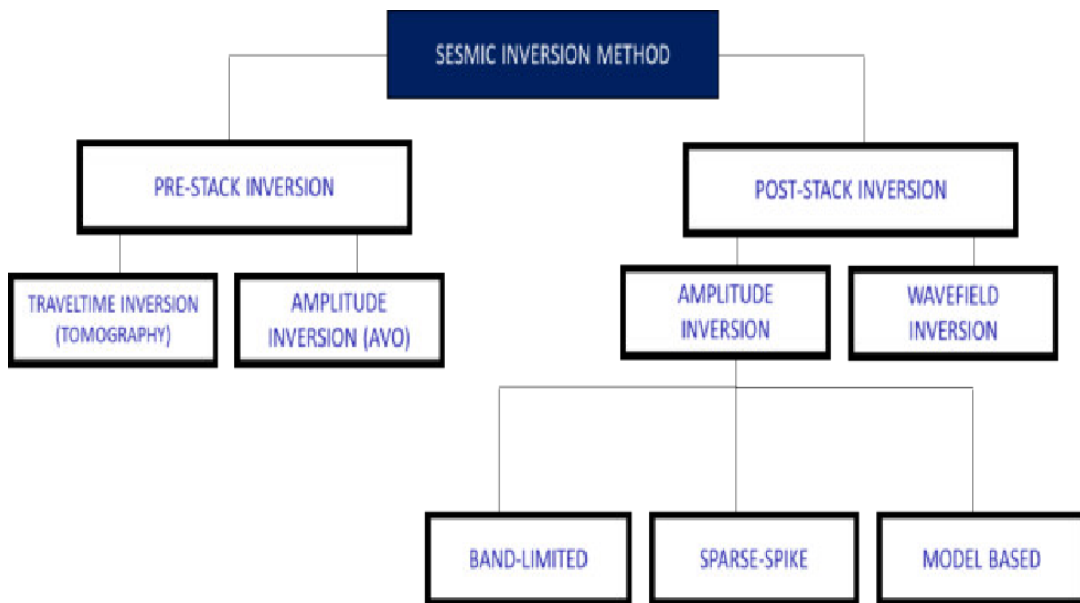


**Gambar 2.5** Inversi Seismik (Herron, 2011)

Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan gambaran data bawah permukaan secara vertikal. Metode inversi seismik mengintegrasikan kedua data tersebut sebagai acuan untuk memperoleh informasi bawah permukaan yang baik. Hasil yang didapatkan berupa informasi impedansi (akustik atau elastik) yang terkandung di dalam lapisan batuan. Dari informasi impedansi ini dapat dikorelasikan dengan parameter fisis lain yang didapat dari data sumur seperti porositas, saturasi air, dan permeabilitas.

Russel (1996) membagi metode inversi seismik dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack* seperti yang dilihat pada **Gambar 2.6**.

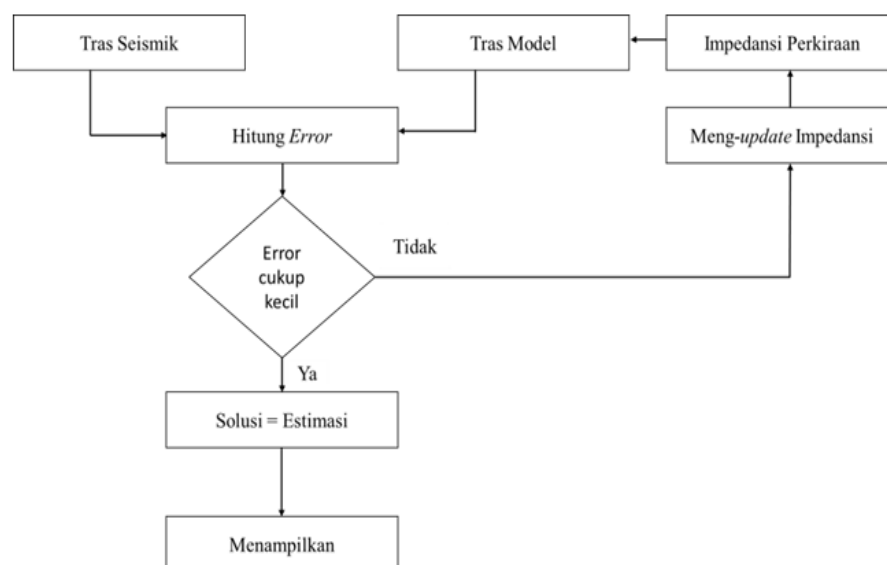




**Gambar 2.6** Pembagian jenis metode inversi seismik (Russel, 1996)

#### II.4.1 Inversi Seismik *Model Based*

Metode inversi seismik *model based* dilakukan dengan membuat model geologi dan membandingkannya dengan data rill seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dapat dijelaskan melalui diagram alir pada **Gambar 2.7**.



