



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN
SEISMIK MULTIATRIBUT UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOAR PADA LAPANGAN F3 NETHERLAND**

SKRIPSI

Immanuel Bobby

0606068285

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK

2011



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN
SEISMIC MULTIATRIBUT UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOAR PADA LAPANGAN F3 NETHERLAND**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

Immanuel Bobby

0606068285

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK

2011

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Immanuel Bobby

NPM : 0606068285

Tanggal : 13 Juni 2011

Tanda Tangan :



HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan Oleh

Nama : Immanuel Bobby
N P M : 0606068285
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Judul Skripsi : Analisa Metode Inversi Impedansi Akustik Dan Seismik Multiatribut Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan F3 Netherland

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr.rer.nat Abdul Haris

(
.....)

Penguji I : Dr. Eng. Supriyanto

(
.....)

Penguji II : Ir. Anggoro, MT

(
.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 13 Juni 2011

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kepada Tuhan Yesus Kristus yang telah melimpahkan kasih karunia-Nya kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan laporan tugas akhir yang berjudul: “Analisa Metode Inversi Impedansi A kustik dan Seismik Multiatribut untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan F3 Netherland” dengan baik. Segala puji juga penulis ucapkan kepada Bunda Maria dan Santo Yosef atas perlindungan dan cinta kasih yang telah diberikan.

Laporan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar ke sarjanaan 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 terima kasih kepada :

1. Kedua orang tuaku yang tak kenal lelah atas doanya untuk penulis setiap saat dan dukungan selama penulis berkuliah dan mengerjakan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Harris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah mengorbankan banyak waktunya dan finansial untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
3. Bapak Dr. Santoso, selaku ketua Departemen Fisika FMIPA UI.
4. Bapak Dr. Samsu Rosid, selaku Ketua Program minat Geofisika FMIPA UI.
5. Ibu Prof. Dr. rer. nat. Rosari Saleh selaku pembimbing akademis penulis.
6. Fabiola Sekar Melati yang selalu mendukung penulis dalam mengerjakan Tugas Akhir ini.

7. Sdr. Ng Bei Berger S.Si, Sdr. Miftahul Haq, S.Si, Sdr. Aryo Aviarto, S.Si, Sdr. Erlangga Wibisono S.Si, Amara yang telah banyak membantu dan memberikan masukan kepada penulis.
8. Pejuang-pejuang Puri : Mika, Catur, Yonas, Andra dan teman-teman S1 reguler 2006 yang selalu memberikan dukungan moril dan spiritual, serta banyak informasi berharga kepada penulis.
9. Pasukan Fisika UI angkatan 2007, 2008, 2009, dan 2010 khususnya anak-anak tongkrongan got yang selalu membawa keceriaan di kampus.
10. Jajaran karyawan Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
11. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Tuhan Yang Maha Esa membalas jasa semua pihak tersebut diatas dengan sebaik-baiknya. 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 manfaat positif bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Jakarta, 2011

Penulis

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

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

Nama : Immanuel Bobby
NPM : 0606068285
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

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

**ANALISA METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN SEISMIK
MULTIATRIBUT UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR PADA LAPANGAN
F3 NETHERLAND**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 13 Juni 2011

Yang menyatakan



(Immanuel Bobby)

Nama : Immanuel Bobby
Program Studi : S-1 Reguler (Fisika)
Judul : “ Analisa Metode Inversi Impedansi Akustik dan Seismik
Multiatribut untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan F3
Netherland”

ABSTRAK

Integrasi data data sumur dan data seismik sangat berguna untuk mendapatkan interpretasi yang baik dalam proses eksplorasi hidrokarbon. Beberapa metode yang mengintegrasikan kedua data tersebut antara lain, metode inversi impedansi akustik dan metode seismik multiatribut. Metode inversi impedansi akustik dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh. Pada metode ini, sifat fisis bumi yang dimodelkan adalah impedansi akustik. Sedangkan metode seismik multiatribut metode yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Metode ini digunakan untuk memprediksi persebaran porositas dari volume seismik. Kedua metode ini digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir pada lapangan F3 di Belanda yang diduga terdapat akumulasi hidrokarbon. Hal ini terlihat dari adanya fenomena *bright spots* dan *gas chimneys* pada bawah permukaan yang berasosiasi dengan adanya akumulasi gas pada lapangan tersebut.

Kata kunci : bright spots, impedansi akustik, multiatribut, porositas
xiii + 82 halaman : 73 gambar
Daftar pustaka : 13 (1988-2009)

Name : *Immanuel Bobby*

Study program: *Physics*

Title : *“Analysis of Acoustic Impedance Seismic Inversion and Multiattribute Seismic to Characterize The Reservoir in Field F3 Netherland”*

ABSTRACT

Integration of well and seismic data are very useful to get good interpretation in the process of hydrocarbon exploration. Several methods that integrate both data are seismic inversion and multi-attribute seismic. Acoustic impedance inversion method is used to predict the physical properties of the earth based on information obtained by the seismic record. Multi-attribute seismic method is seismic method that uses more than one attribute to predict physical properties of the earth. This method is used to predict the distribution of porosity from seismic volume, which are applied to characterize the reservoir in the field F3 in the Netherland. The field has been indicated to have an accumulation of hydrocarbons. This indication can be seen from the phenomena of bright spots and gas chimneys on the sub-surface expressions which is associated with the accumulation of gas in the field.

Keywords : *bright spots, acoustic impedance, multi-attribution, porosity*

xiii + 82 pages : *73 figures*

Bibliografi : *13 (1988-2009)*

DAFTAR ISI

| | |
|---|------|
| HALAMAN JUDUL | i |
| HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS | ii |
| HALAMAN PENGESAHAN | iii |
| KATA PENGANTAR | iv |
| LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH | vi |
| ABSTRAK | vii |
| ABSTRACT | viii |
| DAFTAR ISI | ix |
| DAFTAR GAMBAR | xi |
| BAB 1. PENDAHULUAN | |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Tujuan Penelitian | 2 |
| 1.3 Batasan Masalah | 3 |
| 1.4 Metode Penelitian | 3 |
| 1.5 Sistematika Penulisan | 4 |
| BAB 2. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI | |
| 2.1 Kondisi Geologi | 6 |
| 2.2 Ekspresi Bawah Permukaan | 11 |
| 2.2.1 <i>Bright Spot</i> | 11 |
| 2.2.2 Anomali Seismik yang Mengindikasikan Kebocoran..... | 12 |
| 2.2.3 <i>Gas-Chimneys</i> | 13 |
| BAB 3. TEORI DASAR | |
| 3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi..... | 14 |
| 3.2 Komponen Seismik Refleksi..... | 16 |
| 3.2.1 Impedansi Seismik | 17 |
| 3.2.2 Koefisien Refleksi..... | 17 |
| 3.2.3 Polaritas..... | 17 |
| 3.2.4 Fasa | 18 |
| 3.2.5 Resolusi Vertikal Seismik..... | 19 |
| 3.2.6 <i>Wavelet</i> | 20 |
| 3.2.7 <i>Seismogram Sintetik</i> | 21 |
| 3.3 <i>Survey Checkshot</i> | 22 |
| 3.4 Seismik Inversi..... | 22 |

| | |
|--|----|
| 3.4.1. Metode Inversi Rekursif | 24 |
| 3.2.7. Metode Inversi sparse Spike | 24 |
| 3.5 Atribut Seismik | 25 |
| 3.6 Metode Seismik Multiatribut | 26 |
| 3.6.1 Atribut Internal..... | 27 |
| 3.6.2 <i>Cross Plot</i> | 30 |
| 3.6.3 Regresi Linear Multiatribut..... | 32 |
| 3.6.4 Validasi Silang..... | 34 |

BAB 4. DATA DAN PENGOLAHAN DATA

| | |
|--|----|
| 4.1 Persiapan Data | 37 |
| 4.2 Pengolahan Data | 39 |
| 4.2.1 Korelasi Sumur | 39 |
| 4.2.2 Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well - Seismic Tie</i> | 40 |
| 4.2.3 <i>Picking Horizon</i> | 43 |
| 4.2.4 <i>Picking Fault</i> | 46 |
| 4.2.5 Pembuatan <i>Cross Plot</i> | 48 |
| 4.2.6 Inversi Impedansi akustik | 50 |
| 4.2.6.1 Analisis Inversi Impedansi Akustik | 51 |
| 4.2.6.2 Inversi <i>Sparse Spike</i> | 54 |
| 4.2.7 Seismik Multi Atribut | 55 |
| 4.2.7.1 <i>Neural Network</i> | 58 |

BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN

| | |
|--|----|
| 5.1 Hasil Analisa <i>Cross Plot</i> | 60 |
| 5.2 Hasil Inversi Impedansi Akustik | 62 |
| 5.3 Atribut Porositas Seismik | 68 |
| 5.4 Analisa Terintegrasi Inversi AI dan Seismik Multiatribut | 73 |

BAB 6. KESIMPULAN

| | |
|---------------------|----|
| 6. Kesimpulan | 82 |
|---------------------|----|

DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

| | | |
|---------------------|--|----|
| Gambar 2.1. | Lokasi Lapangan F3 Southern North Sea Netherland..... | 6 |
| Gambar 2.2. | Area studi lapangan F3 | 7 |
| Gambar 2.3. | <i>Stratigraphy</i> dari Lapangan F3..... | 9 |
| Gambar 2.4. | Fenomena <i>bright spot</i> di atas <i>flat spot</i> pada seismik..... | 12 |
| Gambar 2.5. | Fenomena <i>gas-chimney</i> pada seismik..... | 13 |
| Gambar 3.1. | Proses seismik refleksi..... | 15 |
| Gambar 3.2. | Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas..... | 15 |
| Gambar 3.3. | Komponen dasar tras seismik | 16 |
| Gambar 3.4. | Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i> | 18 |
| Gambar 3.5. | Macam-macam fasa pada <i>wavelet</i> | 18 |
| Gambar 3.6. | Resolusi dan deteksi dari seismik | 19 |
| Gambar 3.7. | <i>Wavelet</i> | 20 |
| Gambar 3.8. | Sintetik <i>seismogram</i> | 21 |
| Gambar 3.9. | Survey <i>checkshot</i> | 21 |
| Gambar 3.10. | Konsep seismik inversi | 23 |
| Gambar 3.11. | Diagram jenis-jenis inversi | 23 |
| Gambar 3.12. | Penulisan tras kompleks dalam bentuk polar | 27 |
| Gambar 3.13. | Konvensional <i>Cross-plot</i> antara log target dan atribut seismik | 31 |
| Gambar 3.14. | Ilustrasi <i>Cross-plot</i> | 32 |
| Gambar 3.15. | Contoh kasus tiga atribut seismik | 33 |
| Gambar 3.16. | Ilustrasi validasi silang..... | 35 |
| Gambar 3.17. | Contoh <i>Plot Validation Error</i> dan <i>Prediction Error</i> | 36 |
| Gambar 4.1. | <i>Base map</i> data seismik | 37 |

| | | |
|---------------------|--|----|
| Gambar 4.2. | Tabel keterangan sumur yang digunakan..... | 38 |
| Gambar 4.3. | Korelasi sumur dengan log <i>gamma ray</i> dan <i>porosity</i> | 39 |
| Gambar 4.4. | <i>Wavelet</i> yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik | 41 |
| Gambar 4.5. | Proses pembuatan impedansi akustik..... | 42 |
| Gambar 4.6. | Hasil <i>well to seismic tie</i> pada sumur F03-04 dengan korelasi 0.827..... | 43 |
| Gambar 4.7. | Hasil <i>picking horizon</i> pada <i>in line 690</i> | 44 |
| Gambar 4.8 | Peta <i>time structure</i> | 45 |
| Gambar 4.9. | Perbandingan penampang seismik dan penampang disimilaritas/ <i>variance</i> | 46 |
| Gambar 4.10. | Deteksi keberadaan patahan..... | 47 |
| Gambar 4.11. | Identifikasi kemenerusan patahan besar pada lapangan F3..... | 48 |
| Gambar 4.12. | Penampang <i>cross plot p-impedance vs porosity</i> sumur F02-01..... | 49 |
| Gambar 4.13. | Penampang <i>cross plot p-impedance vs porosity</i> sumur F06-01 | 49 |
| Gambar 4.14. | <i>Workflow</i> pengerjaan inversi seismik..... | 50 |
| Gambar 4.15. | Hasil <i>earth model</i> pada <i>in line 300</i> dengan frekuensi 15 Hz | 51 |
| Gambar 4.16. | Hasil analisa inversi sumur F02-01..... | 52 |
| Gambar 4.17. | Hasil analisa inversi sumur F03-02..... | 52 |
| Gambar 4.18. | Hasil analisa inversi sumur F03-04..... | 53 |
| Gambar 4.19. | Hasil analisa inversi sumur F06-01 | 53 |
| Gambar 4.20. | Hasil inversi AI <i>sparse spike</i> pada <i>in line 690</i> | 54 |
| Gambar 4.21. | Log target dan seismik | 55 |
| Gambar 4.22. | Analisa seismik multiatribut | 56 |
| Gambar 4.23. | Kurva prediksi <i>error</i> dan validasi <i>error</i> untuk multiatribut | 56 |
| Gambar 4.24. | Kurva hasil aplikasi atribut | 57 |
| Gambar 4.25. | <i>Cross plot</i> antara <i>predicted porosity</i> dengan <i>actual porosity</i> | 57 |
| Gambar 4.26. | Hasil <i>training Probabilistic Neural Network</i> | 58 |

| | |
|--|----|
| Gambar 4.27. <i>Cross plot</i> PNN..... | 59 |
| Gambar 5.1. Penampang <i>cross plot p-impedance vs porosity</i> sumur F02-01..... | 60 |
| Gambar 5.2. Penampang <i>cross plot p-impedance vs porosity</i> sumur F06-01..... | 61 |
| Gambar 5.3. Hasil inversi AI model <i>sparse spike</i> pada In line 690..... | 62 |
| Gambar 5.4. <i>AI cube</i> | 63 |
| Gambar 5.5. Penampang timeslice AI pada horizon FS8..... | 64 |
| Gambar 5.6. Penampang timeslice impedansi akustik..... | 65 |
| Gambar 5.7 <i>Arbitrary line</i> pada sumur F02-01 sampai F03-02..... | 66 |
| Gambar 5.8. <i>Arbitrary line</i> pada sumur F03-02 sampai F03-04..... | 67 |
| Gambar 5.10. Aplikasi multiatribut untuk <i>linear regression</i> | 68 |
| Gambar 5.11. Aplikasi PNN..... | 69 |
| Gambar 5.12. <i>Crossplot</i> korelasi regresi multiatribut dengan CC = 0.870457 | 70 |
| Gambar 5.13. <i>Crossplot</i> PNN dengan CC = 0.893301 | 70 |
| Gambar 5.14. Penampang porositas..... | 71 |
| Gambar 5.15. <i>Porosity cube</i> | 71 |
| Gambar 5.16. <i>Porosity map</i> horizon FS8, FS7, Truncation, dan MFS4..... | 72 |
| Gambar 5.17. <i>Porosity map</i> dari horizon FS4..... | 73 |
| Gambar 5.18. Penampang <i>Arbitrary line</i> AI yang melewati sumur F06-01 dan F03-04..... | 74 |
| Gambar 5.19. Zona Prospek 1..... | 75 |
| Gambar 5.20. Zona 1 pada <i>arbitrary line</i> F06-01 ke F03-04..... | 76 |
| Gambar 5.21. Zona Prospek 2..... | 77 |
| Gambar 5.22. Zona 2 pada <i>arbitrary line</i> F06-01 ke F03-04..... | 78 |
| Gambar 5.23. Zona Prospek 3..... | 79 |
| Gambar 5.24. Zona 3 pada <i>arbitrary line</i> F06-01 ke F03-04..... | 80 |

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada tahapan pengembangan eksplorasi hidrokarbon, data bawah permukaan jauh lebih banyak dibandingkan pada tahapan eksplorasi seiring dengan bertambah banyaknya jumlah sumur yang dibor. Pada tahap pengembangan ini kita bisa memanfaatkan data bawah permukaan tersebut untuk mengkalibrasi data seismik. Data seismik yang telah terkalibrasi tersebut kemudian dapat digunakan untuk mengukur karakter reservoir dan perubahannya secara lebih kuantitatif.

Pada jaman dahulu, posisi sumur eksplorasi hanya ditentukan berdasarkan informasi struktur geologi saja. Tetapi pada kenyataannya, saat ini struktur geologi yang dianggap dapat mengandung hidrokarbon belum tentu mengandung hidrokarbon yang ekonomis. Maka diperlukan suatu ide baru untuk mengidentifikasi keberadaan reservoir hidrokarbon tersebut, sehingga kesalahan dalam penentuan posisi sumur bor dapat diminimumkan.

Dua jenis data utama yang dipakai pada tahapan eksplorasi maupun pengembangan lapangan migas adalah data log dan data seismik. Data seismik memiliki resolusi horizontal yang baik dengan resolusi vertikal yang kurang baik, sementara data log memiliki resolusi vertikal yang sangat baik namun resolusi horizontalnya sangat buruk. Mengintegrasikan keduanya akan menghasilkan interpretasi data yang lebih akurat. Data log yang sangat berkaitan dengan data seismik adalah log *sonic* dan densitas. Masing-masing data tersebut mempunyai kelebihan masing-masing dan geofisikawan bertugas untuk mengintegrasikannya sehingga dapat diperoleh informasi bawah permukaan yang baik. Beberapa metode yang merupakan integrasi antara data log dan data seismik adalah metode seismik multiatribut dan inversi impedansi akustik.

Multiatribut pada dasarnya suatu proses ekstraksi beberapa atribut dari data seismik yang mempunyai korelasi yang baik terhadap data log yang pada akhirnya digunakan untuk memprediksi data log pada setiap lokasi di volume seismik.

Untuk menentukan atribut seismik mana saja yang akan digunakan dalam proses tersebut, dilakukan uji statistik antara kedua data tersebut (data log dan atribut seismik), sehingga dapat diketahui hubungan antara keduanya. Tahap ini disebut dengan 'training'. Setelah proses training selesai dan kita telah mengasumsikan bahwa hubungan yang dihasilkan *valid* untuk semua volume 3D, maka hubungan yang di peroleh dari data log dan seismik akan di gunakan untuk memodelkan gambaran bawah permukaan.

Secara teoritis, parameter yang dijadikan sebagai target log dapat berupa parameter apa saja yang terdapat dalam data log suatu sumur. Dari suatu data survey seismik 3D, dapat dihitung serangkaian nilai atribut seismiknya, kemudian dari nilai atribut seismik tersebut, akan dikorelasikan dengan data target log dari satu atau beberapa sumur yang ada. Jadi tujuan dalam tahapan ini adalah untuk mendapatkan transformasi multiatribut dalam bentuk transformasi linear atau on linear yang menunjukkan korelasi antara nilai atribut seismik dengan target log (Abdul Haris, 2009).

Sedangkan dengan inversi seismik ini, kita dapat menggali informasi sifat fisik batuan reservoir dan indikasi fluida secara langsung dari data seismik yang dilengkapi oleh data log. Metode seismik inversi merupakan teknik inversi berupa suatu pendekatan keadaan geologi secara mundur kebelakang, metode ini dapat memberikan hasil penampakan geologi bawah permukaan sehingga dapat diidentifikasi karakter dan pola penyebaran reservoir di daerah target berupa interpretasi geologi, litologi dan fluida serta batas lapisan petrofisika bawah permukaan, dalam studi kali ini metode inversi yang digunakan adalah *linear programming Spar se-Spike*, dan parameter fisis yang di inversi adalah nilai impedansi akustik (AI).

1.2 Tujuan Penelitian

Maksud dari penyusunan tugas akhir ini adalah untuk memenuhi salah satu persyaratan untuk menyelesaikan program pendidikan sarjana sains strata satu di Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Tujuan dari tugas akhir ini adalah untuk mengkarakterisasi reservoir lapangan F3 Netherland dengan menggunakan metode seismik multiatribut dan inversi impedansi akustik.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah:

1. Daerah penelitian dibatasi pada lapangan F3 Netherland.
2. Data seismik yang digunakan adalah data 3D gather yang telah melalui tahap processing yang dianggap benar dengan empat sumur.
3. Metode yang digunakan adalah inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut.
4. Studi terfokus pada seismik inversi impedansi akustik *sparse spike* dan seismik multiatribut untuk karakterisasi reservoir.

1.4 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang digunakan adalah sebagai berikut:

1. Penentuan masalah dan tujuan
2. Studi literatur tentang metode yang akan digunakan
 - Studi literatur meliputi pembacaan buku referensi, paper terkait tugas akhir, dan studi lanjut mengenai perangkat lunak yang akan digunakan.
3. Pengumpulan data dan pengolahan data
 - Pengolahan data meliputi *well to seismic tie*, *picking horizon*, pembuatan *earth model*, inversi *sparse spike*, *log filtering*,

penentuan atribut yang sesuai, analisis multiatribut di sekitar well, estimasi porositas dan distribusinya pada penampang seismik.

Dalam pengolahan data digunakan software **Hampson-Russel** dan **Petrel**.

- Perangkat lunak paket Hampson Russel terdiri dari GEOVIEW, STRATA, ELOG dan EMERGE. GEOVIEW digunakan untuk menyimpan database sumur. ELOG digunakan untuk *cross-plot* antar property log, mengekstrak wavelet dan membuat sintetiknya sekaligus melakukan *well to seismic tie*. STRATA digunakan untuk melakukan inversi *sparse spike*. EMERGE digunakan untuk mengekstrak atribut dari penampang seismik, mencari hubungan (secara statistik) antara properti log dan atribut seismik.
 - Perangkat lunak Petrel digunakan untuk keperluan korelasi log, *picking fault*, membuat *arbitrary line*, pembuatan *AI map* dan *porosity map*.
4. Analisa dan interpretasi terhadap hasil pengolahan data.
 5. Penarikan kesimpulan dari hasil penelitian dan saran.

1.5 Sistematika Penulisan

Pada penulisan bab satu membahas mengenai pendahuluan yang menerangkan bagaimana latar belakang penulisan ini, batasan masalah yang akan dibahas, tujuan dari penelitian, serta sistematika penulisan.

Tinjauan geologi regional dari daerah penelitian dibahas pada bab dua yang meliputi kondisi geologi regional, sejarah struktural, tinjauan stratigrafi, batuan sumber, ekspresi sub-surface.

Bab tiga menerangkan mengenai teori dasar yang berhubungan dengan penelitian yang mencakup teori dasar penjalaran gelombang seismik, pembuatan sintetik seismogram, inversi *sparse spike*, dan metode seismik multiatribut untuk mendukung interpretasi.

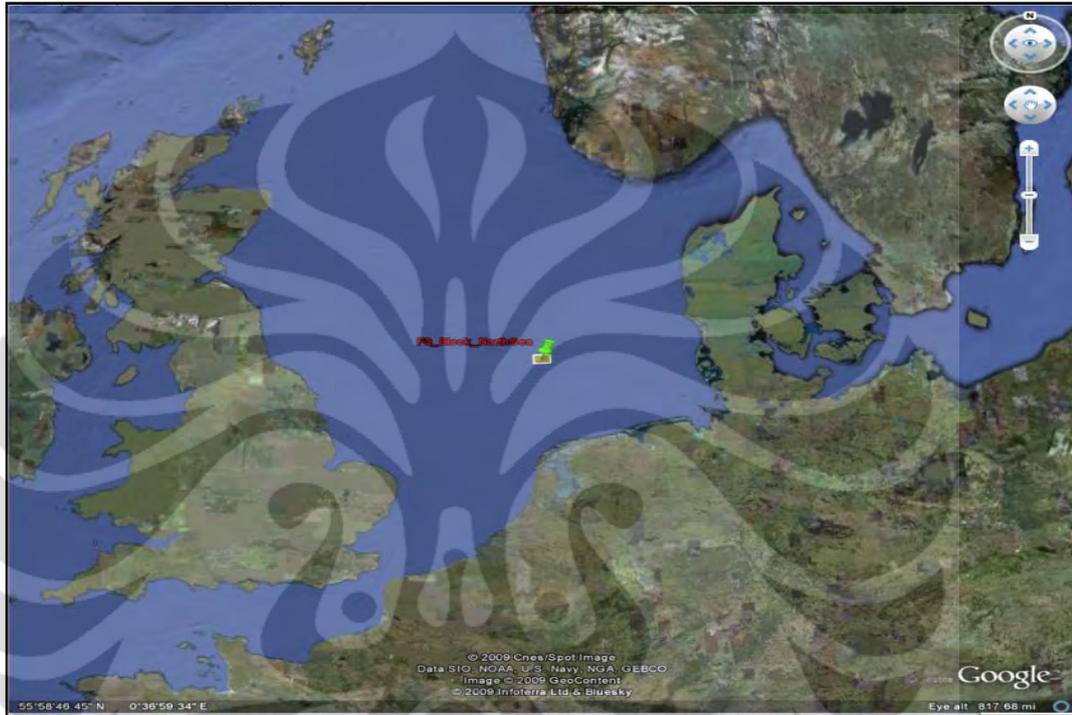
Pembahasan mengenai proses pengolahan data sampai siap untuk dianalisa dijabarkan pada bab empat yaitu dengan melakukan korelasi tiap sumur, pembuatan sintetik seismogram, seismik well tie, picking horizon, picking struktural, inversi impedansi akustik, penerapan metode multiatribut, melakukan crossplot atribut dengan porositas dan pembuatan peta persebaran porositas.

Proses selanjutnya pada bab lima adalah menganalisa dan membahas semua hasil inversi AI *sparse spike* serta metode seismik multiatribut yang telah diekstrak, dioverlay terhadap kontur topografi, dan melihat nilai persebaran dari porositas sehingga didapatkan zona reservoir pada lapangan penelitian.

Sedangkan bab enam menyimpulkan semua hasil analisa penelitian, melihat hubungan inversi *sparse spike* dan multiatribut seismik dengan karakterisasi reservoir.

BAB II KONDISI GEOLOGI

2.1 Geologi Regional

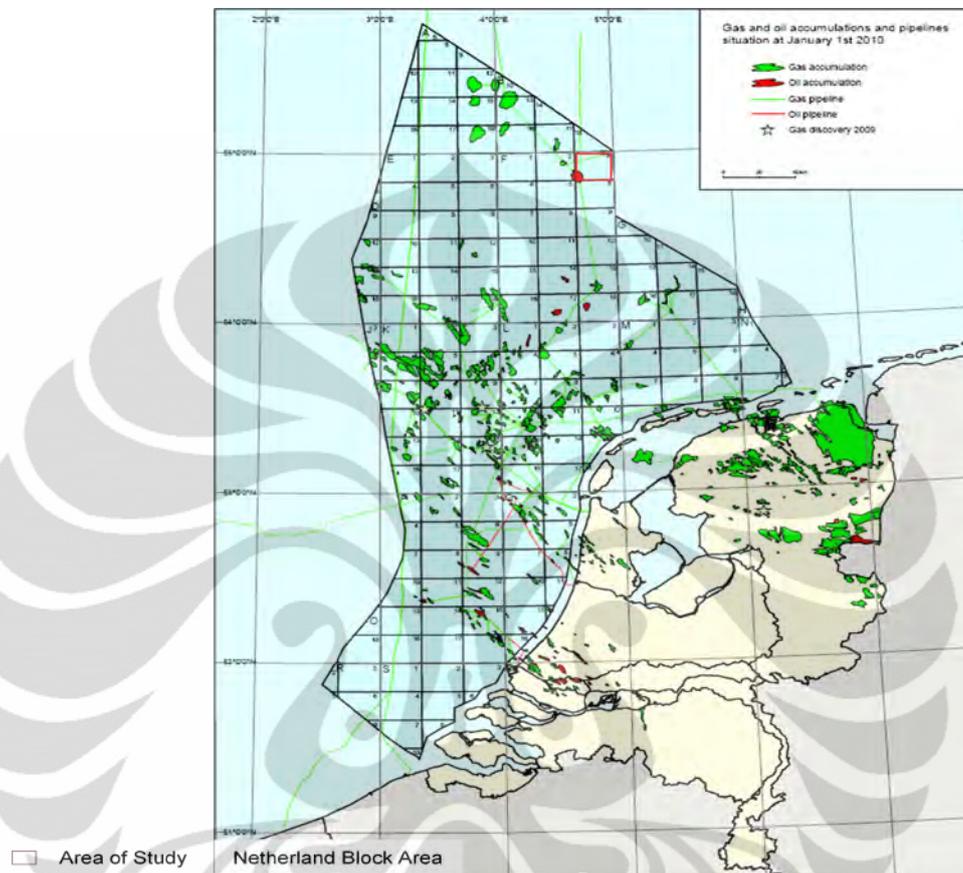


Gambar 2.1. Lokasi Lapangan F3 Southern North Sea Netherland

Lapangan F3 adalah sebuah blok di sektor Belanda di Laut Utara. Pada lapangan ini telah dilakukan akuisisi 3D seismik untuk eksplorasi minyak dan gas yang terbentuk pada zaman Upper-Jurassic - Lower Cretaceous. Pada kedalaman di atas 1200ms terdapat reflektor yang terbentuk pada zaman Miosen, Pliosen, dan Pleistosen. *Sigmoidal-bedding* pada skala besar dengan mudah terlihat dimana terdiri dari deposit sistem *fluviodeltaic* berskala besar yang menguras sebagian besar dari wilayah Laut Baltik (SA, *rensens et al, 1997; Overeem et al, 2001*).

Paket delta terdiri dari pasir dan serpih, dengan porositas keseluruhan cukup tinggi (20-33%). Di daerah tersebut terdapat beberapa *carbonate-cemented streaks*. Sejumlah fitur menarik dapat diamati di sini. Fitur yang paling mencolok

adalah *sigmoidal-bedding* pada skala besar, *downlap*, *toplap*, *onlap*, dan struktur pemotongan.

