



**APLIKASI ANALISIS SEISMİK MULTI ATRIBUT
UNTUK PEMETAAN PENYEBARAN BATUPASIR
FORMASI TALANG AKAR DI AREA KUKU BIMA,
CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains

**GERANICKY DELISATRA
0806421092**

**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM PASCASARJANA FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOIR
JAKARTA
JUNI 2011**

LEMBAR PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Geranicky Delisatra
NPM : 0806421092
Program Studi : Geofisika Reservoar
Judul Tesis : Aplikasi Analisis Seismik Multi Atribut untuk Pemetaan Penyebaran Batupasir Formasi Talang Akar di Area Kuku Bima, Cekungan Jawa Barat Utara

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Sains pada Program Kekhususan Geofisika Reservoar, Program Pascasarjana Fisika, Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

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

Penguji : Prof. Suprajitno Munadi (.....)

Penguji : Dr. Ricky Adi Wibowo (.....)

Penguji : Dr. Charlie Wu (.....)

Ditetapkan di : Salemba, Jakarta
Tanggal : 14 Juni 2011

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Tuhan Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis bisa menyelesaikan penyusunan thesis ini, yang merupakan salah satu syarat untuk menyelesaikan jenjang pendidikan pada Program Magister Fisika di Universitas Indonesia.

Penelitian dan penulisan tesis ini tidak mungkin terlaksana tanpa adanya bantuan dari berbagai pihak, untuk itu, saya mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Bapak Dr. Abdul Haris, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran di dalam mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini.
2. Para penguji, Prof. Suprajitno Munadi, Dr. Ricky Adi Wibowo dan Dr. Charlie Wu yang telah meluangkan waktu untuk menguji saya di sela-sela kesibukannya.
3. Istri saya Icha serta kedua putri saya Aisha dan Keira, yang menjadi alasan dan semangat saya dalam menyelesaikan thesis, dan tentunya kedua orangtua saya yang telah membesarkan dan terus mendidik saya.
4. Menejemen dan rekan-rekan di PHE ONWJ, untuk dukungan, bantuan dan pengertiannya.

Semoga tulisan ini bisa berguna bagi pengembangan ilmu geofisika khususnya dalam bidang industri perminyakan, rekan-rekan mahasiswa dan pihak-pihak lain yang tertarik dalam bidang ilmu geofisika sebagai salah satu sumbangan ilmiah. Semoga Allah selalu melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya serta memberikan ilmu yang berguna bagi kita semua. Amien.

Jakarta, Juni 2011

Geranicky Delisatra

LEMBAR PERNYATAAN
PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH
UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Geranicky Delisatra
NIM : 0806421092
Program Studi : Geofisika Reservoar
Jurusan : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam

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

**Aplikasi Analisis Seismik Multi Atribut
untuk Pemetaan Penyebaran Batupasir
Formasi Talang Akar di Area Kuku Bima,
Cekungan Jawa Barat Utara**

beserta perangkat yang ada (bila diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non-Eksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmediakan, mengelola dalam bentuk pangkalan data, mendistribusikannya, dan menampilkan di internet atau media lain untuk kepentingan akademis tanpa perlu meminta ijin dari saya selama telah mencantumkan nama saya sebagai penulis dan pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Jakarta, Juni 2011



(Geranicky Delisatra)

ABSTRAK

Nama : Geranicky Delisatra
Pembimbing : Dr. Abdul Haris
Program Studi : Geofisika Reservoar
Judul : Aplikasi Analisis Seismik Multi Atribut Untuk Pemetaan Penyebaran Batupasir Formasi Talang Akar di Area Kuku Bima, Cekungan Jawa Barat Utara

Secara geografis, area Kuku Bima terletak di bagian ujung barat laut wilayah kerja PHE ONWJ, kira-kira 100 km ke arah barat laut Jakarta. Sedangkan secara geologi, area Kuku Bima terletak di suatu struktur tinggian yang memanjang dengan arah utara-selatan, dibatasi oleh cekungan Sunda di sebelah barat dan palung Seribu Utara di sebelah timur. Di sebelah utara dan selatan area ini terdapat 2 lapangan minyak, yaitu lapangan AA yang memproduksi minyak dan gas dari formasi Talang Akar, serta lapangan ZU yang memproduksi minyak dari formasi Baturaja. Pada area Kuku Bima sendiri terdapat 2 sumur eksplorasi, dengan penemuan kandungan minyak di batupasir formasi Talang Akar. Tes pada reservoar batupasir tersebut menunjukkan hasil yang cukup baik, berkisar antara 450-1300 BOPD. Hingga saat ini area Kuku Bima belum dikembangkan, karena temuan-temuan yang ada dianggap terlalu marginal secara struktur.

Pemahaman mengenai geometri dan penyebaran batupasir formasi Talang Akar di ONWJ masih sangat rendah. Beberapa penelitian terdahulu memperlihatkan bahwa pemetaan penyebaran batupasir ini tidak bisa dilakukan hanya berdasarkan pada amplitudo seismik. Hasil *cross-plot* antara *Gamma Ray* dan Impedansi Akustik (IA) menunjukkan bahwa IA tidak bisa digunakan untuk membedakan antara batupasir dan batulempung. Oleh karena itu, studi ini mencoba melakukan pendekatan yang lain melalui seismik multi atribut. Analisis seismik multi atribut dilakukan untuk mendapatkan volume *pseudo-Gamma Ray* dan volume *pseudo-Density*. Dengan membatasi nilai *Gamma Ray* dan *Density* pada kedua volume sesuai nilai *cut-off* batupasir di sumur dan mengintegrasikan kedua volume tersebut, penyebaran batupasir dapat dipetakan dengan amat baik.

Berdasarkan hasil penelitian, penyebaran batupasir formasi Talang Akar dengan endapan yang lebih tebal ditemukan pada sayap sebelah timur tinggian. Sementara pada puncak-puncak tinggian, batupasir tersebut tidak banyak terendapkan. Dengan adanya penemuan ini, maka sayap sebelah timur tinggian dapat menjadi prospek baru untuk menemukan minyak dan gas di area Kuku Bima.

Kata kunci:

Seismik multi atribut, Batupasir, *Gamma Ray*, *Density*, Impedansi Akustik

ABSTRACT

Name : Geranicky Delisatra
Lecture : Dr. Abdul Haris
Study Program : Reservoir Geophysics
Title : Application of Multi Attribute Seismic Analysis for Mapping Talang Akar Sand Distribution in Kuku Bima Area, North West Java Basin

Kuku Bima area is located in the northwest corner of PHE ONWJ operating block, nearly 100 km to the north west of Jakarta. Geologically, it is located on a north-south trending structural high, bounded by Sunda Basin to the west and North Seribu Trough to the east. The area is surrounded by two producing fields. AA field on the north is producing oil and gas from Talang Akar sands, and ZU field on the south is producing oil from Baturaja limestone. There were 2 exploration wells drilled in Kuku Bima area, resulting in oil discovery within Talang Akar sands. Drill Stem Test (DST) on those reservoir shows good result, ranging from 450-1300 BOPD. Nowadays, Kuku Bima area is still left undevelop, considering that the discoveries are too marginal in term of structure.

The understanding of Talang Akar sand geometry and its distribution is still considered poor. Previous studies reveal the difficulty to image the sand distribution based on seismic amplitude. Cross-plot between Gamma Ray and Acoustic Impedance (AI) shows that AI alone cannot be used to distinguish sand and shale. In order to overcome this problem, this study offers a different approach by using multi attribute seismic. An analysis of multi attribute seismic is performed to generate pseudo-Gamma Ray and pseudo-Density volumes. Filtering Gamma Ray and Density values within those two volumes using cut-off values of sandstone in wells and integrating those two volumes afterward, will give a good result in mapping sand distribution.

Based on the study result, thicker Talang Akar sand deposition is distributed on the east flank of the structure high, while thinner Talang Akar sand are distributed on the crest. As the final result, the eastern flank of structural high will become a prospective area to discover oil and gas at Kuku Bima area.

Keywords:

Multi attribute seismic, Sandstone, Gamma Ray, Density, Acoustic Impedance

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
KATA PENGANTAR	iii
LEMBAR PERNYATAAN.....	iv
ABSTRAK	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
BAB 1.PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Permasalahan.....	3
1.3. Tujuan Penelitian	4
1.4. Batasan Penelitian	4
1.5. Sistematika Penulisan	4
BAB 2. GEOLOGI DAERAH KUKU BIMA	5
2.1. Tektonik	5
2.2. Sedimentasi dan Pengendapan	5
2.3. Sistem Petroleum	10
2.3.1. Reservoir.....	10
2.3.2. Migrasi	10
2.3.3. Batuan Induk dan Kematangan	11
2.3.4. Cebakan.....	12
2.3.5. Batuan Tudung	12
BAB 3. DASAR TEORI	13
3.1. Seismik Atribut	13
3.1.1. Atribut Kompleks Sesaat.....	13
3.1.2. Atribut Amplitudo Primer	16
3.2. Tinjauan umum Well Logging	17

3.3. Analisis Multi Atribut Seismik	19
3.3.1. Regresi Linier Multi Atribut	22
3.3.2. Atribut Input pada Analisis Multi Atribut.....	22
3.3.3. <i>Conventional Cross-plotting</i>	23
3.3.4. Pengembangan <i>Cross-plotting</i> Terhadap Multi Atribut.....	25
3.3.5. Probabilitas <i>Neural Network</i>	26
3.3.6. Validasi	27
3.4. Metodologi Penelitian Analisis Multi Atribut Seismik.....	29
BAB 4. PENGOLAHAN DATA	33
4.1. Data	33
4.1.1. Peta Dasar.....	33
4.1.2. Data Sumur	34
4.1.3. Data Seismik dan Checkshot.....	34
4.2. Pengolahan Data dan Hasil	35
4.2.1. Analisis Data Sumur dan Seismik untuk <i>Well Seismic Tie</i>	35
4.2.2. Analisis <i>Cross-plot Log Properties</i>	38
4.2.3. Analisis Seismik Multi Atribut	43
4.2.3.1. Estimasi dan validasi Pseudo GR Normalisasi	43
4.2.3.2. Estimasi dan validasi Pseudo Densitas Normalisasi	46
4.2.3.3. Estimasi dan validasi Pseudo Lithology Class.....	49
BAB 5. PEMBAHASAN DAN DISKUSI	54
5.1. Pemetaan Penyebaran Batupasir	54
5.2. Penentuan Daerah Prospektif.....	56
BAB 6. KESIMPULAN.....	59
DAFTAR ACUAN	60
LAMPIRAN.....	61

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Lokasi daerah penelitian area Kuku Bima. Gambar paling kiri adalah gambar wilayah kerja PHE ONWJ. Gambar tengah adalah gambar daerah NWC. Gambar paling kanan adalah lokasi daerah penelitian area Kuku Bima.....	1
Gambar 1.2. Peta struktur kedalaman Basement menunjukkan lokasi area Kuku Bima (kotak biru) yang terletak di suatu struktur tinggian. Di sebelah barat adalah Cekungan Sunda, sedangkan di sebelah timur adalah Palung Seribu Utara.....	2
Gambar 2.1. Penampang melintang dengan arah barat-timur yang melintasi beberapa sub cekungan pada Cekungan Jawa (Bishop M.G., 2000)	6
Gambar 2.2. Penampang melintang dengan arah barat-timur yang melintasi beberapa sub cekungan pada Cekungan Jawa (Bishop M.G., 2000)	6
Gambar 2.3. Kolom stratigrafi daerah Cekungan Jawa (modifikasi dari Darman H. & Sidi H, 2000)	9
Gambar 3.1. Conventional cross-plot antara log target dan atribut seismik (Russell dkk, 1997 dengan modifikasi).....	24
Gambar 3.2. Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Russell dkk, 1997).	26
Gambar 3.3. Plot dari prediksi error terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi secara matematis kurva turun secara asimptotis (Russell dkk, 1997 dengan modifikasi).....	28
Gambar 3.4. Plot validasi error total terlihat sebagai kurva paling atas (Russell dkk, 1997).	29
Gambar 3.5. Bagan alir studi seismik multi atribut secara detil.	32
Gambar 4.1. Peta dasar daerah studi menggambarkan batas survei seismik 3D dan sumur-sumur eksplorasi yang digunakan dalam penelitian.	33
Gambar 4.2. Frekuensi dominan 10 Hz wavelet hasil ekstraksi dari semua sumur penelitian.	35

Gambar 4.3. Wavelet hasil ekstraksi dari sumur.	36
Gambar 4.4. Multi well analysis untuk semua sumur.	37
Gambar 4.5. Proses well seismic tie pada sumur ZZZ-2 yang menghasilkan koefisien korelasi 0.962.	37
Gambar 4.6. Gambar cross-plot GR vs IA (kiri) dan Densitas vs IA.	38
Gambar 4.7. Gambar cross-plot GR vs Densitas di sebuah sumur daerah penelitian menunjukkan pemisahan litologi yang baik. Gambar di sebelah kanan menunjukkan hasil zonasi coal (hitam), batupasir (kuning) dan batulempung (biru) pada sumur.	39
Gambar 4.8. Hasil cross-plot antara GR dan densitas hasil normalisasi (kiri). Gambar di sebelah kanan menunjukkan cross section di sumur.	40
Gambar 4.9. Hasil pembuatan log Lithology Class menggunakan EMERGE.	42
Gambar 4.10. Kurva prediksi dan validasi error untuk estimasi pseudo GR normalisasi	44
Gambar 4.11. Aplikasi multiple attribute regression pada training wells. Perbandingan antara log asli (warna hitam) dan modeled log (merah).	45
Gambar 4.12. Penampang pseudo GR normalisasi melewati sumur training dan blind wells.	46
Gambar 4.13. Kurva prediksi dan validasi error untuk estimasi pseudo densitas normalisasi	47
Gambar 4.14. Aplikasi multiple attribute regression pada training wells. Perbandingan antara log asli (warna hitam) dan modeled log (merah).	48
Gambar 4.15. Penampang pseudo densitas normalisasi melewati sumur training dan blind wells.	49
Gambar 4.16. Proses filtering log Lithology Class	50
Gambar 4.17. Kurva prediksi dan validasi error untuk estimasi pseudo Lithology Class	51
Gambar 4.18. Aplikasi multiple attribute regression pada training wells. Perbandingan antara log asli (warna hitam) dan modeled log (merah).	52

