



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN TEXACO DENGAN MENGGUNAKAN  
INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN ANALISA MULTI ATRIBUT**

**SKRIPSI**

**Mika Hadi Suryapranata**

**0606068436**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**PROGRAM STUDI FISIKA**

**DEPOK**

**JUNI 2011**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN TEXACO DENGAN  
MENGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN ANALISA  
MULTI ATRIBUT**

**SKRIPSI**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains**

**Mika Hadi Suryapranata**

**0606068436**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI FISIKA  
DEPOK  
JUNI 2011**

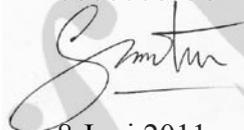
## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Mika Hadi Suryapranata

NPM : 0606068436

Tanda Tangan :



Tanggal : 8 Juni 2011

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan Oleh

Nama : Mika Hadi Suryapranata  
N P M : 0606068436  
Program Studi : Fisika  
Peminatan : Geofisika  
Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoir Lapangan Texaco  
Dengan Menggunakan Inversi Impedansi  
Akustik Dan Analisis Multi Atribut

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr.rer.nat Abdul Haris (.....)

Penguji I : Dr. Eng. Yunus Daud, M.Sc (.....)

Penguji II : Dr. Waluyo (.....)

Ditetapkan di : Depok  
Tanggal : 8 Juni 2011



*Yesterday is history, tomorrow is a mystery,  
Today is a gift.*

## KATA PENGANTAR

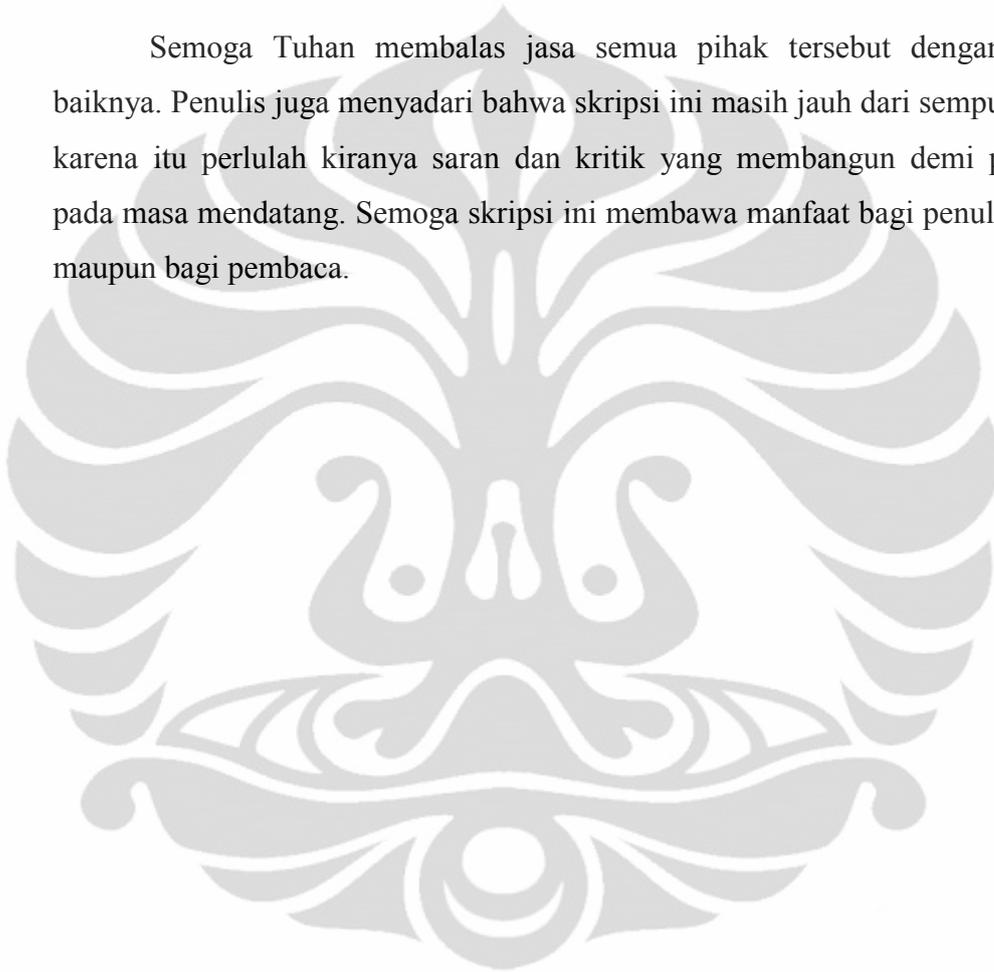
Segala puji dan syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa yang telah mengizinkan penulis menyelesaikan tugas akhir dan penyusunan skripsi ini. Penulisan skripsi ini dilakukan dengan tujuan untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Sains Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Penulis telah banyak mendapat bantuan dari berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktu dan tenaga untuk memberikan pengarahan dan bimbingan kepada penulis.
2. Dr. Yunus Daud, selaku Penguji I dan Ketua Program peminatan Geofisika UI, yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat berharga.
3. Dr. Supriyanto dan Pak Samsu Rosyid selaku dosen peminatan Geofisika yang telah memberikan banyak arahan yang sangat berharga.
4. Kedua Orang tua yang selalu memberikan perhatian serta dukungan penuh untuk menyelesaikan studi saya di Fisika UI.
5. Ng Bei Berger M.Si, Aryo Aviarto S.Si., dan Erlangga Wibisono S.Si. selaku pembimbing teknis.
6. Para Pejuang Puri Kaliki, Igor, Catur, Andra, Yonas, Sava, bang Juned dan Amar, yang berbagi suka-duka bersama.
7. Staf Departemen Fisika UI, Mbak Ratna dan Pak Mardi atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
8. Rissa, untuk doa, dukungan, pengertian dan kasih sayangnya.
9. Teman-teman Fisika angkatan 2006, Adit Kunyuk, Yoshi Item, Aldi O'o, Satrio, Asrikin, Rial Metes, Gemmy Banok, Rotua Alien, yang telah mengisi warna hidup penulis selama 5 tahun.

10. Kakak-kakak Magister Geofisika Reservoir, Mbak Riri, Bang Ruben, Mas Agus Ustadz, Bang Ryan, yang menjadi teman begadang, penyedia makanan, serta pemberi semangat.
11. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Tuhan membalas jasa semua pihak tersebut dengan sebaik-baiknya. Penulis juga menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.



Penulis  
2011

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI  
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Mika Hadi Suryapranata  
NPM : 0606068436  
Program Studi : Geofisika  
Departemen : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam  
Jenis karya : Skripsi

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN TEXACO DENGAN  
MENGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN ANALISA  
MULTI ATRIBUT**

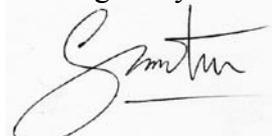
beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia /format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 8 Juni 2011

Yang menyatakan



( Mika Hadi Suryapranata )

## ABSTRAK

Nama : Mika Hadi Suryapranata  
Program Studi : Geofisika  
Judul : Karakterisasi Reservoir Lapangan Texaco dengan Menggunakan Inversi Impedansi Akustik dan Analisa Multi Atribut

Pemetaan distribusi reservoir melalui distribusi porositas pada lapangan Texaco dilakukan dengan menggunakan seismik inversi dan analisa multi atribut. Pada studi ini data seismik diinversi menjadi nilai impedansi akustik yang diturunkan dari data sumur untuk mengubah data volume seismik menjadi data volume impedansi akustik. Inversi seismik *sparse-spike* digunakan untuk melakukan proses tersebut. Hasil dari proses inversi juga digunakan sebagai atribut eksternal dalam proses analisis multi atribut *neural network* untuk memperkirakan distribusi nilai porositas dalam reservoir. Kajian mendalam terhadap hasil inversi dan analisa multi atribut ditekankan pada reservoir batu pasir pada pengendapan era Miocene yang ada pada interval horizon Miocene Early hingga Sand A. Identifikasi reservoir pada data log sumur memperlihatkan indikasi yang jelas pada kedalaman 2000m – 2100m dan dipertajam dengan fenomena *bright spot* pada interval waktu 2700ms – 2800ms. Hasil inversi memperlihatkan bahwa distribusi nilai impedansi akustik mampu membantu mendeliniasi sebaran reservoir dan hasil analisa multi atribut dapat melihat sebaran nilai porositas didalam reservoir.

Kata Kunci : Impedansi Akustik, Inversi, Multi Atribut, Reservoir  
xvi +73 halaman ; 75 gambar; 3 tabel  
Daftar Acuan : 16 (1959-2010)

## ABSTRACT

Name : Mika Hadi Suryapranata  
Program Study : Geophysics  
Title : Reservoir Characterization of Texaco Field Using Acoustic Impedance Inversion and Multi Attribute Analysis

Mapping reservoir distribution and its porosity in the Texaco field is done by using a combination of seismic inversion and multi attribute analysis. In this study the seismic inversion is constrained by well to change the volume of seismic data to the data volume of acoustic impedance. In this study Sparse-spike inversion of seismic method is used to perform the inversion process. The inverted result is used as an external attribute for multi attribute neural network process to delineate porosity distribution of the reservoir. This study is pointed out on sand reservoir, which was deposited in era of Miocene existing from horizon Miocene Early to Sand A. Reservoir identification from log data shows a clear indication of reservoir at a depths of 2000m – 2100m dan sharpened with bright spot phenomena in the seismic data at depths of 2700ms – 2800ms. AI inversion result are expected to help delineate the distribution of the reservoir and the multi attribute analysis result able to shows the reservoir porosity.

Keyword : Acoustic Impedance, Inversion, Multi Attribute, Reservoir  
xvi+73 pages ; 75 pictures; 3 tables  
Bibliography : 16 (1959-2010)

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS .....	ii
HALAMAN PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vii
ABSTRAK .....	viii
ABSTRACT .....	ix
DAFTAR ISI .....	x
DAFTAR GAMBAR .....	xiii
DAFTAR TABEL .....	xvi
<b>BAB 1. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	3
1.4 Metodologi Skripsi.....	3
1.5 Sistematika Penulisan .....	5
<b>BAB 2. TINJAUAN GEOLOGI &amp; TEORI DASAR</b>	
2.1 Kondisi Geologi Daerah Penelitian.....	6
2.1.1 Tinjauan Stratigrafi .....	10
2.1.2 Reservoir .....	11
2.2 Konsep Dasar Seismik Refleksi .....	11
2.2.1 Impedansi Akustik dan Reflektivitas .....	12
2.2.2 Kecepatan Gelombang Seismik .....	13
2.2.3 Tras Seismik .....	14
2.2.4 <i>Wavelet</i> .....	15
2.2.5 Polaritas.....	16

2.3 Inversi Seismik .....	17
2.3.1 Metode Inversi Rekursif .....	18
2.3.2 Metode Inversi <i>Sparse Spike</i> .....	19
2.3.3 Metode Inversi <i>Model Based</i> .....	20
2.4 Metode Multiatribut .....	20
2.4.1 Atribut Internal .....	21
2.4.2 <i>Cross-Plot</i> .....	25
2.4.3 Regresi Linear Multiatribut .....	26
2.4.4 Validasi Silang .....	28
2.5 Neural Network .....	30

### **BAB 3. DATA DAN PENGOLAHAN DATA**

3.1 Data .....	33
3.1.1 Data Seismik .....	33
3.1.2 Data Sumur .....	34
3.1.3 Data <i>Check Shot</i> .....	35
3.2 Pengolahan Data .....	35
3.2.1 Memuat Data Sumur dan Data Seismik .....	35
3.2.2 Penentuan <i>Marker</i> Geologi dari Data Log Sumur .....	36
3.2.3 Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan Pengikatan Data Sumur .....	37
3.2.4 Interpretasi Seismik dan <i>Picking Horizon</i> .....	40
3.2.5 Seismik Inversi .....	43
3.2.5.1 Pembuatan <i>Earth Model Acoustic Impedance (AI)</i> .....	43
3.2.5.2 Analisa Inversi AI .....	44
3.2.5.3 Inversi AI dengan Metode <i>Sparse-Spike</i> .....	46
3.2.6 Analisis Multi Atribut .....	47
3.2.6.1 Aplikasi <i>Probabilistic Neural Network</i> .....	50

### **BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN**

4.1 Karakterisasi Reservoir dengan Analisa <i>Cross Plot</i> .....	53
4.2 Analisa Seismik Inversi.....	54
4.2.1 Distribusi Reservoir dan Non Reservoir .....	56

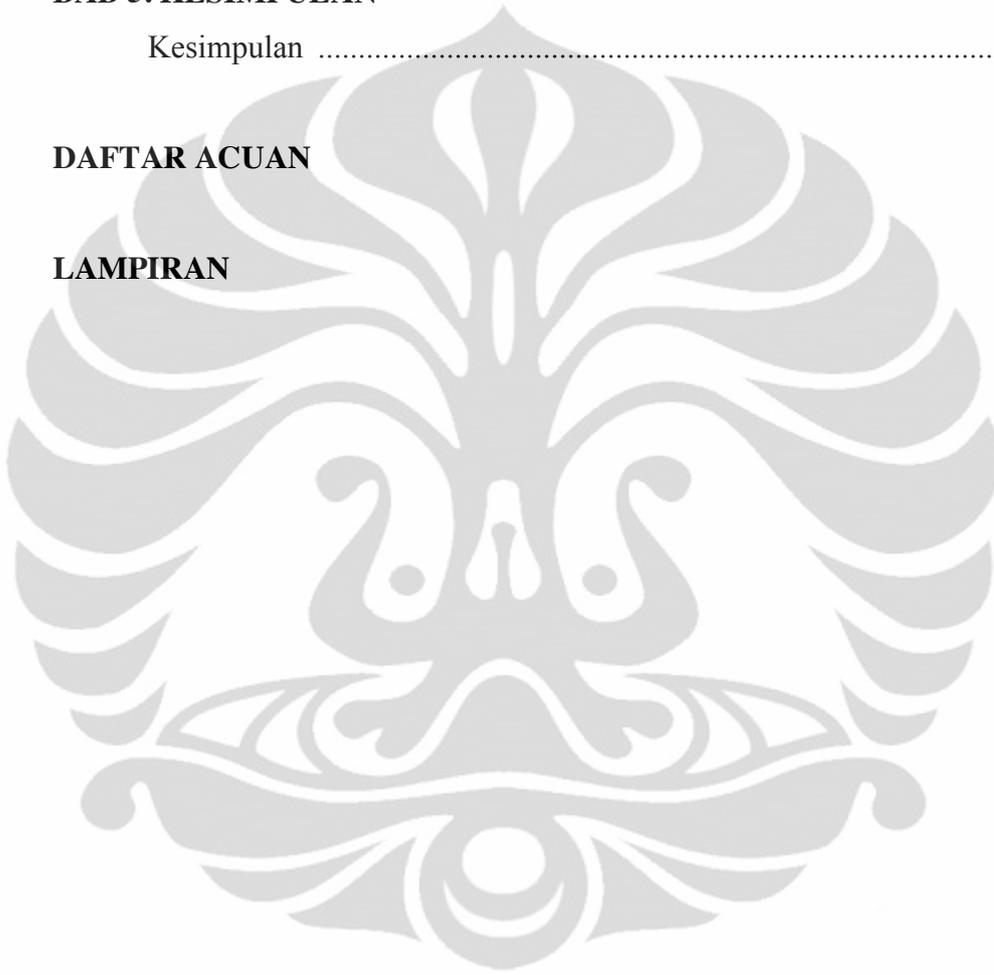
4.3 Transformasi Porositas .....	60
4.3.1 Peta Distribusi Porositas Transformasi .....	62
4.4 Multi Atribut <i>Probabilistic Neural Network</i> .....	67
4.3.1 Peta Distribusi Porositas PNN .....	68

## **BAB 5. KESIMPULAN**

Kesimpulan .....	73
------------------	----

## **DAFTAR ACUAN**

## **LAMPIRAN**



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b>	Diagram alir metodologi skripsi .....	4
<b>Gambar 2.1</b>	Lokasi lapangan Texaco di selatan negara bagian Louisiana...	6
<b>Gambar 2.2</b>	Pusat pengendapan Louisiana-Texas .....	7
<b>Gambar 2.3</b>	Peta penyebaran kubah garam dan patahan .....	9
<b>Gambar 2.4</b>	Kolom stratigrafi umum dari cekungan Teluk Meksiko.....	10
<b>Gambar 2.5</b>	Gelombang refleksi seismik.....	11
<b>Gambar 2.6</b>	Skema deformasi batuan terhadap gelombang .....	13
<b>Gambar 2.7</b>	Pergerakan gelombang P dan S.....	13
<b>Gambar 2.8</b>	Proses konvolusi yang menghasilkan seismic trace.....	15
<b>Gambar 2.9</b>	Jenis-jenis wavelet .....	16
<b>Gambar 2.10</b>	Polaritas (normal dan reverse) .....	16
<b>Gambar 2.11</b>	Konsep seismik inversi .....	17
<b>Gambar 2.12</b>	Diagram jenis-jenis inversi .....	18
<b>Gambar 2.13</b>	Penulisan tras kompleks dalam bentuk polar .....	22
<b>Gambar 2.14</b>	Konvensional <i>cross-plot</i> .....	25
<b>Gambar 2.15</b>	Ilustrasi <i>cross-plot</i> .....	26
<b>Gambar 2.16</b>	Ilustrasi multi atribut.....	27
<b>Gambar 2.17</b>	Ilustrasi validasi silang.....	29
<b>Gambar 2.18</b>	<i>Plot validation error</i> dan <i>prediction error</i> .....	30
<b>Gambar 3.1</b>	Area dari cakupan data seismik dan data sumur .....	33
<b>Gambar 3.2</b>	Data seismik pada Inline 1582 .....	34
<b>Gambar 3.3</b>	Penentuan 8 <i>marker</i> reservoir pada sumur 1726 .....	37
<b>Gambar 3.4</b>	Bentuk <i>wavelet</i> dan penampang frekuensi vs amplitudo .....	38
<b>Gambar 3.5</b>	Proses <i>Well-Seismic Tie</i> .....	39
<b>Gambar 3.6</b>	Hasil korelasi di sumur 1726 .....	40
<b>Gambar 3.7</b>	Proses <i>fault picking</i> pada data seismik.....	41
<b>Gambar 3.8</b>	Fitur patahan dan kekar pada <i>time slice</i> 2850ms .....	41
<b>Gambar 3.9</b>	Hasil <i>picking horizon</i> pada data seismik .....	42
<b>Gambar 3.10</b>	<i>Map view</i> dari hasil <i>Picking Horizon</i> pada top sand C .....	42

<b>Gambar 3.11</b>	Penampang <i>Earth Model</i> impedansi akustik.....	43
<b>Gambar 3.12</b>	Nilai log <i>P-wave</i> pada sumur 1726 dan 1741 .....	44
<b>Gambar 3.13</b>	Analisis pra-inversi AI untuk metode <i>sparse-spike</i> .....	45
<b>Gambar 3.14</b>	Hasil inversi AI dengan metoda <i>sparse-spike</i> .....	46
<b>Gambar 3.15</b>	Regresi fungsi porositas terhadap AI .....	46
<b>Gambar 3.16</b>	Penampang log target, tras seismik dan tras inversi AI.....	47
<b>Gambar 3.17</b>	Kurva prediksi error dan validasi error untuk multi atribut ....	48
<b>Gambar 3.18</b>	Aplikasi multi atribut .....	49
<b>Gambar 3.19</b>	<i>Cross plot</i> antara nilai porositas asli dengan prediksi.....	49
<b>Gambar 3.20</b>	Hasil training <i>Probabilistic Neural Network</i> .....	50
<b>Gambar 3.21</b>	Hasil validasi PNN .....	51
<b>Gambar 3.22</b>	Error rata-rata untuk seluruh sumur yang digunakan .....	51
<b>Gambar 3.23</b>	Aplikasi PNN pada data seismik .....	52
<b>Gambar 4.1</b>	Penampang <i>cross-plot</i> impedansi vs porositas .....	53
<b>Gambar 4.2</b>	Penampang <i>cross section</i> antara impedansi vs porositas .....	54
<b>Gambar 4.3</b>	Penampang hasil inversi impedansi akustik .....	55
<b>Gambar 4.4</b>	Volume cube impedansi akustik .....	55
<b>Gambar 4.5</b>	Peta persebaran AI pada horison Miocene Early .....	56
<b>Gambar 4.6</b>	Peta persebaran AI pada horison Sand G .....	57
<b>Gambar 4.7</b>	Peta persebaran AI pada horison Sand F .....	57
<b>Gambar 4.8</b>	Peta persebaran AI pada horison Sand E .....	58
<b>Gambar 4.9</b>	Peta persebaran AI pada horison Sand D .....	58
<b>Gambar 4.10</b>	Peta persebaran AI pada horison Sand C .....	59
<b>Gambar 4.11</b>	Peta persebaran AI pada horison Sand B.....	59
<b>Gambar 4.12</b>	Peta persebaran AI pada horison Sand A .....	60
<b>Gambar 4.13</b>	<i>Cross-plot</i> AI vs Porositas .....	61
<b>Gambar 4.14</b>	Penampang porositas transformasi .....	61
<b>Gambar 4.15</b>	Volume cube porositas transformasi .....	62
<b>Gambar 4.16</b>	Peta sebaran porositas pada horison Miocene Early .....	63
<b>Gambar 4.17</b>	Peta sebaran porositas pada horison Sand G.....	63
<b>Gambar 4.18</b>	Peta sebaran porositas pada horison Sand F .....	64
<b>Gambar 4.19</b>	Peta sebaran porositas pada horison Sand E .....	64

<b>Gambar 4.20</b>	Peta sebaran porositas pada horison Sand D .....	65
<b>Gambar 4.21</b>	Peta sebaran porositas pada horison Sand C .....	65
<b>Gambar 4.22</b>	Peta sebaran porositas pada horison Sand B .....	66
<b>Gambar 4.23</b>	Peta sebaran porositas pada horison Sand A .....	66
<b>Gambar 4.24</b>	Hasil aplikasi PNN pada data seismik .....	67
<b>Gambar 4.25</b>	Volume cube porositas PNN .....	67
<b>Gambar 4.26</b>	Peta sebaran porositas PNN pada horison Miocene Early .....	68
<b>Gambar 4.27</b>	Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand G .....	69
<b>Gambar 4.28</b>	Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand F .....	69
<b>Gambar 4.29</b>	Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand E .....	70
<b>Gambar 4.30</b>	Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand D .....	70
<b>Gambar 4.31</b>	Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand C .....	71
<b>Gambar 4.32</b>	Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand B .....	71
<b>Gambar 4.33</b>	Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand A .....	72

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1.</b> Tabel data log sumur .....	35
<b>Tabel 3.2.</b> Perbandingan korelasi <i>well-seismic tie</i> .....	38
<b>Tabel 3.3.</b> Analisa multi atribut seismik .....	48



# BAB 1 PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Kekayaan alam yang ada di bawah permukaan bumi menjadi salah satu alasan manusia mengeksplorasi dan mengeksploitasi sumber daya alam. Hal ini dilakukan untuk memenuhi kebutuhan manusia akan energi, mineral, serta unsur kekayaan bumi lainnya seperti minyak dan gas bumi yang menjadi penting dalam kelangsungan hidup manusia pada zaman ini. Usaha manusia dalam mengeksplorasi dan memanfaatkan sumber daya alam tersebut melahirkan disiplin ilmu geofisika dan metode seismik yang umum dilakukan untuk eksplorasi minyak dan gas bumi.

Pada awalnya, data seismik hanya digunakan untuk memetakan geometri struktur jebakan hidrokarbon. Namun, kini perkembangan teknologi seismik telah dikembangkan teknologinya untuk menganalisa litologi bawah permukaan dengan dukungan data sumur. Dengan kata lain, data seismik tidak hanya digunakan sebagai informasi struktural bawah permukaan saja, namun dengan adanya data sumur, data seismik juga digunakan sebagai data yang mampu memberikan informasi mengenai litologi maupun kandungan fluida untuk mengkarakterisasi reservoir. Hal ini bisa dicapai salah satunya berkat perkembangan metode atribut seismik dan inversi impedansi akustik.

Sejak awal pengembangan atribut seismik yang dimulai pada tahun 1970-an, telah banyak digunakan dan ditemukan berbagai macam bentuk atribut seismik untuk membantu *interpreter* dalam analisa geofisika reservoir (Sukmono, 2001). Hingga pada tahun 1990 awal, muncul gagasan untuk menggunakan sejumlah atribut seismik untuk memprediksi karakter reservoir. Ide pertama untuk menggunakan sejumlah atribut seismik untuk memprediksi karakter reservoir diperkenalkan pertama kali oleh Schultz, Ronen, Hattori dan Corbett pada artikel

berseri yang diterbitkan di majalah *The Leading Edge* pada bulan Mei, Juni, dan Juli 1994 (Hampson, et al, 2001).

Karena kegunaannya yang tinggi, maka sejak tahun 1995-an, bersama-sama dengan metoda seismik inversi, analisis seismik attribute sudah dianggap sebagai metoda baku dalam analisis geofisika reservoir (Sukmono, 2001). Inversi impedansi akustik dan analisa multi atribut memberikan nilai tambah untuk mengkaractersiasi reservoir. Kedua teknik yang akan digunakan dalam tugas akhir ini, akan dibandingkan untuk memberikan hasil model reservoir yang lebih realistis, dimana model tersebut akan mempermudah pemahaman dari gambaran bawah permukaan serta sifat fisis dan karakter reservoir.

Area penelitian untuk integrasi kedua teknologi seismik ini menempatkan fokus penelitian pada lapisan berumur miosen pada daerah Teluk Meksiko. Teluk Meksiko sendiri merupakan salah satu area penghasil hidrokarbon terbesar didunia, dengan menghasilkan hidrokarbon selama lebih dari 100 tahun. Kajian kali ini dilakukan untuk lebih memahami reservoir batupasir pada pengendapan umur miosen untuk mengoptimalkan penemuan kembali potensi hidrokarbon serta identifikasi prospek baru dengan menggunakan informasi data seismik serta data sumur sebagai kontrolnya.

## **1.2 Tujuan Penelitian**

Tujuan penelitian untuk tugas akhir ini yaitu :

1. Mempelajari dan memahami strategi karakterisasi reservoir dengan menggunakan atribut seismik.
2. Melakukan inversi seismik dan analisa multi atribut terhadap data seismik 3D dengan kontrol data sumur.
3. Mengidentifikasi zona reservoir dan non reservoir pada lapangan Texaco

### 1.3 Batasan Masalah

Analisis karakterisasi reservoir pada penelitian dilakukan dengan beberapa batasan masalah sebagai berikut :

1. Data yang digunakan adalah data seismik 3D *post-stack time migrated* dan data sumur.
2. Fokus studi berada pada reservoir yang merupakan batu pasir era miosen.
3. Analisis karakterisasi reservoir dengan menggunakan metode inversi seismik dan multi atribut.
4. Inversi hanya menggunakan metode *Linear Programming Sparse-Spike*.
5. Analisis multi atribut hanya menggunakan *Neural-Network*.

### 1.4 Metodologi Skripsi

Pada tahap pertama persiapan data awal yaitu data seismik, data sumur, dan data *checkshot*. Setelah penentuan parameter dari data tersesuaikan dengan baik, selanjutnya dilakukan interpretasi seismik. Penentuan marker-marker geologi pada data log sumur serta korelasi sumur dilakukan pada tahap pemodelan stratigrafi pada data log sumur. Analisa multi atribut dilakukan untuk mengidentifikasi reservoir serta seismik inversi untuk melihat distribusi batuan reservoir dan non reservoir.

Sedangkan analisa reservoir dan prospek dilakukan berdasarkan tahapan-tahapan yang telah dilakukan sebelumnya yang merupakan gabungan dari analisa stratigrafi, multi atribut, serta seismik inversi. Hasil-hasil studi tersebut selanjutnya dapat diajukan sebagai rekomendasi pengeboran sumur pada daerah prospek. Diagram alir skripsi dapat dilihat pada **Gambar 1.1**.