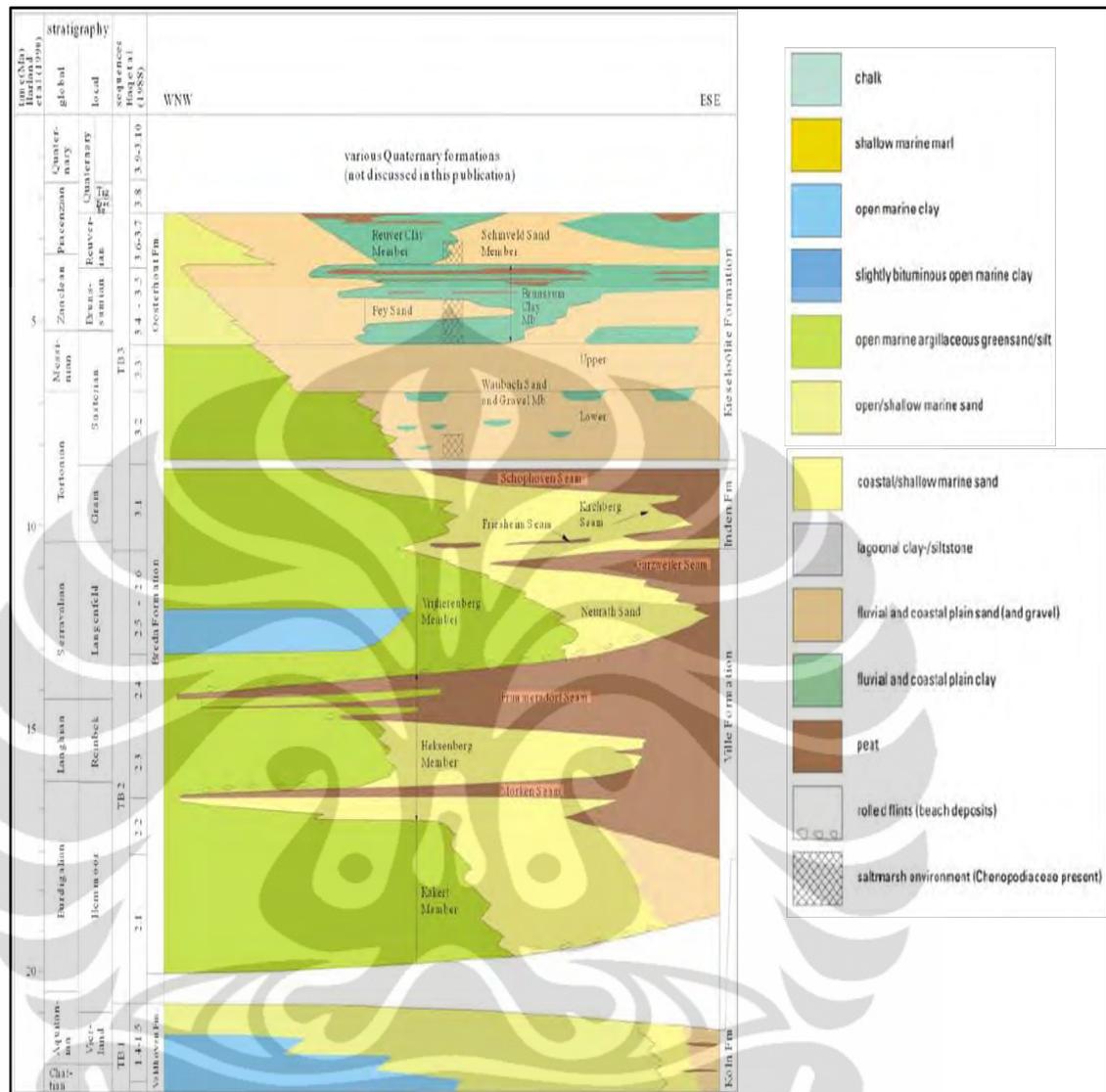


Gambar 2.2. Area studi lapangan F3

Pengembangan struktural dan pengendapan cekungan Southern North Sea telah didokumentasikan dengan baik. Pada skala besar, cekungan sedimen di Southern North Sea dapat dilihat sebagai sebuah cekungan yang didominasi oleh *rifting* dari zaman Mesozoic dengan fase *post-rift sag* Kenozoikum. *Rifting* sudah dimulai pada zaman Trias, dan memuncak dalam zaman Jurassic dan zaman Kapur Awal dengan berbagai fase tektonik ekstensional Kimmerian yang berkaitan dengan terbentuknya Samudra Atlantik. *Rifting* aktif yang terjadi diikuti oleh fase *post-rift sag* dari zaman Kapur Akhir sampai kini, yang sebagian besar ditandai dengan ketenangan tektonik dan penurunan dari cekungan, dengan pengecualian beberapa pergerakan kompresial tektonik selama era Kapur Akhir dan Tersier. Selama fase post-rift, sebagian besar cekungan mengakumulasi lapisan tebal sedimen dalam

bagian yang sangat besar. Dalam cekungan sedimen ini batuan sumber hidrokarbon yang paling menonjol adalah *Westphalian coalbeds* untuk gas, dan serpih Lower Jurassic Posidonia untuk minyak. Dorongan terakhir tektonik regional yang signifikan terjadi selama Mid-Miosen, sehingga membentuk ketidakselarasan Mid-Miosen. Permukaan ini sekarang terkubur di kedalaman yang berkisar dari sekitar 1000 - 1500 m. Batuan sedimen yang terkait dengan gas dangkal yang dibahas dalam paper ini termasuk dalam urutan sedimen klastik setelah Mid-Miosen.

Dari akhir Miosen dan seterusnya, jumlah unit seismo-stratigrafi yang besar merepresentasikan sistem fan delta yang kompleks, yang berasosiasi dengan deposit pro-delta. Secara bertahap sistem tersebut berkembang menjadi sebuah delta fluvial dan dataran aluvial, yang muncul dari timur atas ketidakselarasan Mid-Miosen (Sha, 1991). Unit berbentuk irisan ini merepresentasikan material dari sistem sungai Baltik yang didominasi pasir kuarsa yang matang, kasar dan *gravelly* di timur, dan agak halus ke arah barat dekat pusat graben dengan *thinning* dan *pinching* ke barat dan timur. Keseluruhan pendangkalan daerah berlangsung bertahap dengan berjalannya waktu. Fluktuasi pada permukaan laut bersama-sama dengan gerakan eustatic dan pergeseran *depocenters* tektonik mengakibatkan deposito regresif dan transgresif, yang tergabung dalam siklus sedimen. Dalam siklus ini, fasies laut terletak di sebelah barat fasies darat (kemudian pada akhir Pleistosen awal, siklus ini berubah menjadi arah barat laut-tenggara). Hanya di bagian paling selatan, deposit Pliosen-Pleistosen terbentang jauh lebih tua di atas deposito Tersier. Di area yang sama, deposito karang yang sangat lokal terbentuk di zaman Pliosen-Pleistosen, hal ini mirip dengan outcropping yang saat ini terdapat di East Anglia (Cameron et al, 1989a). Garis pantai yang bergeser di Laut Utara Belanda dan sekitarnya berlangsung dari akhir Pliosen sampai seterusnya (Sha, 1991) mengakibatkan berbagai macam lingkungan sedimentasi dan ukuran butir.



Gambar 2.3. *Stratigraphy* dari Lapangan F3

Di bagian selatan Belanda, bahan utama Pleistosen klastik berasal dari bagian tenggara atau selatan, jarang berasal dari bagian barat (sumber-sumber Inggris). Pada akhir Pleistosen Awal dan awal Pleistosen Tengah, garis pantai terletak di bagian utara Belanda. Namun, transgresi sesekali mengganggu kondisi di dataran aluvial sampai ke daerah selatan pantai utara Belanda saat ini. Sedimen ini didominasi pasir dengan sedikit tanah liat dan gambut. *Channelling* banyak terbentuk dan continuous reflector sangat jarang terjadi. Pasir yang berasal dari sungai Rhine mencakup setengah bagian dari utara Belanda. Pembentukan glasial pertama yang mempengaruhi kondisi pengendapan di Laut Utara Belanda secara

langsung ini dinamakan Glaciation Elsterian (Laban, 1995). Massa es yang berasal dari Skandinavia dan Inggris terakumulasi dan tersebar di sebagian besar daerah Belanda, hanya area S $52^{\circ} 30'$ yang terbebas dari massa es tersebut. Kondisi sedimentasi telah berubah sepenuhnya: saluran glasial mencapai kedalaman 400 m sedang digali, terutama dalam *EW belt* yang melewati sektor Belanda pada 53° dan $54^{\circ} 20'N$ (Laban, 1995). Sedimen umumnya terdiri dari deposit planar glasial lempung dan outwash berpasir, sedangkan di dalam *channel* terdapat basal kasar yang *chaotic* ditutupi oleh laminasi, berlempung, endapan danau berasosiasi dengan lempung dan pasir yang berkaitan dengan transgresi dari interglasial di bagian atas. Pasokan es mempengaruhi patahan yang sudah ada sebelumnya dan pergerakan tektonik garam, sedangkan saluran glasial mengganggu kelanjutan sedimentasi dan menciptakan jalur untuk cairan dan gas. Penyumbatan yang disebabkan oleh es di wilayah Laut Utara menyebabkan pengalihan aliran sungai yang sebelumnya mengalir ke barat melalui Selat Dover menjadi ke Teluk Biscay.

Transgresi Holsteinian telah mengakibatkan sebagian besar bagian utara sektor Belanda terbentuk dalam lembaran pasir pada transgresi laut dengan beberapa lempung dekat batas daerah transgresi. Jembatan di sekitar batas dari daerah bekas es Elsterian secara bertahap tergesur. Glasial Saalian yang berikutnya membawa es Skandinavia ke bagian timur sektor Belanda dimana terdapat *tills*, lempung glasial dan *outwash* berpasir. Saluran glasial jumlahnya lebih sedikit dan jauh lebih dangkal, tapi dorongan es dan cekungan lidah lebih umum terjadi. Transgresi Eemian menghasilkan pasir transgresi. Turunnya permukaan laut pada interglacial Eemian akhir bergabung dengan sisa-sisa dari kondisi glasial morfologi dasar laut yang membentuk lembaran tanah liat tersimpan di dalam depresi, dimana yang terbesar berpusat di sekitar Brown Ridge (Cameron et al, 1989b.). Lembaran-lembaran *clay* ini mampu mempertahankan gas di dekatdasar laut. Es Inggris yang berasal dari glasial termuda, yakni Weichselian, yang menutupi NW sektor Laut Utara Belanda menyebabkan deposit yang terdiri dari lempung, pasir dan glasial dan saluran glasial. *Dogger bank* yang terdiri dari pasir glasial dengan ketebalan yang cukup dibentuk ulang oleh transgresi berikutnya. Di tempat lain, di luar batas es, pasir diskontinu yang tertiuip angin dan saluran

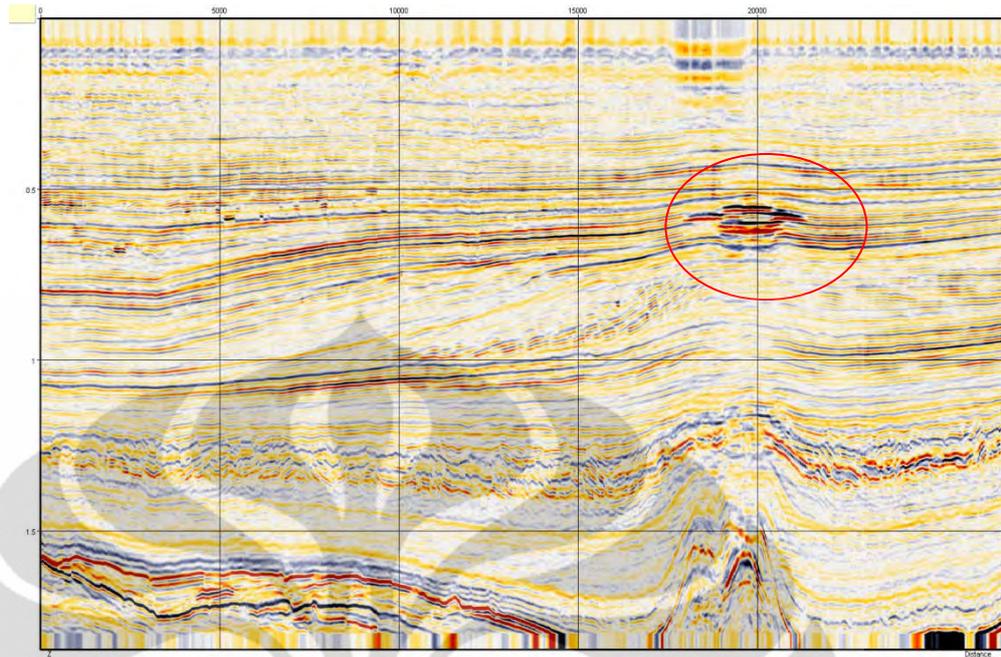
fluvial dapat ditemukan. Saluran glasial dan fluvial ini, besar dan kecil, mungkin berisi gas yang telah tersebar.

Proses interglacial yang terjadi saat ini, Holocene, sejauh ini telah memperlihatkan sejumlah sektor Belanda yang tenggelam. Hal ini mengakibatkan deposit yang tersebar, tipis, berlumpur, lagoonal dan pasang surut yang datar di sebagian besar tempat yang ditindih oleh lembaran pasir transgresif di dasar laut. Di bagian selatan, pasir terbawa oleh arus pasang surut ke arah utara, di tempat lain pasir dasar terisi oleh pasir glasial. Depresi yang berbentuk piring besar antara Dogger Bank dan Kepulauan Frisian memiliki pasir berlumpur dan lumpur di dasar laut. Pasir yang berada di bawah tempat-tempat sedimen dasar laut yang berlumpur ini menunjukkan bukti adanya gas yang tersebar.

2.2 Ekspresi Bawah Permukaan

2.2.1 *Bright Spots*

Salah satu indikator langsung adanya hidrokarbon yang paling terkenal pada data seismik adalah *bright spots*. *Bright spots* adalah anomali amplitudo yang tinggi disebabkan oleh penurunan yang kuat dalam impedansi akustik di bagian atas dari suatu reservoir yang diisi dengan hidrokarbon. Efek *bright spots* berkurang sejalan dengan kedalaman yang bertambah besar, dan lebih kuat indikasinya terhadap gas dibandingkan dengan minyak, sehingga contoh *bright spots* umumnya berhubungan dengan reservoir gas dangkal. Jika reservoir cukup tebal, biasanya ditandai dengan amplitudo tinggi dengan fasa yang berlawanan, yang disebabkan oleh kontras impedansi pada *gas-water contact* (*flat spot*). Dalam hal ini, pada unit reservoir tipis, dua refleksi tidak dapat dibedakan. Gambar 2.4 menunjukkan contoh dari survey 3D di blok F3 seperti *bright spot* di atas *flat spot* (Baum, M.G., K.H. Bleschert, K.H., M.Wagner, M. & M. Schmitt M., 1996).



Gambar 2.4. Fenomena *bright spot* di atas *flat spot* pada seismik

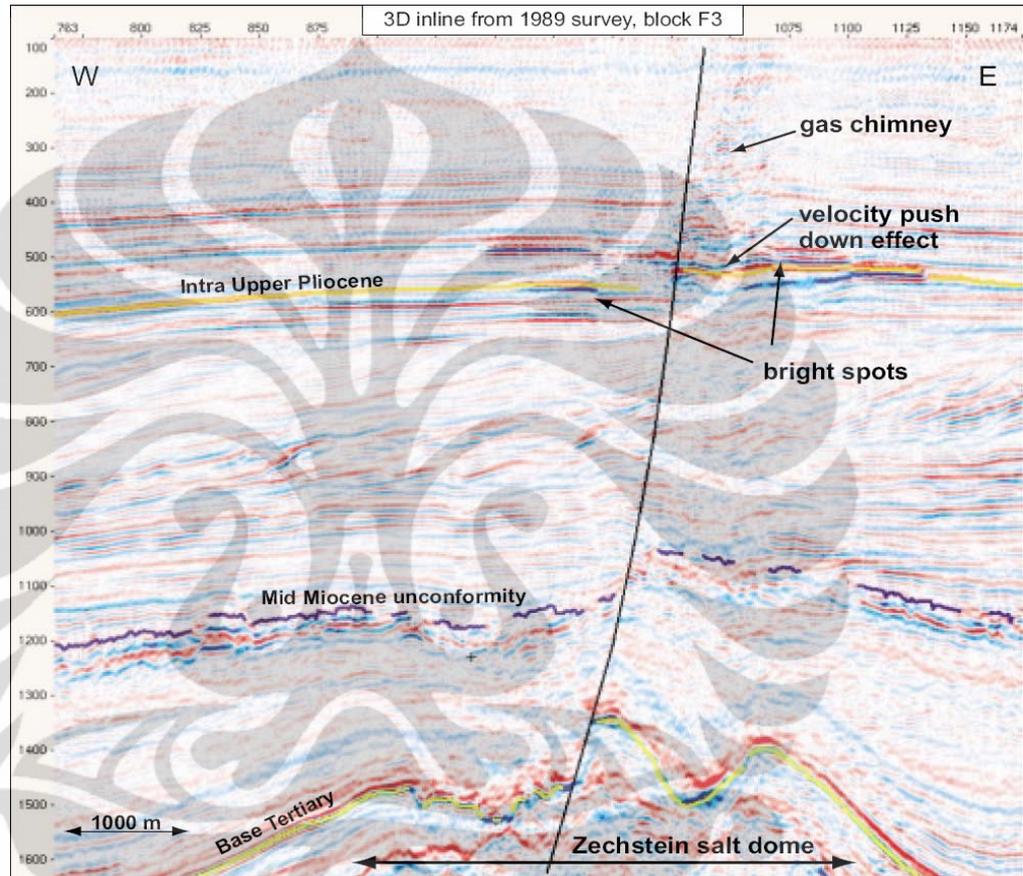
2.2.2 Anomali Seismik yang Mengindikasikan Kebocoran

Istilah “anomali seismik yang mengindikasikan kebocoran” digunakan untuk menggambarkan ekspresi bawah permukaan yang mungkin berkaitan dengan kebocoran atau rembesan. Ini adalah istilah objektif dan deskriptif, yang akan mencakup lebih interpretatif *gas-chimneys*, yang sering ditemukan dalam literatur tentang migrasi hidrokarbon. Fenomena seperti indikasi langsung dari kebocoran di sepanjang lintasan patahan, dan akumulasi gas yang lebih kecil ditunjukkan dengan amplitudo yang tinggi terletak di sepanjang sisi-sisi lembah glasial.

2.2.3 Gas-Chimneys

Salah satu jenis anomali seismik yang mengindikasikan kebocoran hidrokarbon adalah *gas-chimneys*. *Gas-chimneys* atau *seismic-chimneys* adalah gangguan vertikal dalam data seismik yang ditafsirkan terkait dengan gerakan fluida atau gas bebas ke atas. Heggland et al. (2000) dan Meldahl et al. (2001) telah melaporkan contoh pada *seismic-*

chimneys, dan juga menunjukkan nilai tambah sistem deteksi otomatis dan analisis fitur ini dalam data *cube* seismik 3D. Mereka menyebutkan bahwa sebagian besar gangguan vertikal dicirikan oleh amplitudo seismik yang rendah, dan koherensi rendah.



Gambar 2.5. Fenomena *gas-chimney* pada seismik

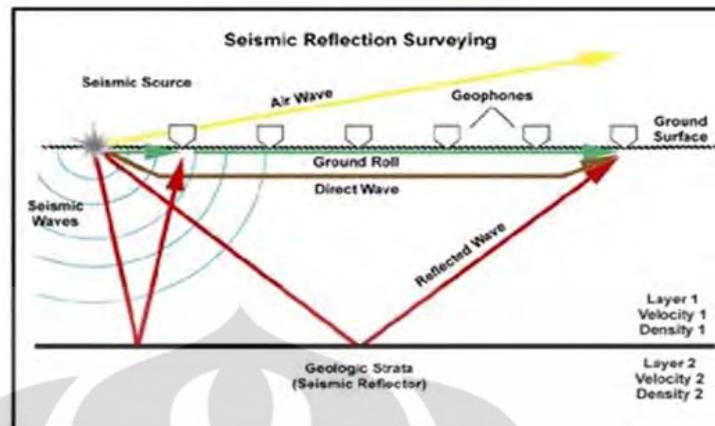
BAB III

TEORI DASAR

3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi

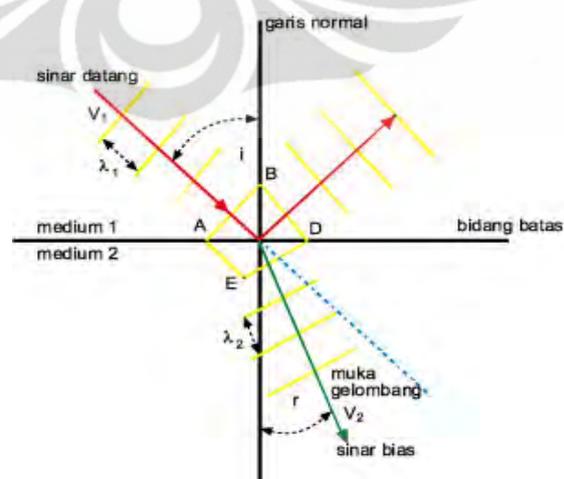
Metoda seismik adalah salah satu metoda eksplorasi yang didasarkan pada pengukuran respon gelombang elastik yang dikirimkan ke bawah permukaan dan kemudian direleksikan sepanjang perbedaan lapisan tanah atau batas-batas batuan. Sumber dari gelombang seismik yang umumnya digunakan di darat adalah ledakan dinamit, sedangkan di laut menggunakan sumber getar berupa *air gun*. Respon yang tertangkap dari tanah diukur dengan sensor yang disebut geofon (survey di darat) atau hidrofons (survey di laut). Data yang terekam oleh receiver ini adalah waktu tempuh (*travel time*) gelombang pantul, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variabel lain yang dapat dimanfaatkan adalah frekuensi, amplitudo, dan fasa gelombang.

Penyelidikan seismik dilakukan dengan cara membuat getaran dari suatu sumber getar. Getaran tersebut akan merambat ke segala arah di bawah permukaan sebagai gelombang getar. Gelombang yang datang mengenai lapisan-lapisan batuan akan mengalami pemantulan, pembiasan, dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang yang datang akan berbeda-beda tergantung sifat fisik batuan yang meliputi densitas, porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman batuan. Gelombang yang dipantulkan akan ditangkap oleh geofon di permukaan dan diteruskan ke instrumen untuk direkam. Hasil rekaman akan mendapatkan penampang seismik.



Gambar 3.1 Proses seismik refleksi (Oktavinta, 2008)

Gelombang seismik mempunyai respon yang sama dengan respon gelombang cahaya, sehingga hukum-hukum yang berlaku untuk gelombang cahaya berlaku juga untuk gelombang seismik. Hukum-hukum tersebut antara lain, Prinsip Huygens yang mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Kemudian Snellius mengembangkannya dan menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh di atas bidang batas dua medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya.



Gambar 3.2 Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas (Oktavinta, 2008)

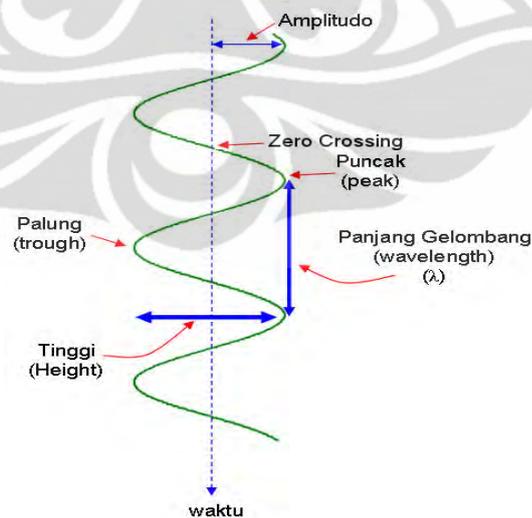
Hukum Snellius tersebut dapat dinyatakan dengan persamaan matematis sebagai berikut,

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (3.1)$$

dimana v_1 dan v_2 adalah kecepatan gelombang pada medium 1 (n_1) dan medium 2 (n_2), sedangkan θ_1 = Sudut pantul gelombang dan θ_2 = Sudut bias gelombang P.

3.2 Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (tras seismik): amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang. Kemudian dari parameter data dasar tersebut dapat diturunkan beberapa komponen lain seperti : impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi vertikal, wavelet, dan sintetik seismogram.



Gambar 3.3 Komponen dasar tras seismik (Abdullah, 2007)

3.2.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi Akustik didapatkan dari hasil perkalian antara kecepatan gelombang (v) dengan densitas batuan (ρ). Impedansi akustik (Z) didefinisikan dalam persamaan matematis:

$$Z = V \rho \quad (3.2)$$

Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung.

3.2.2 Koefisien Refleksi

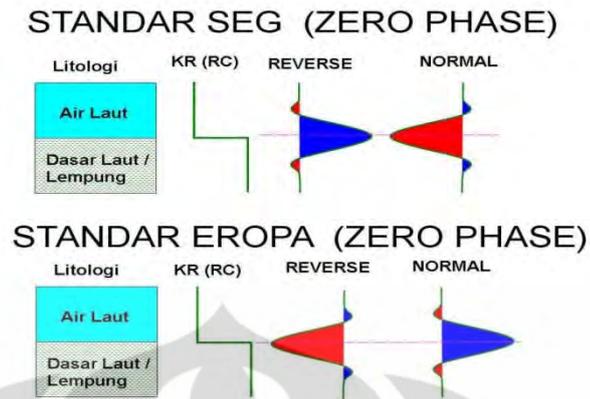
Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis :

$$R = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0} \quad (3.3)$$

dimana Z_0 dan Z_1 adalah impedansi medium pertama dan medium kedua.

3.2.3 Polaritas

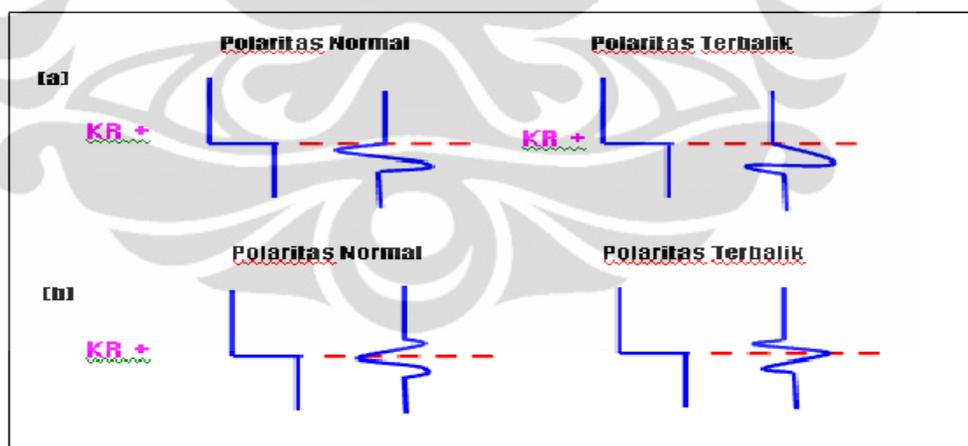
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan bentuk puncak (*peak*), dan akan mendapatkan palung (*trough*) jika $Z_2 < Z_1$. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). Saat ini terdapat dua jenis konvesi polaritas: Standar SEG (Society of Exporation Geophysicist) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.



Gambar 3.4 Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Abdullah, 2007)

3.2.4 Fasa

Sebuah wavelet memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Didalam istilah eksplorasi seismik, fasa sebuah wavelet dikenal sebagai fasa minimum, fasa nol dan fasa maksimum.

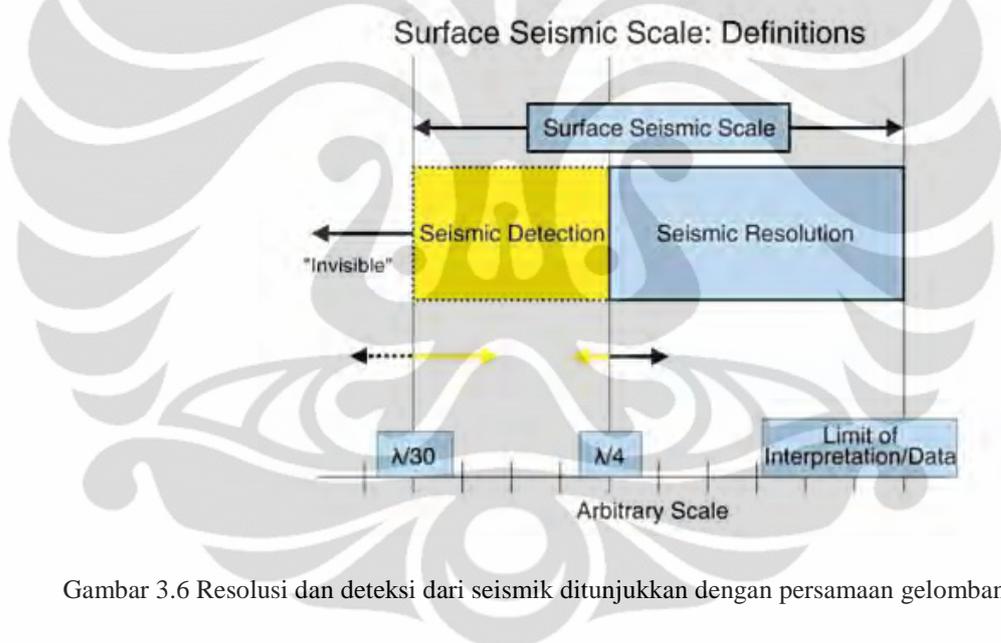


Gambar 3.5 Macam-macam fasa pada wavelet (Abdullah, 2007)

Sebagaimana ditunjukkan oleh gambar di atas, fasa minimum dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo *wavelet* berada diawal, fasa nol dengan simetris di tengah-tengah dan fasa maksimum diakhir wavelet.

3.2.5 Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi seismik adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua reflektor yang berdekatan. Ketebalan minimal yang masih dapat dibedakan disebut dengan ketebalan tuning (tuning thickness). Besarnya ketebalan tuning adalah $\frac{1}{4}$ panjang gelombang seismik (λ), dimana $\lambda = v/f$ dengan v adalah kecepatan gelombang seismik (kompresi) dan f adalah frekuensi. Dimana kecepatan akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah. Dengan demikian ketebalan tuning bertambah besar.



Gambar 3.6 Resolusi dan deteksi dari seismik ditunjukkan dengan persamaan gelombang seismik

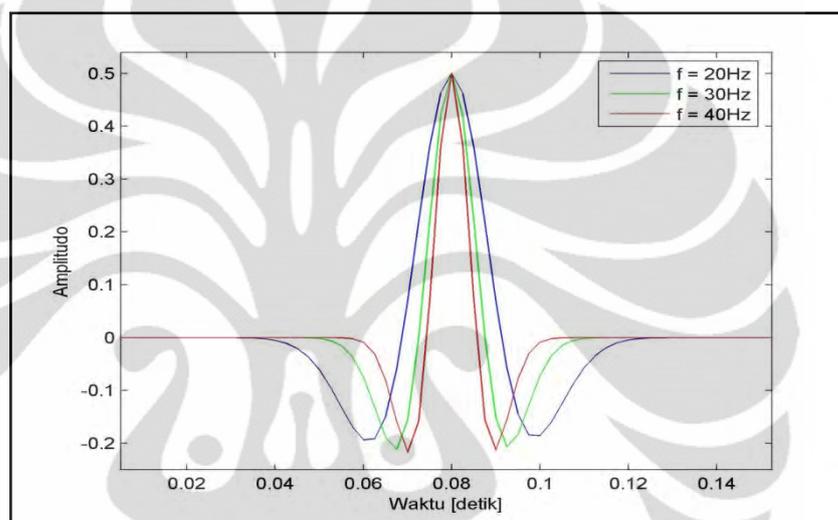
Sedangkan deteksi seismik dapat dirumuskan hingga $\lambda/30$. artinya jika ketebalan dari reservoir masih diatas seismik deteksinya, maka reservoir tersebut masih dapat dideteksi oleh seismik.

Resolusi ini sangat penting untuk diketahui karena sebagai justifikasi selanjutnya dalam tahap interpretasi selanjutnya, seperti *picking well bot tom*, *picking horizons*, dan analisa *window* pada analisa atribut seismik. Karena pada tahap tersebut perlu diketahui apakah pada ketebalan reservoir diatas resolusi seismiknya. Jika tebalnya di atas resolusinya, maka kita bisa membuat *picking*

well bot tom dan *picking bot tom* reservoir di seismik. Sedangkan pada analisa atribut kita bisa menggunakan analisa *window* antar horizon.

3.2.6 Wavelet

Wavelet adalah gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dapat juga diartikan wavelet adalah gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu geofon.

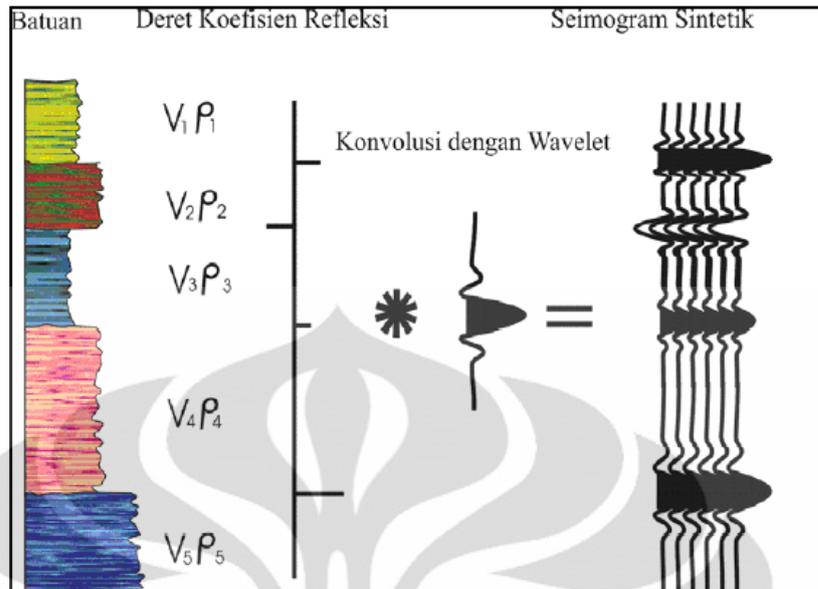


Gambar 3.7 Wavelet (Abdullah, 2007)

3.2.7 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan didapatkan *seismogram* sintetik pada daerah sumur tersebut.

