



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR
DENGAN MENGGUNAKAN ANALISIS *MULTI-ATTRIBUT*
PADA LAPANGAN BLACKFOOT**

SKRIPSI

**ARFI ISWAHYUDI
NPM: 0305020144**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM SARJANA SAINS
DEPOK
JUNI 2010**



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR
DENGAN MENGGUNAKAN ANALISIS *MULTI-ATTRIBUT*
PADA LAPANGAN BLACKFOOT**

SKRIPSI

**Skripsi ini diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
SARJANA SAINS (S.Si)**

**ARFI ISWAHYUDI
NPM: 0305020144**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM SARJANA SAINS
DEPARTEMEN FISIKA
PEMINATAN GEOFISIKA
DEPOK
JUNI 2010**

ABSTRAK

Nama : Arfi Iswahyudi
Program Studi : S1-4 Reguler
Judul Skripsi : Karakterisasi reservoir dengan menggunakan analisis *Multi-atribut* pada Lapangan Blackfoot

Multi-atribut analisa telah digunakan untuk memetakan distribusi reservoir (batu pasir) pada Lapangan Blackfoot. Area studi adalah sedimen dari *incised-valley fill* yang berada dalam formasi Glauconitic. Studi ini menggunakan data seismik 3D dan 4 buah data sumur. Data input dari *multi atribut* adalah berupa data seismik dan hasil inversi serta log yang akan kita prediksi penyebarannya. Digunakan *Step Wise Regression* dan Validasi Error sehingga didapatkan dengan menggunakan 5 buah attrbut terbaik. Adapun metode yang menggunakan Artificial Neural Networks (AANs) seperti *Probabilistic Neural Network* (PNN) dan Multi Layer Feed Forward (MLFN) atau teknik optimisasi non-linear untuk mengkombinasikan atribut-atribut menjadi perkiraan dari parameter yang diinginkan. Pada umumnya daerah batu pasir memiliki porositas tinggi dan impedansi rendah. Dari hubungan tersebut dan metode analisis multi atribut kita dapat mengestimasi karakteristik reservoir dengan baik.

Kata kunci:
Multi-atribut analisis, inversi, karakterisasi reservoir, AANs

ABSTRACT

Nama : Arfi Iswahyudi
Study Program : S1-4 Reguler
Title : Reservoir Characterization by Multi-Attribute Seismic Analysis on the Blackfoot field

Multi-attribute analysis have been performed to map the distribution of reservoir (sandstone) at Blackfoot Field. Study Area is the sediment of the incised-valley fills within Glauconitic formations. This study uses four 3D seismic data and well data of fruit. Multi-attribute data is input from the form of seismic data and inversion results and the prediction of the log that we will spread. Used Step Wise Regression and validation error so obtained is by using the best five attribute fruit. The method using Artificial Neural Networks (ANNs) such as probabilistic neural network (PNN) and Feed Forward Multi-Layer (MLFN) or non-linear optimization techniques to combine these attributes into estimates of the desired parameters. In general, the sandstone areas have high porosity and low impedance. From these relations and multi-attribute analysis method, we can estimate with good reservoir characteristics.

Keywords:

Multi-attribute analysis, inversion, reservoir characterization, ANNs

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Arfi Iswahyudi

NPM : 0305020144

Tanda Tangan :

Tanggal : 18 Juni 2010

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Arfi Iswahyudi
NPM : 0305020144
Program Studi : S1-4 Reguler
Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoir dengan Menggunakan Analisis *Multi-attribut* pada Lapangan Blackfoot

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 M. Sc ()

Penguji : Dr. Supriyanto M. Sc ()

Penguji : Dr. Dipl. Tech Yunus Daud M. Sc ()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 18 Juni 2010

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

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

Nama : Arfi Iswahyudi
NPM : 0305020144
Program Studi : S1-4 Reguler
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 Reservoir dengan Menggunakan Analisis *Multi-attribut* pada Lapangan Blackfoot

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada Tanggal : 18 Juni 2010

Yang menyatakan

(Arfi Iswahyudi)

KATA PENGANTAR

Segala puji hanya milik Allah SWT atas limpahan hidayah, taufik, dan keberkahan ilmu kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan laporan tugas akhir yang berjudul: **“KARAKTERISASAI RESERVOAR DENGAN ANALISIS MULTI-ATTRIBUT PADA LAPANGAN BLACKFOOT”** dengan baik. Shalawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Baginda Muhammad SAW, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau hingga hari kemudian.

Laporan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar kesarjanaan di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sulitlah kiranya bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu penulis mengucapkan banyak terimakasih kepada :

1. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
2. Dr. Eng. Supriyanto M.Sc. dan Dr. Dipl. Tech Yunus Daud M. Sc selaku penguji atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini.
3. Pihak PT. SPECTRATAMA NUSANTARA yang telah memberikan fasilitas kepada penulis dalam menyelesaikan penelitian.
4. Seluruh dosen yang telah berkenan membagi ilmunya kepada penulis, semenjak penulis mengawali studi di UI hingga menyelesaikan Tugas Akhir ini.
5. Orang tua yang telah memberikan doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.

6. *Special Thanks for* Wildan.Pahlevi, SKM yang telah memberikan semangat, saran, dan bantuannya.
7. Ng Bei Berger S.Si. selaku pembimbing teknis, Aryo Aviarto, Abdul Affan, Gaya, Ipin, Andi, Nabul, Adink dan teman-teman S1 reguler 2005 lainnya yang selalu memberikan dukungan moril dan spiritual, serta banyak informasi berharga kepada penulis.
8. Segenap staf Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
9. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

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

Jakarta, Juni 2010

Penulis

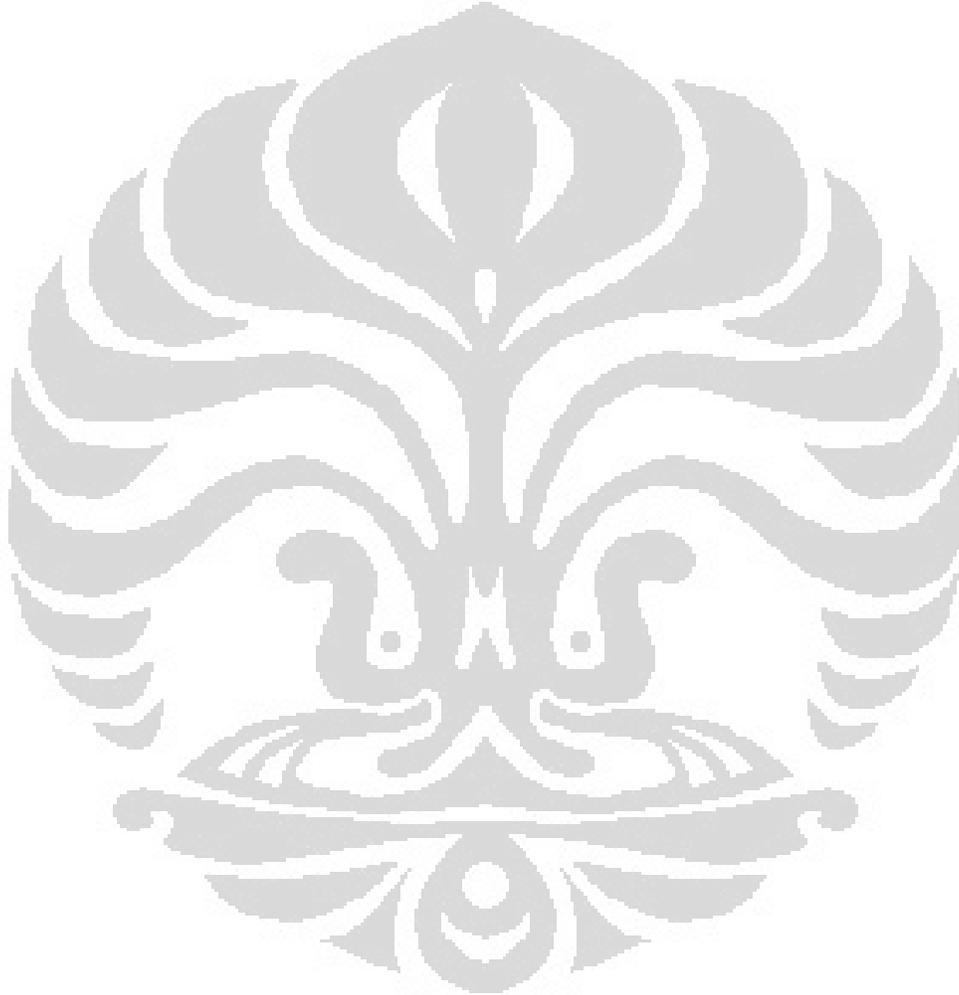
DAFTAR ISI

Judul	Halaman
HALAMAN JUDUL.....	i
ABSTRAK.....	iii
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	iv
HALAMAN PENGESAHAN.....	v
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vi
KATA PENGANTAR.....	vii
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR PERSAMAAN.....	xvii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1. 1. Latar Belakang.....	1
1. 2. Tujuan Studi.....	2
1. 3. Batasan Masalah.....	2
1. 4. Metodologi Penelitian.....	3
1. 5. Perangkat Lunak.....	4
1. 6. Sistematika Penulisan.....	4
BAB II TNJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI.....	5
2.1. Petroleum System.....	7
BAB III TEORI DASAR.....	8
3.1. Konsep Seismik Refleksi.....	8
3.2. Komponen Seismik Refleksi.....	10
3.2.1. Impedansi Akustik.....	10
3.2.2. Koefisien Refleksi.....	11
3.2.3. Polaritas.....	11
3.2.4. Resolusi Vertikal Seismik.....	12
3.2.5. Wavelet.....	12
3.2.6. Seismogram Sintetik.....	13
3.3. <i>Checkshot</i>	14
3.4. Well Logging.....	14
3.4.1. Log Gamma Ray (GR).....	15
3.4.2. Log Neutron Porosity.....	16
3.4.3. Log Bulk Density (RHOB).....	16
3.4.4. Log Sonik.....	16
3.4.5. Metode Inversi Akustik Impedansi.....	17
3.5. Analisa Multi-Atribut.....	19
3.5.1. Atribut input dalam Analisa Multi-attribute (Internal Attribute).....	20
3.5.1.1 Atribut Sesaat (<i>Instantaneous Atribut</i>) /Atribut Kompleks.....	22

3.5.1.2 Atribut Jendela Frekuensi (<i>Windowed Frequency Attributes</i>)	23
3.5.1.3 Atribut Filter Slice.....	23
3.5.1.4 Derivative Attributes.....	23
3.5.1.5 <i>Integrated Attributes</i>	24
3.5.1.6 Atribut Waktu (<i>Time Attributes</i>)	24
3.5.2. <i>Cross-Plot</i>	25
3.5.3. Multi Linier Regresion (MLR).....	25
3.5.4. Validasi.....	27
3.6. Neural Network	29
3.6.1. Multi Layer Feed Forward Neural Network	30
3.6.2. Probabilistic Neural Network.....	31
BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA	33
4.1. Persiapan Data	33
4.1.1. Data Seismik	33
4.1.2. Data Sumur	33
4.1.3. Data Checkshot	34
4.2. Pengolahan Data.....	34
4.2.1. Korelasi Log.....	34
4.2.2. Well-seismik tie	35
4.2.3. Picking Horizon	37
4.2.4. Seismik Inversi.....	40
4.2.4.1 Pemodelan <i>low frequency</i> bumi	40
4.2.4.2 Analisis Inversi	40
4.2.4.3 Inversi <i>Linear Model Based</i>	41
4.2.4.4 Inversi <i>Sparse Spike</i>	42
4.2.4.5 Inversi <i>Bandlimited</i>	43
4.3. Analisa Multi-atribut.....	45
4.3.1. Single Attribute	46
4.3.2. Multiple Atribut	48
4.4. Neural Network.....	51
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN	55
5.1. Analisa Fisika Batuan	55
5.1.1. Analisa Fisika batuan pada area studi (horizon G1-Detrital).....	55
5.2. Analisa <i>Well-tie</i>	57
5.3. Hasil Inversi Seismik.....	57
5.3.1. Analisa Model Inisial	57
5.3.2. Analisa Hasil Inversi	58
5.3.2.1 Pembahasan Impedansi Akustik	58
5.4. Pembahasan Porositas hasil <i>Multi-Atribut</i>	61
5.5. Indikasi Adanya Hidrokarbon pada reservoir	66
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....	66
6.1. Kesimpulan.....	66
6.2. Saran	67
DAFTAR ACUAN	

DAFTAR TABEL

Nomor Tabel	Halaman
Tabel 4.1. Parameter dan ketersediaan data sumur	34
Tabel 4.2. <i>Well-seismic tie</i> data dari 5 sumur	36



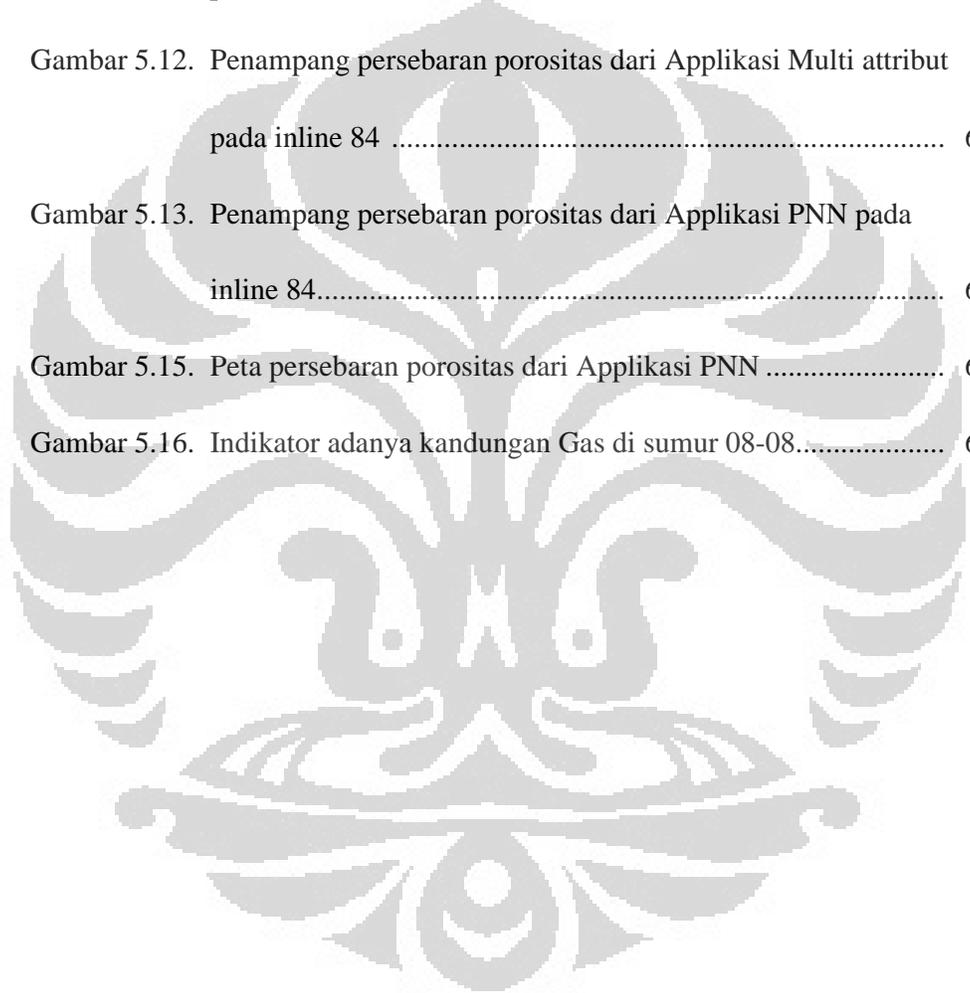
DAFTAR GAMBAR

Nomor Gambar	Halaman
Gambar 1.1. Diagram umum alur penelitian.....	3
Gambar 2.1. <i>Blackfoot Area</i>	5
Gambar 2.2. Kolom Stratigrafi Blackfoot.....	6
Gambar 2.3. Model Fasies Blackfoot.....	7
Gambar 3.1. Perambatan gelombang Seismik Refleksi.....	8
Gambar 3.2. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium ...	10
Gambar 3.3. Polaritas Normal dan terbalik menurut SEG.....	12
Gambar 3.4. Jenis-jenis wavelet	13
Gambar 3.5. Seismogram sintetik.....	13
Gambar 3.6. Survei <i>Checkshot</i>	14
Gambar 3.7. Tiga unsur utama radioaktif dalam batuan	15
Gambar 3.8. Skema proses konvolusi dan dekonvolusi.....	17
Gambar 3.9. Enam Jenis dari Internal Atribut dalam Multi atribut.....	21
Gambar 3.10. Trace atribut seismik.....	22
Gambar 3.11. Penulisan trace kompleks dalam bentuk polar	22
Gambar 3.12. Crossplot antara target log, tras seismik da eksternal atribut...	25
Gambar 3.13. Ilustrasi crossplot dengan satu dan dua atribut	25
Gambar 3.14. Kombinasi linier 3 atribut dalam interval waktu sama	26
Gambar 3.15. Ilustrasi Cross Validasi	28

Gambar 3.16. Crossplot Validasi error dan prediksi errorr.....	29
Gambar 3.17. Ilustrasi MLFN.....	31
Gambar 4.1. Studi area cakupan data seismic dan data sumur	33
Gambar 4.2. Korelasi sumur	35
Gambar 4.3. <i>Wavelet</i> yang digunakan	36
Gambar 4.4. Hasil korelasi pada sumur 11-08.....	37
Gambar 4.5. Hasil <i>picking horizon</i> pada inline 84.....	38
Gambar 4.6. <i>Peta struktur waktu hasil interpolated pick horizon</i>	39
Gambar 4.7. Model <i>low frequency</i> bumi	40
Gambar 4.8. Analisis pre-inversi untuk inversi <i>Model Based</i>	41
Gambar 4.9. Hasil <i>inversi Model based</i>	42
Gambar 4.10. Hasil inversi <i>Model Based</i> pada <i>inline 123</i>	42
Gambar 4.11. Analisa <i>pre inversi sparse spike</i>	43
Gambar 4.12. Hasil inversi <i>Sparse Spike</i> pada <i>inline 120</i>	43
Gambar 4.13. Analisa <i>pre inversi Bandlimited</i>	44
Gambar 4.14. Hasil inversi <i>Band limited</i>	44
Gambar 4.15. Alur <i>Multi-Attribut Analisis</i>	45
Gambar 4.16. Emerge training data log target dan seismic.....	46
Gambar 4.17. Trial dan error dari single atribut terbaik	47
Gambar 4.18. Aplikasi single atribut regresi	47
Gambar 4.19. Crossplot antara prediksi porositas dan actual porositas	48
Gambar 4.20. Trial dan error multiple atribut.....	49

Gambar 4.21. Crossplot prediksi porositas dan actual porositas 5 atribut.....	49
Gambar 4.22. Kurva prediksi error dan validasi error Multi atribut.....	50
Gambar 4.23. Aplikasi Multiple atribut regresiion	51
Gambar 4.24. Hasil Training PNN	52
Gambar 4.25. Hasil Validasi error PNN	52
Gambar 4.26. Hasil Training MLFN	53
Gambar 4.27. Hasil Validasi error MLFN	53
Gambar 5.1. <i>Cross plot P impedance</i> dengan <i>gamma ray</i> pada horison G1-Horison Detrital	55
Gambar 5.2. Daerah zona reservoar terlihat pada log <i>P-Impedance</i> dan log GR dalam skala depth	56
Gambar 5.3. <i>Cross plot Porosity</i> dengan <i>P impedance</i> pada horison G1-Horison Detrital	56
Gambar 5.4. Daerah zona reservoar terlihat pada log <i>P-Impedance</i> dan log Porosity dalam skala depth	56
Gambar 5.5. Penampang Model Inisial yang melewati sumur 08-08 dan 11-08.....	58
Gambar 5.6. Penampang hasil inversi <i>Model Based</i> dengan background sumur 08-08 dan 11-08	59
Gambar 5.7. Hasil Inversi Bandlimited dengan background sumur 01-17 dan 14-09 pada inline 123	59
Gambar 5.8. Peta persebaran AI pada zona reservoar pada horison G1	60

Gambar 5.9. Peta persebaran AI pada zona reservoir pada horison Detrital	60
Gambar 5.10. Penampang persebaran porositas dari Aplikasi Multi atribut pada inline 84	61
Gambar 5.11. Penampang persebaran porositas dari Aplikasi Multi atribut pada inline 84	62
Gambar 5.12. Penampang persebaran porositas dari Aplikasi Multi atribut pada inline 84	62
Gambar 5.13. Penampang persebaran porositas dari Aplikasi PNN pada inline 84.....	63
Gambar 5.15. Peta persebaran porositas dari Aplikasi PNN	63
Gambar 5.16. Indikator adanya kandungan Gas di sumur 08-08.....	65



DAFTAR PERSAMAAN

Nomor Persamaan	Halaman
Persamaan 3.1	9
Persamaan 3.2	10
Persamaan 3.3	11
Persamaan 3.4	12
Persamaan 3.5	20
Persamaan 3.6	20
Persamaan 3.7	23
Persamaan 3.8	24
Persamaan 3.9	24
Persamaan 3.10	26
Persamaan 3.11	26
Persamaan 3.12	26
Persamaan 3.13	28
Persamaan 3.14	29
Persamaan 3.15	31
Persamaan 3.16	31
Persamaan 3.17	32
Persamaan 3.18	32
Persamaan 3.19	32

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Minyak dan gas bumi masih belum tergantikan posisinya sebagai sumber energi utama bagi kehidupan, sehingga menuntut untuk diupayakan produksi secara berkesinambungan walaupun sumber daya ini termasuk sumber daya alam yang tak tergantikan. Untuk itu dibutuhkan suatu cara untuk memaksimalkan cadangan minyak dan gas bumi, yaitu dengan mengkarakterisasi reservoir yang baik. Selama ini, teknik yang digunakan adalah interpolasi dan ekstrapolasi dari data sumur yang ada, dimana data sumur memiliki kemampuan untuk menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi yang sangat baik secara vertikal, namun membutuhkan dukungan data untuk menggambarkannya secara lateral yang didukung oleh data seismik.

Metode Geofisika merupakan metode yang mampu menggambarkan keadaan bawah permukaan secara lateral dengan baik, dalam hal ini adalah metode seismik. Dengan memanfaatkan parameter-parameter fisis yang ada, ditunjang dengan data *logging* yang merepresentasikan informasi bawah permukaan secara vertikal lalu menginterpretasikannya melalui pengetahuan geologi maka diperoleh analisis yang cukup akurat. Salah satu metode seismik yang digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir adalah analisa atribut dan inversi seismik yang menggunakan seluruh informasi yang dimiliki oleh data seismik, baik secara pengukuran langsung maupun dengan perhitungan

Dengan kedua hal tersebut maka bisa diperoleh informasi yang cukup akurat untuk mempelajari karakteristik reservoir, dengan tujuan lebih lanjut untuk membantu dalam melihat distribusi dari reservoir tersebut. Hal yang menarik didalam karakterisasi reservoir di fokuskan pada kebutuhan untuk deleniasi dan mereduksi ketidakpastian yang berasosiasi dengan model geologi untuk prospek yang berbeda di area eksplorasi dan produksi (Vargas, et. Al., 2004).

Pada tahap pengembangan suatu lapangan minyak, dibutuhkan data bawah permukaan atau data sumur yang banyak. Data bawah permukaan tersebut

digunakan untuk mengkalibrasi data seismik. Data seismik yang telah dikalibrasi tersebut kemudian dapat digunakan untuk mengukur karakter reservoir dan perubahannya secara lebih kuantitatif.

1.2. Tujuan Studi

1. Mempelajari dan memahami prinsip dasar *Multi-attribute* seismik dan inversi seismik.
2. Evaluasi metode seismik inversi AI dan Multiatribut untuk mengetahui jenis batuan reservoir dan memodelkan persebaran porositas pada zona interest.
3. Memanfaatkan informasi yang diekstrak dari beberapa atribut seismik dan untuk memetakan distribusi reservoir.

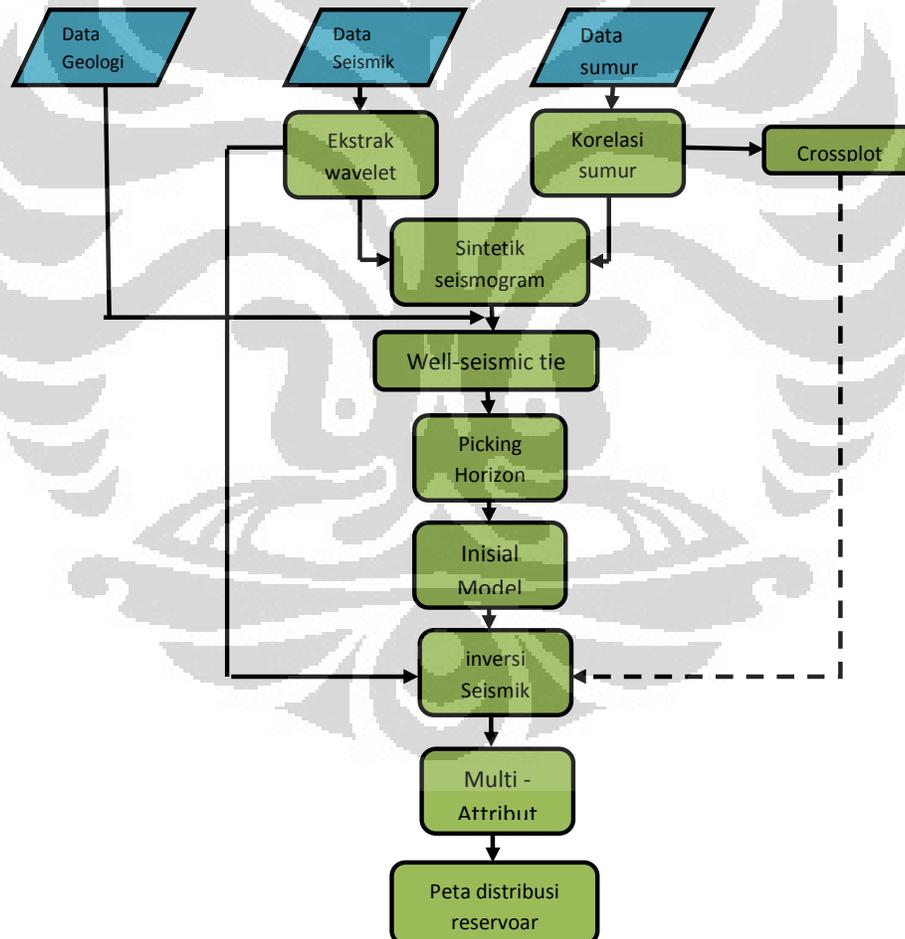
1.3. Batasan Masalah

Pada studi ini perlu dibuat penyederhaan terhadap permasalahan yang ada. Pembatasan masalah untuk kasus ini meliputi:

1. Data yang digunakan untuk studi ini merupakan data seismik 3D *post-stack time migration* (PSTM) dengan jumlah *inline* sebanyak 165, jumlah *crossline* sebanyak 168, pada lapangan Blackfoot dan data sumur yang mendukung sebanyak 4 sumur.
2. Data sumur yang digunakan meliputi 4 sumur dengan log yang tersedia meliputi *gamma ray*, *resistivity*, *density*, Adapun untuk data *check shot* diambil pada keseluruhan sumur melalui tahap *processing* yang sudah dianggap benar.
3. Zona target adalah reservoir adalah lapisan Glauconitic Sandstone berada dalam Group Manville.
4. Studi terfokus pada karakterisasi reservoir berupa jenis batuan reservoir serta penyebarannya.
5. Metode seismik inversi yang dilakukan tidak untuk diinterpretasi lebih lanjut melainkan hanya menjadi eksternal atribut pada analisa multi-atribut.