**Gambar 2.7** Diagram alir metode inversi *model based* (Russel, 1991)

Menurut Russel (1991), proses inversi linier umum (*General Linier Inversion*) merupakan proses untuk menghasilkan model impedansi akustik yang paling cocok dengan data hasil pengukuran berdasarkan harga rata-rata kesalahan terkecil (*least square*). Secara matematis, model dan data pengukuran dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$M = (m_1, m_2, m_3, \dots, m_k)^T \quad (2.3)$$

$$D = (d_1, d_2, d_3, \dots, d_n)^T \quad (2.4)$$

dengan  $M$  adalah vektor model dengan parameter  $k$  dan  $D$  adalah data pengukuran dengan  $d$  adalah sampel data pengukuran dengan parameter  $n$ .

Hubungan antara model dan data pengukuran dinyatakan dalam persamaan:

$$d_i = F(m_1, m_2, m_3, \dots, m_k), \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.5)$$

dengan  $F$  adalah suatu fungsi hubungan antara model dan data pengukuran. Proses ini akan membentuk model dengan metode *trial and error* dengan cara menganalisis perbandingan antara keluaran model dengan data hasil pengukuran yang pasti memiliki tingkat kesalahan tertentu. Proses ini dilakukan secara berulang-ulang dengan jumlah iterasi tertentu sehingga diperoleh hasil dengan tingkat kesalahan terkecil. *GLI* mengeliminasi keperluan *try* dan *error* dengan menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian memperbarui parameter model dengan cara sedemikian rupa sehingga dihasilkan keluaran dengan beda seminimum mungkin. Secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut (Russel, 1991):

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\partial F(M_0)}{\partial M} (\Delta M) \quad (2.6)$$

Dengan:

$M_0$  = model dugaan awal

$M$  = model bumi sebenarnya

$\Delta M$  = perubahan parameter model

$F(M)$  = data pengukuran

$F(M_0)$  = harga perhitungan dari model dugaan

$\frac{\partial F(M_0)}{\partial M}$  = harga perhitungan dari model dugaan

*Error* antara keluaran model dengan data pengukuran dinyatakan sebagai berikut:

$$\Delta F = F(M) - F(M_0) \quad (2.7)$$

Persamaan di atas dapat dituliskan dalam bentuk matriks sebagai berikut:

$$\Delta F = A \Delta M \quad (2.8)$$

Dengan  $A$  adalah matriks derivatif dengan jumlah baris  $n$  dan kolom  $k$ . Adapun solusi dari persamaan di atas yaitu:

$$\Delta M = A^{-1} \Delta F \quad (2.9)$$

Dengan  $A^{-1}$  adalah invers dari matriks  $A$ .

Matriks  $A$  umumnya tidak berupa matriks persegi, karena pada umumnya jumlah data pengukuran lebih banyak daripada parameter model. Hal ini menyebabkan matriks  $A$  tidak memiliki hasil inversi yang tepat. Hal ini dikenal sebagai kasus *overdetermination*. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, maka digunakan metode *least square* yang dikenal sebagai metode *Levenberg-Marquardt*. Solusi yang diperoleh sebagai berikut:

$$\Delta M = (A^T A)^{-1} A^T \Delta F \quad (2.10)$$

Dengan  $A^T$  adalah *transpose* dari matriks A.

Keunggulan dari metode inversi ini adalah metode paling sederhana namun hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), memiliki kontrol yang baik dari hasil yang didapatkan karena menghindari inversi langsung dari data seismik melainkan menginversi model geologinya.