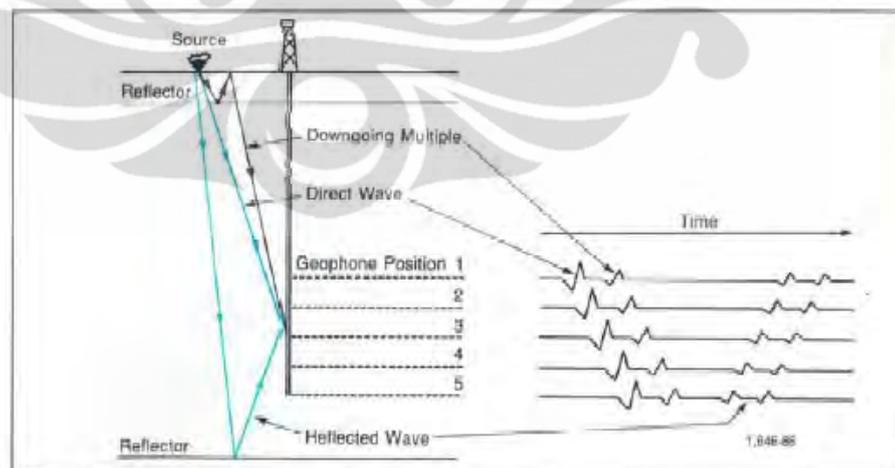
Seimogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana yang kita ketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Sehingga, sebelum kita melakukan pengikatan, langkah awal yang harus kita lakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat *seismogram* sintetik dari sumur.



Gambar 3.8 Sintetik *seismogram* yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet* (Sukmono,1999)

3.3 Survey *Checkshot*

Tujuan dari survei *checkshot* adalah untuk mendapatkan hubungan domain waktu dan kedalaman yang digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Akuisisi data *checkshot* dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 3.9 Survei *checkshot* (Sukmono, 2007)

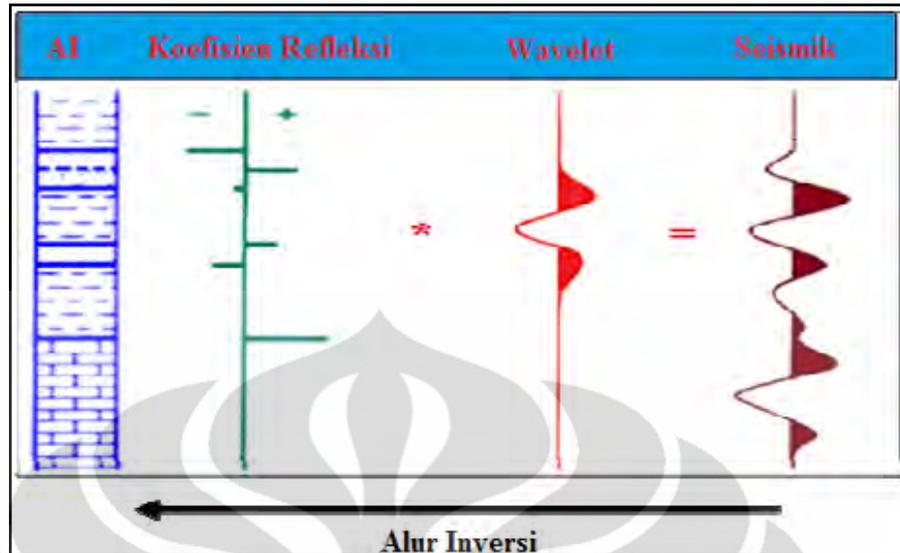
Pada prinsipnya survei *checkshot* sama seperti survey pada seismik, akan tetapi letak geofon pada *checkshot* di letakkan pada sumur. Sehingga di dapatkan waktu

one way time yang direkam oleh geofon pada kedalaman tertentu. Dari sinilah dapat diketahui hubungan waktu penjalaran gelombang seismik pada sumur tersebut.

3.4 Seismik Inversi

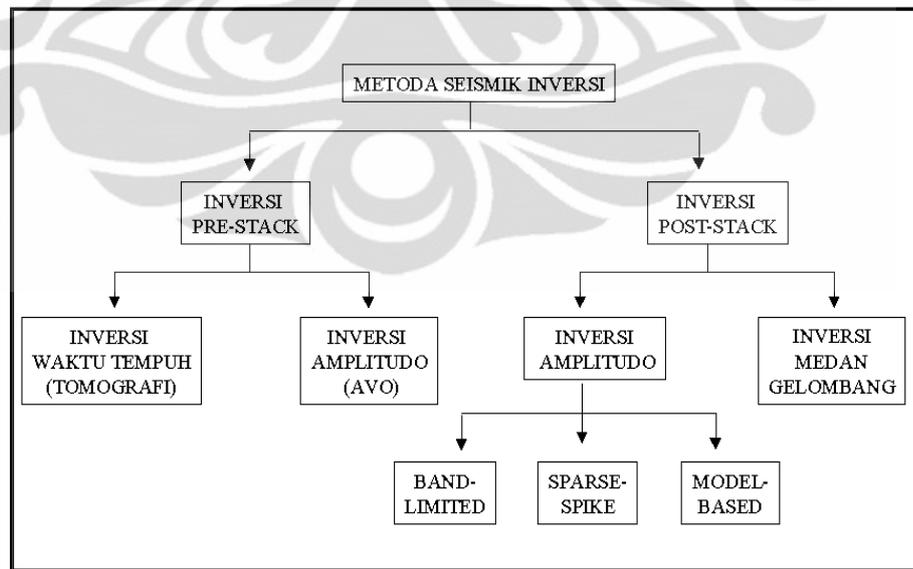
Seismik inversi merupakan metode yang menggunakan data seismik, data sumur, dan informasi geologi untuk mengubah penampang seismik menjadi model impedansi akustik. Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan data bawah permukaan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

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



Gambar 3.10 Konsep seismik inversi

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



Gambar 3.11. Diagram jenis-jenis inversi [Russell, 1988]

3.4.1 Metode Inversi Rekursif

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

$$A_{i+1} = A_{i1} * \frac{1+RC_i}{1-RC_i} \quad (3.4)$$

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

$$A_{im} = A_{i1} * \prod \left[\frac{1+RC_i}{1-RC_i} \right] \quad (3.5)$$

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

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

3.4.2 Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse spike* mengasumsikan bahwa hanya nilai *spike* yang besar saja yang penting dengan nilai *spike* yang kecil hanya sebagai *background*, diasumsikan nilai *spike* yang besar menandakan adanya beda nilai impedansi akustik yang besar hal tersebut terjadi karena adanya beda lapisan, metode ini mencari *spike* yang besar dari seluruh *seismic trace*. *Spike* tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. Inversi *sparse s pike* menggunakan parameter yang sama dengan inversi *model based*. Parameter yang utama adalah

parameter untuk menghitung berapa banyak *spike* yang akan dipisahkan dalam setiap *trace*. *Spike* yang baru lebih kecil daripada *spike* sebelumnya. (Hampson & Russell, 2006).

Hasil inversi menggunakan metode *sparse-spike* didapatkan solusi yang *unique* karena informasi frekuensi rendah juga masuk kedalam solusi inversi dan kita mendapatkan hasil inversi secara geologi. *Constraint* digunakan untuk mengatur toleransi inversi terhadap nilai *error* yang terjadi selama proses inversi. Inversi dengan metode ini baik digunakan untuk data yang memiliki nilai *noise* yang tinggi.

3.5 Atribut Seismik

Atribut seismik dapat didefinisikan sebagai semua informasi berupa besaran spesifik dari geometri, kinematika, dinamika atau statistik yang diperoleh dari data seismik, yang diperoleh melalui pengukuran langsung maupun logis atau berdasarkan pengalaman (Chien dan Sidney, 1997).

Data seismik tidak selalu memberikan informasi parameter petrofisika atau geologi. Keberadaan data *well-log* dapat membantu memperlihatkan relasi antara data seismik dan parameter log, namun relasi ini sangat sulit ditentukan. Dalam hal ini atribut seismik dapat memberikan bantuan yang berarti. Jika terdapat relasi antara parameter geologi dan atribut seismik pada suatu titik *well-log* maka parameter geologi diluar titik *well-log* ini dapat diekstrapolasi. Oleh karena itu atribut seismik menyediakan tambahan informasi parameter petrofisika atau geologi yang penting bagi para *interpreter* untuk meningkatkan kesensitifan data seismik.

Semua atribut horizon dan formasi tidak independen satu sama lainnya. Perbedaannya hanya dalam hal detail analisisnya pada informasi dasar gelombang seismik terkait dengan display hasilnya. Informasi dasar tersebut adalah waktu,

amplitudo, frekuensi, dan atenuasi, yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut (Brown, 2000).

Setiap atribut seismik memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing. Pada sifat reservoir tertentu, beberapa atribut lebih sensitif dibandingkan dengan atribut lainnya, sedangkan atribut yang lain mungkin juga dapat menampilkan informasi bawah permukaan yang mula-mula tersembunyi menjadi lebih baik, atau bahkan dapat mendeteksi *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI).

3.6 Metode Seismik Multiatribut

Analisa seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik yang 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, kemudian menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volum dari properti log pada semua lokasi pada volum seismik.

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

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

$$P(x, y, z) = F[A_1(x, y, z), \dots, A_m(x, y, z)] \quad (3.6)$$

dimana :

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

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

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

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

$$P = w_0 + w_1 A_1 + \dots + w_m A_m \quad (3.7)$$

dimana :

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

3.6.1 Atribut Internal

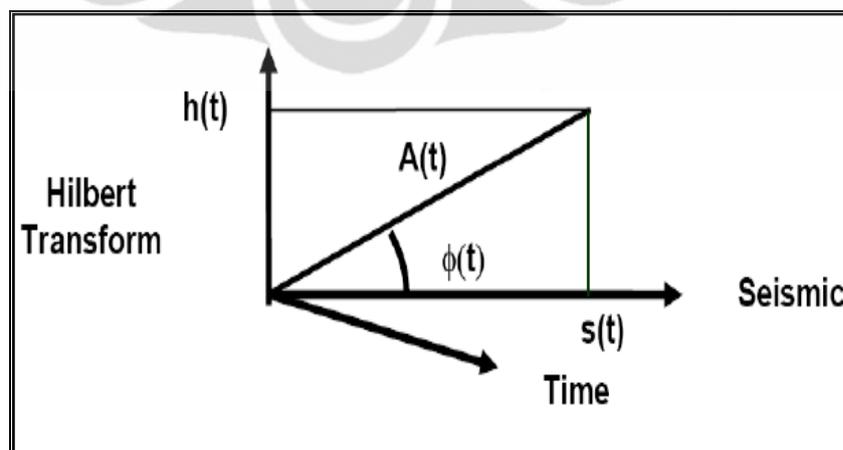
Atribut seismik dapat dibagi ke dalam dua kategori :

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

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

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

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



Gambar 3.12 Penulisan tras kompleks dalam bentuk polar (Russell, 2006)

Penulisan tras kompleks dalam bentuk polar, seperti yang terlihat pada Gambar 3.12, memberikan dua atribut dasar, yaitu kuat refleksi $A(t)$ dan fasa sesaat $\Phi(t)$.

$$C(t) = s(t) + ih(t) \quad (3.8)$$

$$C(t) = A(t)e^{i\phi(t)} \quad (3.9)$$

$$C(t) = A(t)\cos\phi(t) + A\sin\phi(t) \quad (3.10)$$

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

$$w(t) = \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (3.11)$$

Atribut-atribut lainnya merupakan kombinasi dari tiga atribut dasar tersebut, seperti berikut :

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

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

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

$A(t)w(t)$ = amplitude weighted frequency

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

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

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

3. Atribut *Filter Slice*

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

$$5/10 - 15/20 \text{ Hz}$$

$$15/20 - 25/30 \text{ Hz}$$

$$25/30 - 35/40 \text{ Hz}$$

$$35/40 - 45/50 \text{ Hz}$$

$$45/50 - 55/60 \text{ Hz}$$

$$55/60 - 65/70 \text{ Hz.}$$

4. *Derivative Attributes*

Set keempat dari atribut didasarkan pada turunan pertama atau kedua dari tras seismik ataupun dari *amplitude envelope* (atau amplitudo sesaat). Turunan tersebut dihitung melalui cara berikut:

$$d1_i = \frac{s_i - s_{i-1}}{\Delta t} \quad (3.12)$$

$$d2_i = \frac{d1_i - d1_{i-1}}{\Delta t} = \frac{s_i - 2s_{i-1} - s_{i-2}}{\Delta t^2} \quad (3.13)$$

Dimana:

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

$d1_i$ = turunan pertama dari i

$d2_i$ = turunan kedua dari i

Δt = interval sampling

5. *Integrated Attributes*

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

$$I_i = s_i + I_{i-1} \quad (3.14)$$

Dimana s_i = sampel ke- i dari tras seismik atau nilai kuat refleksinya, I_i = nilai integrasi. Perlu dicatat bahwa ini merupakan penjumlahan berjalan (*running sum*).

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

5. Integrated Attributes

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

$$I_i = s_i + I_{i-1} \quad (3.15)$$

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

6. Atribut Waktu (*Time Attributes*)

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

3.6.2 Cross Plot

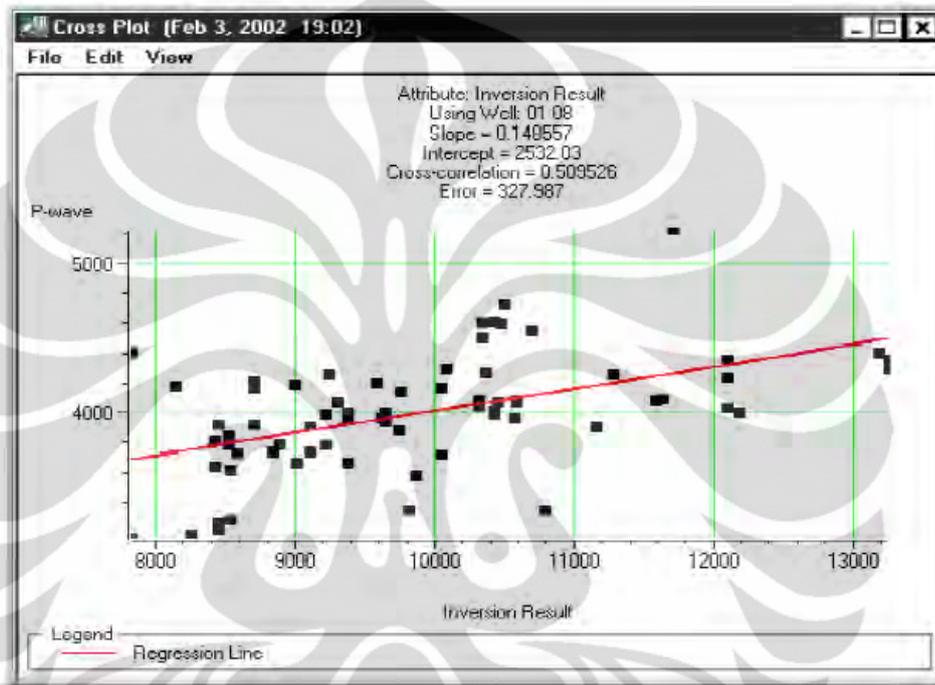
Salah satu cara untuk mengukur korelasi antara data target dan atribut adalah dengan melakukan kros plot antara keduanya. Gambar 3.13 memperlihatkan target (P-wave) sebagai sumbu vertikal yang dikrosplotkan dengan suatu atribut tertentu, dalam hal ini hasil inversi.

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

$$y = a + b * x \quad (3.16)$$

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b * x_i)^2 \quad (3.17)$$



Gambar 3.13 Konvensional *Cross-plot* antara log target dan atribut seismik
(Russell,2006)

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

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (3.18)$$

Dimana mean nya adalah:

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (3.19)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (3.20)$$

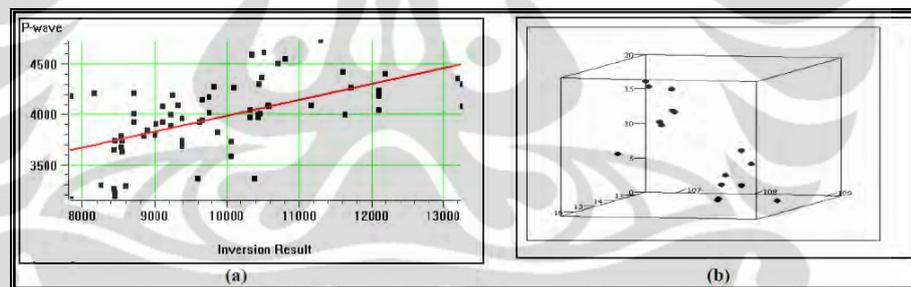
Nilai Kovariansi yang sudah dinormalisasi adalah:

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (3.21)$$

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

3.6.3 Regresi Linear Multiatribut

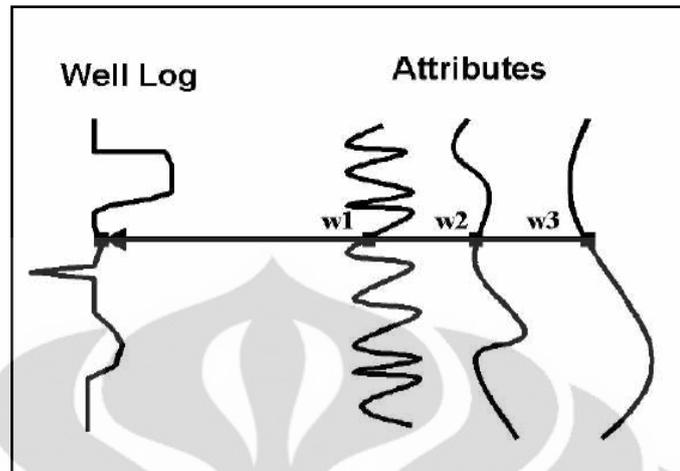
Pengembangan dari *Cross-plot* konvensional adalah dengan menggunakan *multiple-attribute*.



Gambar 3.14 Ilustrasi *Cross-plot* menggunakan (a) satu atribut dan (b) dua atribut (Russel, 2006)

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

Pengembangan (*extension*) analisa linier konvensional terhadap *multiple* atribut (regresi linier multivariat) dilakukan secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut seperti yang terlihat pada Gambar 3.15.



Gambar 3.15 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama. (Russel, 2006)

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

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

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (3.22)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar :

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A^2 A_{2i} & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A^2 A_{3i} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, dimana sekarang koordinat x merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat y merupakan nilai *real* dari data log.

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

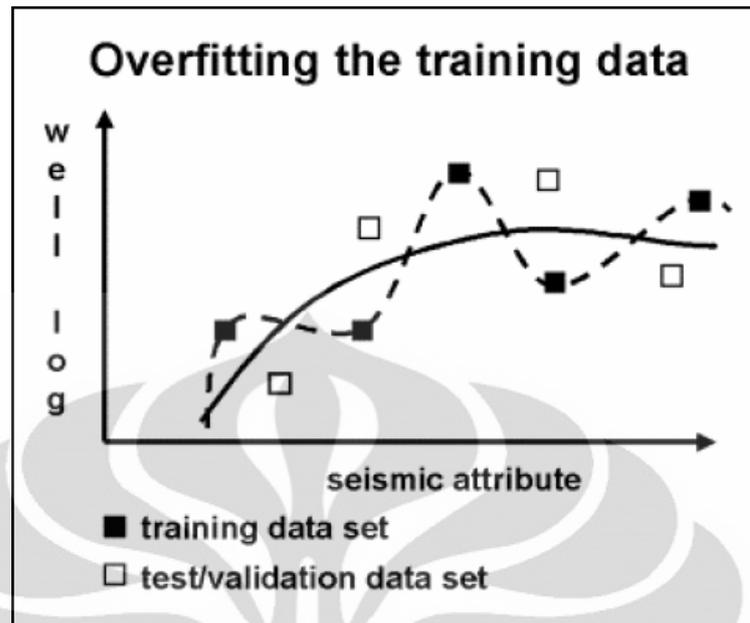
1. Mencari atribut tunggal pertama yang paling baik menggunakan *trial and error*. Prediksi *error* setiap atribut yang terdapat pada *software* dihitung. Atribut terbaik adalah atribut yang memberikan prediksi *error* terendah. Atribut tersebut selanjutnya akan disebut atribut-a
2. Mencari pasangan atribut yang paling baik dengan mengasumsikan anggota pasangan yang pertama adalah atribut-a. Pasangan yang paling baik adalah pasangan yang memberikan *error* paling kecil. Atribut ini selanjutnya akan disebut atribut-b.
3. Mencari tiga buah atribut yang berpasangan paling baik, dengan mengasumsikan dua buah anggota yang pertama atribut-a dan atribut-b. Tiga buah atribut yang paling baik adalah yang memberikan *error* prediksi paling kecil. Prediksi tersebut terus berlangsung 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.

3.6.4 Validasi Silang

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



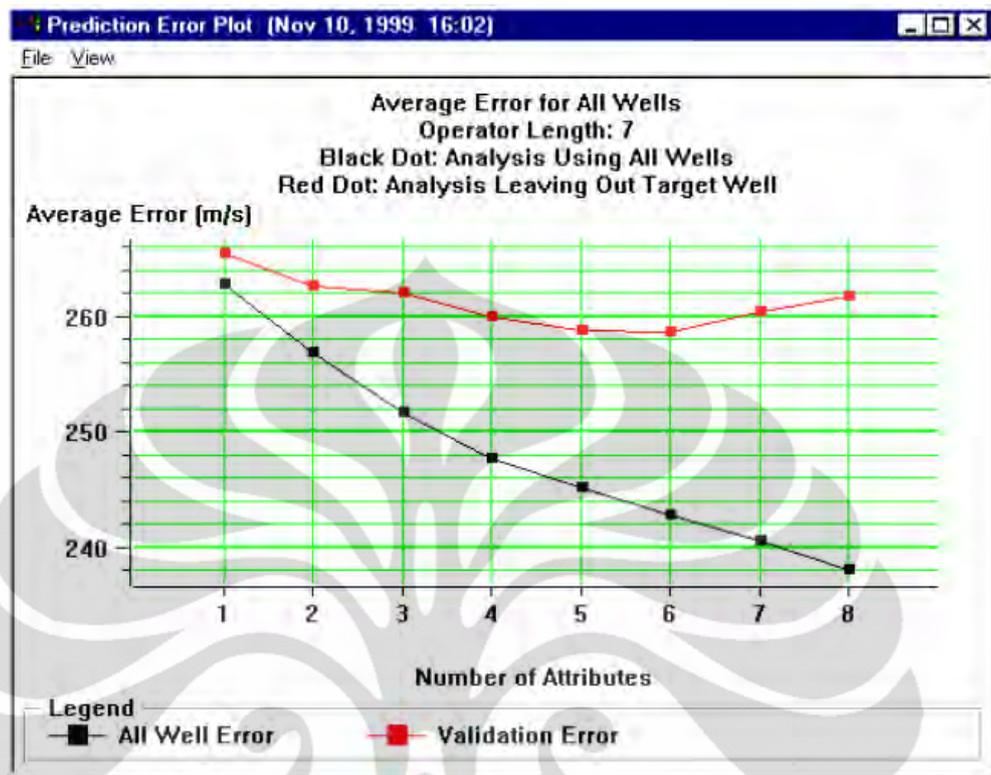
Gambar 3.16 Ilustrasi validasi silang. (Russel, 2006)

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\varphi_i - w_0 * I_i - w_2 * E_i - w_3 * F_i)^2 \quad (3.24)$$

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

$$E_A = \frac{(E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5)}{5} \quad (3.25)$$



Gambar 3.17 Contoh Plot Validation Error dan Prediction Error (Russel 2006)

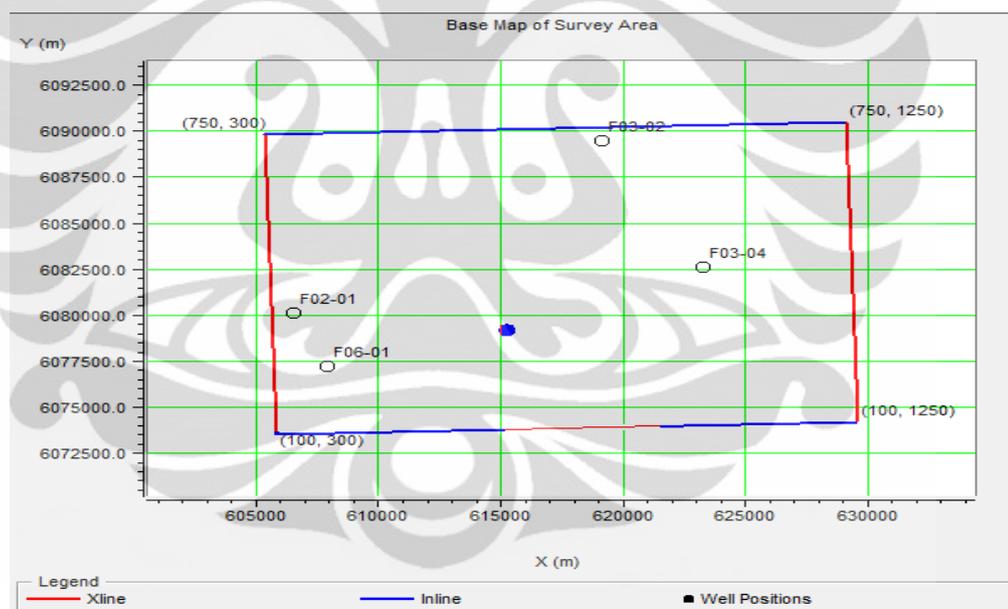
Berdasarkan gambar 3.17, kurva berwarna hitam menunjukkan error prediksi yang dihitung menggunakan data *training*. Kurva berwarna merah menunjukkan *error* validasi dengan tidak mengikutkan satu sumur dalam perhitungannya (data validasi). Berdasarkan gambar tersebut dapat dilihat bahwa digunakan lebih dari enam atribut, *error* validasinya bertambah besar, yang artinya terjadi *over-training*.

BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

A. Data Seismik 3D

Data seismik yang di gunakan dalam penelitian ini adalah *post-stack time migration* (PSTM) dengan jumlah *in line* 650 (100-750), jumlah *cross line* 950 (300-1250), dengan *sampling rate* sebesar 4 ms dengan fasa nol. Hal ini ditentukan berdasarkan koefisien refleksi pada batas antar lapisan dalam data sumur, dimana kenaikan pada impedansi akustik ditunjukkan sebagai puncak (*peak*) pada seismik.



Gambar 4.1. Base map data seismik

B. Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan empat data sumur dimana masing-masing sumur memiliki berbagai macam data log, akan tetapi yang akan di gunakan dalam penelitian ini hanya sebatas log *gamma ray*, *sonic*, *density*, dan *porosity*.

| Nama Sumur | X Position | Y Position | KB Elevation | Surface Elevation | Elevation Unit |
|------------|------------|------------|--------------|-------------------|----------------|
| F02-01 | 606554.00 | 6080126.00 | 30.00 | 0.00 | m |
| F03-02 | 619101.00 | 6089491.00 | 30.00 | 0.00 | m |
| F03-04 | 623256.00 | 6082586.00 | 30.00 | 0.00 | m |
| F06-01 | 607903.00 | 6077213.00 | 29.14 | 0.00 | m |

Gambar 4.2. Tabel keterangan sumur yang digunakan

C. Data *Checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan kedalaman dengan waktu. Dalam hal ini data sumur berada dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik berada dalam domain waktu. Data *checkshot* pada sumur dapat mengkonversi domain sumur (kedalaman) menjadi domain waktu (*time to depth conversion*). Oleh karena itu data *checkshot* ini digunakan untuk mengikat sumur dengan seismik (*well tie to seismic*).

D. Marker Geologi

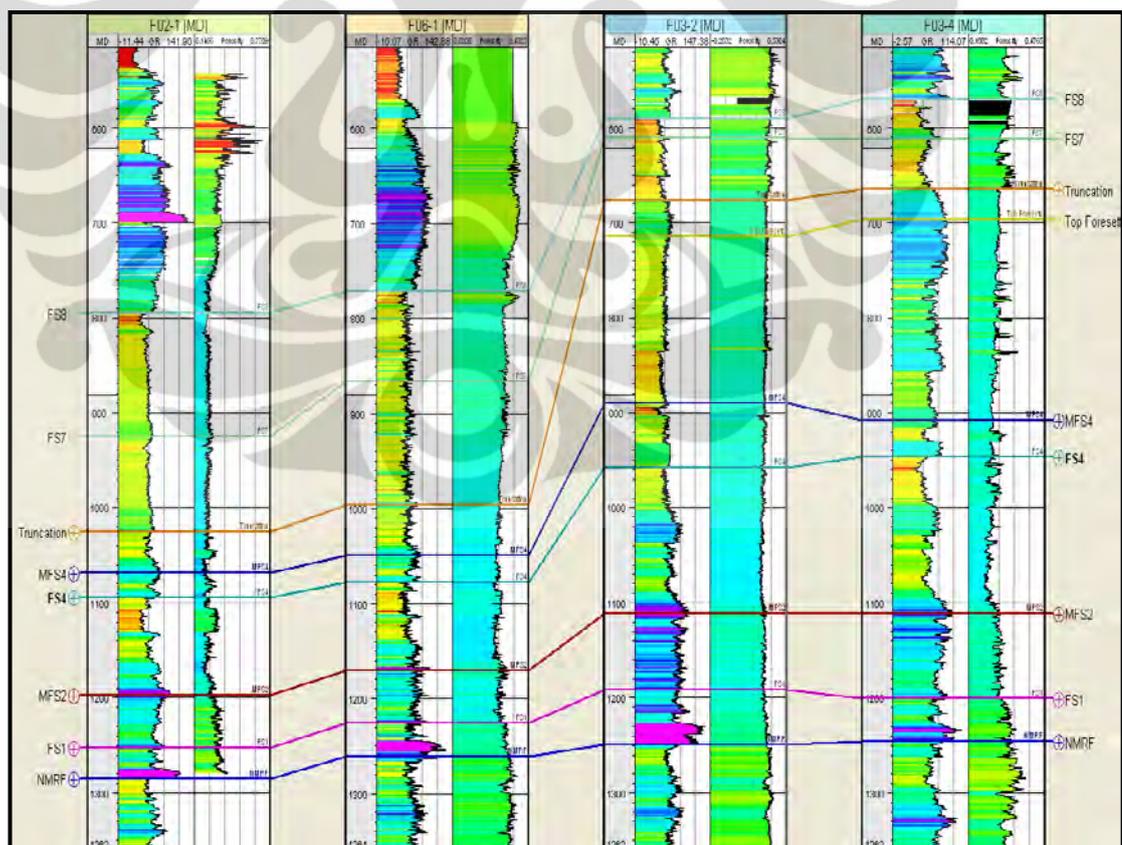
Pada daerah penelitian ini *marker* geologi yang digunakan delapan buah horizon yaitu Shallow, FS8, FS7, Truncation, Top Foresets, FS6, MFS4, dan FS4.

4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Korelasi Sumur

Korelasi sumur dilakukan dengan tujuan untuk menentukan *marker* yang berfungsi untuk melihat batas atas dan batas bawah reservoir masing-masing sumur. Dengan demikian kita dapat tahu korelasi ketebalan rata-rata dari masing-masing sumur.

Korelasi ini dilakukan dengan melihat log *gamma ray* yang dikombinasikan dengan log porositas. Dengan melihat pola yang sama dari sumur satu dengan sumur berikutnya pada data log tersebut, dapat ditarik korelasi yang menunjukkan bahwa zona tersebut merupakan satu formasi.