1.4. Metodologi Penelitian

Secara umum alur penelitian digambarkan pada **gambar 1.1**. Pada tahap pertama persiapan data awal baik data seismik, log sumur, dan *checkshot*. Setelah penentuan parameter-parameter dari data awal tersesuaikan dengan baik, dilakukan penentuan marker-marker geologi pada log sumur serta korelasi sumur dilakukan sebelum pembuatan seismogram sintetik. Selanjutnya dilakukan well-seismic tie dan interpretasi seismik dengan panduan dari data geologi daerah penelitian. Setelah didapatkan hasil interpretasi seismik, selanjutnya membuat inisial model bumi yang akan dilakukan inversi seismik, dan melakukan ekstraksi nilai atribut yang akan diintegrasikan keduanya agar dapat melihat peta dari distribusi reservoir.



Gambar 1.1. Diagram umum alur penelitian

1.5. Perangkat Lunak

Perangkat lunak yang digunakan terdiri adalah paket Hampson Russel. Perangkat lunak paket Hampson Russel terdiri dari GEOVIEW, STRATA, ELOG dan EMERGE. GEOVIEW digunakan untuk menyimpan database sumur. ELOG digunakan untuk cross-plot antar properti log, mengekstrak wavelet dan membuat sintetiknya sekaligus melakukan *well to seismic tie*. STRATA digunakan untuk melakukan inversi. EMERGE digunakan untuk mengekstrak atribut dari penampang seismik, mencari hubungan (secara statistik) antara properti log dan atribut seismik (menggunakan regresi multivariabel)

1.6. Sistematika Penulisan

Penyusunan tugas akhir ini dibagi menjadi beberapa urutan materi pembahasan yang saling berkaitan, yaitu :

Pada Bab 1 yaitu Pendahuluan, pada Bab ini akan dibahas mengenai latar belakang masalah, batasan masalah, maksud dan tujuan penelitian, metode yang digunakan, alur kerja, serta sistematika pembahasan.

Untuk Bab 2 berisi tentang Tinjauan Umum Kondisi Geologi yang membahas mengenai geologi regional Blackfoot.

Pada Bab 3 berisi Teori Dasar yang membahas mengenai resolusi vertikal seismik, metode multiatribut seismik mencakup atribut input pada analisa multiatribut, regresi linier multiatribut, penggunaan operator konvolusi, Neural Network dan proses validasi.

Bab 4 berisi Data dan Pengolahan Data yang Membahas mengenai data yang digunakan, polaritas, ekstraksi wavelet, *well seismic tie*, analisa multiatribut, dan Neural Network.

Untuk Bab 5 berisi Analisa dan Interpretasi yaitu menganalisa dari hasil multiatribut seismik dan seismik konvensional, baik itu mengenai penyebaran, geometri serta sebaran porositas.

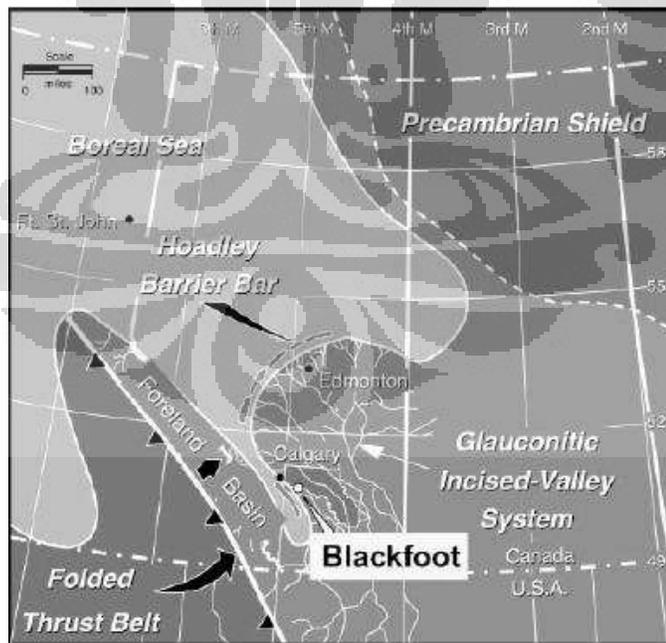
Dan pada Bab 6 yaitu Kesimpulan dan Saran Berisi mengenai kesimpulan dan saran-saran yang diperoleh dari analisa yang telah dilakukan.

BAB II

TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI

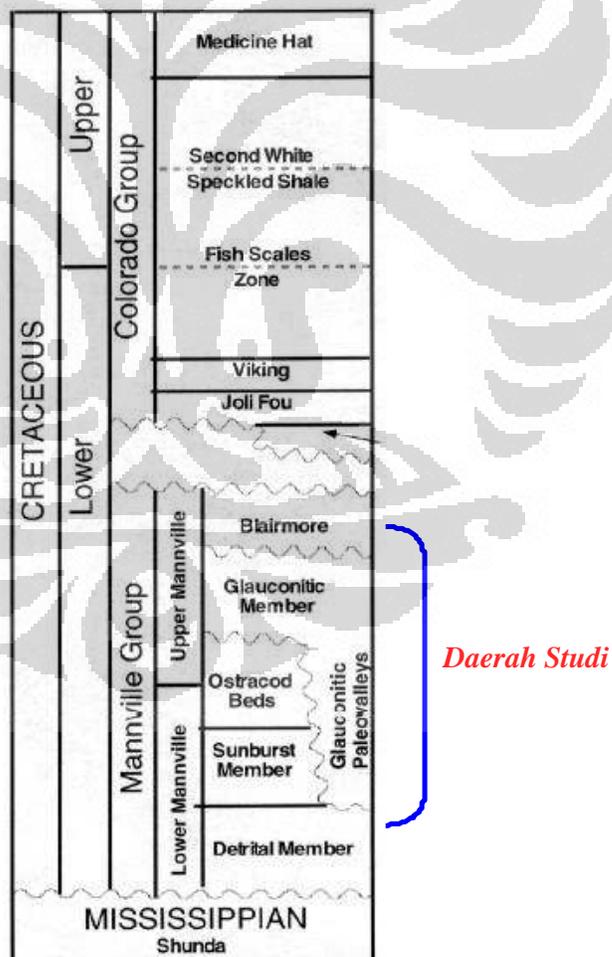
BLACKFOOT

Lapangan Blackfoot berada sekitar 15 kilometer di sebelah tenggara kota Strathmore, Alberta, Canada, Township 23, Range 23, seperti terlihat pada **gambar 2.1**. Pada area studi ini Batuan group Manville di endapkan secara tidak selaras berada di atas batuan group karbonat Missisipi. Target reservoir adalah sedimen dari *incised-valley fill* yang berada dalam formasi Glauconitic. Glauconitic *incised valley* terdapat di Alberta bagian selatan. Incised Valley fill dapat di temukan di beberapa bagian formasi detrital dan terdistribusi pada kedalaman yang bervariasi. Group Glauconitic terdiri dari batu pasir dengan butiran kwarsa dengan ukuran butir dari yang sedang sampai yang sangat halus. Lapisan Ostracod berada di bawah Group Glauconitic dan terdiri dari shale yang argilicerous dan batuan gamping berfosil serta lapisan siltstone yang tipis. Secara lengkapnya, batuan di daerah penelitian dapat dilihat pada kolom stratigrafi yang ditunjukkan pada **gambar 2.2**.



Gambar 2.1. *Blackfoot Area* (Rolando, 2009:5)

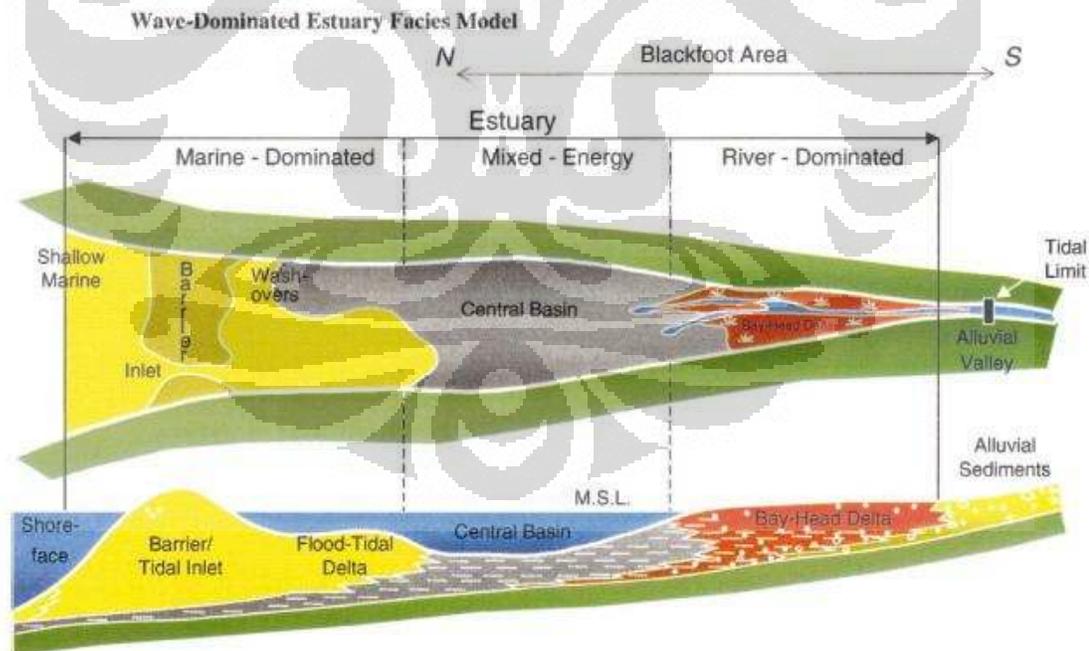
Lapisan shale Bantry yang tipis dan mempunyai kecepatan rendah ada di bawah Group Ostracod tetapi tidak persisten secara lateral. Anggota Group Sunburst terdiri dari lapisan batupasir berlapis dan mengandung karbon, terbentuk dari sub-litharenites dan quartzarenites. Formasi Detrital mempunyai litologi yang heterogen dan terdiri dari bongkah rijang, Lithic Sandstone, siltstone dan batuan lempung. Glauconitic Sandstone berada pada kedalaman 1550 m dan ketebalan sedimen dari valley fill bervariasi dari 0-35 m. Ada tiga fase pengisian sediment pada daerah ini. Member atas dan bawah dari Group Glauconitic berupa quartz sandstone dengan porositas rata-rata 18 % dimana anggota group di bagian tengah merupakan lithic sandstone yang kompak.



Gambar 2.2. Kolom Stratigrafi Blackfoot (Rolando, 2009:6)

2.1. Petroleum System

Reservoir yang terisi hidrokarbon ditemukan pada perangkap struktur dan stratigrafi pada channel yang porous. Hidrokarbon yang ada disini terutama adalah minyak dengan sedikit kemunculan gas. Formasi yang berproduksi adalah Lower Cretaceous Glauconitic yang di karakterisasi secara geologi sebagai bentuk low-sinuosity channel sekuas 1-5 km dan tebalnya mencapai 35 m. Arus purba dari channel ini berarah dari selatan ke utara. Secara spesifik Endapan Glauconitic terdiri dari Litologi yang kompleks dan incised valley system yang mengerosi Ostracod dan di beberapa bagian secara lokal memotong Formasi detrital. Beberapa fase pengisian sedimen dibuktikan dari observasi core dan analisis log. Ada tiga incised valley dengan tiga kualitas sand dan mineralogi yang berbeda. Bagian atas dan bawah incised valley merupakan reservoir utama. Channel fluvial merupakan reservoir yang baik pada area ini. Lithic incised valley bertindak sebagai batuan penutup pada sistem ini.

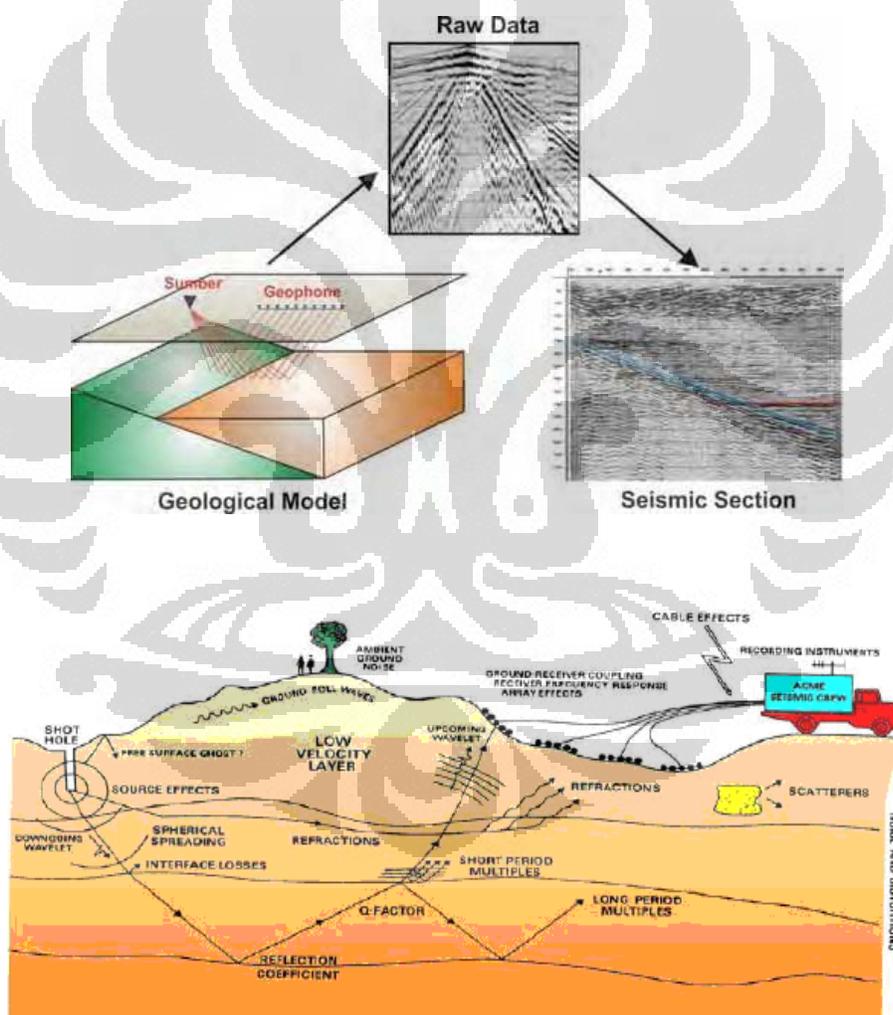


Gambar 2.3. Model Fasies Blackfoot (Rolando, 2009:7)

BAB III TEORI DASAR

3.1. Konsep Seismik Refleksi

Metode Seismik refleksi merupakan salah satu metode geofisika yang paling banyak digunakan dalam usaha eksplorasi migas. Metoda ini memanfaatkan perambatan gelombang elastis ke dalam bumi yang mentransfer energi gelombang menjadi pergerakan partikel dalam batuan. Untuk lebih jelasnya lihat gambar 3.1



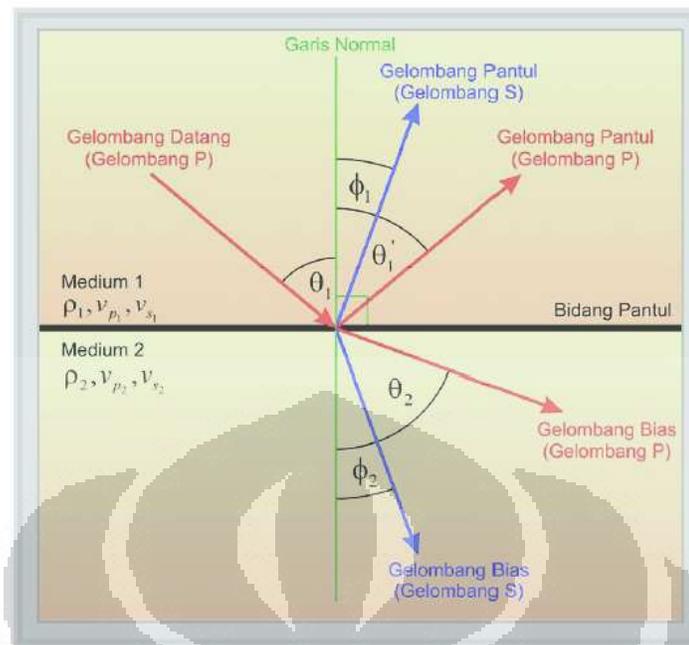
Gambar 3.1 Skema sederhana perambatan gelombang dalam metode seismik refleksi. Setelah dilakukan akuisisi, output berupa *raw data* seismik yang kemudian dilakukan *processing* menghasilkan *seismic section* yang diasumsikan sudah bersih dari *noise* (yudafaisal, 2008:27)

Metoda seismik refleksi merupakan metoda geofisika yang memanfaatkan gelombang pantul (refleksi) dari batuan di bawah permukaan. Hal ini dapat dilakukan dengan cara mengirimkan sinyal dalam bentuk gelombang ke dalam bumi, kemudian sinyal tersebut akan terpantulkan oleh batas antara dua lapisan, dan selanjutnya sinyal pantulan direkam oleh *receiver* (geofon atau hidrofona), seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.1**. Data yang dimanfaatkan dari gelombang pantul ini ialah waktu tempuh, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variable lain yang dapat dimanfaatkan ialah amplitudo, frekuensi dan fasa gelombang.

Gelombang seismik merambat melalui batuan sebagai gelombang elastik, yang mengubah energi menjadi gerakan partikel batuan. Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, muka gelombang akan terbagi. Sebagian akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat dibawah permukaan bumi.

Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Jika gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda akan menimbulkan gelombang refleksi dan refraksi. Sebagian energi gelombang akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan diteruskan sebagai gelombang P dan gelombang S. **Gambar 3.2** memperlihatkan peristiwa gelombang refleksi dan refraksi. Lintasan gelombang tersebut mengikuti Hukum Snellius, yang ditunjukkan pada Persamaan 3.1.

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta'}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{S2}} = P \quad (3.1)$$



Gambar 3.2. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium (Bhatia, 1986)

3.2. Komponen Seismik Refleksi

Komponen yang dihasilkan disini adalah hal-hal yang dapat dihasilkan atau diturunkan (*derivative value*) dari parameter dan data dasar seismik refleksi.

3.2.1. Impedansi Akustik

adalah kemampuansuatu batuan untuk melewatkan gelombang. Impedansi akustik merupakan sifat yang khas pada batuan yang merupakan hasil perkalian antara densitas media rambat dan kecepatan media rambat, dinyatakan dalam persamaan 3.2.

$$IA = \rho \cdot V \quad (3.2)$$

Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Sukmono, (1999) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras ("hard rock") dan sukar dimampatkan, seperti batu gamping mempunyai IA yang tinggi,

sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah.

3.2.2. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi (RC) merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat, dapat dihitung menggunakan **persamaan 3.3** sebagai berikut:

$$KR = \frac{(IA2 - IA1)}{(IA2 + IA1)} = \frac{(\rho_2 \cdot V_2) - (\rho_1 \cdot V_1)}{(\rho_2 \cdot V_2) + (\rho_1 \cdot V_1)} \quad (3.3)$$

Dimana :

KR = Koefisien refleksi

IA1= Impedansi akustik lapisan atas

IA2= Impedansi akustik lapisan bawah

Persamaan 3.3 menunjukkan bahwa nilai koefisien refleksi besarnya berada antar -1 sampai 1.

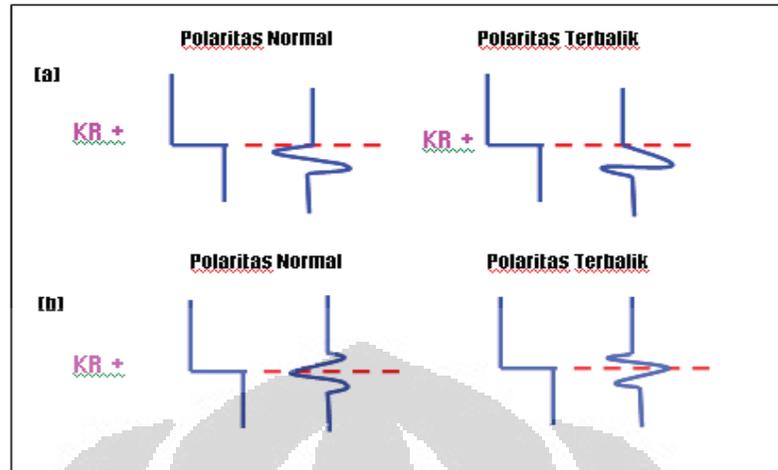
3.2.3. Polaritas

Polaritas yang kita gunakan tidak mempunyai makna khusus tersendiri, hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan, walau demikian penentuan polaritas sangat penting. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidropon di air atau pergerakan awal ke atas pada geopon di darat.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada tape, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Menggunakan konvensi ini, dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG kita akan mengharapkan :

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika $IA2 > IA1$
2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika $IA2 < IA1$



Gambar 3.3 Polaritas Normal dan Terbalik Menurut SEG a) Minimum Phase b) Zero Phase
(www.ensiklopediseismik.blogspot.com)

3.2.4. Resolusi Vertikal Seismik

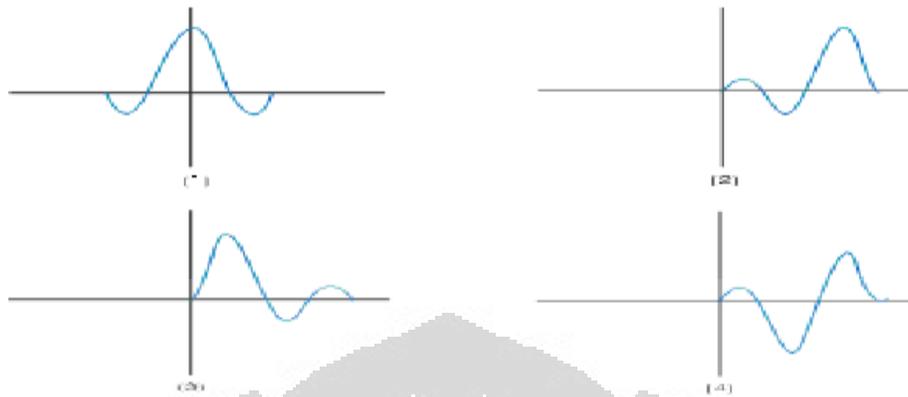
Resolusi adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Range frekuensi yang sering digunakan dalam eksplorasi seismik hanya antara 10-70 Hz. Hal ini secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik. Nilai dari resolusi vertikal adalah :

$$rv = \frac{v}{4f} \quad (3.4)$$

Dapat dilihat dari **persamaan 3.4** bahwa hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas $\frac{1}{4} \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning (*tuning thickness*). Dengan bertambahnya kedalaman, kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan tuning bertambah besar

3.2.5. Wavelet

Wavelet adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas (sukmono, 2000). Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.4**.

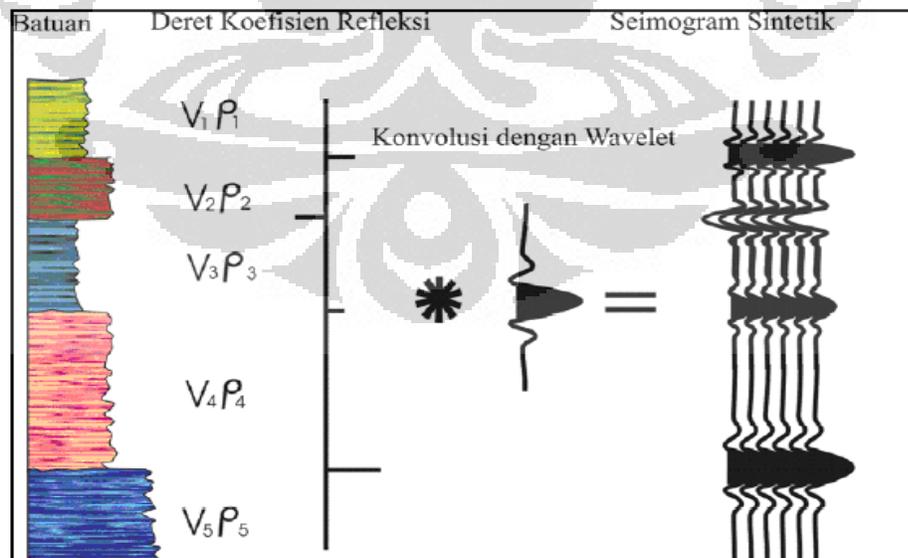


Gambar 3.4. Jenis-jenis wavelet (1) *Zero Phase Wavelet*; (2) *Maximum Phase Wavelet*; (3) *Minimum Phase Wavelet*; (4) *Mixed Phase Wavelet* (Russel,1991)

3.2.6. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan wavelet, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.5**.