### 1.5. Sistematika Penulisan

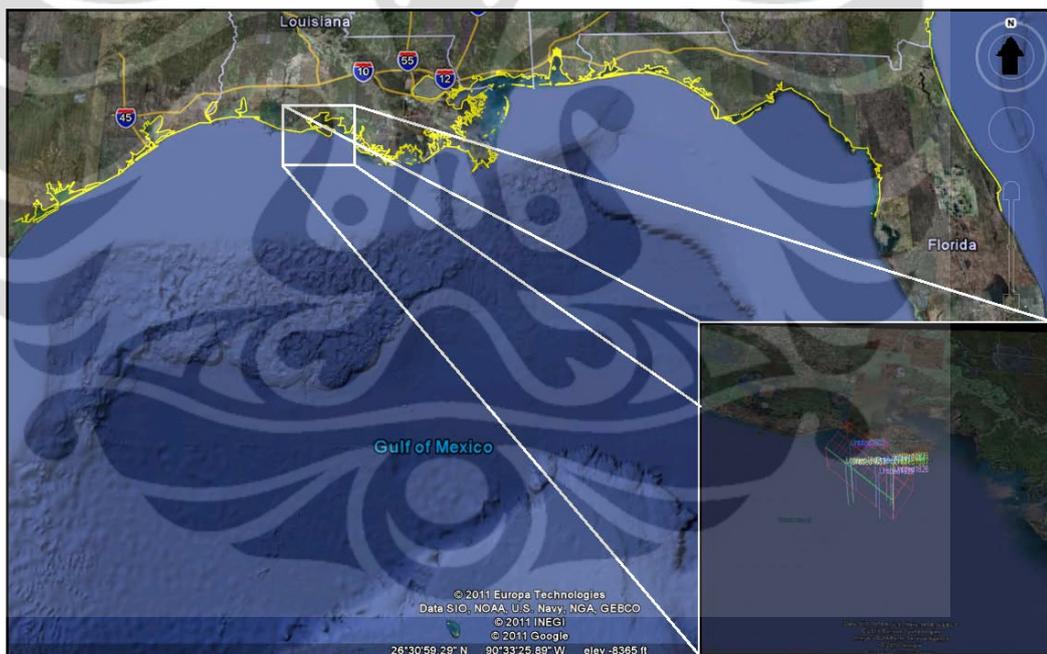
Sistematika penulisan skripsi terdiri atas lima bab yang secara garis besar dapat diuraikan sebagai berikut. Pada Bab 1 dibahas hal-hal yang melatar belakangi dilakukannya studi ini, tujuan studi, pembatasan masalah, metode yang telah dilakukan pada studi serta sistematika penulisan. Pembahasan berikutnya pada Bab 2, membahas mengenai tinjauan geologi meliputi keadaan geologi regional pada lapangan penelitian, yaitu lapangan Texaco, tinjauan geologi baik struktural dan stratigrafi serta sistem petroleum pada daerah tersebut. Dilanjudi dengan teori-teori dasar yang mendasari penelitian seperti *rock properties*, dan penjelasan dasar mengenai teori gelombang seismik, seismik inversi AI serta hal hal lain yang digunakan dalam interpretasi seismik dan proses inversi yang akan digunakan pada penelitian ini.

Proses pengolahan data seismik, pemodelan pra-inversi dan inversi seismik akan dijelaskan dalam Bab 3, yang akan mencakup proses korelasi log, *well-seismik tie*, *picking horizon*, pembuatan model inversi AI, analisis inversi, proses inversi serta pembuatan *cross-plot* dari data log. Serta dibahas juga pada bab ini proses analisa multi atribut *neural network*. Hasil dan pembahasan data terdapat pada Bab 4, bab ini menganalisa hasil dari proses inversi seismik, analisa nilai inversi AI, analisa hasil *cross-plot*, hasil proses multi atribut *neural network*, serta hasil integrasi dari data-data tersebut untuk mendapatkan peta distribusi litologi dan porositas dari reservoir. Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini diberikan beberapa kesimpulan yang didapatkan dari keseluruhan penelitian ini, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam Bab 5.

## BAB 2 TINJAUAN GEOLOGI & TEORI DASAR

### 2.1 Kondisi Geologi Daerah Penelitian

Paparan Louisiana adalah bagian utara Cekungan Teluk Meksiko (**Gambar 2.1**), mulai terbentuk ketika Trias oleh proses divergensi lempeng-tektonik sepanjang passive margin dari Lempeng Amerika Utara. Tektonik Laramide selama Kapur-Tersier awal menyediakan jumlah sedimen silisiklastik terrigenous yang tebal dari sumber yang telah terangkat di bagian utara Teluk Cekungan selama periode Tersier (Shideler, 1987).

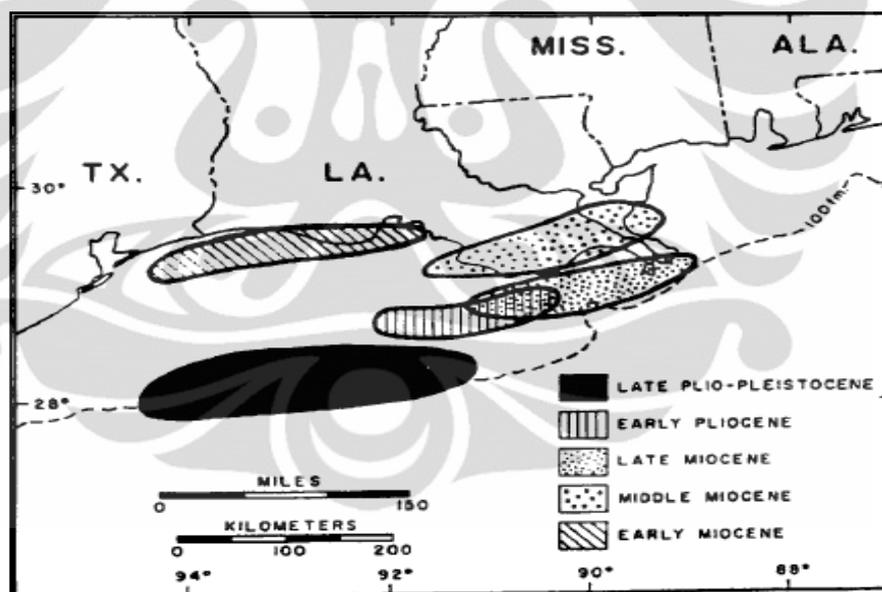


**Gambar 2.1** Lokasi lapangan Texaco di selatan negara bagian Louisiana. (GoogleEarth, 2011)

Masuknya sedimen tebal lanjutan selama Pleistosen, sebagian dikendalikan oleh fluktuasi dari gletser kontinental di Amerika Utara. Masuknya sedimen ini terus menghasilkan akumulasi endapan Kenozoikum yang tidak menerus, secara lokal melebihi 50.000 kaki (15 km) (Shideler, 1987). Pusat cekungan atau pusat pengendapan, terletak di sepanjang tepi paparan, bermigrasi sepanjang waktu Kenozoikum sebagai akibat dari pergeseran sumber sedimen baik ke arah

cekungan maupun ke arah lateral. Karena laju sedimentasi lebih besar dari laju amblesan, ujung bagian utara Teluk Meksiko mengalami progradasi sejauh 402 km ke arah cekungan sejak akhir Kapur (Woodbury et al., 1973).

Selama Miocene, aliran dari utara dan barat membawa sedimen ke margin bagian utara dari Teluk Meksiko. Sedimen tersebut, terutama terdiri atas pasir dan tanah liat, diendapkan dalam lingkungan delta, dan didistribusikan kembali ke arah paparan dan ke lereng benua oleh mekanisme ombak dan arus. Arsitektur dari paparan yang telah terbentuk ketika Eosen dan Oligosen pada kawasan Louisiana-Texas bagian Teluk Pantai terus berlanjut sepanjang zaman Miosen. Pengendapan progradasi ke arah teluk mengalami interupsi berulang kali oleh transgresi yang mencerminkan kenaikan permukaan laut relatif sehingga mengakibatkan pengendapan serpih laut (Limes dan Stipe, 1959).



**Gambar 2.2** Pusat pengendapan Louisiana-Texas bagian teluk pantai ketika neogen-kuarter. (Shideler, 1987)

Sebelum awal zaman Miosen, sungai memberikan kontribusi sedimen ke Teluk Pantai yang terletak di bagian barat dari Louisiana dan di Texas. Hal ini ditunjukkan dengan dominasi sedimen klastik di Louisiana bagian barat daya (Limes dan Stipe, 1959). Pada awal Miosen, mulai terjadi amblesan dari lantai cekungan di Louisiana selatan. Penurunan ini terus berlanjut sepanjang waktu

Miosen awal dan tengah, sehingga berakibat terjadinya pergeseran pusat sedimentasi klastik ke arah timur (**Gambar 2.2**).

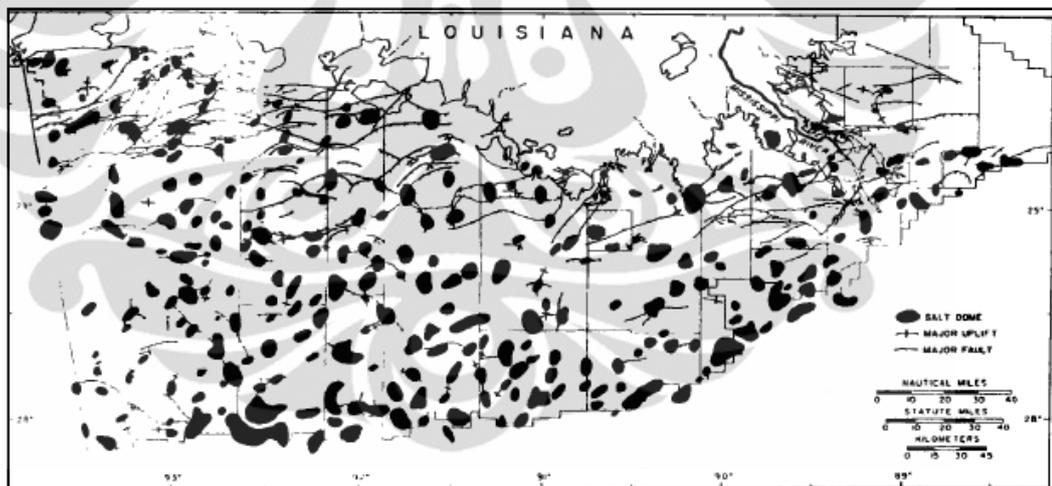
Pada awal Miosen akhir, area yang mengalami penurunan permukaan terbesar menjadi bersifat lokal terutama pada selatan dan lepas pantai dari Terrebone Parish, yang membentuk "Palung Terrebone" . Ketebalan terbesar dari sedimen Miosen di sepanjang Teluk Pantai diendapkan dalam palung (Limes dan Stipe, 1959).

Secara regional kerangka struktural dari Paparan Louisiana terdiri dari kumpulan lapisan terrigenous miring yang menebal ke arah teluk. Di endapkan pada endapan kompleks hasil deformasi lokal yang dihasilkan dari tegangan *geostatic* intrabasinal disebabkan oleh efek sedimen-loading selama proses akresi progradasi tepi benua dari Teluk bagian utara (Shideler, 1987). Endapan Miocene mengikuti arsitektur yang sudah terbangun sebelumnya baik secara arah kemiringan maupun penebalan, dan endapan ini juga telah terdeformasi lokal menjadi tinggian-tinggian lokal yang disebabkan aktivitas ekstrusi dari endapan garam. Rata-rata tingkat kemiringan di strata Miosen tengah berkisar dari 300 kaki per mil di dalam fasies menengah hingga lebih dari 800 kaki per mil di dalam fasies serpih (Limes dan Stipe, 1959).

Kemiringan lapisan secara regional yang berarah selatan sering terganggu oleh struktur lokal seperti sesar tumbuh (*growth faults*) dan kubah garam, yang berkaitan langsung atau tidak langsung terhadap aliran plastik sedimen oleh gaya gravitasi. Kubah Garam pada daerah Teluk Meksiko adalah fitur umum yang dihasilkan dari ekstrusi lateral dan intrusi vertikal dari endapan garam Jurassic (Formasi Louain Salt), yang tertekan dan bergerak oleh perbedaan akumulasi dari *overburden* (Shideler, 1987). Mereka tampak sebagai diaper-diapir kecil yang terisolasi, yang kemudian bergabung menjadi besar pada kedalaman yang lebih besar **Gambar 2.3**. Kubah Garam diklasifikasikan sebagai baik *piercement* atau *non-piercement*. Sebuah kubah garam *piercement* didefinisikan di Paparan Louisiana sebagai salah satu yang menembus di atas fasies serpih besar (Limes

dan Stipe, 1959). *Non-piercement* struktur garam lebih umum dijumpai pada area lebih ke arah cekungan (*basinward*) di sekitar slope break dan umumnya terjadi pada kedalaman lebih besar dari batas bawah penetrasi sumur. Sebagian besar struktur garam adalah diapir namun beberapa fitur yang terangkat sepanjang tepi luar paparan dapat menjadi indikasi telah terjadi mobilisasi intrusi serpih diapir.

Fitur umum struktur lainnya pada Paparan Louisiana adalah sesar tumbuh (*growth* yang berorientasi paralel atau subparalel terhadap arah pengendapan, yang berarah Barat-Timur (Shideler, 1987). Struktur ini terbentuk beriringan dengan pengendapan, yang merupakan akibat dari rekasi berbeda terhadap faktor *overburden*. Struktur ini ditandai dengan perpindahan penebalan ke arah cekungan terkemuka dari strata bagian bawah (*downthrown*) relatif terhadap strata di sisi *upthrown*. Besarnya perpindahan dapat berkisar 200-800 meter di kedalaman di atas 10.000 kaki (Limes dan Stipe, 1959).

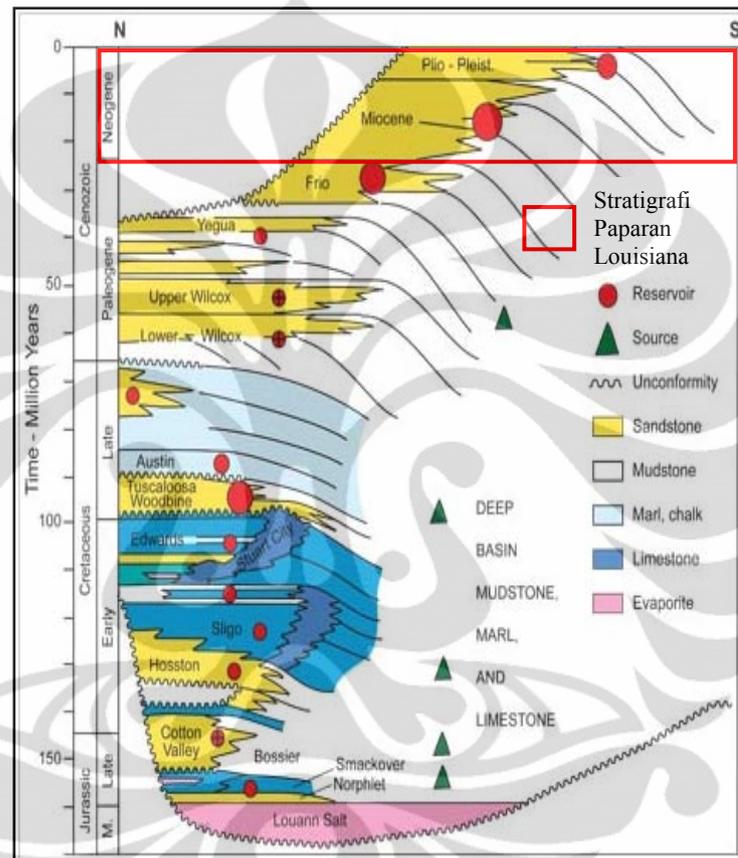


**Gambar 2.3** Peta penyebaran kubah garam dan patahan pada paparan Louisiana (Shideler, 1987)

Sedimentasi setelah (relatif) berhentinya sesar tumbuh ini umumnya dikontrol oleh patahan-patahan yang terjadi ketika rezim ekstensi, yang umum terjadi pada puncak atau pada bagian sayap dari kubah garam. Patahan-patahan *post growth fault* ini umumnya bersifat lokal atau terbentuk dalam system dengan pola sejajar dengan sumbu atau bersifat radial (Shideler, 1987).

### 2.1.1 Tinjauan Stratigrafi

Kronostratigrafi pada cekungan Teluk Meksiko dapat dilihat pada **Gambar 2.3**. Minyak dan gas yang dihasilkan pada masa Miosen berasal dari reservoir batupasir.



**Gambar 2.4** Kolom stratigrafi umum dari cekungan Teluk Meksiko yang berumur mesozoikum dan kenozoikum (Galloway, 1989)

### 2.1.2 Reservoir

Reservoir adalah batuan yang memiliki celah-celah kecil (porositas), dimana tiap celah kecil yang saling berhubungan akan menciptakan permeabilitas bagi batuan, sehingga memiliki potensi akumulasi fluida, dalam hal eksplorasi migas fluida tersebut adalah hidrokarbon. Batuan reservoir harus memiliki hal penting, yaitu batuan tutupan (*seal*) yang merupakan jebakan hidrokarbon. Jebakan bisa berupa

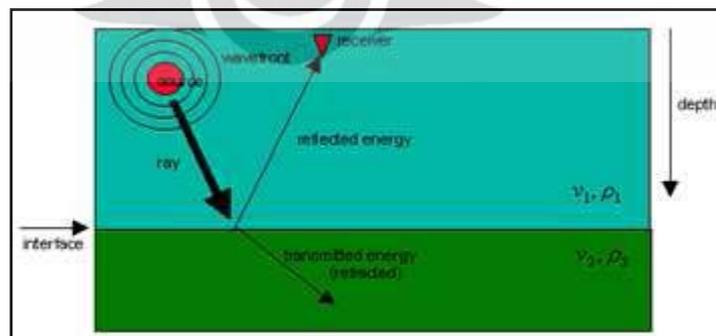
struktur ataupun jebakan stratigrafi, dimana fluida (air, gas minyak) dapat terakumulasi.

Reservoir adalah tempat dimana akumulasi hidrokarbon terjadi dan reservoir harus memiliki sifat fisis batuan yang bagus, seperti porositas dan permeabilitas. Sebagai contoh reservoir yang bagus adalah batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang tinggi. Tidak banyak jenis batuan yang bisa menjadi reservoir yang bagus, pada kenyataannya batu pasir dan karbonat merupakan jenis batuan yang memiliki kualitas reservoir yang bagus.

## 2.2 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah sebuah metode geofisika yang merekam penjarangan gelombang seismik yang dipantulkan dari batas antara dua buah medium batuan. Besar gelombang refleksi seismik berhubungan langsung dengan impedansi akustik diantara dua medium batuan tersebut. Semakin besar kontras antara dua medium tersebut, gelombang refleksinya akan semakin kuat.

Data seismik refleksi didapat dari gelombang pantul yang berasal dari batas medium bawah permukaan, data yang terekam merupakan fungsi waktu ( $t$ ) yang memiliki kecepatan tertentu ( $v$ ), untuk lebih jelasnya seperti yang digambarkan pada **Gambar 2.3**.



**Gambar 2.5** Gelombang refleksi seismik (modifikasi dari Sherif, 1995)

### 2.2.1. Impedansi Akustik dan Reflektivitas

Salah satu karakteristik batuan yang unik untuk dapat melewatkan gelombang seismik yang melaluinya adalah impedansi akustik ( $z$ ), yang merupakan hasil perkalian dari massa jenis batuan ( $\rho$ ) dan kecepatan rambat gelombang pada batuan tersebut ( $v$ ) yang dirumuskan dalam persamaan matematis:

$$z = \rho v \quad (2.1)$$

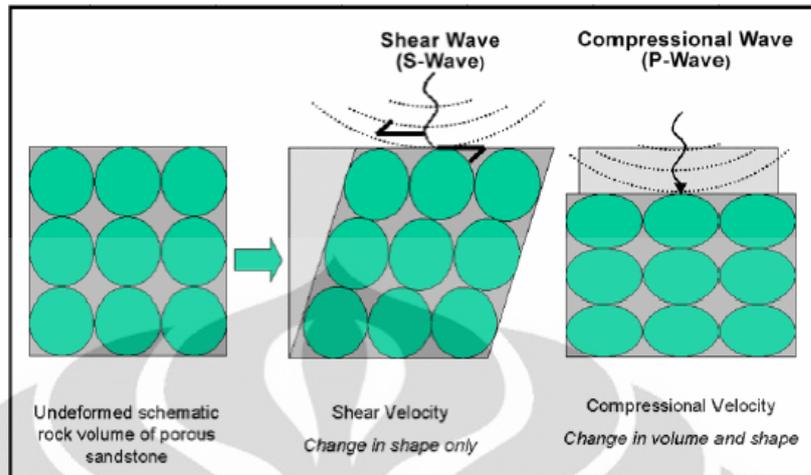
Semakin keras suatu batuan, maka nilai impedansi akustik akan semakin besar, sebagai contoh, batu pasir yang sangat kompak memiliki nilai impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung. Baik kecepatan maupun massa jenis secara langsung dapat mempengaruhi nilai impedansi akustik. Apabila terdapat fluida (air, minyak atau gas) pada sebuah formasi, akan lebih mempengaruhi nilai kecepatan daripada massa jenis (Sukmono, 2001).

Nilai kontras impedansi akustik pada bidang batas lapisan yang memiliki nilai densitas dan kecepatan yang berbeda didefinisikan sebagai koefisien refleksi ( $RC$ ). Besar nilai koefisien refleksi tergantung pada nilai impedansi dan juga tergantung pada sudut datang gelombang serta jarak antara sumber dengan penerima. Koefisien refleksi dianggap berhubungan dengan gelombang yang menjalar pada jarak sumber dengan penerima sama dengan nol (*zero offset*) yang dirumuskan dalam persamaan matematis sebagai berikut:

$$RC = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (2.2)$$

### 2.2.2 Kecepatan Gelombang Seismik

Kecepatan seismik memuat deformasi batuan sebagai fungsi dari waktu, karena saat gelombang merambat melalui medium batuan, batuan tersebut akan mengalami kompresi yang mengubah volume dan bentuk batuan.



**Gambar 2.6** Skema deformasi batuan terhadap gelombang (AVO Workshop, 2006)

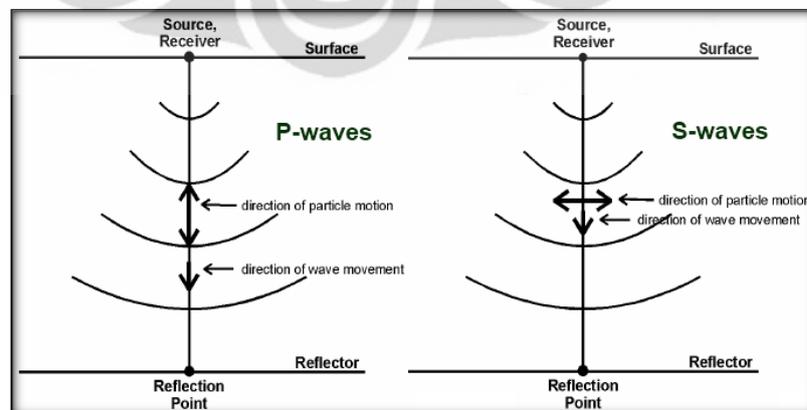
Terdapat 2 jenis gelombang seismik, yaitu:

1. Gelombang pimer ( $V_p$ )

Termasuk gelombang longitudinal, dimana arah gerak partikel sejajar dengan arah perambatan gelombang. Gelombang ini disebut juga gelombang kompresi.

2. Gelombang sekunder ( $V_s$ )

Termasuk gelombang transversal, dimana arah gerak partikel tegak lurus dengan arah perambatan gelombang. Gelombang ini disebut juga gelombang geser (*shear*).



**Gambar 2.7** Pergerakan gelombang P dan S (AVO Workshop, 2006)

Bentuk sederhana dari persamaan kecepatan *P-wave* dan *S-wave* diturunkan untuk batuan *non-porous* dan *isotropic*. Persamaan kecepatan ditulis sebagai berikut :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (2.3)$$

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 3/4\mu}{\rho}} \quad (2.4)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.5)$$

Dimana :

$K$  = *bulk modulus*

$\mu$  = *shear modulus*

$\lambda$  = Koefisien lamda

### 2.2.3 Tras Seismik

Tras seismik atau *seismic trace* adalah model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan noise (Russell, 1996). Dapat dituliskan dalam bentuk persamaan sebagai berikut :

$$S_t = W_t * r_t + n_t \quad (2.6)$$

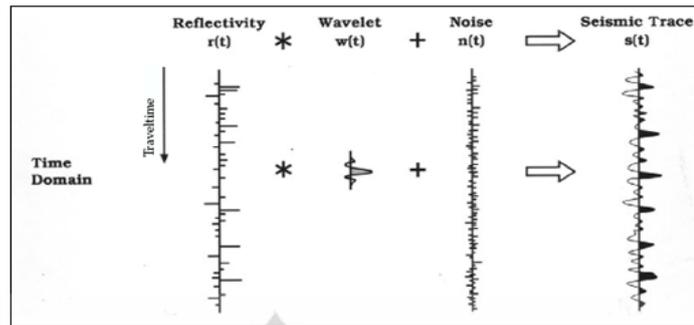
dimana :  $S_t$  = *trace* seismik

$W_t$  = *wavelet* seismik

$r_t$  = reflektivitas bumi, dan

$n_t$  = *noise*

\* = simbol dari operasi konvolusi

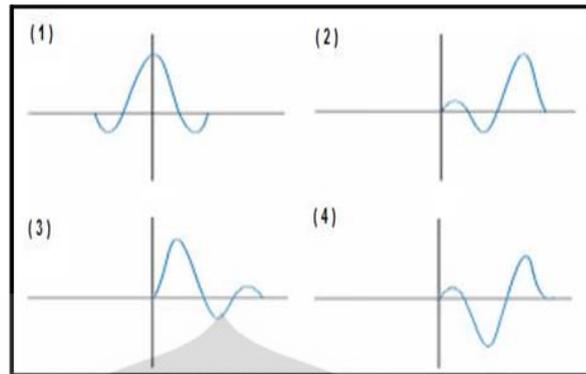


Gambar 2.8 Proses konvolusi yang menghasilkan *seismic trace* (Sherif, 1995)

#### 2.2.4 Wavelet

*Wavelet* atau sering disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan *phase* tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1999):

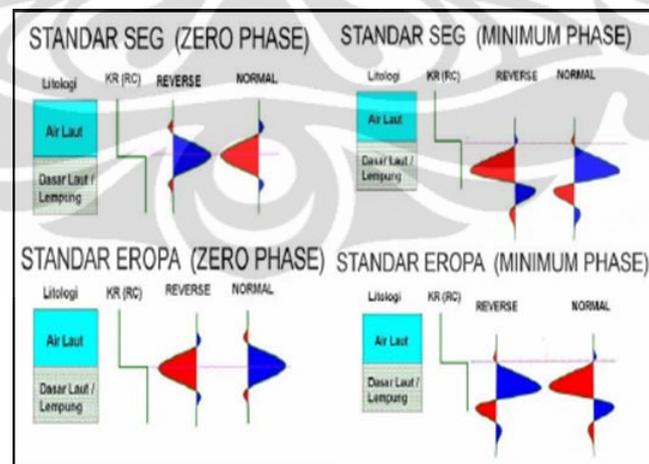
1. *Zero phase*, yaitu *wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terpusat pada titik nol (*peak* pada batas AI). *Wavelet* jenis ini mempunyai nilai resolusi maksimum dibanding *wavelet* jenis yang lain.
2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang pemusatan energinya terjadi pada bagian depan dari *wavelet* (muka gelombang), sedekat mungkin dengan titik referensi sama dengan nol ( $t=0$ ) dan tidak memiliki energi sebelum  $t=0$
3. *Maksimum phase*, yaitu *wavelet* yang memiliki pemusatan energi maksimal pada dibagian akhir dari *wavelet*.
4. *Mix phase*, adalah *wavelet* yang tidak terjadi pemusatan energi baik dibagian awal atau akhir dari *wavelet*.



**Gambar 2.9** Jenis-jenis wavelet 1) Zero Phase Wavelet, 2) Maximum Phase Wavelet, 3) Minimum Phase Wavelet, 4) Mixed Phase Wavelet (Sukmono, 1999)

### 2.2.5 Polaritas

Polaritas adalah defleksi koefisien refleksi yang ditandai dengan nilai positif dan negatif. Terdapat dua pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan reverse. Saat ini terdapat 2 standar polaritas yang dipakai dalam interpretasi seismik yaitu standar SEG dan standar eropa dan nilai keduanya berkebalikan.

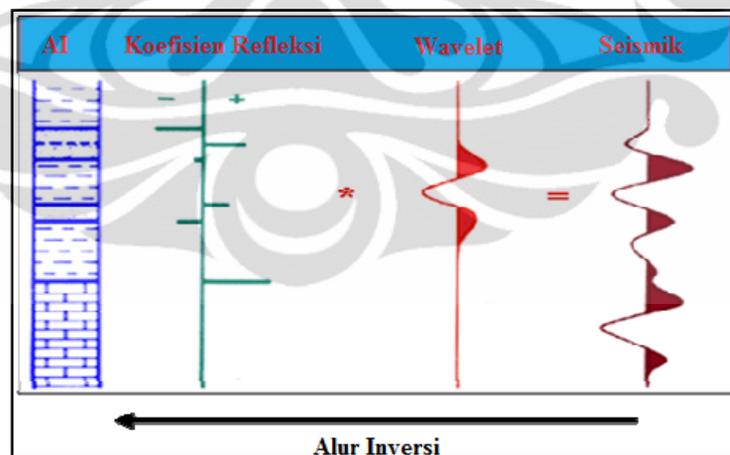


**Gambar 2.10** Polaritas (normal dan reverse) bentuk *wavelet zero phase* dan *minimum phase* (<http://www.ensiklopediaseismik.blogspot.com>, 2007)

### 2.3 Seismik Inversi

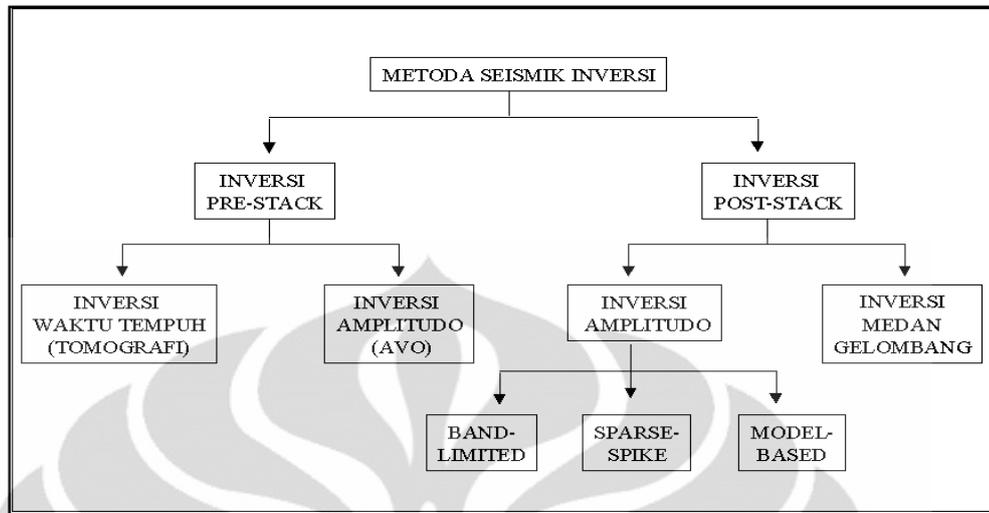
Seismik inversi merupakan metode yang menggunakan data seismik, data sumur, dan informasi geologi untuk mengubah penampang seismik menjadi model impedansi akustik. Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan data bawah permukaan secara vertikal. Metode seismik inversi mengintegrasikan kedua data tersebut. Langkah pertama yang dilakukan adalah menghubungkan (*tie*) data sumur ke data seismik dan mengestimasi nilai *wavelet*.