#### II.4.2 Impedansi Akustik

Kemampuan suatu batuan dalam melewatkan gelombang elastik dikenal sebagai impedansi akustik yang merupakan fungsi dari densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan gelombang kompresional suatu batuan ( $V$ ) (Badley, 1985). Perubahan nilai impedansi akustik ( $AI$ ) ini menggambarkan terjadinya perubahan litologi, kandungan fluida, porositas dan sifat batuan lainnya, dimana:

$$AI = \rho \cdot V \quad (2.11)$$

#### II.4.3 Koefisien Refleksi

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

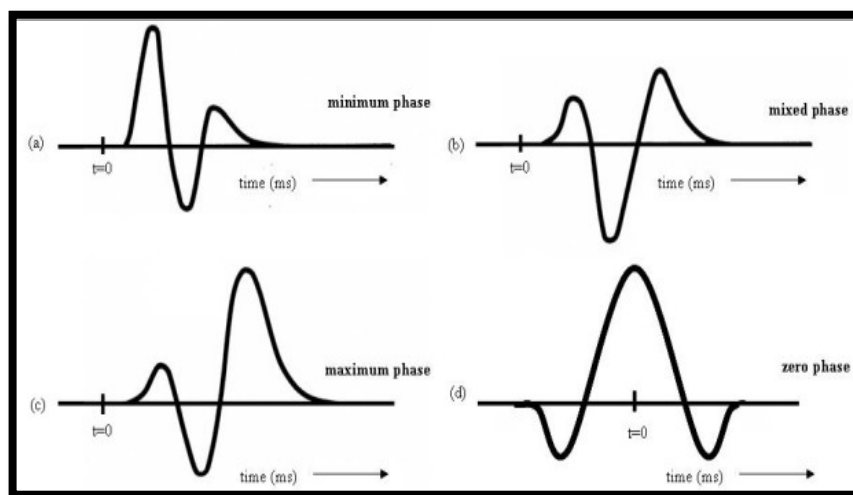
$$KR = \frac{AI_{(n+1)} - AI_n}{AI_{(n+1)} + AI_n} = \frac{\rho_{(n+1)} \cdot V_{(n+1)} - \rho_n \cdot V_n}{\rho_{(n+1)} \cdot V_{(n+1)} + \rho_n \cdot V_n} \quad (2.12)$$

**Persamaan (2.12)** menggambarkan kekompakan batuan yang dilalui oleh gelombang. Nilai koefisien refleksi berkisar antara -1 hingga +1. Nilai positif dan negatif ini di pengaruhi oleh nilai impedansi akustik setiap lapisan. Nilai koefisien refleksi positif (+) terjadi apabila nilai  $AI_{(n+1)}$  lebih besar dari nilai  $AI_n$  atau dapat pula dikatakan hal ini terjadi apabila nilai densitas dan kecepatan di

lapisan  $(n+1)$  lebih besar dari lapisan  $n$ , begitupun sebaliknya. Seiring dengan bertambahnya kedalaman nilai koefisien refleksi akan semakin berkurang, karena presentasi variasi impedansi akustik semakin kecil terhadap kedalaman.

#### II.4.4 Wavelet

Sebuah *wavelet* memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Terdapat empat macam fasa *wavelet* yaitu *wavelet* fasa nol, minimum, maksimum dan campuran (Sukmono, 1999). 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 *wavelet* yang lain (**Gambar 2.8**).