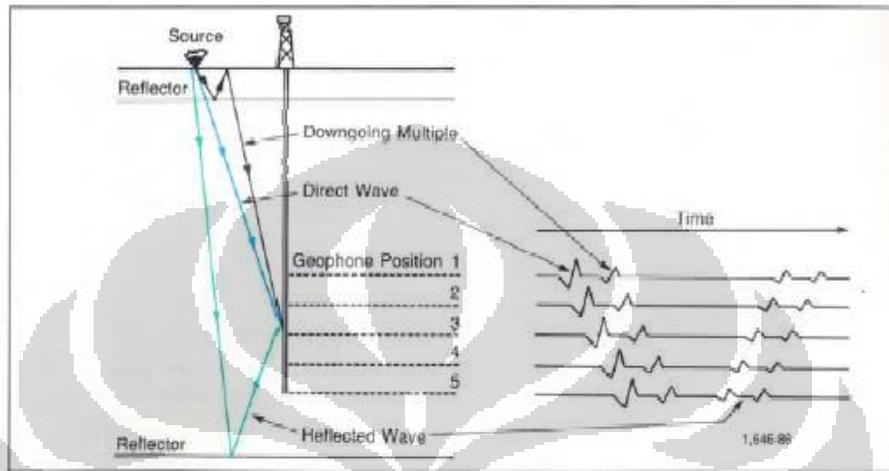
Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap trace seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif. (sukmono. 2000)



Gambar 3.5. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan wavelet (Sukmono, 2000)

3.3. Checkshot

Checkshot dilakukan bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Prinsip kerjanya dapat dilihat pada **gambar 3.6.**



Gambar 3.6. Survei *Checkshot* (Sukmono, 2007)

Survei ini memiliki kesamaan dengan akuisisi data seismik pada umumnya namun posisi geofon diletakkan sepanjang sumur bor, atau dikenal dengan survey *Vertical Seismik Profilling (VSP)*. Sehingga data yang didapatkan berupa *one way time* yang dicatat pada kedalaman yang ditentukan sehingga didapatkan hubungan antara waktu jalar gelombang seismik pada lubang bor tersebut (sukmono,2000)

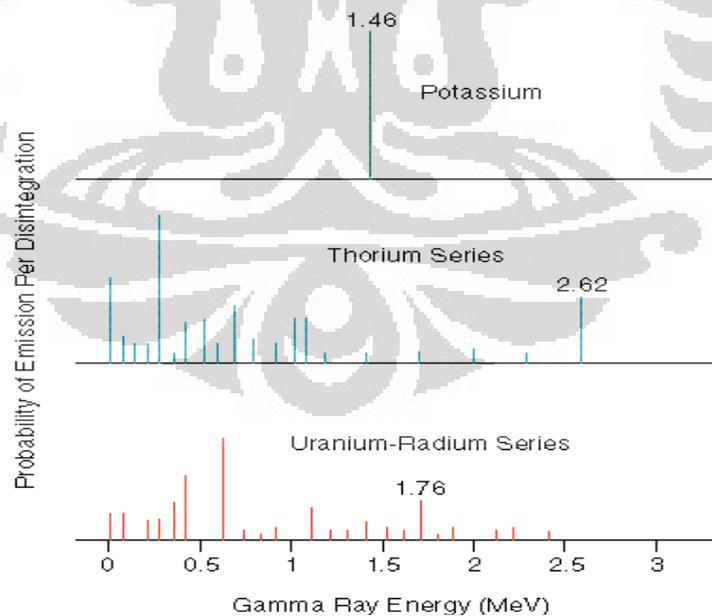
3.4. Well Logging

Investigasi geologi dan seismik permukaan mampu memberikan perkiraan potensi hidrokarbon di bawah permukaan. Akan tetapi, evaluasi formasi dengan menggunakan data sumur (*well logging*) seperti *wireline log*, memberikan input respon geologi secara langsung kondisi bawah permukaan dengan akurasi yang lebih tinggi dari pada data seismik. Sehingga data log dijadikan sebagai kontrol dari data seismik untuk identifikasi hidrokarbon sebagai salah satu dari tujuan utama evaluasi formasi. Log adalah suatu grafik kedalaman atau waktu dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur. Kurva log memberikan informasi yang cukup tentang sifat-sifat batuan dan fluida yang terkandung di dalamnya.

3.4.1. Log Gamma Ray (GR)

Fungsi utama Log GR dalam aplikasi stratigrafi dan geologi minyak bumi yaitu bahwa log GR digunakan sebagai “log lempung” untuk membedakan antara lempung dan formasi “bersih” dan juga untuk mengevaluasi proporsi lempung (Vshale) dalam *shaly formations*. Prinsip log GR adalah perekaman radioaktivitas alami bumi yang terkandung dalam batuan secara natural. Radioaktivitas GR berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu Uranium-U, Thorium-Th dan Potasium-K, yang secara kontinu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Sinar Gamma ini mampu menembus batuan dan terdeteksi dalam bentuk pulsa listrik. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu.

Semakin tinggi nilai pembacaan GR maka semakin tinggi pula persentasi dari kandungan lempung. Tetapi ada juga litologi yang memiliki jenis radioaktif yang sama dengan lempung sehingga log GR memerlukan perbandingan dengan data log lainnya. Umumnya batupasir, batugamping, dan *dolomite* memiliki konsentrasi isotop radioaktif (U,Th,K) dengan jumlah relatif lebih sedikit daripada lempung. Dari karakter tersebut log GR bersama log SP digunakan untuk mendeterminasi batuan tetapi tidak berhubungan dengan kandungan fluida



Gambar 3.7 Tiga unsur radioaktif utama yang umum dijumpai pada batuan (Harsono,1994).

3.4.2. Log Neutron Porosity

Log NPHI menggunakan karakter fisik dari air dan mineral untuk melihat kontras kesarangan dan mengabaikan pengukuran volume pori atau porositas karena NPHI tidak mengukur volume pori secara langsung. Alat ini bekerja berdasarkan hasil pancaran partikel-partikel neutron energi tinggi dari suatu sumber ke dalam formasi batuan. Partikel-partikel ini akan bertumbukan dengan atom-atom pada batuan sehingga mengakibatkan hilangnya energi dan kecepatan. Tumbukan neutron dengan atom H pada formasi yang mempunyai massa atom yang sama adalah yang paling signifikan. Partikel yang telah kehilangan energi tersebut kemudian akan dipantulkan kembali, diterima detektor dan direkam ke atas permukaan. Dengan mengetahui banyaknya kandungan atom hidrogen dalam batuan maka akan dapat diketahui besarnya harga kesarangan batuan tersebut.

3.4.3. Log Bulk Density (RHOB)

Prinsip kerja log RHOB yaitu alat logging memancarkan sinar gamma energi menengah ke dalam suatu formasi sehingga sinar gamma akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi (atenuasi) sinar gamma yang kemudian akan dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkam ke permukaan. Dalam hubungan fisika atenuasi merupakan fungsi dari jumlah elektron yang terdapat dalam formasi yaitu densitas elektron yang mewakili densitas keseluruhan.

3.4.4. Log Sonik

Log Sonik atau log kecepatan yaitu log yang bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Gelombang suara ini dipancarkan ke dalam suatu formasi kemudian akan dipantulkan kembali dan diterima oleh *receiver*. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke penerima disebut interval transit time. Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan tersebut sebagai fungsi dari parameter elastik seperti K (bulk modulus), μ (Shear Modulus), dan densitas (ρ) yang terkandung dalam persamaan kecepatan Gelombang Kompresi (V_p) dan Gelombang Shear

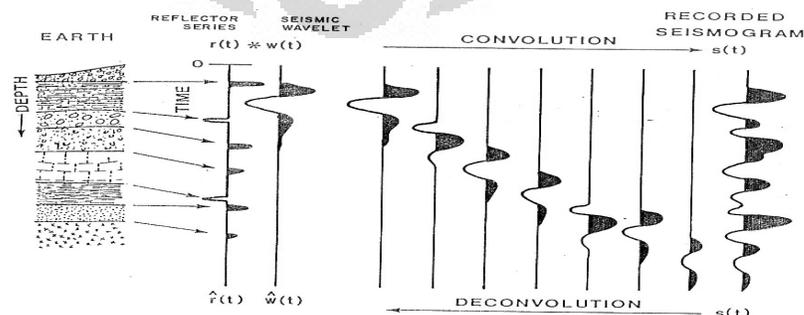
(Vs). Sehingga, log sonik sering digunakan untuk mengetahui porositas litologi dan juga digunakan untuk membantu interpretasi data seismik, terutama untuk mengkalibrasi kedalaman formasi. Pada batuan yang sarang maka kerapatannya lebih kecil sehingga kurva log sonik akan mempunyai harga lebih besar. Apabila batuan mempunyai kerapatan yang besar, maka kurva log sonik akan berharga kecil seperti pada batu gamping. Besaran dari pengukuran log sonik dituliskan sebagai harga kelambatan (1 dibagi kecepatan atau *slowness*). (sukmono, 2000)

3.4.5. Metode Inversi Akustik Impedansi

Impedansi akustik (AI) adalah salah satu metoda yang sangat penting di dalam melakukan karakterisasi reservoir. Inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh atau dengan kata lain merupakan suatu proses konversi dari data seismik menjadi data Impedansi Akustik.

Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kedalaman, tekanan dan temperatur. Hal tersebut menyebabkan impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi. Data seismik impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo.

Hasil akhir dari inversi seismik adalah impedansi. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa inversi seismik merupakan suatu usaha untuk merubah data seismik yang semula merupakan amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi impedansi akustik sebagai fungsi waktu, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.8**.



Gambar 3.8 Skema proses konvolusi dan dekonvolusi (Sukmono, 2000)

Ada beberapa hal yang harus dipersiapkan untuk mendapatkan data seismik impedansi akustik, yaitu:

1. Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya
2. Hasil interpretasi horison
3. Data log sumur, minimal data log sonik dan densitas
4. *Wavelet*

Apabila data seismik konvensional melihat batuan di bawah permukaan sebagai batas antar lapisan batuan, maka data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Oleh karena itu, data impedansi akustik lebih mendekati gambaran nyata lapisan di bawah permukaan sehingga menjadi lebih mudah untuk dimengerti. Data impedansi akustik hasil impedansi ini mampu memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai penyebaran batuan baik secara vertikal maupun secara lateral.

Terdapat beberapa metode dalam melakukan inversi seismik, yaitu:

1. Metode Inversi *Recursive*
Metode *recursive* sering disebut juga *band limited inversion*. Metode ini mengabaikan efek dari wavelet dan memperlakukan tras seismik koefisien yang telah difilter oleh *zero phase wavelet*.
2. Metode Inversi *Sparse Spike*
Metode inverse *sparse spike* ini mengasumsikan bahwa reflektifitas sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektifitas kecil yang tersimpan di dalam deretan reflektifitas yang lebih besar yang secara geologi berhubungan dengan ketidakselarasan atau batas litologi utama.
3. Metode Inversi *Model Based (Blocky)*
Metode ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang telah dibuat dari hasil konvolusi reflektifitas (model geologi) dengan wavelet tertentu dengan data seismik riil. Penerapan metode ini dimulai dengan asumsi awal yang diperbaiki secara iteratif. Metode ini dapat dilakukan dengan anggapan tras seismik dan wavelet diketahui, *noise* tidak berkorelasi dan acak.

3.5. Analisa Multi-Atribut

Analisa seismik multi-atribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisa ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan 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 mensimulasikan hubungan spasial variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal ini didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam bahwa pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran. Schultz et al. (1994) mengidentifikasi tiga sub-kategori utama pada teknik analisa multi-atribut geostatistik, yaitu:

1. Perluasan dari *co-kriging* untuk melibatkan lebih dari satu atribut sekunder untuk memprediksi parameter utama.
2. Metode yang menggunakan matriks kovariansi untuk memprediksi suatu parameter dari atribut input yang telah diberi bobot secara linear.
3. Metode yang menggunakan *Artificial Neural Networks* (AANs) atau teknik optimisasi non-linear untuk mengkombinasikan atribut-atribut menjadi perkiraan dari parameter yang diinginkan. Analisa multi-atribut pada penelitian ini menggunakan kategori yang kedua. Prosesnya sendiri melibatkan pembuatan dari volum pseudolog yang nantinya akan digunakan untuk memetakan penyebaran batupasir dan batulempung.

Dalam kasus yang paling umum, kita mencari sebuah fungsi yang akan mengkonversi m atribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan, ini dapat ditulis sebagai :

$$P(x,y,z) = F[A_1(x,y,z), \dots, A_m(x,y,z)] \quad (3.5)$$

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 $i = 1, \dots, m$.

Untuk kasus yang paling sederhana, hubungan antara log properti dan atribut seismik dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier.

$$P = w_0 + w_1A_1 + \dots + w_mA_m \quad (3.6)$$

dimana :

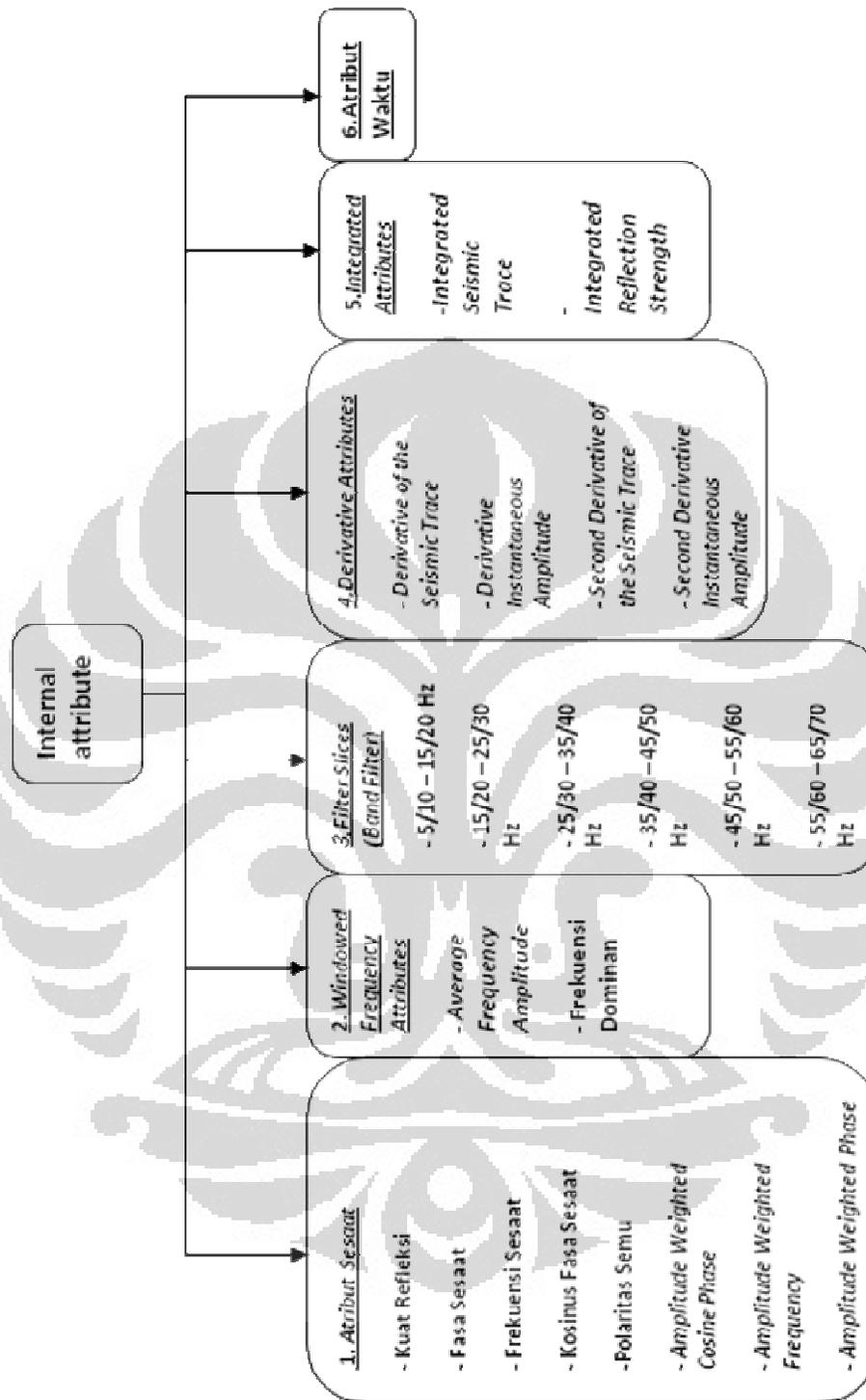
w_i = nilai bobot dari $m+1$, dimana $i = 0, \dots, m$

3.5.1. Atribut input dalam Analisa Multi-attribut (Internal Attribute)

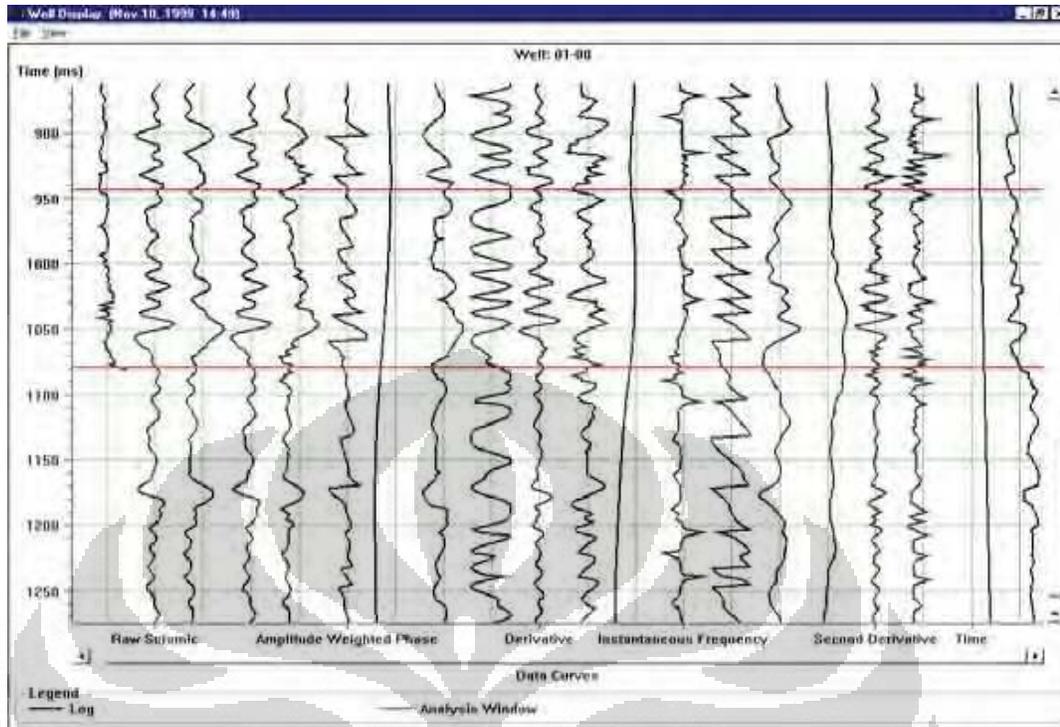
Atribut-seismik dapat dibagi kedalam dua kategori (Chen, 1997) :

- *Horizon-based attributes* : dihitung sebagai nilai rata-rata antara dua horizon.
- *Sample-based attributes* : merupakan transformasi dari tras input untuk menghasilkan trace output lainnya dengan jumlah yang sama dengan trace input (nilainya dihitung sampel per sampel).

Atribut yang digunakan dalam analisa multi-atribut dengan menggunakan perangkat lunak EMERGE harus dalam bentuk *sample-based attributes*, dimana 23 jenis atribut digunakan sebagai input. Atribut-atribut ini dapat dikelompokkan kedalam 6 kategori, yaitu:



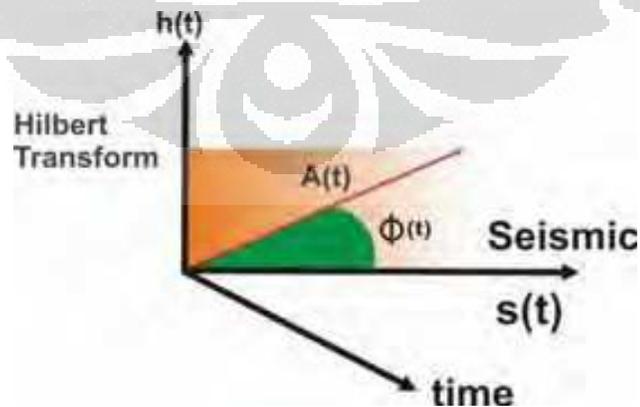
Gambar 3.9 Enam Jenis dari Internal Atribut dalam Multi-Attribute Analysis (Hampson Russell's Manual, 2000)



Gambar 3.10 Trace atribut (*single trace*) untuk semua jenis atribut pada lokasi disekitar sumur (Russel, 2008).

3.5.1.1. Atribut Sesaat (*Instantaneous Attribute*)/Atribut Kompleks

Atribut kompleks ini pertama kali diperkenalkan oleh Taner dkk. (Geophysics, Juni 1979). Atribut ini dihitung dari trace kompleks $C(t)$, yang terdiri dari trace seismik $s(t)$, dan transformasi Hilbertnya $h(t)$, yang merupakan pergeseran fasa sebesar 90° dari trace seismik.



Gambar 3.11 Penulisan trace kompleks dalam bentuk polar (Geophysics, Juni 1979).

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

$$\begin{aligned} C(t) &= s(t) + ih(t) \\ &= A(t)e^{i\omega(t)} \\ &= A(t)\cos\omega(t) + A(t)\sin\omega(t) \end{aligned} \quad (3.7)$$

dimana : $i = \sqrt{-1}$

Atribut dasar yang ketiga adalah frekuensi sesaat, yang merupakan turunan waktu dari fasa sesaat. Persamaan frekuensi sesaat ini dapat ditulis sebagai :
 $\omega(t) = d\phi(t)/dt$ frekuensi sesaat

3.5.1.2. Atribut Jendela Frekuensi (*Windowed Frequency Attributes*)

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

3.5.1.3. Atribut Filter Slice

Set ketiga dari atribut terdiri dari *narrow band filter slices* dari tras seismic. 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

3.5.1.4. Derivative Attributes

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

tersebut dihitung melalui cara berikut, dimana s_i = sampel tras seismic atau amplitude envelope ke i , $d1i$ = turunan pertama dari i , $d2i$ = turunan kedua dari i dan Δt = interval sampling:

$$\begin{aligned} d1i &= \frac{s_i - s_{i-1}}{\Delta t} \\ d2i &= \frac{d1i - d1_{i-1}}{\Delta t} \end{aligned} \quad (3.8)$$

3.5.1.5. *Integrated Attributes*

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

$$I_i = S_i + I_{i-1} \quad (3.9)$$

S_i = sampel ke- i dari tras seismic atau nilai kuat refleksinya, I_i = nilai integrasi.

Perlu dicatat bahwa ini merupakan penjumlahan berjalan (*running sum*).

Pada akhir dari penjumlahan berjalan, integrasi dari seismic difilter dengan menggunakan 50 titik, sehingga dihasilkan tras seismic dengan frekuensi rendah. Integrasi dari kuat refleksi dinormalisasi dengan membagi hasil integrasinya dengan perbedaan antara sampel minimum dan maksimum dari keseluruhan sampel.

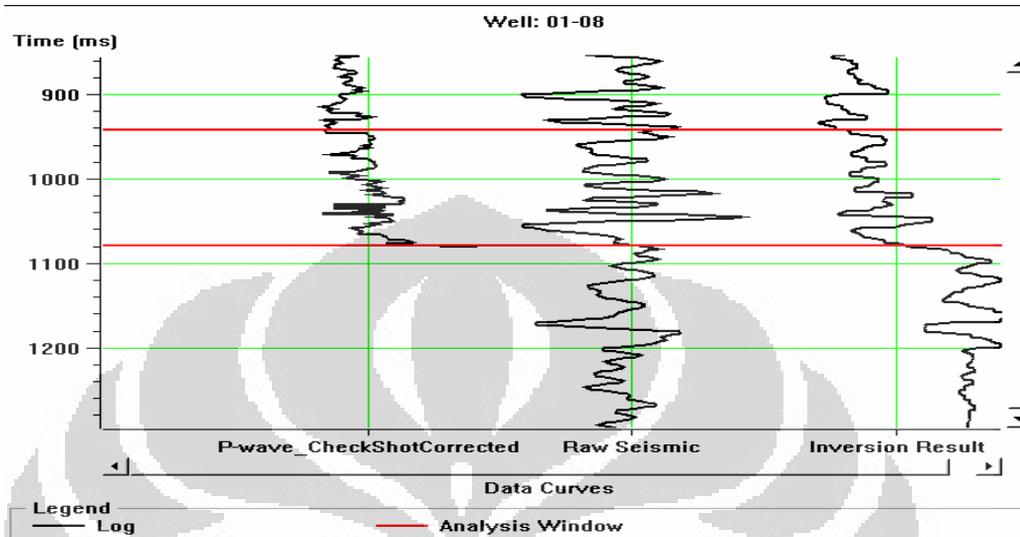
3.5.1.6. *Atribut Waktu (Time Attributes)*

Atribut terakhir dari EMERGE adalah atribut waktu. Atribut ini sangat sederhana, ia merupakan nilai waktu dari tras seismic, 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 seismic pada interval target.