Gambar 4.3. Korelasi sumur dengan log *gamma ray* dan *porosity*

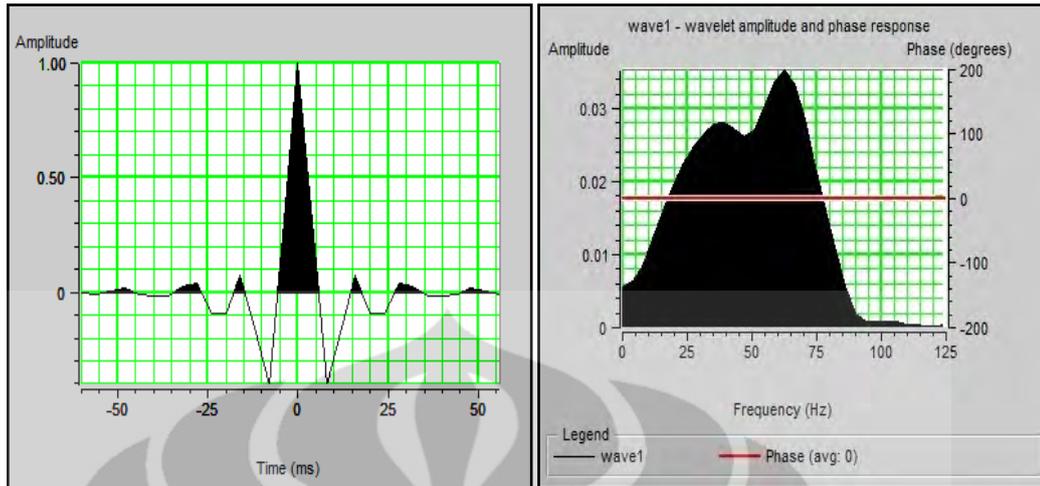
4.2.2 Ekstraksi *Wavelet* dan *Well - Seismic Tie*

Well-seismic tie adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman dalam meter sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan milisekon. Yang dirubah domainnya adalah domain sumur menjadi domain waktu. Tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik.

Karena yang dirubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan pembuatan *seismogram* sintetik untuk masing-masing sumur. *Seismogram* sintetik merupakan hasil dari koefisien refleksi yang dikonvolusikan dengan *wavelet*.

Proses ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan beberapa metoda. Pertama dengan menggunakan cara statistik, yaitu dengan mengekstraksi *wavelet* dari data cube seismik di sekitar daerah zona target. Kedua, dengan cara membuat *wavelet ricker*. Sumur dikonversi dari fungsi kedalaman menjadi fungsi waktu dengan menggunakan data *checkshot*. Ketiga, menggunakan data sumur, dimana *wavelet* diekstraksi di sekitar lokasi sumur. Pada penelitian ini metoda yang dipakai adalah dengan cara statistik. Metoda ini dipilih karena menghasilkan *wavelet* dengan nilai korelasi yang lebih tinggi daripada metoda lainnya pada saat melakukan *well-seismic tie*.

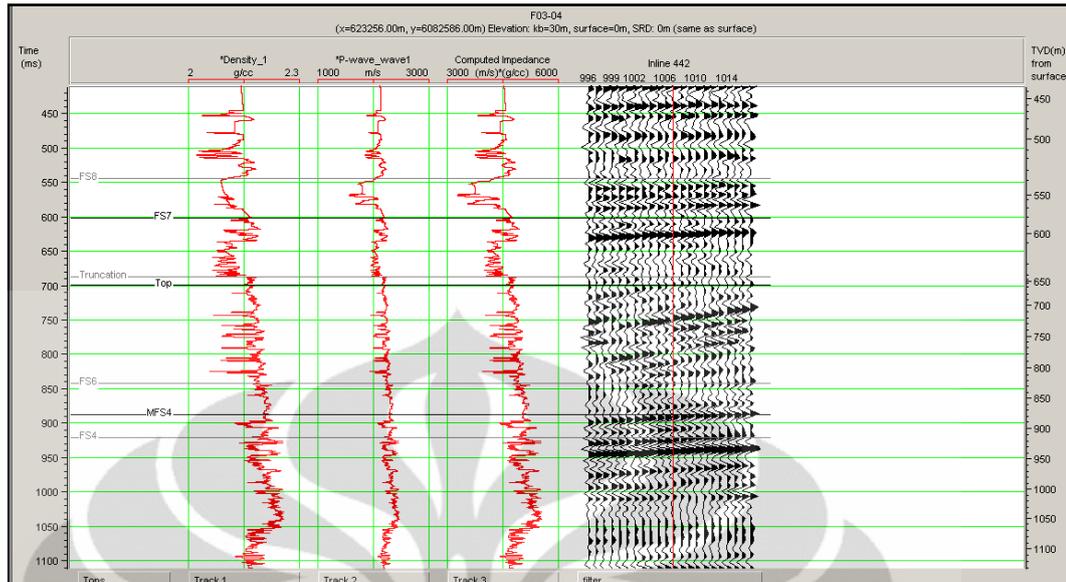
Wavelet di dapatkan dari ekstraksi data seismik pada jendela disekitar zona yang diprediksi adalah zona reservoir. Jendela yang digunakan pada ekstraksi ini adalah 450 ms sampai dengan 1000 ms. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan hasil yang mendekati sebenarnya. Karena frekuensi gelombang seismik menjadi semakin kecil seiring dengan berubahnya kedalaman. Sehingga dibutuhkan frekuensi yang hanya mempresentasikan pada kedalaman reservoirnya saja.



Gambar 4.4. *Wavelet* yang digunakan untuk pembuatan *seismogram* sintetik

Lebar jendela yang digunakan adalah sebesar 550 ms pada daerah target. Sedangkan panjang *wavelet* yang diekstrak sebesar 120 ms. Lebar jendela ini tidak boleh lebih kecil dari pada lebar *wavelet* yang diekstraksi agar sintetik *seismogram* yang didapatkan cukup menggambarkan sebenarnya. Kurang lebih lebar jendela tiga kali lebih besar dari panjang *wavelet*, agar *wavelet* yang didapatkan tepat. Frekuensi dominan yang digunakan pada *wavelet* ini adalah 60 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *zero phase*. Polaritas yang digunakan pada ekstraksi *wavelet* ini adalah polaritas normal.

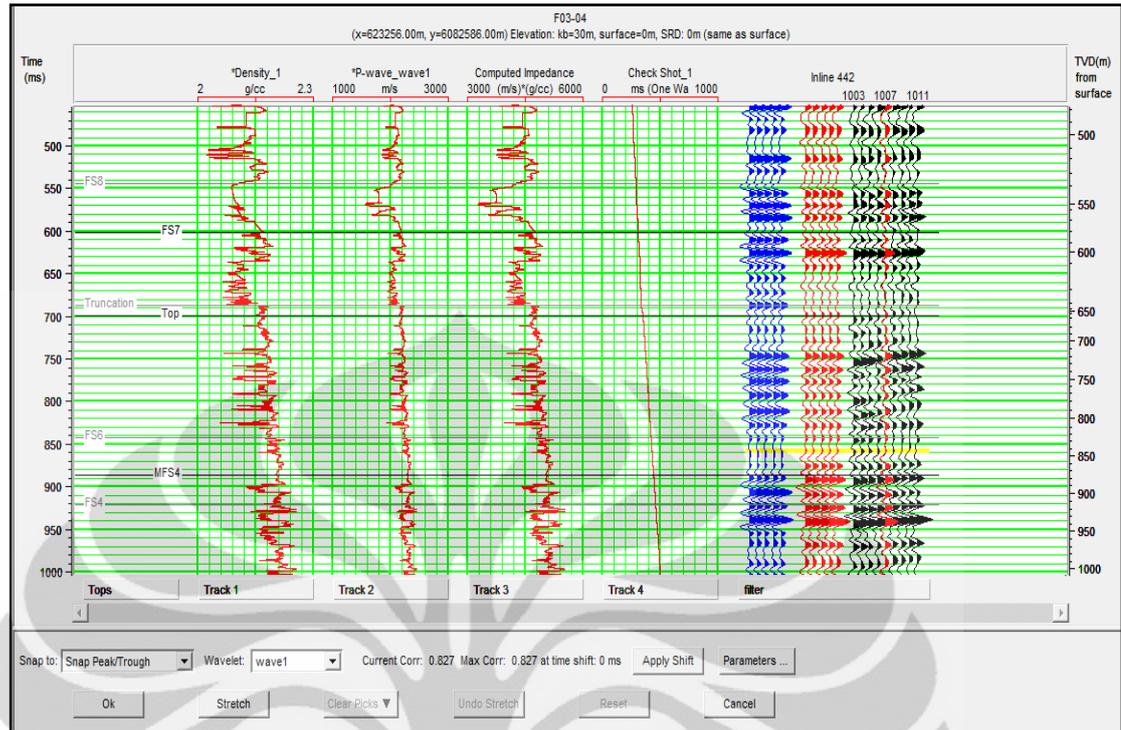
Wavelet yang telah diekstraksi kemudian dikonvolusi dengan koefisien refleksi untuk membuat *seismogram* sintetik yang akan digunakan dalam proses *well to seismic tie*. Sebelum melakukan proses *well to seismic tie* ini, data sumur (*p wave*) terlebih dahulu dikonversi dari domain kedalaman menjadi domain waktu dengan menggunakan data *checkshot*. Proses *well to seismic tie* ini banyak dipengaruhi oleh *shifting*, *squeezing* dan *stretching*.



Gambar 4.5. Proses pembuatan impedansi akustik

Shifting merupakan proses memindahkan seluruh komponen *seismogram* ke tempat yang diinginkan. Proses ini dilakukan dikarenakan adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur berbeda. Oleh karena itu harus dilakukan *shifting*. Proses *shifting* yang dilakukan pada penelitian ini adalah sekitar 1-5 ms.

Sedangkan *stretching* dan *squeezing* adalah proses meregang dan memampatkan antara dua amplitudo yang berdekatan pada data *seismogram*. Pada proses *stretching-squeezing* ini, tidak melebihi 5% dari perubahan *p-wave* atau kecepatan interval. Proses ini dilakukan karena adanya ketidaktepatan proses migrasi pada pengolahan data seismik. Karena konsep dari migrasi adalah memindahkan reflektor ke posisi yang sebenarnya, apabila proses ini kurang tepat maka akan mempengaruhi letak reflektor. Oleh karena itu proses *stretching* dan *squeezing* dilakukan.

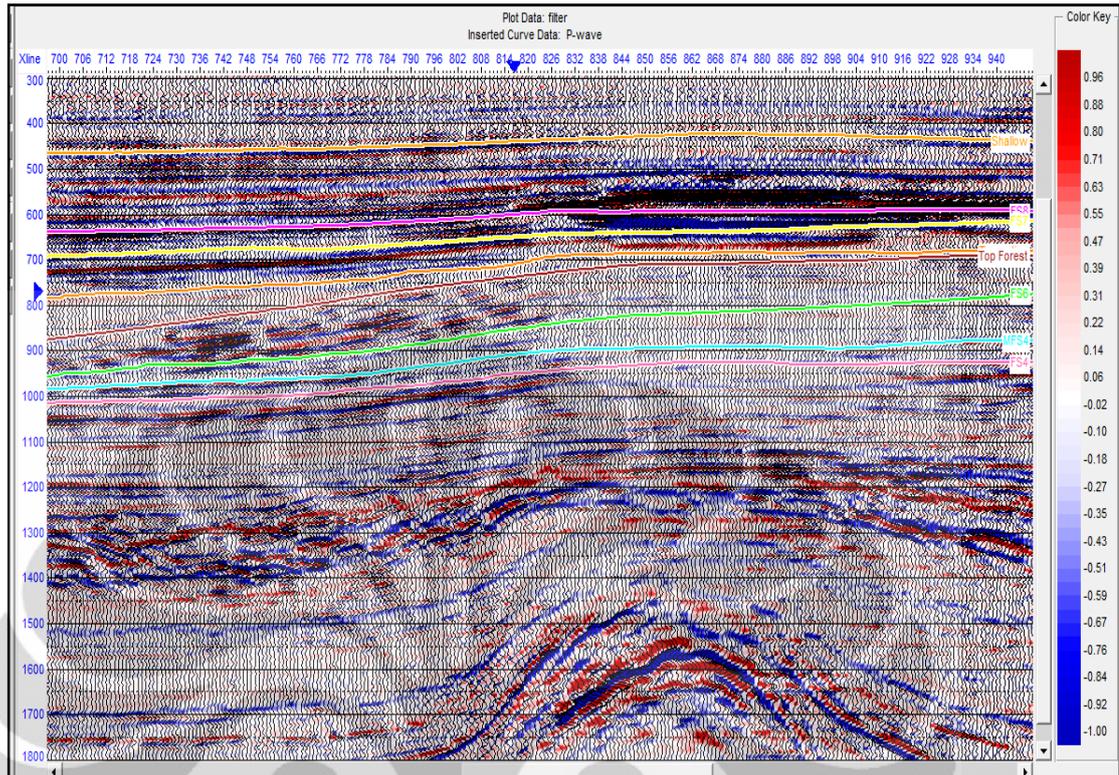


Gambar 4.6. Hasil *well to seismic tie* pada sumur F03-04 dengan korelasi 0.827

4.2.3 Picking Horizon

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

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

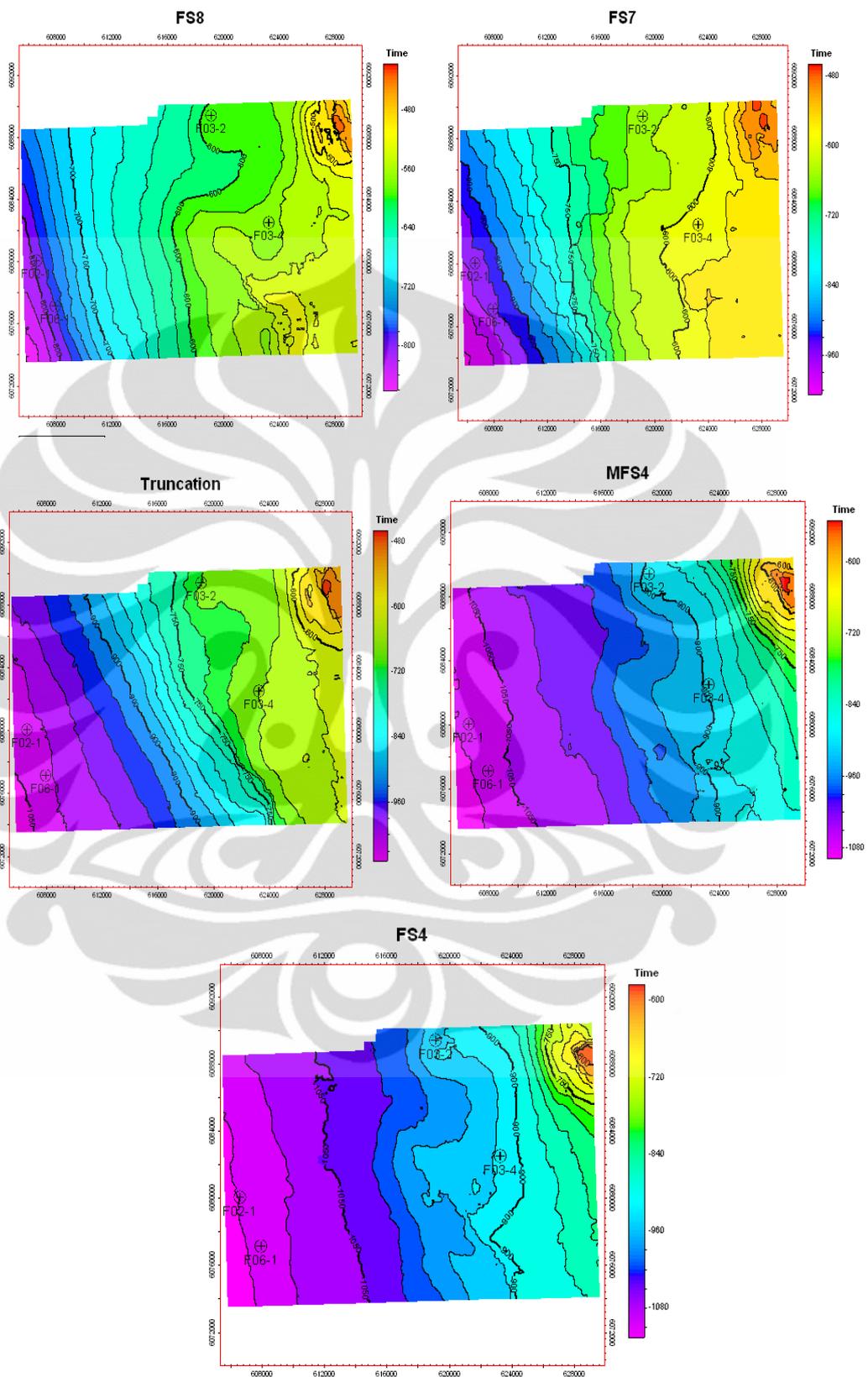


Gambar 4.7 Hasil *picking horizon* pada *inline* 690

Sebelum melakukan *picking horizon*, sumur hasil *seismic-well tie* ditampilkan pada penampang seismik untuk mengetahui horizon mana yang akan di-*pick*. Karena pada penelitian ini menggunakan *wavelet zerophase*, maka proses *picking horizon* dilakukan pada *peak* dan *trough* dari amplitudo seismik, tergantung dimana *event horizon* terjadi pada proses *well seismic tie*.

Line yang pertama kali di lakukan *picking* adalah *line* yang berpotongan dengan sumur dengan nilai korelasi *well to seismic tie* yang paling tinggi, dan *line* tersebut sebagai acuan untuk melakukan *picking horizon* pada *line* berikutnya. Dalam hal ini *picking* dimulai dari sumur F03-04 yang mempunyai nilai korelasi paling tinggi dengan *current correlation* (0.827).

Setelah melakukan *picking horizon* kita dapat melihat *time structure* dari tiap horizon untuk melihat hasil *picking horizon* yang telah kita lakukan.

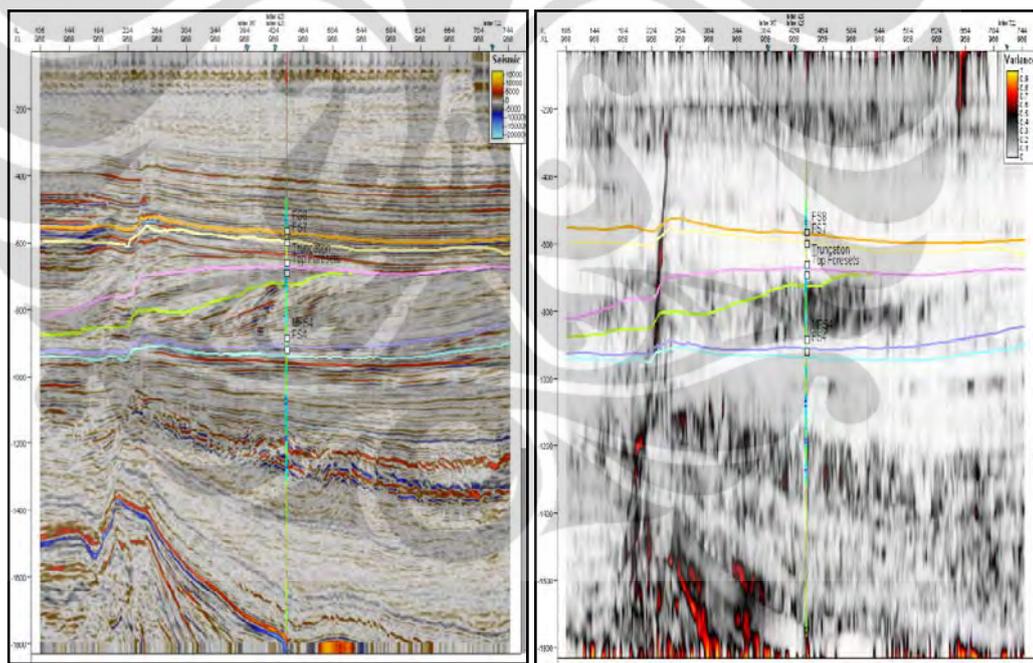


Gambar 4.8 Peta *time structure* pada horizon FS8, FS7, Truncation, MFS4, dan FS4

4.2.4 Picking Fault

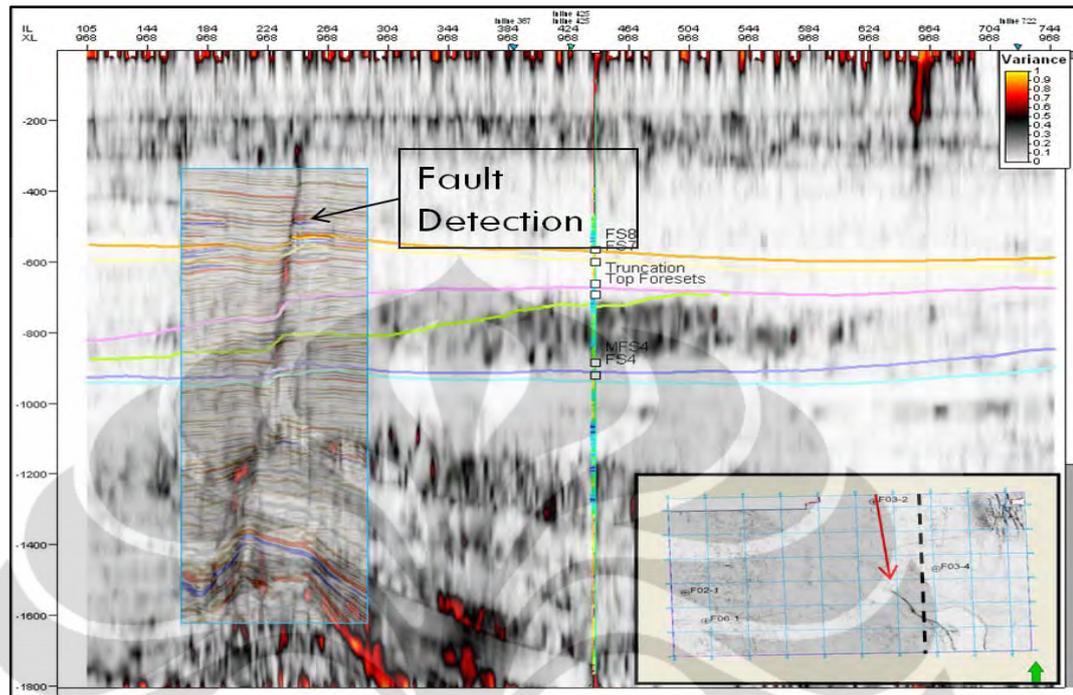
Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horizon seismik oleh bidang sesar. *Picking* sesar dilakukan mulai dari pergeseran horizon yang tampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal.

Pada studi ini *picking* sesar dilakukan setelah melakukan *picking horizon* agar lebih mudah menentukan kemenerusan dan arah dari sesar tersebut. Setelah melakukan *picking horizon* maka akan di dapatkan *base map* dari waktu yang mempresentasikan struktur dari reservoir. Dari *base map* ini kita dapat melihat kemenerusan dan pola dari sesar.



Gambar 4.9 Perbandingan penampang seismik dan penampang disimilaritas/*variance* pada *line* yang sama

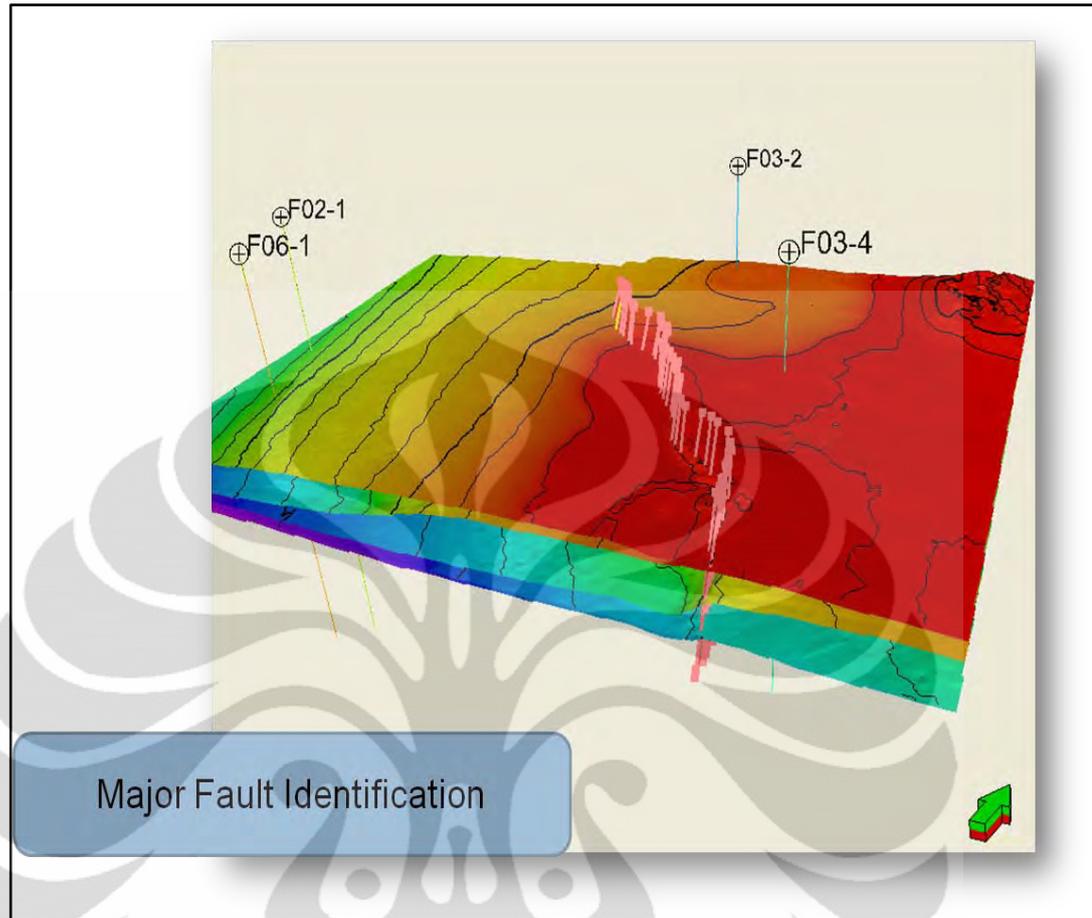
Sebagai acuan untuk melihat zona dari sesar dapat menggunakan atribut *variance* atau disimilaritas yang di ekstraksi pada penampang seismik. Hasil dari penampang disimilaritas ini digunakan sebagai acuan dalam *picking fault*.



Gambar 4.10 Deteksi keberadaan patahan dengan melihat persebaran nilai disimilaritas/*variance*

Terlihat dalam gambar 4.9 terdapat garis hitam pada daerah *fault detection*. Artinya terdapat disimilaritas yang menunjukkan perbedaan lithologi yang sangat drastis. Adanya perbedaan litologi yang sangat signifikan inilah yang mengindikasikan sesar. Oleh karena hasil penampang disimilaritas ini sangat berguna dalam acuan *picking* sesar.

Kemenerusan patahan berada pada arah tenggara – barat laut pada lapangan F3. Hal ini dapat dilihat (setelah *picking fault* dilakukan) pada gambar 4.10. Pada gambar 4.10, arah panah hijau menunjukkan arah utara.

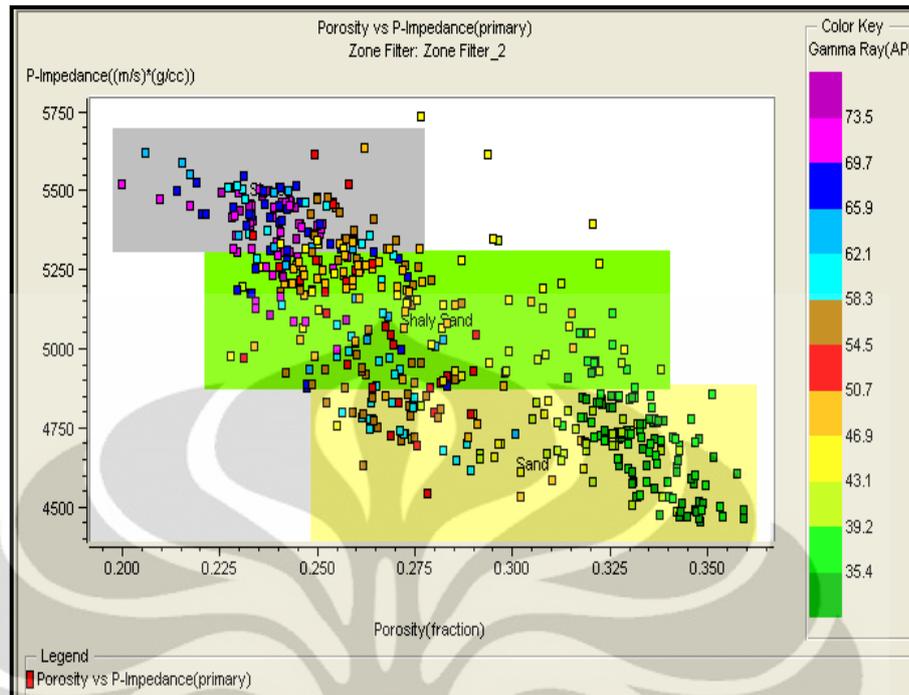


Gambar 4.11 Identifikasi kemenerusan patahan besar pada lapangan F3

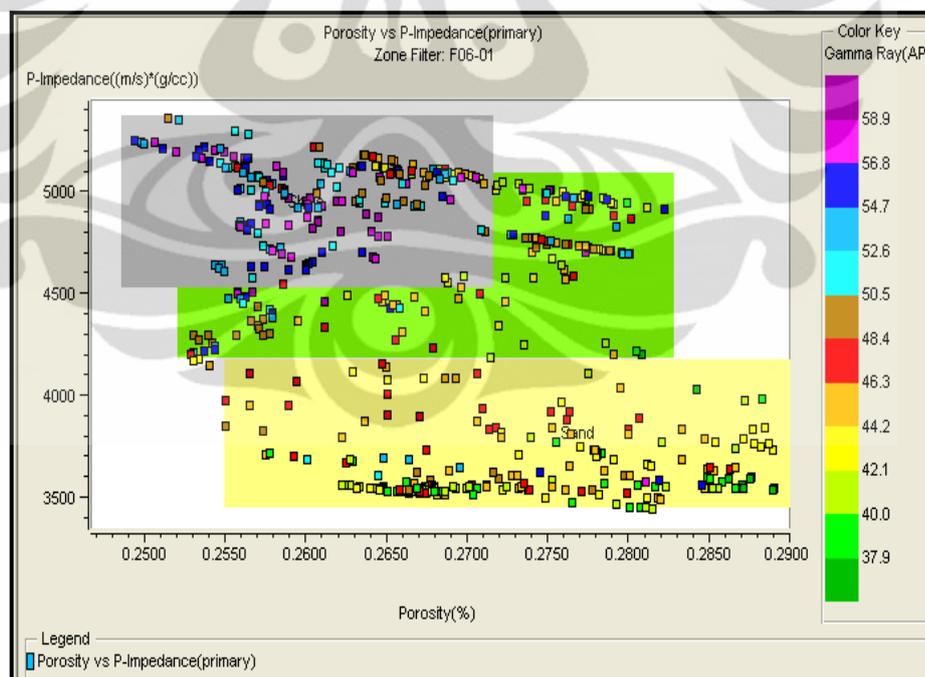
4.2.5 Pembuatan *Cross Plot*

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

Berikut adalah *cross plot* antara dari beberapa log :



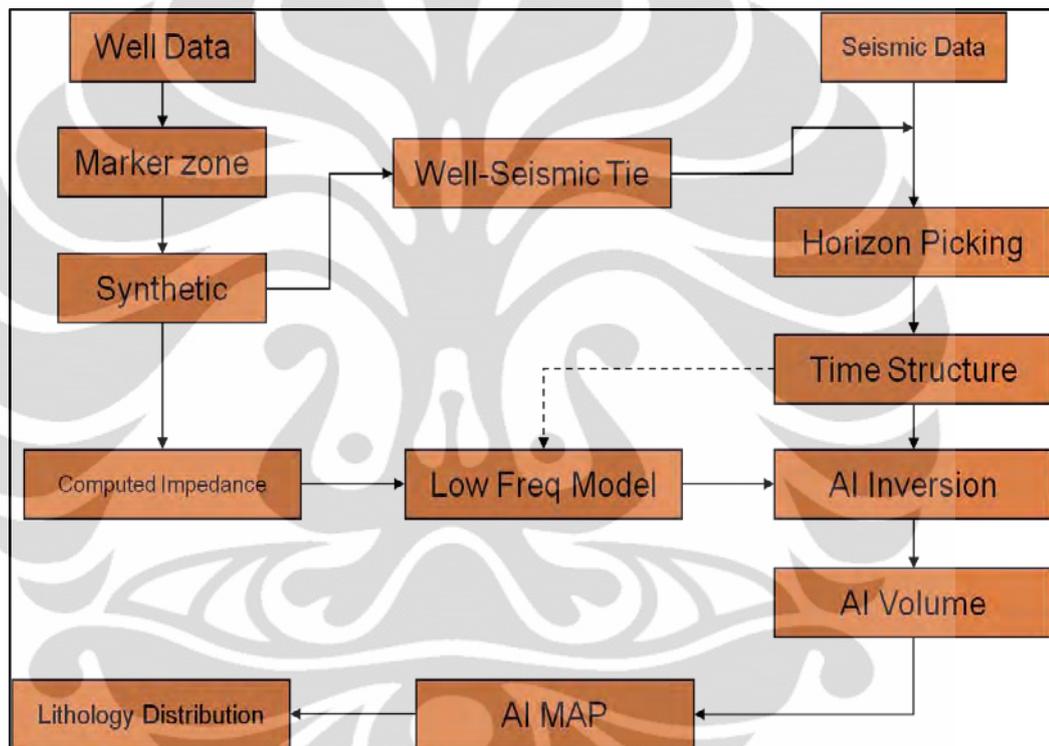
Gambar 4.12 Penampang *cross plot p-impedance vs porosity* dalam *color key gamma ray* pada sumur F02-01



Gambar 4.13 Penampang *cross plot p-impedance vs porosity* dalam *color key gamma ray* pada sumur F06-01

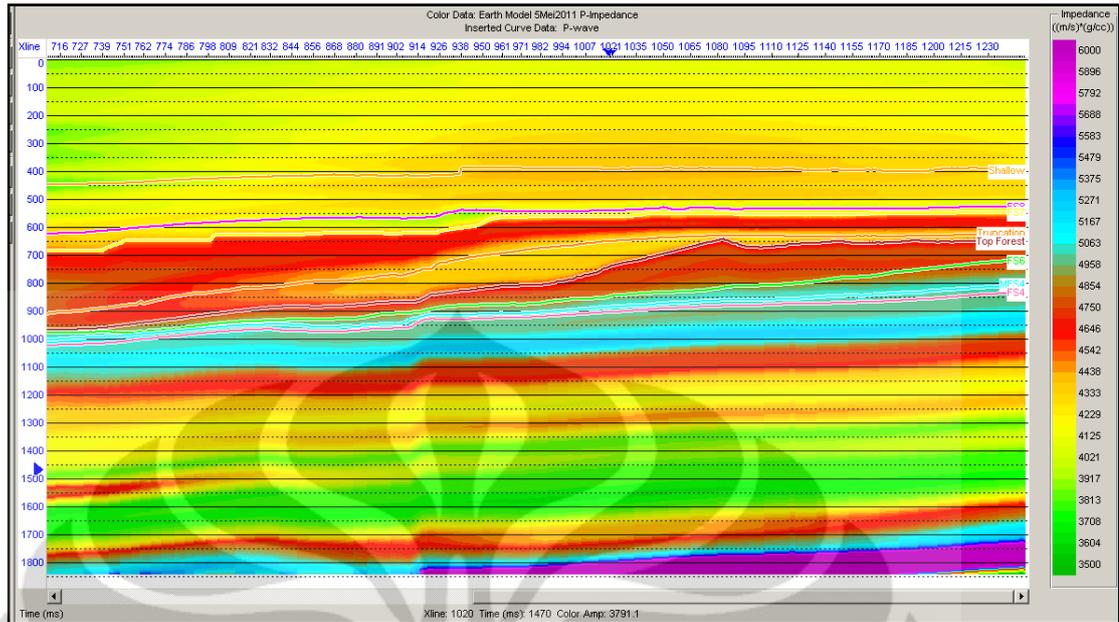
4.2.6 Inversi Impedansi Akustik

Inversi seismik didefinisikan sebagai permodelan geologi bawah permukaan bumi, dengan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2007), sedangkan model geologi yang dihasilkan dari hasil inversi adalah model impedansi antara lain AI, SI, dan EI yang merupakan parameter fisis dari suatu lapisan batuan.