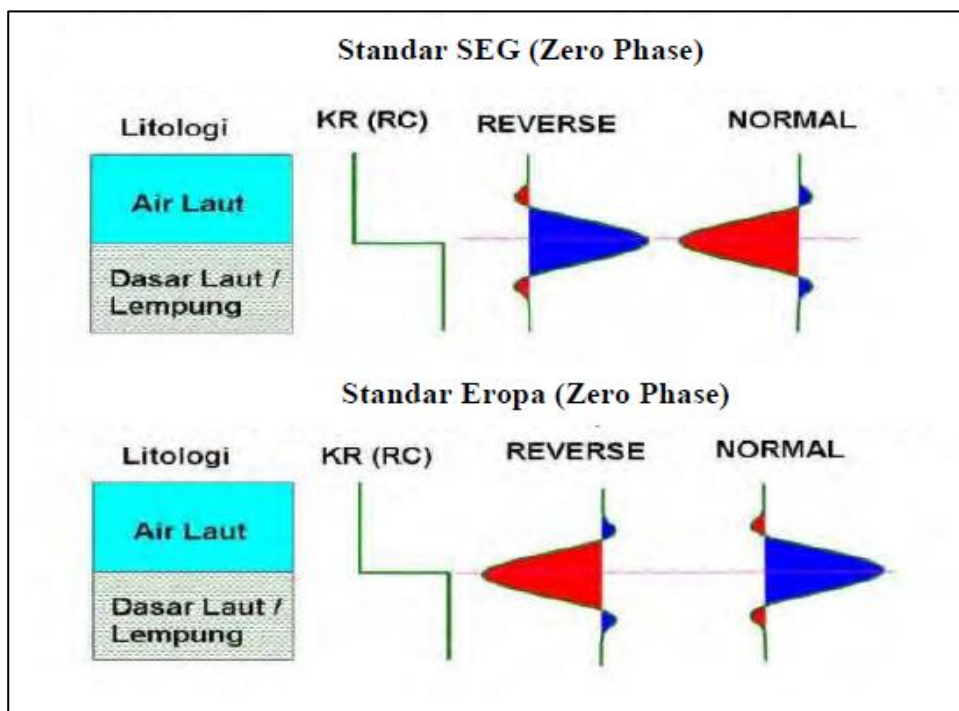


**Gambar 2.8** Pembagian jenis fasa *wavelet* (Sukmono, 1999).

#### II.4.5 Polaritas Wavelet

Penentuan polaritas wavelet dari data seismik merupakan hal yang sangat penting baik untuk keperluan pengolahan, interpretasi, maupun analisis lanjut.

Polaritas menggambarkan nilai koefisien refleksi positif (+) ataupun negatif (-). Karena ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang terekam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan terbalik (*reverse*). Standar penentuan polaritas seismik dibagi menjadi polaritas standar konvensi Amerika (*SEG*) dan konvensi Eropa (**Gambar 2.9**). Kedua jenis standar polaritas ini saling berkebalikan (Brown, 2003). Pada Penelitian ini standar konvensi yang digunakan adalah standar konvensi *reverse SEG* yang diketahui berdasarkan respon koefisien refleksi.



**Gambar 2.9** Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Sukmono, 2000)

#### II.4.6 Resolusi vertikal

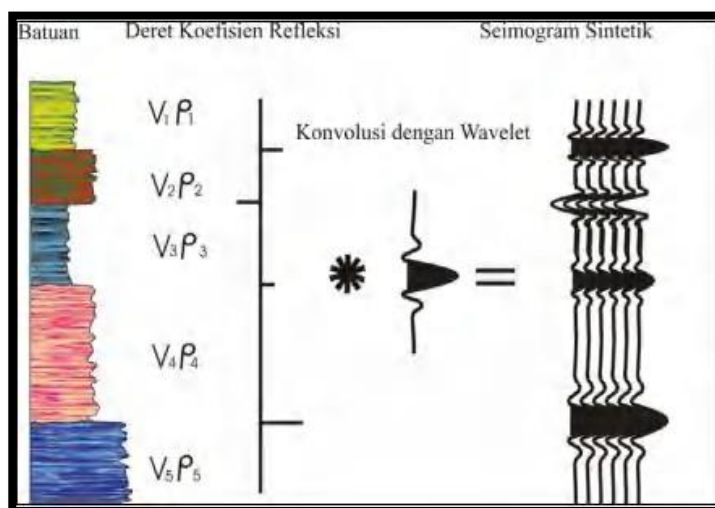
Resolusi didefinisikan sebagai jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik dan berhubungan erat dengan fenomena interferensi (Sukmono, 1999).

Resolusi vertikal dari suatu batuan setara dengan  $\frac{1}{4}$  panjang gelombang ( $\lambda$ ) yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik (Badley, 1985). Ketebalan ini disebut ketebalan *tuning*. Seiring bertambahnya kedalaman, dimana kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan tuning juga akan bertambah besar. Adapun hubungan antara frekuensi ( $f$ ), kecepatan ( $v$ ) dan panjang gelombang ( $\lambda$ ) dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (2.13)$$

#### II.4.7 Seismogram Sintetik

Menurut Sukmono (2000), Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang dibuat dari data sumur, antara lain dengan menggunakan log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik. Perkalian antara data dari log densitas dengan kecepatan menghasilkan deret koefisien refleksi. Kemudian, deret koefisien refleksi tersebut dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga diperoleh seismogram sintetik dari data sumur (**Gambar 2.10**).