3.5.2. Cross-Plot

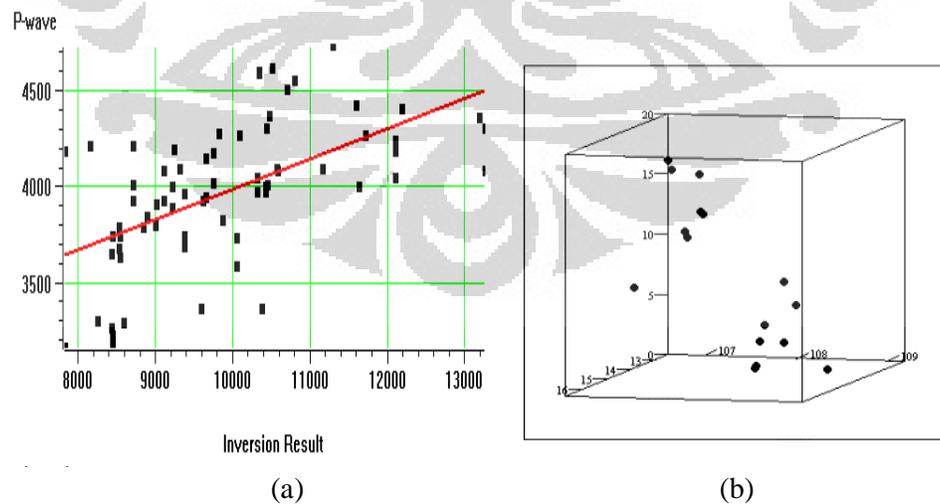
Salah satu cara untuk mengukur korelasi antara data target dan atribut adalah dengan melakukan kros plot antara keduanya.



Gambar 3.12 Cross plot antara target log, tras seismik, dan eksternal atribut (Hampson Russell's, 2000)

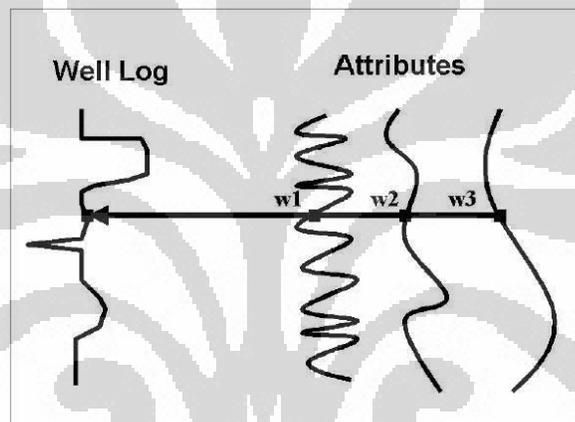
3.5.3. Multi Linier Regression (MLR)

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



Gambar 3.13 Ilustrasi *Cross-plot* dengan menggunakan (a) satu atribut dan (b) dua atribut (Hampson Russell's, 2000)

Dalam metoda ini, tujuan kita adalah 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 kenapa kita melakukan hal ini karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan dari pada data seismik itu sendiri, banyak dari atribut ini bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi. Pengembangan (extension) analisa linier konvensional terhadap multiple atribut (regresi)



Gambar 3.14 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Hampson Russell's, 2000)

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

$$L(t) = w_0 + w_1 A_1(t) + w_2 A_2(t) + w_3 A_3(t) \quad (3.10)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalisasi *meansquared prediction error*.

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=j}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (3.11)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar :

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \pi \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

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.

Lalu bagaimana caranya memilih kombinasi atribut yang paling baik untuk memprediksi log target? Dilakukan sebuah proses yang dinamakan *step-wise regression*:

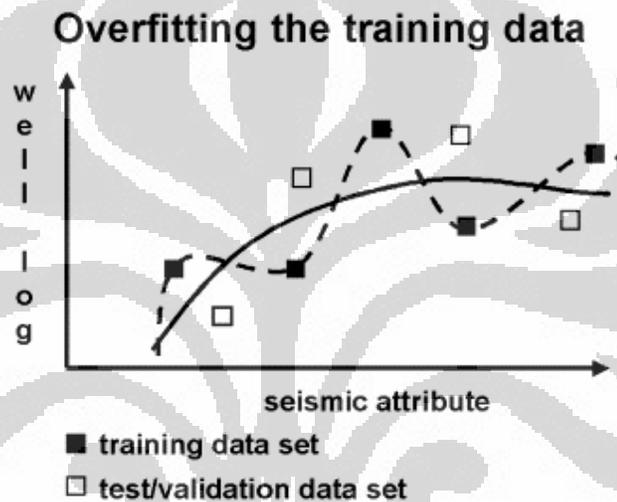
1. Dicari atribut tunggal pertama yang paling baik dengan menggunakan *trial and error*. Untuk setiap atribut yang terdapat pada software dihitung error prediksinya. Atribut terbaik adalah atribut yang memberikan error prediksi terendah. Atribut ini selanjutnya akan disebut atribut-a
2. Dicari pasangan atribut yang paling baik dengan mengasumsikan anggota pasangan yang pertama adalah atribut-a. Pasangan yang paling baik adalah pasangan yang memberikan error paling kecil. Atribut ini selanjutnya akan disebut atribut-b.
3. Dicari 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 error prediksi paling kecil. Prediksi ini berlangsung terus sebanyak yang diinginkan. Error 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. (Hampson Russels's manual 2000)

3.5.4. Validasi

Menambahkan atribut akan meminimalisasi nilai error pada log prediksi, tapi apakah data atribut akan selalu cocok?. Kapan kita harus berhenti menambahkan jumlah atribut. Bagaimanapun juga transformasi multi-atribut dengan jumlah atribut N+1 selalu mempunyai prediksi error lebih kecil atau sama

dengan transformasi dengan N atribut. Menambah jumlah atribut, serupa dengan mencari kurva regresi yang cocok untuk sebuah plot data, dengan menggunakan polinomial yang ordenya 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 ini biasa disebut dengan over-training.



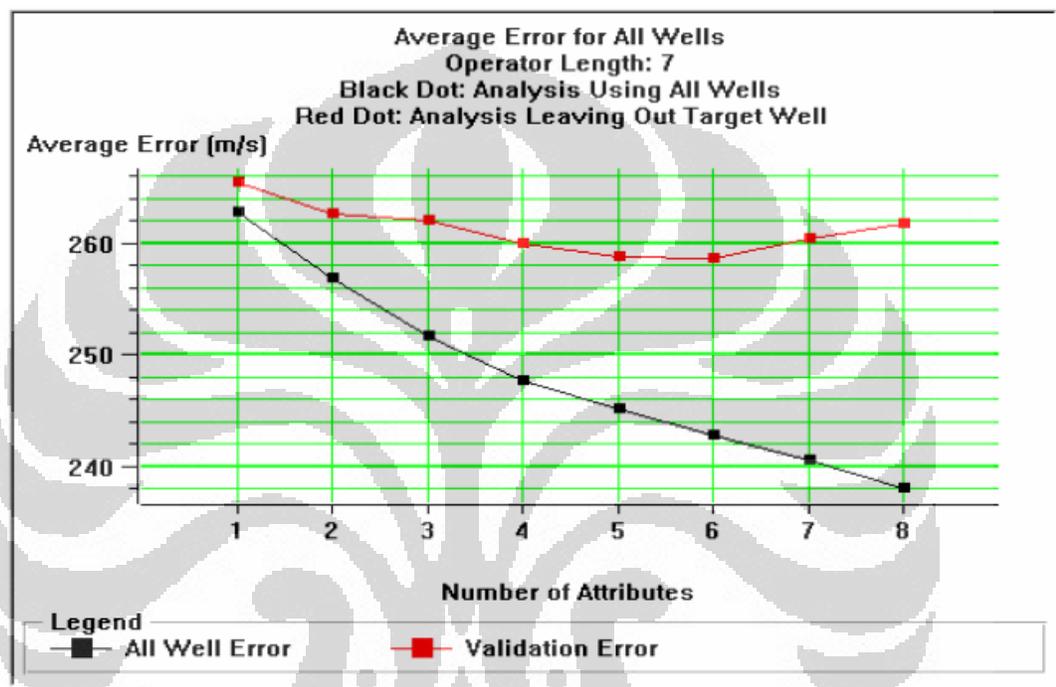
Gambar 3.15 Ilustrasi *cross-validasi*. Kedua kurva digunakan untuk mencocokkan data. Kurva putus-putus menunjukkan korelasi yang baik dengan data training. Namun buruk jika kemudian digunakan set data validasi (Hampson Russell's, 2000)

Untuk mengukur validitas dari jumlah atribut yang digunakan, dilakukan prosedur sebagai berikut. Misalnya, terdapat tiga buah atribut dan lima buah well. Untuk perhitungan pertama, sumur pertama tidak diikuti. Lalu dihitung koefisien regresinya, tanpa menggunakan data dari sumur pertama. Dengan nilai koefisien yang dihasilkan, lalu dihitung prediksi eror dari sumur satu dengan rumus:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^n (\varphi_1 - w_0 - w_1 * I_1 - w_2 * E_j - w_3 * E_j)^2 \quad (3.13)$$

Ini adalah eror validasi untuk sumur satu. Proses ini kemudian diulang untuk sumur 2, sumur 3, dan sumur 4. Error rata-ratanya dihitung dengan:

$$E_A = \frac{(E_1 + E_1 + E_1 + E_1 + E_1)}{5} \quad (3.14)$$



Gambar 3.16 Plot *Validation Error* dan *Prediction Error* (Hampson Russell's, 2000)

3.6. Neural Network

Regresi Multi attribute dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linear fungsional yang baik di antara log yang di prediksi dan atribut seismik. Pada kasus hubungan yang non-linear kita dapat mengaplikasikan transformasi tersebut dengan metoda neural network sebagai algoritma prediksi. Dalam pengertian umum artificial neural network (ANN) adalah sekumpulan kumpulan komponen elektronik atau program komputer yang di desain untuk memodelkan kerja sistem otak. Otak manusia dideskripsikan sebagai suatu system yang kompleks, tidak linear dan mempunyai system informasi dan proses yang paralel. Komponen

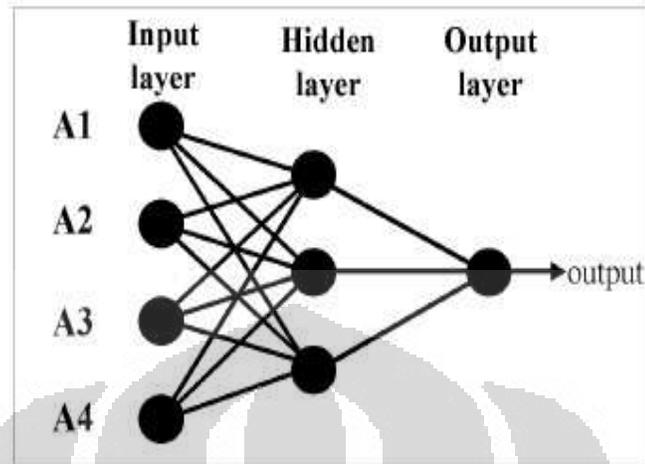
struktural otak manusia adalah sel-sel syaraf yang disebut neuron yang tersambung dengan jumlah besar koneksi yang disebut sinapsis. Sistem yang kompleks ini mempunyai kemampuan yang luar biasa untuk membangun cara kerjanya dan menyimpan informasi.

Neural Network meniru cara kerja otak dalam dua aspek :

- Pengetahuan atau data di dapatkan dari proses training.
- Kekuatan koneksi inter-neuron diketahui sebagai bobot sinaptik yang digunakan untuk menyimpan pengetahuan tersebut. Prosedur yang digunakan dalam proses training disebut algoritma training. Algoritma ini berfungsi untuk memodifikasi bobot sinaptik dari sebuah network untuk mendesain sebuah objek yang diinginkan. Meskipun neural network tergolong baru dalam dunia industri perminyakan, secara sejarah algoritma ini sudah dikenal sejak tahun 1940 dimana pada saat itu para psikolog mencoba untuk memodelkan cara otak manusia dalam belajar. Seiring dengan penemuan computer, peneliti mengembangkan sebuah program untuk melihat simulasi kerja otak manusia yang kompleks. Pada tahun 1969 Marvin Minsky menemukan satu metode perceptron yang dapat menyelesaikan beberapa masalah sederhana. Tahun 1986 Rumelhart dan McClelland mempublikasi sebuah algoritma Back-Propagation yang kemudian dikenal sebagai MLFN saat ini. Tahun 1990 Donald specht menemukan PNN dan metoda ini menjadi populer di lingkungan geofisika sebagai aplikasi yang cukup sukses (Huang et al., 1996; Todorov et al., 1998).

3.6.1. Multi Layer Feed Forward Neural Network

Algoritma ini terdiri dari beberapa set layer yang di desain menjadi dua layer atau lebih. Ada layerinput dan output, dimana masing-masing layer terdiri atas paling sedikit satu neuron. Diantara dua layer tersebut terdapat "hidden layer". Neuron terkoneksi melalui sistem dimana neuron input untuk masing-masing layer berasal dari layer sebelumnya. Pada contoh di gambar ini ditunjukkan kita mempunyai empat atribut seismik dengan dengan hidden layer mempunyai tiga neuron dan satu output neuron, berarti ada 15 koneksi dan ini berarti skema ini punya 15 bobot.



Gambar 3.17 Ilustrasi MLFN (Hampson Russell's, 2000)

3.6.2. Probabilistic Neural Network

Ide dasar dibalik PNN adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut variable independen untuk memprediksi variable dependen tunggal. Variable independen di representasikan sebagai vector $x = [x_1, x_2, \dots, x_p]$ dimana p adalah jumlah variable independen. Sedangkan variable dependen adalah y . Tujuan algoritma ini adalah untuk memprediksi variable y' yang tidak diketahui. Estimasi ini didasarkan pada persamaan fundamental dari regresi umum PNN :

$$y'(x) = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))} \quad (3.15)$$

Dimana n adalah jumlah dari sampel dan $D(x, x_i)$:

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^p \left(\frac{x_{1j} - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2 \quad (3.16)$$

D adalah jarak yang di skalakan diantara poin yang akan di estimasi, jarak tersebut yang disebut "smoothing" parameter. Untuk sampel ke m , prediksinya :

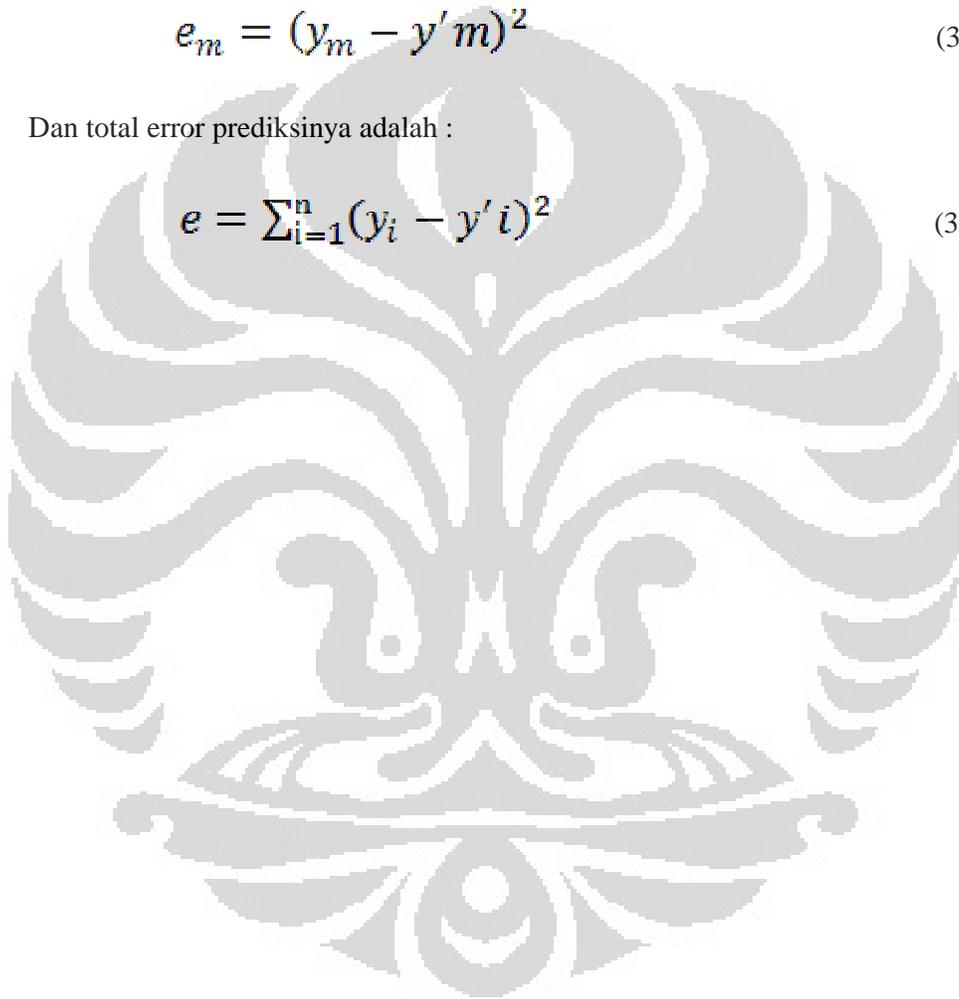
$$y'(x)(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n y_i \exp(x_m - D(x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(D(x_m, x_i))} \quad (3.17)$$

Jadi nilai yang di prediksi dari sampel ke m adalah y'_m . Jika tahu nilai y_m , kita dapat memprediksi error validasi:

$$e_m = (y_m - y'_m)^2 \quad (3.18)$$

Dan total error prediksinya adalah :

$$e = \sum_{i=1}^n (y_i - y'_i)^2 \quad (3.19)$$



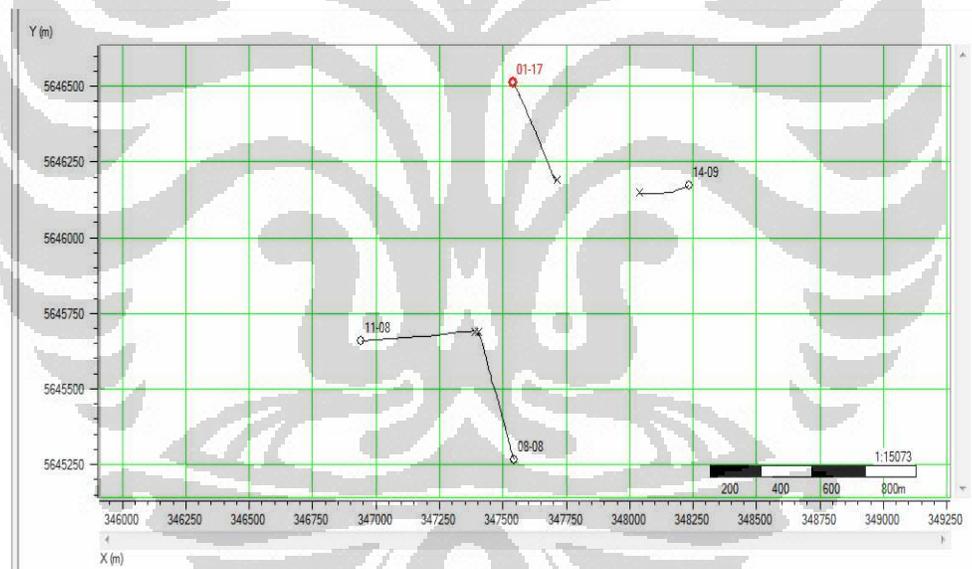
BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1. Persiapan Data

Dalam studi ini digunakan data seismik, sumur, dan checkshot. Berikut ini adalah penjelasan dari masing-masing data yang digunakan.

4.1.1. Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *post-stack time migration* (PSTM) dengan jumlah *inline* sebanyak 165, jumlah *crossline* sebanyak 168, dan *sampling rate* sebesar 2 ms dan cakupan dari data seismik ditunjukkan oleh **gambar 4.1**.



Gambar 4.1. Studi area dari cakupan data seismik dan data sumur

4.1.2. Data Sumur

Pada studi ini digunakan sebanyak 4 sumur dengan data *log* yang digunakan untuk masing-masing sumur dalam penelitian ini adalah *log* densitas dan *log sonic* untuk pengikatan data sumur dengan data seismik. Dan data gamma ray, data resistivity untuk penentuan korelasi *marker* sumur. Ketersediaan data sumur ditunjukkan oleh **tabel 4.1**.

No	Well Name	Well X	Well Y	Units	KB Elev. (m)	Elev. Units	Checkshot
1	01-17	347712.93	5646193.24	m	925.10	m	Ada
2	11-08	348037.2	5646149	m	927.7	m	Ada
3	08-08	347403.6	5645688	m	918.1	m	Ada
4	14-09	348037.00	5646149.33	m	924.6	m	Ada

No	Well Name	Sonic Log	Density Log	Gamma Ray Log	Porosity Log	Resistivity Log	SP Log
1	16-08	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
2	11-08	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
3	08-08	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
4	14-09	Ada	Ada	Tidak Ada	Ada	Tidak Ada	Tidak Ada

Tabel 4.1. Parameter dan ketersediaan data sumur

4.1.3. Data Checkshot

Kegunaan data *checkshot* adalah untuk mendapatkan hubungan antara waktu terhadap kedalaman, yang kemudian digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik. Data *checkshot* terdapat pada keempat sumur yang digunakan untuk proses *well to seismic tie*. Data *checkshot* dapat dilihat pada tabel diatas.

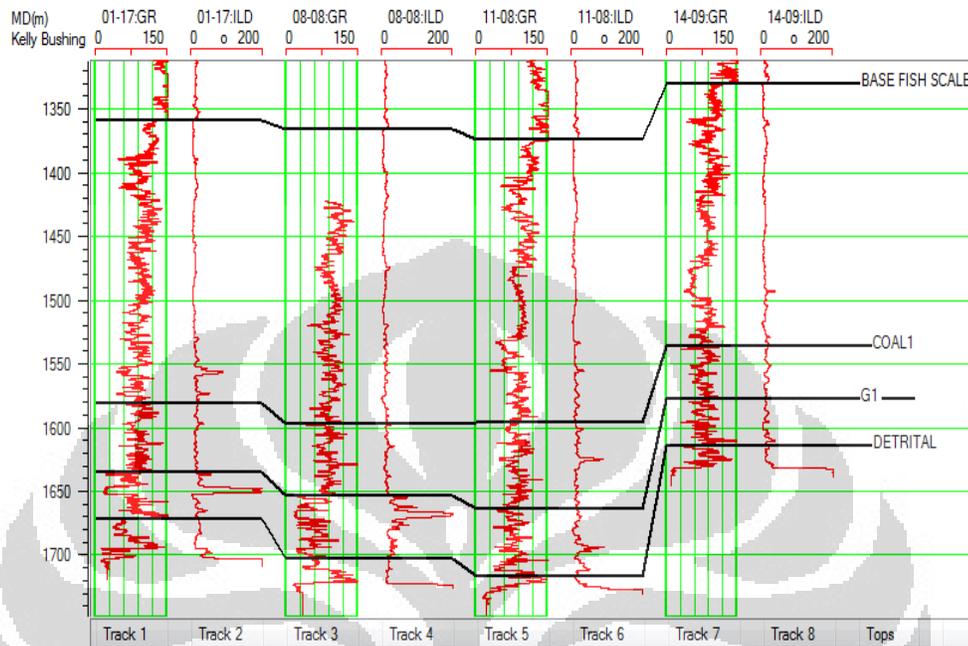
4.2. Pengolahan Data

4.2.1. Korelasi Sumur

Sebelum melakukan korelasi sumur, terlebih dahulu dilakukan *marker* pada sumur, dan *marker* tersebut dilakukan dengan cara melihat hasil perpaduan dari *log gamma-ray* dan *log resistivity* serta *log density* untuk menentukan batas atas dan batas bawah dari reservoir dan melihat ketebalannya serta dari data tersebut dapat menandakan bahwa daerah yang dilakukan *marker* merupakan satu formasi. Dengan melihat nilai log gamma ray yang kecil dan nilai log resistivitas yang besar menandakan adanya suatu potensi hidrokarbon.

Setelah itu hasil *marker* tersebut dikorelasi terhadap sumur yang lain. Korelasi sumur ini menandakan bahwa pada daerah pada setiap sumur tersebut

berada pada litologi yang sama, dan hasil korelasi pada studi ini ditunjukkan pada **gambar 4.2.**



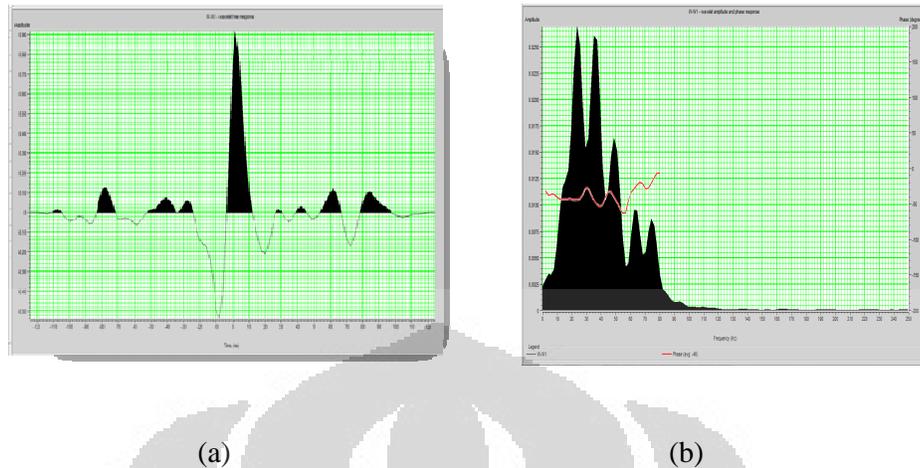
Gambar 4.2. Korelasi sumur

Pada **Gambar 4.2**, korelasi dilakukan pada 4 sumur yang ada yaitu sumur 14-09, 11-08, 01-07, 08-08, dan setelah melihat integrasi antara *log gamma-ray* dan *log resistivity* didapatkan 4 marker, yaitu marker BASE FISH SCALE, Coal1, G1 dan Detrital.