Proses inversi melakukan pemodelan impedansi akustik dengan cara mengkonvolusi nilai *wavelet* dengan seismogram sintetis yang sesuai dengan tras penampang seismik. Dimana nilai seismogram sintetis didapat dari data sumur. Hasil dari seismik inversi berupa model impedansi akustik, yang merupakan perubahan secara lateral nilai kecepatan ( $v$ ) dan masa jenis ( $\rho$ ) yang berada disekitar sumur. Model impedansi akustik merupakan salah satu sebuah atribut seismik yang berguna untuk mengkarakterisasi reservoir.



Gambar 2.11 Konsep seismik inversi (modifikasi dari Sherif, 1995)

Secara umum inversi seismik adalah suatu teknik untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan dari data seismik yang ada dengan data sumur sebagai pengontrolnya (Sukmono 2007). Hasil yang diperoleh dari inversi seismik adalah penampang distribusi impedansi terhadap kedalaman untuk setiap *trace* seismik.



Gambar 2.12 Diagram jenis-jenis inversi (Russell, 1988)

### 2.3.1 Metode Inversi Rekrusif

Metode *recursive* sering disebut juga *band limited inversion*, karena *trace* akhir impedansi memiliki frekuensi yang sama seperti data seismik. Metode ini dimulai dari definisi impedansi lapisan ke  $(i+1)$  dan dihitung dari lapisan ke  $-i$ , dapat di hitung dengan persamaan :

$$A_{i+1} = A_1 * \frac{1+RC_i}{1-RC_i} \quad (2.7)$$

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

$$A_m = A_1 * \prod \left[ \frac{1+RC_i}{1-RC_i} \right] \quad (2.8)$$

Proses ini dinamakan sebagai inversi rekursif diskrit (*discrete recursive inversion*) yang menjadi dasar teknik inversi lainnya (Hampson Russell Manual, 2006).

Metode ini menggunakan algoritma yang sederhana sehingga hasil resolusi *bandwidth* sama dengan data seismic, namun metode ini tidak menggunakan data sumur sebagai kontrol dari hasil inversinya, nilai impedansi didapat dari satu lapisan dan untuk mendapatkan nilai impedansi dilapisan yang lain dilakukan iterasi, sehingga jika pada lapisan pertama terdapat nilai *error* maka nilai tersebut akan terdistribusikan pada hasil inversi.

### 2.3.2 Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse Spike* menggunakan batasan ekstra (*extra constraint*) yaitu *soft-constrain* dan *hard-constraint*, proses ini dapat digunakan dalam estimasi *full bandwidth* reflektivitas, hal ini diasumsikan bahwa reflektivitas bumi sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektivitas kecil yang tersimpan didalam deretan reflektivitas yang lebih besar yang secara geologi berhubungan dengan ketidakselarasan atau batas litologi utama.

Metode inversi *Spare-spike* mengasumsikan bahwa hanya nilai *spike* yang besar saja yang penting, diasumsikan nilai *spike* yang besar menandakan adanya beda nilai impedansi akustik yang besar hal tersebut terjadi karena adanya beda lapisan, metode ini mencari *spike* yang besar dari seluruh *seismic trace*. *Spike* tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. Inversi *sparse spike* menggunakan parameter yang sama dengan inversi *model based*. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung berapa banyak *spike* yang akan dipisahkan dalam setiap *trace*. *Spike* yang baru lebih kecil daripada *spike* sebelumnya. (Hampson & Russell, 2006).

Hasil inversi menggunakan metode *sparse-spike* didapatkan solusi yang *unique* karena informasi frekuensi rendah juga masuk kedalam solusi inversi dan kita mendapatkan hasil inversi secara geologi, *constraint* digunakan untuk mengatur toleransi inversi terhadap nilai *error* yang terjadi selama proses inversi, inversi

dengan metode ini baik digunakan untuk data yang memiliki nilai *noise* yang tinggi.

### 2.3.3 Metode Inversi *Model Based*

Metode ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang telah dibuat dari hasil konvolusi reflektifitas (model geologi) dengan wavelet tertentu dengan data seismik, metode ini dimulai dari persamaan dasar berikut :

$$S_t = W_t * r_t + n_t \quad (2.9)$$

Dari persamaan diatas dijelaskan S adalah *seismic trace*, yang dihasilkan dari konvolusi dari W adalah *wavelet* dan  $r_t$  adalah nilai reflektiviti yang ditambahkan nilai *noise*. Penerapan metode ini dimulai dengan asumsi awal yang diperbaiki secara iteratif. Metode ini melakukan iterasi untuk mencari nilai reflektivitas yang dikonvolusi dengan *wavelet* sehingga menghasilkan *seismic trace* yang mendekati data seismik yang asli.

Metode ini menghasilkan banyak model iterasi sehingga solusi dari hasil inversi sangat banyak, menyebabkan hasilnya tidak *unique* namun dalam proses inversi data yang di masukan memuat semua frekuensi dari data seismik.

### 2.4 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, kemudian menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volum dari properti log pada semua lokasi pada volum seismik.

Statistik dalam karakteristik reservoir digunakan untuk mengestimasi dan membuat simulasi hubungan spasial variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal tersebut didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam, yaitu pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran.

Umumnya, sebuah fungsi yang akan mengkonversi  $m$  atribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan dapat ditulis sebagai :

$$P(x, y, z) = F[A_1(x, y, z), \dots, A_m(x, y, z)] \quad (2.10)$$

dimana :

$P$  = properti log, sebagai fungsi dari koordinat  $x, y, z$

$F$  = fungsi yang menyatakan hubungan antara atribut seismik dan properti log

$A_i$  = atribut  $m$ , dimana  $i = 1, \dots, m$ .

Hubungan antara log properti dan atribut seismik untuk kasus yang paling sederhana dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier.

$$P = w_0 + w_1 A_1 + \dots + w_m A_m \quad (2.11)$$

dimana :

$w_i$  = nilai bobot dari  $m+1$ , dimana  $i = 0, \dots, m$

#### 2.4.1 Atribut Internal

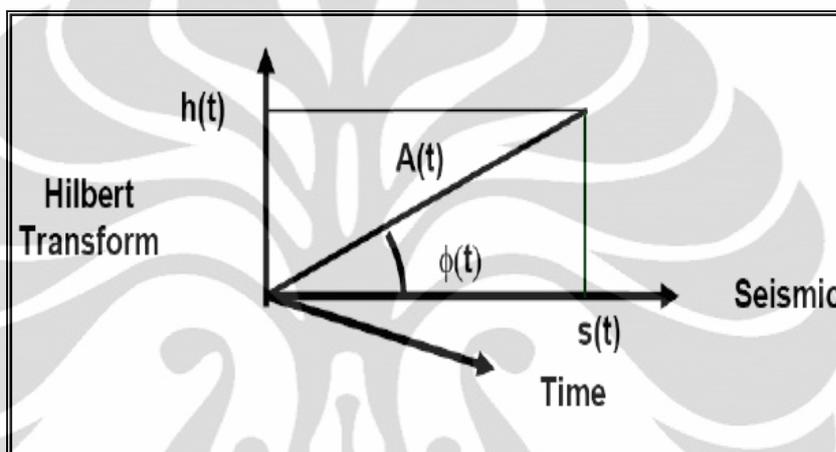
Atribut seismik dapat dibagi ke dalam dua kategori :

1. *Horizon-based attributes* : dihitung sebagai nilai 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).

Atribut yang digunakan dalam analisa multiatribut menggunakan perangkat lunak EMERGE harus dalam bentuk *sample-based attributes*. Atribut-atribut tersebut dapat dikelompokkan kedalam enam kategori, yaitu :

### 1. Atribut Sesaat (Instantaneous Attribute) atau Atribut Kompleks

Atribut tersebut dihitung dari tras kompleks  $C(t)$ , yang terdiri dari tras seismik  $s(t)$  dan transformasi Hilbertnya  $h(t)$ , yang merupakan pergeseran fasa sebesar  $90^\circ$  dari tras seismik.



Gambar 2.13 Penulisan tras kompleks dalam bentuk polar (Russell, 2006)

Penulisan tras kompleks dalam bentuk polar, seperti yang terlihat pada Gambar 3.10., memberikan dua atribut dasar, yaitu kuat refleksi  $A(t)$  dan fasa sesaat  $\Phi(t)$ .

$$C(t) = s(t) + ih(t) \quad (2.12)$$

$$C(t) = A(t)e^{i\phi(t)} \quad (2.13)$$

$$C(t) = A(t) \cos \phi(t) + A \sin \phi(t) \quad (2.14)$$

Atribut dasar yang ketiga adalah frekuensi sesaat yang merupakan turunan waktu dari fasa sesaat. Persamaan frekuensi sesaat tersebut dapat ditulis sebagai :

$$w(t) = \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (2.15)$$

Atribut-atribut lainnya merupakan kombinasi dari tiga atribut dasar tersebut,

seperti berikut :

$\cos\phi(t)$ =kosinus fasa sesaat

$A(t)\cos\phi(t)$ =amplitude weighted cos phase

$A(t)\phi(t)$ =amplitude weighted phase

$A(t)\omega(t)$ =amplitude weighted frequency

Atribut polaritas semu merupakan kuat refleksi dikalikan tanda pada nilai puncak sampel seismik. Perhitungan tersebut memberikan tanda positif saat koefisien refleksi positif dan tanda negatif saat koefisien refleksi negatif.

## 2. Atribut Jendela Frekuensi (*Windowed Frequency Attributes*)

Set atribut tersebut didasarkan pada *windowed frequency analysis* atau analisa frekuensi menggunakan *window*. *Fourier transform* dari setiap tras seismik pada proses tersebut diambil sebanyak 64 sampel (*default*) dari *window* ini, baik amplitudo frekuensi rata-rata maupun amplitudo frekuensi dominan digunakan, kemudian nilainya ditempatkan pada tengah-tengah *window*. Sebanyak 32 sampel dan atribut frekuensi yang baru kemudian dipilih untuk *window* baru, lalu dihitung, dan demikian seterusnya.

## 3. Atribut *Filter Slice*

Set ketiga dari atribut terdiri dari *narrow band filter slices* dari tras seismik. Enam *slices* yang digunakan adalah sebagai berikut:

5/10 – 15/20 Hz

15/20 – 25/30 Hz

25/30 – 35/40 Hz

35/40 – 45/50 Hz

45/50 – 55/60 Hz

55/60 – 65/70 Hz.

## 4. *Derivative Attributes*

Set keempat dari atribut didasarkan pada turunan pertama atau kedua dari tras seismik ataupun dari *amplitude envelope* (atau amplitudo sesaat). Turunan

tersebut dihitung melalui cara berikut:

$$d1_i = \frac{s_i - s_{i-1}}{\Delta t} \quad (2.16)$$

$$d2_i = \frac{d1_i - d1_{i-1}}{\Delta t} = \frac{s_i - 2s_{i-1} - s_{i-2}}{\Delta t^2} \quad (2.17)$$

Dimana:

$s_i$  = sampel tras seismik atau *amplitude envelope* ke  $i$

$d1_i$  = turunan pertama dari  $i$

$d2_i$  = turunan kedua dari  $i$

$\Delta t$  = interval sampling

### 5. Integrated Attributes

Jenis kelima dari atribut yang terdapat pada EMERGE didasarkan pada integrasi dari tras seismik atau kuat refleksi. Nilai integrasi dihitung dengan cara berikut:

$$I_i = s_i + I_{i-1} \quad (2.18)$$

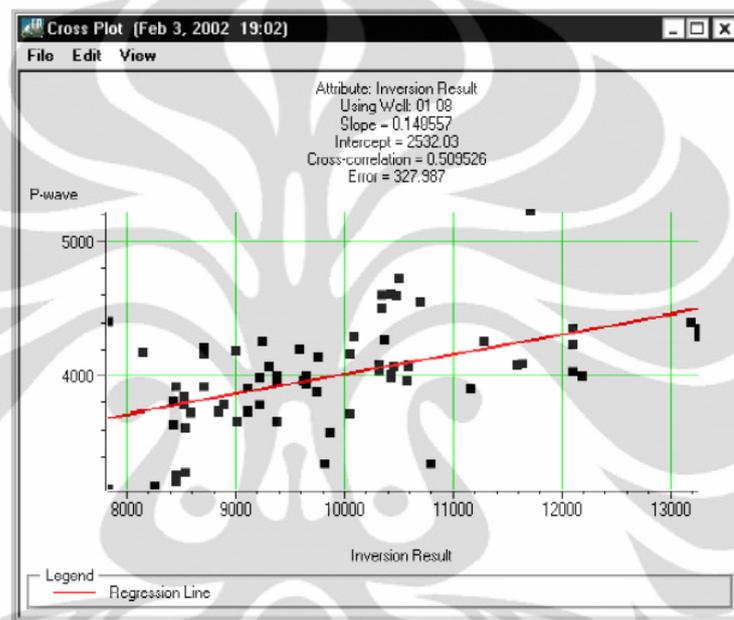
Dimana  $s_i$  = sampel ke- $i$  dari tras seismik atau nilai kuat refleksinya,  $I_i$  = nilai integrasi. Perlu dicatat bahwa ini merupakan penjumlahan berjalan (*running sum*). Integrasi seismik pada akhir penjumlahan berjalan difilter menggunakan 50 titik, sehingga dihasilkan tras seismik dengan frekuensi rendah. Integrasi dari kuat refleksi dinormalisasi dengan membagi hasil integrasi dengan perbedaan antara sampel minimum dan maksimum dari keseluruhan sampel.

### 6. Atribut Waktu (*Time Attributes*)

Atribut terakhir dari EMERGE adalah atribut waktu. Atribut tersebut sangat sederhana, merupakan nilai waktu dari tras seismik, sehingga membentuk sebuah fungsi “ramp” yang dapat menambah sebuah *trend* dalam menghitung parameter reservoir. Perangkat lunak EMERGE lalu mencari hubungan antara properti log dan kombinasi atribut dari tras seismik pada interval target.

### 2.4.2 Cross-Plot

Salah satu cara untuk mengukur korelasi antara data target dan atribut adalah dengan melakukan kros plot antara keduanya. Gambar 3.4. memperlihatkan target (P-wave) sebagai sumbu vertikal yang dikrosplotkan dengan suatu atribut tertentu, dalam hal ini hasil inversi.



**Gambar 2.14** Konvensional *cross-plot* antara log target dan atribut seismik (Hampson, 2001)

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

$$y = a + b * x \quad (2.19)$$

Koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalisasikan *meansquare prediction error* :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b * x_i)^2 \quad (2.20)$$

dimana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *cross-plot*. Pengaplikasian garis regresi tersebut dapat memberikan prediksi untuk atribut target. Lalu dihitung kovariansi yang didefinisikan dalam persamaan:

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (2.21)$$

Dimana mean nya adalah:

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.22)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (2.23)$$

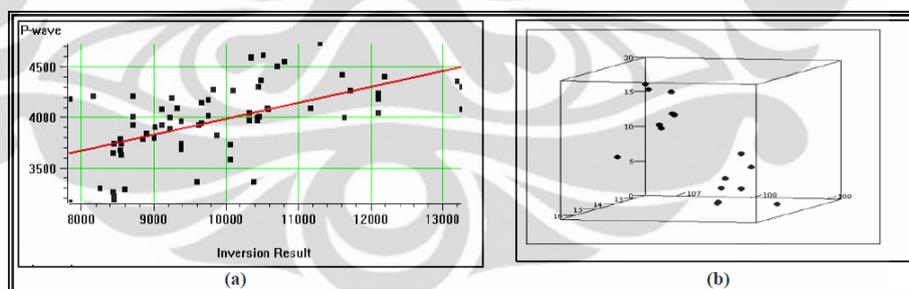
Nilai Kovariansi yang sudah dinormalisasi adalah:

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (2.24)$$

Nilai tersebut merupakan prediksi eror, yaitu hasil pengukuran kecocokan untuk garis regresi. Prediksi eror tersebut merupakan perbedaan RMS antara target log sebenarnya dan target log prediksi. Nilai korelasi terkadang dapat diperbaiki dengan mengaplikasikan transform non-linear untuk variabel target, variabel atribut, ataupun keduanya.

### 2.4.3 Regresi Linear Multiatribut

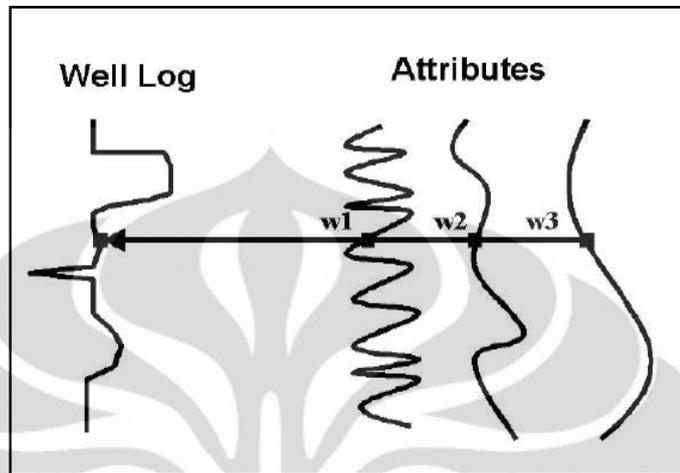
Pengembangan dari *cross-plot* konvensional adalah dengan menggunakan *multiple-attribute*



**Gambar 2.15** Ilustrasi *cross-plot* menggunakan (a) satu atribut dan (b) dua atribut (Hampson, 2001)

Metode tersebut bertujuan untuk mencari sebuah operator yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Pada kenyataannya, kita menganalisa data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Salah satu alasan mengapa hal tersebut dilakukan karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan daripada data seismik itu sendiri. Banyak dari atribut tersebut bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi.

Pengembangan (*extension*) analisa linier konvensional terhadap *multiple* atribut (regresi linier multivariat) dilakukan secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut seperti yang terlihat pada Gambar 3.6..



**Gambar 2.16** Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama. (Hampson, 2001)

Pada setiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh persamaan linier :

$$L(t) = w_0 + w_1 A_1 + w_2 A_2 + w_3 A_3 \quad (2.25)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan tersebut dihasilkan dengan meminimalisasi *mean-squared prediction error*

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (2.26)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar :

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_i & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_i & \sum A^2 & \sum A_i A_{2i} & \sum A_i A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_i A_{2i} & \sum A^2 A_{2i} & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_i A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A^2 A_{3i} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_i L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, dimana sekarang koordinat x merupakan nilai log yang

diprediksi dan koordinat  $y$  merupakan nilai *real* dari data log.

Cara memilih kombinasi atribut yang paling baik untuk memprediksi log target adalah dengan melakukan sebuah proses yang dinamakan *step-wise regression*:

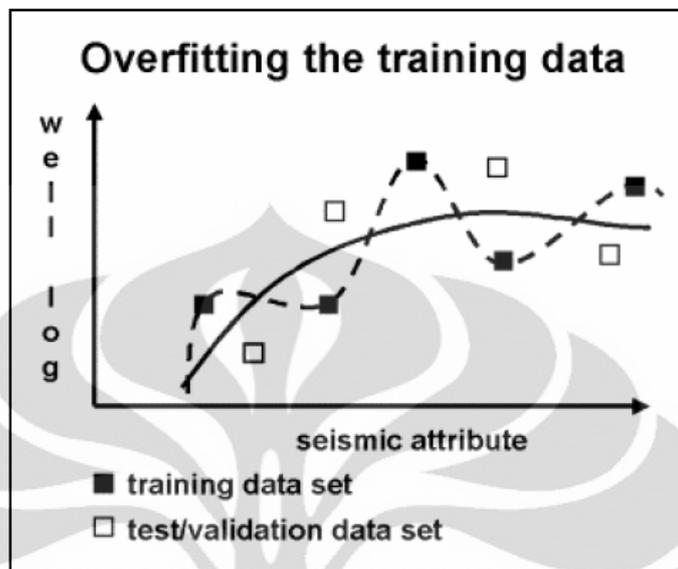
1. Mencari atribut tunggal pertama yang paling baik menggunakan *trial and error*. Prediksi eror setiap atribut yang terdapat pada *software* dihitung. Atribut terbaik adalah atribut yang memberikan prediksi eror terendah. Atribut tersebut selanjutnya akan disebut atribut-a
  2. Mencari pasangan atribut yang paling baik dengan mengasumsikan anggota pasangan yang pertama adalah atribut-a. Pasangan yang paling baik adalah pasangan yang memberikan eror paling kecil. Atribut ini selanjutnya akan disebut atribut-b.
  3. Mencari tiga buah atribut yang berpasangan paling baik, dengan mengasumsikan dua buah anggota yang pertama atribut-a dan atribut-b. Tiga buah atribut yang paling baik adalah yang memberikan eror prediksi paling kecil. Prediksi tersebut terus berlangsung sebanyak yang diinginkan.
- Eror prediksi,  $E_n$ , untuk  $n$  atribut selalu lebih kecil atau sama dengan  $E_{n-1}$  untuk  $n-1$  atribut, tidak peduli atribut mana yang digunakan.

#### 2.4.4 Validasi Silang

Pertanyaan selanjutnya yang harus dijawab adalah kapan kita harus berhenti menambahkan jumlah atribut. Bagaimanapun juga transformasi multiatribut dengan jumlah atribut  $N+1$  selalu mempunyai prediksi eror lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan  $N$  atribut. Menambah jumlah atribut sama dengan mencari kurva regresi yang cocok untuk sebuah plot data, dengan menggunakan polinomial yang ordonya semakin besar.

Apabila jumlah atribut yang digunakan semakin banyak, maka eror prediksi akan semakin berkurang. Masalah yang kemudian timbul adalah biasanya data yang dihasilkan akan buruk bila diterapkan pada data baru (yang tidak termasuk dalam data *training*), karena atribut tersebut terlalu dicocokkan dengan data training. Hal

tersebut biasa disebut dengan *over-training*.



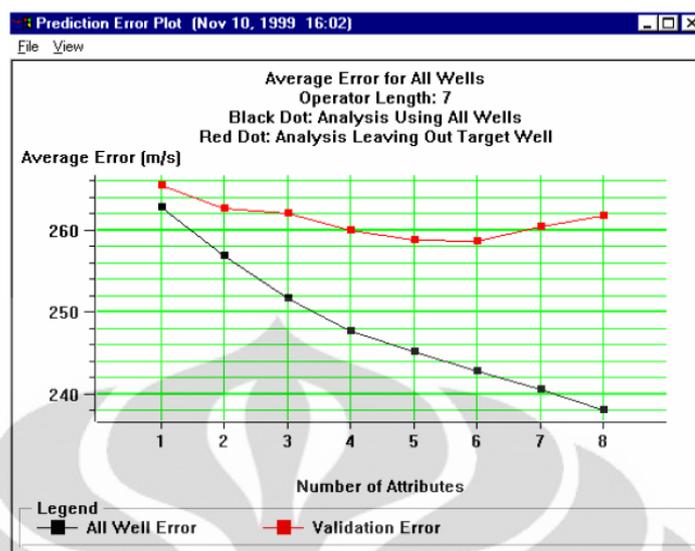
Gambar 2.17 Ilustrasi validasi silang. (Hampson, 2001)

Kedua kurva digunakan untuk mencocokkan data. Kurva putus-putus menunjukkan korelasi yang baik dengan data *training*. Namun, buruk jika kemudian digunakan set data validasi. Untuk mengukur validitas dari jumlah atribut yang digunakan, dilakukan prosedur sebagai berikut. Misalnya, terdapat tiga buah atribut dan lima buah *well*. Sumur pertama tidak diikuti pada perhitungan pertama. Koefisien regresi kemudian dihitung tanpa menggunakan data dari sumur pertama. Berdasarkan nilai koefisien yang dihasilkan, prediksi eror kemudian dihitung dari sumur satu dengan rumus:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\varphi_i - w_0 * I_i - w_2 * E_i - w_3 * F_i)^2 \quad (2.28)$$

Hal tersebut adalah eror validasi untuk sumur satu. Proses tersebut kemudian diulang untuk sumur 2, sumur 3, dan sumur 4. Eror rata-ratanya dihitung dengan:

$$E_A = \frac{(E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5)}{5} \quad (2.29)$$



Gambar 2.18 Plot validation error dan prediction error (Hampson, 2001)

Berdasarkan gambar 3.8, kurva berwarna hitam menunjukkan eror prediksi yang dihitung menggunakan data *training*. Kurva berwarna merah menunjukkan eror validasi dengan tidak mengikutkan satu sumur dalam perhitungannya (data validasi). Berdasarkan gambar tersebut dapat dilihat bahwa digunakan lebih dari enam atribut, eror validasinya bertambah besar, yang artinya terjadi *over-training*.

## 2.5 Neural Network

Regresi multiatribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linear fungsional yang baik diantara log yang diprediksi dan atribut seismik yang digunakan. Pada kasus hubungan yang non linear, dapat diaplikasikan transformasi tersebut dengan metoda neural network sebagai algoritma prediksi. Dalam pengertian umum, *artificial neural network* (ANN) adalah sekumpulan komponen elektronik atau program komputer yang didesain untuk memodelkan kerja sistem otak. Otak manusia dideskripsikan sebagai suatu sistem yang kompleks, tidak linear dan mempunyai sistem informasi dan proses parallel. Komponen structural otak manusia adalah sel-sel syaraf yang disebut neuran yang tersambung dengan jumlah besar koneksi yang disebut sinapsis. Sistem yang kompleks ini mempunyai kemampuan yang luar biasa untuk membangun cara kerjanya dan menyimpan informasi.

Neural network meniru cara kerja otak dalam dua aspek :

1. Pengetahuan atau data didapatkan dari proses *training*.
2. Kekutaan koneksi inter-neuron diketahui sebagai bobot sinaptik yang digunakan untuk menyimpan pengetahuan tersebut (poin 1).

Persamaan yang digunakan pada metode *Probabilistic Neural Network* (PNN) ditunjukkan pada persamaan 2.30. pada persamaan ini,  $L$  adalah nilai prediksi dari sebuah titik sampel pada volume seismik. Nilai  $n$  adalah jumlah titik training yang telah dilakukan, dimana menunjukkan jumlah dari seluruh sample atribut seismik diantara jendela analisis pada setiap sumur.

$$L'(x) = \frac{\sum_{i=0}^n L_i \exp \left[ \frac{-D(x, x_i)}{2} \right]}{\sum_{i=0}^n \exp \left[ \frac{-D(x, x_i)}{2} \right]} \quad (2.30)$$

Sedangkan  $D(x, x_i)$  adalah jarak yang diskalakan diantara titik-titik sampel yang akan diestimasi, jarak tersebut yang disebut *smoothing parameter*.