Gambar 4.14 *Workflow* pengerjaan inversi seismik

Pada proses ini, langkah pertama yang dilakukan adalah membuat *earth model*, yaitu membuat penyebaran nilai *p-impedance* pada seismik. Nilai *p-impedance* ini berasal dari kurva *p-wave* (kecepatan batuan) dikalikan dengan nilai densitas yang berasal dari keempat sumur yang kemudian di-*generate* ke seluruh seismik. Frekuensi yang dipakai pada pembuatan *earth model* adalah 15 Hz.



Gambar 4.15 Hasil *earth model* pada *inline* 300 dengan frekuensi 15 Hz

Earth model ini sendiri akan menjadi model dasar pada proses pembuatan model inversi seismik.

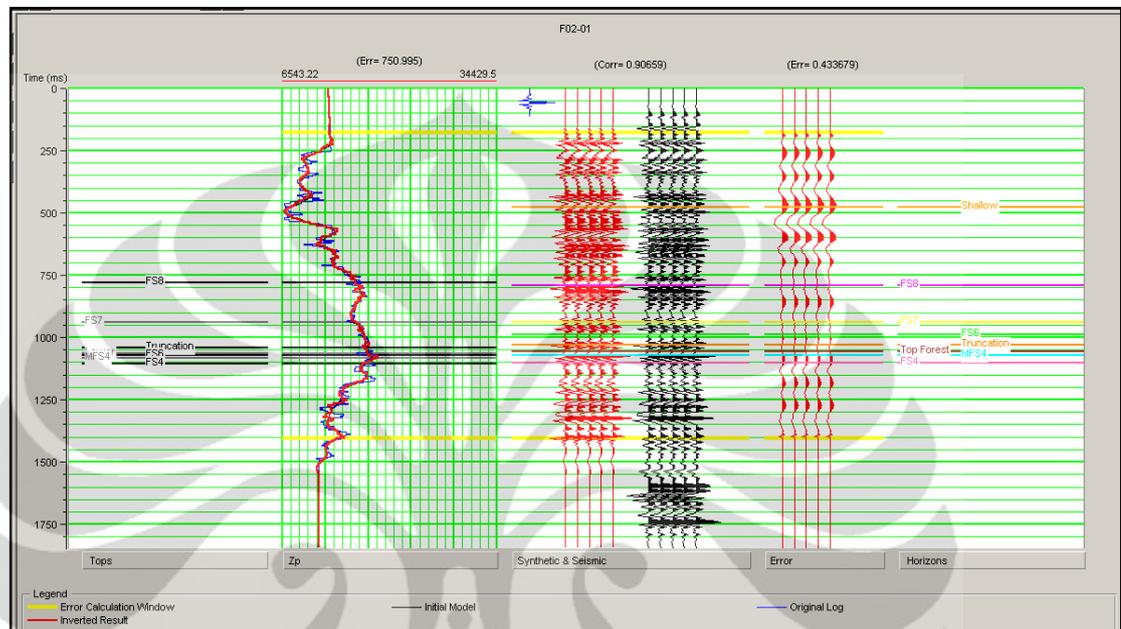
4.2.6.1 Analisa Inversi Impedansi Akustik

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

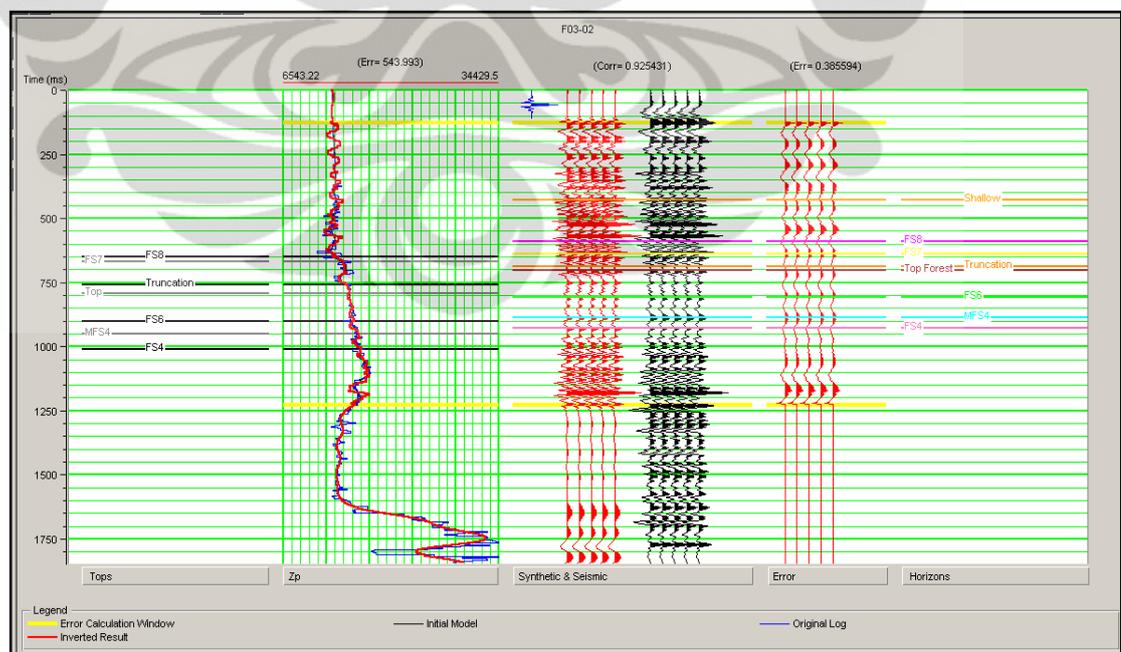
Untuk *Linear Programming Sparse Spi* ke parameter-parameter yang digunakan antara lain,

- Processing Time : 0 – 1848 ms
- Sparseness : 85%
- Maximum Constraint Frequency : 10 Hz

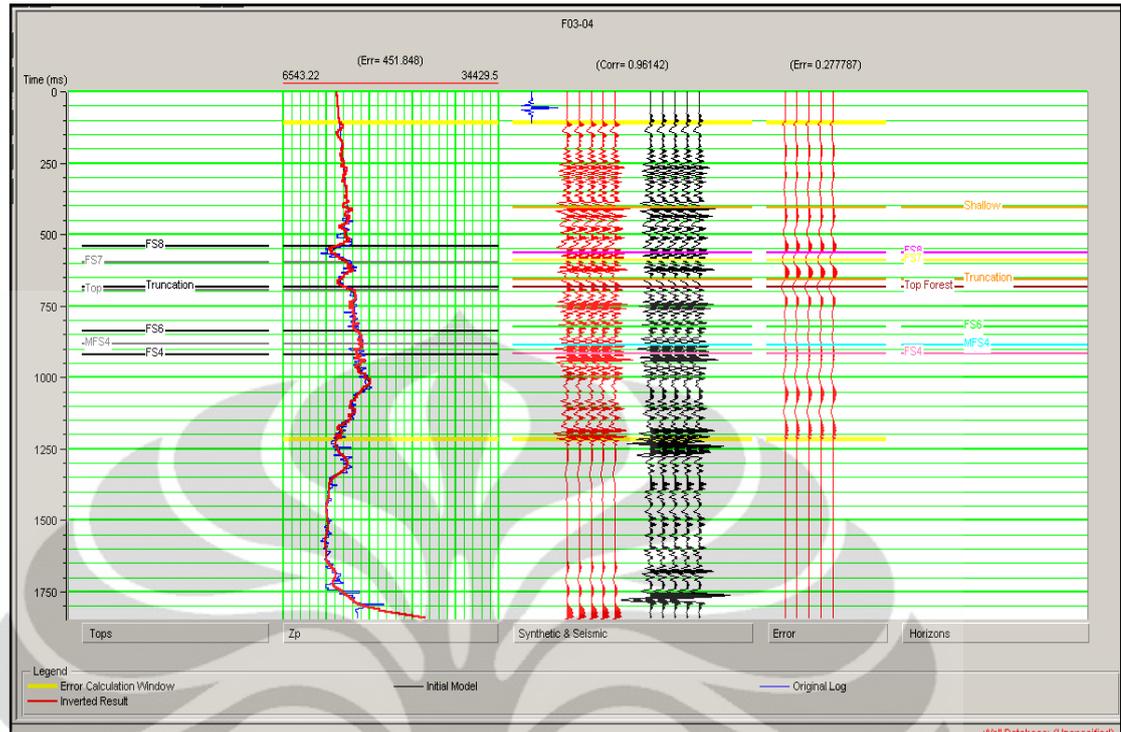
Hasil analisis *sparse spike* menunjukkan korelasi yang baik dengan total nilai RMS error *P-Impedance* log dan *P-Impedance* inversi sebesar 550.684 dan korelasi antara *synthetic seismic trace* dan *seismic trace* sebesar 0.942706.



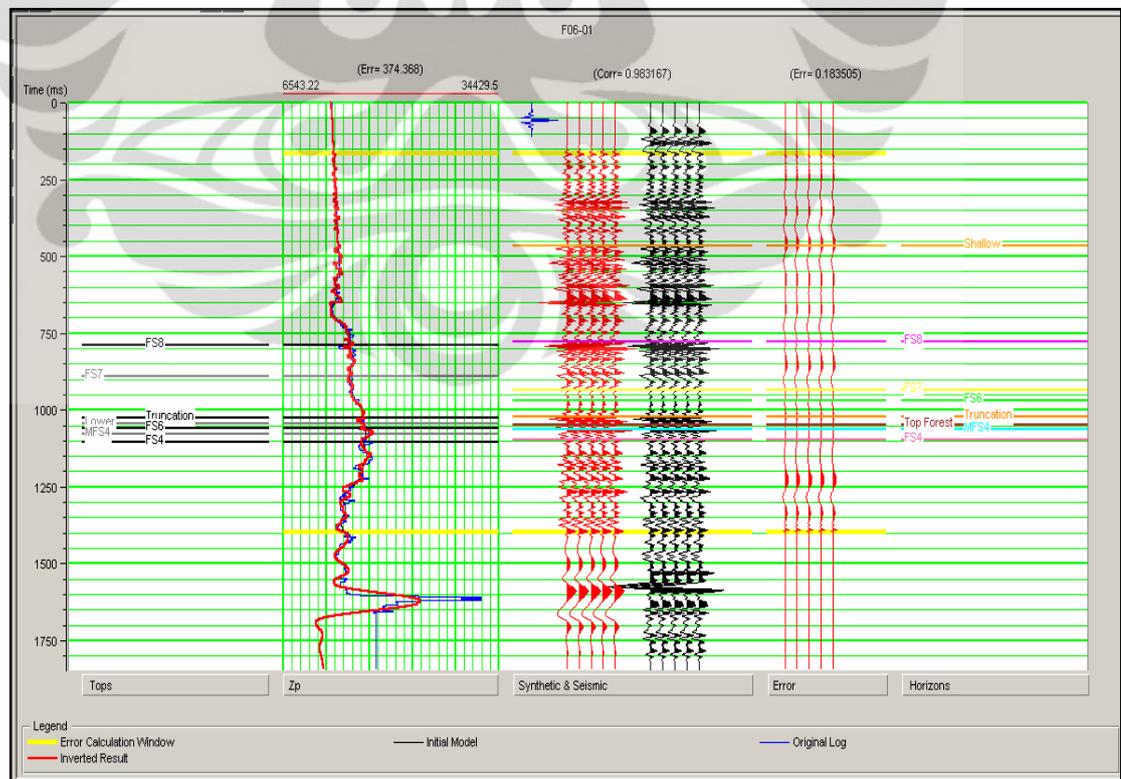
Gambar 4.16 Hasil analisa inversi sumur F02-01



Gambar 4.17 Hasil analisa inversi sumur F03-02



Gambar 4.18 Hasil analisa inversi sumur F03-04



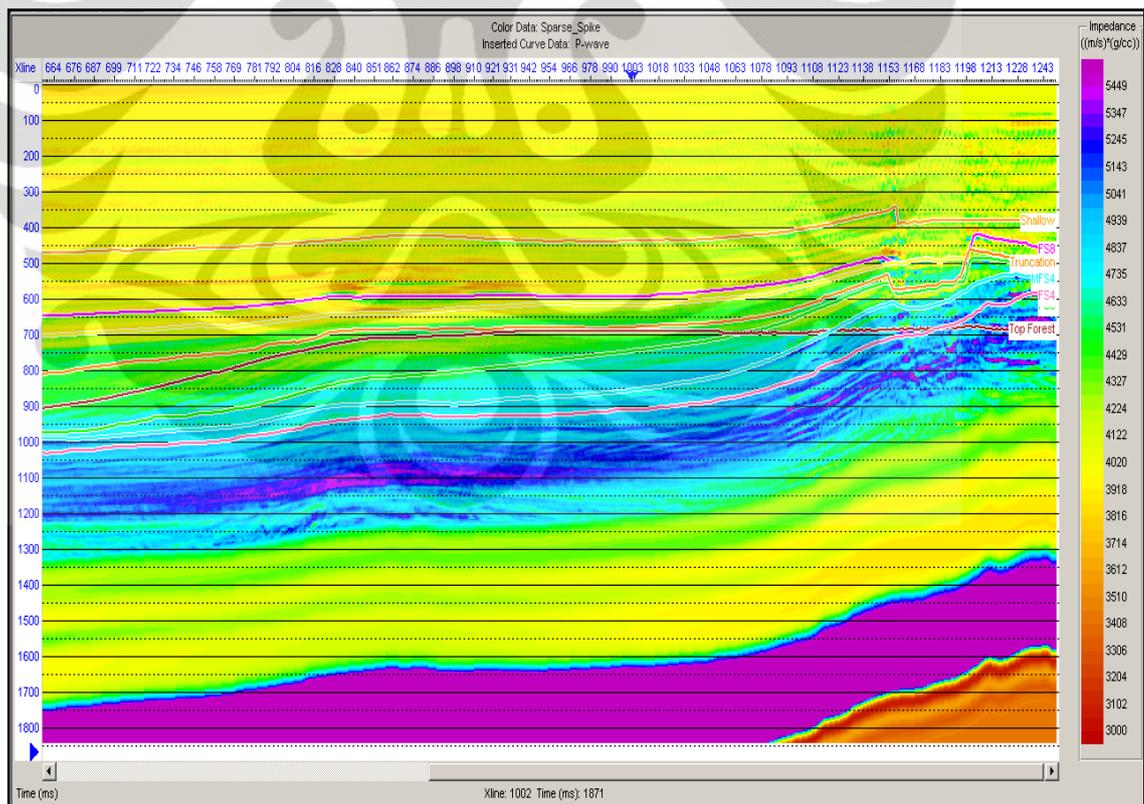
Gambar 4.19 Hasil analisa inversi sumur F06-01

4.2.6.2 Inversi *Sparse Spike*

Setelah melakukan tahap inversi analisis dan didapat nilai *error* yang kecil antara *P-Impedance* log dan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi yang telah baik antara *synthetic trace* dan *seismic trace*, maka kita siap melakukan inversi *sparse spike*.

Pada inversi *sparse spike* ini, daerah yang dilihat persebaran nilai impedansi akustiknya berada pada *target zone* horizon Shallow - 300 ms sampai horizon FS4 + 300 ms. Persebaran nilai impedansi akustik pada hasil inversi *sparse spike* ini berkisar antara 3000 – 5500 (m/s)*(gr/cc).

Berikut ini adalah penampang hasil inversi pada *line* 690:

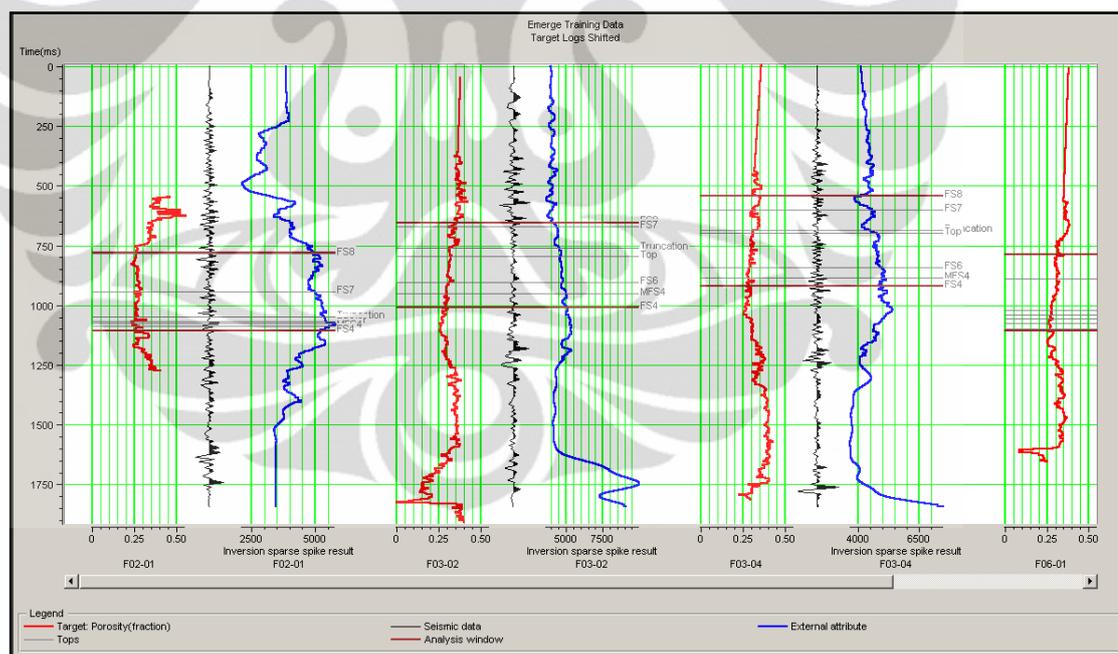


Gambar 4.20 Hasil inversi AI *sparse spike* pada *inline* 690

4.2.7 Seismik Multiatribut

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

Pada proses ini, hal yang pertama dilakukan adalah menentukan nilai log yang akan digunakan pada tiap sumur. Setelah itu di-*import* data *raw seismic* dan data hasil inversi *sparse spike* yang telah dilakukan sebagai *external attribute*.



Gambar 4.21 Log target dan seismik

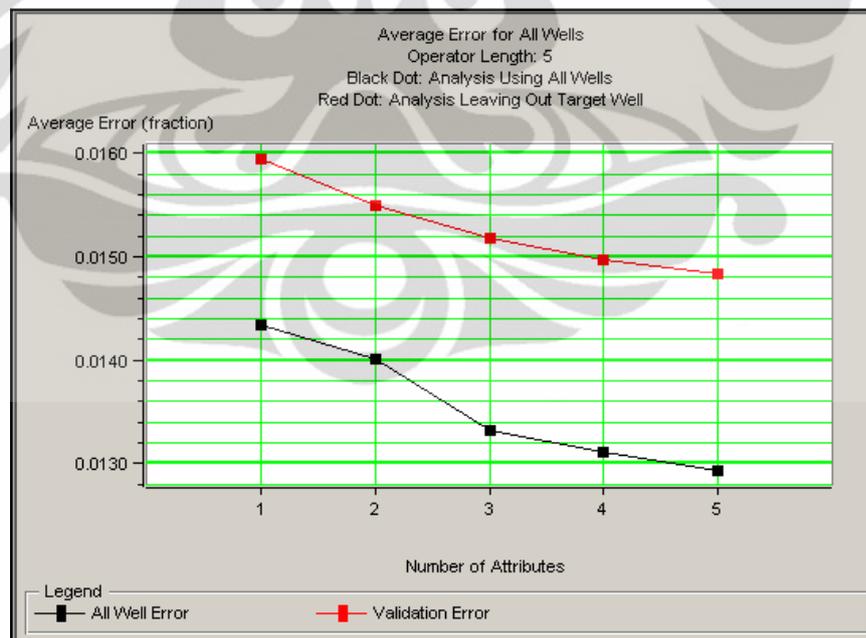
Parameter untuk menentukan kelompok atribut seismik terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log target adalah nilai prediksi *error* dan nilai validasi *error*. Nilai prediksi *error* akan menurun sejalan dengan jumlah atribut yang digunakan (semakin banyak jumlah atribut yang digunakan maka nilai

prediksi *error*-nya akan semakin kecil). Nilai validasi *error* yaitu nilai prediksi *error* yang diperoleh jika salah satu dari keempat sumur tersebut tidak diikutsertakan dalam proses *training*.

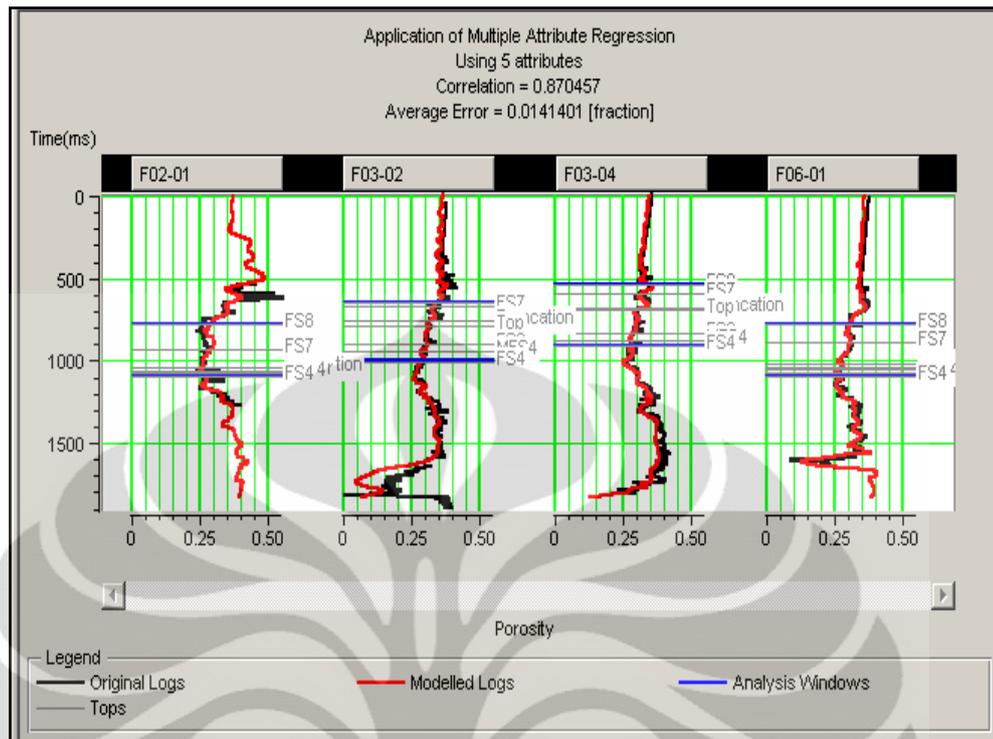
| | Target | Final Attribute | Training Error | Validation Error |
|---|-----------------|--------------------------------------|----------------|------------------|
| 1 | Log(Porosity) | (Inversion sparse spike result)**2 | 0.014496 | 0.015990 |
| 2 | Log(Porosity) | Integrate | 0.014385 | 0.015832 |
| 3 | Log(Porosity) | Filter 25/30-35/40 | 0.014222 | 0.015699 |
| 4 | Log(Porosity) | Amplitude Weighted Cosine Phase | 0.014196 | 0.015649 |
| 5 | Log(Porosity) | Cosine Instantaneous Phase | 0.014140 | 0.015626 |

Gambar 4.22 Analisa seismik multiatribut

Dari hasil *training* telah diperoleh bahwa pada penggunaan lima buah atribut, nilai prediksi *error* dan validasi *error* menurun. Hal ini berarti lima buah atribut dapat digunakan.

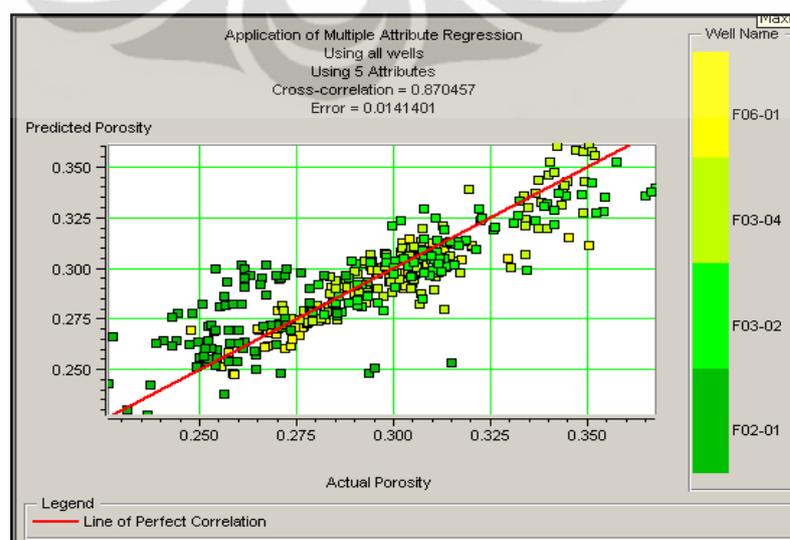


Gambar 4.23 Kurva prediksi *error* dan validasi *error* untuk multiatribut



Gambar 4.24 Kurva hasil aplikasi atribut antara prediksi porositas dengan porositas sebenarnya

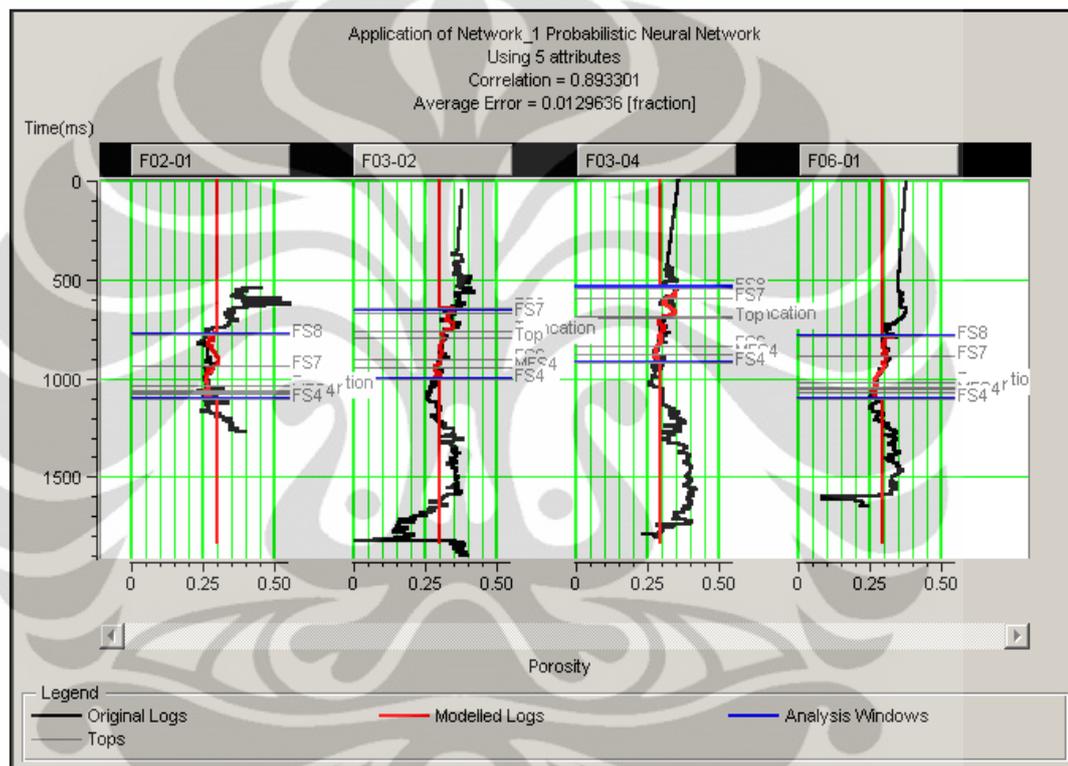
Setelah multiatribut diaplikasikan, hasil prediksi log porositas pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.870457 saat dilakukan *cross plot* terhadap nilai porositas sebenarnya. Hasil ini menunjukkan bahwa hasil prediksi porositas dengan menggunakan lima buah atribut tersebut merupakan hasil yang baik.