4.2.2. Well-Seismic Tie

Well seismic tie dilakukan untuk mengintegrasikan data sumur yang berada di koridor kedalaman dengan data seismik yang berada pada koridor waktu, sehingga data *marker* dapat digabungkan dari sumur untuk penentuan *horizon* pada data seismik. Langkah awalnya adalah dengan menentukan *wavelet* yang dapat mewakili hubungan antara data seismik dengan data sumur, setelah itu memasukkan data *checkshot*, kemudian dilakukan *stretch-squeeze*.

Pada kelima sumur tersebut proses penentuan *wavelet* dilakukan berulang-ulang hingga mendapatkan nilai korelasi yang tinggi antara seismogram sintetik dengan data seismik.



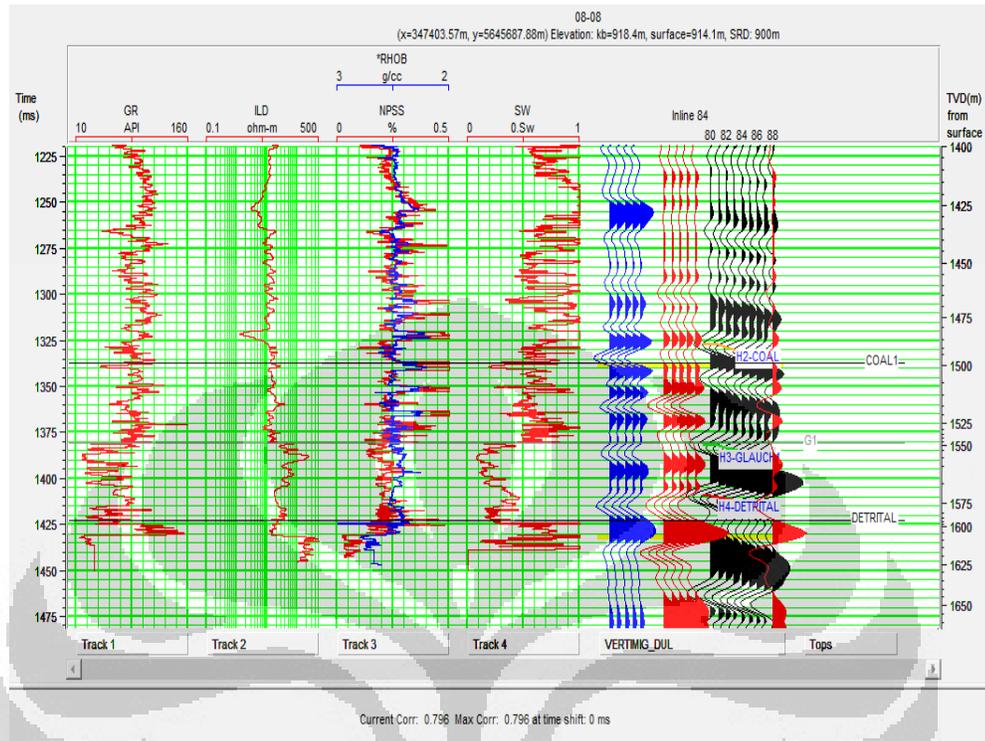
Gambar 4.3. *Wavelet* yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik, (a) *zerophase wavelet*, (b) frekuensi dominan 25 Hz

Proses ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan 2 cara, yaitu dengan menggunakan metoda statistikal atau dengan menggunakan data sumur. Pada studi ini proses ekstraksi *wavelet* menggunakan data sumur. *Wavelet* yang digunakan memiliki nilai frekuensi dominan sebesar 25 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *zerophase* sesuai dengan yang ditunjukkan oleh **gambar 4.3**. Fasa dari *wavelet* ini sangat penting untuk penentuan *picking horizon* nanti. Jika digunakan *zerophase* maka *picking horizon* dilakukan di *peak* atau *through*. Sedangkan bila digunakan *minimum phase* atau *maximum phase*, maka *picking horizon* dilakukan pada *zero crossing*.

Setelah dilakukan proses konversi waktu terhadap kedalaman dilakukanlah proses pengikatan pada masing-masing sumur, dengan nilai korelasi yang didapatkan yang ditunjukkan oleh **tabel 4.2**.

Tabel 4.2. *Well-seismic tie* data dari 4 sumur

Sumur	Nilai Korelasi
01-17	0,714
08-08	0,796
04-19	0,797
11-08	0,804



Gambar 4.4. Hasil korelasi pada sumur 08-08 mencapai 0.796

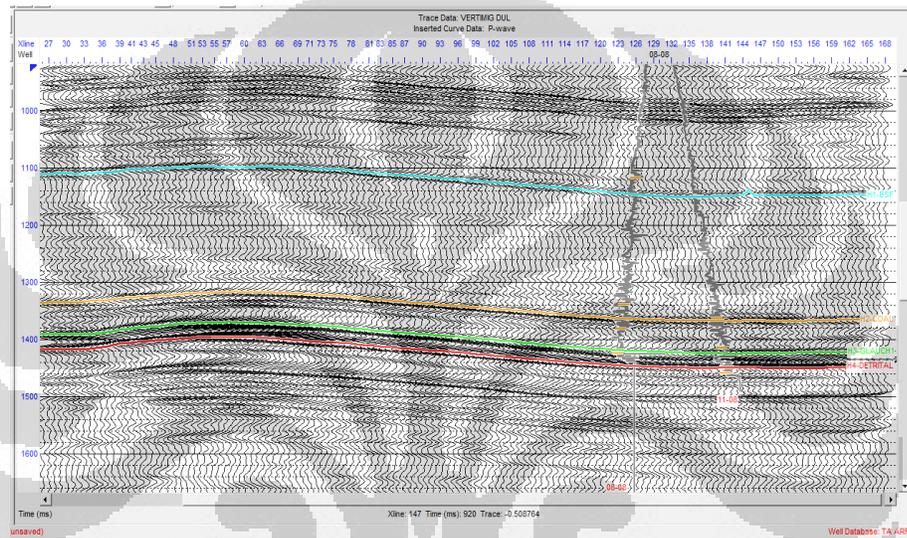
Proses *stretch-squeeze* dilakukan untuk mencocokkan *trace* seismik dengan *trace* sintetik, sebelum itu kita harus mengetahui kisaran kedalaman dari *marker* geologi agar tidak mengalami kesalahan dalam proses *well-seismic tie*. *Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 10 ms. Batas pergeseran tersebut perlu diperhatikan karena jika melebihi 10 ms akan menyebabkan data sumur mengalami *shifting*. Hal ini akan berpengaruh pada saat penentuan nilai fasa dari data sumur tersebut, dimana nilai fasanya akan mengalami pergeseran dari nilai fasa sebenarnya, setelah melakukan proses ini kita melihat besar nilai dari korelasinya, seperti ditunjukkan pada **gambar 4.4**.

4.2.3. Picking Horizon

Picking horizon digunakan untuk analisa struktural dan analisa stratigrafi. *Picking horizon* dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 4.5**. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah

penyebaran dari reservoir sangat dibutuhkan dalam melakukan *picking horizon* ini.

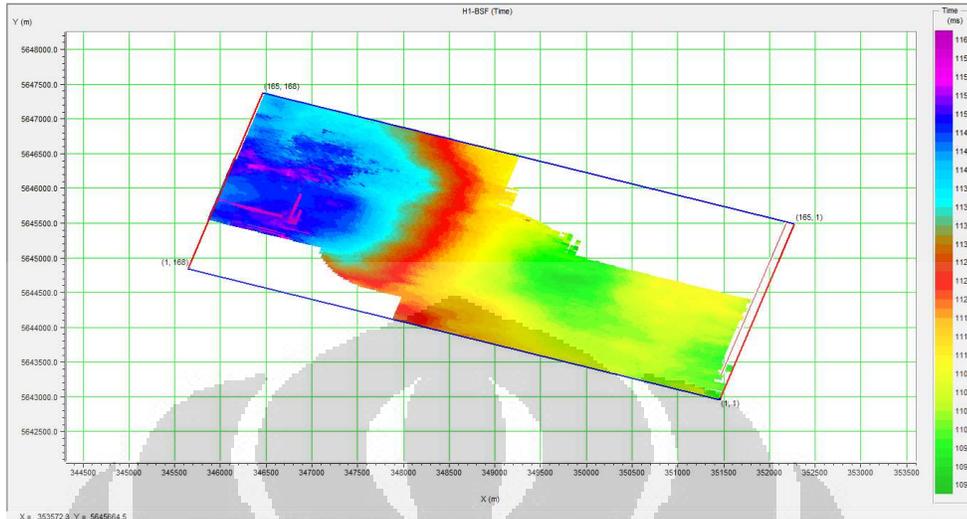
Well-seismic tie yang baik sangat diperlukan untuk mengikat horizon seismik dengan data sumur sehingga horizon seismik dapat diletakkan pada kedalaman yang sebenarnya. Oleh karena itu proses *seismic-well tie* sangat penting dan berpengaruh dalam menentukan horizon mana yang akan kita *pick* sebelumnya dan mewakili dari reservoir.



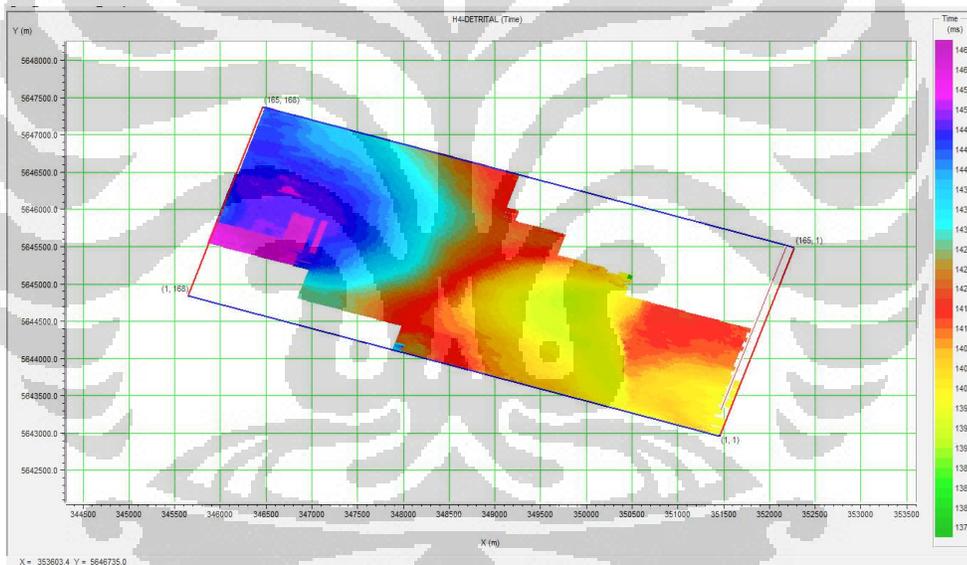
Gambar 4.5. Hasil *picking horizon* pada inline 84

Sebelum melakukan *picking horizon*, sumur hasil *seismic-well tie* di tampilkan pada penampang seismik untuk mengetahui *horizon* yang akan dilakukan *picking*. Karena *wavelet* yang digunakan merupakan *zerophase*, maka proses *picking horizon* dilakukan pada *trough* dari amplitudo seismik. *Line* yang pertama kali di lakukan *picking* adalah *line* yang berpotongan dengan sumur, dan *line* tersebut dijadikan acuan untuk melakukan *picking horizon* pada *line* berikutnya.

Untuk mengetahui hasil proses *picking* dari *horizon* yang telah dilakukan *picking* sesuai antara inline dan xline-nya, maka *map view* hasil *picking* yang telah dilakukan harus diperhatikan. Warna dari perpotongan antar inline dan xline yang telah dilakukan *picking* harus sama. Dan interpolasi warna dari *map view* terlihat rapih.



(a)



(b)

Gambar 4.6. Peta struktur waktu top sand BSF (a) dan bot Detrital (b)

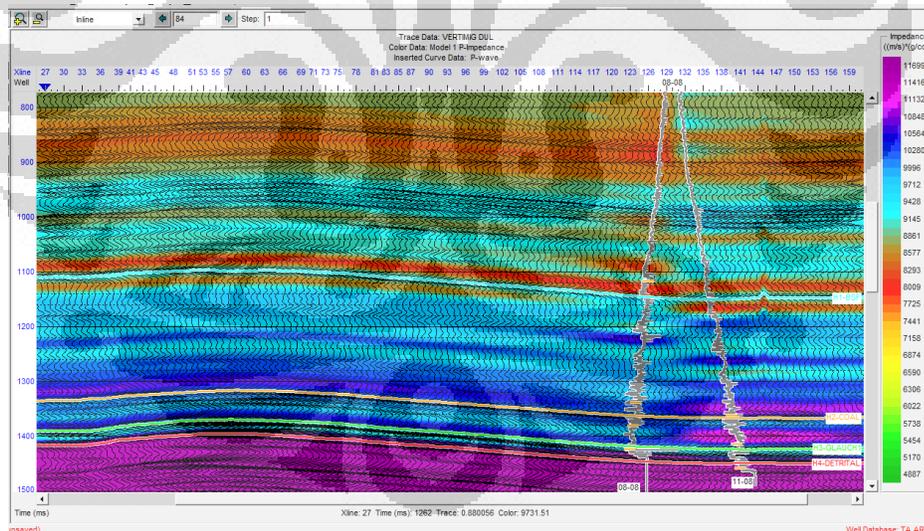
Terlihat pada **Gambar 4.6** bahwa perpotongan antara inline dan xline memiliki warna yang sama, hal tersebut menandakan bahwa hasil dari proses *picking* yang telah dilakukan pada inline sesuai dengan hasil proses *picking* pada xline.

4.2.4. Seismik Inversi

Inversi seismik juga disebutkan sebagai proses ekstraksi sifat fisika geologi bawah permukaan dari data seismik (Hampson & Russell, 2005). Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir. Sebelum melakukan proses inversi terlebih dahulu dibuat model inisial dengan menggunakan data sumur, wavelet dan horison yang ada.

4.2.4.1. Pemodelan *low frequency* bumi

Pada pemodelan ini, menggunakan 4 data sumur, yaitu 11-08, 01-17, 08-08, 14-09, dan menggunakan *log P-wave* dan *log density*. Dan memasukan semua horison yang digunakan, yaitu horizon 1 sampai horizon 4. Pada pemodelan ini *hi cut frequency* yang digunakan antara 30-35 Hz. Pemodelan yang didapatkan ditunjukkan pada **gambar 4.7**.



Gambar 4.7. Model *low frequency* bumi

4.2.4.2. Analisis Inversi

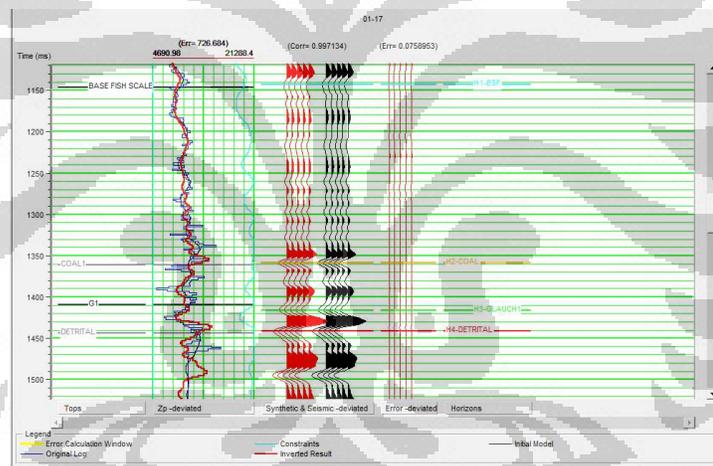
Setelah melakukan pemodelan, langkah selanjutnya adalah melakukan analisis inversi terlebih dahulu. Langkah ini bertujuan agar pada saat melakukan inversi hasil yang didapatkan baik. Pada analisis inversi ini yang ingin dilihat

adalah nilai *error* dari *P-Impedance log* dan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi antara tras sintetis dan tras seismik.

4.2.4.3. Inversi *Linear Model Based*

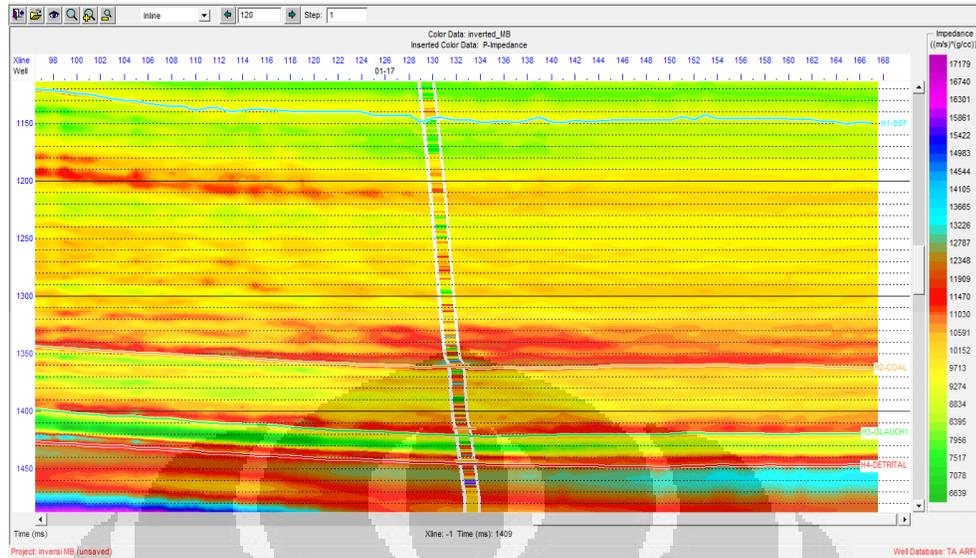
Pada Inversi Model Based ini penulis menggunakan metode constrained, pada metode ini, ditentukan sejauh apa impedansi hasil inversi berubah dari model inisialnya. Pada inversi ini, menggunakan batas constrain lower 50% dan upper 50% dengan 10 iterasi.

Setelah melakukan pemodelan dan analisis inversi dan melihat dari hasil analisis inversi yang baik, maka inversi dilakukan dengan metoda *Linear Programming Model Based*. Lihat analisa pre inversi pada **gambar 4.8** dan hasil yang didapat ditunjukkan pada **gambar 4.9**.

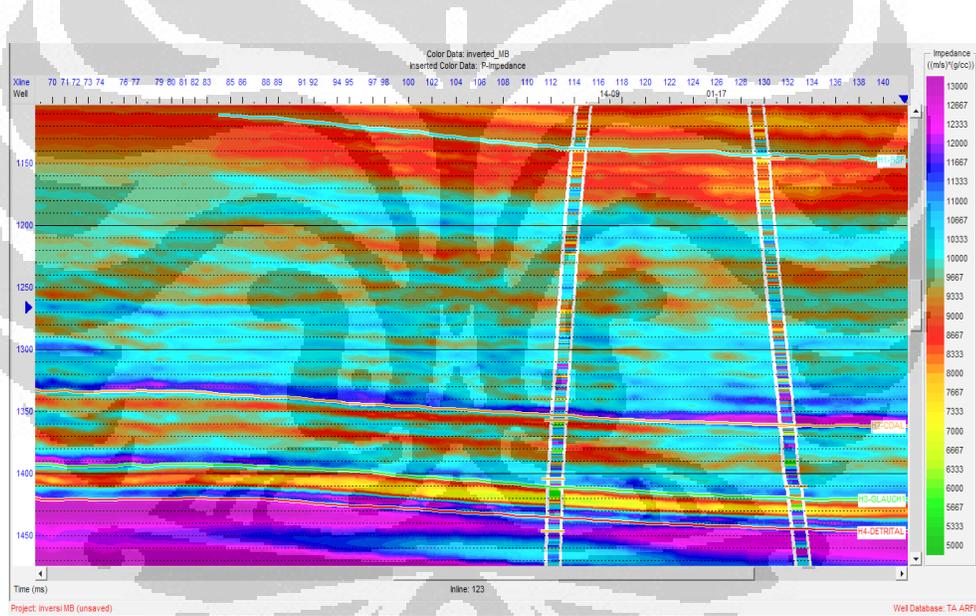


Gambar 4.8 Nilai korelasi pre inversi Model based

Pada gambar 4.8 terlihat kecocokan antara hasil inversi kurva berwarna merah dengan original log kurva berwarna biru untuk semua well. Kecocokan ini mencapai nilai korelasi sebesar 0.997 yaitu korelasi terbaik dengan well 01-17.



Gambar 4.9. Hasil inversi metoda *Model Based*

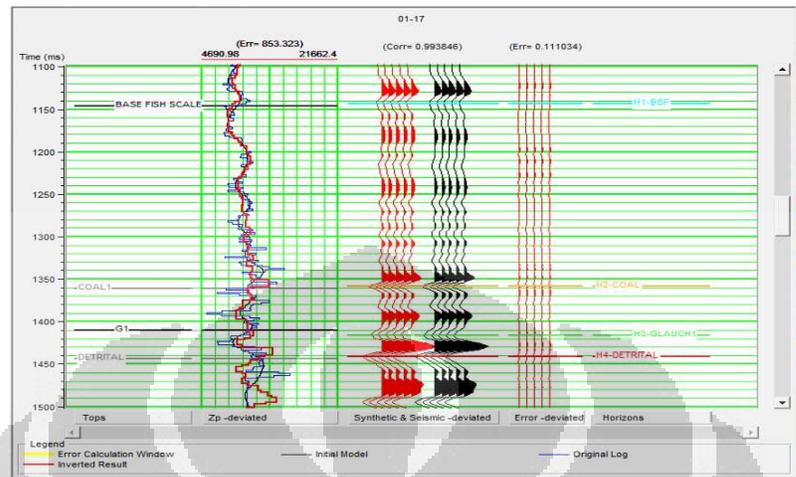


Gambar 4.10 Hasil inversi *Model Based* dengan range color key yg berbeda pada inline 123

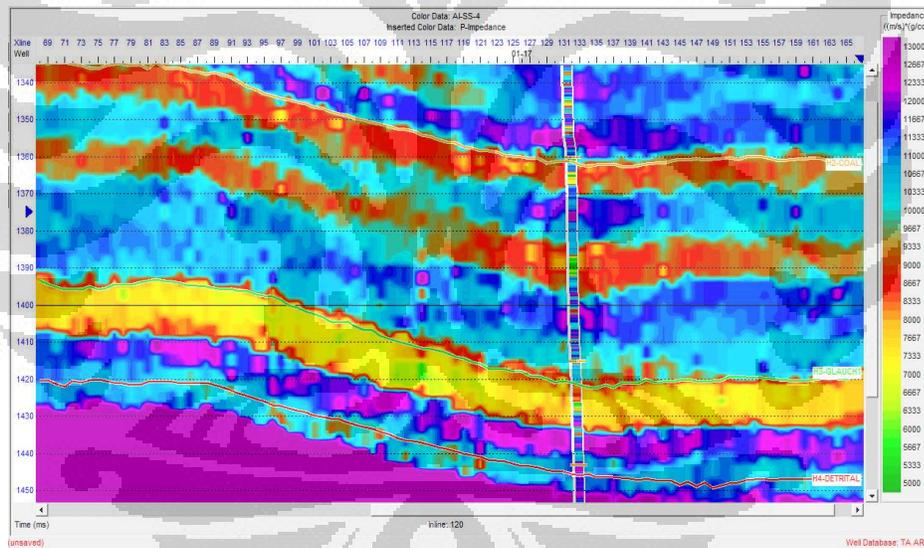
4.2.4.4. Inversi *Sparse Spike*

Inversi model sparse spike linier programming bertujuan untuk memperbaiki model impedansi akustik yang memiliki reflektor yang jarang dengan cara meminimalisasi trace model dan trace seismik. Inversi ini dilakukan pada window yang dibatasi oleh horizon 1 BASE FISH SCALE hingga Horizon 4 Detrital. Inversi Ini menggunakan 20 iterasi. Sebelum mendapatkan hasil inversi,

terlebih dahulu dilakukan analisis *pre inversi* yang seperti terlihat pada gambar 4.11



Gambar 4.11 Analisa pre Inversi *Sparse Spike* dengan *corelasi* 0.993

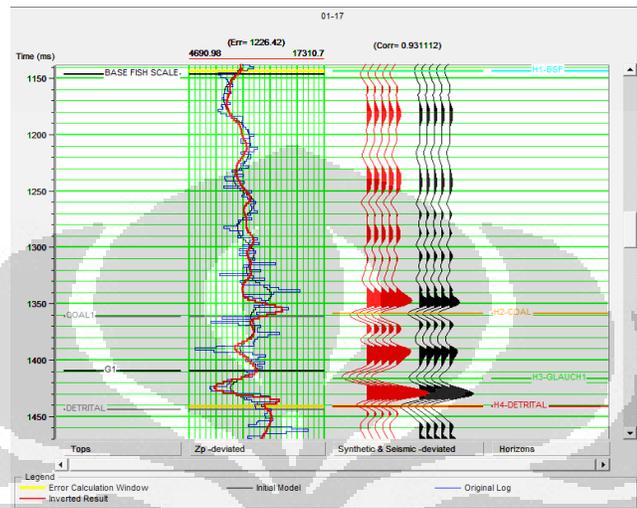


Gambar 4.12 Hasil inversi *Sparse Spike* pada inline 120

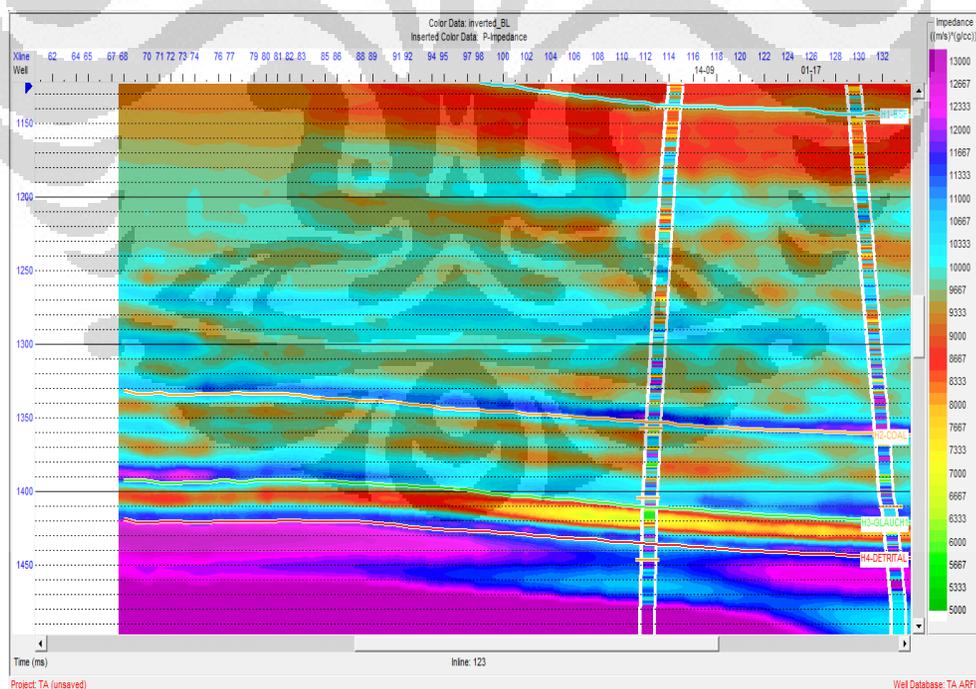
4.2.4.5. Inversi *Bandlimited*

Inversi band limited yang dilakukan menggunakan parameter high cut constrain. Parameter ini digunakan untuk mengganti frekuensi rendah yang hilang pada seismik. Semua nilai frekuensi yang bernilai diatas atau dibawah frekuensi masukan akan hilang pada model inisial sehingga trace sismik akan di inversi secara sekursif. Pada inversi ini selain mebatasi inversi pada horizon top dan

bottom dari zona penelitian, juga memasukan nilai maximum constrain frekuensi sebesar 10 Hz, karena umumnya data seismik nilai frekuensi rendah hilang di bawah frekuensi tersebut.