**Gambar 2.10** Seismogram sintetik yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet* (Sukmono, 2000).

Seismogram sintetik ini digunakan pada proses pengikatan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*). Hal ini dilakukan karena umumnya data seismik berada pada domain waktu sedangkan data sumur memiliki domain kedalaman. Sehingga, sebelum memasuki tahapan tersebut perlu dilakukan konversi data sumur kedalam domain waktu dari seismogram sintetik.

## II.5 Metode Multiatribut

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik yang 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 semua lokasi pada volume seismik (Hampson dkk., 2001).

Menurut Schlutz dkk., (1994), mengidentifikasi tiga sub-kategori utama pada teknik analisis multiatribut geostatistik, yaitu:

- 1) Perluasan dari *co-kriging* untuk melibatkan lebih dari satu atribut sekunder untuk memprediksi parameter utama;
- 2) Metode yang menggunakan matriks kovariansi untuk memprediksi satu parameter dari atribut input yang telah diberi bobot secara linear;
- 3) Metode yang menggunakan *Artificial Neural Networks (ANNs)* atau teknik optimasi non-linier untuk mengkombinasikan atribut-atribut menjadi perkiraan dari parameter yang diinginkan.

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

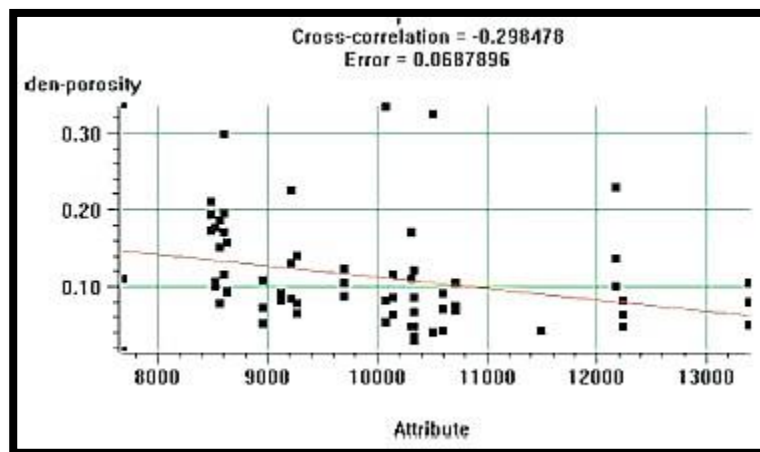
- 1) *Horizon based attributes*: dihitung sebagai rata-rata antara dua horizon.



- 2) *Sample based attributes*: merupakan transformasi dari tras input untuk menghasilkan tras output lainnya dengan jumlah yang sama dengan tras input (nilainya dihitung sampel per sampel).

Langkah yang paling sederhana untuk mengetahui hubungan antara data target dan atribut seismik adalah dengan melakukan *crossplot* antara kedua data tersebut.

**Gambar 2.11** Memperlihatkan log densitas-porositas sebagai target log yang ingin diketahui pada sumbu y dan atribut seismik pada sumbu x. Dalam hal ini, diasumsikan bahwa log target dan atribut seismik yang diambil berada pada titik waktu atau kedalaman yang sama.



**Gambar 2.11** *Crossplot* sederhana antara target log (densitas-porositas) dan atribut seismik (Hampson dkk., 2001).

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

$$y = a + bx \tag{2.14}$$

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

$$E^2 = \frac{1}{N} (y_i - a - bx_i)^2 \tag{2.15}$$

Dengan penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *cross-plot*.