Gambar 4.25 Cross plot antara predicted porosity dengan actual porosity

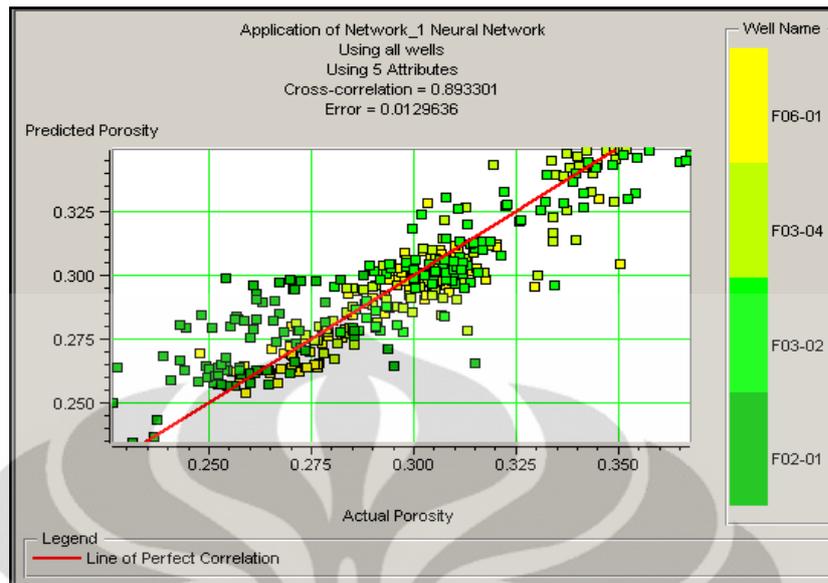
4.2.7.1 Neural Network

Pada bagian ini, *neural network* digunakan untuk meningkatkan prediksi porositas dengan harapan karakteristik non-linier dari *neural network* akan meningkatkan prediksi dan resolusi dari penurunan volum porositas. Pada tahap ini algoritma *neural network* yang digunakan adalah *Probabilistic Neural Network* (PNN).



Gambar 4.26 Hasil training *Probabilistic Neural Network*

Dari hasil *probabilistic neural network* didapat nilai prediksi porositas pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan kenaikan nilai korelasi dari 0.870457 menjadi 0.8933301 saat dilakukan *cross plot* terhadap nilai porositas sebenarnya.

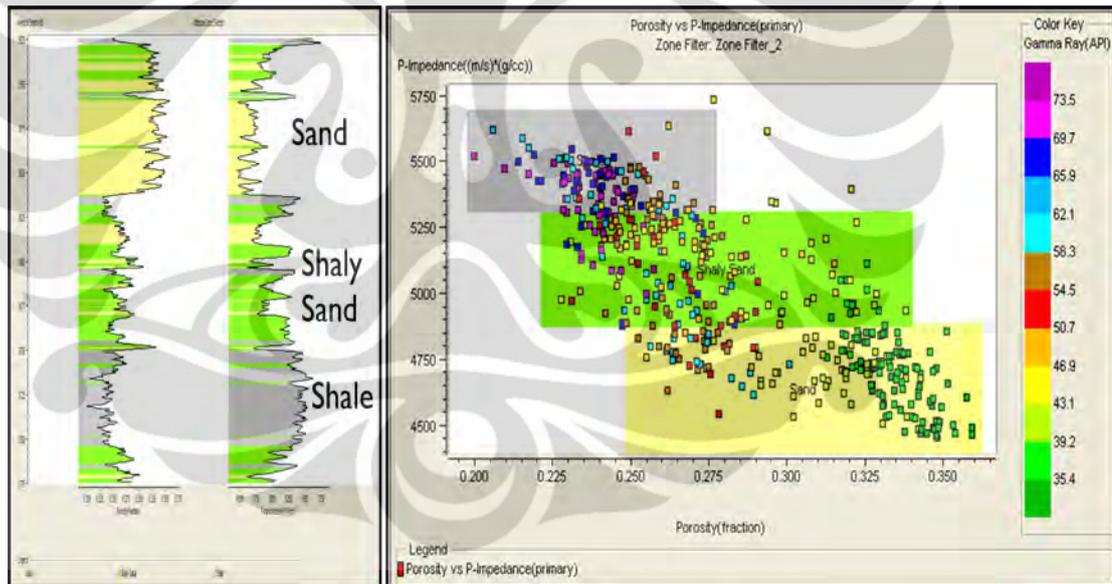


Gambar 4.27 Cross plot antara *predicted porosity* dengan *actual porosity* setelah menggunakan PNN

BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Hasil Analisa *Cross Plot*

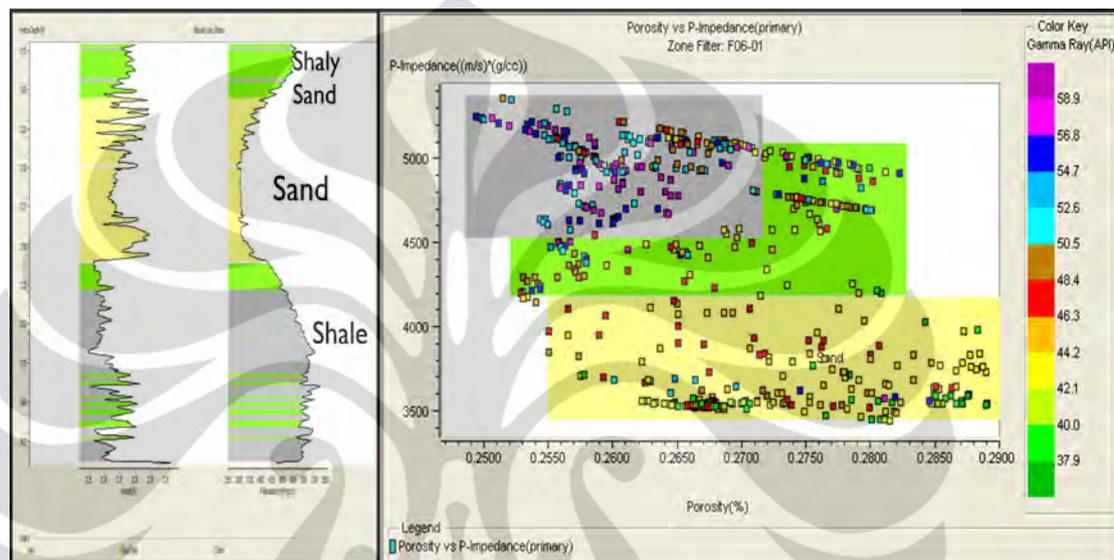
Cross plot dilakukan untuk mengetahui lokasi reservoir dari data log, *cross plot* berguna juga untuk menentukan *marker* saat akan melakukan *picking horizon*, *cross plot* dilakukan antara dua log pada sumbu kartesian X dan Y, semakin sensitif log tersebut dengan log yang di *cross plot* maka akan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



Gambar 5.1 Penampang *cross plot p-impedance vs porosity* dalam color key *gamma ray* pada sumur F02-01

Dari crossplot di atas dapat dilihat bahwa persebaran nilai *p-impedance vs porosity* pada color key *gamma ray* terbagi menjadi tiga zona litologi. Pada zona kuning dengan nilai *p-impedance* kecil (4400 – 4850 (m/s)*(gr/cc)), *porosity* tinggi dan *gamma ray* rendah (warna hijau dan kuning) menunjukkan bahwa litologi zona tersebut adalah *sand*. Untuk zona hijau dengan persebaran nilai *p-impedance* medium (4850 – 5300 (m/s)*(gr/cc)) , *porosity* medium dan *gamma*

ray yang medium (warna jingga sampai biru muda) menunjukkan bahwa litologi pada zona tersebut adalah *shaly-sand*. Sedangkan pada zona abu-abu, persebaran nilai dengan *p-impedance* besar (5300 – 5700 (m/s)*(gr/cc)), *porosity* rendah, dan *gamma ray* yang tinggi (warna biru muda sampai ungu) menunjukkan bahwa litologi pada zona tersebut adalah *shale*.

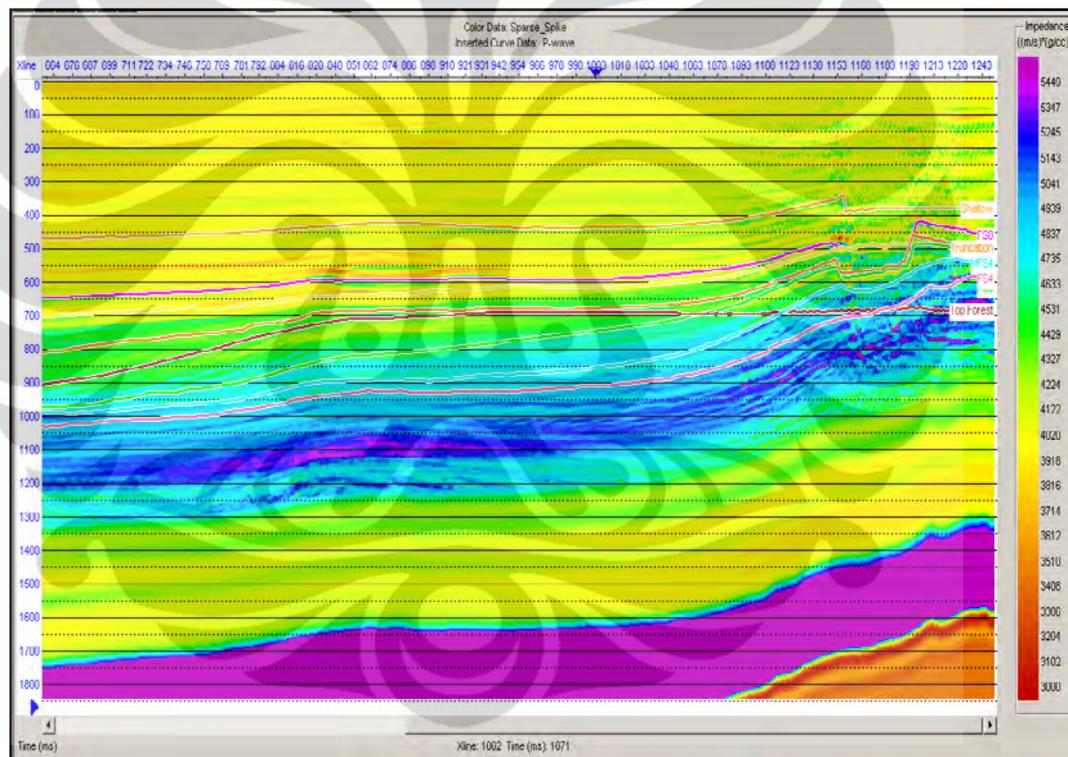


Gambar 5.2 Penampang *cross plot p-impedance vs porosity* dalam color key *gamma ray* pada sumur F06-01

Gambar di atas menunjukkan penampang *cross plot p-impedance vs porosity* dalam color key *gamma ray* pada sumur F06-01. Pada zona kuning dengan nilai *p-impedance* kecil (3500 - 4100 (m/s)*(gr/cc)), *porosity* tinggi dan *gamma ray* rendah (warna hijau dan kuning) menunjukkan bahwa litologi zona tersebut adalah *sand*. Untuk zona hijau dengan persebaran nilai *p-impedance* medium (4200 - 5000 (m/s)*(gr/cc)), *porosity* medium dan *gamma ray* yang medium (warna jingga sampai biru muda) menunjukkan bahwa litologi pada zona tersebut adalah *shaly-sand*. Sedangkan pada zona abu-abu, persebaran nilai dengan *p-impedance* besar (4500 – 5400 (m/s)*(gr/cc)), *porosity* rendah, dan *gamma ray* yang tinggi (warna biru muda sampai ungu) menunjukkan bahwa litologi pada zona tersebut adalah *shale*.

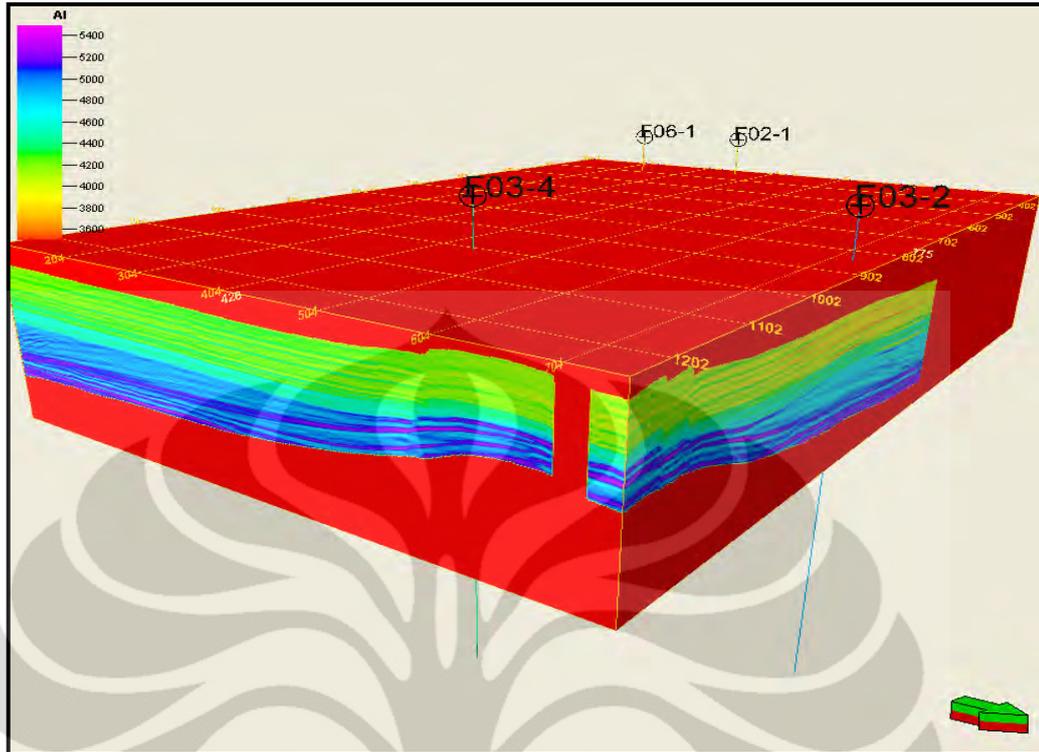
5.2 Hasil Inversi Impedansi Akustik

Dari hasil *cross plot* dan, kita dapat secara kasar atau dimana letak reservoir kita dari hasil perpotongan nilai log – log yang di jadikan *cross plot*, dan dari *cross section* kita dapat mengetahui nilai tersebut terdapat dikedalaman berapa meter, dan karena hal itu kita melakukan *picking horizon* pada daerah tersebut, setelah itu baru kita melakukan inversi yang didahului oleh pembuatan *model e arth* dan analisa inversi terakhir melakukan inversi menggunakan metode *model s parse spike*.



Gambar 5.3 Hasil inversi AI *sparse spike* pada *inline 690*

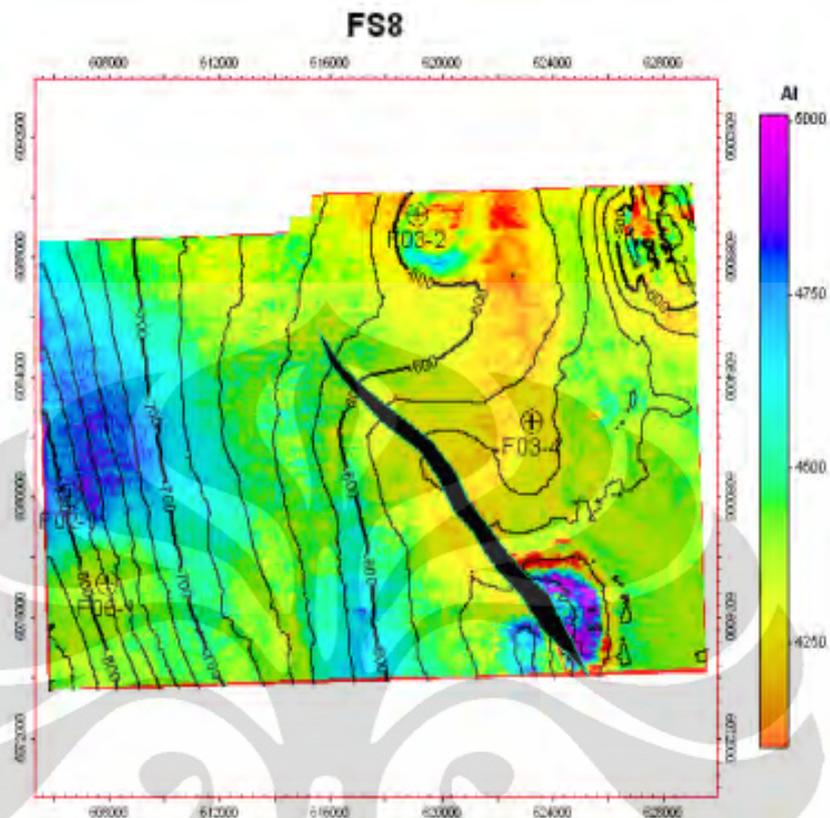
Pada penampang inversi impedansi akustik, kita dapat melihat persebaran nilai impedansi akustik yang dapat diartikan adanya perbedaan litologi. Hasil inversi di atas dapat didukung dengan melakukan timeslice pada tiap horizon yang ada dalam seismik. Hasil inversi juga dapat dilihat dari tampilan 3D *Acoustic Impedance Cube*.



Gambar 5.4 AI cube

Gambar di atas merupakan gambar 3D hasil inversi impedansi akustik *sparse spike*. Dari *cube* di atas dapat dilihat lokasi sumur pada lapangan F3 beserta persebaran nilai impedansi akustiknya. Persebaran nilai impedansi akustiknya berawal dari horizon dengan kedalaman paling kecil, yaitu horizon Shallow - 300 ms sampai horizon dengan kedalaman paling besar yaitu horizon FS4 + 300 ms. Persebaran nilai di luar *time window* tersebut direpresentasikan dengan warna merah. Tanda panah hijau menunjukkan arah utara.

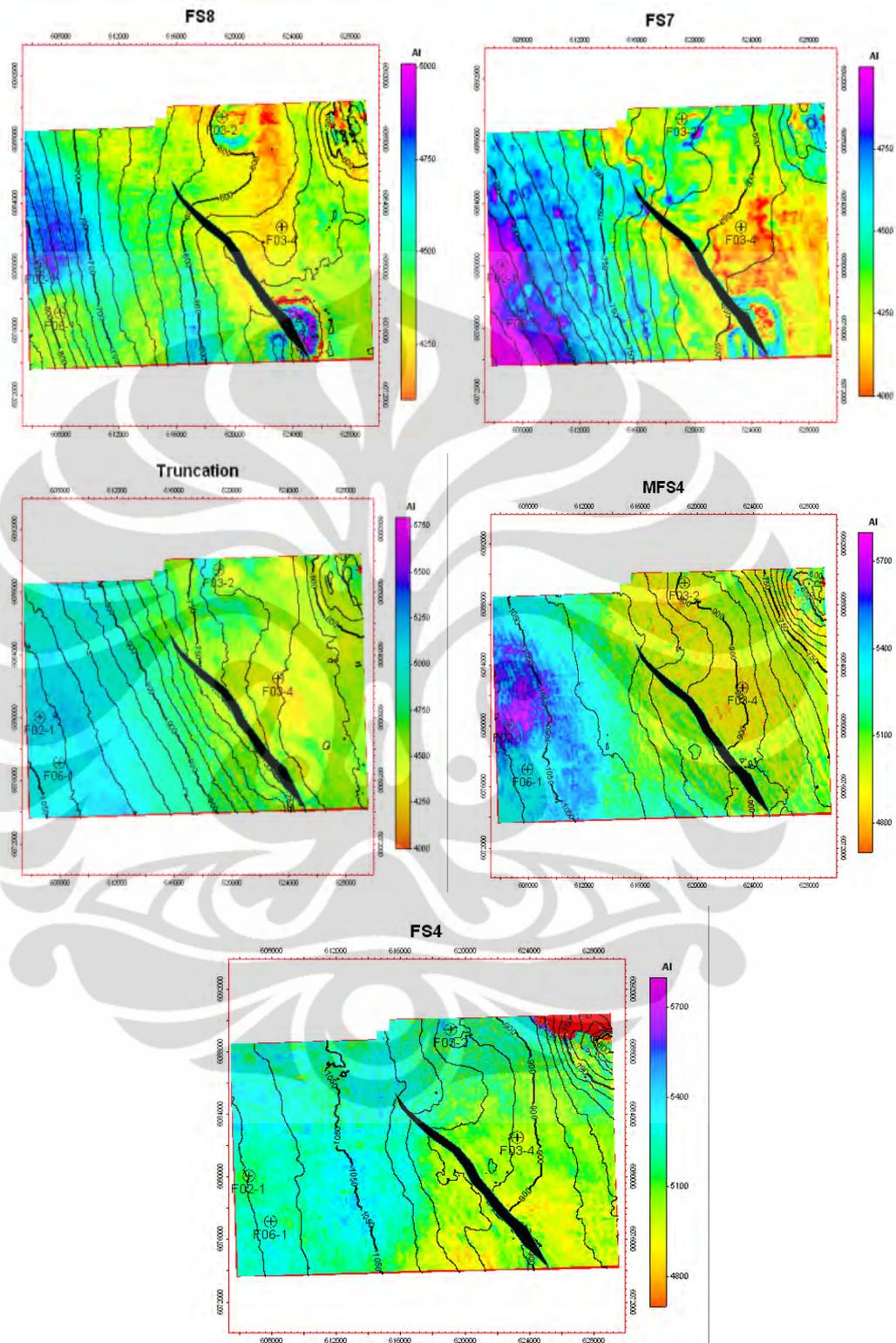
Setelah mendapat volum 3D dari persebaran nilai impedansi akustik pada daerah penelitian, hal yang selanjutnya dilakukan adalah melakukan analisa pada *timeslice* tiap horizon. Dari tiap *timeslice* ini dilihat nilai persebaran impedansi akustiknya untuk mempertajam analisa dari inversi yang telah dilakukan.



Gambar 5.5 Penampang *timeslice* AI pada horizon FS8

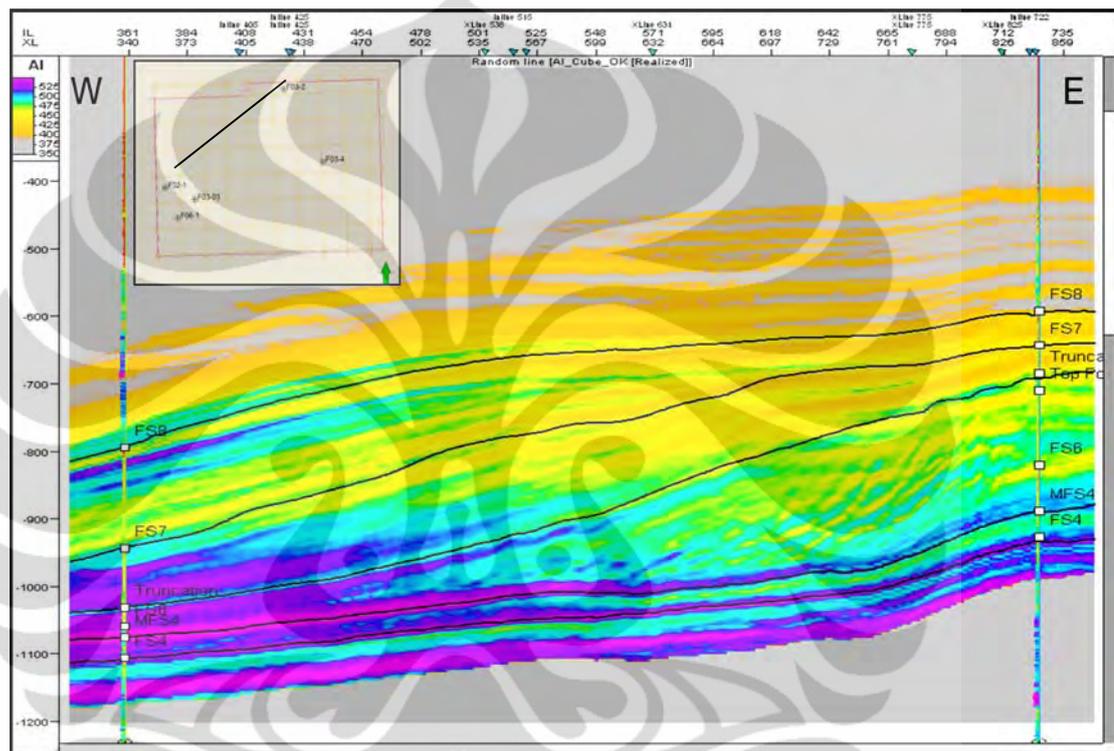
Gambar 5.5 merupakan gambar *timeslice* impedansi akustik pada horizon FS8. Dari map tersebut terdapat persebaran nilai impedansi akustik pada horizon FS8. *AI map* di atas juga terdapat kontur dalam domain milidetik yang menunjukkan kedalaman lapisan. Dari penampang *timeslice* ini dapat diinterpretasikan nilai impedansi akustiknya. Interpretasi ini didukung dengan analisa dari nilai porositas pada *porosity map* agar dapat memprediksi zona reservoir.

Pada halaman selanjutnya akan ditampilkan *AI map* pada horizon FS8, FS6, Truncation, MFS4, dan FS4.



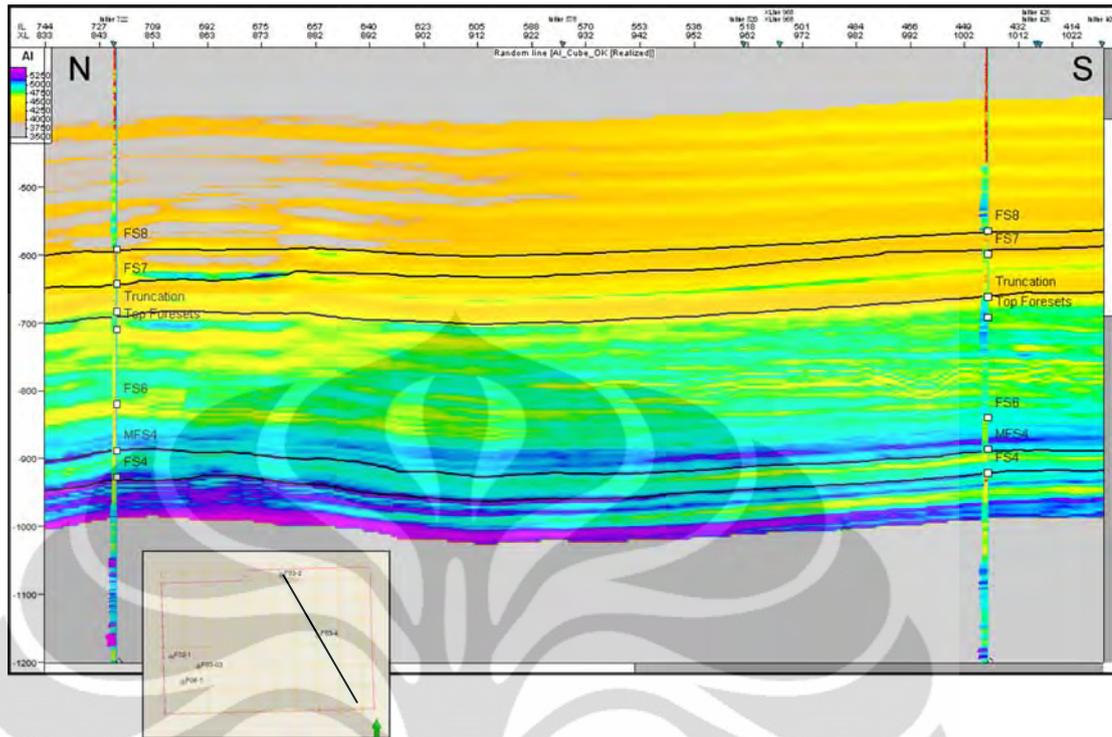
Gambar 5.6 Penampang *timeslice* impedansi akustik pada horizon FS8, FS7, Truncation, MFS4, dan FS4 dengan struktur patahan utama di daerah tersebut

Setelah mendapatkan AI *map* pada kelima horizon, hal berikutnya yang ditinjau adalah persebaran nilai AI pada *arbitrary line*. *Arbitrary line* adalah *line* seismik yang melintasi posisi sumur. *Arbitrary line* berguna untuk melihat persebaran nilai AI pada struktur *line* seismik antar sumur. Selain itu *arbitrary line* juga berfungsi untuk melakukan validasi terhadap hasil inversi.