Jika nilai yang diprediksi dari sampel ke  $m$  adalah  $L'_m$  maka:

$$L'_m(x_m) = \frac{\sum_{i=m}^n L_i \exp \left[ \frac{-D(x_m, x_i)}{2} \right]}{\sum_{i=m}^n \exp \left[ \frac{-D(x_m, x_i)}{2} \right]} \quad (2.31)$$

Jika nilai  $L_m$  diketahui, kita dapat memprediksi error validasi :

$$e_m = (L_m - L'_m)^2 \quad (2.32)$$

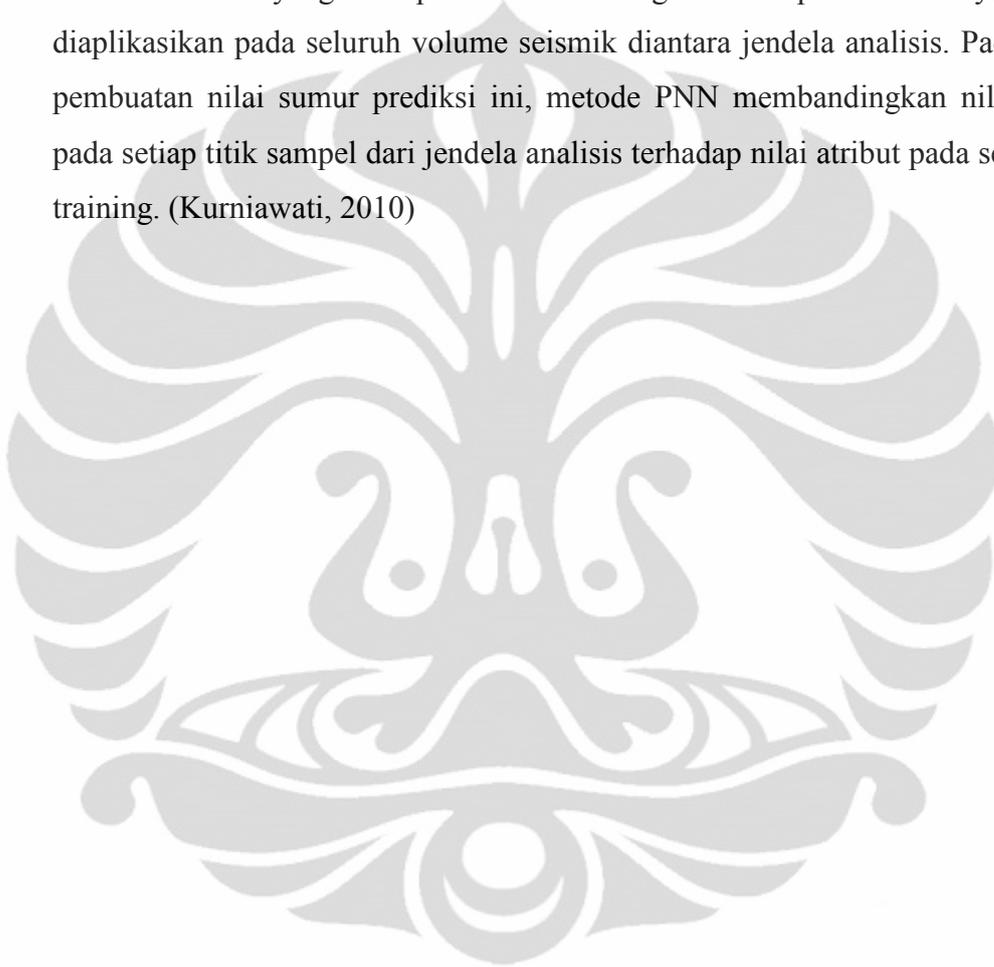
Dan total error prediksinya adalah :

$$e = \sum_{i=1}^n (L_i - L'_i)^2 \quad (2.33)$$

Sebelum melakukan metode PNN, proses regresi multiatribut dan validasi

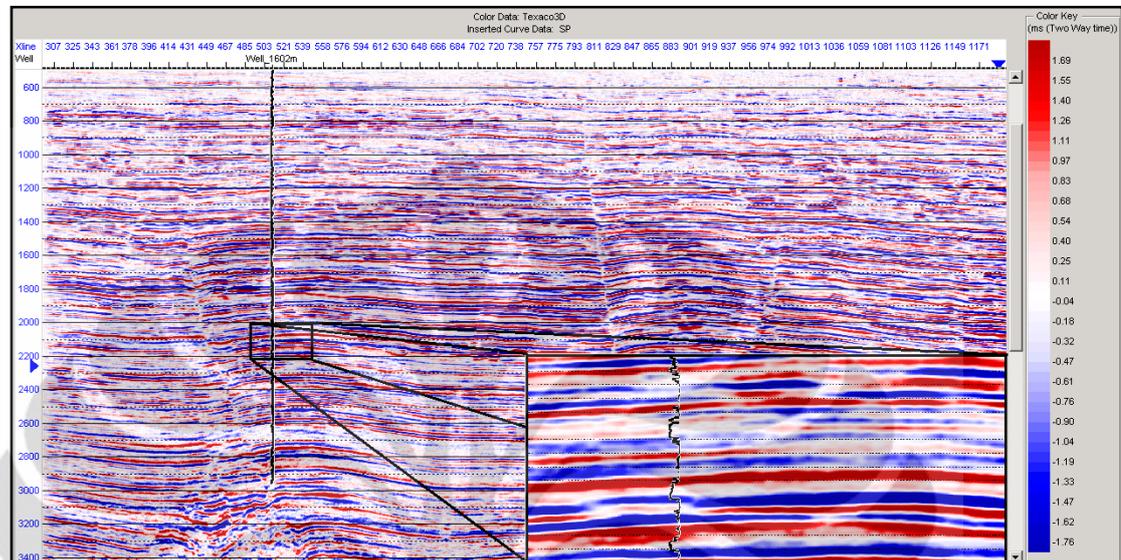
terhadap atribut yang diekstrak dari data seismik. Proses ini akan menghasilkan banyaknya atribut yang akan digunakan. Setelah proses regresi multiatribut dilakukan, barulah proses metode PNN bisa dilakukan.

Hasil dari training PNN adalah model prediksi non linear antara data sumur dan atribut seismik yang ada pada data training. Model prediksi ini yang akan diaplikasikan pada seluruh volume seismik diantara jendela analisis. Pada proses pembuatan nilai sumur prediksi ini, metode PNN membandingkan nilai atribut pada setiap titik sampel dari jendela analisis terhadap nilai atribut pada setiap data training. (Kurniawati, 2010)





berwarna merah. Data seismik terdiri dari *inline* 1433-1791 dengan jumlah inline sebanyak 359, dan *xline* 100-1200 sebanyak 1101.



**Gambar 3.2** Data seismik pada Inline 1582 yang memotong sumur 1602m

### 3.1.2 Data Sumur

Pada daerah penelitian terdapat 12 sumur dengan data log yang digunakan untuk masing-masing sumur dalam penelitian ini adalah log SP, log *gamma ray* (GR), log *P-wave* (DT), log *resistivity* (ILD). Data log yang digunakan untuk proses penentuan reservoir dalam hal indikator litologi dan fluida, serta membuat nilai impedansi. Berikut ini adalah data kelengkapan log disetiap sumur yang digunakan :

**Tabel 3.1** Tabel data log sumur

WELL	SP	DT	GR	NPHI	ILM	ILD	CALI	CILD	RHOB	DRHO
1602m	YES	YES	NO	YES	NO	NO	NO	NO	YES	NO
1606	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	YES	NO
1607	NO	YES	NO	YES	NO	NO	NO	NO	YES	NO
1609	YES	YES	NO	YES	NO	NO	NO	NO	YES	NO
1626	YES	YES	NO	YES	YES	NO	NO	NO	YES	NO
1629	YES	YES	NO	YES	NO	NO	NO	NO	YES	NO
1631	YES	YES	NO	NO	YES	NO	NO	NO	YES	NO
1643	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	YES	NO
1653	YES	YES	NO	YES	NO	NO	NO	NO	YES	NO
1681	NO	YES	NO	NO	NO	YES	NO	NO	YES	NO
1726	YES	YES	YES	NO	NO	YES	YES	YES	YES	YES
1741	YES	YES	NO	NO	NO	YES	NO	NO	YES	NO

### 3.1.3 Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara *time-to-depth* (waktu terhadap kedalaman) yang selanjutnya akan digunakan untuk proses *seismic well tie* yaitu mengikat data sumur terhadap data seismik dan mengkorelasi reservoir. Dari keseluruhan sumur yang ada digunakan hanya sumur 1653 yang memiliki data *checkshot*. Data *checkshot* tersebut diaplikasikan pada semua sumur karena sumur-sumur yang digunakan memiliki datum yang sama.

## 3.2 Pengolahan Data

Pada bagian berikut akan dijelaskan proses yang dilakukan selama studi kali ini, dimana dari data seismik, data sumur log dan data check shot dapat dijadikan alat yang bisa memberi informasi litologi dan porositas dari hasil inversi serta analisa multi atribut yang dilakukan.

### 3.2.1 Memuat Data Sumur dan Data Seismik

Ini adalah hal yang pertama kali dilakukan saat akan melakukan proses interpretasi data seismik, untuk memuat data sumur kita harus mengetahui nilai Kelly Bushing (KB), nilai *surface elevation* dari sumur dan posisi sumur terhadap data seismik. Pada penelitian ini, cakupan area seismik serta posisi sumur telah ditunjukkan pada **Gambar 3.1**.

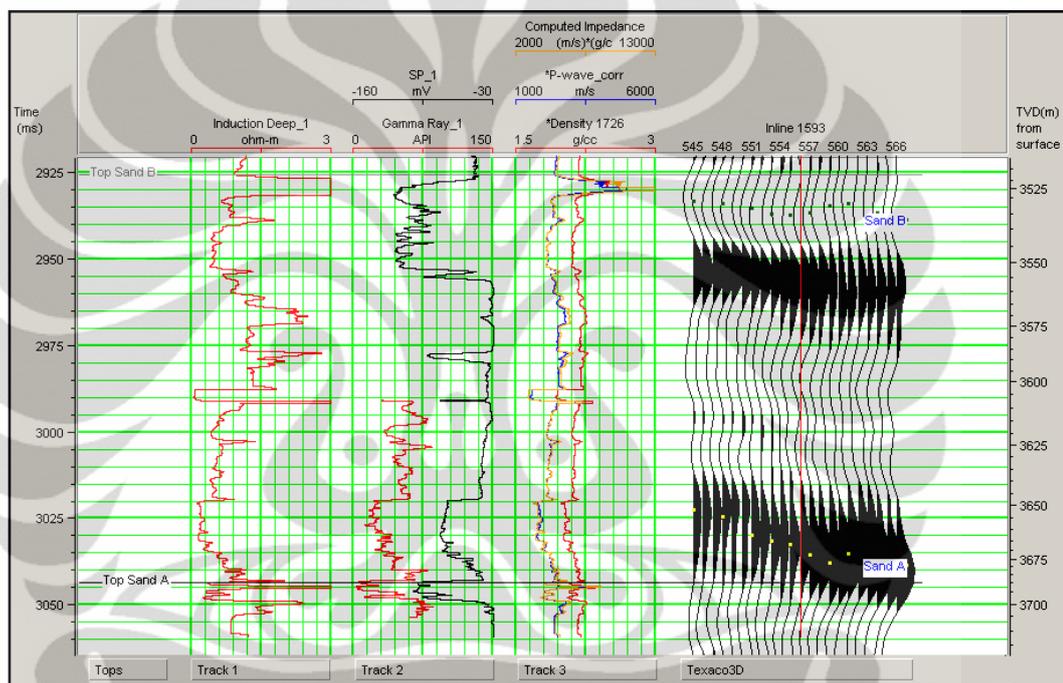
Hal lain yang harus diperhatikan juga adalah kelengkapan tersebut, antara lain *geology marker* dan *deviated geometry*. *Geology marker* berfungsi sebagai panduan lapisan geologi pada daerah sepanjang sumur, namun kita hanya fokus pada *marker* disekitar daerah reservoir yang berada pada kedalaman tertentu, sedangkan *deviated geometry* sebagai nilai deviasi atau kemiringan lubang sumur terhadap daerah tempat sumur berada atau titik pertama sumur dimulai.

### 3.2.2 Penentuan *Marker* Geologi dari Data Log Sumur

Penentuan *marker* geologi dilakukan untuk mengetahui batasan reservoir dari informasi data sumur, dengan melakukan korelasi sumur yang ditinjau dari log SP, log *resistivity* (ILD dan ILM), log densitas (RHOB) dan log sonic (*P-wave*). Log *resistivity* yang bernilai besar bisa menandakan adanya hidrokarbon. Selain itu persilangan yang terjadi antara log *sonic* yang bernilai besar dan log densitas yang bernilai kecil juga dapat menjadi acuan daerah reservoir gas, karena nilai log *sonic* yang besar menandakan formasi tersebut memiliki kecepatan gelombang P yang tinggi, sedangkan nilai densitas kecil karena gas memiliki masa jenis rendah.

Pada penelitian ini, log GR tidak tersedia pada setiap well, namun untuk menentukan batas litologi dapat digunakan log SP. Log SP sendiri mengukur nilai tahanan jenis pada formasi batuan. Jika instrumen log SP melewati formasi batuan yang konduktif maka nilai SP akan kecil, sedangkan formasi batuan yang resistif nilai log SP akan besar.

Lapangan Texaco sendiri merupakan lapangan lepas pantai (*offshore*), dimana pada saat pengeboran, lumpur yang digunakan adalah *water-based mud* yang berasal dari air laut yang memiliki kandungan  $Cl^-$  yang relatif lebih tinggi dibandingkan dengan air tawar. Oleh karena itu penetrasi *drilling mud* pada formasi batu pasir akan menghasilkan nilai SP yang kecil pada formasi tersebut. Pada **Gambar 3.3**, ditunjukkan 8 *marker* geologi yang menunjukkan potensi sebagai reservoir.



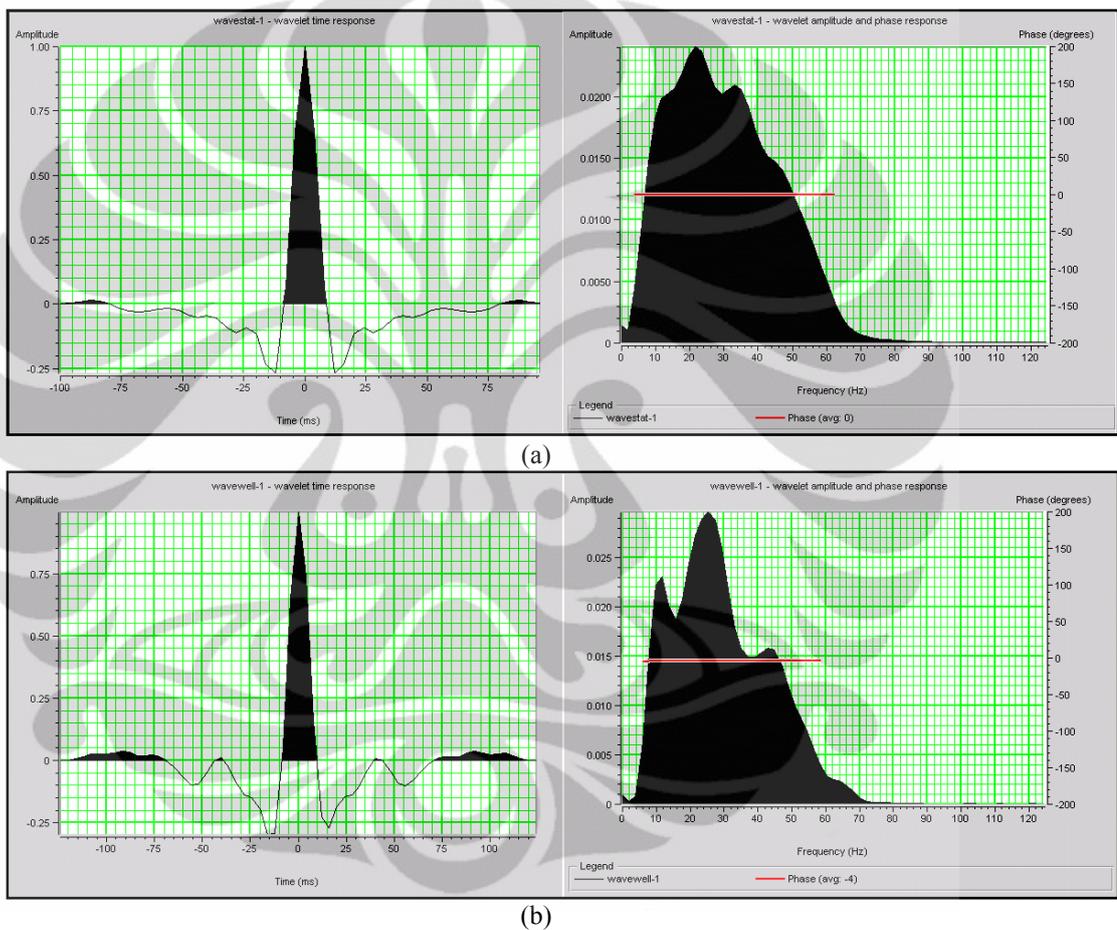
**Gambar 3.3** Penentuan *marker* reservoir Sand A pada sumur 1726

### 3.2.3 Ekstraksi *Wavelet* dan Pengikatan Data Sumur

Mengikat data sumur dengan data seismik, dikenal dengan istilah *well-seismic tie*, proses ini dilakukan untuk mengikat atau mencocokkan antara data sumur yang berada pada *domain* kedalaman (m) dengan data seismik yang berada pada *domain* waktu (t), sehingga data *marker* dapat digabungkan dari sumur untuk penentuan *horizon* pada data seismik.

Proses ekstraksi *wavelet* sendiri dilakukan dengan dua proses, pertama menggunakan cara statistik yaitu dengan mengekstraksi *wavelet* dari *cube* data

seismik di sekitar zona target, untuk melakukan korelasi awal data sumur terhadap data seismik. Proses kedua adalah dengan mengekstraksi *wavelet* dari setiap sumur yang sudah dikonversi dari fungsi kedalaman menjadi fungsi waktu dengan menggunakan data *check shot*, tujuannya untuk mendapatkan nilai korelasi yang lebih baik daripada korelasi awal antara seismogram sintetik dengan data seismik pada saat proses *well-seismic tie*.



**Gambar 3.4** Bentuk *wavelet* dan penampang frekuensi vs amplitudo

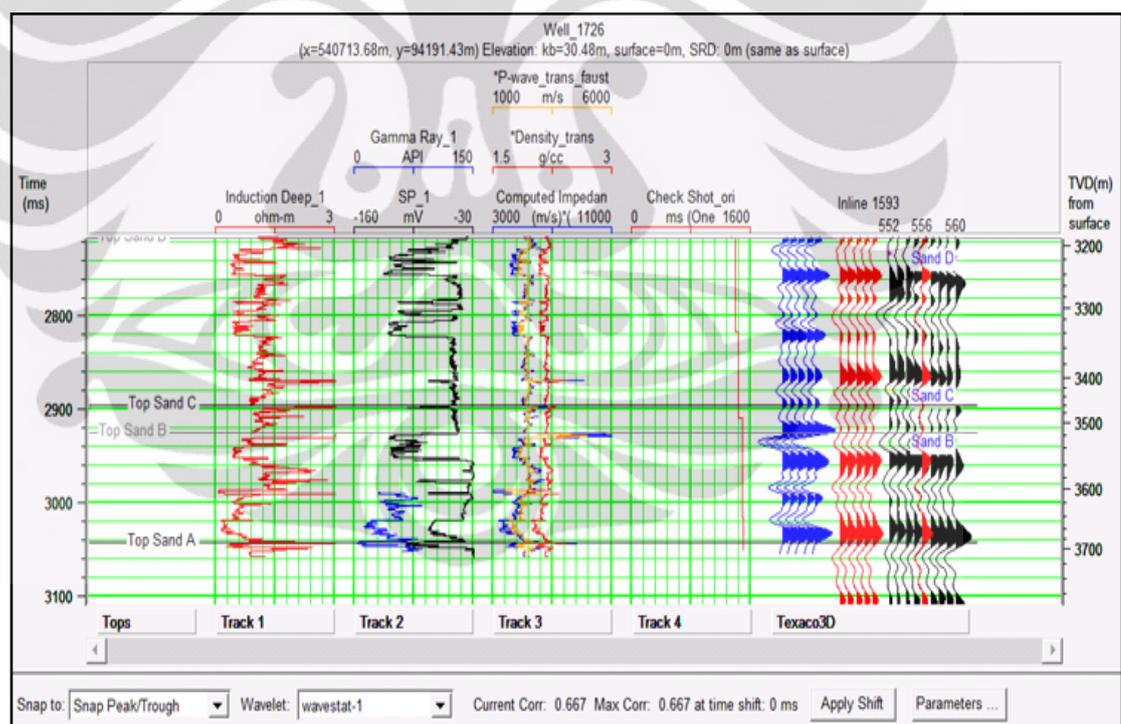
(a) Proses statistik (b) Proses menggunakan sumur

**Tabel 3.2** Perbandingan korelasi *well-seismic tie*

	1602m	1606	1607	1609	1626	1629	1631	1643	1653	1681	1726	1741	Total Korelasi
Statistik	0,647	0,729	0,734	0,724	0,632	0,724	0,735	0,726	0,702	0,698	0,667	0,623	0,695
Sumur	0,661	0,744	0,725	0,728	0,604	0,716	0,731	0,731	0,704	0,705	0,705	0,631	0,699

Pada penelitian ini digunakan *wavelet* dari proses ekstraksi dari sumur karena menghasilkan korelasi yang paling tinggi pada saat melakukan *well-seismic tie* (**Tabel 3.2**). *Wavelet* yang digunakan memiliki domain frekuensi sekitar 25Hz dengan fasa nol dengan panjang gelombang 250ms. Fasa dari *wavelet* ini sangat penting untuk penentuan *horizon* nantinya. Jika digunakan fasa nol, maka penentuan horizon dilakukan di *peak* atau *through* dari data seismik.

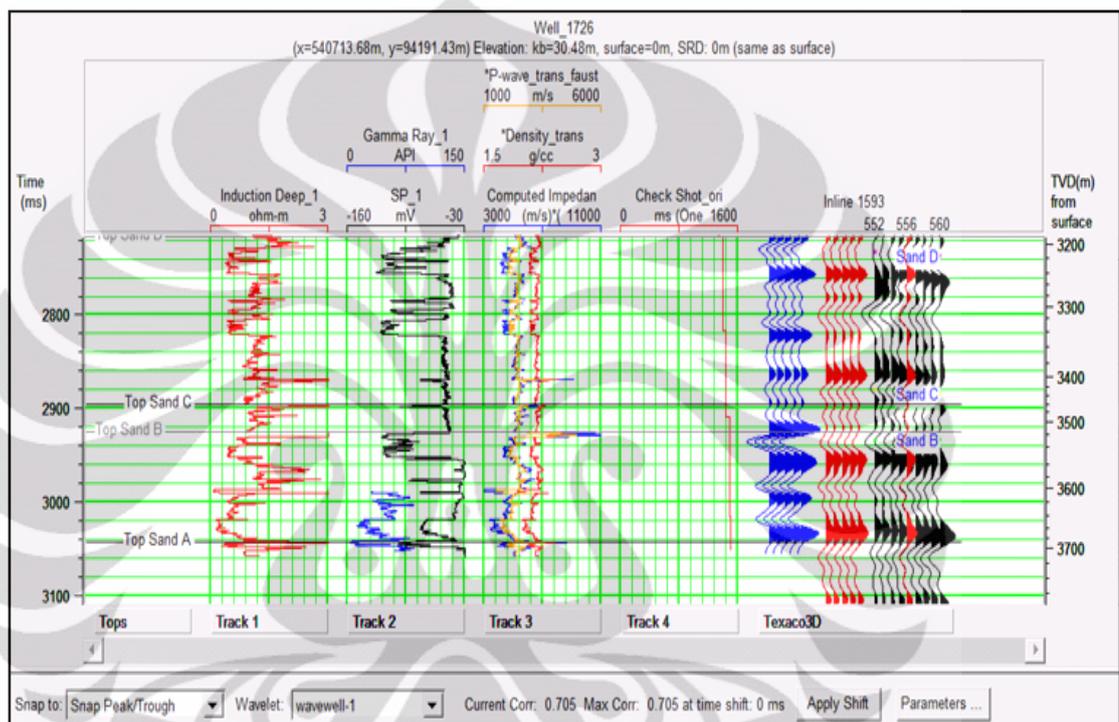
Setelah itu dilakukan proses *well-seismic tie* dengan menggunakan *wavelet* yang telah diekstrak sebelumnya dan dikonvolusi dengan koefisien refleksi untuk menghasilkan seismogram sintetik. Sebelum melakukan proses *well-seismic tie*, data sumur terlebih dahulu dikonversi dari domain kedalaman menjadi domain waktu dengan menggunakan data *check shot*.



**Gambar 3.5** Proses *well-seismic tie* dengan menggunakan *wavelet* hasil proses statistik pada sumur 1726 dengan nilai korelasi 0.667

Proses *stretch-squeeze* serta *bulk shifting* dilakukan untuk mencocokkan *trace* seismik dengan *trace* sintetik, sebelum itu kita harus mengetahui kisaran kedalaman dari *marker* geologi agar tidak mengalami kesalahan dalam proses *well-seismic tie*. *Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 10ms.

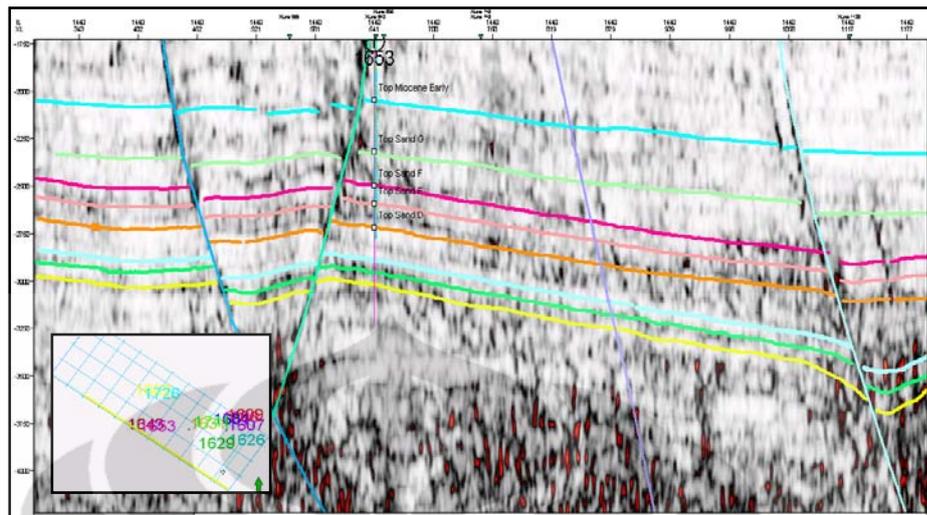
Batas pergeseran tersebut perlu diperhatikan karena jika melebihi 10ms akan menyebabkan data sumur mengalami *shifting*, hal ini akan berpengaruh pada saat penentuan nilai fasa dari data sumur tersebut, dimana nilai fasa akan mengalami pergeseran dari nilai fasa sebenarnya, setelah melakukan proses ini kita melihat besar nilai dari korelasinya, seperti ditunjukkan **Gambar 3.6**.



**Gambar 3.6** Hasil korelasi di sumur 1726 dengan nilai mencapai 0.705

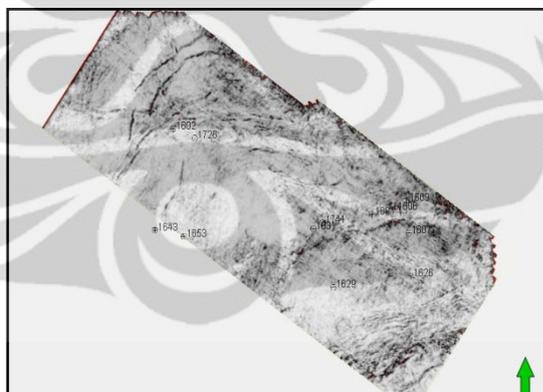
### 3.2.4 Interpretasi Seismik dan *Picking Horizon*

Penentuan bidang patahan serta *horizon* digunakan untuk analisa struktur dan stratigrafi. Lapangan Texaco sendiri memiliki fitur struktural yang sangat banyak, dengan menggunakan atribut *coherence (variance)* dapat melihat kemenerusan bidang patahan dari spesifik waktu tertentu untuk menentukan patahan yang ada pada lapangan Texaco seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 3.7**.



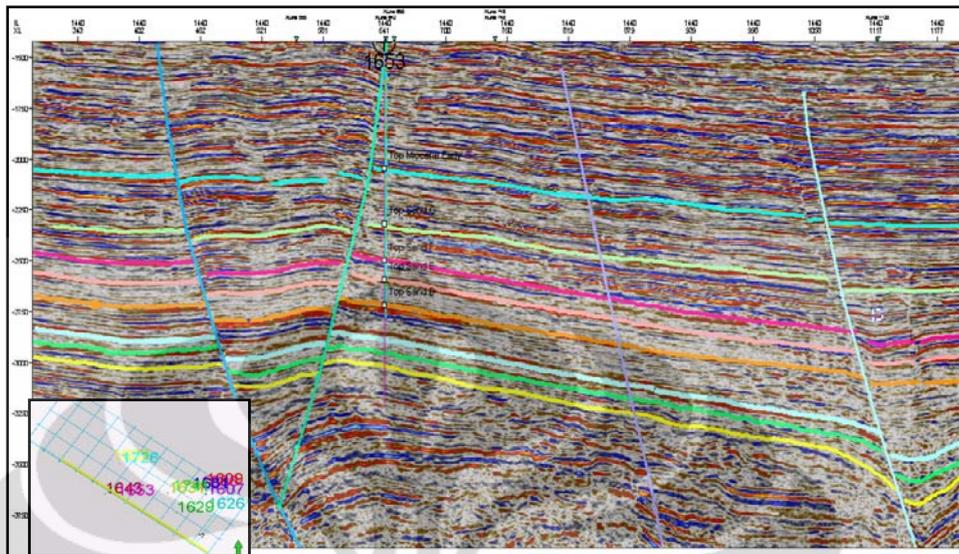
**Gambar 3.7** Proses *fault picking* pada data seismik dengan menggunakan atribut *coherence*

*Picking horizon* dilakukan dengan cara membuat garis horison pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.9**. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari reservoir sangat dibutuhkan dalam melakukan *picking horizon* ini.