Dengan mengaplikasikan garis regresi tersebut, atribut target dapat diprediksi. Nilai prediksi *error* ( $E$ ) merupakan ukuran kecocokan untuk garis regresi yang didefinisikan oleh persamaan (2.15). Kemudian dihitung nilai kovariansi yang telah dinormalisasi dengan persamaan sebagai berikut:

$$r = \frac{Z_{xy}}{Z_x Z_y} \quad (2.16)$$

Dengan varian  $x$  dan varian  $y$  serta rata-rata variabel *random* diskrit  $x$  dan  $y$  dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$Z_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (2.17)$$

$$Z_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \quad (2.18)$$

$$Z_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2 \quad (2.19)$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.20)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (2.21)$$

Dengan:

$Z_{xy}$  = kovariansi  $x$  dan  $y$

$Z_x$  = varian  $x$

$Z_y$  = varian  $y$

$x$  = variabel *random* diskrit  $x$

$y$  = variabel *random* diskrit  $y$

$N$  = jumlah data

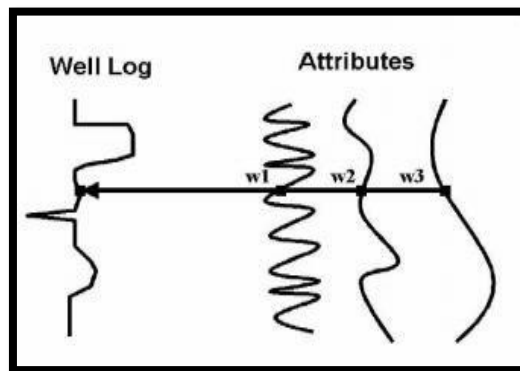
$x_i$  = variabel *random* diskrit  $x$  ke- $i$

$y_i$  = variabel *random* diskrit  $y$  ke- $i$

$m_x$  = rata-rata untuk variabel x

$m_y$  = rata-rata untuk variabel y

Pengembangan dari *crossplot* konvensional adalah dengan menggunakan multipel atribut. Metode ini bertujuan untuk mencari sebuah operator yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya (**Gambar 2.12**).



**Gambar 2.12** Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sample log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Hampson dkk., 2001).

Hubungan antara log property ( $L$ ) dan atribut seismik ( $A$ ) untuk kasus yang paling sederhana dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier sebagai berikut:

$$L = w_0 + w_1A_1 + w_2A_2 + w_3A_3 \quad (2.22)$$

Dengan  $w$  adalah nilai bobot.

Pada setiap sampel waktu ( $t$ ), log target dimodelkan oleh persamaan linier sebagai berikut:

$$L(t) = w_0 + w_1A_1(t) + w_2A_2(t) + w_3A_3(t) \quad (2.23)$$

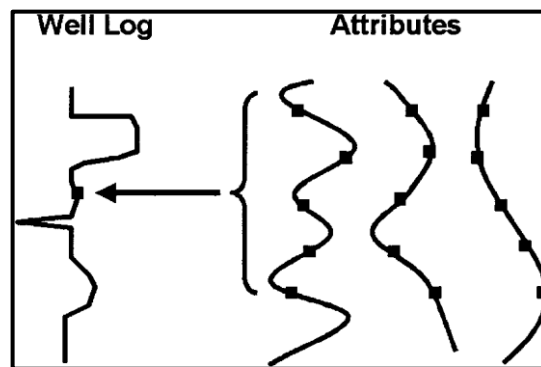
Pembobotan pada persamaan tersebut dihasilkan dengan meminimalisasi *mean-squared prediction error* sebagai berikut:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1A_{1i} + w_2A_{2i} + w_3A_{3i})^2 \quad (2.24)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Namun, telah diketahui bahwa data log memiliki resolusi yang berbeda dibandingkan dengan data seismik, sehingga di titik yang sama antara data log dan data seismik, data seismik tidak dapat menggambarkan karakter dari data sumur tersebut. Hal ini mengakibatkan korelasi antara data log dengan data seismik tidak akan optimal jika dilakukan dengan dasar *sample-by-sample*. Alternatifnya yaitu dengan mengasumsikan setiap *sample* dari target log berhubungan dengan beberapa kelompok dari data seismik.