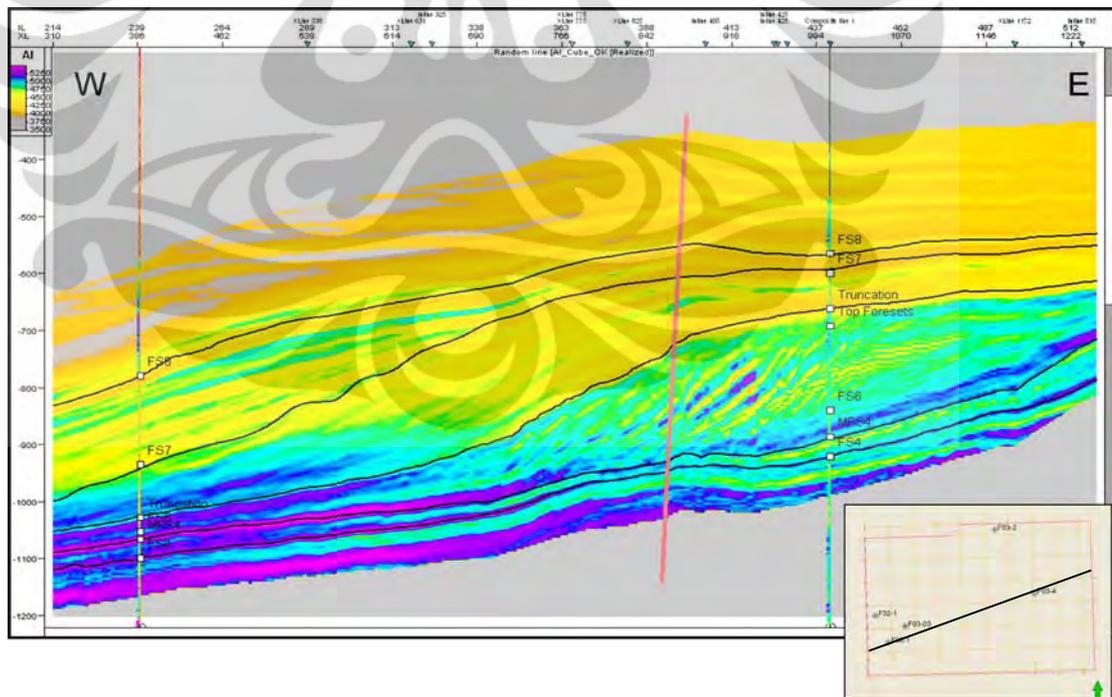


Gambar 5.7 *Arbitrary line* pada sumur F02-01 sampai F03-02

Gambar 5.7 merupakan gambar penampang *arbitrary line* yang melewati posisi sumur F02-01 dan posisi sumur F03-02. Dari penampang ini dapat dilihat persebaran nilai impedansi akustiknya pada *window analysis* yang telah ditentukan (dalam hal ini *window analysis* dimulai dari horizon F8 – 300 ms sampai FS4 + 300ms)



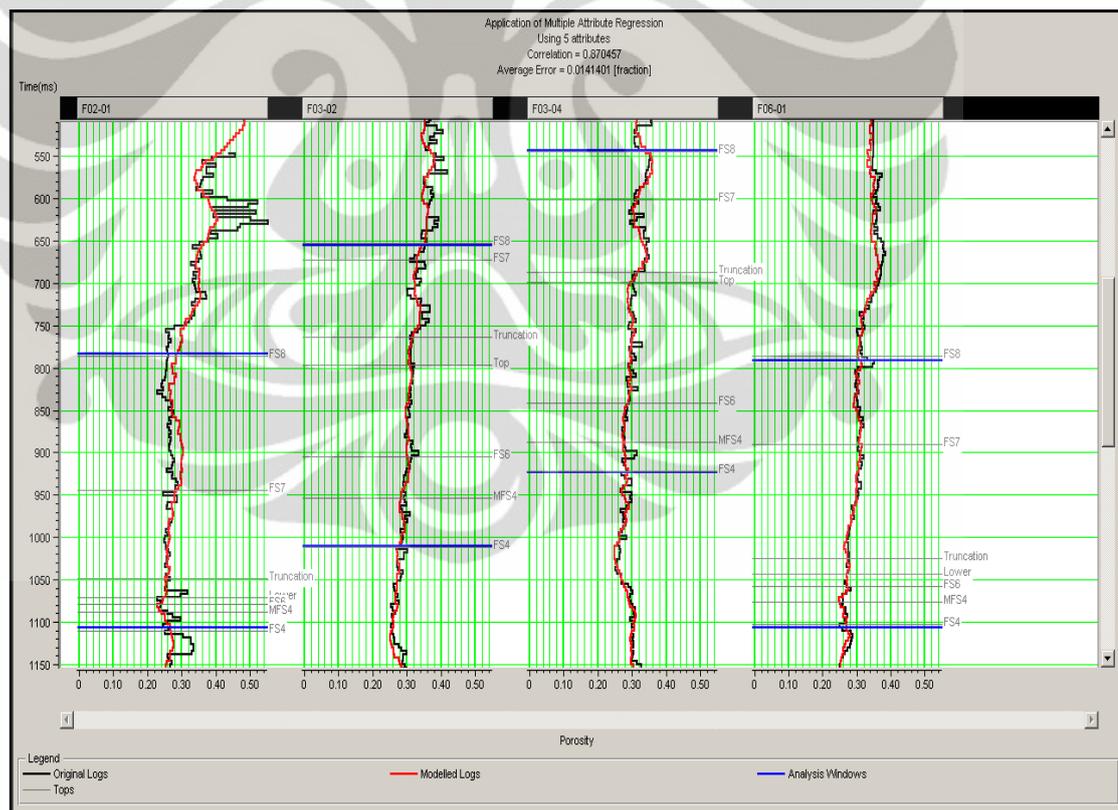
Gambar 5.8 *Arbitrary line* pada sumur F03-02 sampai F03-04



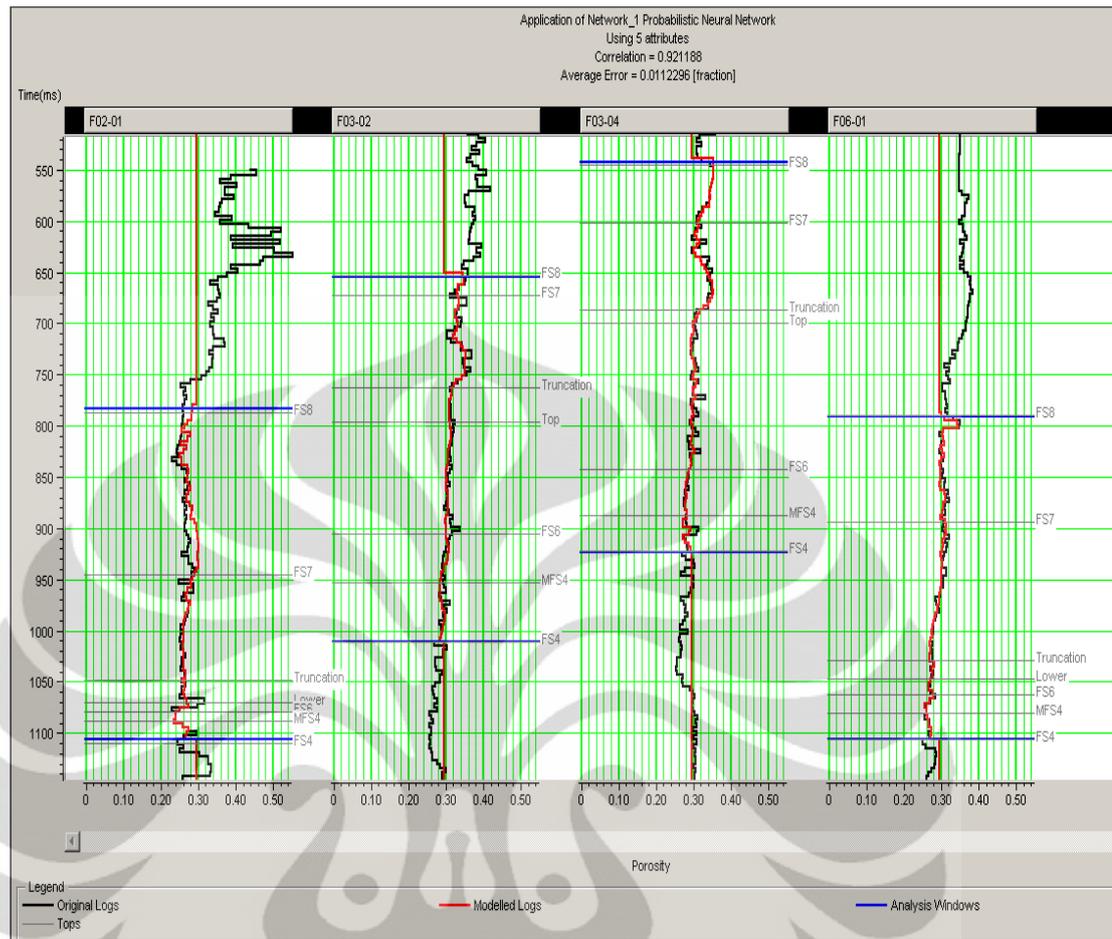
Gambar 5.9 *Arbitrary line* pada sumur F06-01 sampai F03-04

5.3 Analisa Seismik Multiatribut

Hasil dari penerapan multiatribut menunjukkan kecocokan yang baik antara porositas prediksi dengan porositas sumur. Hasil *training* dan nilai validasinya juga menunjukkan korelasi dan validasi yang cukup baik. Untuk regresi linier multiatribut, nilai korelasinya mencapai 0.870457. Sedangkan untuk *probabilistic neural network* (PNN), nilai korelasinya mencapai 0.8933301. Hal ini menunjukkan bahwa porositas prediksi dengan *neural network* mendekati nilai porositas sumur dengan baik. Atas dasar tersebut diasumsikan bahwa volum porositas yang dihasilkan *valid* untuk memprediksi penyebaran reservoir dan diharapkan dapat juga memisahkan antara reservoir dan non-reservoir pada interval target yang tidak teresolusi dengan baik pada seismik konvensional.

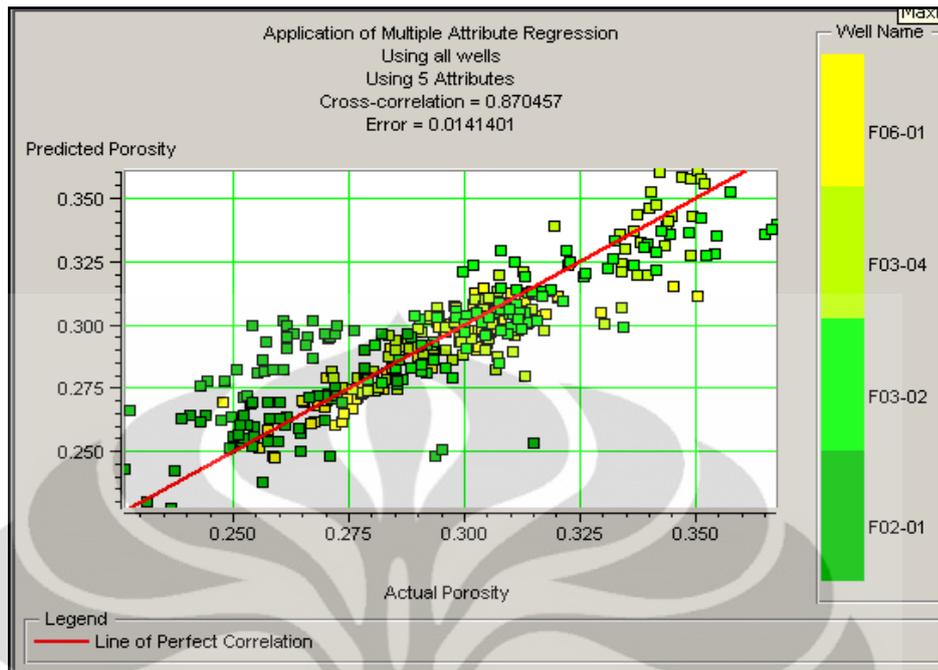


Gambar 5.10 Aplikasi multiatribut untuk *linear regression*

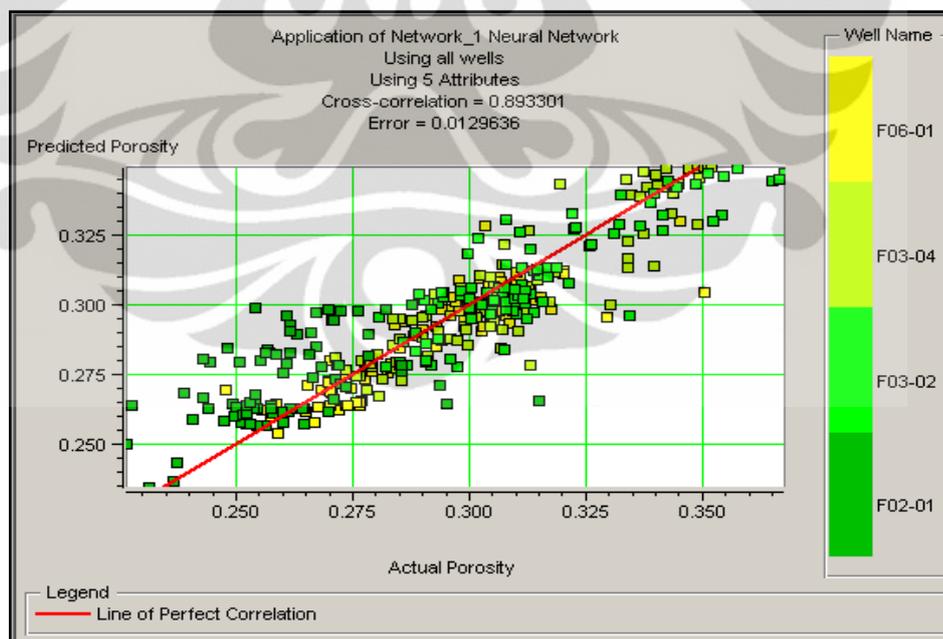


Gambar 5.11 Aplikasi PNN

Korelasi yang dihasilkan oleh *neural network* lebih besar dari regresi multi atribut, hal ini dikarenakan neural network mempunyai operasi yang *non-linear*. *Neural network* hanya dilakukan dalam *window analysis* tertentu. Dalam hal ini *neural network* hanya dilakukan pada nilai horizon teratas sampai horizon terbawah pada tiap-tiap sumur. Hal ini dikarenakan jika kita mengaplikasikan *neural network* ke seluruh waktu akan memakan waktu yang sangat lama. *Neural network* sangat baik pada interpolasi di dalam data yang akan diuji, tetapi tidak dalam ekstrapolasi data, oleh karena itu interval yang berada di luar *window analysis* akan mempunyai nilai validitas yang rendah.



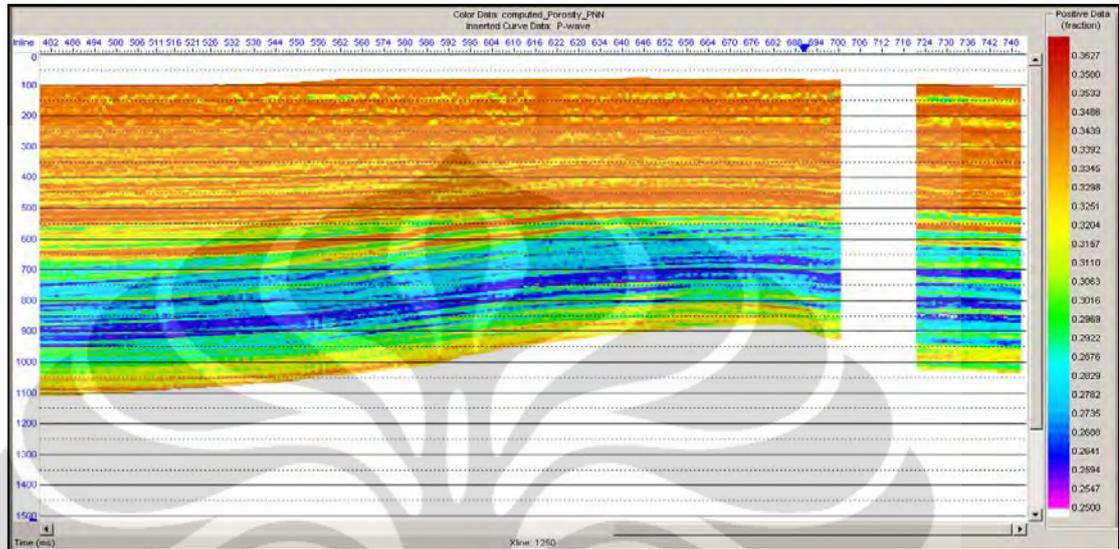
Gambar 5.12 *Crossplot* korelasi regresi multiatribut dengan $CC = 0.870457$



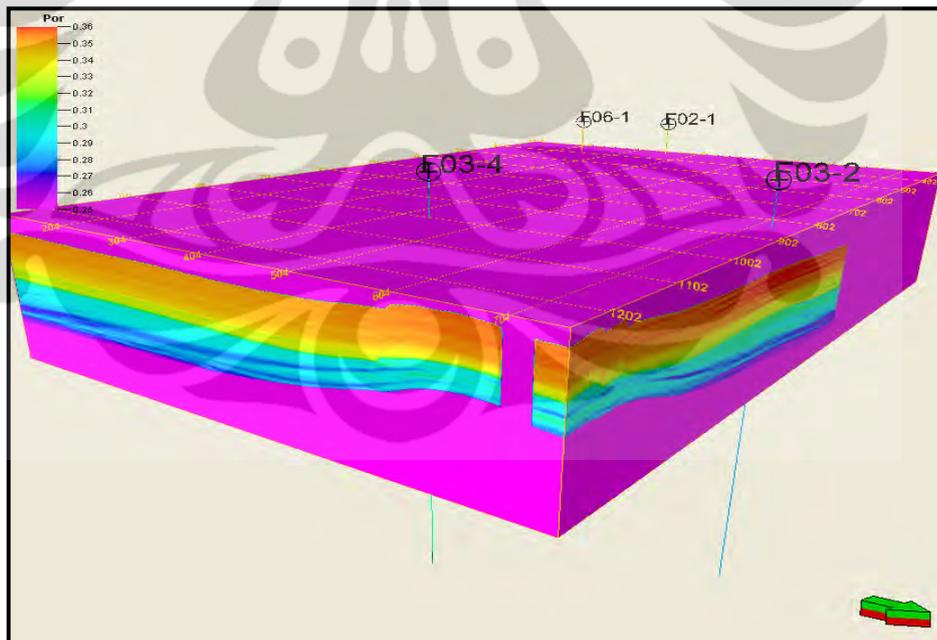
Gambar 5.13 *Crossplot* PNN dengan $CC = 0.893301$

Setelah melakukan analisa seismik multiatribut kita akan mengaplikasikannya untuk menyebarkan nilai porositas kedalam *raw seismic* dengan atribut

eksternalnya adalah inversi impedansi akustik *sparse spike*. Lalu kita akan mendapatkan persebaran nilai porositas pada penampang seismik.



Gambar 5.14 Penampang porositas

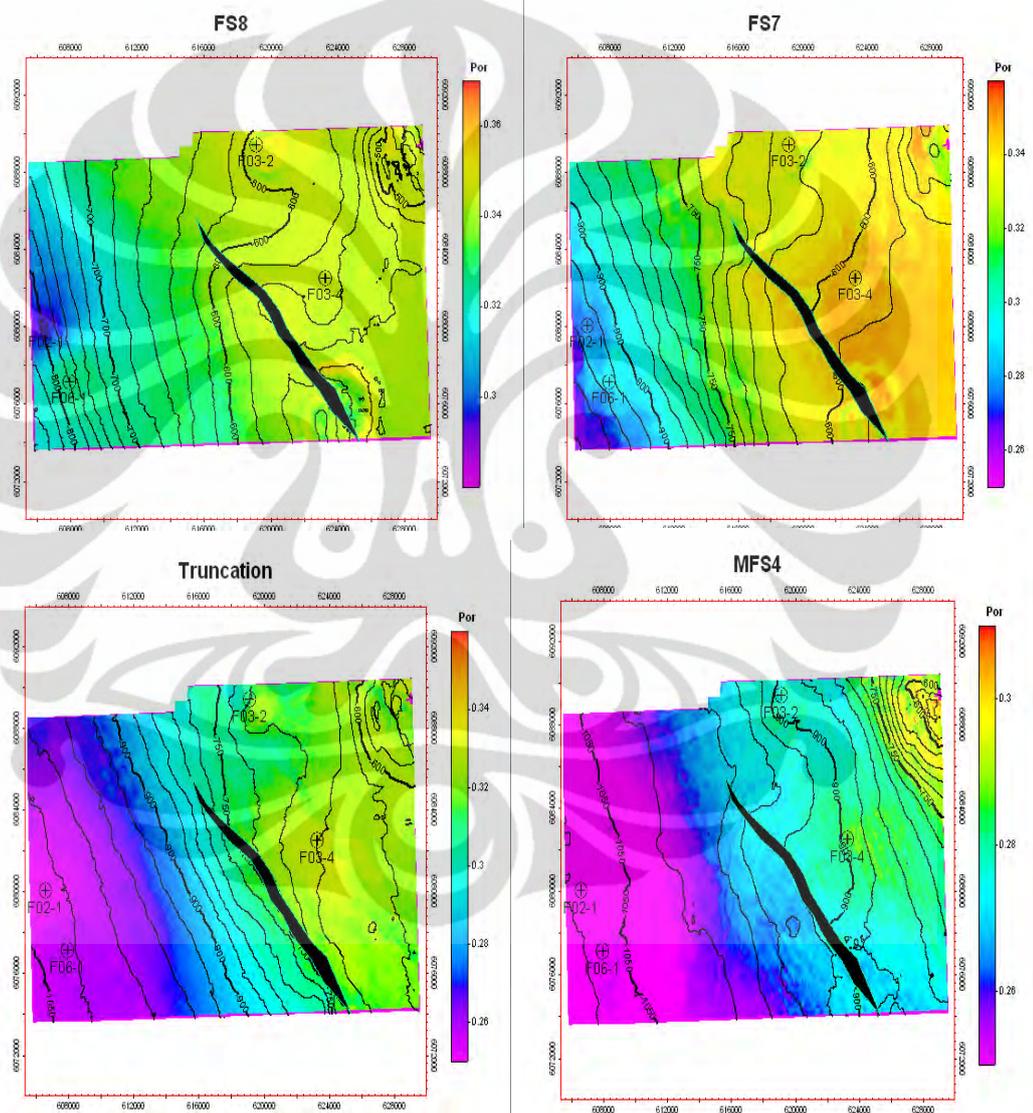


Gambar 5.15 Porosity cube

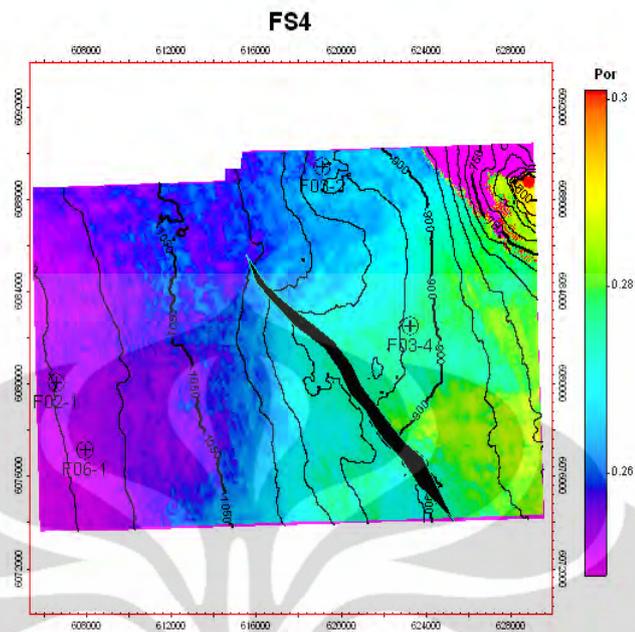
Gambar 5.15 merupakan gambar *porosity cube* pada seismik hasil inversi impedansi akustik. Pada *cube* di atas dapat dilihat persebaran nilai porositas pada penampang seismik dengan *range* nilai porositas 0.25 – 0.36 (fraksi). Arah panah

pada gambar menunjukkan arah utara. Untuk melihat lebih jelas persebaran nilai porositas pada tiap horizon, dilakukan *timeslice* pada tiap horizon untuk mendapatkan *porosity map* agar lebih mudah diinterpretasikan hasilnya.

Berikut adalah beberapa *timeslice* yang dilakukan pada beberapa horizon :



Gambar 5.16 Porosity map horizon FS8, FS7, Truncation, dan MFS4

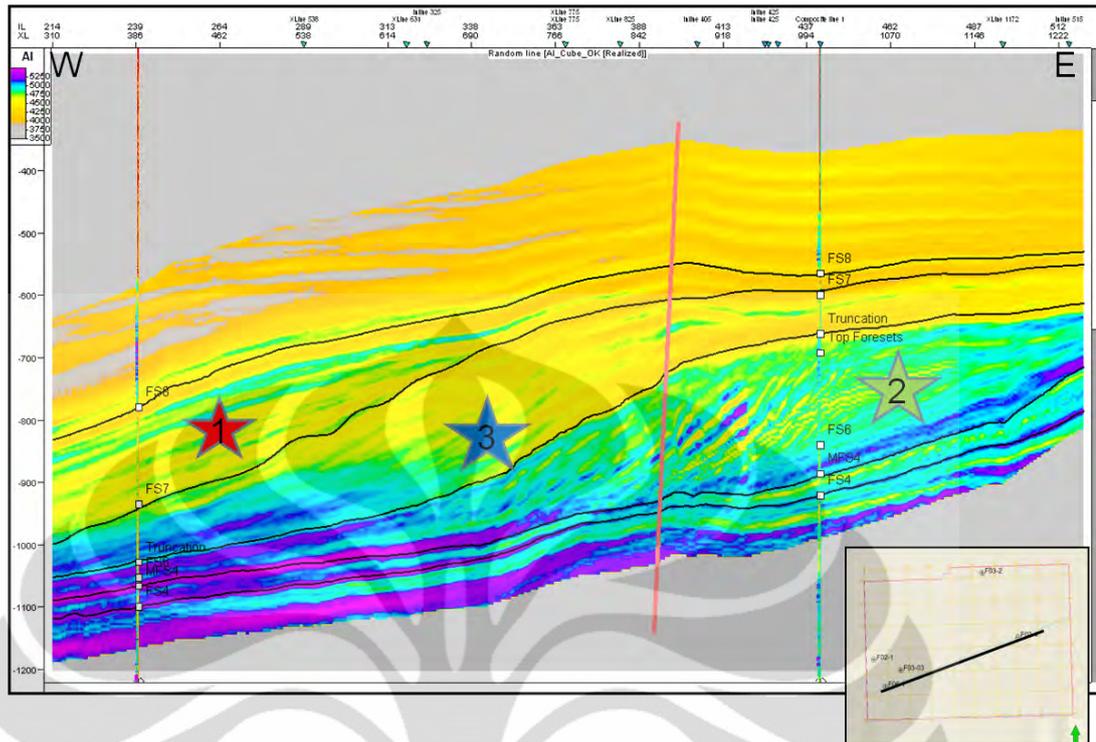


Gambar 5.17 Porosity map dari horizon FS4

Dari *porosity map* diatas dapat dilihat zona persebaran porositas dengan nilai yang tinggi. Daerah dari sumur F06-01 menuju F03-04 mempunyai persebaran nilai porositas yang tinggi khususnya pada daerah di sekitar kedua sumur. Hal ini dapat mengindikasikan adanya zona prospek yang dapat menjadi zona reservoir. Daerah ini pula yang menjadi daerah prospek pada *AI map* sehingga dugaan adanya reservoir di daerah ini makin kuat. Jika dilihat dari *porosity map* FS8 dan, zona reservoir menyebar dan makin luas areanya seiring dengan bertambahnya kedalaman.

5.4 Analisa Terintegrasi Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut

Setelah melakukan analisa terhadap hasil inversi impedansi akustik dengan metode *sparse spike* dan seismik multiatribut dengan *probabilistic neural network*, akan dilakukan analisa terintegrasi untuk mengkarakterisasi reservoir pada lapangan F3. Analisa ini akan mengorelasikan persebaran nilai porositas dan impedansi akustik pada *horizon map*, dan penampang *arbitrary line*.



Gambar 5.18 Penampang *arbitrary line* AI yang melewati sumur F06-01 dan F03-04 beserta tiga zona dugaan reservoir. (Inset : *Arbitrary line* dilihat dengan pandangan burung)

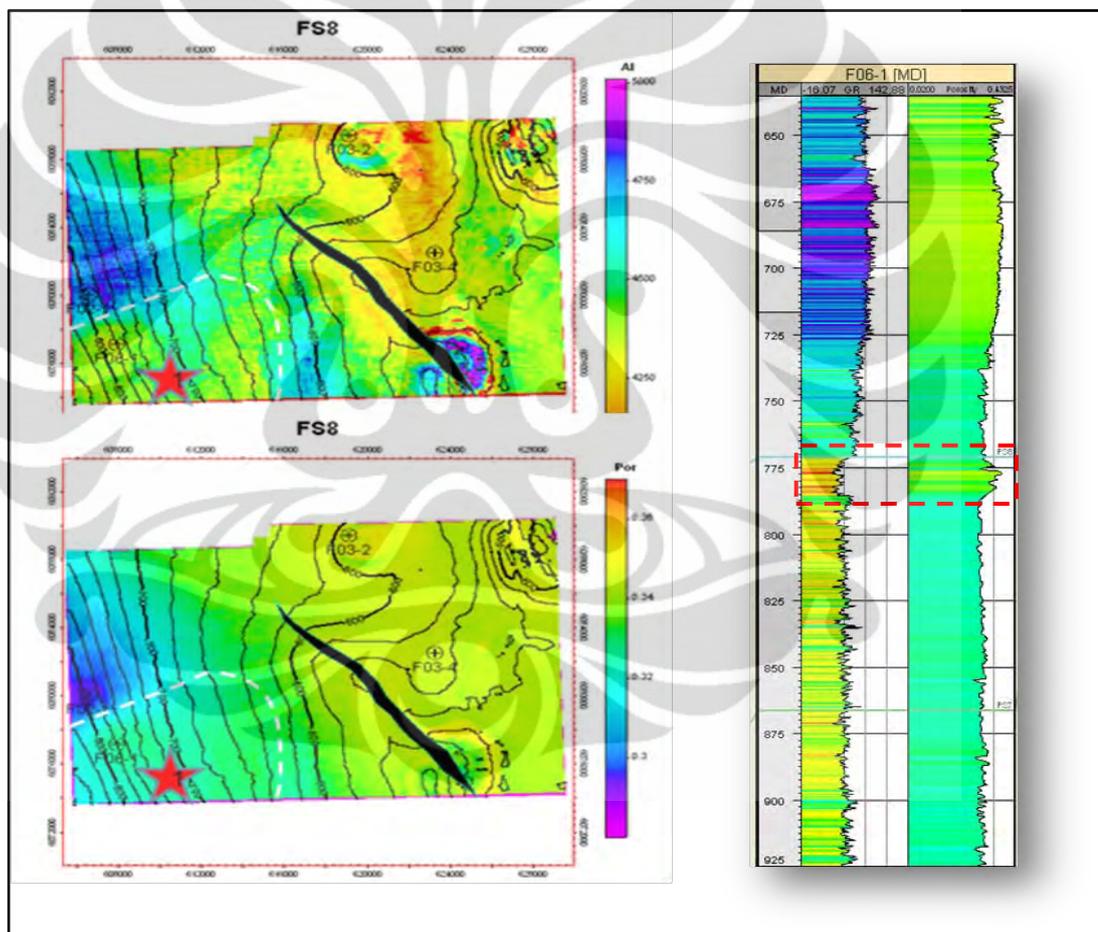
Gambar 5.18 menunjukkan penampang *arbitrary line* yang melewati sumur F06-01 dan F03-04. Pada penampang tersebut dapat terlihat patahan besar yang ditandai dengan garis vertikal mengikuti patahan yang berwarna merah. Arah kemenerusan *arbitrary line* ini adalah pada arah barat – timur. Horizon yang ditampilkan pada penampang ini adalah horizon FS8, FS7, Truncation, MFS4, dan FS4. Pada penampang tersebut terdapat dugaan tiga zona reservoir yang ditandai dengan simbol bintang.

Dari penampang *arbitrary line* tersebut dapat dilihat bahwa daerah tersebut adalah daerah *pasif margin* yang berarti bahwa daerah tersebut aktivitas tektoniknya sangat kecil. Pada lingkungan pengendapan laut, beberapa faktor yang mempengaruhi proses pengendapannya antara lain *sediment supply*, ruang akomodasi, dan pelapukan. *Sediment supply* adalah pasokan partikel sedimen yang diendapkan. Sedangkan akomodasi adalah tempat terjadinya sedimentasi. Adapun ruang akomodasi ini dapat terpengaruhi oleh tektonik dan perubahan

muka air laut. Sementara pelapukan dapat disebabkan oleh pelapukan fisika dan kimia.

Zona 1

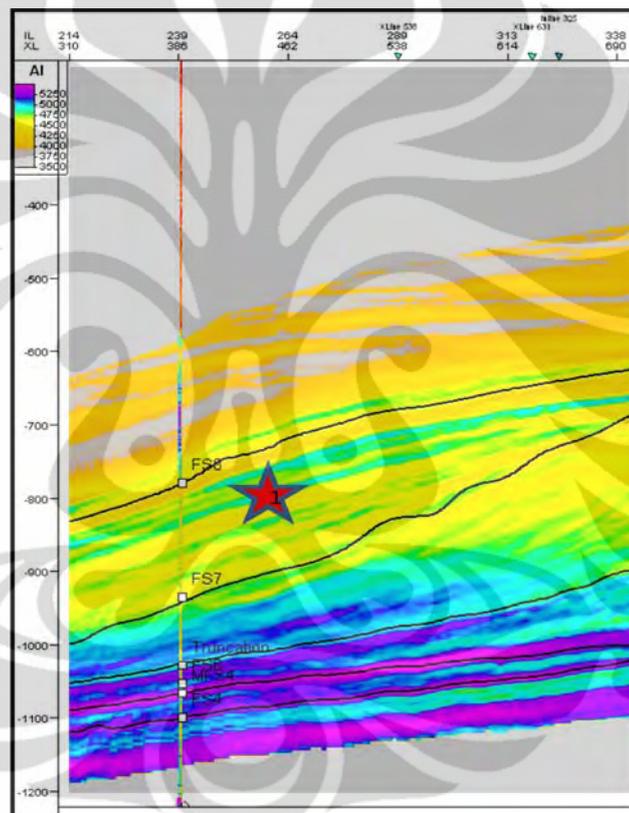
Zona 1 yang berada di sekitar sumur F06-01 merupakan daerah reservoir pertama yang berada pada kedalaman di sekitar horizon FS8. Hal ini didukung oleh persebaran nilai *porosity map* dan *AI map* pada horizon FS8 dan dikontrol oleh nilai *log gamma ray* dan *log porosity* pada sumur F06-01.



Gambar 5.19 Gambar *porosity map* dan *AI map* pada horizon FS8, serta gambar *log gamma ray* dan *log porosity* pada sumur F06-01 (analisa zona 1)

Zona 1 berada pada daerah barat daya lapangan F3 disekitar sumur F06-01. Dilihat dari persebaran nilai impedansi akustik pada *AI map*, zona 1 memiliki nilai impedansi akustik antara 4250 – 4400 (m/s)*(gr/cc). Nilai impedansi akustik

yang relatif rendah ini didukung oleh nilai porositas zona 1 yang cukup tinggi, yaitu pada 0,32 – 0,34 (fraksi). Analisa ini juga dikontrol oleh nilai log *gamma ray* dan log *porosity* pada sumur F06-01. Pada horizon FS8, nilai *gamma ray* yang rendah dapat diindikasikan sebagai lapisan *non-shale*. Sedangkan nilai porositas pada log *porosity* menunjukkan bahwa pada daerah FS8, nilai porositasnya tinggi yang berasosiasi dengan lapisan *sand*. Analisa ini mengindikasikan bahwa zona 1 merupakan zona reservoir *sand* yang terisi oleh gas.