Gambar 4.19. Penampang pseudo densitas normalisasi melewati sumur-sumur training.	53
Gambar 5.1. Peta penyebaran reservoir batupasir dari masing-masing pseudo log.	55
Gambar 5.2. Overlay antara peta struktur kedalaman untuk level Top DTA dengan peta penyebaran batupasir. Garis putus-putus berwarna hijau menggambarkan area potensial minyak, sedangkan area berwarna merah adalah gas cap.	57
Gambar 5.3. Gambar penampang sumur AA-4 ke ZV-1 memperlihatkan kemungkinan penyebaran hidrokarbon pada lapisan-lapisan batupasir yang sudah dites	58
Gambar 5.4. Gambar penampang pseudo Lithology Class dari sumur ZT-1 ke ZV-1. Menunjukkan posisi lapisan potensial pada sumur ZT-1 yang terletak pada kelas 3 (warna coklat).....	58

DAFTAR TABEL

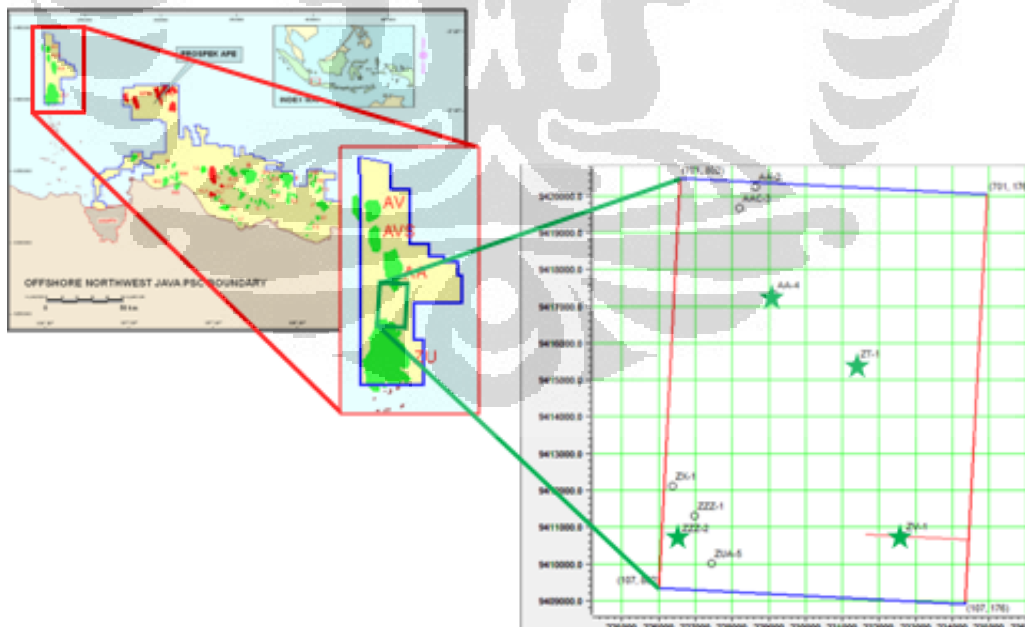
Tabel 4.1. Data 9 sumur untuk analisis seismik multi atribut	34
Tabel 4.2. Jangkauan nilai untuk cut-off litologi	41
Tabel 4.3. Klasifikasi litologi.....	42

BAB 1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

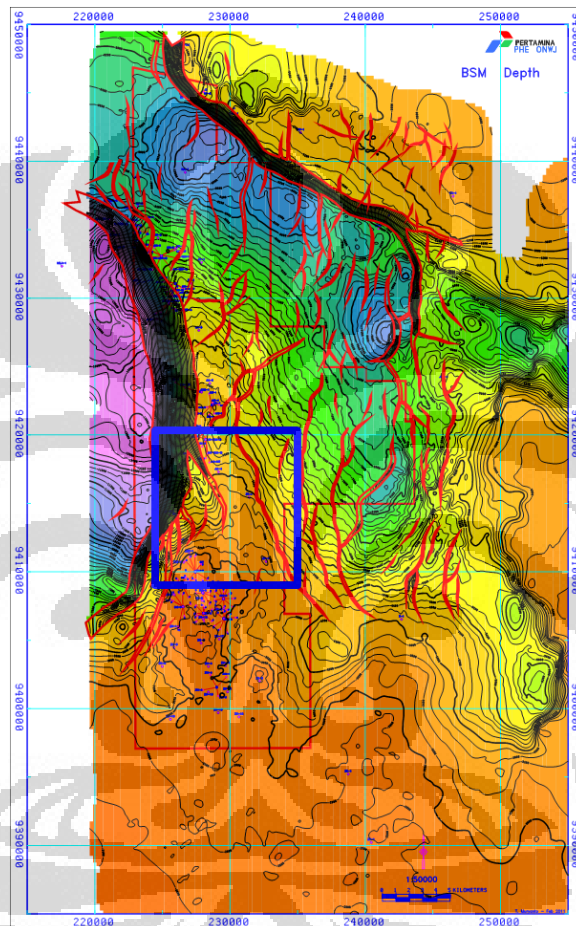
Blok Laut Utara Jawa Barat atau yang dikenal dengan ONWJ (*Offshore North West Java*) merupakan blok yang cukup tua dan telah memproduksi minyak dan gas selama 40 tahun. Saat ini, blok konsesi migas dengan luas 8000 km², berada pada fasa penurunan (*decline phase*), sehingga perlu dilakukan beberapa usaha eksplorasi untuk menambah cadangan yang dapat terproduksi.

Salah satu dari sedikit daerah di ONWJ yang masih memiliki banyak ruang untuk eksplorasi adalah daerah North West Corner (NWC) yang terletak di ujung barat laut wilayah kerja ONWJ, kira-kira 100 km sebelah barat laut Jakarta. Daerah NWC memiliki beberapa area yang prospektif untuk dikembangkan. Area Kuku Bima adalah salah satunya. Area ini berada diantara 2 lapangan yang sudah berproduksi, yakni lapangan AA di sebelah utara, dan lapangan ZU di sebelah selatan. Lapangan AA memproduksi minyak dan gas dari lapisan batupasir di formasi Talangakar, sedangkan lapangan ZU memproduksi minyak dari lapisan batugamping Baturaja.



Gambar 1.1. Lokasi daerah penelitian area Kuku Bima. Gambar paling kiri adalah gambar wilayah kerja PHE ONWJ. Gambar tengah adalah gambar daerah NWC. Gambar paling kanan adalah lokasi daerah penelitian area Kuku Bima.

Secara geologi, area Kuku Bima berada di sebuah tinggian yang memiliki arah utara-selatan, dan dibatasi oleh Cekungan Sunda di sebelah barat dan Palung Seribu Utara di sebelah timur. 2 sumur eksplorasi telah dibor di area Kuku Bima, dan berhasil menemukan minyak pada lapisan batupasir formasi Talangakar. Tes di reservoir batupasir tersebut menunjukkan hasil yang bagus, berkisar antara 450-1300 BOPD.



Gambar 1.2. Peta struktur kedalaman Basement menunjukkan lokasi area Kuku Bima (kotak biru) yang terletak di suatu struktur tinggian. Di sebelah barat adalah Cekungan Sunda, sedangkan di sebelah timur adalah Palung Seribu Utara.

1.2. Permasalahan

Hingga saat ini, area Kuku Bima belum dikembangkan karena cadangan yang ditemukan dinilai terlalu marjinal secara struktur. Selain itu, minimnya pemahaman mengenai geometri dan penyebaran batupasir formasi Talangakar menambah keraguan untuk mengembangkannya. Batupasir formasi Talangakar diendapkan dalam lingkungan *fluvio-deltaic*, sehingga penyebarannya cukup sulit untuk dipetakan. Hasil cross-plot antara Gamma Ray dan Impedansi Akustik (IA) memperlihatkan bahwa IA tidak bisa membedakan antara batupasir dan batulempung dalam formasi Talangakar. Akibatnya, amplitudo seismik maupun inversi IA biasa tidak dapat digunakan untuk memetakan penyebaran batupasir tersebut. Kesulitan makin bertambah karena frekuensi data seismik di kedalaman formasi Talangakar amat rendah, berkisar antara 10-15 Hz.

Seiring dengan kebutuhan hidrokarbon yang meningkat, analisa dan evaluasi mengenai reservoir yang dulu tidak dianggap komersial mulai dilakukan. Konsep eksplorasi yang semula hanya berdasarkan pada struktur, kini harus mulai diperkaya dengan konsep stratigrafi. Pemetaan penyebaran batupasir harus dilakukan dengan metoda seismik yang baru. Bukan tidak mungkin nantinya akan muncul prospek-prospek baru yang memiliki konsep *play* stratigrafi.

Seismik multi atribut merupakan metoda yang terbilang tidak baru, tetapi cukup baik untuk memetakan penyebaran batupasir dimana inversi IA tidak bisa digunakan. Kelebihan lain dari seismik multi atribut adalah resolusinya yang lebih tinggi dibandingkan seismik biasa ataupun seismik inversi yang terbatas oleh *bandwidth*. Seismik multi atribut akan menghasilkan suatu persamaan multi linear dari berbagai atribut seismik yang akan mentransformasikan tras seismik menjadi pseudo-log yang hasilnya mendekati log yang ada di sumur. Dalam penelitian ini, log yang coba didekati adalah log Gamma Ray dan log Density. Kedua log ini amat baik digunakan untuk mendeteksi keberadaan lapisan batupasir, sehingga hasil akhir penelitian berupa klasifikasi litologi berdasarkan volum pseudo-Gamma Ray dan pseudo-Density diharapkan bisa memetakan penyebaran batupasir formasi Talangakar dengan baik.

1.3. Tujuan penelitian

Berdasarkan permasalahan yang telah diungkapkan di atas, maka tujuan penelitian ini adalah untuk menerapkan analisis seismik multi atribut pada data seismik 3D yang hasilnya diharapkan dapat memisahkan batupasir dan batulempung sehingga bisa dijadikan sebagai acuan untuk pemetaan reservoir batupasir pada daerah studi.

1.4. Batasan penelitian

Studi dilakukan terbatas di area Kuku Bima. Masalah yang diteliti adalah kemenerusan batupasir Formasi Talangakar pada interval *marker* DTA – Weathered Basement di area Kuku Bima. Teknik pemecahan masalah yang digunakan difokuskan pada analisis seismik multi atribut dengan menggunakan piranti lunak (*software*) *Emerge Hampson Russell* untuk membuat volum pseudo-log.

1.5. Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan studi pada masing – masing bab bisa dideskripsikan sebagai berikut ini:

Bab 1 mendeskripsikan tentang gambaran umum mengenai daerah studi, permasalahan yang ada, hingga tujuan yang ingin dicapai pada studi ini. Kondisi geologi daerah penelitian dibahas pada Bab 2. Bab 3 berisi tentang konsep dasar teori seismik atribut dan analisis seismik multi atribut. Bab 4 berisi tentang pemaparan data yang digunakan, pengolahan data dan analisis seismik multi atribut beserta hasil – hasil yang diperoleh. Bab 5 merupakan pembahasan dari hasil-hasil studi. Hal-hal yang dicakup dalam bab ini adalah aplikasi hasil studi untuk menentukan daerah yang prospektif untuk cebakan hidrokarbon. Bab 6 berisi tentang kesimpulan – kesimpulan yang diperoleh dari studi ini.

BAB 2. GEOLOGI DAERAH KUKU BIMA

2.1. Tektonik

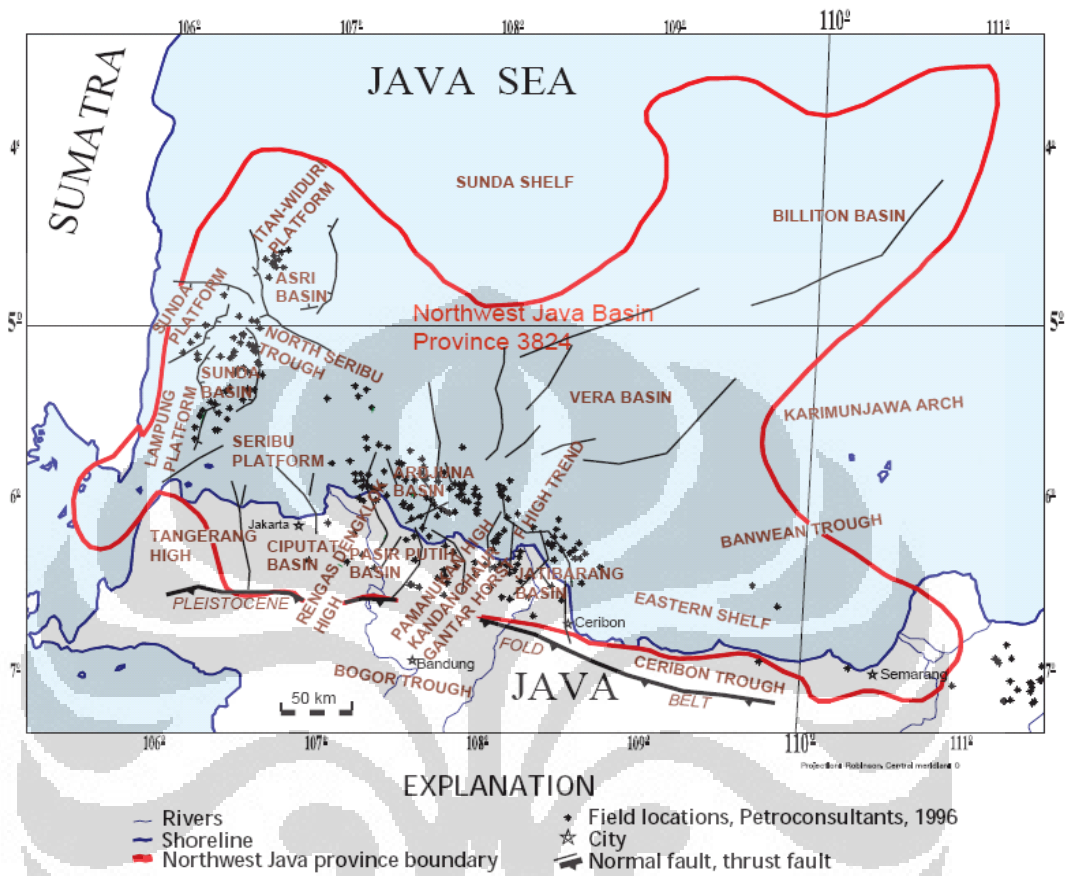
Pembentukan struktur dan tektonik di daerah penelitian tidak lepas dari aktifitas lempeng Paparan Sunda. Secara umum struktur daerah penelitian didominasi oleh patahan yang berorientasi utara – selatan dan patahan yang terjadi umumnya memotong hingga lapisan muda, Kuartar. Sejak umur Tersier awal, lempeng ini miring ke arah selatan dan mengalami subsiden (Ponto and others, 1988). Sistem subduksi yang terbentuk sejak akhir Oligosen saat ini terletak pada *offshore* selatan Jawa. Stress kompresi dan ekstensi akibat dari pergerakan lempeng Australia dan India yang mengarah ke utara dan rotasi dari Borneo membentuk *rift* atau kompleks *half-graben* sepanjang tepi lempeng Paparan Sunda (sekarang Sumatra dan Jawa) pada umur Eosen hingga Oligosen (Gambar 2.1). Kompleks ini mengarah utara-selatan dan dibatasi oleh *plateau* yang tersesarkan.