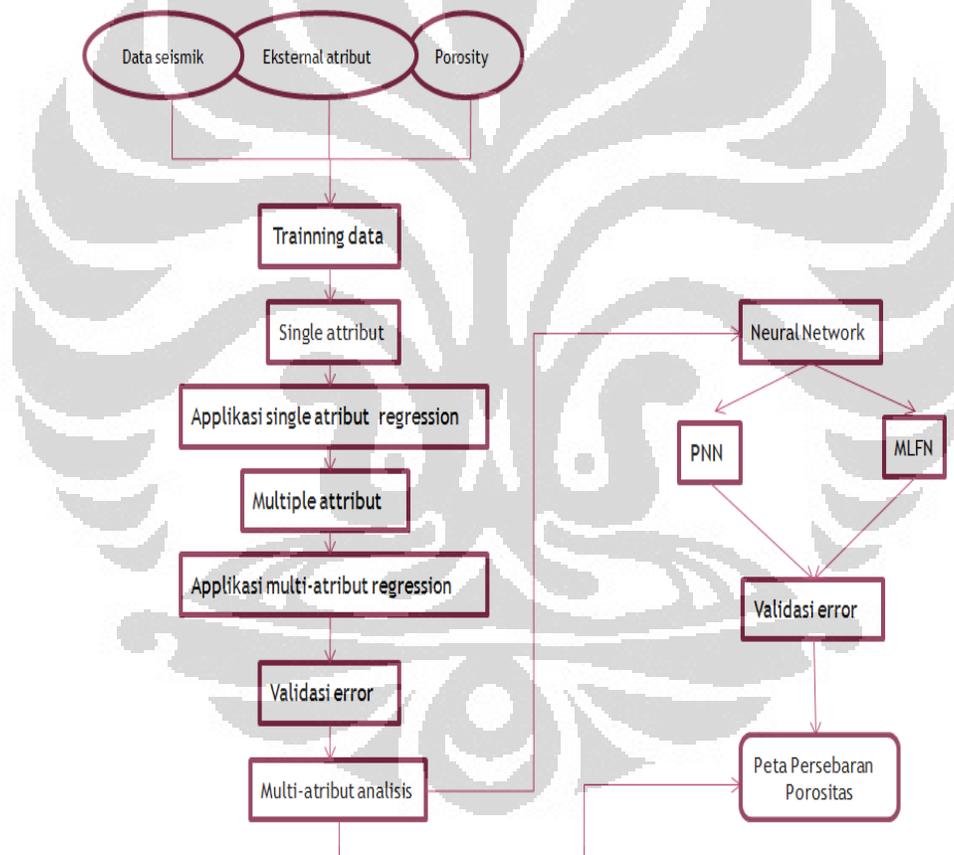
Gambar 4.13 Analisa pre inversi Bandlimited dengan nilai korelasi 0.931



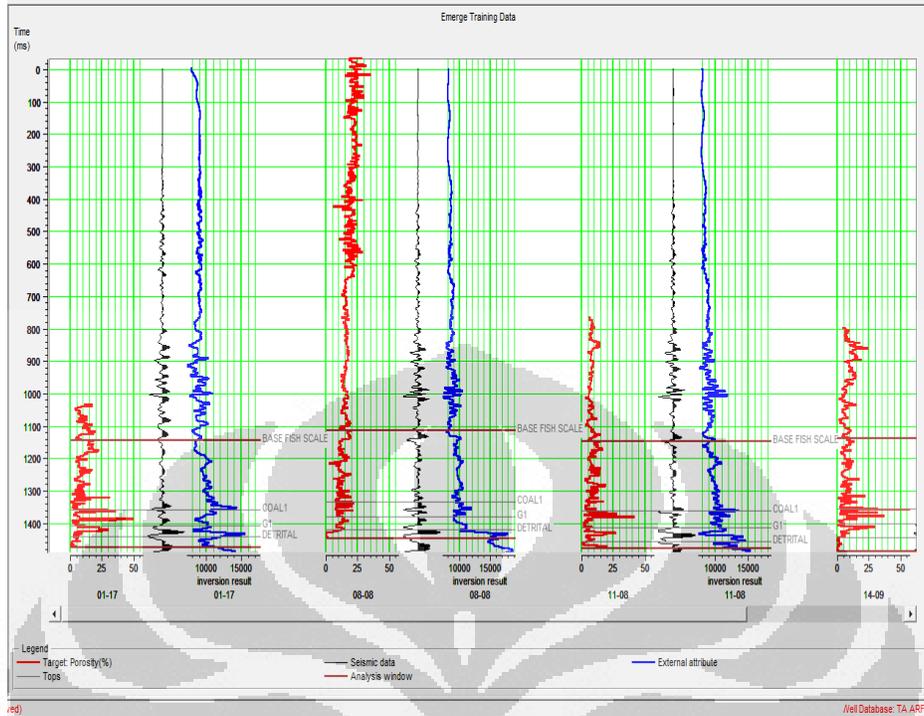
Gambar 4.14 Hasil inversi Bandlimited

4.3. Analisa Multi-atribut

Setelah kita melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik dan menentukan properti log yang akan digunakan untuk memisahkan antara reservoir dan non reservoir, hal selanjutnya dilakukan adalah analisa multi atribut. Untuk menentukan atribut mana saja yang akan digunakan dalam memprediksi log ini, dilakukan training terhadap log target dengan beberapa atribut seismik. Dari proses training ini diperoleh kelompok atribut seismik terbaik yang dipergunakan untuk memprediksi log porositas. Agar lebih mudah memahami analisa Multi-atribut, lihat diagram alur dibawah ini (Gambar 4.15).



Gambar 4.15 Alur analisa *Multi Atribut*



Gambar 4.16 Emerge training data Log Target dan Seismik

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 (semakin banyak jumlah atribut yang digunakan maka nilai prediksi errornya akan semakin kecil). Nilai validasi error yaitu nilai prediksi error yang diperoleh jika salah satu dari ketiga sumur tersebut tidak disertakan dalam proses training.

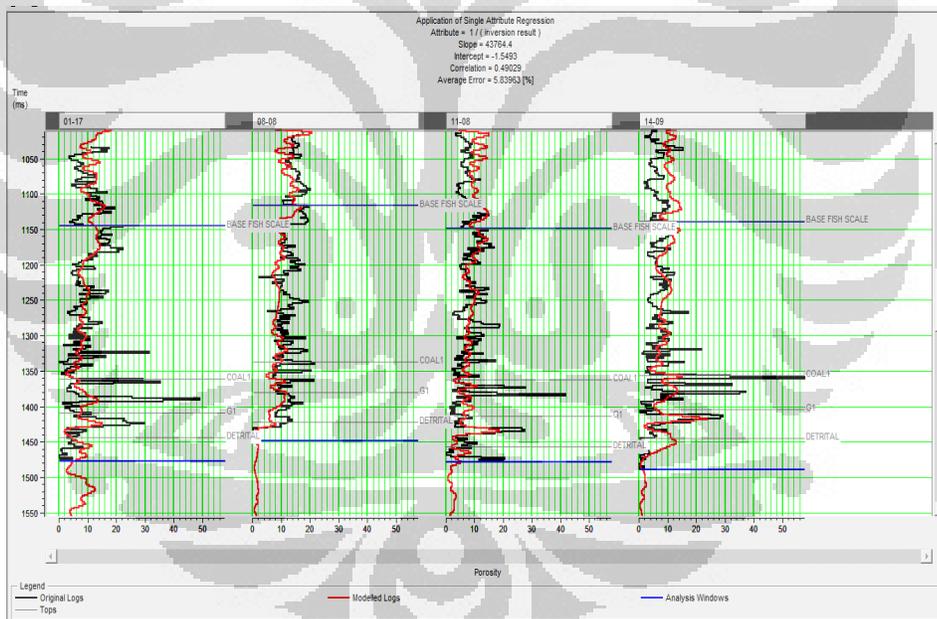
4.3.1. Single Attribute

Langkah selanjutnya setelah training data, yaitu membuat single atribut, yaitu mencari hubungan prediksi porositas dengan satu atribut tunggal. Dalam hal ini kita anggap atribut terbaik yang didapatkan dinamakan atribut-a.

Target	Attribute	Error	Correlation
Porosity	1 / (Inversion Result)	5.586493	0.493760
Sqrt(Porosity)	Log(Inversion Result)	5.615652	-0.515496
Porosity	Log(Inversion Result)	5.616728	-0.485306
Sqrt(Porosity)	1 / (Inversion Result)	5.623525	0.519668
Sqrt(Porosity)	Sqrt(Inversion Result)	5.625041	-0.510735
Porosity	Sqrt(Inversion Result)	5.639836	-0.478850
Sqrt(Porosity)	Inversion Result	5.641870	-0.504404
Porosity	Inversion Result	5.667336	-0.470917
Sqrt(Porosity)	(Inversion Result)^2	5.693303	-0.487516
Porosity	(Inversion Result)^2	5.722562	-0.451377
Log(Porosity)	Sqrt(Inversion Result)	5.733271	-0.493394
Log(Porosity)	Inversion Result	5.725805	-0.489517
Log(Porosity)	Log(Inversion Result)	5.751310	-0.496707

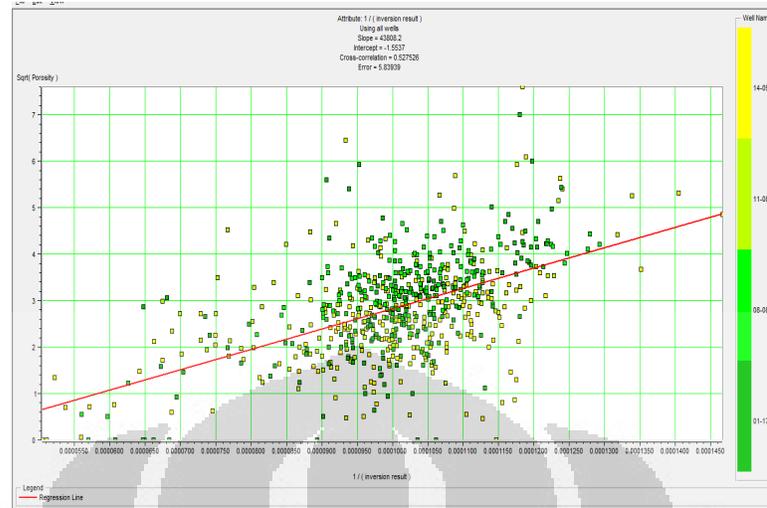
There are 160 samples.

Gambar 4.17 Trial and error dari single atribut terbaik



Gambar 4.18 Aplikasi Single atribut regression

Setelah sigle atribut diaplikasikan hasil prediksi log porositas pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.49 saat dilakukan *cross plot* terhadap nilai porositas sebenarnya pada sumur tersebut. Hasil ini menunjukkan bahwa hasil prediksi porositas dengan menggunakan lima atribut tersebut cukup baik.



Gambar 4.19 Korelasi silang antara *predicted* porosity dan *actual* porosity

4.3.2. Multiple Atribut

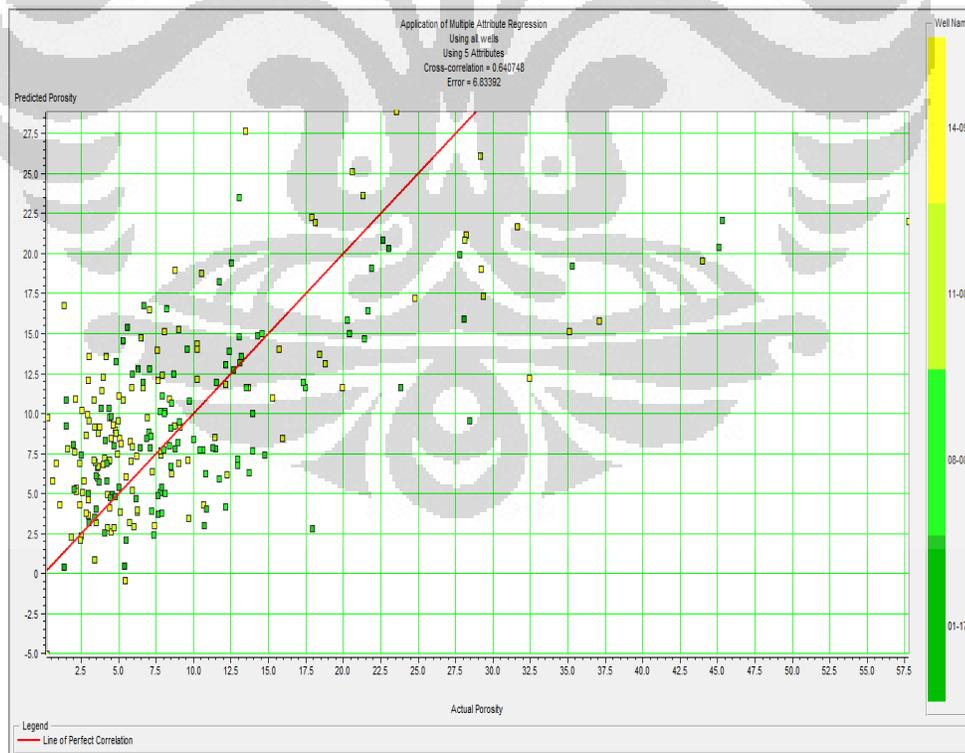
Setelah mendapatkan single atribut yang terbaik yaitu dengan invers eksternal atribut dengan korelasi sebesar 0.49 dan ini kita sebut atribut-a, maka selanjutnya kita mencari pasangan atribut terbaik dengan metode multiple atribut, untuk mendapatkan hubungan yang terbaik antara log porosity prediksi dengan log porosity sebenarnya, dengan nilai erorr paling kecil yang nantinya akan disebut pair atribut yang disebut atribut-b.

Multi-Attribute List: Multi Attribute List 2_5pt

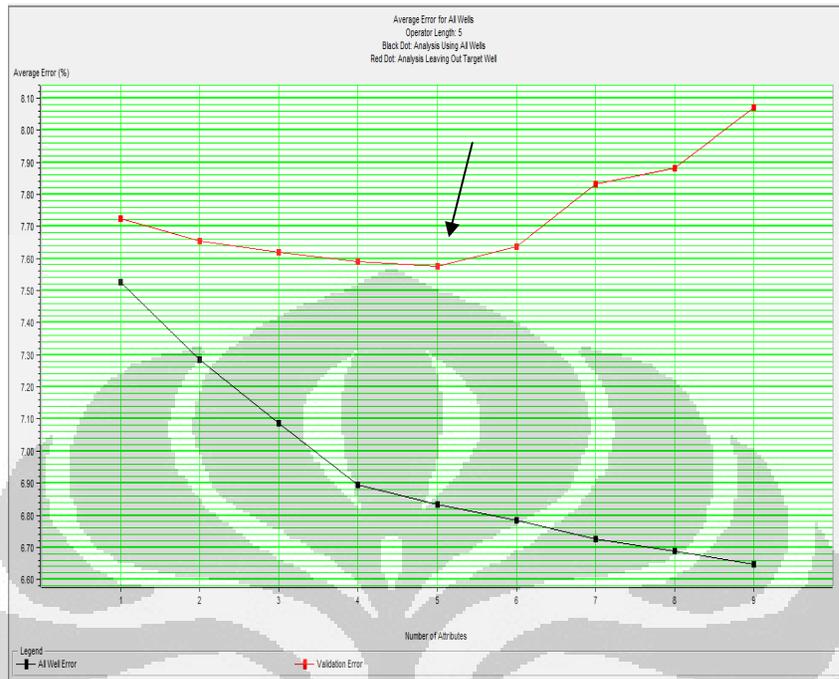
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	1 / (inversion result)	7.524885	7.725219
2	Porosity	Cosine Instantaneous Phase	7.284761	7.655457
3	Porosity	Instantaneous Phase	7.086703	7.619165
4	Porosity	Derivative Instantaneous Amplitude	6.895216	7.589244
5	Porosity	Filter 5/10-15/20	6.833918	7.575625
6	Porosity	Integrate	6.783991	7.635984
7	Porosity	Amplitude Weighted Phase	6.726567	7.831058
8	Porosity	Apparent Polarity	6.688762	7.880331
9	Porosity	Amplitude Weighted Cosine Phase	6.648445	8.069045

There are 9 transforms.

Gambar 4.20 Trial dan erorr multipel atribut

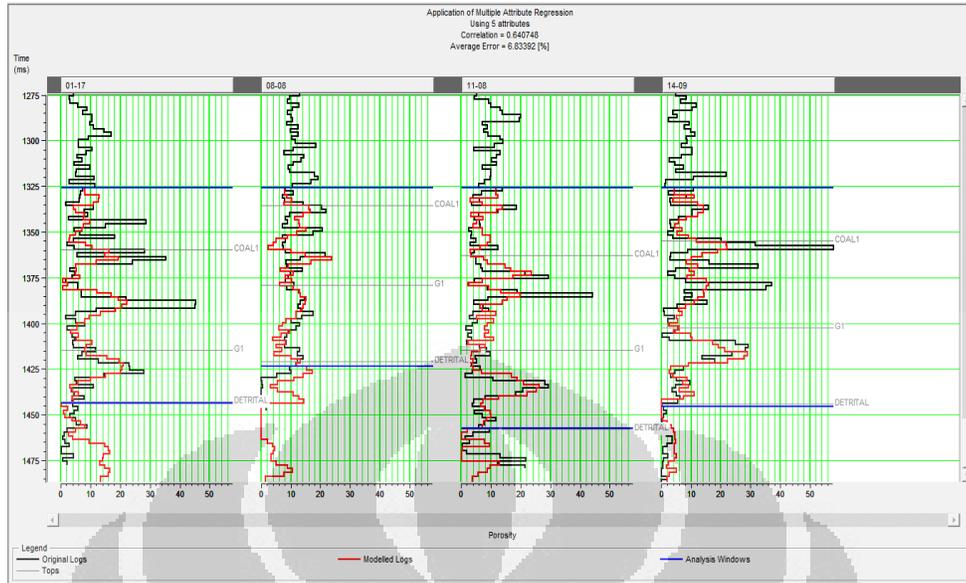


Gambar 4.21 Crossplot antara log prediksi porosity dengan actual porosity dengan menggunakan 5 buah atribut



Gambar 4.22 Kurva Prediksi Error dan Validasi Error untuk Multiatribut

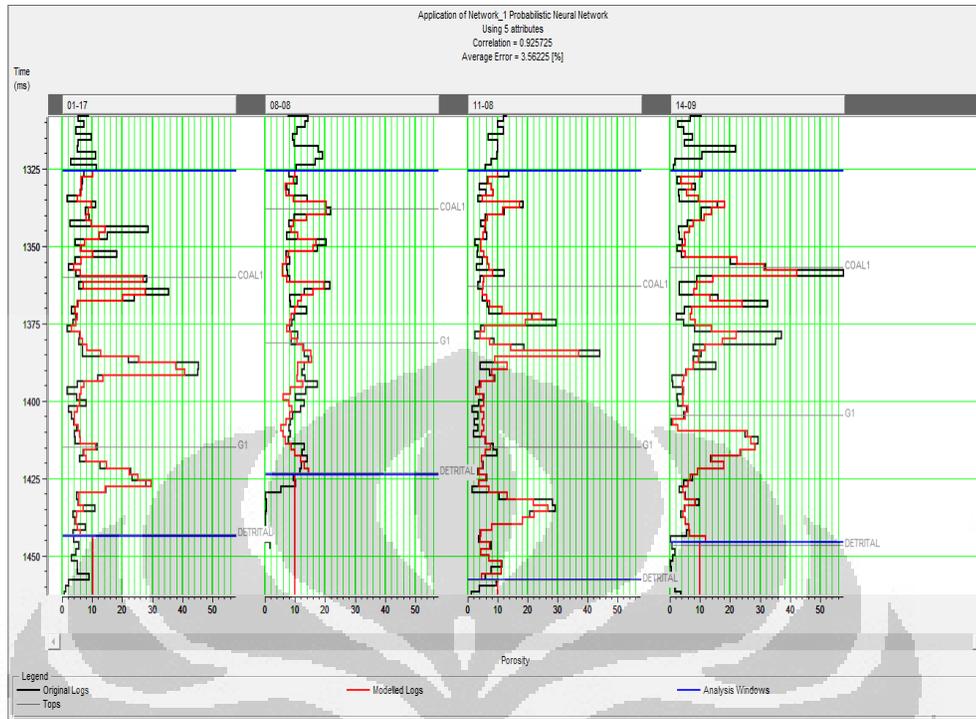
Dari hasil training diperoleh bahwa nilai validasi error dan prediksi error menurun hingga digunakannya 5 buah atribut. Didapatkan peningkatan korelasi dari 0.49 menjadi 0.64. Penggunaan lebih lima buah atribut akan menyebabkan data menjadi '*over training*', hal ini diperlihatkan oleh nilai validasi error yang meningkat setelah penggunaan lebih dari 5 atribut.



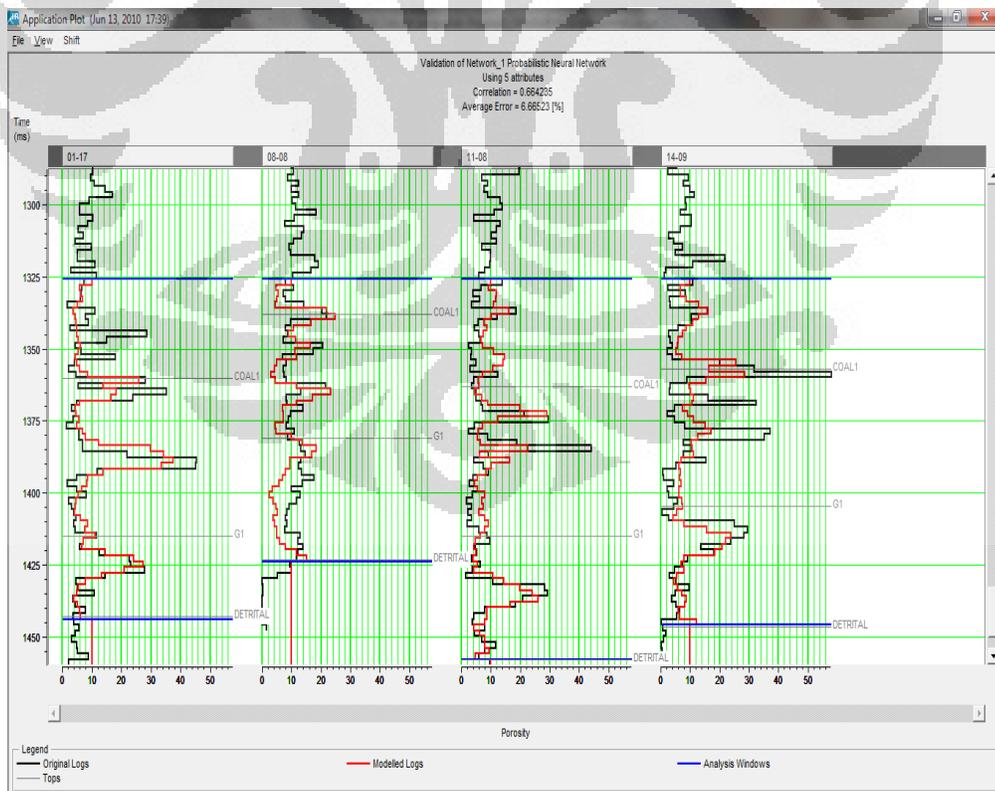
Gambar 4.23 Aplikasi Multiple atribut regression

4.4. Neural Network

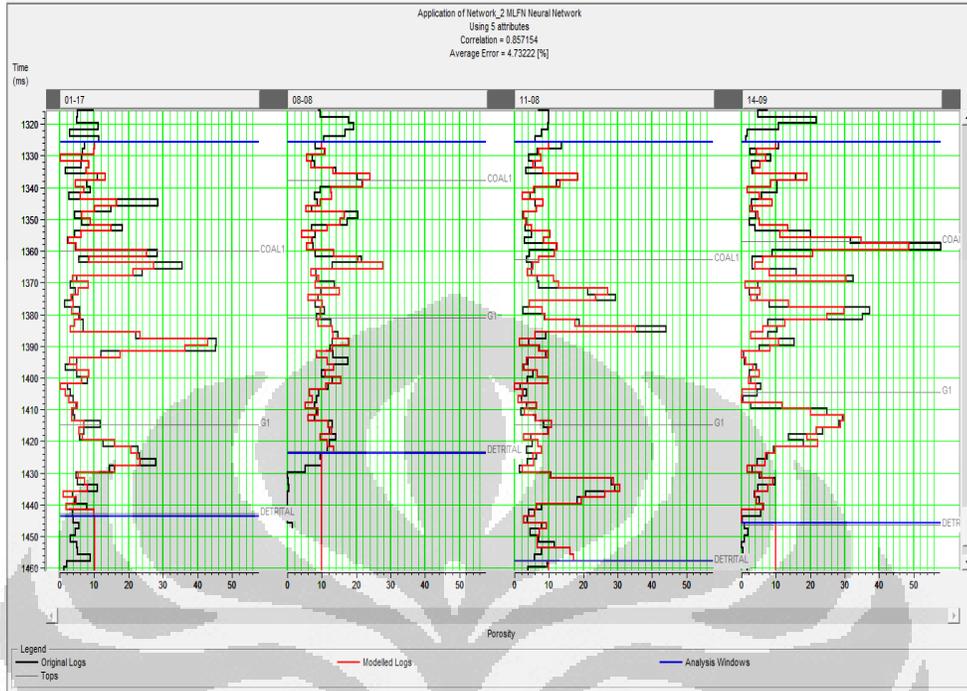
Pada bagian ini kita akan menggunakan kemampuan neural network untuk meningkatkan prediksi porositas. Kita berharap karakteristik non-linier dari neural network akan meningkatkan prediksi dan resolusi dari penurunan volume porositas. Pada studi kali ini ada 3 algoritma neural network yang akan dilakukan yaitu PNN, MLFN dan RBF. Untuk memulai analisa neural network terlebih dahulu kita harus melakukan training terhadap atribut yang kita gunakan, yaitu menggunakan 5 buah atribut dari hasil validasi pada tahap multiple atribut.