**Gambar 2.13** Penggunaan Lima Titik Dari Atribut Seismik Untuk Satu Titik Properti Log (Hampson, dkk, 2001)

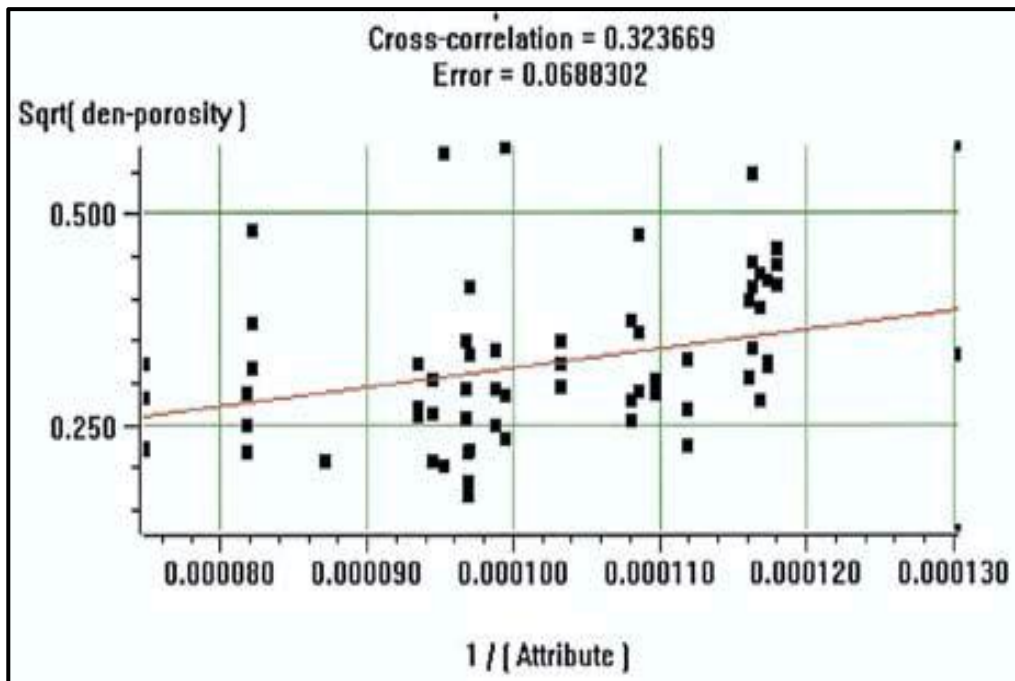
Sebagai contoh, jika data log yang digunakan adalah impedansi akustik, dan lima titik atribut yang mirip terhadap *wavelet* seismik. Secara umum, dari semua properti log, kita dapat berharap *wavelet* untuk menghilangkan efek dari setiap sampel log melalui serangkaian sampel seismik. Persamaan (5) dapat diperluas dengan menambahkan operator konvolusi sebagai:

$$L = w_0 + w_1 * A_1 + w_2 * A_2 + w_3 * A_3 \quad (2.26)$$

Dimana (\*) merupakan konvolusi, dan adalah operator dengan panjang tertentu.

Operator ditentukan dengan persamaan:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 * A_{1i} + w_2 * A_{2i} + w_3 * A_{3i})^2 \quad (2.27)$$



**Gambar 2.14** Ilustrasi *crossplot* log prediksi dan log sebenarnya (Hampson dkk., 2001).

Seperti halnya pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* Persamaan (2.15) dihitung menggunakan pembobotan yang merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, sama halnya dengan korelasi yang telah dinormalisasi Persamaan (2.16) (Hampson dkk., 2001). **Gambar 2.13** menunjukkan ilustrasi *crossplot* antara atribut seismik hasil analisis multiatribut, dimana koordinat x merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat y merupakan nilai riil dari data log.

## II.6 Probabilistic Neural Network (PNN)

Prinsip *Neural Network* mulai dikembangkan sejak 1969 dan pada tahun 1990 Specth menemukan metoda *Neural networks probabilistic* (PNN). Ide dasar dibalik PNN adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut *variable independen* untuk memprediksi *variable* dependen tunggal (Novianto, 2015).

*Probabilistic neural network (PNN)* merupakan skema interpolasi matematika dengan menggunakan arsitektur *neural network* dalam aplikasinya. Dimisalkan setiap data sampel terdiri atas data pada setiap titik waktu atau kedalaman yang sama  $\{A_1, A_2, A_3\}$ , dimana  $A_i$  merupakan atribut seismik dan  $L$  merupakan target log yang telah diketahui.

$$\{A_{11}, A_{21}, A_{31}, L_1\}$$

$$\{A_{12}, A_{22}, A_{32}, L_2\}$$

$$\{A_{13}, A_{23}, A_{33}, L_3\}$$

.....

$$\{A_{1n}, A_{2n}, A_{3n}, L_n\}$$

Dengan  $n$  merupakan data *training* dan terdapat tiga atribut. Nilai  $L_n$  merupakan target log yang telah diketahui.