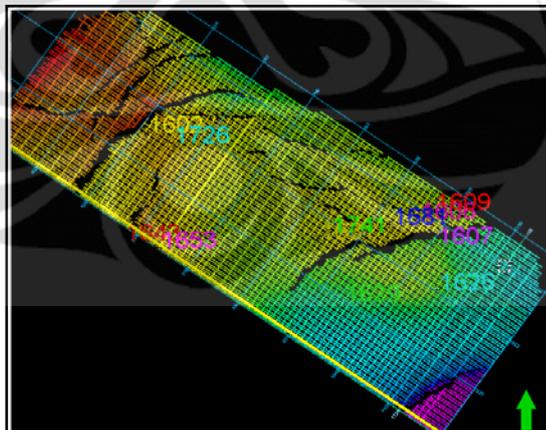
**Gambar 3.8** *Time slice* 2850ms menunjukkan fitur patahan dan kekar pada sekitar *horizon top sand C*

Proses *well-seismic tie* sangat berpengaruh pada hasil *Picking Horizon*, karena proses *well-seismic tie* berguna untuk menyamakan posisi kedalaman sumur yang sebenarnya pada seismik. Umumnya horison yang akan kita *picking* adalah batas atas (*top*) atau batas bawah (*bottom*) dari daerah reservoir yang merupakan target pada data seismik kita atau batas *marker* geologi yang kita punya dari data log.



**Gambar 3.9** Hasil *picking horizon* pada data seismik

*Line* yang pertama kali di *picking* adalah *line* yang terdapat sumur, dan *line* tersebut nantinya akan dijadikan acuan untuk *picking horizon* pada *line* – *line* berikutnya, sebagai *QC* hasil *picking horizon* ditampilkan *base map*, seperti **gambar 3.10**.



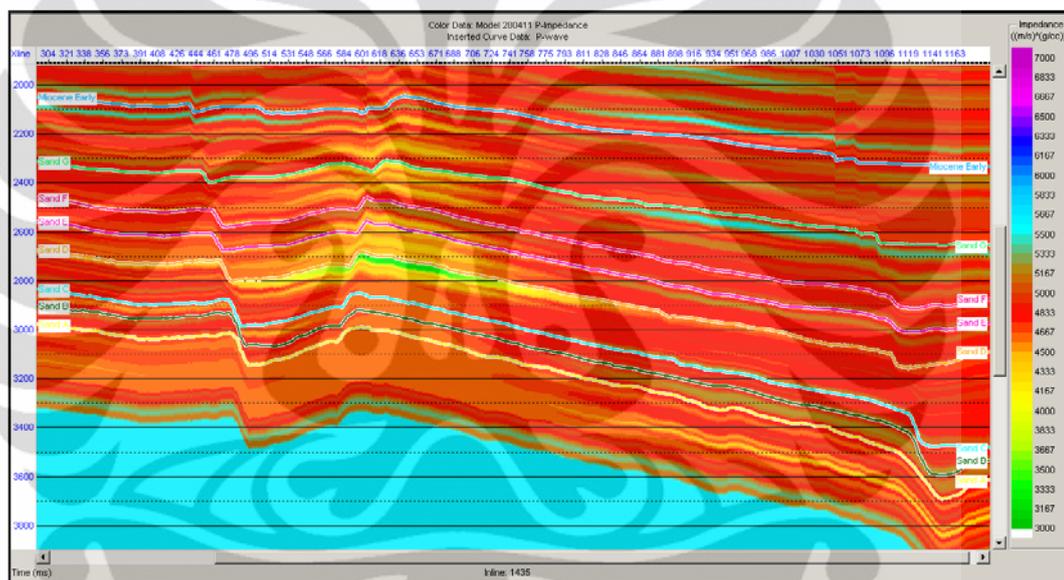
**Gambar 3.10** *Map view* dari hasil *Picking Horizon* pada top sand C

Warna yang tampak pada *base map* menandakan kedalaman dari daerah seismik, dan warna hasil interpolasi antara *xline* dan *inline* terlihat rapih dan berkesinambungan maka hasil *picking horizon* kita telah tepat, *picking horizon* pada *inline* dan *xline* sesuai.

### 3.2.5 Seismik Inversi

Inversi seismik didefinisikan sebagai permodelan geologi bawah permukaan bumi, dengan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2007), sedangkan model geologi yang di hasilkan dari hasil inversi adalah model impedansi akustik yang merupakan parameter fisis dari suatu lapisan batuan.

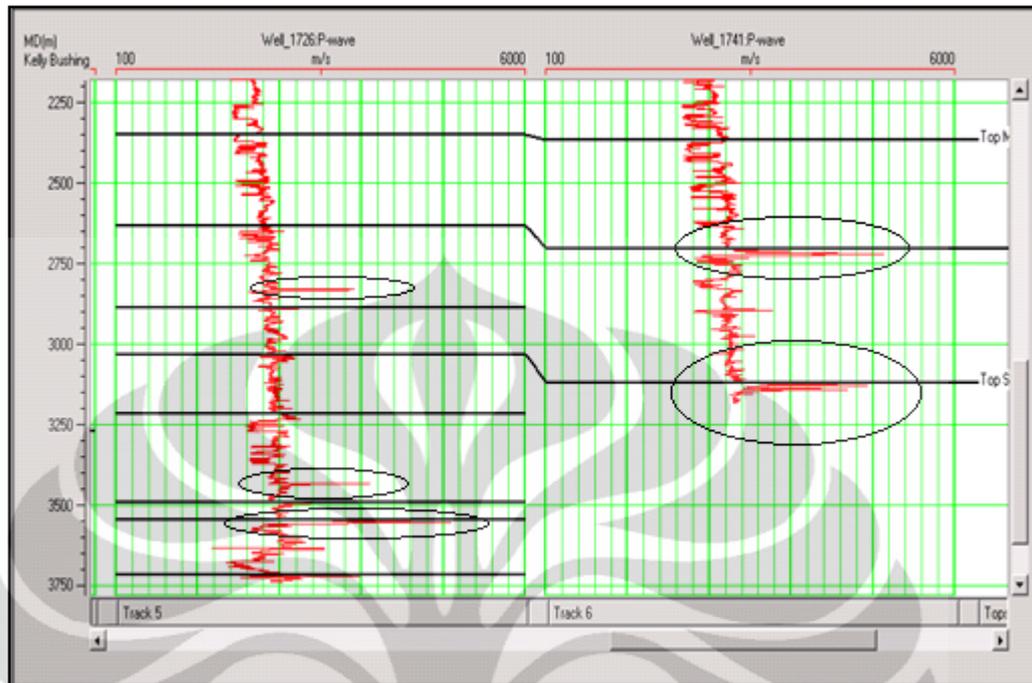
#### 3.2.5.1 Pembuatan *Earth Model Acoustic Impedance (AI)*



**Gambar 3.11** Pemampang *Earth Model* impedansi akustik

Pada pemodelan ini, menggunakan 6 data sumur, yaitu 1602m, 1607, 1609, 1626, 1629, dan 1653, serta menggunakan log *P-wave* dan log densitas dan memasukan semua horison yang digunakan. Pemodelan yang didapatkan ditunjukkan pada **Gambar 3.11**.

Pada penelitian ini hanya digunakan 6 sumur, karena pada sumur lainnya yaitu sumur 1606, 1631, 1643, 1681, 1726, dan 1741 menunjukkan nilai log *P-wave* yang sangat tinggi (*outscale*) sehingga jika sumur tersebut digunakan, akan menghasilkan nilai impedansi yang tinggi. Sedangkan nilai tertinggi *P-wave* pada sumur yang digunakan, tidak melebihi 4000ms.



**Gambar 3.12** Nilai log  $P$ -wave pada sumur 1726 dan 1741 yang menunjukkan nilai *outscale* di beberapa kedalaman

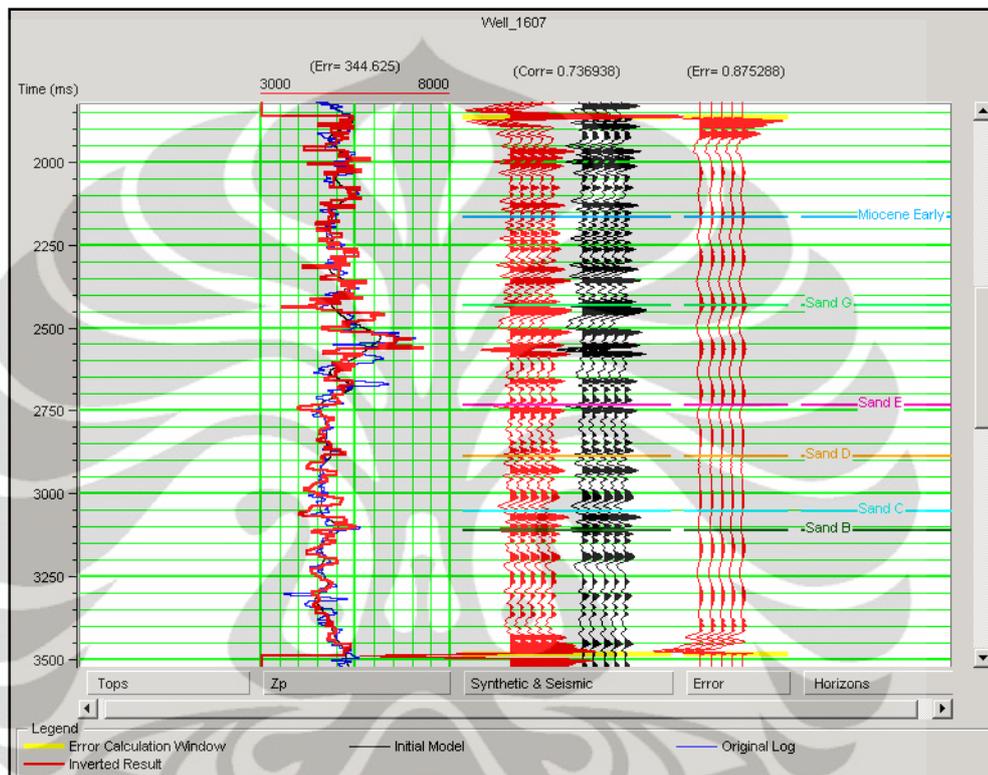
### 3.2.5.2 Analisa Inversi AI

Setelah membuat *earth model* yang nantinya akan dijadikan input proses inversi, kita harus melakukan analisis inversi, hal ini ditujukan sebagai simulasi inversi, agar hasil inversi yang kita lakukan memiliki hasil yang baik dengan memasukan nilai parameter yang sesuai, Pada analisis inversi ini yang ingin dilihat adalah nilai *error* dari  $P$ -Impedance log dan  $P$ -impedance inversi serta melihat korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace*.

Pada analisis inversi, metode yang digunakan adalah *Linear Programming Sparse Spike* dengan parameter yang digunakan :

- *Sparseness* : 85 %
- *Max constraint frequency* : 10 Hz
- *Window length* : 256
- *Processing sample rate* : 4 ms

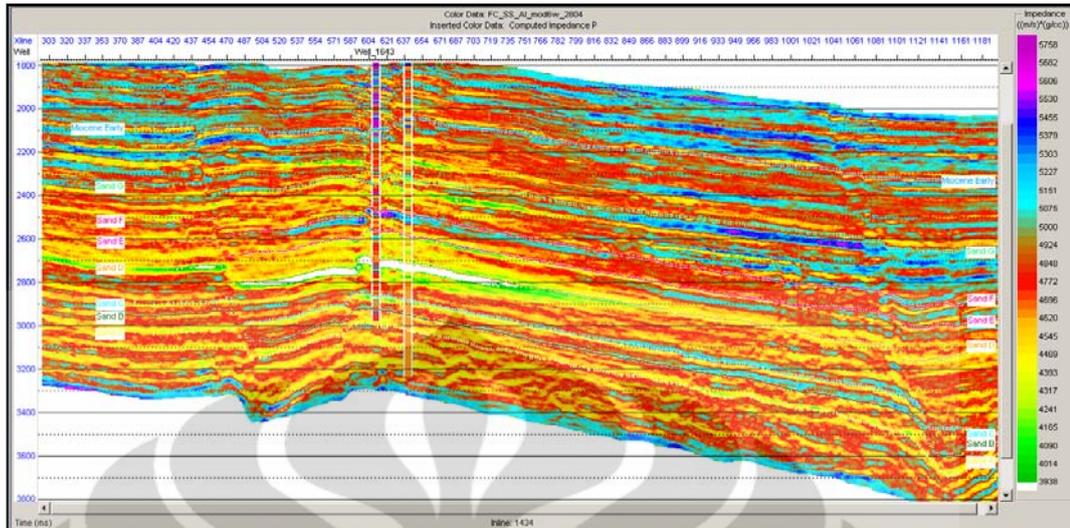
Hasil analisis *sparse spike* menunjukkan korelasi yang baik dengan total nilai RMS *error P-Impedance* log dan *P-Impedance* inversi sebesar 344.625 dan korelasi antara *synthetic seismic trace* dan *seismic trace* sebesar 0.7369 seperti ditunjukkan pada **gambar 3.13**.



**Gambar 3.13** Analisis pra-inversi AI untuk metode *sparse-spike*

### 3.2.5.3 Inversi AI dengan Metoda *Sparse-Spike*

Setelah melakukan analisa inversi, dengan mencoba bermacam – macam nilai pada input parameter inversinya dan melakukan simulasi maka kita siap melakukan inversi. Dalam studi kali ini proses inversi hanya menggunakan metode *Linear Programming Sparse-Spike*, dan hasil penampang inversinya seperti pada **gambar 3.14**.

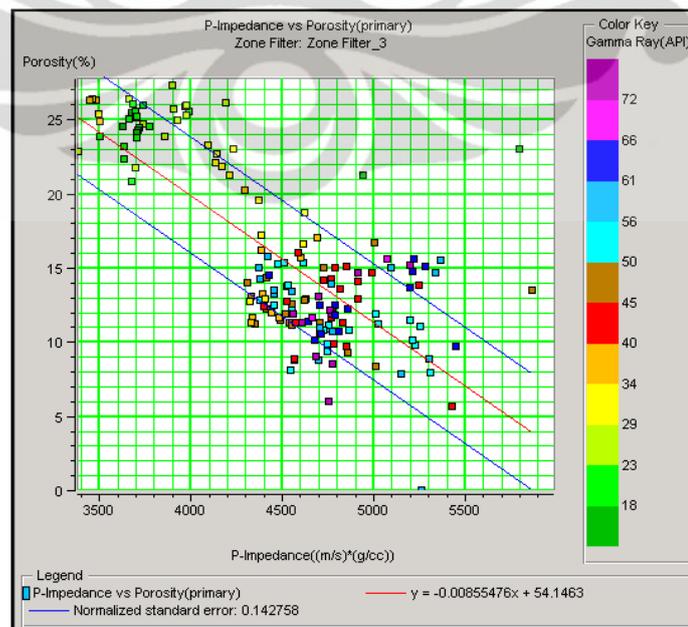


Gambar 3.14. Hasil inversi AI dengan metoda *sparse-spike*

Setelah melakukan inversi kemudian penampang hasil inversi di transformasi menjadi volume porositas dengan persamaan :

$$\text{Porositas} = -0.00855476 \text{ AI} + 54.1463 \tag{4.1}$$

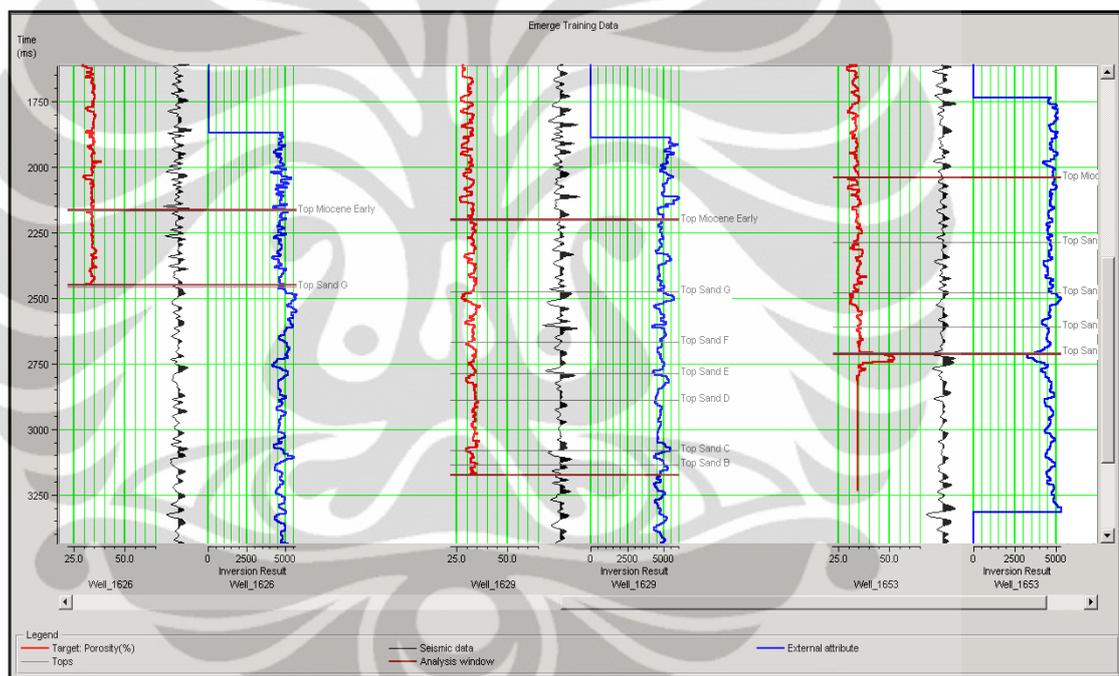
Dimana persamaan tersebut merupakan regresi linear yang didapat dari plot silang antara nilai impedansi akustik vs porositas.



Gambar 3.15 Regresi fungsi porositas terhadap AI

### 3.2.6 Analisis Multi Atribut

Setelah melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik dan menentukan property log yang digunakan untuk memisahkan antara reservoir dan non reservoir kemudian dilakukan analisa multi atribut. Untuk menentukan atribut mana saja yang akan digunakan dalam prediksi log ini, dilakukan training terhadap log target dengan beberapa atribut seismik. Dari proses training ini diperoleh kelompok atribut seismik terbaik yang akan dipergunakan untuk memprediksi log porositas.



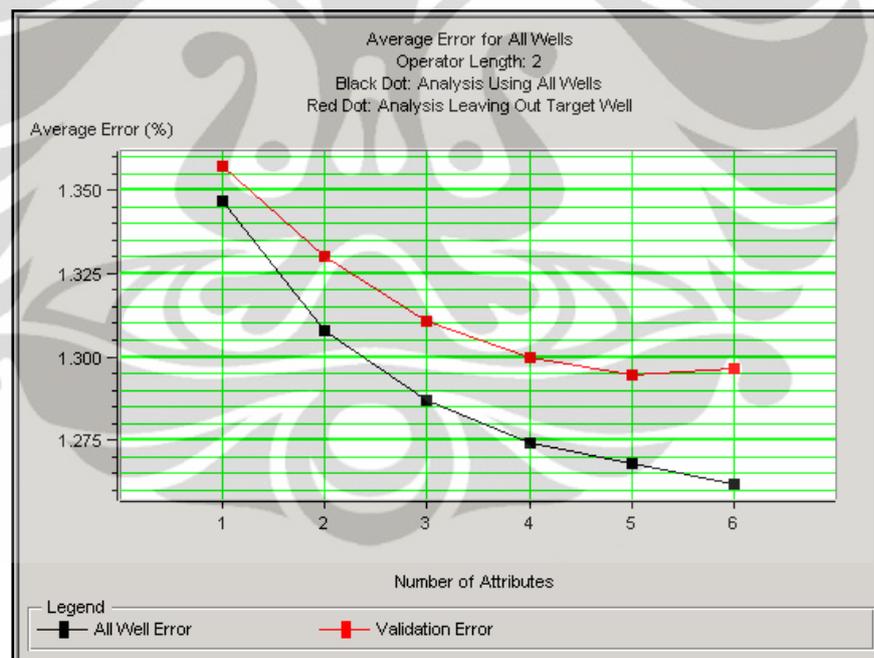
Gambar 3.16 Penampang log target, tras seismik dan tras inversi AI

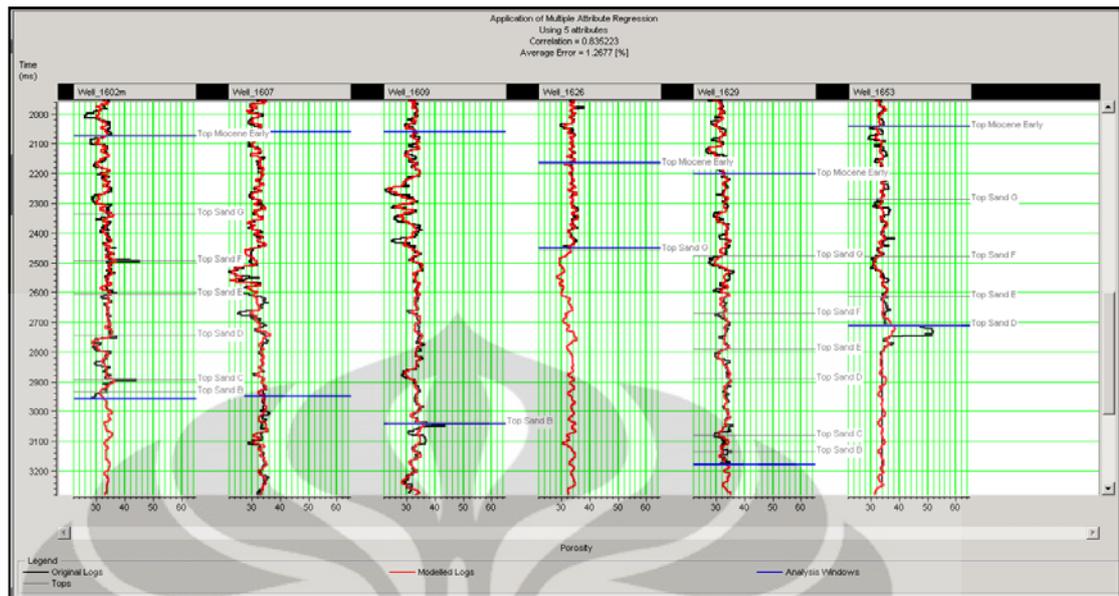
Parameter untuk menentukan kelompok atribut seismik terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log target adalah nilai prediksi error dan validasi error. Nilai prediksi error akan menurun sejalan dengan jumlah atribut yang digunakan, sedangkan nilai validasi error adalah nilai yang diperoleh jika salah satu dari keenam sumur yang digunakan tidak disertakan dalam proses training.

**Tabel 3.3** Analisa multi atribut seismik

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Sqrt( Porosity )	( Inversion Result )**2	1.346671	1.357246
2	Sqrt( Porosity )	Filter 5/10-15/20	1.307699	1.329997
3	Sqrt( Porosity )	Filter 55/60-65/70	1.286992	1.310638
4	Sqrt( Porosity )	Cosine Instantaneous Phase	1.273949	1.299894
5	Sqrt( Porosity )	Derivative	1.267697	1.294584
6	Sqrt( Porosity )	Derivative Instantaneous Amplitude	1.261771	1.296663

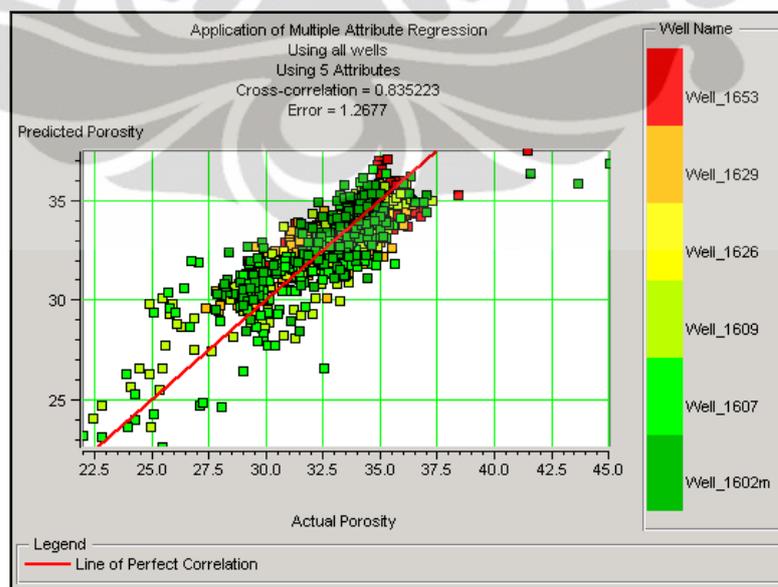
Dari hasil training diperoleh bahwa nilai validasi error dan prediksi error menurun hingga digunakannya lima buah atribut. Penggunaan lebih lima buah atribut akan menyebabkan data menjadi *over training*, hal ini diperlihatkan oleh nilai validasi error yang meningkat setelah penggunaan lebih dari lima atribut.

**Gambar 3.17** Kurva prediksi error dan validasi error untuk multi atribut



**Gambar 3.18** Aplikasi multi atribut

Setelah multi atribut diaplikasikan hasil prediksi log porositas pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.85 (85%) saat dilakukan *cross plot* terhadap nilai porositas sebenarnya pada data sumur tersebut. Hasil ini menunjukkan bahwa hasil prediksi porositas dengan menggunakan lima atribut tersebut cukup baik.

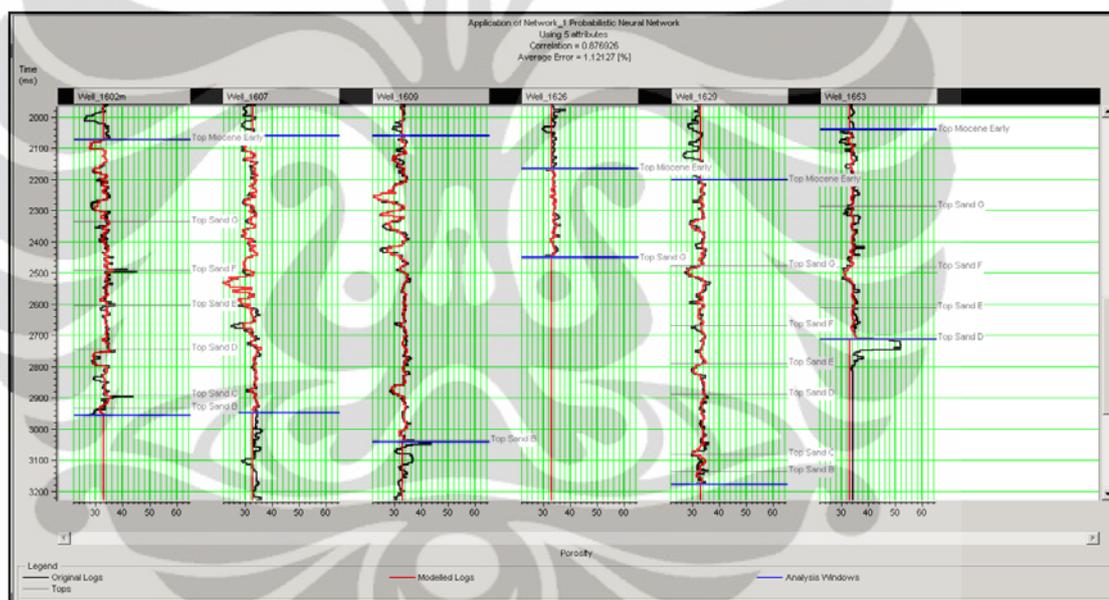


**Gambar 3.19** *Cross plot* antara nilai porositas asli dengan prediksi

### 3.2.6.1 Aplikasi *Probabilistic Neural Network*

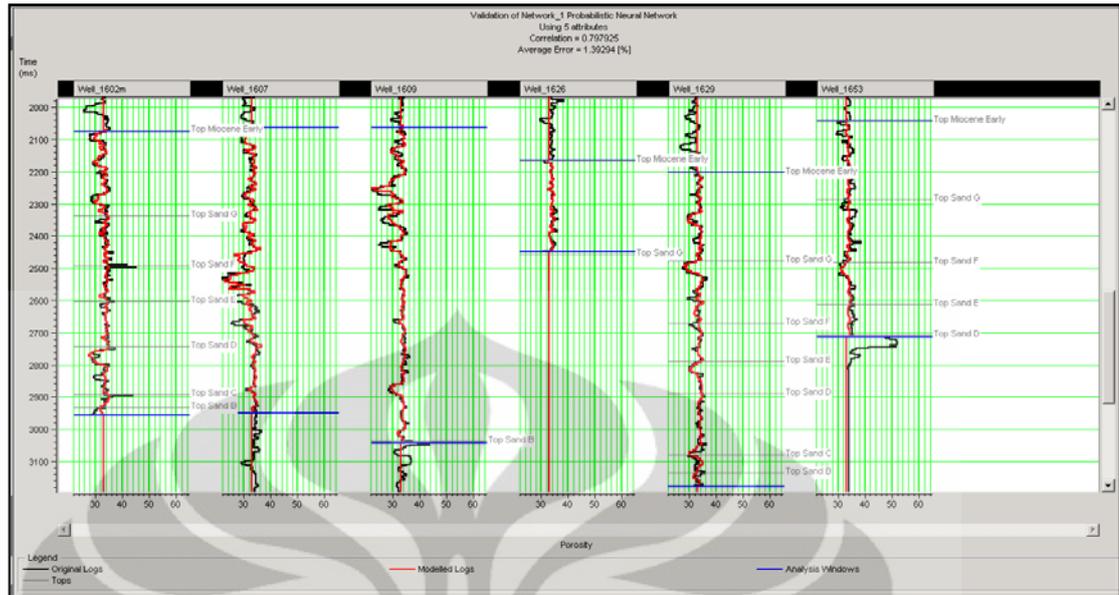
Pada bagian ini digunakan kemampuan neural network untuk meningkatkan prediksi porositas. Harapannya adalah karakteristik non-linier dari neural network akan meningkatkan prediksi dan resolusi dari penurunan volume porositas. Algoritma yang digunakan pada tugas akhir ini adalah *Probabilistic Neural Network*.