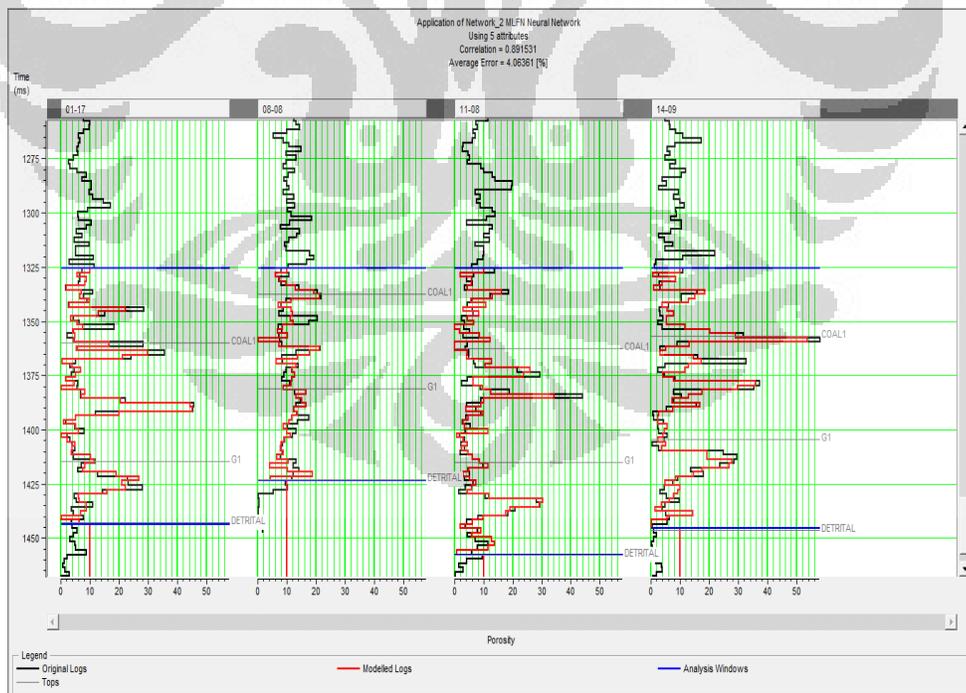
Gambar 4.24 Hasil Training Probabilistic Neural Network



Gambar 4.25 Hasil Validasi Probabilistic Neural Network

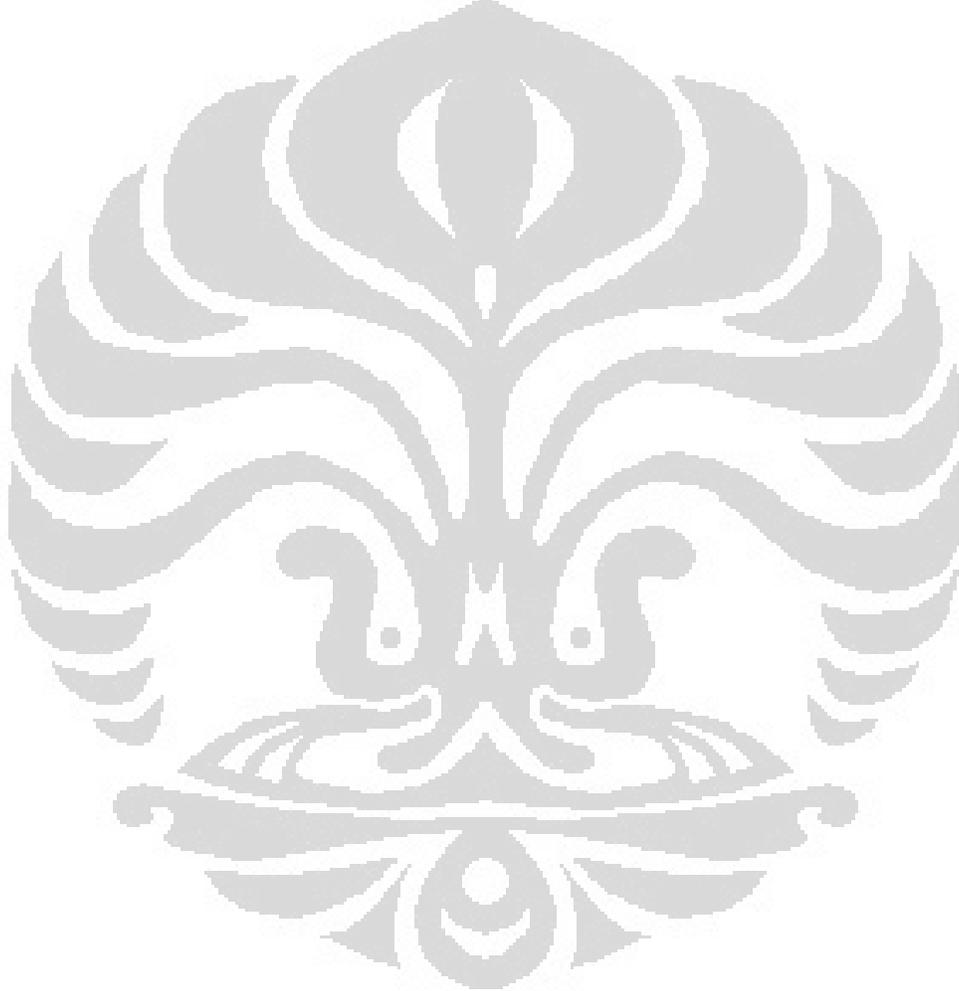


Gambar 4.26 Hasil Training Multi Layer Feed Forward Neural Network



Gambar 4.27 Hasil Validasi erorr Multi Layer Feed Forward Neural Network

Dengan menggunakan Probabilistic neural network diperoleh koefisien korelasi log target dan log yang di prediksi meningkat menjadi 92,5 %, sedangkan dengan menggunakan Multi Layer Feed forward korelasi menjadi 90 %. Setelah melakukan Training dilakukan validasi seberapa besar atribut akan memprediksi nilai jika tidak menggunakan training well. Didapatkan hasil validasi terbaik dengan nilai korelasi 0.664 yaitu pada algoritma PNN dan hasil tersebut akan digunakan untuk membuat peta persebaran porositas pada area studi.



BAB V

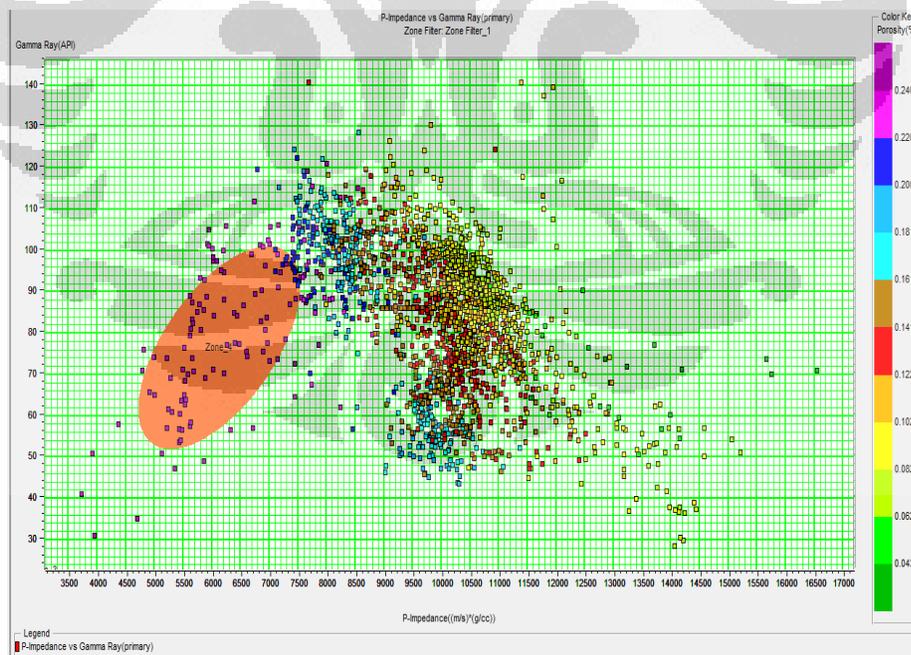
HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisa Fisika batuan

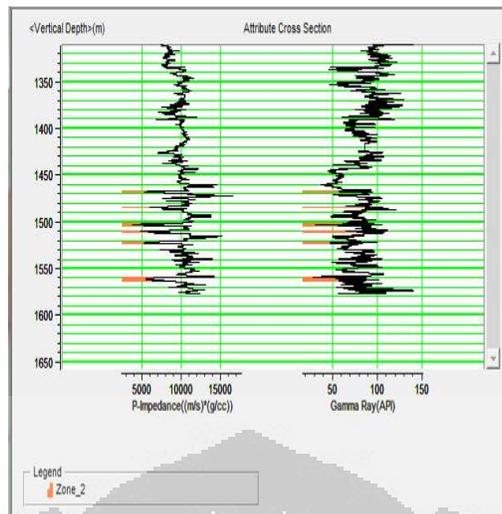
Untuk mengetahui mengetahui karakterisasi zona reservoir yang ingin kita integrasikan dengan atribut eksternal dan multiatribut, terlebih dahulu dilakukan analisa petrofisika. Tahap ini dilakukan untuk mengetahui bagaimana korelasi nilai impedansi akustik zona reservoir terhadap parameter lain (*gamma ray*, porositas, resistivitas dan Akustik impedans)

5.1.1. Analisa Fisika batuan pada area studi (horizon G1-Detritral)

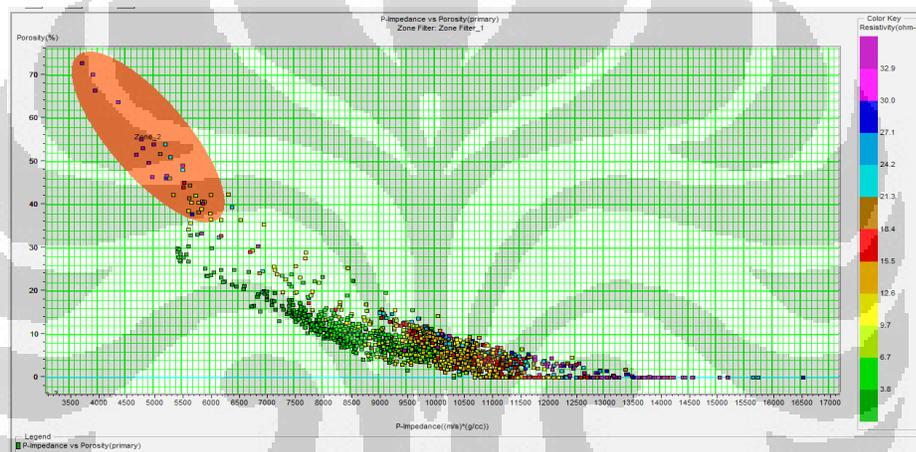
Dari hasil korelasi sumur, zona yang menjadi target pada studi ini adalah horizon Base Fish Scale hingga horison Detritral. Untuk itu sebelum melakukan analisa hasil inversi pada horison tersebut kita harus mengetahui terlebih dahulu bagaimana karakterisasi dari reservoirnya



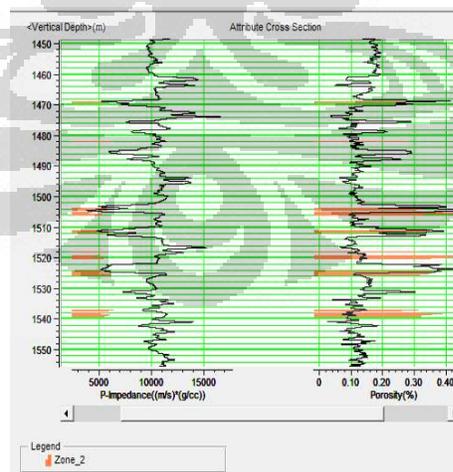
Gambar 5.1. Cross plot *P impedance* dengan *gamma ray* pada horison G1-Horison Detritral



Gambar 5.2 Daerah zona reservoir terlihat pada log *P-Impedance* dan log GR dalam skala depth



Gambar 5.3. Cross plot Porosity dengan *P impedance* pada horizon G1-Horison Detrital



Gambar 5.4 Daerah zona reservoir terlihat pada log *P-Impedance* dan log Porosity dalam skala depth.

Berdasarkan data *crossplot P-impedance* dengan *gamma ray*, yang ditunjukkan oleh **gambar 5.1**, dan *crossplot P-impedance* dengan porositas, yang ditunjukkan oleh **gambar 5.3**, terlihat bahwa korelasi antara impedansi akustik, *gamma ray*, dan porositas memperlihatkan bahwa zona reservoir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang rendah (*low sand AI*) berkisar antara 5000-9500 (g/cc)*(m/s), yang ditunjukkan oleh daerah yang diberi zona coklat. Karena pada daerah tersebut nilai impedansi akustik yang kecil mengindikasikan nilai *gamma ray* yang relatif kecil juga yaitu dibawah 100 API dan porositas yang tinggi. Dan pada **Gambar 5.2** dan **Gambar 5.4**, adalah letak keberadaan zona reservoir yaitu sandstone.

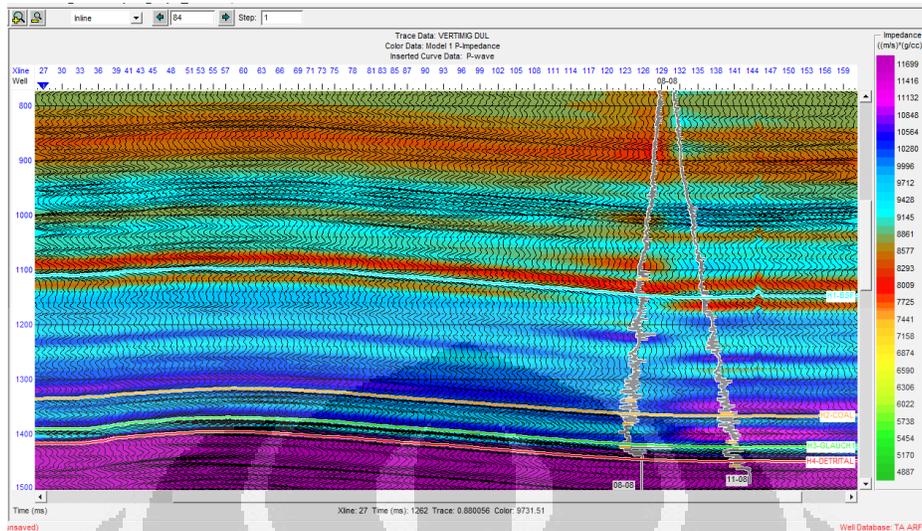
5.2. Analisa Well-Seismic Tie

Seismogram sintetik untuk ke empat sumur menunjukkan hasil yang baik. Dapat terlihat terdapat kesesuaian bentuk dan ukuran antara seismogram sintetik dengan tras seismic real. Hal ini diperlihatkan oleh nilai korelasi antara sintetik dengan real yang baik dengan total korelasi 0.804. Setelah dilakukan trial and error, Wavelet terbaik yang digunakan adalah wavelet bandpass dengan low cut 5 Hz, low pass 10 Hz, high pass 80 Hz, dan high cut 100 Hz. Nilai korelasi ini juga dipengaruhi oleh besarnya window yang digunakan untuk proses korelasi tersebut. Maka sebaiknya window yang digunakan mencakup zona interest, tidak terlalu kecil dan tidak terlalu besar.

5.3. Analisa Inversi

5.3.1. Analisa Model Inisial

Model inisial dibuat dengan menggunakan penampang seismic 3D, wavelet hasil analisis 3 horizon, yaitu Horizon Coal1, G1 dan Detrital dan tempat data sumur sebagai kontrol. Model inisial ini sudah menunjukkan hasil yang cukup baik, dengan ekstrapolasi nilai impedansi akustik mengikuti kontrol dari empat sumur ini. Horizon sendiri digunakan sebagai panduan dalam ekstrapolasi data sumur tersebut pada volum seismik.



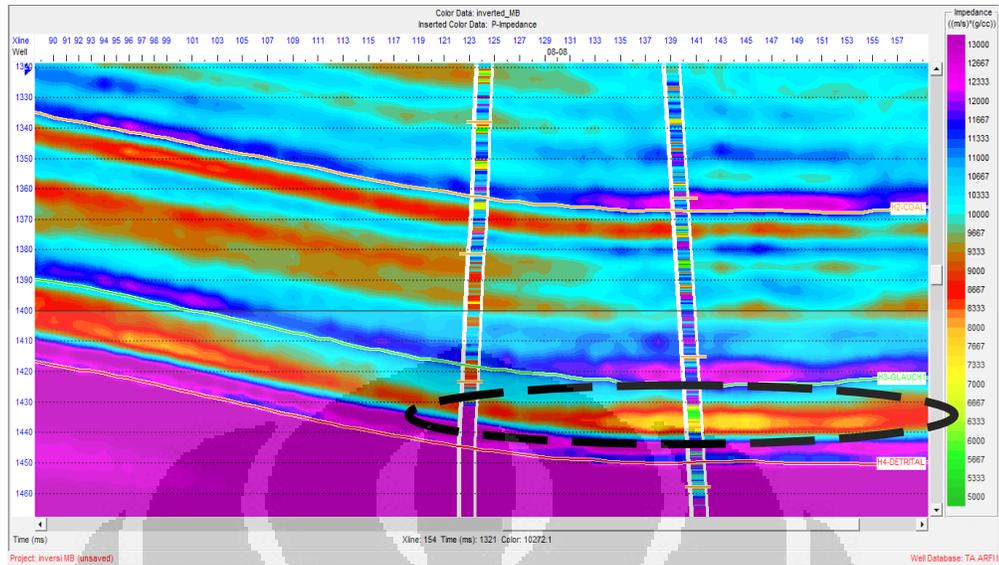
Gambar 5.5. Penampang Model Inisial yang melewati sumur 08-08 dan 11-08

5.3.2. Analisa Hasil Inversi

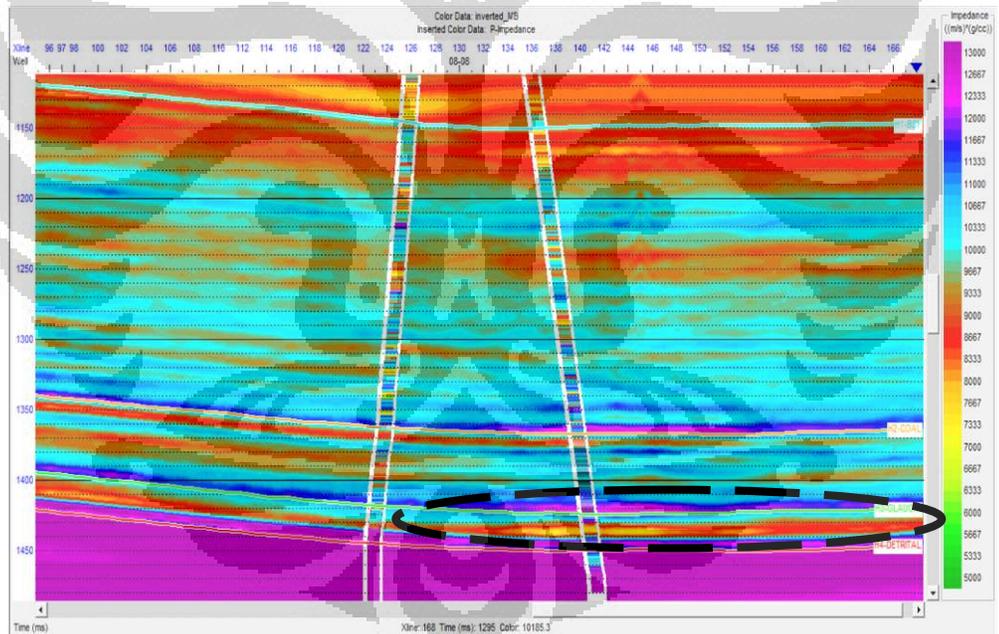
5.3.2.1. Pembahasan Impedansi Akustik

Faktor penting dalam menghasilkan nilai impedansi akustik adalah kecepatan dan densitas. Perubahan kedua nilai tersebut mempengaruhi perubahan nilai impedansi akustik. Semakin besar perbedaan nilai kecepatan ataupun nilai densitas antara dua lapisan akan menghasilkan nilai koefisien refleksi yang semakin besar pula. Besarnya amplitudo pada data tras seismik menunjukkan besarnya nilai koefisien refleksi pada batas antar lapisan, karena tras seismik yang dihasilkan merupakan konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet. Dengan melihat besarnya amplitudo pada tras seismik, kita dapat mengetahui besarnya perbedaan nilai impedansi akustiknya yang dapat diturunkan menjadi perbedaan kecepatan sonik ataupun densitas dari tiap lapisan.

Dari hasil inversi seismik dapat dilihat persebaran nilai IA (Impedansi Akustik) dari penampang seismik, yang ditunjukkan pada **gambar 5.6**. Dari penampang tersebut dapat dilihat nilai IA (Impedansi Akustik) pada horison yang ingin kita lihat karakterisasi reservoirnya.



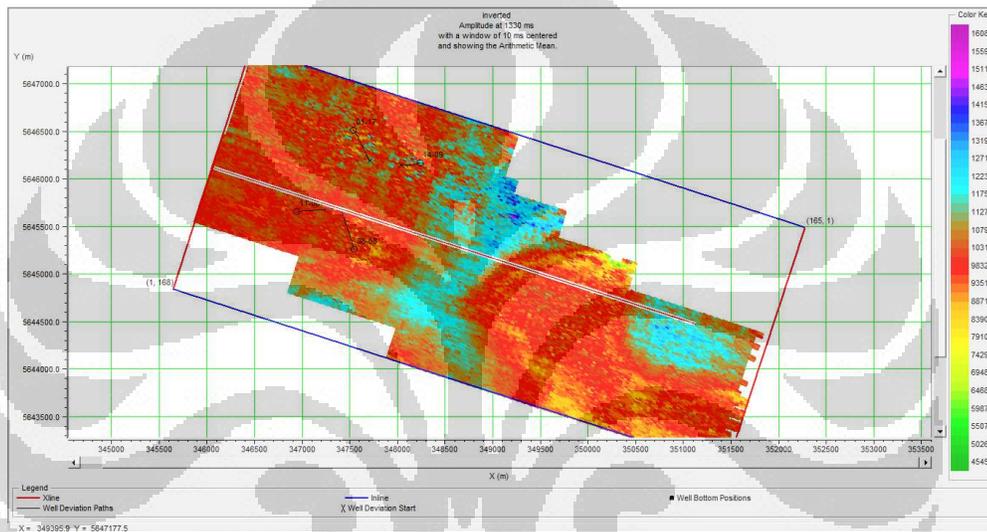
Gambar 5.6 Penampang hasil inversi *Model Based* dengan background sumur 08-08 dan 11-08



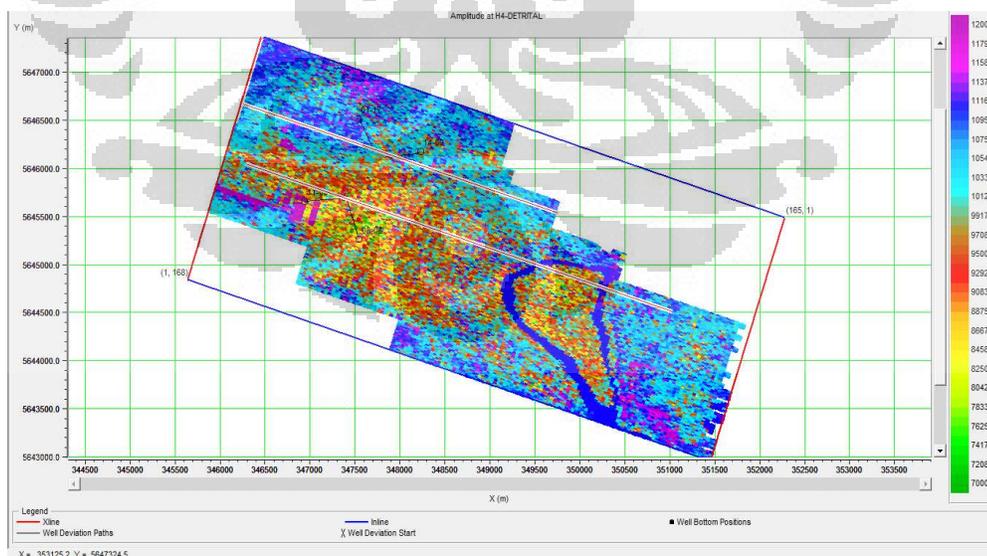
Gambar 5.7 Hasil Inversi *Bandlimited* dengan background sumur 01-17 dan 14-09 pada inline 123

Dari hasil inversi seismik dapat dilihat persebaran nilai IA (Impedansi Akustik) dari penampang seismik, yang ditunjukkan pada **gambar 5.6** dan **gambar 5.7** Dari penampang tersebut dapat dilihat nilai IA (Impedansi Akustik) pada horison yang ingin kita lihat karakterisasi reservoirnya.