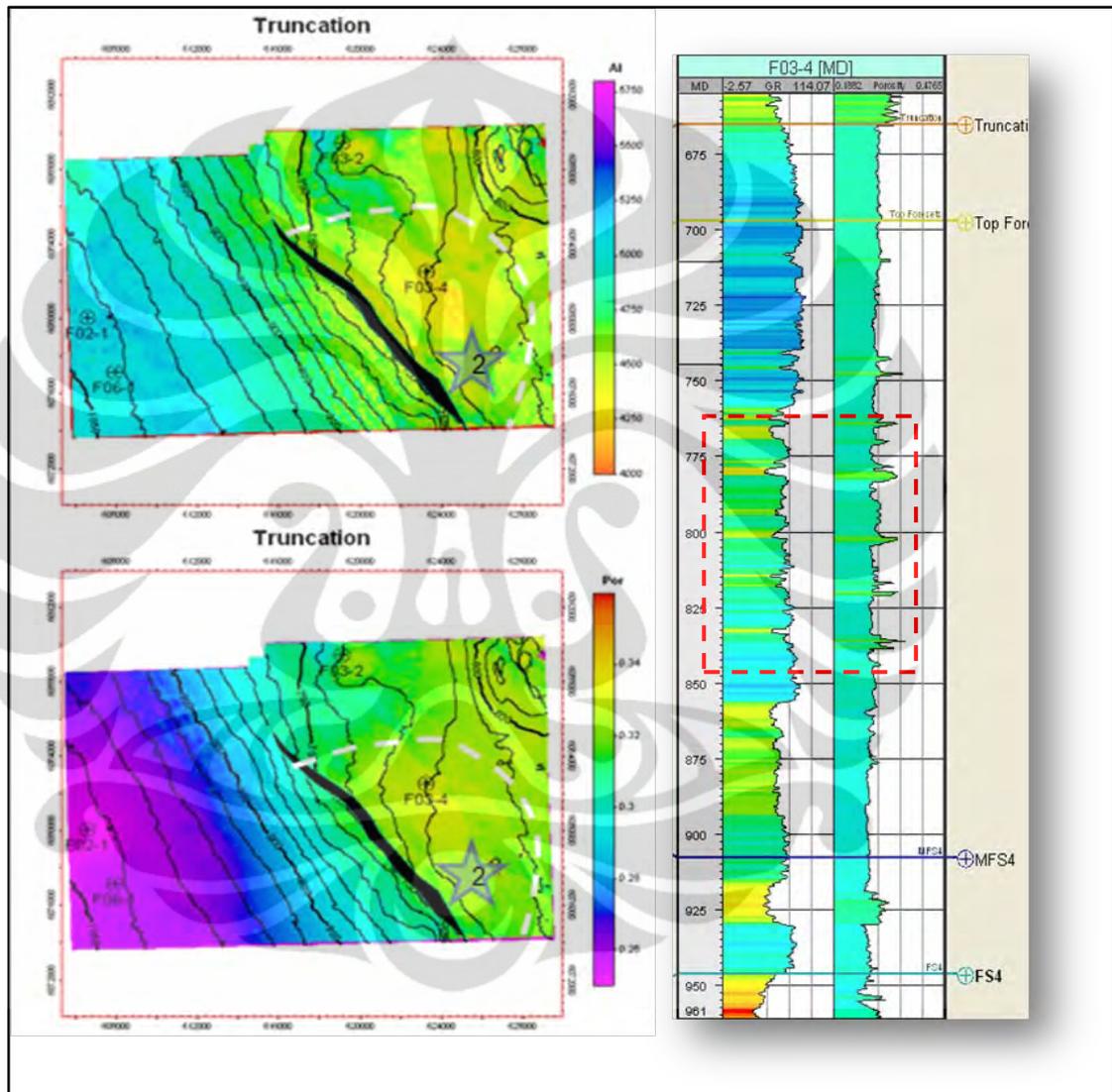


Gambar 5.20 Zona 1 pada *arbitrary line* F06-01 ke F03-04

Reservoir zona ini ditutup oleh *shale* sebagai batuan tudung. Jika dilihat dari lapisan *sand* yang menebal ke bawah, maka lingkungan pengendapannya adalah retrogradasi dimana endapan yang terbentuk relatif ke arah darat. Retrogradasi terbentuk karena *sediment supply* lebih kecil dari ruang akomodasi.

Zona 2

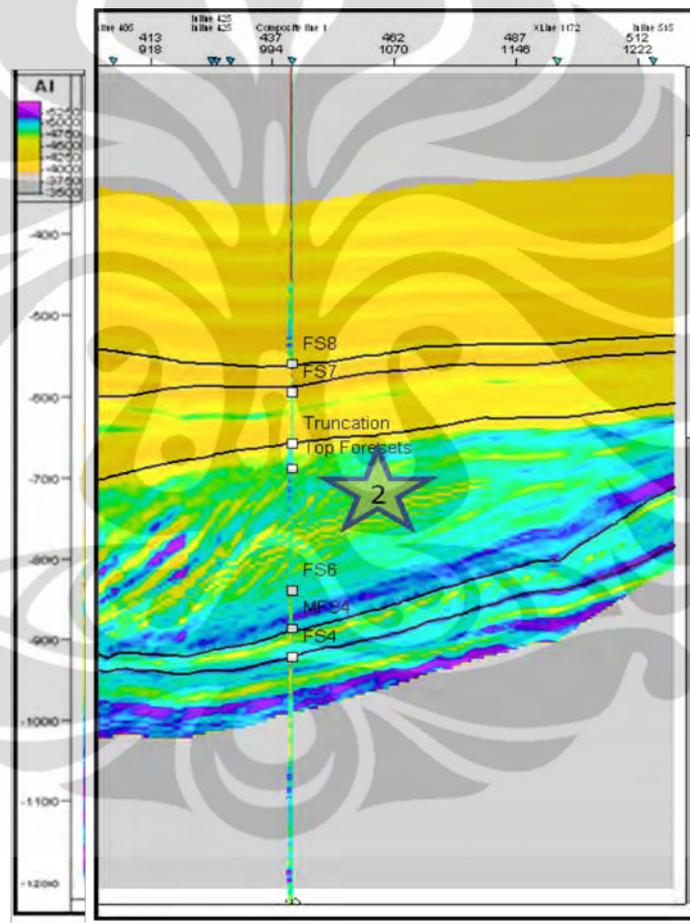
Zona 2 yang berada pada daerah tenggara lapangan F3 di sekitar sumur F03-04 merupakan daerah reservoir kedua yang berada pada kedalaman di sekitar horizon Truncation.



Gambar 5.21 Gambar *porosity map* dan *AI map* pada horizon Truncation, serta gambar *log gamma ray* dan *log porosity* pada sumur F03-04 (analisa zona 2)

Pada *AI map* horizon Truncation (Gambar 5.21), daerah zona 2 berada pada timur patahan besar lapangan F3, tepatnya di sekitar sumur F03-04. Persebaran nilai impedansi akustik pada zona 2 berkisar antara 4250 – 4400 (m/s)*(gr/cc). sedangkan nilai porositas pada zona 2 berkisar antara 0,32 – 0,34 (fraksi).

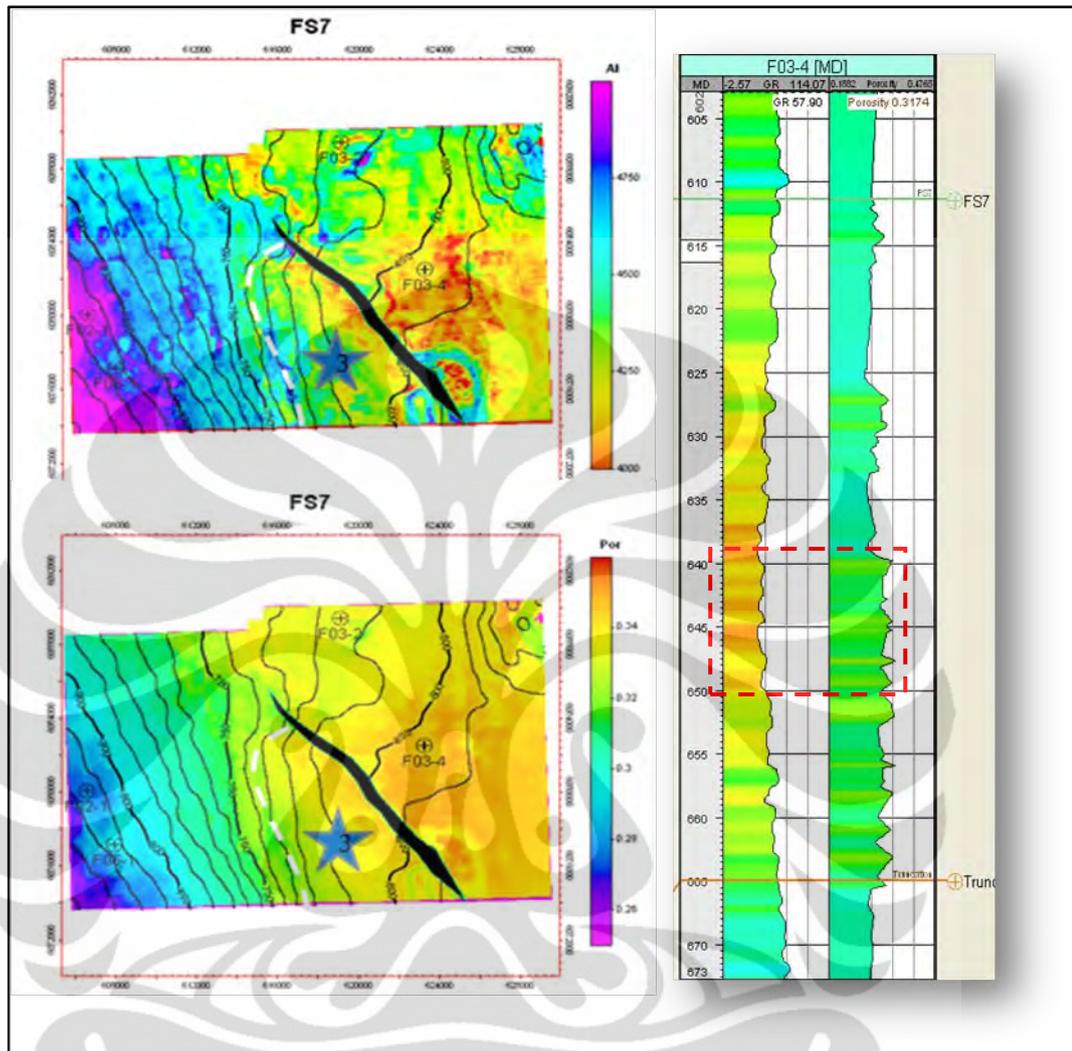
Nilai impedansi akustik yang cukup rendah dan nilai porositas yang tinggi pada zona 2 mengindikasikan bahwa zona 2 merupakan zona reservoir. Analisa ini juga didukung oleh kontrol log *gamma ray* dan log *porosity* pada sumur F03-04. Zona 2 berada pada kedalaman antara *marker* Truncation dan marker MFS4 pada sumur F03-04. Jika dilihat pada daerah yang dilingkari pada gambar log *gamma ray* dan log *porosity* sumur F03-04 (Gambar 5.21), zona 2 merupakan zona reservoir dengan lapisan yang tipis dan diselingi lapisan *shale*.



Gambar 5.22 Zona 2 pada *arbitrary line* F06-01 ke F03-04

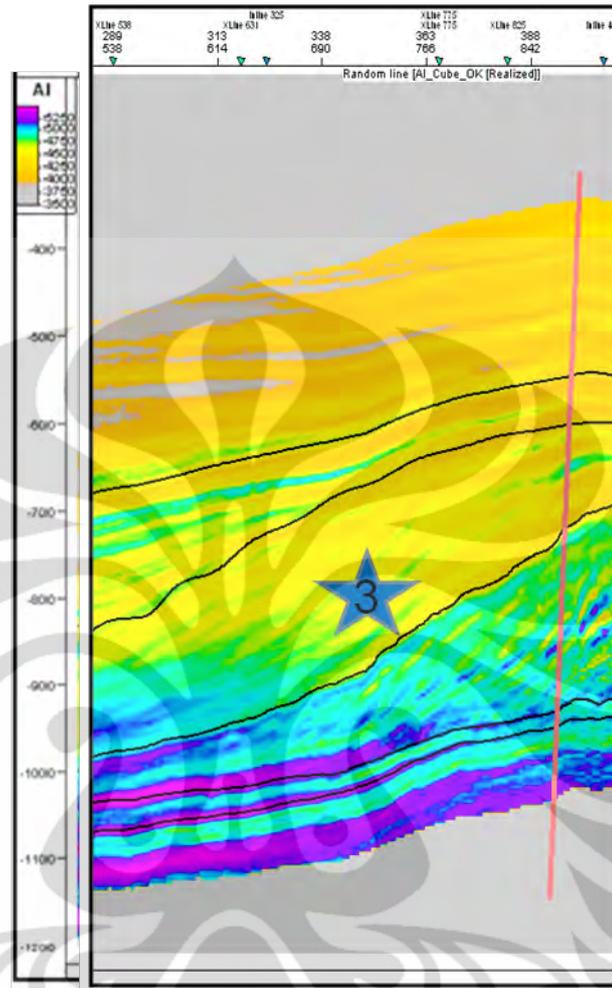
Hal ini didukung dengan adanya lapisan tipis dengan nilai *gamma ray* rendah (warna kuning) dan porositas tinggi (warna hijau) yang diselingi dengan lapisan *gamma ray* relatif tinggi (warna hijau dan biru muda) dan porositas rendah (warna biru muda). Hal ini mengindikasikan bahwa zona 2 adalah zona reservoir *sand* (diisi oleh gas) tipis yang berlapis dan diselingi oleh lapisan *shaly sand*.

Zona 3



Gambar 5.23 Gambar *porosity map* dan *AI map* pada horizon Truncation, serta gambar *log gamma ray* dan *log porosity* pada sumur F03-04 (analisa zona 3)

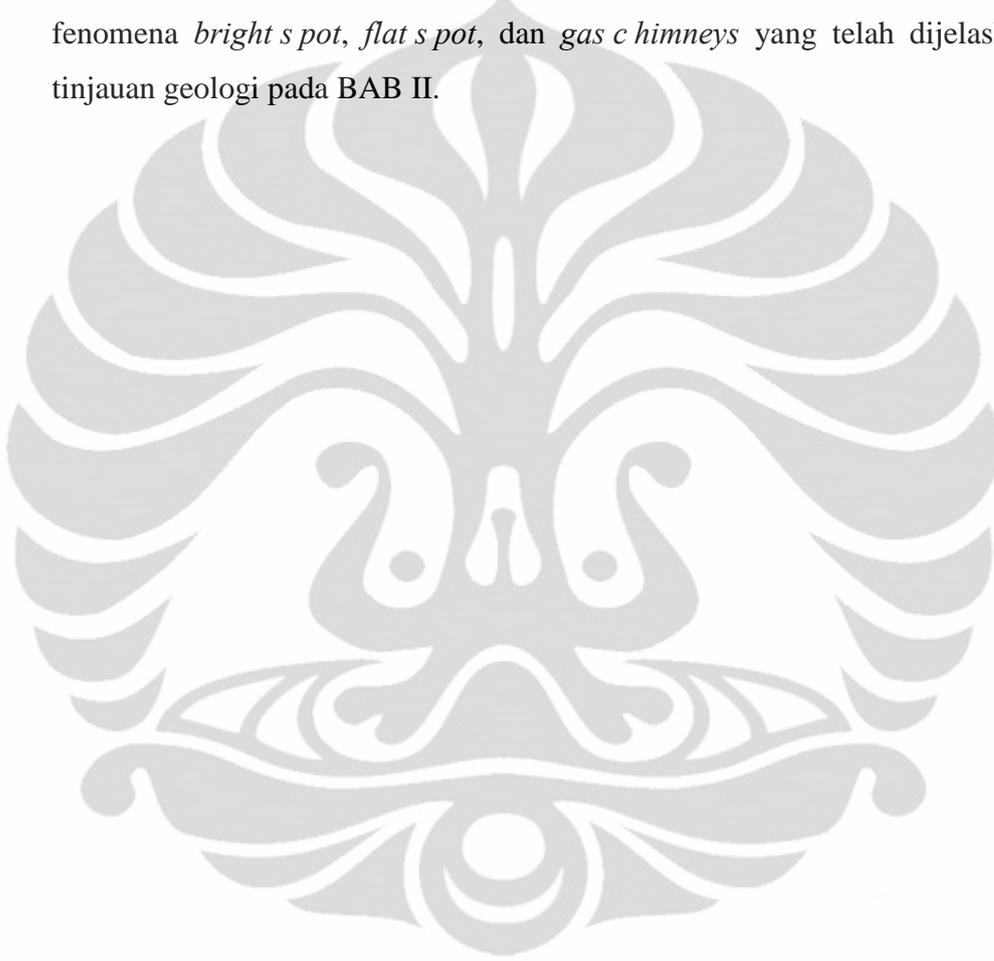
Zona 3 yang berada pada daerah selatan lapangan F3 di sekitar sumur F03-04 tepatnya di sebelah barat patahan besar di lapangan F3, merupakan daerah reservoir ketiga yang berada pada kedalaman di sekitar horizon FS7. Pada AI map horizon FS7 (Gambar 5.23), daerah zona 3 berada pada barat patahan besar lapangan F3, tepatnya di sekitar sumur F03-04 walaupun dipisahkan oleh patahan. Persebaran nilai impedansi akustik pada zona 3 berkisar antara 4250 – 4450 (m/s)*(gr/cc). sedangkan nilai porositas pada zona 3 berkisar antara 0,33 – 0,34 (fraksi). Nilai impedansi akustik yang cukup rendah dan nilai porositas yang tinggi pada zona 3 mengindikasikan bahwa zona 3 merupakan zona reservoir.



Gambar 5.24 Zona 3 pada *arbitrary line* F06-01 ke F03-04

Analisa dari timeslice pada *AI map* dan *porosity map* ini juga didukung oleh kontrol log *gamma ray* dan log *porosity* pada sumur F03-04. Jika dilihat pada daerah yang digaris putus-putus pada gambar log *gamma ray* dan log *porosity* sumur F03-04 (Gambar 5.23), zona 3 merupakan zona reservoir *sand*. Hal ini didukung dengan adanya lapisan dengan nilai *gamma ray* rendah (warna kuning) yang menandakan bahwa lapisan tersebut adalah lapisan *non-shale* dan porositas tinggi (warna hijau). Hal ini mengindikasikan bahwa zona 3 juga merupakan zona reservoir *sand* yang diisi oleh gas.

Ketiga zona reservoir yang telah dianalisa tersebut mempunyai range nilai impedansi akustik sebesar $4100 - 4500 \text{ (m/s) * (gr/cc)}$ dan range nilai porositasnya $0,32 - 0,34$ (fraksi). Dari hasil analisa sensitivitas, range nilai ketiga reservoir termasuk dalam litologi *sand*. Penekanan bahwa ketiga zona reservoir itu merupakan zona reservoir sand yang diisi oleh gas didukung dengan adanya *sub-surface expressions* pada seismik yang mengindikasikan adanya gas, seperti fenomena *bright spot*, *flat spot*, dan *gas chimneys* yang telah dijelaskan pada tinjauan geologi pada BAB II.



BAB VI

KESIMPULAN

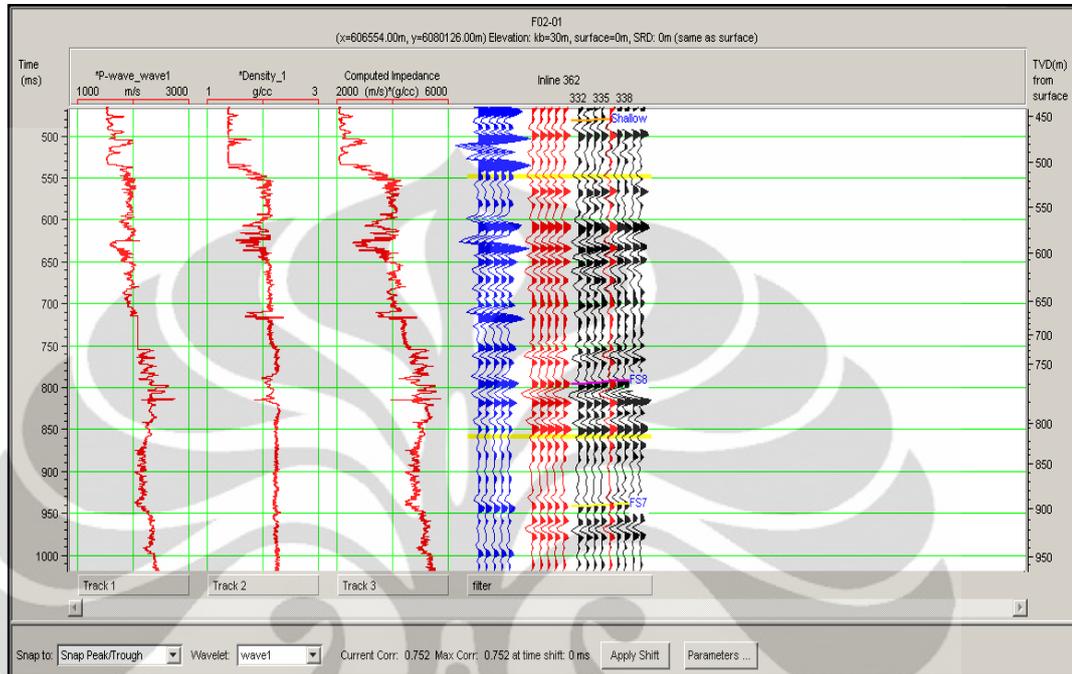
Dari data yang diolah dan didapat hasil untuk diinterpretasikan dalam penelitian ini sebagai sarana mencapai tujuan dari penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa :

1. Lingkungan pengendapan lapangan F3 Netherland adalah *shallow marine* atau laut dangkal.
2. Terdapat patahan besar pada bagian selatan lapangan F3 yang dengan arah barat laut – tenggara.
3. Adanya ekspresi bawah permukaan yang terlihat pada penampang seismik seperti fenomena *bright spots*, *flat spots* dan *gas chimneys*, mengindikasikan adanya akumulasi gas pada daerah tersebut.
4. Terdapat tiga zona reservoir pada lapangan F3 yang merupakan reservoir batu pasir yang berisi gas.
5. Dari hasil analisa distribusi AI dan distribusi porositas, didapatkan 3 zona target yang berprospek sebagai reservoir dimana sebagai zona utama reservoir adalah zona 1, kemudian zona 2 dan zona 3.
6. Reservoir tersebut mempunyai *range* nilai impedansi akustik sebesar 4100 – 4500 (m/s)*(gr/cc) dan *range* nilai porositasnya 0,32 – 0,34 (fraksi).

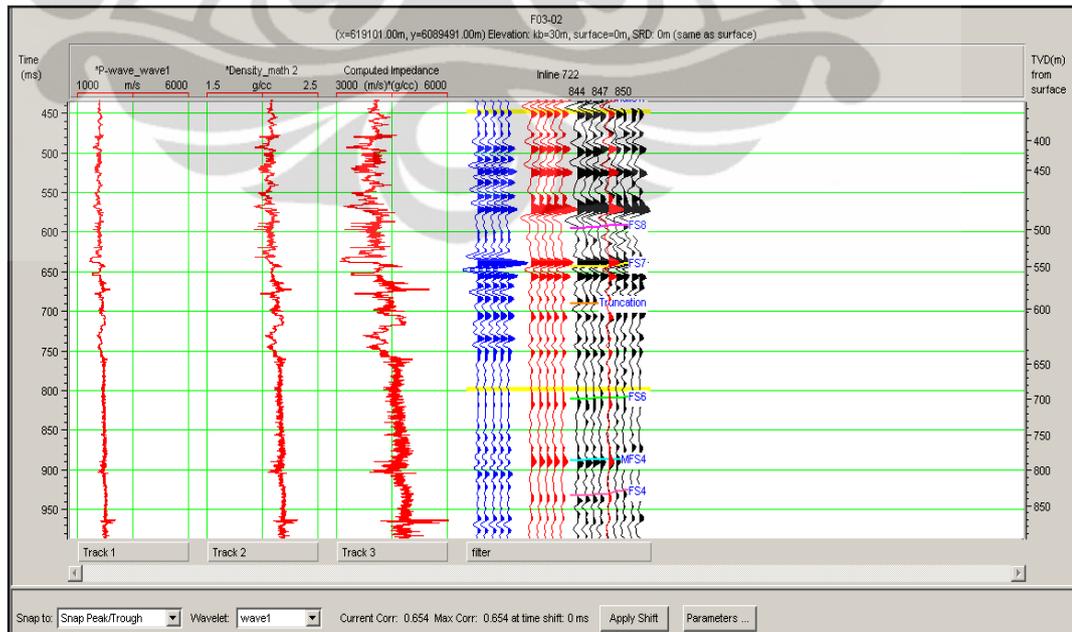
DAFTAR ACUAN

- Abdullah Agus., 2007, *Polaritas Normal Polaritas Reverse*, 21 Juni 2007
<<http://ensiklopediaseismik.blogspot.com/2007/06/polaritas-normal-porisitas-reverse.html>>
- Abdullah Agus., 2009, *Gassmann Fluid Substitution*, 11 September 2009.
<<http://ensiklopediaseismik.blogspot.com/2009/09/gassmann-fluid-substitution.html>>
- Dufour, Jocelyn. et al., 2002, *Integrated geological and geophysical interpretation case study, and Lamé rock parameter extractions using AVO analysis on the Blackfoot 3C-3D seismic data, southern Alberta, Canada*, Geophysics, vol 67, P.27-37
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2000. *Strata Analysis Tutorial*.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2006, *AVO Workshop: Theory and Exercises*.
- Partyka, G.A., Gridley, J.M., and Lopez, J., 1999, *Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization*, The Leading Edge, vol. 18, No. 3, pg. 353-360
- Russell, Brian., 1988. *Introduction to Seismic Inversion*. SEG. Tulsa.
- Russell, B., Hampson, D., Lines, L., *A Case Study in The Local Estimation of Share-Wave Logs*. Crewes
- Sheriff, R.E., and Geldart, L.P., 1995. *Exploration Seismology*. 2nd Edition, Cambridge University Press, Tulsa: vi + 592 hlm
- Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Swisi, Abdulsalam., 2009, *Post- and Pre-stack Attribute analysis and inversion of Blackfoot 3D Seismic Dataset*. University of Saskatchewan, Saskaton, Saskatchewan: xv + 138
- Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion*, Society of Exploration Geophysics.

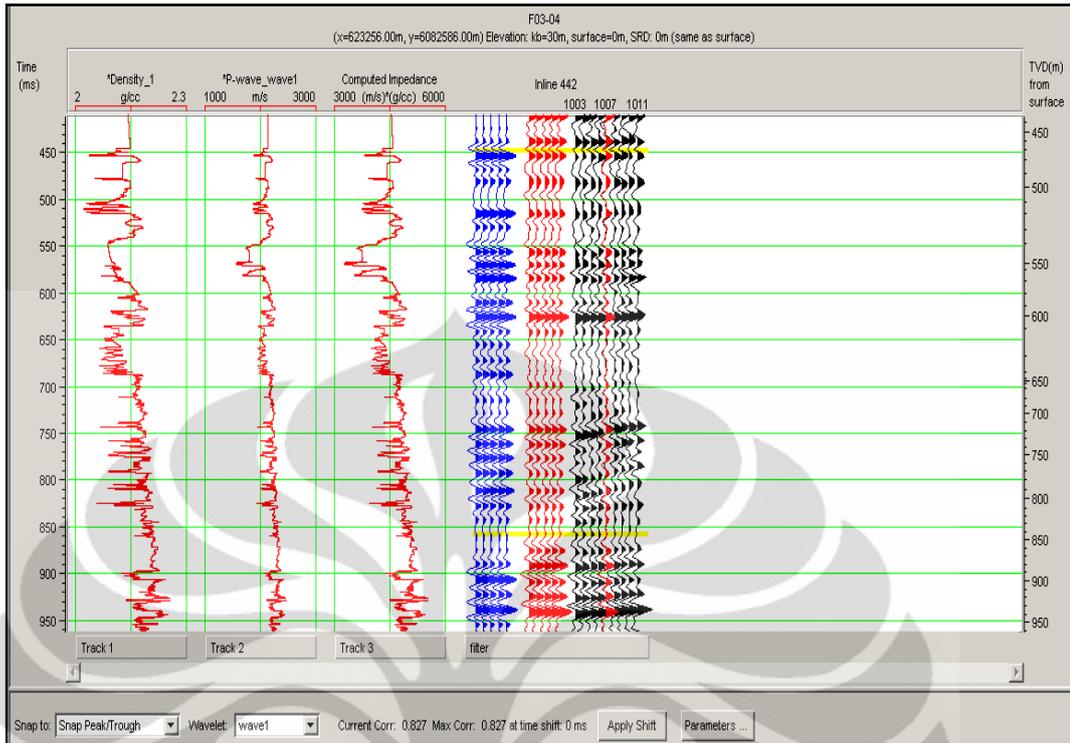
LAMPIRAN



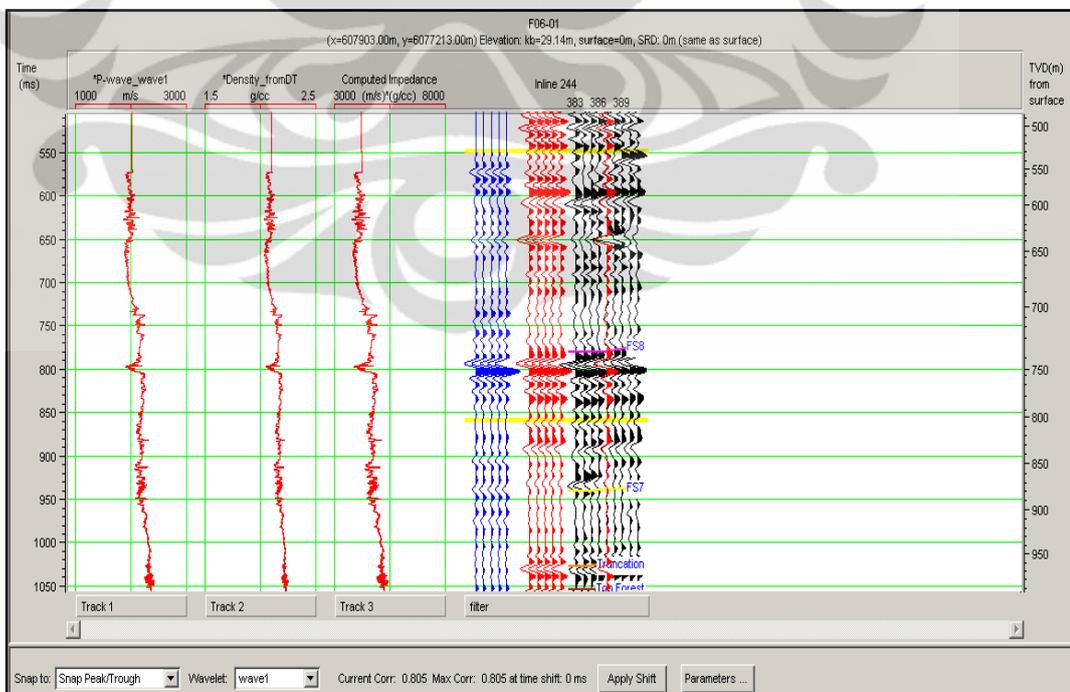
Gambar 1. Hasil well to seismic tie sumur F02-01



Gambar 2. Hasil well to seismic tie sumur F03-02



Gambar 3. Hasil well to seismic tie sumur F03-04



Gambar 4. Hasil well to seismic tie sumur F06-01

Sparse Spike Inversion Parameters

Sparseness: %

Maximum Constraint Frequency:

Window Length: samples

Processing sample rate: ms
Seismic sample rate is 4

Impedance Output Options:
 Full Spectrum (standard)
 High Frequency Residual Only

Gambar 5. Parameter inversi *sparse spike*