*PNN* mengasumsikan bahwa setiap log output baru dapat dituliskan sebagai kombinasi linier dari nilai log yang terdapat pada data *training*. Untuk data baru dengan nilai atribut-atribut sebagai berikut:

$$\{A_{1j}, A_{2j}, A_{3j}, L_j\}$$

Nilai log baru dapat dituliskan dengan persamaan fundamental dari regresi umum *PNN* sebagai berikut:

$$L'(x) = \frac{\sum_{j=1}^n L_j \exp(-D(A_{ix}, A_{ij}))}{\sum_{j=1}^n \exp(-D(A_{ix}, A_{ij}))} \quad (2.26)$$

Dengan  $n$  adalah jumlah dari sampel dan  $D(A_{ix}, A_{ij})$  dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$D(A_{ix}, A_{ij}) = \sum_{j=1}^n \left( \frac{\sum_{i=1}^m (A_{ix} - A_{ij})}{r_{jx}} \right) \quad (2.27)$$

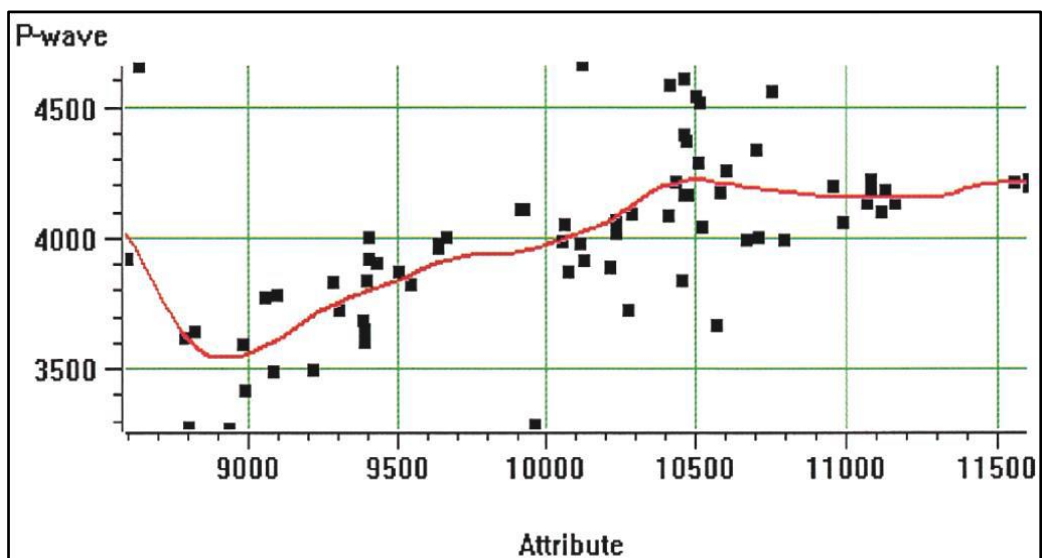
Dengan  $D$  adalah jarak yang diskalakan diantara poin yang akan diestimasi, jarak tersebut yang disebut *smoothing* parameter ( $r$ ). Untuk sampel ke  $k$ , dapat diprediksi dengan persamaan sebagai berikut:

$$L'(k) = \frac{\sum_{j \neq k}^n L_j \exp(-D(A_{ik}, A_{ij}))}{\sum_{j \neq k}^n \exp(-D(A_{ik}, A_{ij}))} \quad (2.28)$$

Jadi nilai yang diprediksi dari sampel ke  $k$  adalah  $L'_k$ . Jika diketahui nilai  $L_k$ , maka *error* validasi dapat diprediksi dengan persamaan sebagai berikut:

$$e_v = (L_k - \hat{L}_k)^2 \quad (2.29)$$

Pada **Gambar 2.15** merupakan kurva prediksi menggunakan PNN yang diperoleh dengan menggunakan **Persamaan 2.26**.



**Gambar 2.15** Kurva prediksi dengan PNN (Hampson dkk., 2001)