Pada penampang seismik *inline* 84, dan *inline* 123 seperti ditunjukkan oleh **gambar 5.6**, dan **Gambar 5.7** daerah yang memiliki nilai impedansi akustik 6500-9000 (g/cc)*(m/s) diberikan kode warna kuning kehijauan dan daerah tersebut ditandai oleh lingkaran berwarna hitam karena daerah tersebut merupakan reservoir yang akan dilihat karakterisasi dengan mengintegrasikannya dengan nilai porositas dan atribut amplitudonya. Reservoir tersebut terletak diantara horizon G1 dan Detrital



Gambar 5.8 Peta persebaran AI pada zona reservoir pada horison G1

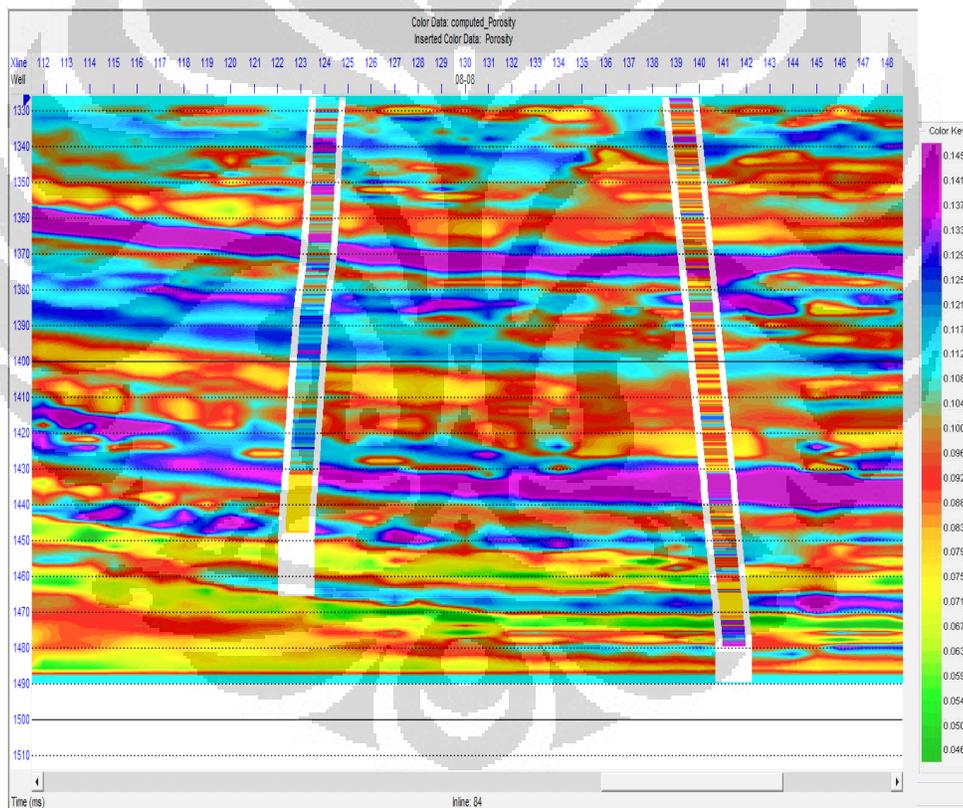


Gambar 5.9 Peta persebaran AI pada zona reservoir pada horison Detrital

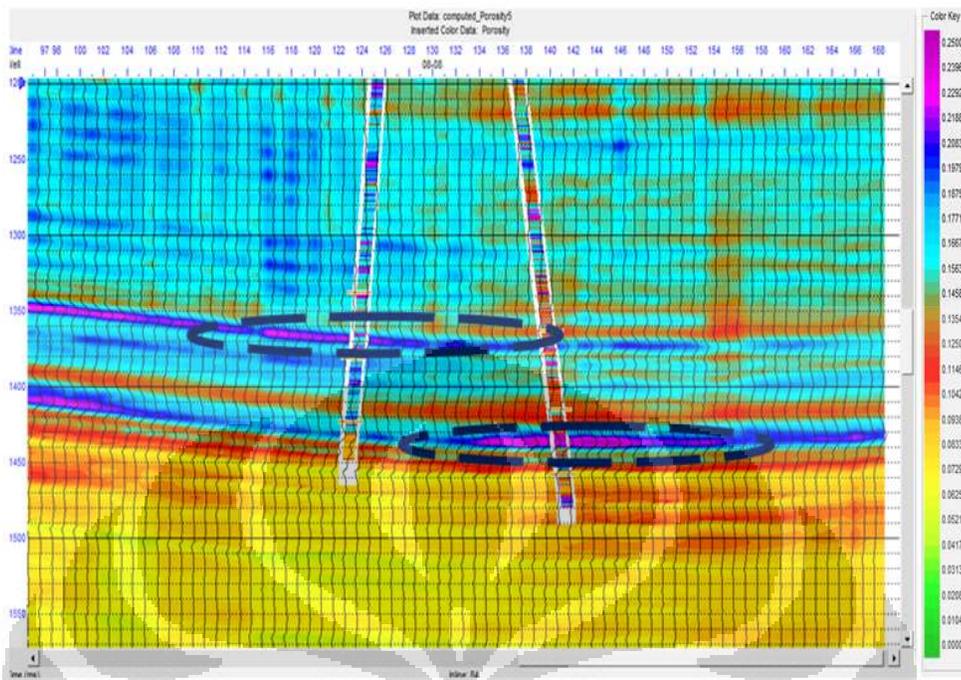
Pada **Gambar 5.8** dan **Gambar 5.9** adalah peta persebaran Akustik Impedan, yang mewaili zona reservoir dengan hasil slicing horizon G1 dan Detrital. Dari persebaran tersebut terlihat bahwa daerah persebaran akustik impedansi di darah sekitar sumur terlihat rendah yaitu sekitara 6500 hingga 9000 (g/cc)*(m/s).

5.4. Pembahasan Porositas multi atribut

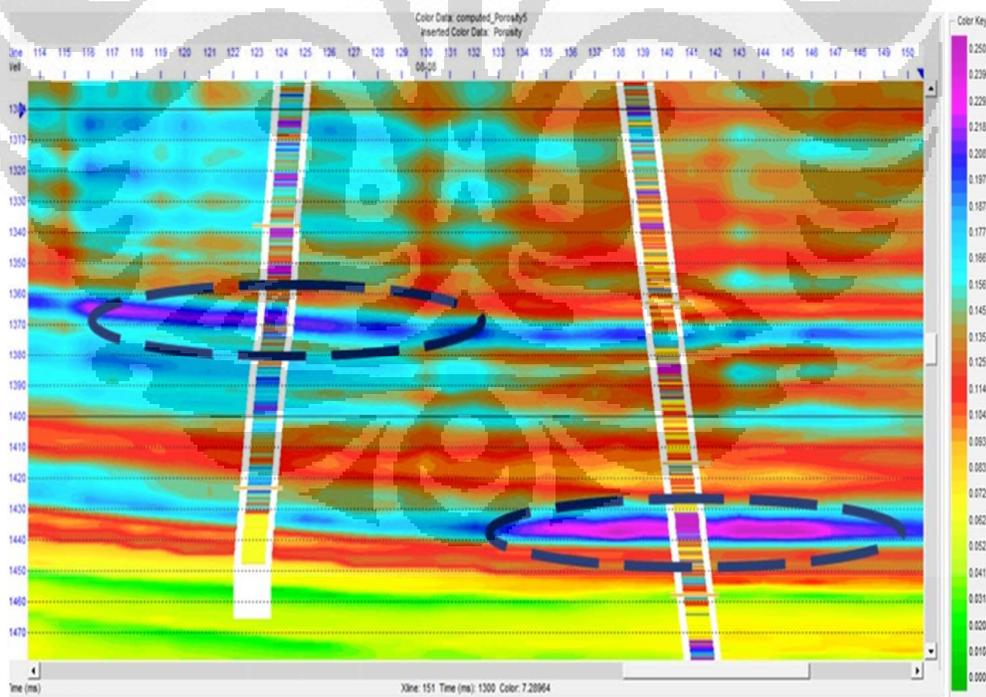
Berdasarkan analisa atribut dan multi atribut menggunakan step wise regression, yaitu dengan input hubungan sebanyak 5 atribut dengan korelasi sebesar 0.664, maka dengan proses EMERGE kita dapatkan peta persebaran Porositas.



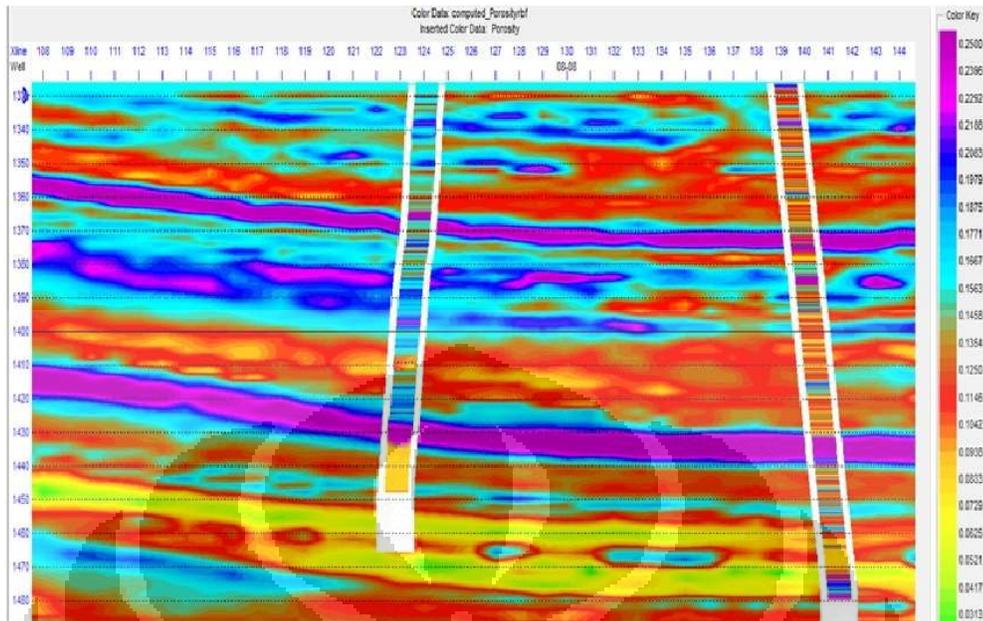
Gambar 5.10 Penampang persebaran porositas dari Aplikasi Multi atribut pada inline 84



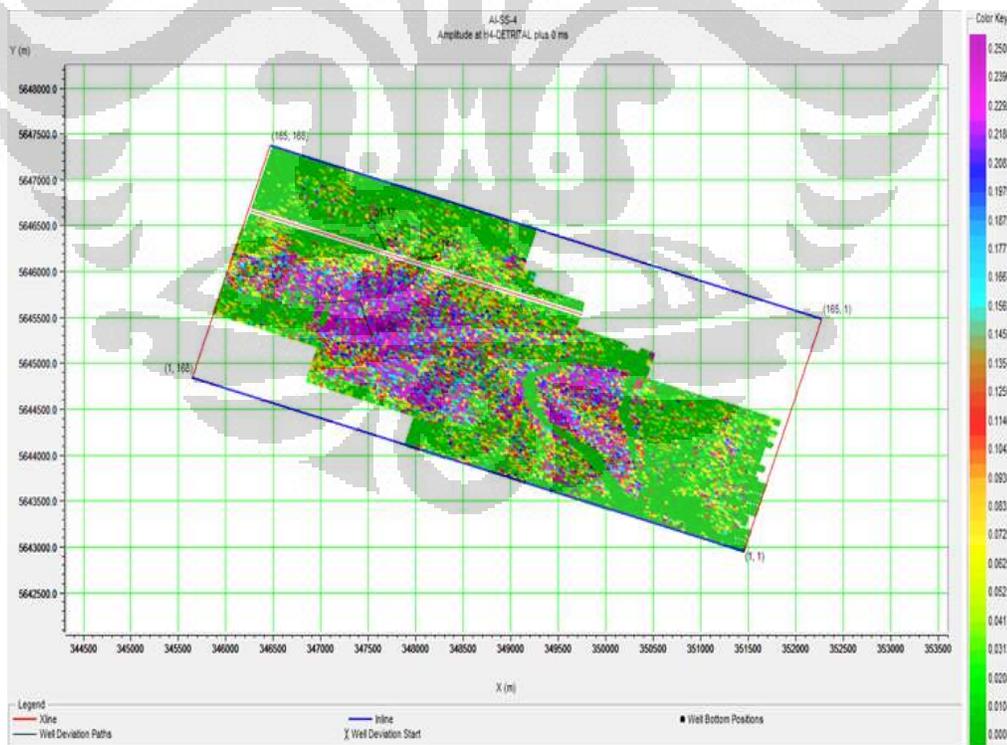
Gambar 5.11 Penampang persebaran porositas dari Aplikasi Multi atribut pada inline 84



Gambar 5.12 Penampang persebaran porositas dari Aplikasi Multi atribut pada inline 84



Gambar 5.13 Penampang persebaran porositas dari Aplikasi PNN pada inline 84

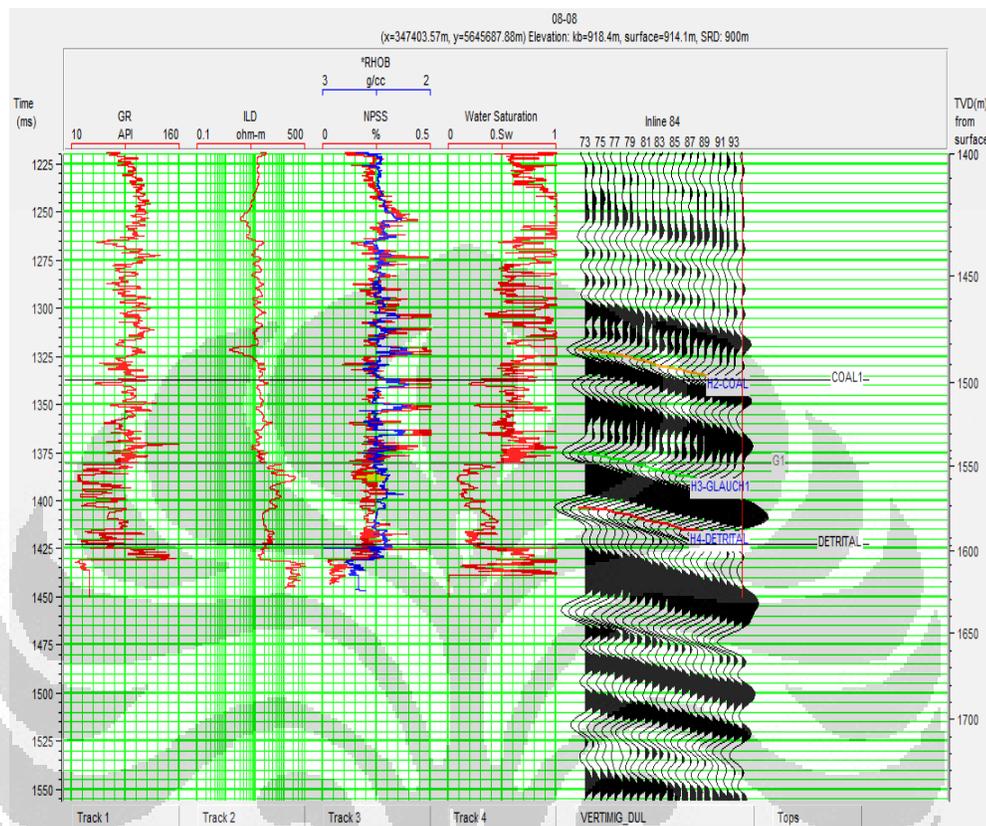


Gambar 5.15 Peta persebaran porositas dari Aplikasi PNN

Hasil analisa porositas dari log didapat daerah reservoir memiliki nilai porositas yang berkisar antara 0,15 - 0,25. Pada penampang *inline* 84, seperti ditunjukkan oleh **gambar 5.6**, daerah yang memiliki nilai porositas antara 0,15-0,25 diberikan kode biru hingga ungu dan daerah tersebut ditandai oleh poligon karena daerah tersebut merupakan reservoir yang akan dilihat karakterisasi. Hasil integrasi dari nilai impedansi akustik dan porositas menunjukkan bahwa zona reservoir berada pada horison G1 hingga horison Detrital. Pada horizon tersebut akan dilakukan ekstraksi nilai atribut amplitudo RMS sehingga dari integrasi nilai impedansi akustik, porositas, dan atribut amplitudo seismik tersebut dapat dilihat distribusi dari reservoir.

Korelasi yang dihasilkan dari neural network lebih besar dari regresi multiatribute, hal ini karena neural network mempunyai operasi yang non linear. Neural network hanya dilakukan dalam *window analysis* yang kecil karena akan memakan waktu yang sangat lama jika di aplikasikan ke seluruh waktu, neural network sangat baik dalam interpolasi di dalam data uji, tapi tidak untuk ekstrapolasi data, oleh karena itu interval yang berada diluar window analysis akan mempunyai validitas yang rendah.

5.5. Indikasi Adanya Hidrokarbon pada reservoir



Gambar 5.16 indikator adanya kandungan gas di sumur 08-08

Pada gambar 5.16 di atas, yaitu pada sumur 08-08 terlihat pada range time 1375 ms-1400 ms atau pada kedalaman sekitar 1550 m-1580 m terdapat nilai GR yang rendah, nilai resistivity yang cukup tinggi, adanya crossover antara density dan Neutron porosity dengan tanda berwarna kuning, nilai SW sekitar 0.2%-0.3 % dan di temukan adanya *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI) berupa *bright spot* di di seismiknya yang berada disebelah kanan dengan amplitudo yang kontras. Dari hasil persebaran porosity juga terlihat pada range tersebut memiliki porositas yang cukup besar yaitu 15%-20%. Hal ini juga dibuktikan kuat dengan adanya literatur yang menyatakan bahwa sumur tersebut memproduksi adanya gas.

BAB VI

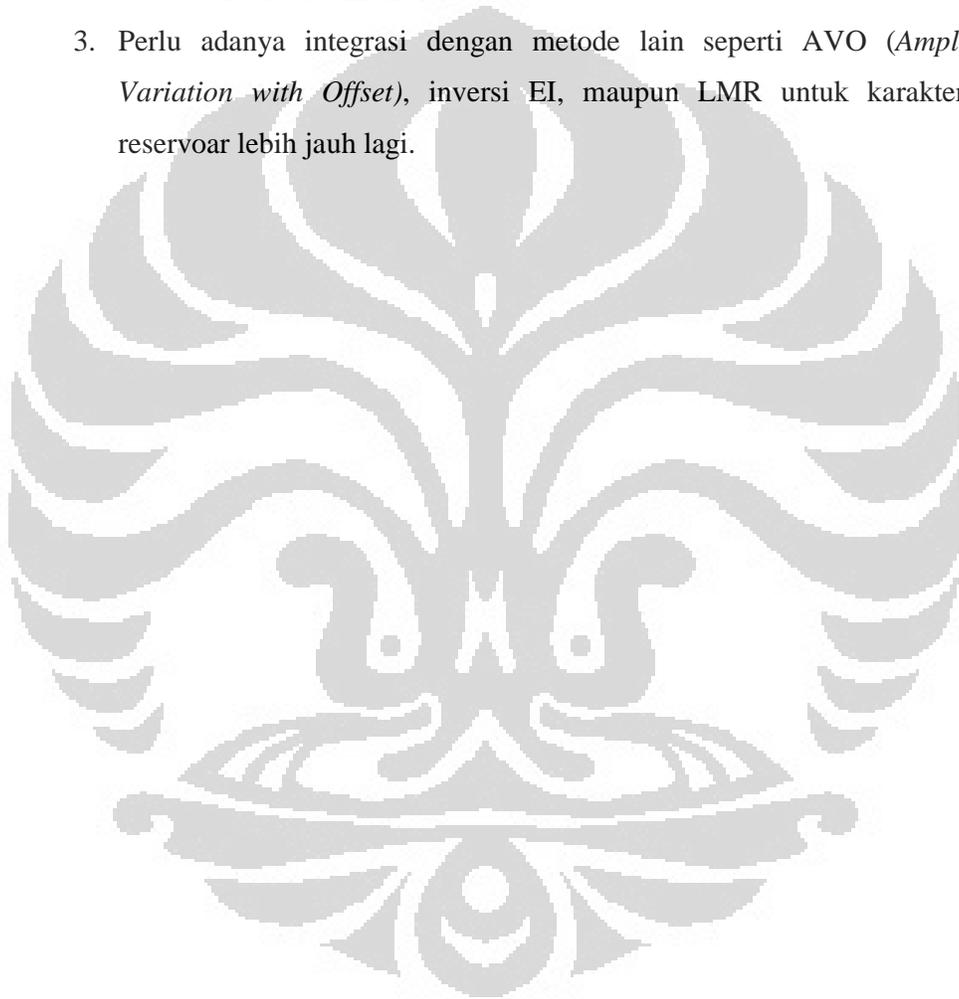
KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

1. Pada kasus pada lapangan blackfoot, metoda seismik inversi konvensional lebih baik untuk melihat penyebaran Impedansi Akustik dapat digunakan sebagai panduan untuk pemetaan litologi. Kelebihan metoda inversi adalah komponen frekuensi rendah dapat di *recover* oleh model dalam seismik inversi. Kelemahan seimik inversi adalah harus adanya model inisial yang tepat sebagai awal untuk melakukan inversi secara tepat. Kesalahan pada pembuatan inisial model akan membawa dampak pada kesalahan model geologi yang di peroleh.
2. Metode inversi yang memberikan nilai korelasi terbaik ialah inversi Model Based, sehingga hasilnya diaplikasikan sebagai eksternal atribut dalam pembuatan volum pseudo-porosity.
3. Seismik multi-atribut dan seismik inversi memberikan hasil properti reservoir yang cukup akurat. Metoda multiatribut terbukti bekerja baik untuk estimasi properti log data sumur dari seismik atribut. *Step-wise multi-regression analysis* dan *validation test* di gunakan untuk mendeterminasi atribut terbaik.
4. *Multi regression analysis* di gunakan untuk menemukan hubungan linear terbaik antara seismik atribut dan properti batuan dari data log sumur. Hubungan non-linear diturunkan dari penggunaan neural network.
5. Metode Multi atribut dapat memprediksi nilai log dari hubungan statistik log dan seismik, tidak bergantung inisial model, dengan Cross Validation digunakan sebagai parameter keberhasilan.
6. Integrasi inversi seismik dan multi attribut seismik dapat memperlihatkan distribusi dari reservoir dengan baik.

6.2 Saran

1. Metoda seismik inversi dan multi-atribut sangat bergantung pada kualitas data seismik dan data log, maka kedua data tersebut harus memiliki kualitas yang baik. Data yang lengkap sangat mendukung jalannya proses interpretasi untuk karakterisasi reservoir jauh lebih baik lagi
2. Perlu adanya data check-shot yang lebih banyak sehingga proses *well-seismic* tie bisa lebih akurat.
3. Perlu adanya integrasi dengan metode lain seperti AVO (*Amplitude Variation with Offset*), inversi EI, maupun LMR untuk karakterisasi reservoir lebih jauh lagi.



DAFTAR ACUAN

- Badley, M.E., 1985, Practical Seismic Interpretation, Prentice Hall.
- Branches, Rafael E. dkk, 2002, Seismic Attributes to Pseudo-well-log Volume Using Neural Networks : Practical Considerations, The Leading Edge, Vol. 21, No. 10, p. 996-1001.
- Hampson, D., Schuelke, J., and Qurein, J. A., 2001, Use of Multiattribute Transforms to Predict Log Properties from Seismic Data, Geophysics, 66, p. 220-236.
- Harsono, A., 1997, Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Schlumberger Oilfield Service, Edisi ke-8, Jakarta.
- Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Qurein, J., 1997, Multiattribute Seismic Analysis, The Leading Edge, Vol. 16, p. 1439-1443.
- Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., and Corbett, C., 1994, Seismic Guided Estimation of Log Properties, The Leading Edge, Vol. 13, p. 305-315.
- Sukmono, Sigit. 2002, Seismic Inversion for Reservoir Characterization
- 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.
- Sukmono,S., 2001, Seismik Atribut untuk Karakteristik Reservoar, Geophysical Engineering,Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Taner,M.T., 2001, *Seismic Attributes*, CSEG Recorder.
- Telford, W.M., Sheriff,R.E., Geldart,L.P., 1990. *Applied Geophysics*, Cambridge Univ. Press, MA.
- (Hutabarat, Gery Rolando. "Intergrasi Inversi Seismik dengan Atribut Amplitudo Seismik untuk Memetakan Distribusi Reservoar pada Lapangan Blackfoot". Skripsi. 2009)
- Hampson Russell's Manual, "*Introduction to the Theory of the STRATA Program*". 2007.
- Hampson Russell's Manual, "*Introduction to the Theory of the EMERGE Program*". 2007.

Chen, Q., and Sydney, S., 1997, “*Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring*”, The Leading Edge, May 1997.

(Herawan, Fitriyanda. “*Analisa Multi atribut seimik untuk Memetakan Litologi Reservoar’X’ pada Lapangan ‘YF’* Skripsi. 2007)

Chui, C.K., 1992, “*An Introduction to Wavelet*”, Academic Press, New York.

<http://www.faqs.org/faqs/ai-faq/neural-nets/part3/preamble.html> comp.ai.*neural-nets* FAQ, Part 3 to 7: Generalization

<http://www.ensiklopediseismikonline. multiattribute-analysis.html>