Ciri struktural *onshore* terdiri dari perselingan cekungan dan struktur tinggian, dari barat ke timur adalah Tinggian Tangerang, Cekungan Ciputat, Tinggian Rengasdengklok, Cekungan Pasir Putih, Tinggian dan *Horst* Pamanukan-Kandanghaur, Cekungan Jatibarang dan *Trough* Cirebon (Gambar 2.1) (Adnan and others, 1991). Struktur *offshore* termasuk Cekungan Sunda dan Asri, *Platform* Seribu, Cekungan Ardjuna, Tinggian F, Cekungan Vera, Cekungan Jatibarang, Paparan Timur, Cekungan Biliton, Busur Karimunjawa dan *Trough* Banwean (Ponto and others, 1988; Adnan and others, 1991).

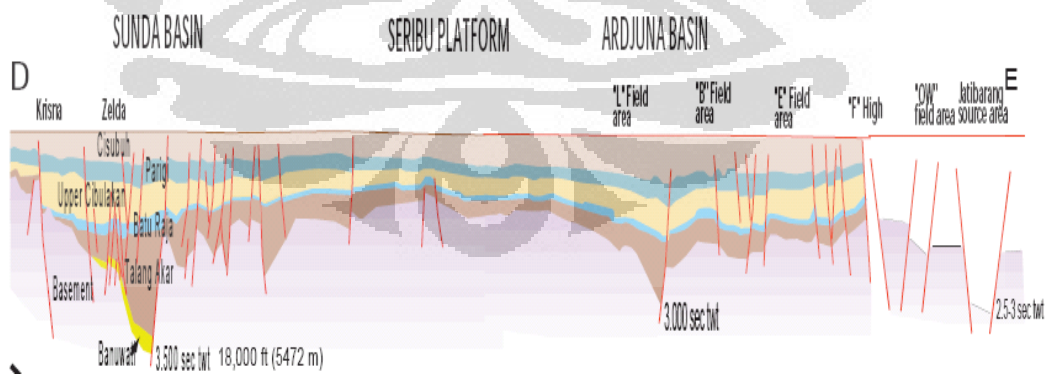
2.2. Sedimentasi dan Pengendapan

Secara geologi, sedimen dan stratigrafi daerah penelitian masuk dalam bagian stratigrafi ONWJ, Darman H & Sidi H (2000) menyebutkan bahwa stratigrafi dan sedimentasi Cekungan Jawa Barat dapat dibagi menjadi 2 kelompok besar, yaitu endapan yang terjadi pada fasa *rifting* dengan didominasi oleh endapan *non-marine* dan fasa setelah *rifting* yang didominasi oleh endapan laut. Secara umum Bishop M.G (2000) menggambarkan penampang stratigrafi pada beberapa cekungan kecil di Jawa Barat (gambar 2.2) yang memperlihatkan

variasi ketebalan sedimen yang cukup besar di beberapa tempat yang diakibatkan oleh aktifitas tektonik.



Gambar 2.1 Orientasi struktur dan patahan Paparan Sunda (Adnan and others, 1991)



Gambar 2.2. Penampang melintang dengan arah barat-timur yang melintasi beberapa sub cekungan pada Cekungan Jawa (Bishop M.G., 2000)

Tektono stratigrafi Cekungan Jawa Barat secara umum dibagi menjadi lima, dari tua ke muda susunannya sebagai berikut:

1. Fasa Awal Syn-Rift

Formasi yang termasuk dalam fasa ini adalah Formasi Banuwati pada cekungan Sunda dan Formasi jatibarang pada sub-Cekungan Arjuna. Lingkungan pengendapan darat (continental) dan *lacustrine* mendominasi sekuen ini. Tipe dari endapan ini adalah endapan klastik yang tertransportasi cukup dekat dengan batuan asalnya, seperti konglomeratik dan fanglomeratik alluvial, dan beberapa endapan batupasir fluvial. Darman H & Sidi H (2000), menyebutkan bahwa endapan ini dapat memiliki ketebalan 30 sampai 200 m dengan penyebaran mencapai 3 mil, hingga membaji dan *shale out*.

Pada fasa ini, batupasir fluvial dan fasies shale umumnya *onlap* terhadap fasies kipas alluvial, Endapan fluvialnya diinterpretasikan sebagai endapan channel yang sejajar dengan jurus *rifting*, dengan asosiasi endapan yang berupa sungai teranyam pada blok *rifting* yang turun (*hanging wall*). Fasies diatas endapan ini dijumpai berupa endapan transgresive dari *lacustrine* dengan komposisi shale hitam dan dicirikan dengan endapan yang menghalus ke atas.

2. Fasa Syn-Rift

Beberapa endapan pada fase ini diendapkan secara tidak selaras diatas endapan fasa awal *rifting*. Sedimen yang mengisi endapan ini adalah sedimen dari Formasi Talangakar. Formasi Talangakar ini memiliki dua anggota, yaitu *Lower Member* dan *Upper Member*. Pada fasa ini *Lower Member* dianggap memiliki nilai ekonomis, sebab reservoir hidrokarbon ada di anggota formasi ini seperti pada Lapangan Cinta, Widuri, zelda dan BZZ. Umur dari sekuen ini berkisar antara Oligosen hingga Awal Miosen, dengan didominasi oleh sedimen *non marine* dan endapan interbeded dari batupasir fluvial, shale dan batubara.

Pada sub Cekungan Arjuna, batubara, batugamping dan serpih laut juga hadir pada bagian atas dari fasa ini. Batubara dan serpih pada lapisan ini

merupakan batuan induk yang sudah terbukti sebagai penghasil hidrokarbon di Cekungan Jawa Barat.

3. Fasa Awal Pembebanan (*sagging*)

Fasa ini dicerminkan dari dimulainya sekuen transgressif pada Cekungan Jawa Barat, dimana terjadi kenaikan muka air laut selama Awal Miosen. Pada masa ini, tepi batas antara sub cekungan tidak dapat didefinisikan dengan jelas. Beberapa aktifitas tektonik yang bersifat lokal kemungkinan masih ada, tetapi tidak terlalu signifikan. Akibatnya ruang pengendapan tidak terkontrol lagi oleh aktifitas *rifting*. Pada fasa ini, sedimen yang terendapkan merupakan sedimen dari Formasi Baturaja, dengan lingkungan pengendapan laut dan endapannya didominasi oleh batugamping. Di beberapa lapangan batuan ini berfungsi sebagai reservoir yang menyimpan hidrokarbon.

4. Fasa Pembebanan

Pada fasa *sagging* ini didominasi oleh endapan sedimen laut dangkal (*neritic*) di Cekungan Utara Jawa Barat, sampai endapan deltaik di Cekungan Sumatera Selatan. Selama Miosen Tengah hingga Akhir Miosen, Cekungan Jawa Barat Utara tersambung oleh *sagging* yang besar. Di beberapa tempat secara lokal, terbentuk batugamping terumbu yang membentuk struktur build-up dan di Laut Jawa Barat bagian utara dikenal dengan Mid-Main Karbonat. Terbentuknya batuan karbonat ini merupakan awal dari transgresi sistem pada pengisian *sagging* selama Miosen Tengah hingga Miosen Akhir. Setelah terbentuknya sedimen ini, proses transgresi masih berlangsung, hingga pembentukan batugamping reef pada bagian atas dari endapan utama *sagging*, yang umumnya disebut dengan Formasi Pre-Parigi dan Parigi yang berisi batulumpur, serpih, batupasir glauconitic.

5. Fasa Setelah Pembebanan

Akhir dari sekuen fasa *sagging* dicirikan dengan kehadiran sedimen yang berumur muda, yaitu batuan sedimen yang masuk dalam Formasi Cisubuh. Di area barat, pengisian akhir *sagging* ini didominasi oleh batulumpur, batulempung laut dangkal dan kumpulan dari sedimen darat yang membentuk

konglomerat, serta beberapa endapan vulkanik. Selain itu endapan darat yang umumnya dijumpai pada saat Pleistocene 1.5 Ma, adalah endapan batupasir fluvial dan batuan vulkanik klastik. Endapan pada fasa ini dicirikan oleh endapan yang *loose* dan belum terlitifikasi secara sempurna.

		ONSHORE N.W. JAVA		OFFSHORE N.W. JAVA	
AGE	PALEO LETTER STAGE	FORMATION / ZONE	STRATIGRAPHY	FORMATION / ZONE	STRATIGRAPHY
QUARERNARY TO PLOCENE	Th	CISUBUH FORMATION		CISUBUH	
LATE MIOCENE	Tg	PARIGI FORMATION		PARIGI LIMESTONE	
MIDDLE MIOCENE	Tf	CIBULAKAN FORMATION Z 12 Z 14 Z 15		POST MAIN	
EARLY MIOCENE	Upper Te			BATU RAJA	
LATE OLIGOCENE	Lower Te	TALANG AKAR		UPPER MASSIVE	
EARLY OLIGOCENE	Tcd	JATIBARANG FORMATION		UPPER BATU RAJA	
UPPER EOCENE	TD			LOWER MASSIVE	
E PALEOCENE PRE-TERTIARY		BASEMENT		LOWER CIBULAKAN	
				MARINE	
				DELTAIC	
				GRITS.	

Gambar 2.3. Kolom stratigrafi daerah Cekungan Jawa (modifikasi dari Darman H. & Sidi H, 2000)

2.3. Sistem Petroleum

2.3.1. Reservoir

Reservoir batu pasir fluvial-deltaik, garis pantai dan laut dangkal pada Formasi Talang Akar menghasilkan minyak dan gas pada jebakan di *onshore* dan *offshore* pada Cekungan Ardjuna. Batupasir *channel* dan batu gamping *reef* pada Formasi Batu Raja yang terbentuk pada fase *post-rift* sebagai akibat transgresi laut dari selatan juga merupakan reservoir produktif yang penting.

Reservoir Cibulakan Massive Atas dan Main terdiri dari deltaik dan klastik pantai dan *platform* karbonat. Ini diendapkan pada kenaikan air laut yang membanjiri Paparan Sunda (Yaman and others, 1991). Karbonat Mid-Main yang mengarah utara-selatan berada pada area kecil pada timur laut Jakarta (Yaman and others, 1991).

Karbonat Pre-Parigi dan Parigi terbentuk pada Miosen tengah hingga akhir, ketika *platform* karbonat dengan *bioherm* yang mengarah utara-selatan terbentuk pada area ini (Yaman and others, 1991). *Buildup* Pre-Parigi berada pada area yang luas hingga 50 km *offshore* dari timur laut Jakarta. Dari timur Jakarta hingga utara Cirebon, *buildup* karbonat Parigi berada *offset* ke timur dari *buildup* Pre-Parigi pada area yang luas baik *offshore* maupun *onshore*.

2.3.2. Migrasi

Migrasi hidrokarbon terjadi secara vertikal maupun lateral. Jalur migrasi vertikal utama adalah patahan yang memungkinkan migrasi dari batuan induk ke batuan reservoir di atasnya (Noble and others, 1997). Migrasi lateral terjadi sepanjang permukaan basemen dan bidang ketidakselarasan atau melalui lapisan berpori. *Channel* klastik dari Formasi Talang Akar, yang mengarah utara selatan, dipercaya menjadi jalur migrasi yang penting pada daerah ini (Noble and others, 1997). *Channel* ini menghubungkan beberapa cekungan yang mengandung batuan induk yang telah matang pada *onshore* ke reservoir yang berada pada *up dip* di *offshore* bagian utara (Noble and others, 1997). Kombinasi dari migrasi lateral dan vertikal ini sangat penting bagi pembentukan *multiple stacked reservoirs* (Noble and other, 1997).

Gas pada lapangan karbonat dangkal pada Formasi Pre-Parigi dan Parigi kemungkinan dihasilkan dari batuan induk Talang Akar sebagaimana beberapa

build up ini terbentuk pada sesar yang mengontrol subsiden dari beberapa sub cekungan. *Buildup* karbonat yang tidak memiliki atau terbatas sistem sesar, hanya sedikit atau bahkan tidak ditemukan gas (Yaman and others, 1991; Carter and Hutabarat, 1994). Beberapa *buildup* yang berada jauh dari sub-cekungan dan sesar dapat mengandung gas dari biogenik.

2.3.3. Batuan Induk dan Kematangan

Secara umum batuan induk pada Ardjuna adalah *shale* deltaik bersifat karbonat dan batubara pada bagian atas Formasi Talang Akar dari umur Oligosen akhir yang diendapkan pada akhir *synrift* hingga *post-rift*. Batuan induk ini bertipe II dan III dan bersifat *oil-prone* and *gas-prone* dengan TOC (*Total Organic Content*) sekitar 40 – 70 % dari berat total batuan pada batubara dan 0.5 – 9% berat total batuan pada *shale* (Ponto and others, 1988), dengan Hidrogen Indeks (HI) sekitar 200—400.