Untuk memulai analisa neural network terlebih dahulu adalah melakukan training terhadap atribut yang akan digunakan.



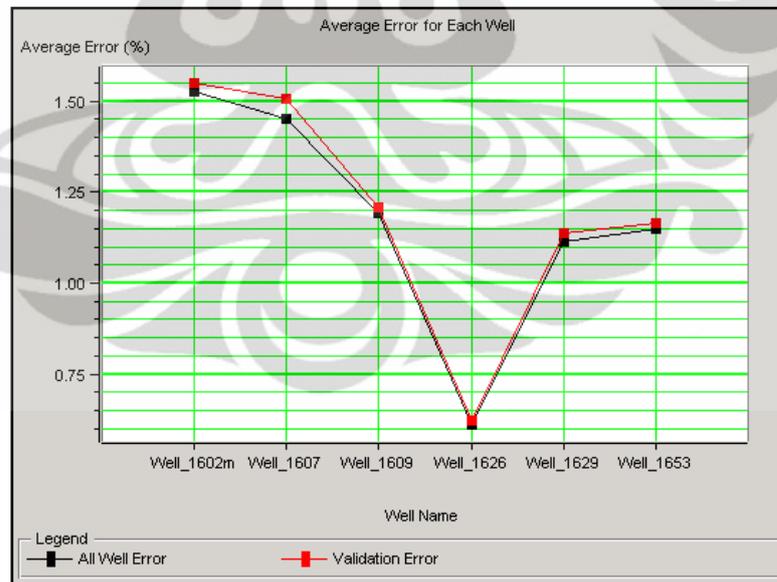
Gambar 3.20 Hasil training *Probabilistic Neural Network*

Dengan penggunaan *Probabilistic Neural Network* diperoleh koefisien korelasi log target dan log yang diprediksi meningkat menjadi 87%. Setelah dilakukan training, selanjutnya adalah memvalidasi seberapa besar atribut akan memprediksi nilai jika tidak menggunakan salah satu *training well*.



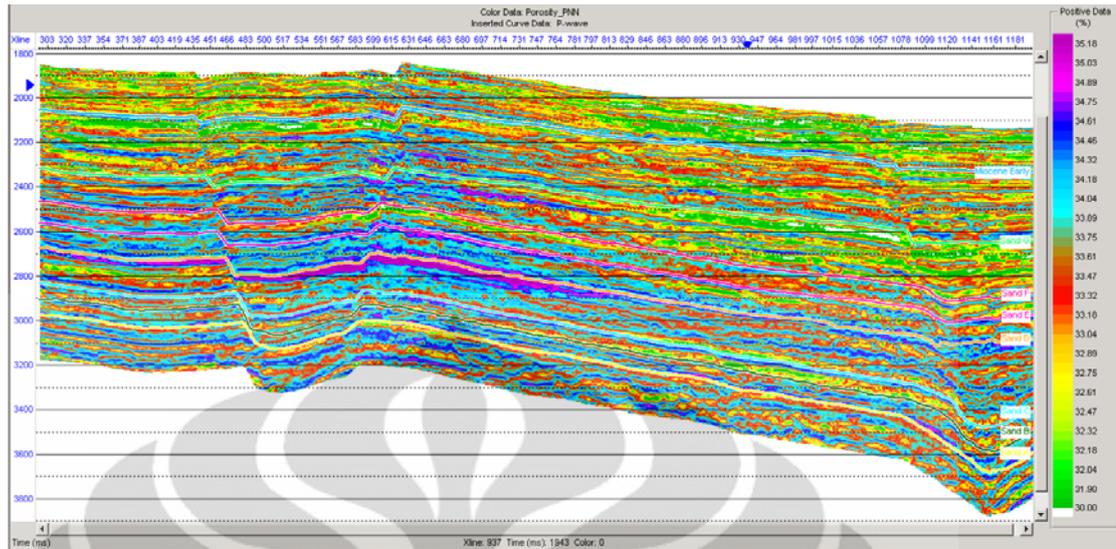
**Gambar 3.21** Hasil validasi PNN

Hasil validasi dari aplikasi PNN adalah sebesar 79%. Variasi error di setiap sumur ditunjukkan pada **Gambar 3.22**.



**Gambar 3.22** Error rata-rata untuk seluruh sumur yang digunakan

Aplikasi hasil *Probabilistic Neural Network* akan diaplikasikan pada data seismik untuk mengetahui sebaran porositas pada area studi.

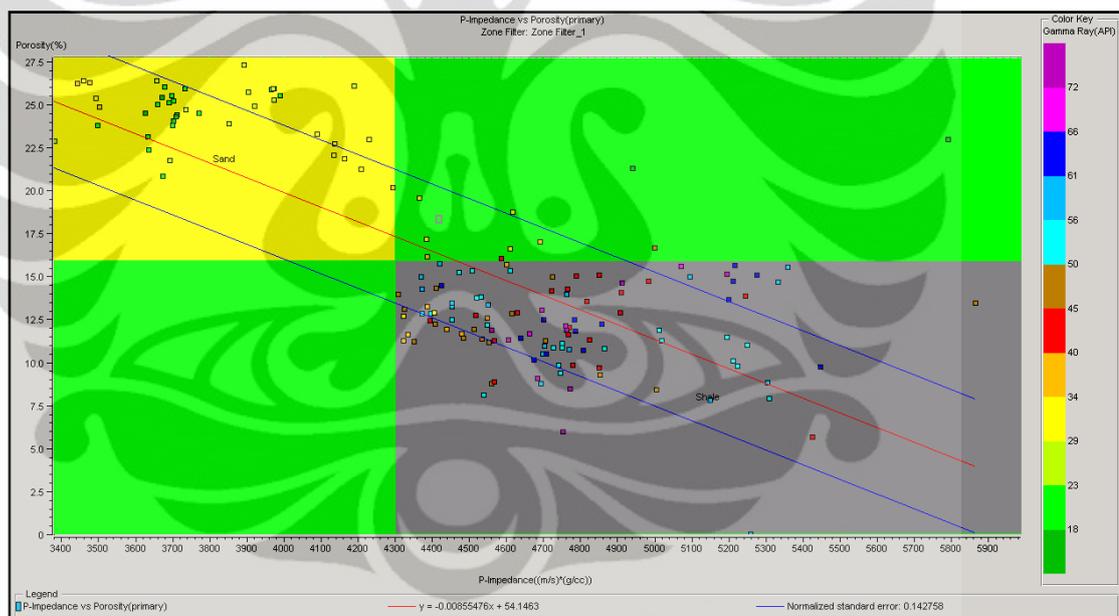


**Gambar 3.23** Aplikasi *Probabilistic Neural Network* pada data seismik untuk mengetahui sebaran porositas

## BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Karakterisasi Reservoir dengan Analisa *Cross Plot*

*Cross plot* dilakukan untuk mengetahui lokasi reservoir dari data log, *cross plot* berguna juga untuk menentukan *marker* saat akan melakukan *picking horizon*, *cross plot* dilakukan antara dua log pada sumbu kartesian X dan Y, semakin sensitif Log tersebut dengan Log yang di *cross plot* maka akan semakin jelas zona *cut-off*, sehingga dapat memisahkan litologi dan fluidanya, berikut adalah *cross plot* antara impedansi akustik vs porositas :



**Gambar 4.1** Penampang *cross-plot* antara impedansi vs porositas dengan *color key* Gamma Ray

Pada *cross plot* antara impedansi akustik dan porositas, zona 1 yang berwarna kuning memiliki nilai antara  $3380(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  -  $4300(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  dan memiliki nilai porositas yang tinggi antara 16.5 - 28% adalah zonasi lapisan batu pasir, yang ditunjukkan sesuai nilai GR yang rendah antara 15API – 40API.



**Gambar 4.2** Penampang *cross section* antara impedansi vs porositas

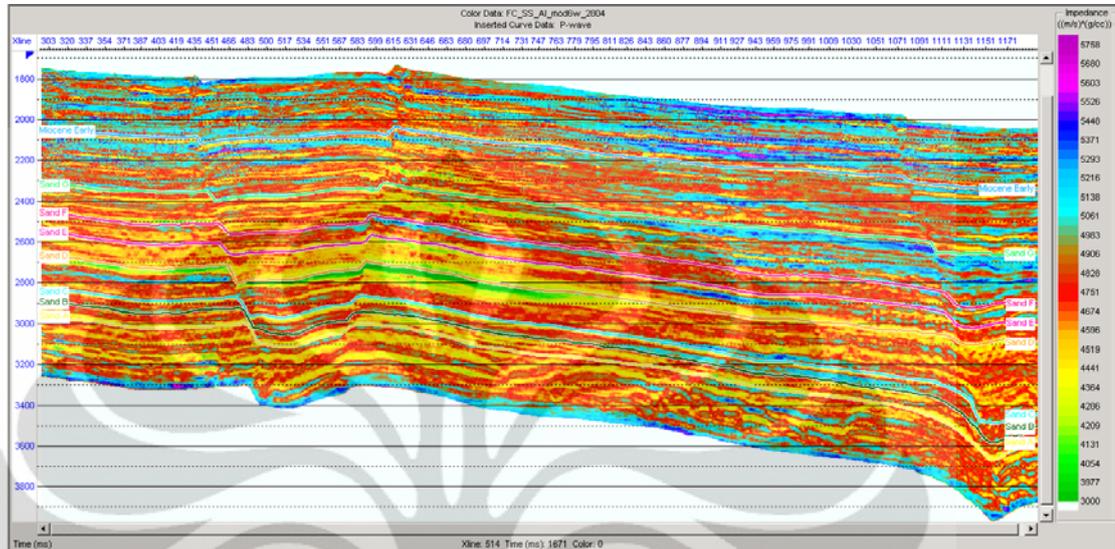
Pada penampang *cross section* antara impedansi akustik dan porositas, lapisan batu pasir ditandai oleh daerah berwarna kuning,, yang terdapat pada kedalaman 3650m – 3670m.

#### 4.2 Analisa Seismik Inversi

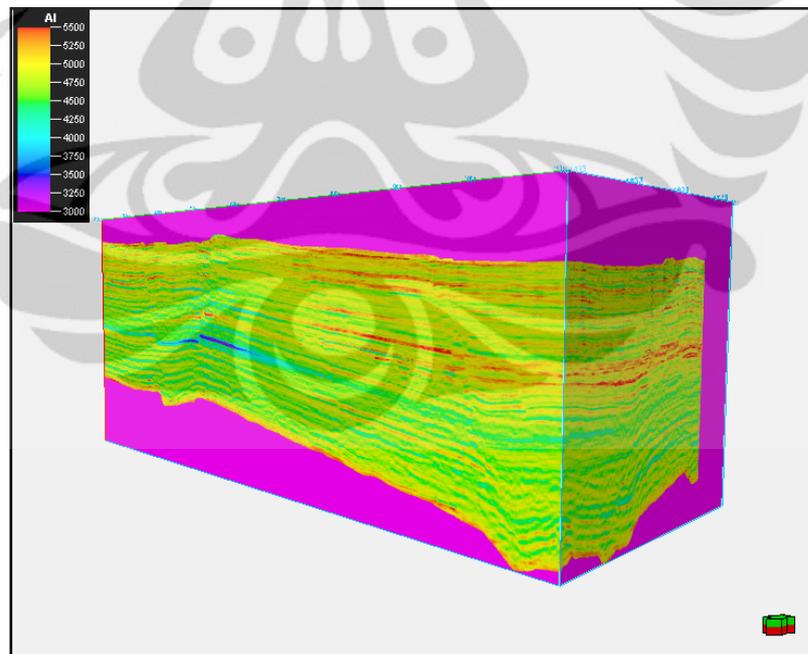
Dari hasil *cross plot* dapat dilihat secara kasar letak reservoir dari hasil perpotongan nilai log yang dijadikan *cross plot*, dan dari informasi *cross section* dapat diketahui nilai impedansi serta porositas tersebut terdapat pada kedalaman yang spesifik, sehingga dapat dilakukan *picking horizon* pada daerah tersebut. Setelah itu dapat dilakukan inversi yang didahului oleh pembuatan *earth model* dan analisis inversi untuk menghasilkan inversi impedansi akustik dari metode *linear programming sparse spike*.

Pada penampang inversi impedansi akustik, dapat dilihat persebaran nilai impedansi akustik yang dapat memisahkan litologi. Lapisan batu lempung terdapat pada nilai impedansi antara  $5000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  -  $6000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ , ditunjukkan oleh warna biru muda hingga ungu. Sedangkan lapisan batu pasir terdapat pada nilai impedansi antara  $3500(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  -  $4500(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  yang

ditunjukkan oleh warna hijau hingga kuning. Sedangkan interval warna lain menunjukkan lapisan batu pasir lempungan.



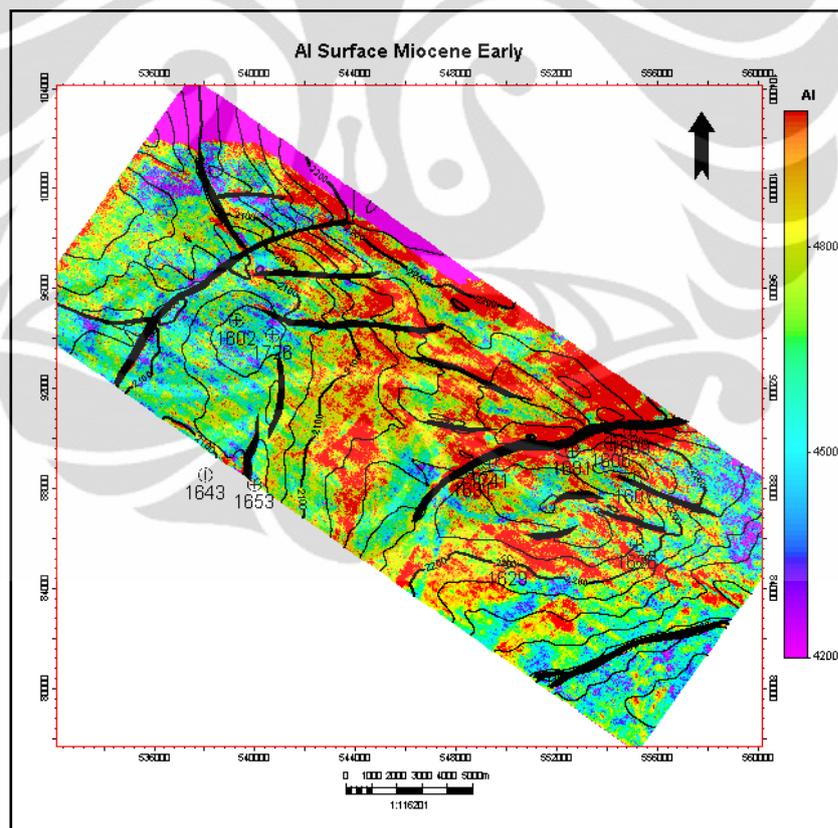
**Gambar 4.3** Penampang hasil inversi impedansi akustik menggunakan metode *linear programming sparse spike*



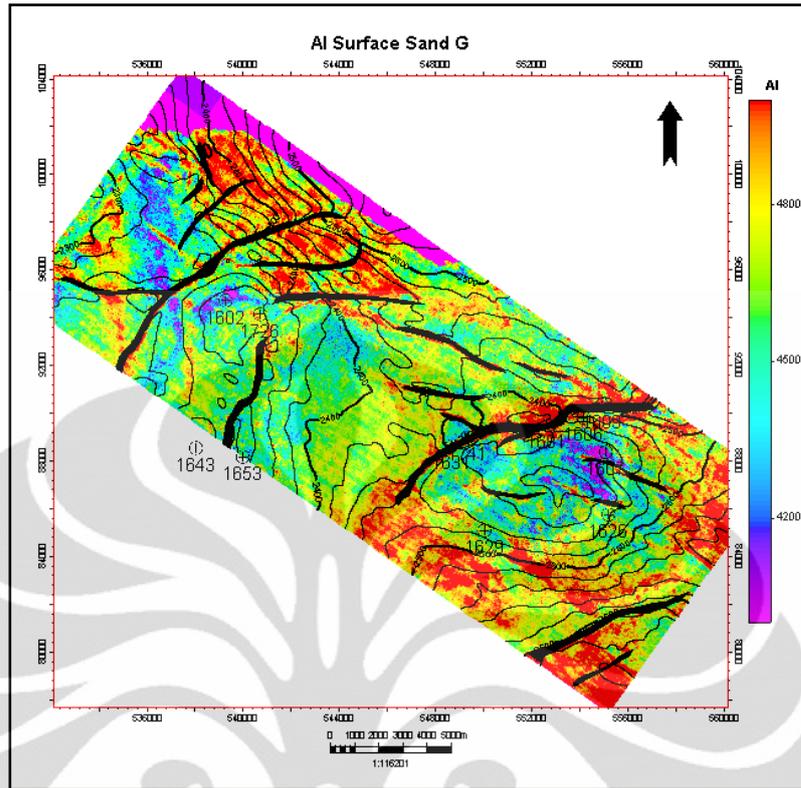
**Gambar 4.4** Volume cube impedansi akustik

#### 4.2.1 Distribusi Reservoir dan Non Reservoir

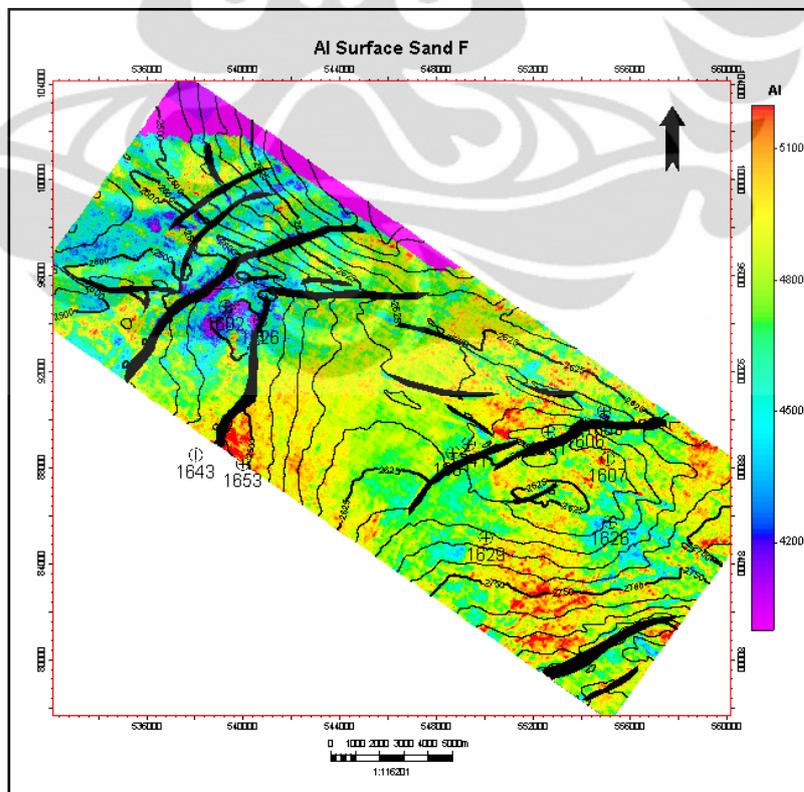
Pada penampang *time slice* secara lateral pada horison Sand G, persebaran nilai AI pada daerah timur menunjukkan nilai AI yang rendah antara  $4000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  -  $4400(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  yang merupakan nilai impedansi akustik dari lapisan batu pasir yang menunjukkan fitur geologi antiklin yang ditunjukkan garis kontur permukaan yang ditunjukkan pada **Gambar 4.4**. Pada penampang *time slice* lateral pada horison Sand E dan horison sand C juga menunjukkan realtif nilai impedansi akustik yang rendah pada daerah tersebut. Sedangkan penampang *time slice* pada horison Sand F, sebaran nilai impedansi akustik yang rendah berada pada antiklin di sebelah timur. Untuk persebaran nilai impedansi pada setiap *time slice* pada seluruh horison dapat dilihat pada **Gambar 4.4**. hingga **Gambar 4.10**.



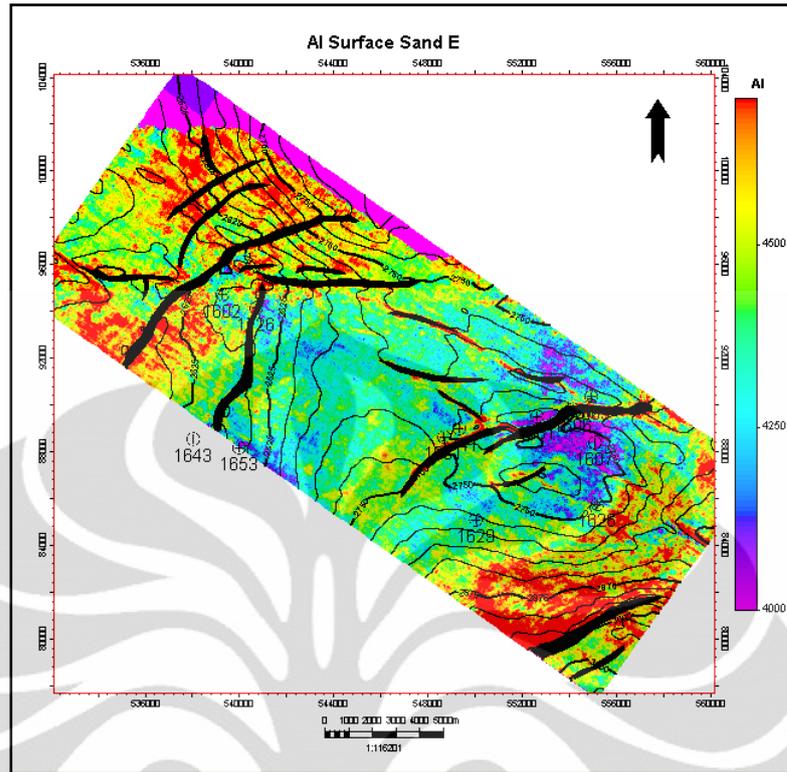
**Gambar 4.5** Peta persebaran AI pada horison Miocene Early



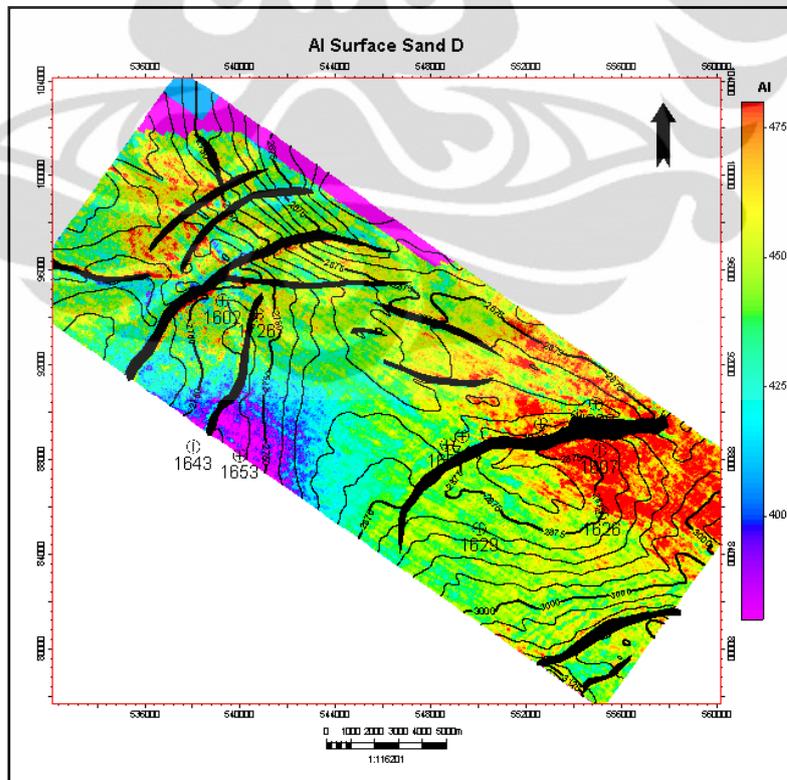
Gambar 4.6 Peta persebaran AI pada horison Sand G



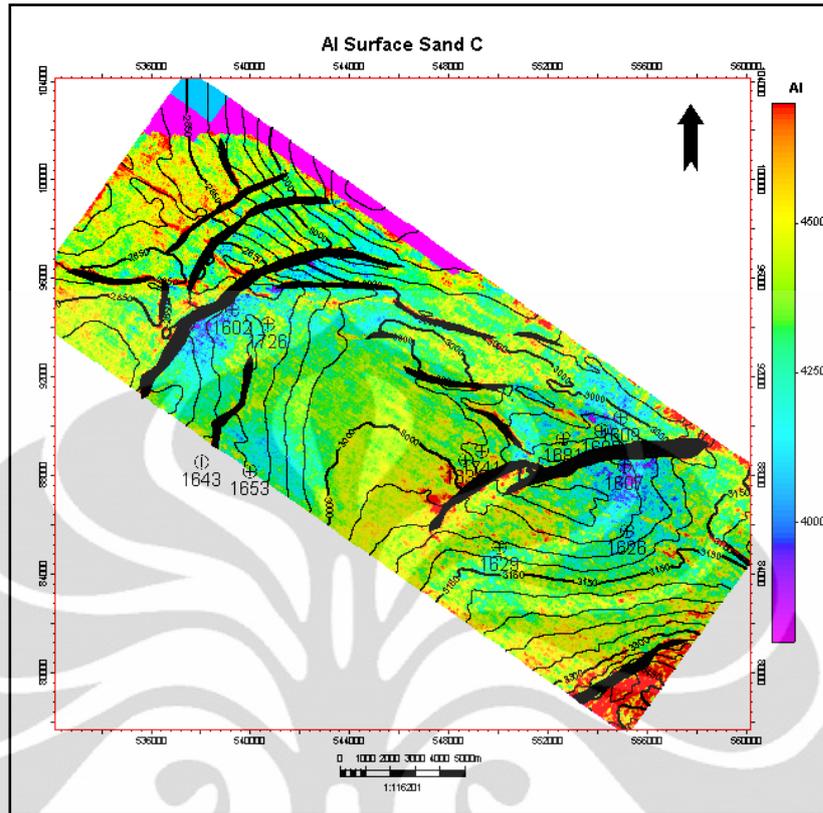
Gambar 4.7 Peta persebaran AI pada horison Sand F



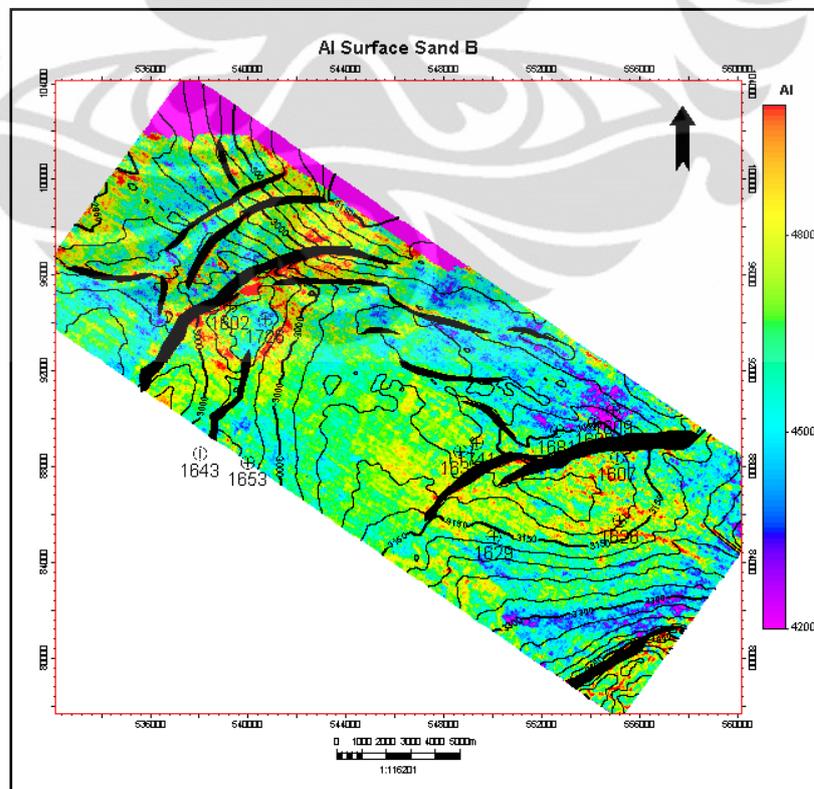
Gambar 4.8 Peta persebaran AI pada horison Sand E