Pembentukan hidrokarbon kemungkinan dimulai pada 25 juta tahun yang lalu untuk unit bawah dari Talang Akar dan satu juta tahun yang lalu untuk unit yang lainnya. Beberapa *graben* dengan Formasi Talang Akar yang tebal dianggap mengandung batuan induk yang matang (Noble and others, 1997). Beberapa sub cekungan ini dapat dikombinasikan ke dalam satu *petroleum system* yang terdiri dari batuan induk batubara yang bersifat *oil-prone*, walaupun perbedaan migrasi minyak dari sumber ini dapat menghasilkan beberapa *petroleum system* yang lebih kecil (Noble and others, 1997).

Bagian paling barat dari batuan induk yang matang adalah Ciputat dimana Formasi Talang Akar tipis dan lebih bersifat *marine* (Noble and others, 1997). Minyak dari lapangan pada barat dan utara telah diidentifikasi berasal dari batuan induk ini (Noble and others, 1997). Area Kepuh dan Pasir Bungur dari batuan induk yang matang mengandung batubara yang tebal dari Formasi Talang Akar (Gambar 5) (Noble and others, 1997). Hidrokarbon yang berasal dari area ini mengisi reservoir klastik pada Formasi Talang Akar dan reservoir karbonat dari Mid-Main baik lapangan *onshore* maupun *offshore* di bagian utara (Noble and others, 1997). Migrasi minyak dari area Cipunegara oleh batuan induk Talang Akar terutama ke utara di lapangan *onshore* dan *offshore* (Noble and others,

1997). Area batuan induk matang yang terletak pada *offshore* termasuk bagian selatan dan sentral dari sub cekungan Ardjuna.

2.3.4. Jebakan

Perangkap hidrokarbon di Cekungan Jawa Barat didominasi oleh perangkap struktural yang berupa lipatan antiklin yang umumnya terjadi akibat tektonik selama Miosen hingga Pliosen. Beberapa antiklin terpotong oleh sesar yang memiliki orientasi Utara-Selatan. Arah orientasi ini diinterpretasikan sebagai hasil aktivitas tektonik pre-tersier yang mengontrol pembentukan cekungan-cekungan di Paparan Sunda. Sedangkan struktur muda yang berumur Pliosen memiliki arah barat laut – tenggara memiliki peranan dalam pembentukan jebakan hidrokarbon pada endapan Parigi.

Antiklin yang terpotong oleh sesar lebih banyak membentuk *three way dip-closure*, yang memungkinkan hidrokarbon terperangkap oleh sesar. Jebakan struktural lainnya berupa *horst*, yang mengangkat blok sesar bagian tengah. Sesar-sesar yang ada di Cekungan Jawa Barat relatif intensif membentuk jebakan struktural.

Jebakan stratigrafi umumnya terdapat pada Formasi Talang Akar yang didominasi oleh endapan fluvial-deltaik yang membentuk perselingan antara batu pasir dan serpih. Endapan *synrift* selama Formasi Talangakar diendapkan yang bersifat membaji memberikan potensi adanya pemerangkapan hidrokarbon secara stratigrafi di Cekungan Jawa.

2.3.5. Batuan Tudung

Batuan tudung di Cekungan Jawa berupa batu lempung dan *shale*. Penyebaran batuan ini relatif melimpah. Pada Formasi Talang Akar, *shale* memiliki hubungan *interbedded* dengan batu pasir. Selain sebagai batuan induk, *shale* juga berfungsi sebagai batuan tudung. Pada Formasi Main-Massive, *shale* juga bersifat *interbedded* dengan reservoir. Batuan tudung regional di Cekungan Jawa berasal dari Formasi Cisubuh yang didominasi oleh *shale* dan batu lempung.

BAB 3. KONSEP DASAR SEISMIK MULTI ATRIBUT

3.1. Seismik Atribut

Teknik interpretasi rekaman seismik refleksi merupakan kombinasi antara penerapan ilmu kuantitatif dan seni visualisasi. Seismik atribut didefinisikan sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat ditampilkan pada skala yang sama dengan data asli. Keunggulan seismik atribut adalah kemampuannya untuk mengekstrak informasi dari data seismik yang mula-mula tersembunyi pada tampilan normal atau reflektivitas.

3.1.1 Atribut Kompleks Sesaat

Salah satu teknik analisis yang bermanfaat dalam menginterpretasikan penampang seismik adalah analisis *trace* seismik kompleks. Perhitungan atribut *trace* seismik kompleks pada dasarnya adalah suatu transformasi yang memisahkan informasi amplitudo dan sudut (fasa dan frekuensi) dalam tampilan terpisah. Informasi dalam penampang seismik secara matematis dimanipulasi untuk menghasilkan tampilan baru yang menonjolkan amplitudo atau sudut dengan mengorbankan yang lainnya.

Trace seismik adalah ukuran kecepatan pergerakan pada geopon atau variasi tekanan pada hidropon sebagai akibat menjalarnya gelombang seismik. Penjalaran gelombang seismik melibatkan pergerakan partikel zat dari posisi kesetimbangannya sehingga melibatkan pergerakan partikel zat dari posisi kesetimbangannya sehingga melibatkan juga energi kinetik. Pergerakan partikel tersebut dihalangi oleh gaya elastis sehingga energinya tersimpan sebagai energi potensial. *Trace* kompleks $F(t)$ dapat dianggap sebagai *trace* sebuah vektor dalam ruang kompleks yang secara menerus berubah panjangnya dan berotasi.

a. *Trace* Riil dan Imaginer

Trace riil dan imaginer diberikan sebagai proyeksi dari vektor yang berotasi ini pada bidang riil dan imaginer. Saat partikel bergerak akibat menjalarnya gelombang seismik, maka terjadi transfer energi bolak-balik antara energi kinetik dan potensial. *Trace* kuadratur / imaginer merepresentasikan energi potensial sedangkan *trace* riil

merepresentasikan energi kinetik dari partikel-partikel yang bergerak akibat respon gelombang seismik.

Trace seismik riil $f(t)$ dirumuskan sebagai berikut:

$$f(t) = A(t) \cos \theta(t) \quad (3.1)$$

dimana :

$A(t)$: Amplitudo

$\theta(t)$: fasa di suatu waktu tertentu

Trace imajiner $f^*(t)$ identik dengan *trace* riil yang fasanya tergeserkan 90° , dimana $f^*(t)$ dirumuskan sebagai berikut:

$$f^*(t) = A(t) \sin \theta(t) \quad (3.2)$$

dimana :

$A(t)$: Amplitudo

$\theta(t)$: fasa di suatu waktu tertentu

Trace imajiner digunakan sebagai dasar penghitungan atribut lainnya.

b. Kuat Refleksi

Kuat refleksi $A(t)$ adalah akar dari energi total sinyal seismik pada waktu sesaat tertentu. Ia merupakan selubung dari *trace* seismik.

Kuat refleksi dihitung sebagai berikut:

$$A(t) = \sqrt{f(t)^2 + f^*(t)^2} \quad (3.3)$$

dimana :

$f(t)$: *trace* riil

$f^*(t)$: *trace* imajiner

Kuat refleksi tinggi sering berasosiasi dengan perubahan litologi tajam antara lapisan-lapisan batuan yang berdekatan, seperti sepanjang ketidakselarasan atau batas yang berasosiasi dengan perubahan tajam lingkungan pengendapan. Kuat refleksi juga merupakan alat efektif untuk identifikasi anomali *brightspots*. Reservoir gas sering muncul sebagai refleksi beramplitudo tinggi dan terang kuat refleksi juga bisa berfungsi untuk mendeteksi dan mengalibrasi efek *tuning*.

c. Fasa Sesaat

Fasa sesaat adalah besar sudut dimana tangennya adalah amplitudo kuadratur sesaat dibagi amplitudo riil sesaat:

$$\phi(t) = \text{tg}^{-1} \left(\frac{f^*(t)}{f(t)} \right) \quad (3.4)$$

dimana :

$f(t)$: *trace* riil

$f^*(t)$: *trace* imaginer

Fasa sesaat cenderung untuk menyamakan reflektor lemah dan kuat, oleh karenanya sangat berguna untuk mendeteksi sesar, pembajian, ketidakselarasan, *channel*, kipas-kipas. Pada kasus reservoir gas tertentu, fasa sesaat bisa berguna untuk mengidentifikasi dan memetakan pembalikan fasa. Atribut ini juga berguna untuk mendeteksi efek *tuning* lapisan tipis. Karena hidrokarbon sering menyebabkan perubahan fasa lokal, maka atribut ini sering dikombinasikan dengan atribut lainnya untuk analisis DHI.

d. Frekuensi Sesaat

Frekuensi sesaat merupakan hasil turunan fasa sesaat terhadap waktu dalam derajat/ms atau radian/ms. Atribut frekuensi sesaat sering digunakan untuk memperkirakan atenuasi seismik. Hidrokarbon biasanya menurunkan komponen frekuensi tinggi. Perubahan ke frekuensi rendah ini hanya terjadi pada reflektor-reflektor yang terletak tepat di bawah zona DHI.

e. Polaritas Semu

Polaritas semu didefinisikan sebagai tanda dari *trace* riil dimana *trace* kuat refleksi mempunyai maksimum lokal (Taner et al,1979). Nilai suatu sampel waktu yang berhubungan dengan suatu maksimum lokal (m) pada *trace* kuat refleksi dihitung berdasarkan:

$$\text{Nilai}_{(m)} = \text{Kuat Refleksi}_{(m)} \times \text{Tanda}_{(m)} \quad (3.5)$$

Polaritas semu dapat mengidentifikasi anomali terang akibat adanya akumulasi gas, dimana anomali tersebut berasosiasi dengan nilai IA yang rendah dibandingkan lapisan sekitarnya. Anomali tersebut akan direfleksikan sebagai polaritas negatif pada top reservoir dan polaritas positif untuk batas gas air.

3.1.2. Atribut Amplitudo Primer

Amplitudo merupakan atribut terdasar *trace* seismik. Amplitudo seismik paling banyak digunakan untuk mengenali anomali amplitudo akibat hidrokarbon. Kegunaan lainnya adalah untuk mengidentifikasi ketidakselarasan, efek *tuning*, perubahan stratigrafi sekuen. Yang termasuk dalam kelompok atribut amplitudo primer diantaranya adalah amplitudo RMS, amplitudo puncak maksimum, amplitudo palung maksimum, dan amplitudo rata-rata.

a. Amplitudo RMS

Amplitudo RMS dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Amplitudo RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (3.6)$$

dimana :

N : jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis

A : besar amplitudo

b. Amplitudo Puncak Maksimum

Penghitungan Amplitudo Puncak Maksimum yaitu dengan menentukan amplitudo positif maksimum dalam jendela analisis. Nilai maksimum yang didapatkan kemudian diinterpolasi dan dikeluarkan sebagai nilai atribut ini.

c. Amplitudo Palung Maksimum

Penghitungan Amplitudo Palung Maksimum yaitu dengan menentukan amplitudo negatif maksimum dalam jendela analisis. Nilai negatif maksimum yang didapatkan kemudian diinterpolasi dan dikeluarkan sebagai nilai atribut ini. Dalam tugas akhir ini, atribut amplitudo palung maksimum hanya digunakan sebagai pembanding atribut amplitudo puncak maksimum.

d. Amplitudo Rata-rata

Atribut amplitudo rata-rata merupakan jumlah dari semua amplitudo dalam jendela analisis dibagi banyaknya nilai non nol. Seperti halnya atribut amplitudo palung maksimum, atribut amplitudo rata-rata dalam tugas akhir ini juga hanya digunakan sebagai pembanding amplitudo puncak maksimum.

3.2. Tinjauan Umum *Well Logging*

Well logging merupakan pencatatan, perekaman, penggambaran sifat, karakter, ciri data dan keterangan mengenai urutan geologi bawah permukaan secara bersambung dan teratur selaras dengan majunya alat yang dipakai. Cara *logging* berdasarkan sifat-sifat fisik batuan yang kemudian tergambarkan dalam bentuk kurva. Tujuan *well logging* adalah memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi sumur berdasarkan kuantitas banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situsai dan kondisi sesungguhnya.

a. *Log Gamma Ray*

Log gamma ray merupakan suatu rekaman tingkat radioaktifitas alami yang terjadi karena kandungan unsur Uranium (U), Thorium (Th), dan Potassium (K) yang ada pada batuan (Harsono, 1997). Log ini pada prinsipnya bekerja berdasarkan pada rekaman sinar gamma alamiah yang dipancarkan formasi yang dilalui alat log. Pada kenyataannya di alam, unsur-unsur radioaktif seperti Kalium banyak terkonsentrasi pada serpih sehingga akan memberikan pembacaan yang maksimum. Untuk batuan lain seperti batupasir dan batugamping, umumnya menunjukkan harga yang rendah, oleh karenanya dengan alat ini akan mudah membedakan antara serpih dengan batuan lainnya. Sifat dari *Log Gamma Ray* :

- Sangat dipengaruhi oleh formasi yang radioaktif.
- Tidak dipengaruhi oleh diameter lubang bor, casing, air formasi maupun lumpur pemboran.
- Tidak secara langsung mewakili porositas dan permeabilitas.

b. *Log Sonic* (Porositas)

Prinsip pengukuran log ini yaitu dengan memancarkan gelombang dari suatu *transmitter* ke *receiver* yang terletak pada sonde, kemudian mengukur perbedaan kecepatan dalam formasi tersebut berdasarkan perambatan gelombang refraksi. Jarak antara *transmitter* dan *receiver* terdekat umumnya 2 kaki. Sonde bergerak dari dasar sumur ke permukaan dan melakukan pengukuran setiap 0,5 kaki. Faktor yang mempengaruhi pengukuran log ini adalah ukuran lobang sumur, kandungan fluida dalam pori batuan, dan efek zona invasi, oleh karena

itu log sonik perlu dikalibrasi dengan data *check-shot*. Untuk menghitung hubungan porositas dari pembacaan log ΔT harus terdapat hubungan antara waktu transit dengan porositas. Persamaan Wyllie yang merupakan persamaan waktu rata-rata dapat digunakan untuk menghasilkan porositas sonik.

$$\Delta t_{\log} = \Delta t_{\text{fluid}} \cdot \phi + \Delta t_{\text{ma}} \cdot (1 - \phi - V_{\text{sh}}) + \Delta t_{\text{sh}} \cdot V_{\text{sh}} \quad (3.7)$$

Pada formasi bersih, persamaan tersebut disederhanakan dengan menghilangkan komponen lempungnya, menjadi:

$$\Delta t_{\log} = \Delta t_{\text{fluid}} \cdot \phi + \Delta t_{\text{ma}} \cdot (1 - \phi) \quad (3.8)$$

Dari sini porositas sonik dapat dijabarkan:

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{fluid}} - \Delta t_{\text{ma}}} \quad (3.9)$$

Parameter-parameter yang diperlukan:

Kelajuan matriks V_{ma} (atau kelambatan Δt_{ma})

Kelajuan fluida V_{fl} (atau kelambatan Δt_{fl})

c. *Log Density* (Densitas-Porositas)

Alat *LDT* (*Litho-Density Tool*) dirancang untuk memberikan tanggapan terhadap Gejala Fotolistrik dan Hamburan Compton dari sinar Gamma yang ditembakkan ke suatu batuan. Densitas yang diukur oleh alat LDT sebagai akibat Hamburan Compton sebenarnya adalah densitas elektron, akan tetapi hubungan antara densitas elektron dan densitas formasi dapat dicari dengan cukup mudah. Kombinasi antara *log neutron* dan *log density* akan memberikan evaluasi litologi pintas dan indikator gas yang ampuh. Faktor-faktor yang mempengaruhi pengukuran densitas yaitu: lubang bor, kandungan serpih, hidrokarbon dan lumpur berat.

d. *Log Neutron* (Porositas)

Alat neutron mencerminkan banyaknya atom hidrogen (H) di dalam formasi, atau tanggapan porositas fluida dalam formasi bersih. Faktor-faktor yang berpengaruh pada kurva log neutron adalah :

- Kandungan serpih
- Kekompakan batuan
- Kandungan air asin/ tawar

- Kandungan minyak dan gas: adanya minyak atau gas akan menurunkan harga kurva.

e. *Log Caliper*

Semula, alat caliper hanya digunakan untuk mengukur lubang bor, tetapi secara petrofisika caliper juga digunakan untuk mengukur lubang bor secara lebih spesifik untuk membantu interpretasi utama. Dari caliper ini diperoleh informasi mengenai bentuk lubang untuk kemudian dipertimbangkan bagaimana pembentukannya dan pengaruhnya terhadap *survey-survey* lainnya.

3.3. Analisis Multi Atribut Seismik

Multi atribut adalah salah satu metoda geostatistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksikan beberapa sifat fisik bumi. Metoda tersebut diaplikasikan untuk memberikan informasi tambahan tentang lapisan bawah permukaan. Informasi ini dapat digunakan untuk meningkatkan hasil model geologi 3D. Statistik dalam karakterisasi reservoir ditujukan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal ini didasarkan pada suatu kenyataan yang sering terjadi di alam bahwa pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran. Analisis Multi atribut seismik merupakan terminologi yang mencakup semua metoda yang menggunakan lebih dari satu atribut seismik untuk memprediksi properti fisik bumi, dalam hal ini properti log dan properti reservoir (Russel dkk, 1997).

Ide menggunakan multi atribut seismik untuk memprediksi log properti pertama kali diusulkan oleh Schultz dkk., 1994, dalam sebuah artikel yang diterbitkan oleh majalah *The Leading Edge*. Dalam pendekatan tradisional, properti reservoir dihasilkan dari data seismik dengan menggunakan hubungan fisika antara parameter yang ingin dipetakan dengan beberapa atribut dari data seismik, dan kemudian menggunakan sebuah atribut dari penampang 2D atau 3D untuk memprediksi parameter reservoir tersebut. Pendekatan dalam memprediksi

parameter reservoir dengan cara ini disebut sebagai pendekatan secara deterministik. Beberapa contoh yang termasuk dalam pendekatan ini adalah :

- a. Perubahan amplitudo pada *trace* seismik mengindikasikan perubahan dalam koefisien refleksi. Sebagai contoh, perubahan yang cepat pada impedansi akustik, seperti dalam *gas sand*, pada *trace* seismik akan ditunjukkan sebagai *bright spot*.
- b. Ekstraksi impedansi akustik dari data seismik menggunakan inversi rekursif (dengan menggunakan hubungan terbalik), dimana :

$$IA_{i+1} = IA_i (1+KR_i)/(1-KR_i) \quad (3.10)$$

Salah satu masalah utama dari inversi rekursif adalah hilangnya komponen frekuensi rendah akibat pengaruh *wavelet* seismik. Hal ini biasanya dikoreksi dengan menambahkan komponen frekuensi rendah dari model kecepatan, yaitu kecepatan interval yang diperoleh dari kecepatan *stacking* sepanjang penampang seismik. Penggunaan data *prestack* untuk mengekstrak informasi mengenai *intercept* dan gradien, sehingga bisa diketahui *poisson's ratio* dan reflektifitas gelombang S, menggunakan persamaan :

$$R(v) = R_p + G \sin^2 v \quad (3.11)$$

dimana :

R_p : intercept

G : gradient

R_s : $(R_p - G)/2$

$\Delta\sigma \approx (R_p + G) * 4/9 =$ perubahan *poisson's ratio*

Dalam persamaan diatas beberapa aproksimasi telah dibuat, kita telah mengasumsikan $V_p/V_s \approx 1/2$ dan telah menurunkan suku ketiga dari persamaan Aki-Richards.

V_p : kecepatan gelombang P

V_s : kecepatan gelombang S

- c. Penggunaan atribut sesaat yang dihasilkan dari data seismik. Atribut-atribut ini dihasilkan berdasarkan definisi dari tras kompleks, dimana, dalam bentuk polar memberikan tiga atribut seismik klasik, yaitu : kuat refleksi, fasa sesaat dan frekuensi sesaat.

Secara matematis :

$$C(t) = s(t) + ih(t) \quad (3.12)$$

dimana :

$C(t)$: *trace* kompleks

$s(t)$: $A(t)\cos\upsilon(t)$ = tras seismik.

$h(t)$: $A(t)\sin\upsilon(t)$ = Transformasi Hilbert dari tras seismik.

$A(t)$: $(s^2(t) + h^2(t))^{1/2}$ = kuat refleksi

$\upsilon(t)$: $\tan^{-1}(h(t)/s(t))$ = fasa sesaat

$\varpi(t)$: $\upsilon(t)/dt$ = frekuensi sesaat

- d. Atribut yang dihasilkan secara spasial dari multiple *trace*, seperti koherensi.

Walaupun hubungan antara atribut dan parameter reservoir ini telah didapatkan, dasar fisiknya tidak selalu jelas, dan kita lebih menginginkan untuk menghasilkan hubungan statistik daripada hubungan deterministik. Pendekatan ini oleh Schultz dkk. disebut sebagai *data-driven methodology*.

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

$$P(x,y,z) = F[A_1(x,y,z), \dots, A_m(x,y,z)] \quad (3.13)$$

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 ,

i : $1, \dots, m$.

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

$$P = w_0 + w_1A_1 + \dots + w_mA_m \quad (3.14)$$

dimana :

w_i : nilai bobot dari $m+1$,

1 : $0, \dots, m$

3.3.1. Regresi Linier Multi Atribut

Dalam metodologi ini, tujuan kita adalah untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Pada kenyataannya, kita menganalisis data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Salah satu alasan kenapa kita melakukan hal ini karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan dari pada data seismik itu sendiri, banyak dari atribut ini bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi.

3.3.2. Atribut Input pada Analisis Multi Atribut

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

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

Atribut yang digunakan dalam analisis multi atribut dengan menggunakan perangkat lunak EMERGE harus dalam bentuk *sample-based attributes*. Selain beberapa seismik atribut yang sudah dijelaskan sebelumnya, software ini juga menggunakan seismik atribut sebagai berikut ini: Atribut-atribut ini dapat dideskripsikan sebagai berikut ini :

- a. Atribut Sesaat
 - Kosinus Fasa Sesaat : atribut seismik hasil kosinus dari Fasa Sesaat
 - *Amplitude Weighted Cosine Phase* : atribut seismik hasil dari *amplitude envelope* dan kosinus dari Fasa Sesaat.
 - *Amplitude Weighted Frequency* : atribut seismik hasil dari *amplitude envelope* dan Frekuensi Sesaat.
 - *Amplitude Weighted Phase* : atribut seismik hasil dari *amplitude envelope* dan dari Fasa Sesaat.
- b. *Windowed Frequency Attributes*
 - *Average Frequency Amplitude* : atribut seismik yang merupakan nilai rata-rata dari spektrum amplitudo pada suatu interval waktu tertentu.

- Frekuensi Dominan : atribut seismik yang merupakan nilai maksimum dari spektrum amplitudo pada suatu interval waktu tertentu.

c. *Filter Slices (Band Filter)*

Atribut ini merupakan hasil dari *slice band pass filter* pada interval frekuensi tertentu pada sebuah *trace* dari *input* seismik

- *Filter 5/10 – 15/20 Hz*
- *Filter 15/20 – 25/30 Hz*
- *Filter 25/30 – 35/40 Hz*
- *Filter 35/40 – 45/50 Hz*
- *Filter 45/50 – 55/60 Hz*
- *Filter 55/60 – 65/70 Hz*

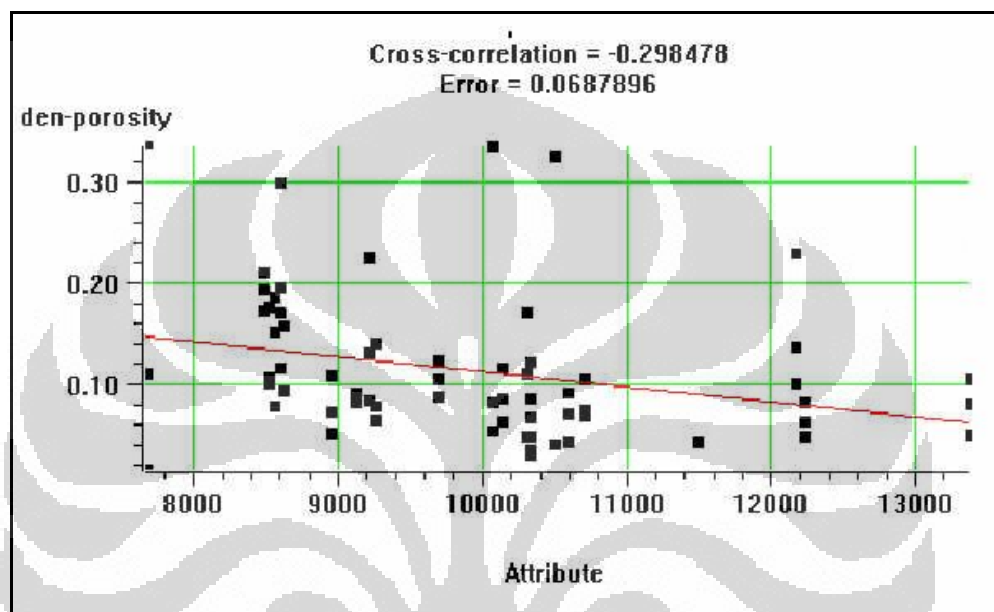
d. *Derivative Attributes*

- *Derivative of the Seismic Trace* : atribut seismik yang merupakan turunan dari *trace* seismik, dihitung sebagai perbedaan dari *adjacent sample*.
- *Derivative Instantaneous Amplitude*: atribut seismik yang merupakan turunan dari *envelope amplitude*, dari sebuah *trace* seismik.
- *Second Derivative of the Seismic Trace* : atribut seismik yang merupakan aplikasi operasi pada turunan dari *trace* seismik.
- *Second Derivative Instantaneous Amplitude* : atribut seismik yang merupakan aplikasi operasi pada *envelope amplitude* dari *trace* seismik.
- *Integrated Attributes* : atribut seismik yang merupakan integral dari *trace* seismik, yang dihitung dengan cara dengan mengkomputasi penjumlahan berjalan dari masing-masing *trace* seismik kemudian hasilnya dikurangi dengan versi yang lebih halus dari sebuah *envelope amplitude*.
- *Time (a linear ramp)* : atribut seismik yang merupakan nilai waktu dari sebuah *trace* seismik.

Perangkat lunak EMERGE pada dasarnya berusaha mencari hubungan antara properti log dan kombinasi atribut dari *trace* seismik pada interval target.

3.3.3. Conventional Cross - Plotting

Prosedur sederhana untuk menentukan hubungan antara data log target dan atribut seismik adalah dengan melakukan *cross-plot* diantara kedua data tersebut.



Gambar 3.1. *Conventional cross-plot* antara log target dan atribut seismik (Russell dkk, 1997 dengan modifikasi).

Gambar di atas memperlihatkan *cross-plot* antara log target dalam hal ini densitas - porositas dengan sebuah atribut seismik. Dengan asumsi bahwa log target telah dikonversi ke dalam satuan waktu dan memiliki *sample rate* yang sama dengan atribut seismik. Tiap titik pada *cross-plot* terdiri dari sejumlah data yang berhubungan dengan sampel waktu tertentu.

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

$$y = a + bx \quad (3.15)$$

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \quad (3.16)$$

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

Perhitungan prediksi *error*, E , merupakan pengukuran kecocokan untuk garis regresi. Koefisien korelasi didefinisikan oleh persamaan :

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (3.17)$$

dimana :

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

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \quad (3.19)$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2 \quad (3.20)$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (3.21)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (3.22)$$

3.3.4. Pengembangan *Cross Plotting* terhadap Multi Atribut

Pengembangan analisa linier konvensional terhadap multi atribut (*regresi linier multivariat*) dilakukan secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut seperti yang terlihat pada gambar 2.3.