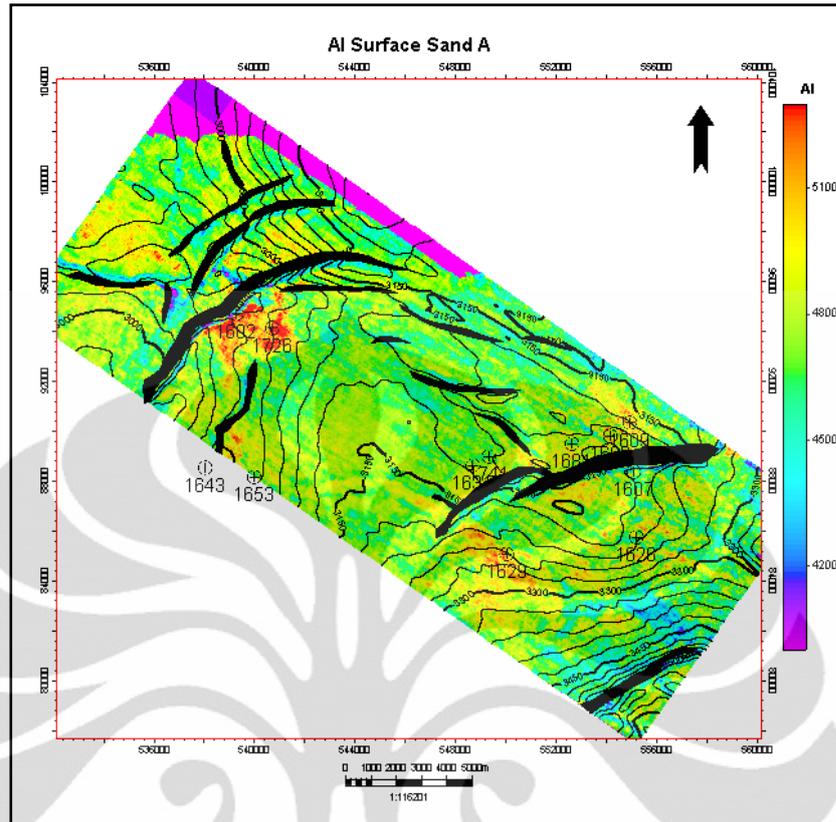
Gambar 4.9 Peta persebaran AI pada horison Sand D



Gambar 4.10 Peta persebaran AI pada horison Sand C



Gambar 4.11 Peta persebaran AI pada horison Sand B

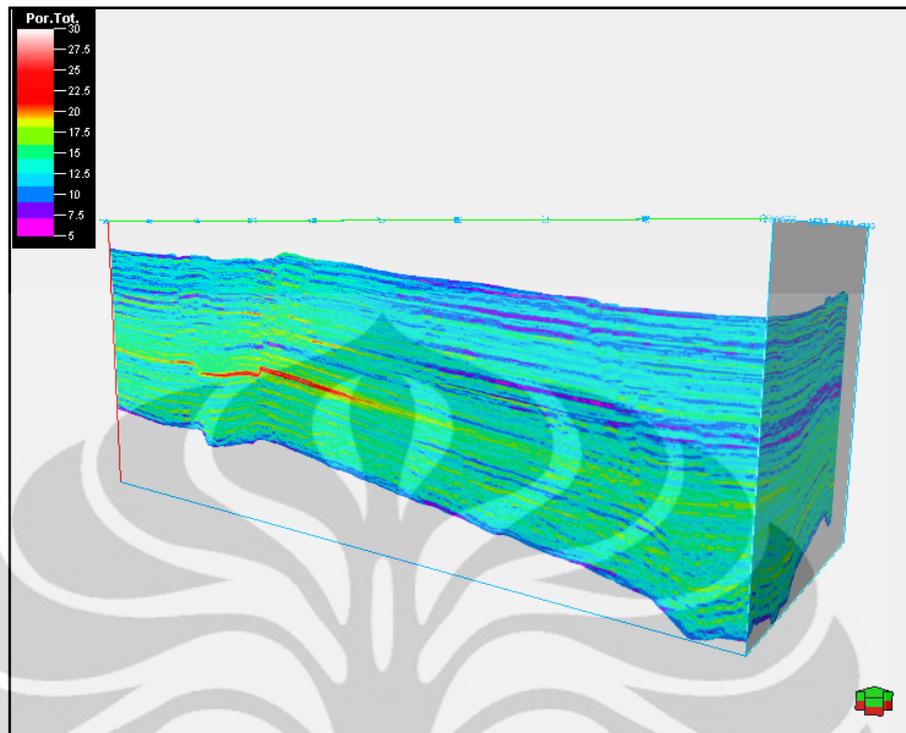


Gambar 4.12 Peta persebaran AI pada horison Sand A

### 4.3 Transformasi Porositas

Dari interval kedalaman 3600m – 3690m pada sumur 1726 dibuat *cross plot* untuk mencari persamaan antara hubungan porositas dengan impedansi akustik. Diperoleh persamaan porositas  $y = -0.00855476x + 541.1463$ , dimana nilai tersebut merupakan hubungan porositas terhadap AI yang selanjutnya dapat digunakan untuk mentransformasi penampang inversi impedansi akustik yang sudah ada ke dalam porositas. Hasil transformasi penampang AI menjadi porositas ditunjukkan pada **Gambar 4.12**.



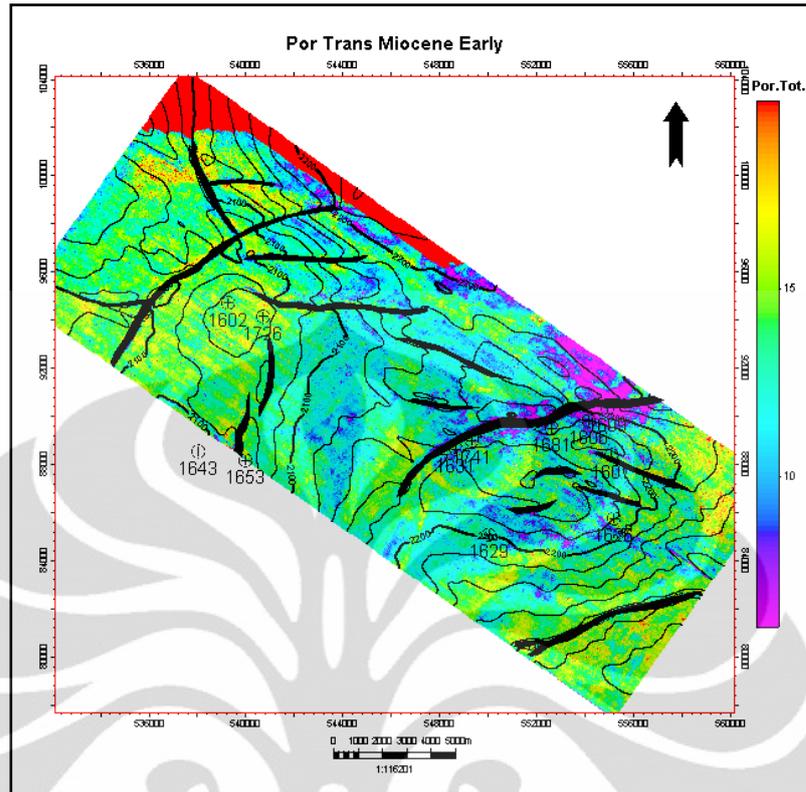


**Gambar 4.15** Volume cube porositas transformasi

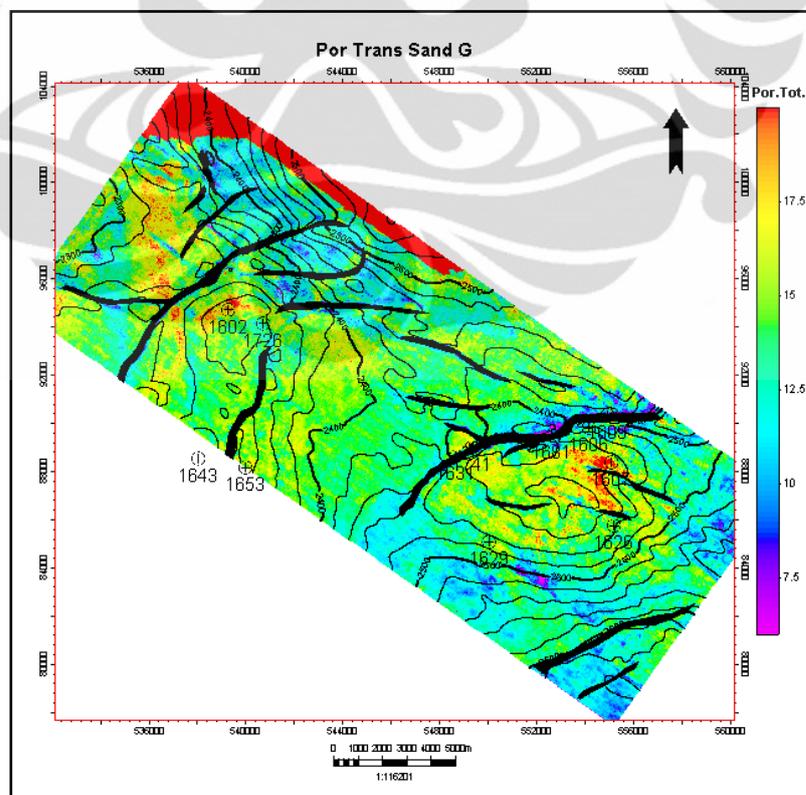
### 4.3.1 Peta Distribusi Porositas Transformasi

Hasil berikutnya dari penelitian ini adalah peta porositas pada tiap horison *slice* dengan ketebalan 5ms. Peta porositas memberikan gambaran adanya distribusi porositas, namun distribusinya masih mengelompok, belum detail di setiap ruang. Hal ini menunjukkan bahwa terdapat variasi porositas walaupun berada pada formasi yang sama. Porositas batuan berbeda-beda tergantung dari pembentukannya.

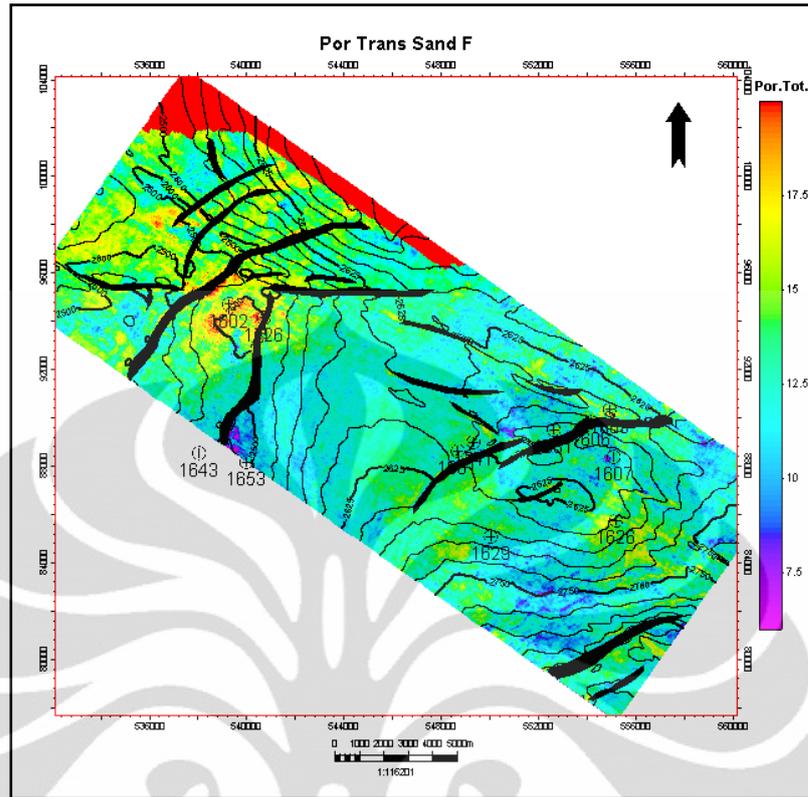
Pada penampang peta *time slice* dari horison Sand F dan D, menunjukkan nilai porositas yang besar pada spesifik lokasi tertentu. Jika ditinjau kembali dengan peta sebaran nilai impedansi akustik, terdapat kecocokan pada sebaran nilai impedansi dan sebaran nilai porositas. Hal ini menunjukkan bahwa litologi batu pasir pada horison Sand F dan D pada daerah tersebut merupakan reservoir dengan nilai porositas total sekitar 18-20%.



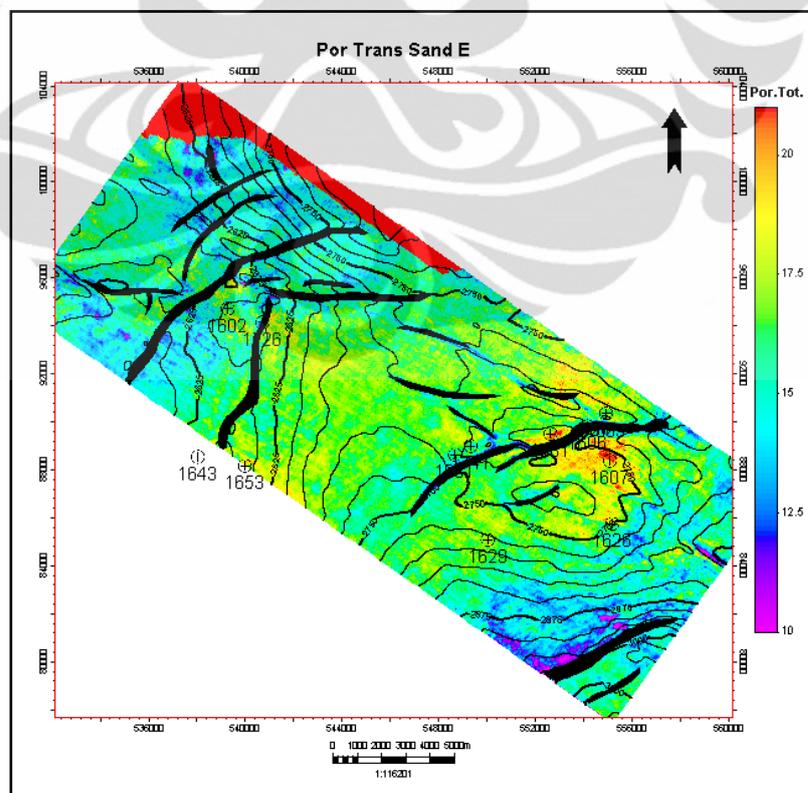
Gambar 4.16 Peta sebaran porositas pada horison Miocene Early



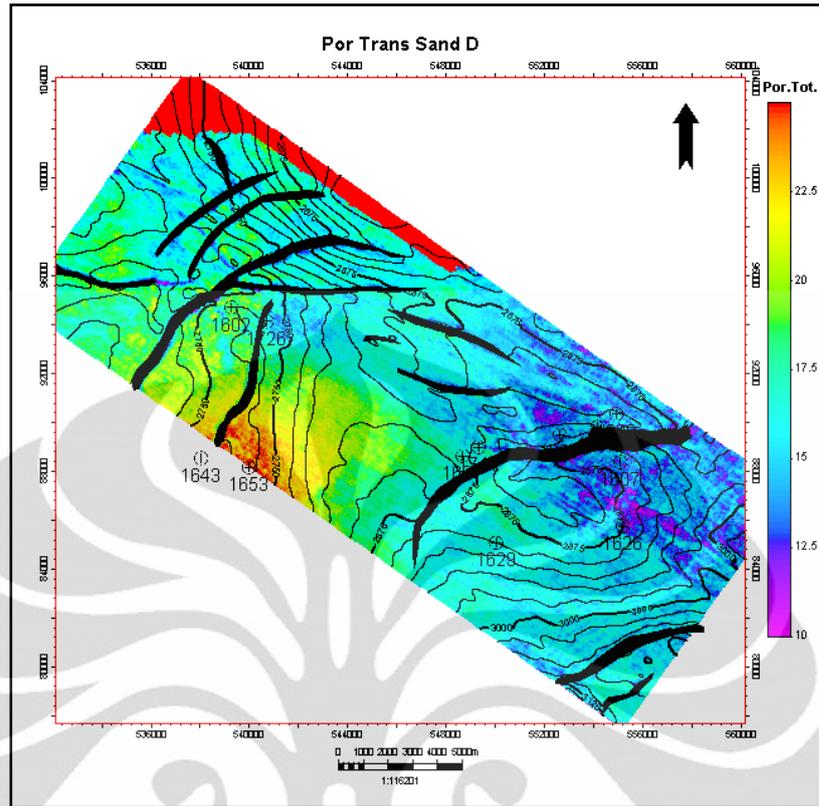
Gambar 4.17 Peta sebaran porositas pada horison Sand G



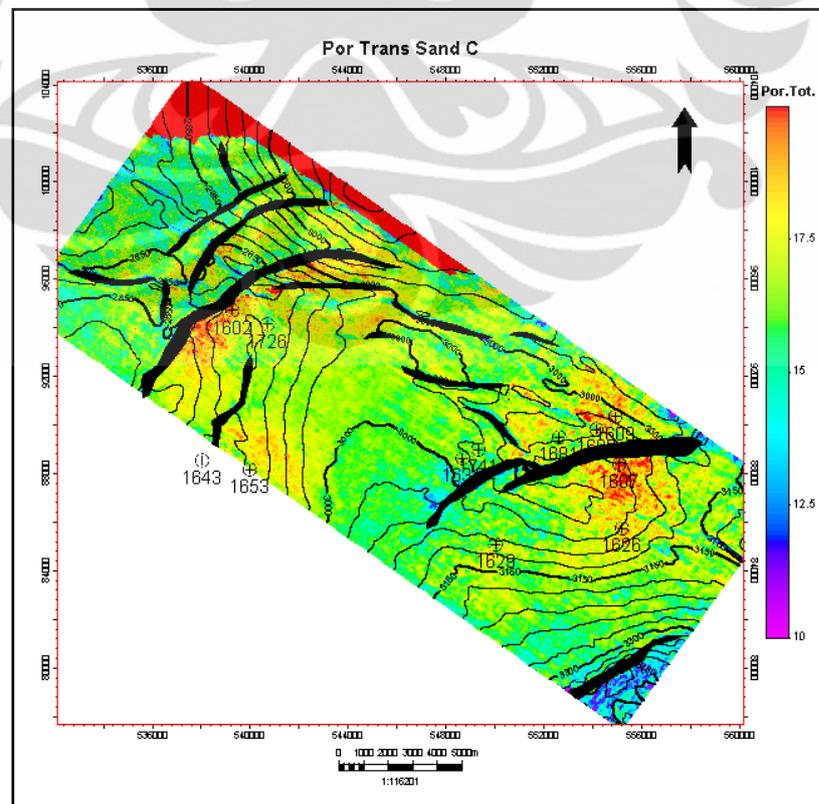
Gambar 4.18 Peta sebaran porositas pada horison Sand F



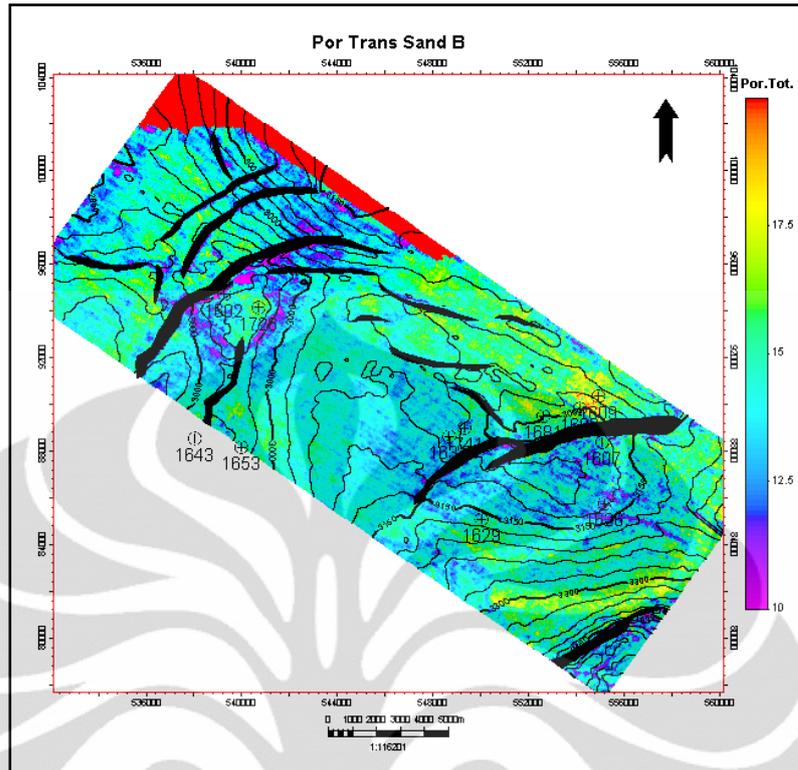
Gambar 4.19 Peta sebaran porositas pada horison Sand E



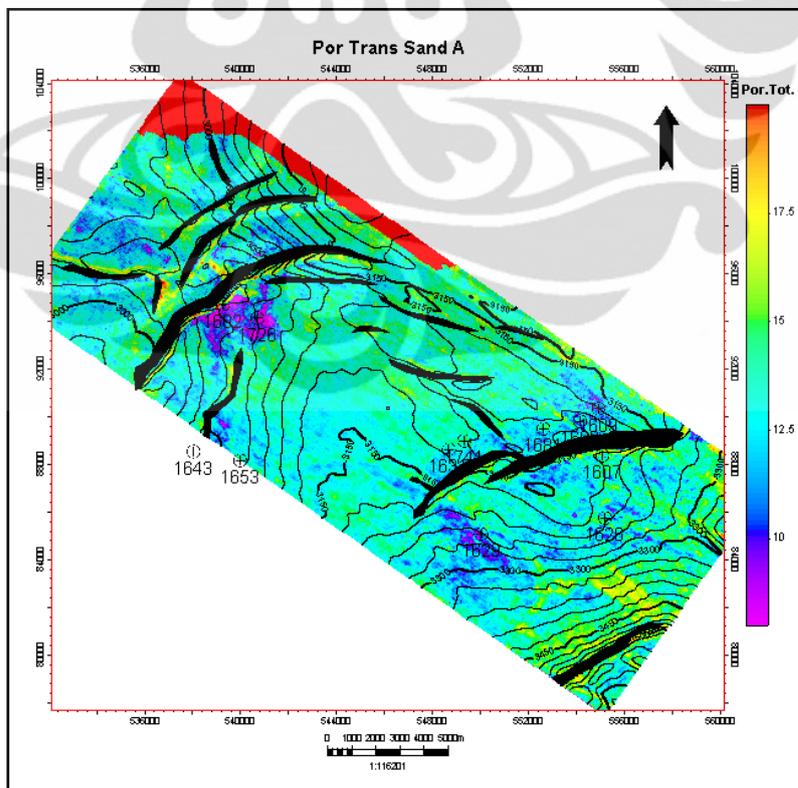
Gambar 4.20 Peta sebaran porositas pada horison Sand D



Gambar 4.21 Peta sebaran porositas pada horison Sand C



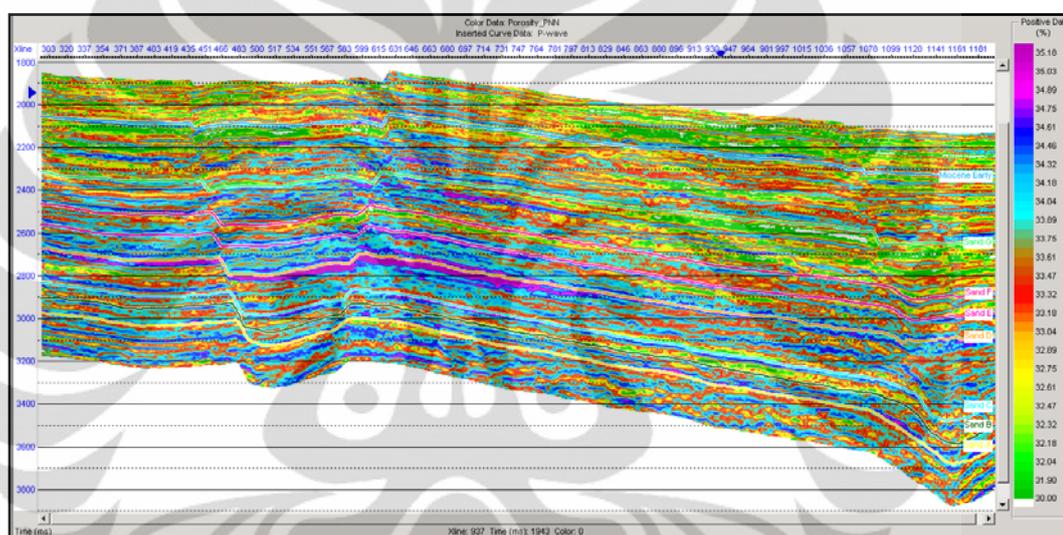
Gambar 4.22 Peta sebaran porositas pada horison Sand B



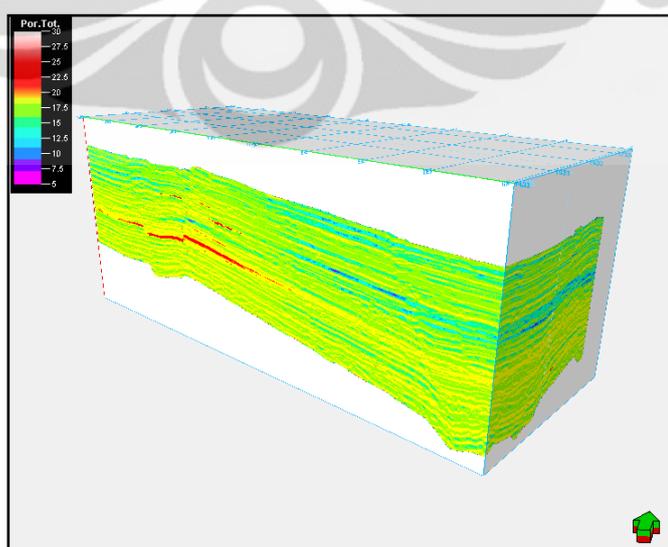
Gambar 4.23 Peta sebaran porositas pada horison Sand A

#### 4.4 Multi Atribut *Probabilistic Neural Network*

Dari hasil training multi atribut didapatkan nilai korelasi prediksi porositas sebesar 0.835223 dengan error 1.2667. Nilai prediksi tersebut kemudian di-training kembali melalui aplikasi *Probabilistic Neural Network* untuk meningkatkan prediksi porositas. Algoritma non-linier dari neural network menghasilkan nilai prediksi yang lebih bagus yaitu sekitar 0.876926. dengan simpang error setiap sumur tidak terlalu jauh dengan nilai rata-rata 1.12%.



Gambar 4.24 Hasil Aplikasi *Probabilistic Neural Network* pada data seismik

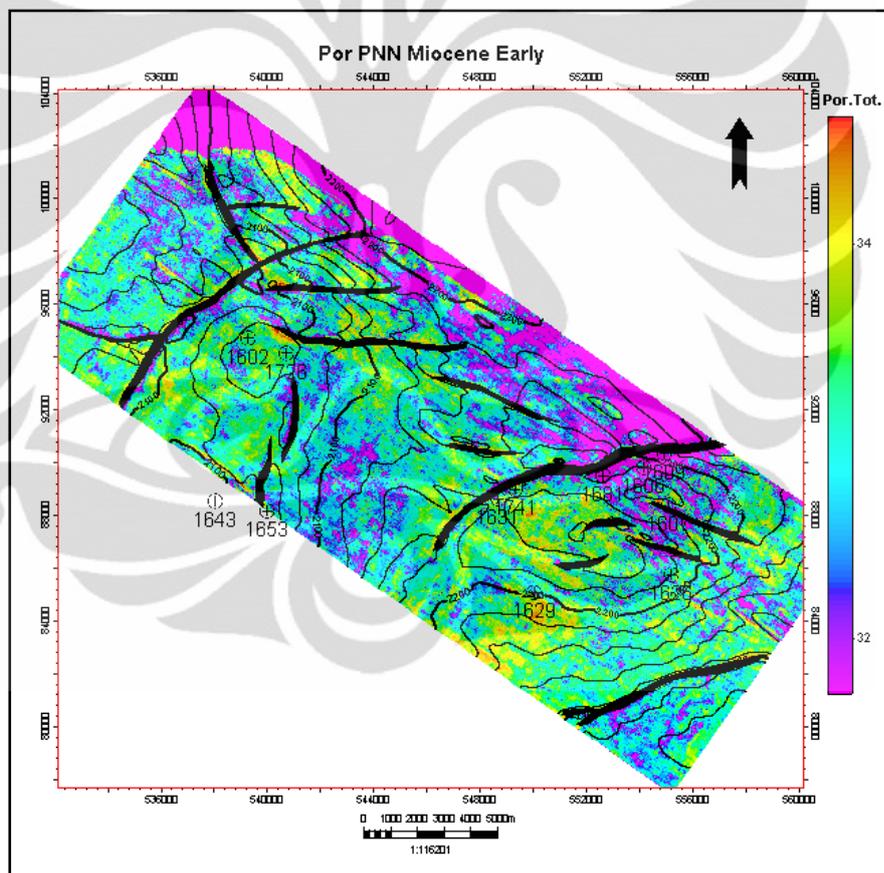


Gambar 4.25 Volume cube porositas PNN

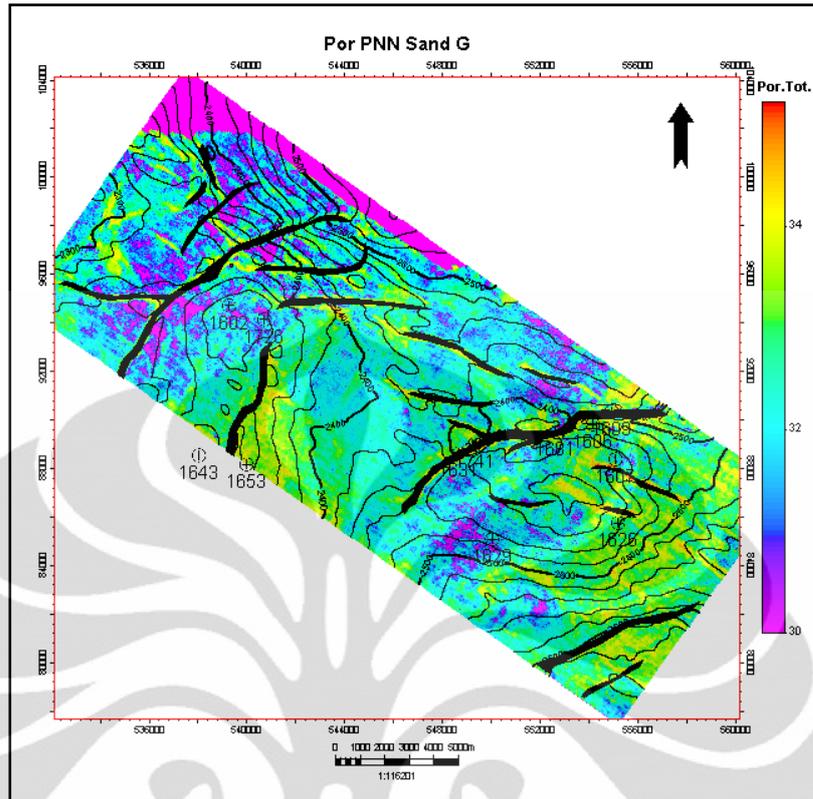
#### 4.4.1 Peta Distribusi Porositas PNN

Hasil terakhir dari penelitian ini adalah peta porositas PNN pada tiap horison *slice* dengan ketebalan 5ms. Peta porositas memberikan gambaran adanya distribusi porositas PNN yang akan dibandingkan dengan hasil transformasi porositas. Terdapat variasi porositas walaupun berada pada formasi yang sama.