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

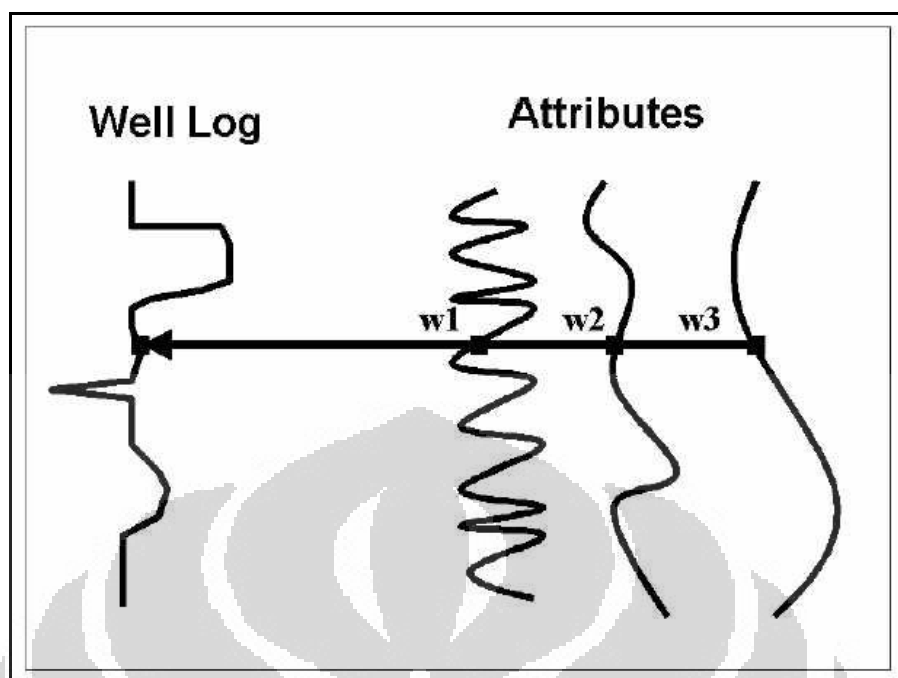
$$L(t) = w_0 + w_1 A_1(t) + w_2 A_2(t) + w_3 A_3(t) \quad (3.23)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalisasi *mean-squared prediction error*, yang diperoleh dari persamaan:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (3.24)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar :

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (3.25)$$



Gambar 3.2 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Russell dkk, 1997).

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

3.3.5. Probabilistik Neural Networks

Sebelumnya garis regresi dihitung dengan meminimalkan prediksi *error* rata-rata. Kita dapat menduga sebuah kurva dengan orde lebih tinggi akan memiliki kecocokan yang lebih baik. Sejumlah pilihan dapat digunakan untuk menghitung kurva ini. Pilihan pertama adalah menetapkan sebuah persamaan non-linier kepada salah satu atau kedua variabel dan mencocokkan data yang sudah tertransform dalam satu garis lurus. Pilihan kedua adalah dengan menerapkan polynomial. Dalam penelitian ini, kita menggunakan pilihan ketiga yaitu menggunakan Neural Network untuk menurunkan hubungan yang diperlukan.

Sebuah tipe alternatif dari Neural Network adalah PNN, *Probabilistic Neural Network*. PNN sebenarnya merupakan pola interpolasi matematika yang kebetulan menggunakan bentuk neural network untuk pelaksanaannya. Untuk data *training*, PNN mengsumsikan bahwa setiap harga log *output* baru dapat ditulis sebagai kombinasi linier dari harga log dalam data *training*.

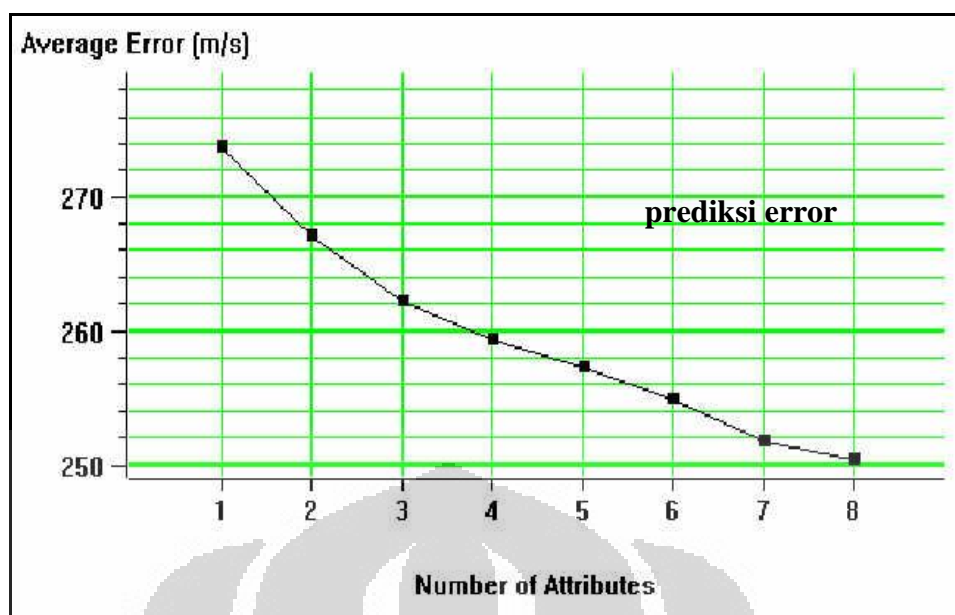
3.3.6. Validasi

Untuk menentukan jumlah atribut yang akan digunakan, transformasi multi atribut dengan jumlah atribut $N+1$ selalu mempunyai prediksi *error* lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan N atribut. Dengan ditambahkannya sejumlah atribut, kita mengharapkan penurunan secara asimptotis dari prediksi *error*, seperti yang terlihat pada Gambar 3.3.

Dengan bertambahnya atribut maka ia akan meningkatkan kecocokan dari data *training*, tetapi hal ini mungkin buruk jika diterapkan pada data baru (bukan pada set data *training*). Hal ini biasanya disebut dengan *over training*. Dengan menggunakan jumlah atribut yang besar dapat dianalogikan dengan pencocokan *cross-plot* dengan order polinomial yang besar.

Sejumlah teknik statistik telah dihasilkan untuk mengukur keandalan dari kecocokan order atribut yang besar (Draper dan Smith, 1966). Kebanyakan dari teknik ini diterapkan pada regresi linier, dan tidak diterapkan pada prediksi linier menggunakan neural network. Karena alasan tersebut kita memilih proses validasi, yang dapat diterapkan pada semua jenis prediksi.

Cross Validasi membagi seluruh data *training* kedalam dua bagian, yaitu : data *training* dan data validasi. Data *training* digunakan untuk menghasilkan persamaan jumlah pembobotan linier, terdiri dari sampel *training* semua sumur, kecuali beberapa sumur yang disembunyikan. Data validasi digunakan untuk mengukur hasil akhir prediksi *error*, terdiri dari sampel data sumur yang disembunyikan, dengan asumsi bahwa *over-training* pada data *training* akan mengakibatkan kecocokan yang buruk pada data validasi. Pada proses *Cross Validasi* proses analisis diulang beberapa kali untuk semua sumur setiap pengukuran meninggalkan sumur yang berbeda. Validasi *error* total merupakan rata-rata rms *error* individual.



Gambar 3.3 Plot dari prediksi error terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi. secara matematis kurva turun secara asimptotis (Russel dkk, 1997 dengan modifikasi).

$$E_v^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad (3.26)$$

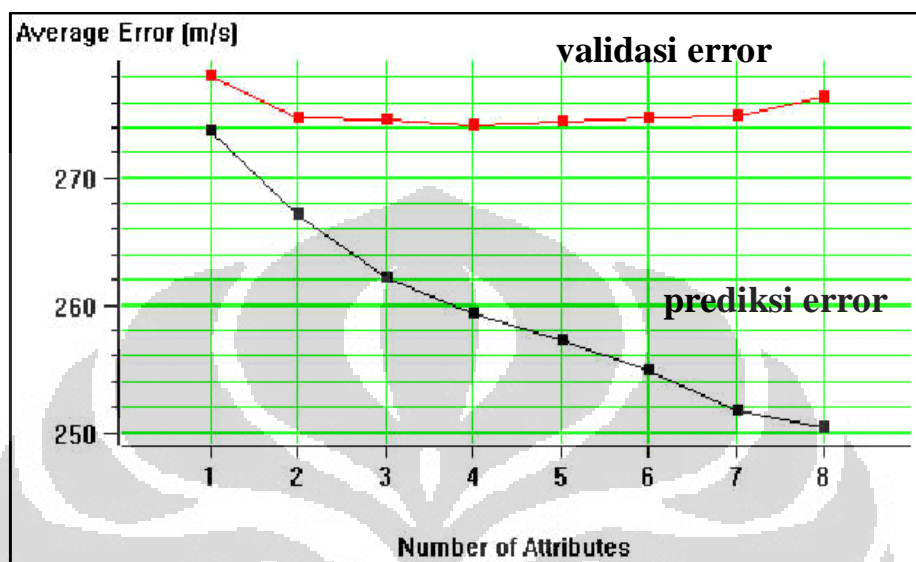
E_v : validasi *error* total

e_{vi} : validasi *error* untuk sumur i

N : jumlah sumur

Gambar 3.4 memperlihatkan *plot* yang sama dengan Gambar 3.3 kecuali sekarang validasi *error* total telah ditambahkan. Seperti yang diharapkan, validasi *error* untuk setiap jumlah atribut selalu lebih besar dari *training error*. Hal ini disebabkan karena, memindahkan sebuah sumur dari *set training* akan menurunkan hasil kemampuan prediksi. Perlu dicatat bahwa kurva validasi *error* tidak menurun secara monoton. Pada kenyataannya, kurva tersebut menunjukkan minimum lokal disekitar empat atribut, dan kemudian secara bertahap meningkat. Bisa diinterpretasikan ini berarti setiap penambahan atribut setelah yang keempat, sistem akan *over training*. Pada umumnya, jika kurva validasi *error* secara jelas menunjukkan paling minimum, kita mengasumsikan jumlah atribut pada titik tersebut adalah optimum. Jika kurva validasi *error* memperlihatkan minimum

regional seperti pada Gambar 3.4, atau memperlihatkan sekumpulan minimum lokal, maka dipilih titik dimana kurva berhenti menurun secara meyakinkan. Hal ini akan berhubungan dengan dua atribut pertama pada Gambar 3.4.



Gambar 3.4 Plot validasi *error* total terlihat sebagai kurva paling atas (Russel dkk, 1997 dengan modifikasi).

3.4. Metodologi Penelitian Analisis Multi Atribut Seismik

Metodologi penelitian yang dilakukan dengan mencari hubungan empiris dari data-data pengukuran log data sumur dengan data multi atribut seismik yang disertai dengan nilai pembobotan untuk masing – masing atribut yang digunakan. Salah satu tujuan dari studi ini adalah untuk membentuk volum pseudo-log yang kemudian akan digunakan untuk pemetaan penyebaran reservoir batupasir. Data seismik terbentuk dari beberapa macam atribut seperti amplitude, frekuensi, fasa, dan waktu serta bentuk-bentuk turunannya. Analisis seismik multi-atribut adalah teknik yang pendekatannya menggunakan metode geostatistik untuk mengetahui log properties dari data seismik. Algoritma multi-atribut seismik digunakan untuk membangun parameter pseudo dengan langkah algoritma regresi yang tepat.

Secara sederhana, bentuk dari atribut seismik digunakan untuk estimasi bentuk (nilai) *log properties* seperti porositas densitas dan berbagai macam log lain. Hal ini akan tepat sepanjang estimasi atribut seismik memiliki korelasi yang

bagus dengan log properties. Jika korelasi tidak bagus maka hasil volum pseudo-log dapat dijadikan data input sebagai internal attributes. Kemudian perangkat lunak (*software*) akan melakukan proses iterasi untuk mendapatkan korelasi terbaik.

Perangkat lunak secara otomatis akan menggunakan semua seismik atribut internal yang tersedia sebagai data input. Kemudian, atribut –atribut seismik tersebut akan diseleksi secara statistik oleh perangkat lunak untuk menghasilkan volum pseudo-log.

Alur kerja secara umum dapat dibagi menjadi beberapa proses yaitu sebagai berikut :

- a. Melakukan uji plot silang dari log properties sumur
- b. Melakukan *well seismic tie*
- c. Menghasilkan volum Impedansi Akustik
- d. Menghasilkan volum pseudo-log
- e. Analisis terintegrasi dengan pemetaan penyebaran batupasir

Berikut merupakan pemaparan untuk masing-masing langkah kerja yang telah disebutkan diatas.

a. Uji Plot Silang Data *Wireline Log*

Tujuan dari langkah ini adalah untuk mendapatkan log properties yang bisa digunakan untuk memisahkan batupasir dan shale. Interval studi dibagi menjadi beberapa bagian yang sesuai dan bisa dijadikan control untuk memisahkan antar batupasir dengan shale. Data yang digunakan adalah *wireline log* sumur seperti GR, Densitas, Sonik. Hasil yang diperoleh adalah gambaran uji plot silang antara masing-masing data log.

b. *Well Seismic Tie*

Langkah ini merupakan hal yang mendasar dalam studi analisis multi atribut seismik. Hanya dengan memiliki *well seismic tie* yang baik maka proses selanjutnya bisa dilakukan. Tujuan dari langkah ini adalah untuk ekstraksi wavelet, well seismic matching dan korelasi. Data yang dilibatkan dalam proses ini adalah log akustik dan data SEG-Y seismik pada posisi sumur. Hasil yang diperoleh adalah data sumur yang telah dikalibrasi terhadap seismik.

c. Menghasilkan Volume Impedansi Akustik

Volume impedansi akustik dihasilkan dari proses inversi *Model Based*. Nantinya volume impedansi akustik ini akan digunakan sebagai atribut eksternal dalam proses pembuatan volume pseudo-log. Proses inversi impedansi akustik ini tidak akan dibahas dalam studi ini.