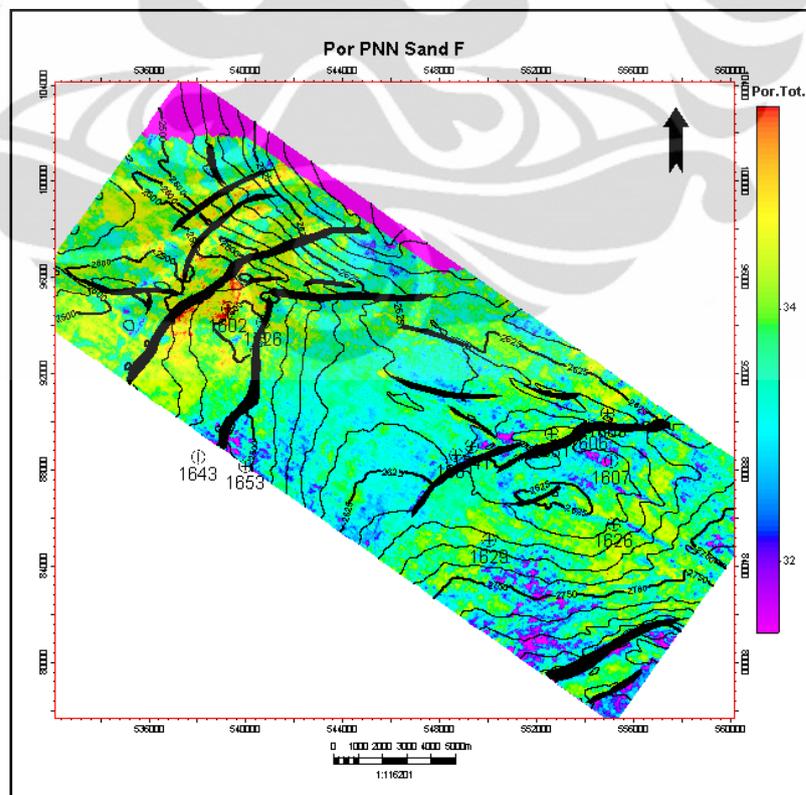
Perbandingan antara nilai porositas yang dihasilkan multi atribut PNN dengan porositas transformasi memiliki perbedaan yang cukup signifikan, namun rentang nilai porositasnya cenderung sama



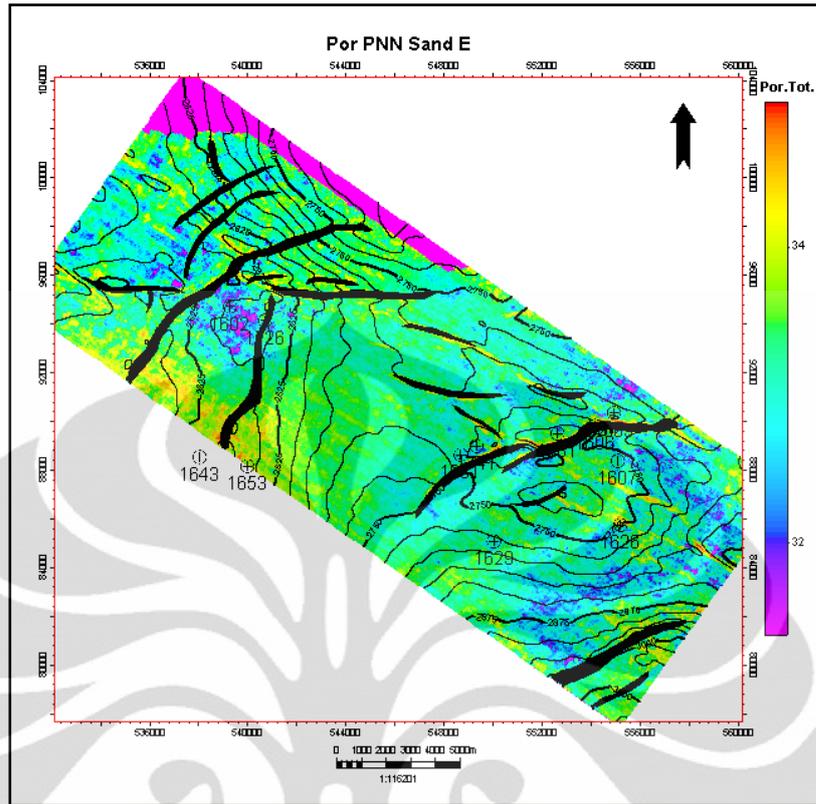
**Gambar 4.26** Peta sebaran porositas PNN pada horison Miocene Early



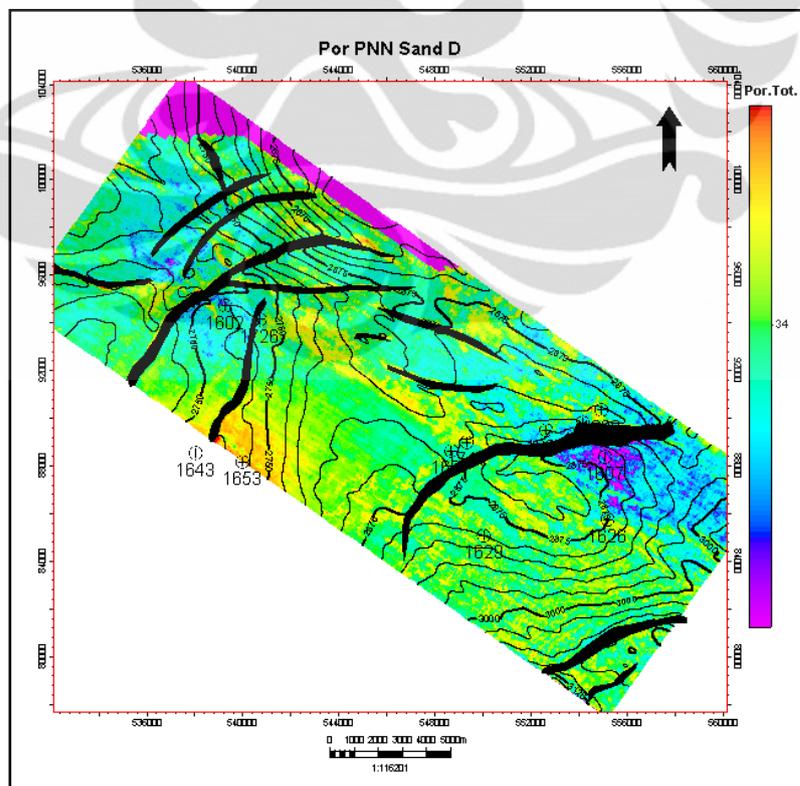
Gambar 4.27 Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand G



Gambar 4.28 Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand F

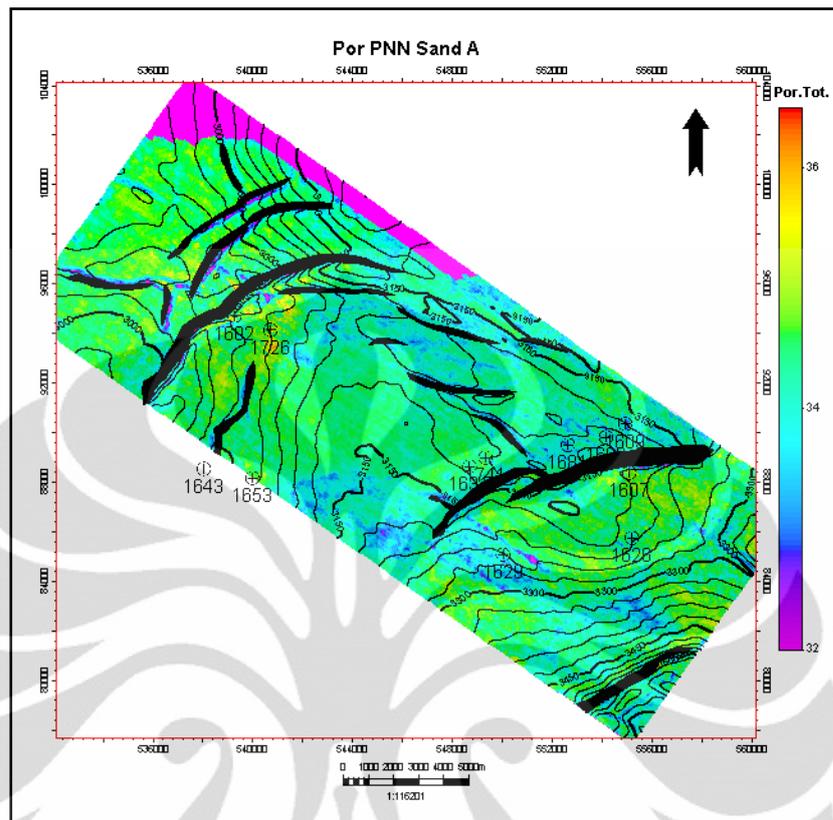


Gambar 4.29 Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand E



Gambar 4.30 Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand D





Gambar 4.33 Peta sebaran porositas PNN pada horison Sand A

## **BAB 5 KESIMPULAN**

1. Reservoir yang menjadi target adalah formasi Sand D terdapat di kedalaman 2000m - 2100m pada sumur dan 2700ms – 2800ms pada penampang seismik.
2. Target reservoir memiliki nilai impedansi akustik berkisar antara  $4000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc}) - 4400(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  pada kedalaman 2700ms – 2800ms
3. Reservoir didominasi oleh sand yang memiliki nilai porositas total hingga sebesar 18% – 20%
4. Daerah yang menjadi prospek sebagai akumulasi hidrokarbon selain gas dapat terlihat pada horison G, F, E, dan C yang ditunjukkan dengan nilai impedansi akustik yang rendah serta porositas yang tinggi.
5. Perpaduan antara multiatribut seismik dan inversi impedansi akustik (berfungsi sebagai eksternal atribut) dapat memprediksi distribusi porositas dengan variasi lateral yang lebih baik, sehingga informasi mengenai variasi nilai porositas pada daerah penelitian dapat diketahui dan diharapkan juga dapat memisahkan antara reservoir dan non reservoir pada interval target yang tidak teresolusi dengan baik pada seismic konvensional.

## DAFTAR ACUAN

- Abdullah, Agus., 2007, *Polaritas Normal Polaritas reverse*, 21 juni 2007  
<<http://ensiklopediaseismik.blogspot.com/2007/06/polaritas-normal-poritas-reverse.html>>
- Aviarto, Aryo, 2010, *Kombinasi Impedansi P dan S Untuk Memetakan Distribusi Litologi dan Fluida*, Universitas Indonesia, Depok: xv + 51
- Chen, Q., and Sidney, S., 1997, *Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring: The Leading Edge*, 16, 445– 456.
- Hampson, D. P., Schuelke, J. P. and Quirein, J. A., 2001, *Use of Multiattribute Transforms to Predict Log Properties from Seismic Data: Geophysics*, 66, 220-236.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2000, *Strata Analysis Tutorial*.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2000, *Emerge Tutorial*.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2006, *AVO Workshop: Theory and Exercises*.
- Kurniawati, E. Galih., 2010, *Onshore Seismic Attribute Analysis for Reservoir Characterization with A Focus on The Acoustic Impedance Inversion and Multi-Attribute Neural-Net Technologies*, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Limes. L. L., and Stipe, J. C., 1959, *Occurrence of Miocene oil in south Louisiana: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 9, 77-90.
- Russell, Brian., 1988. *Introduction to Seismic Inversion*. SEG. Tulsa.
- Sheriff, R.E., and Geidart, L.P., 1995, *Exploration Seismology*. 2<sup>nd</sup> Edition, Cambridge University Press, Tulsa: vi + 592 hlm
- Shideler, G. L., 1987. *Regional geologic framework summary of the Neogene-Quaternary Louisiana continental shelf, northern Gulf of Mexico: Southeastern Geology* , 28(1), 31-48.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

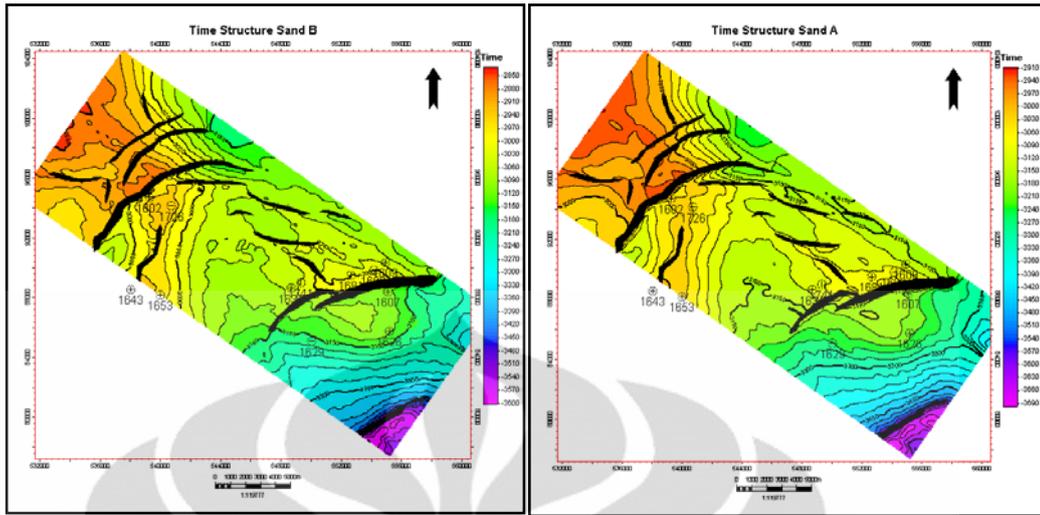
Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion*, Society of Exploration Geophysics.

Woodbury, H. O., Murray, I. B., Pickford, P. J., & Akers, W. H., 1973, *Pliocene and Pleistocene depocenters, outer continental shelf, Louisiana and Texas*: AAPG Bulletin, 57, 2428-2437.



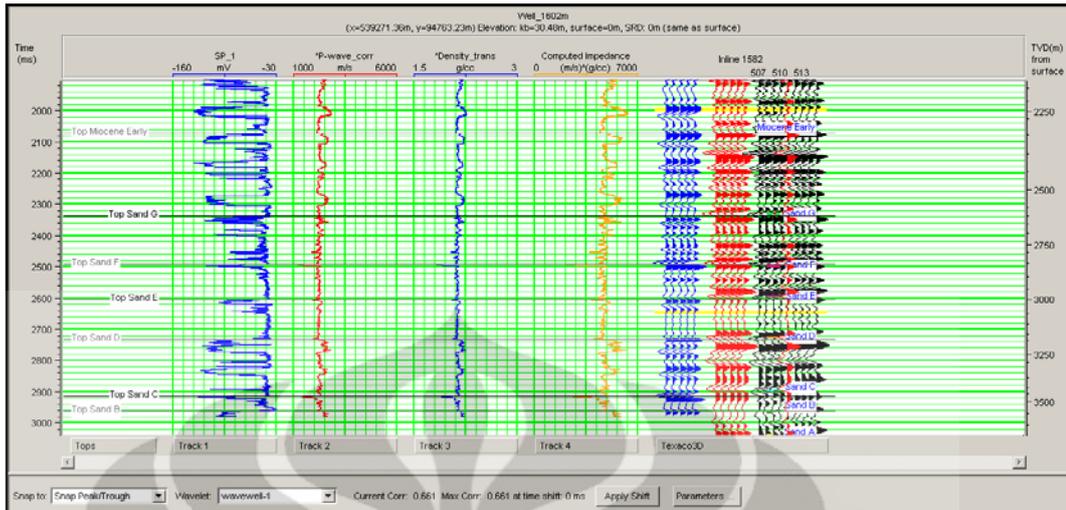




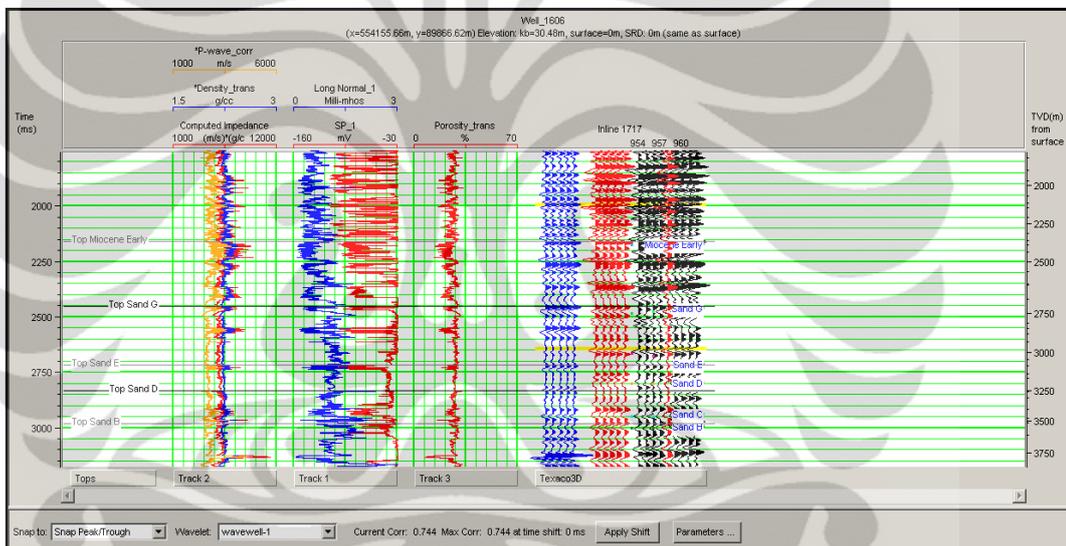
Gambar 1. Hasil penampang struktur waktu Horizon Miocene Early – Sand A



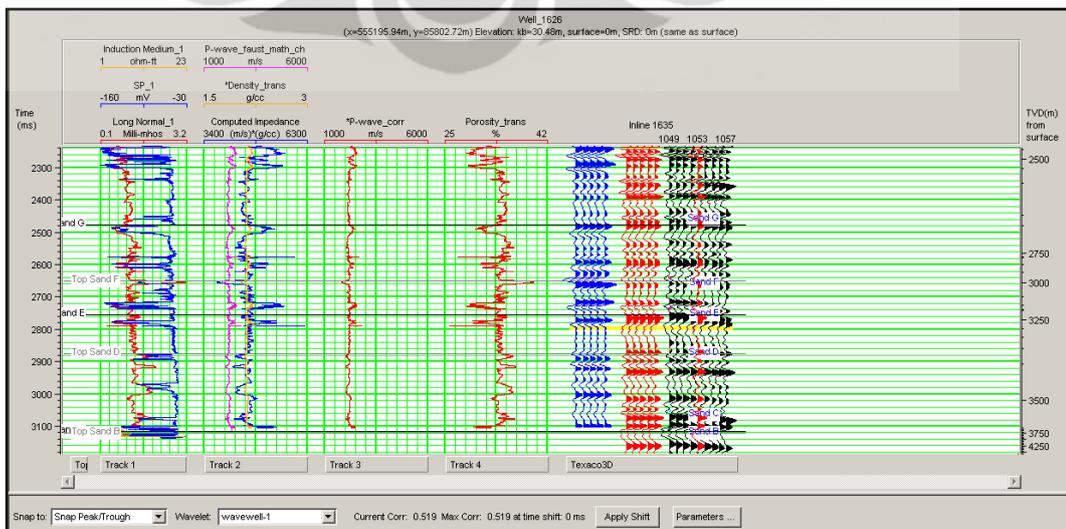
Gambar 2. Korelasi sumur lintasan A – B



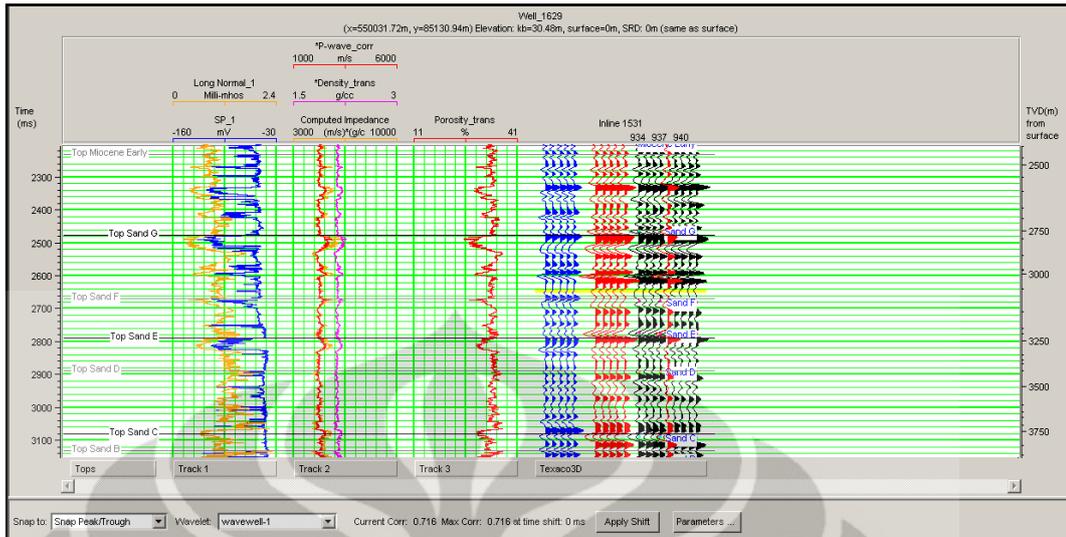
Gambar 2. Penampang seismic-well tie sumur 1602



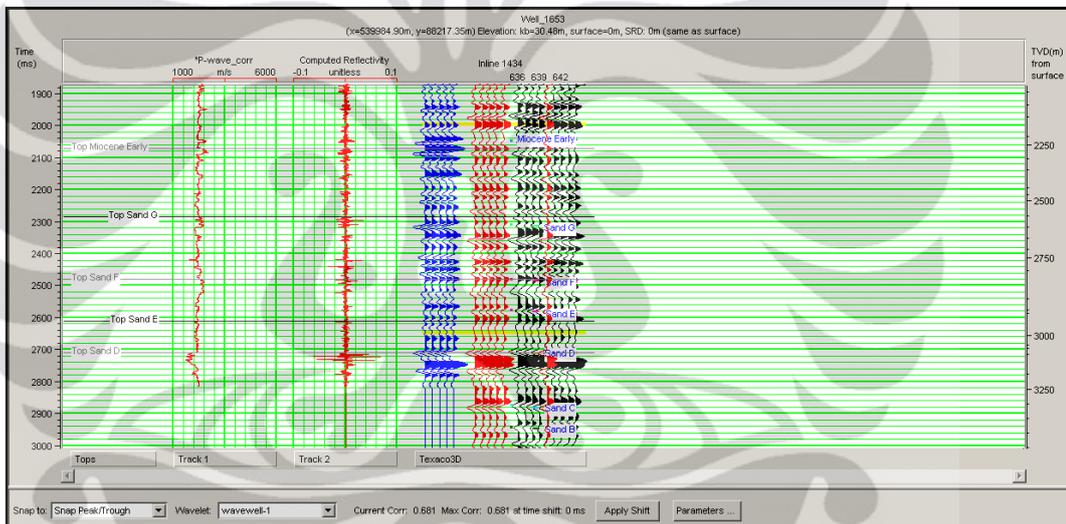
Gambar 3. Penampang seismic-well tie sumur 1606



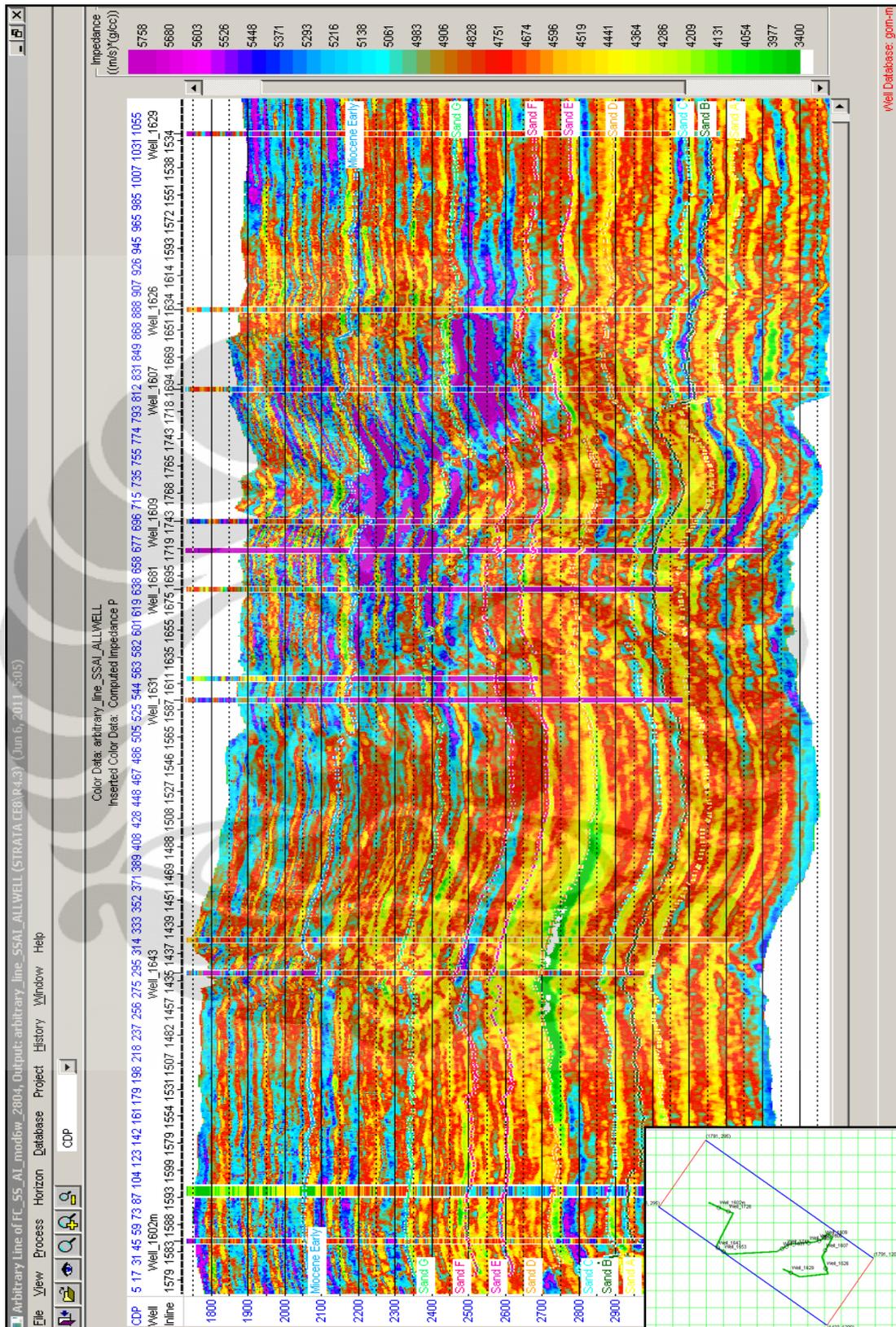
Gambar 4. Penampang seismic-well tie sumur 1626



Gambar 5. Penampang seismic-well tie sumur 1629



Gambar 6. Penampang seismic-well tie sumur 1653



Gambar 7. Penampang hasil inversi dengan sumur sebagai *blind test*