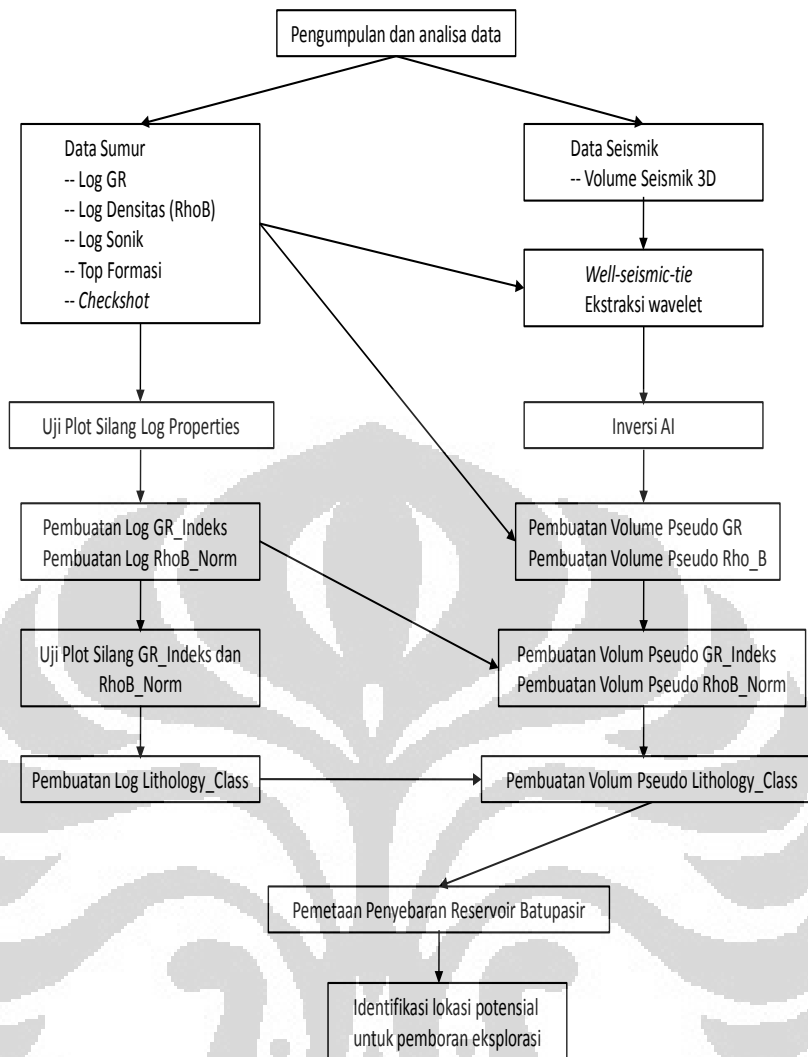
d. Menghasilkan Volum Pseudo-Log

Proses ini adalah proses utama dalam studi. Tujuannya adalah memprediksi bentuk kurva log dari tras seismik. Prediksi awal dilakukan dengan memprediksi tras seismik di lokasi sumur melalui suatu persamaan multi linier dengan berbagai atribut seismik sebagai variabelnya. Persamaan yang menghasilkan korelasi terbaik dengan kurva log akan digunakan untuk memprediksi bentuk kurva log di setiap tras dalam volume seismik 3D. Sebagai kontrolnya, akan dilakukan validasi dengan menggunakan data sumur yang tidak diikutkan dalam pembuatan model. Hasilnya adalah validasi untuk setiap volum.

e. Analisis terintegrasi

Tujuannya adalah untuk menggabungkan hasil analisis multi atribut untuk melakukan pemetaan penyebaran batupasir di daerah studi. Data yang digunakan adalah volum pseudo-log dan validasinya. Hasil yang diharapkan adalah pola penyebaran batupasir dan kemenerusannya di daerah studi.

Pemaparan langkah kerja diatas secara detil dapat diringkas menjadi sebuah diagram alir kerja pada gambar berikut ini.



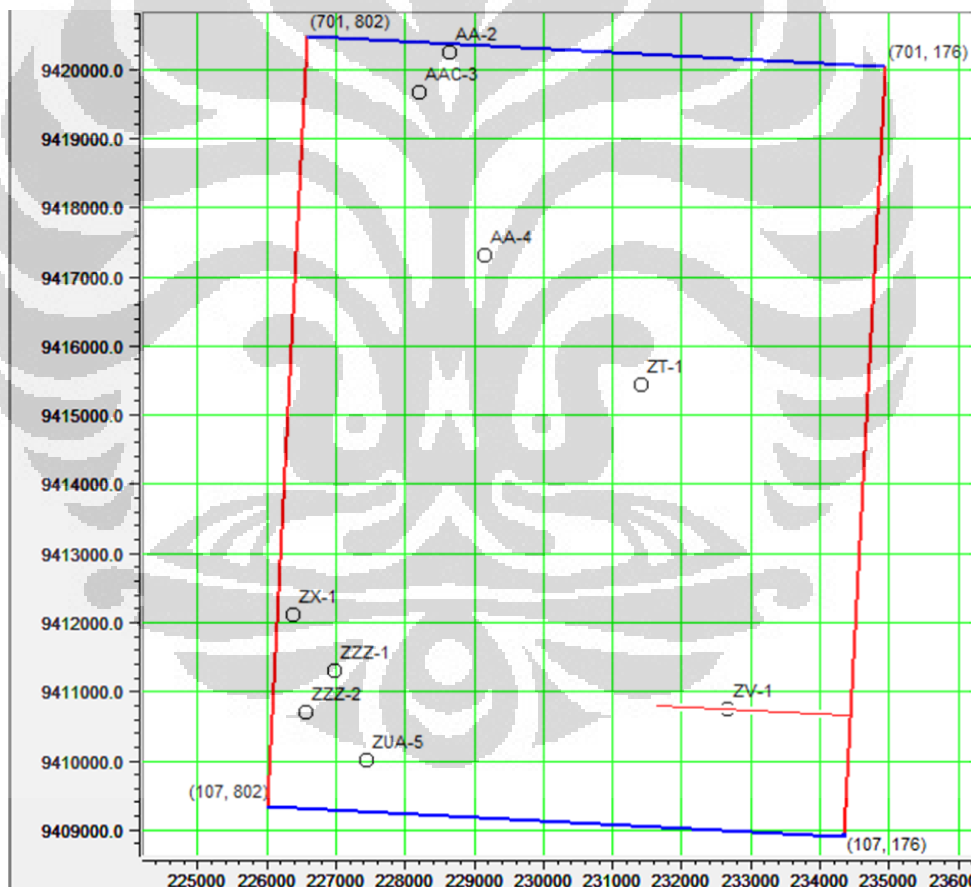
Gambar 3.5. Bagan alir studi seismik multi atribut secara detail

BAB 4. PENGOLAHAN DATA

4.1 Data

4.1.1 Peta Dasar

Peta dasar (*basemap*) diperlukan untuk menunjukkan orientasi dan spasi lintasan, menunjukkan kerangka survei seismik, dan menunjukkan titik perpotongan antara lintasan survei berbeda yang tidak selalu ditunjukkan pada penampang seismik. Daerah studi berada pada *crossline* 176 - 802 dan *inline* 107 - 701 dengan pengamatan pada marker DTA – WBSMT. Peta dasar daerah studi dapat dilihat pada Gambar 4.1 di bawah ini.



Gambar 4.1 Peta Dasar Daerah Studi menggambarkan batas survei seismik 3D dan sumur-sumur eksplorasi yang digunakan dalam penelitian

4.1.2 Data Sumur

Untuk melakukan studi analisis multi atribut di daerah studi, digunakan 9 sumur yang mempunyai data sonik (Tabel 4.1). Disamping data sonik, ke-9 sumur ini juga memiliki data *log Gamma Ray*, *Density* dan *Neutron*. Data Sonik dan Densitas digunakan untuk mendapatkan koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusi dengan *wavelet* yang diekstrak untuk menghasilkan seismogram sintetik yang digunakan dalam pengikatan data seismik dengan data sumur. Data *log* lainnya berperan untuk menentukan *log* properti yang akan digunakan sebagai target dalam analisis multi atribut.

Tabel 4.1 Data 9 Sumur untuk Analisis Multi Atribut Seismik

There are 9 wells in this table.									
	Well Name ▲	Well X	Well Y	Units	Well Type	KB Elev.	Surf. Elev.	Elev. Units	
1	→ AA-2	228643.00	9420240.00	m	UNSPECIFIED	58	0.00 ft		
2	→ AA-4	229147.00	9417304.00	m	UNSPECIFIED	55	0.00 ft		
3	→ AAC-3	228192.00	9419660.00	m	UNSPECIFIED	73	0.00 ft		
4	→ ZT-1	231412.00	9415445.00	m	UNSPECIFIED	73	0.00 ft		
5	→ ZUA-5	227442.00	9410011.00	m	UNSPECIFIED	72	0.00 ft		
6	→ ZV-1	232669.00	9410751.00	m	UNSPECIFIED	71	0.00 ft		
7	→ ZX-1	226377.00	9412121.00	m	UNSPECIFIED	69	0.00 ft		
8	→ ZZZ-1	226990.00	9411303.00	m	UNSPECIFIED	63	0.00 ft		
9	→ ZZZ-2	226570.00	9410696.00	m	UNSPECIFIED	73	0.00 ft		

4.1.3 Data Seismik dan Checkshot

Data seismik *crossline* 176 - 802 dan *inline* 107 - 701 yang digunakan pada studi ini adalah seismik *poststack* 3D hasil akuisisi tahun 1991, dengan polaritas *reverse* SEG fasa nol dan interval sampling adalah 4 ms.

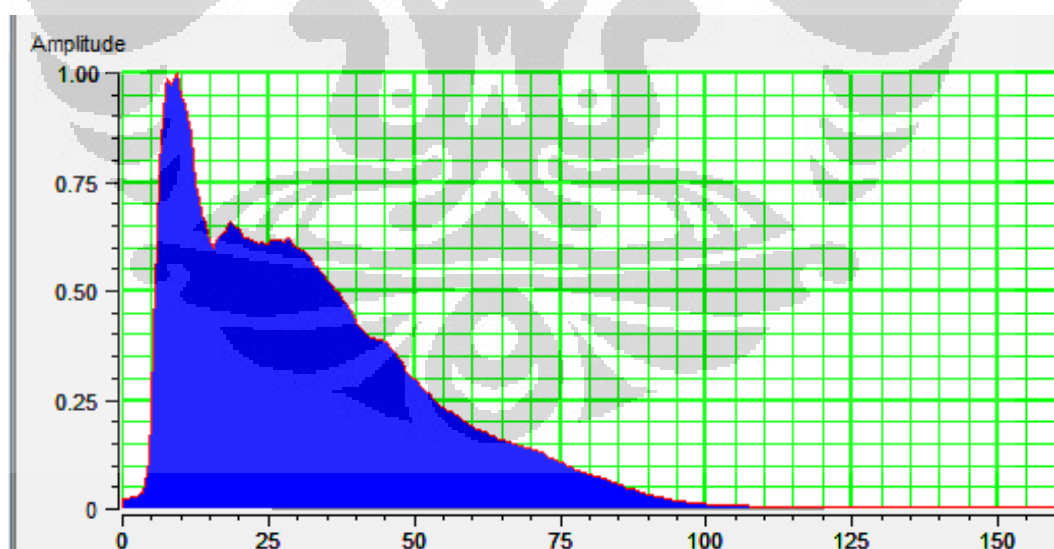
Data checkshot terdapat di semua sumur yang digunakan. Kegunaan utama data *checkshot* adalah untuk mendapatkan *Time-Depth Curve* yang kemudian dimanfaatkan lebih lanjut untuk pengikatan data seismik dan sumur, penghitungan kecepatan interval dan kecepatan rata-rata.

4.2 Pengolahan Data dan Hasil

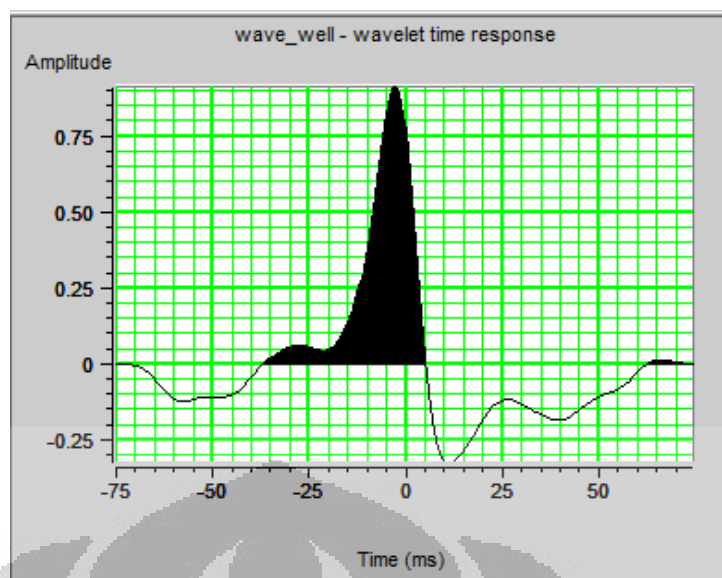
Seperti yang telah disebutkan sebelumnya, analisa multi atribut seismik yang dilakukan melalui tahap-tahap sebagai berikut:

4.2.1 Analisis Data Sumur dan Seismik Untuk *Well Seismic Tie*

Proses pengikatan data sumur dan seismik pada penelitian ini dilakukan dengan membuat sintetik seismogram yang merupakan hasil konvolusi dari *wavelet* dengan koefisien refleksi. Langkah pertama yang dilakukan adalah mencari *wavelet* terbaik untuk korelasi sumur dan seismik. Ekstraksi *wavelet* dilakukan dengan menggunakan data volume seismik di zona target (cara statistik) atau dengan menggunakan data sumur dimana *wavelet* diekstrak dari *trace* di sekitar lokasi sumur saja. Semua *wavelet* hasil ekstraksi tersebut kemudian diterapkan dalam proses *well seismic tie* untuk melihat *wavelet* yang memberikan harga koefisien korelasi rata-rata tertinggi. Setelah dilakukan proses berulang kali, *wavelet* yang diekstrak dari sumur memberikan harga koefisien korelasi rata-rata terbaik yaitu sebesar 0.78 dan memiliki frekuensi dominan sebesar 10 Hz. (Gambar 4.2)

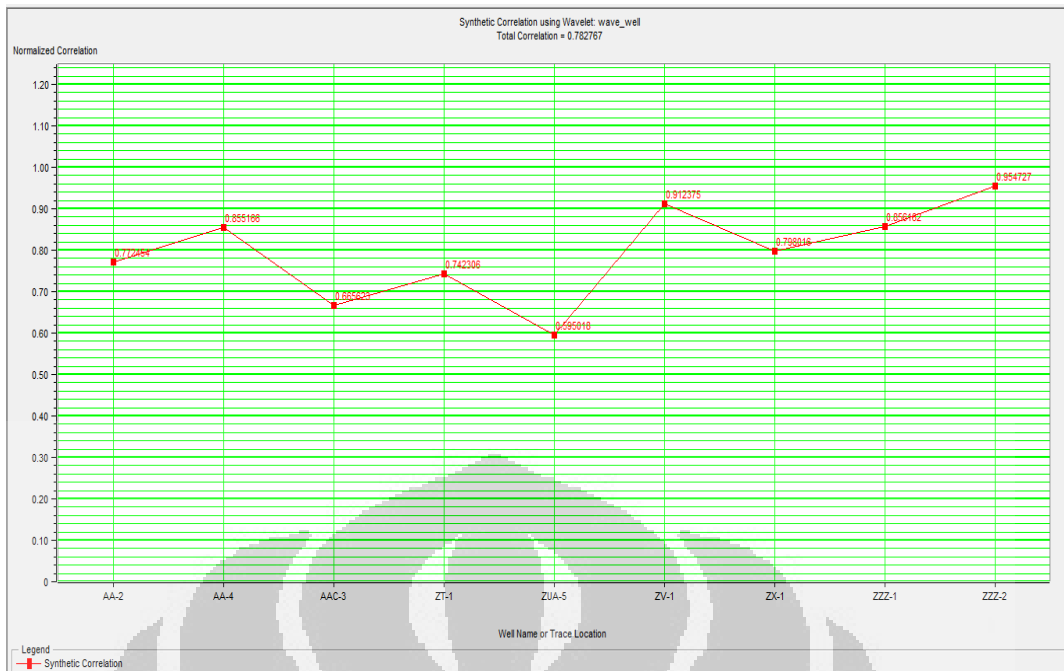


Gambar 4.2 Frekuensi dominan 10 Hz *wavelet* hasil ekstraksi dari semua sumur

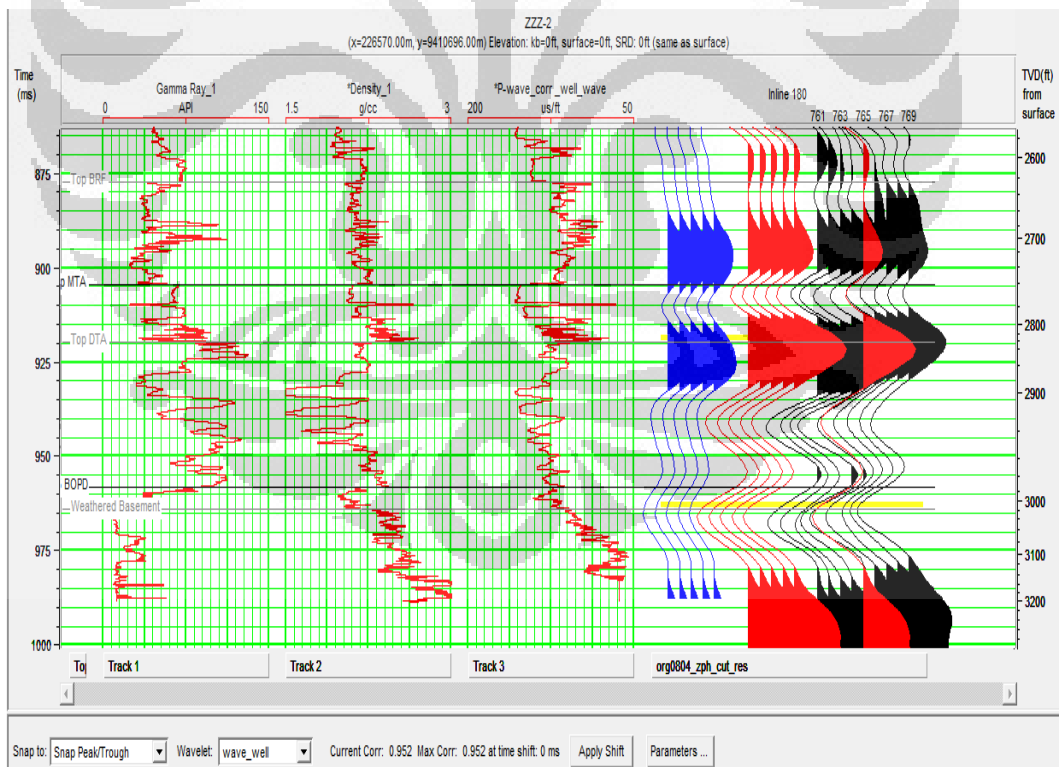


Gambar 4.3 *Wavelet* hasil ekstraksi dari sumur

Langkah kedua adalah mengkonvolusikan *wavelet* hasil ekstraksi dengan koefisien refleksi dari sumur untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan dalam proses *well seismic tie*. Sebelum melakukan proses *well seismic tie* ini, data sumur (sonik) terlebih dahulu dikonversi dari domain kedalaman menjadi domain waktu. Pengikatan data seismik dan sumur perlu dilakukan agar horison seismik (skala waktu) dapat diletakkan pada kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot pada skala kedalaman. Proses *bulkshift* ataupun *stretch-squeeze* dilakukan untuk mencocokkan *trace seismic* dengan *trace* sintetik. *Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 5 ms. Batas pergeseran tersebut perlu diperhatikan karena jika melebihi 5 ms akan menyebabkan data sumur mengalami *shifting*. Hal ini akan berpengaruh pada saat penentuan nilai fasa dari data sumur tersebut, dimana nilai fasanya akan mengalami pergeseran dari nilai fasa sebenarnya. Koefisien korelasi rata-rata dari pengikatan seismik-sumur untuk semua *training wells* adalah sebesar 0.78 (Gambar 4.4).



Gambar 4.4 Multi well analysis untuk semua sumur

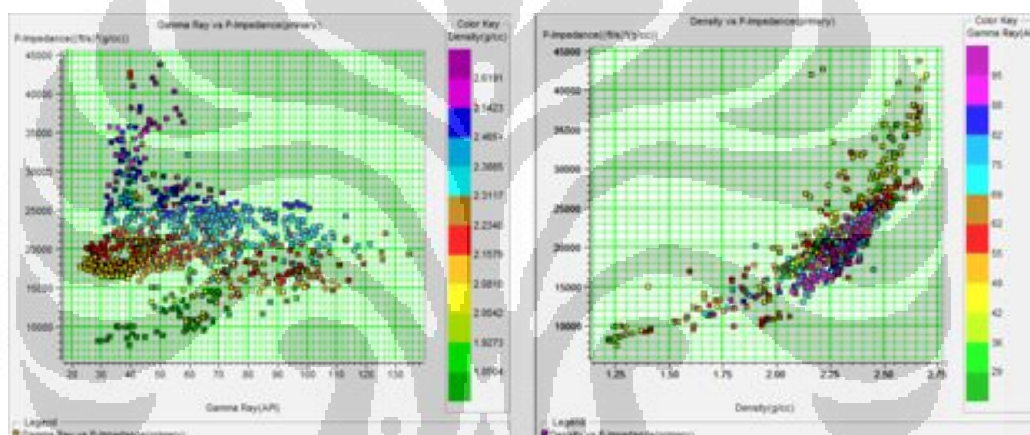


Gambar 4.5 Proses well seismic tie pada sumur ZZZ-2 yang menghasilkan koefisien korelasi 0.962.

4.2.2 Analisis *Cross-plot* Log Properties

Interval *marker* yang digunakan dalam proses *cross-plot* ini adalah antara DTA – WBSMT, dimana zona target yaitu lapisan reservoir batupasir formasi Talang Akar terdapat didalamnya. Tujuan dilakukan *cross-plot* adalah untuk menentukan target *log* atau *log* properti yang dapat digunakan untuk menghasilkan suatu *pseudo-log cube* dalam proses multi atribut. Gambar berikut menunjukkan hasil *cross-plot* yang dilakukan pada *training wells* dengan menggunakan Impedansi Akustik, GR, dan Densitas.

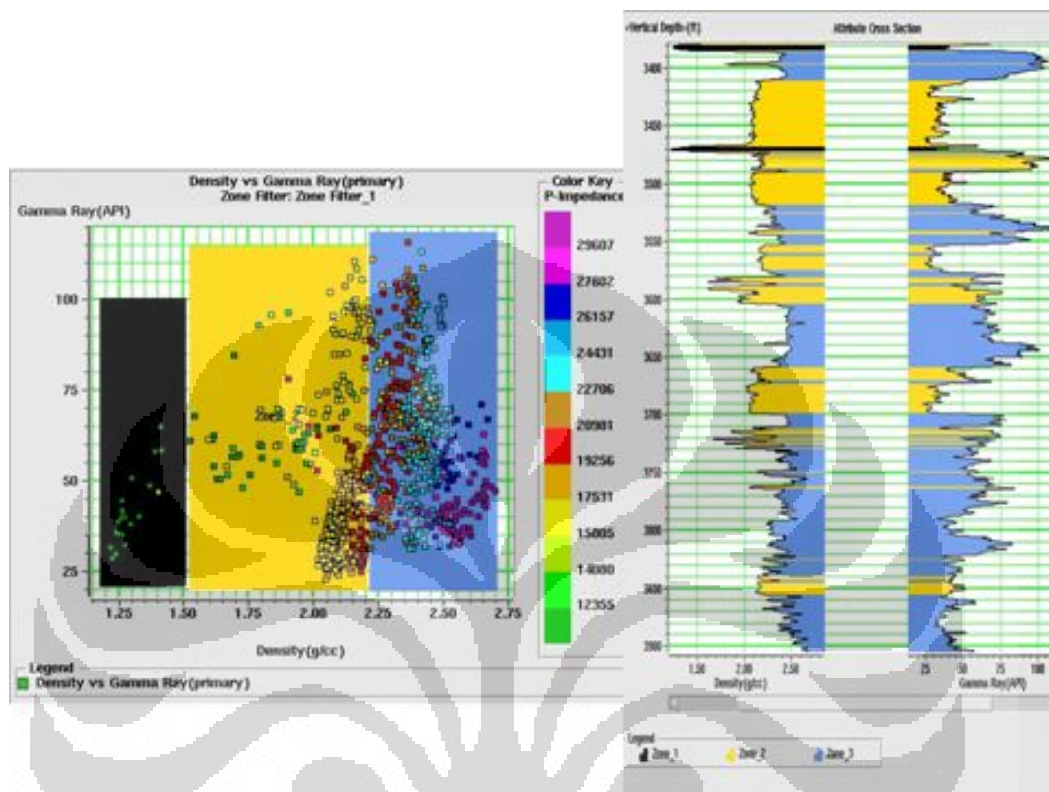
Cross-plot awal yang dilakukan adalah antara GR dengan IA dan densitas dengan IA. Hal ini dimaksudkan untuk melihat apakah IA bisa digunakan secara langsung untuk memisahkan batupasir dengan batulempung.



Gambar 4.6 Gambar *cross-plot* GR vs IA (kiri) dan Densitas vs IA.

Dari hasil *cross-plot* terlihat bahwa secara umum nilai GR rendah yang berasosiasi dengan batupasir memiliki IA yang sama dengan nilai GR tinggi yang berasosiasi dengan batulempung. Demikian juga halnya dengan densitas. Walaupun IA memiliki hubungan langsung dengan densitas, namun adanya faktor kecepatan juga mempengaruhi IA sehingga nilai densitas kecil dan besar tidak bisa dipisahkan langsung dengan IA. Dari analisa ini dapat diambil kesimpulan bahwa IA hasil proses inversi tidak dapat digunakan langsung untuk memisahkan batupasir dengan batulempung pada interval DTA – WBSMT. Pada studi ini proses inversi tetap dilakukan untuk mendapatkan volume IA yang nantinya akan digunakan sebagai eksternal atribut dalam pembuatan pseudo-log.

Cross-plot selanjutnya dilakukan antara GR dengan densitas. Kedua log properties ini sudah umum digunakan untuk memisahkan batupasir dengan batulempung.



Gambar 4.7 Gambar *cross-plot* Gamma Ray vs Densitas di sebuah sumur daerah penelitian menunjukkan pemisahan litologi yang baik. Gambar di sebelah kanan menunjukkan hasil zonasi coal (hitam), batupasir (kuning) dan batulempung (biru) pada sumur.

Hasil *cross-plot* memperlihatkan bahwa log GR dan densitas dapat memisahkan batupasir dan batulempung pada interval DTA – WBSMT. Pada sumur yang dilakukan *cross-plot* litologi yang ada dapat dipisahkan menjadi 3 berdasarkan nilai GR dan densitasnya. Coal memiliki nilai densitas <1.5, batupasir antara 1.5 dan 2.2, dan batulempung di atas 2.2 gr/cc. Akan tetapi, nilai ini belum bisa dijadikan cut-off untuk semua sumur, karena bila diterapkan di sumur yang lain bisa jadi jangkauan nilainya berbeda untuk litologi yang sama. Terlebih, nilai GR dan densitas memiliki jangkauan nilai dan besaran yang amat berbeda. Oleh karenanya, diperlukan suatu jangkauan nilai yang sama baik untuk GR maupun densitas, untuk bisa menerapkan cut-off yang sama di semua sumur.

Salah satu cara yang paling mudah sekaligus paling baik untuk menghilangkan besaran serta menyamakan jangkauan nilai dari dua properties yang berbeda adalah normalisasi. Dalam hal ini, normalisasi dilakukan terhadap log properties dari masing-masing well itu sendiri. Normalisasi log properties dilakukan dengan menggunakan rumus sederhana:

$$N = (\text{Log} - \text{MIN}(\text{Log})) / (\text{MAX}(\text{Log}) - \text{MIN}(\text{Log})) \quad (4.1)$$

dimana

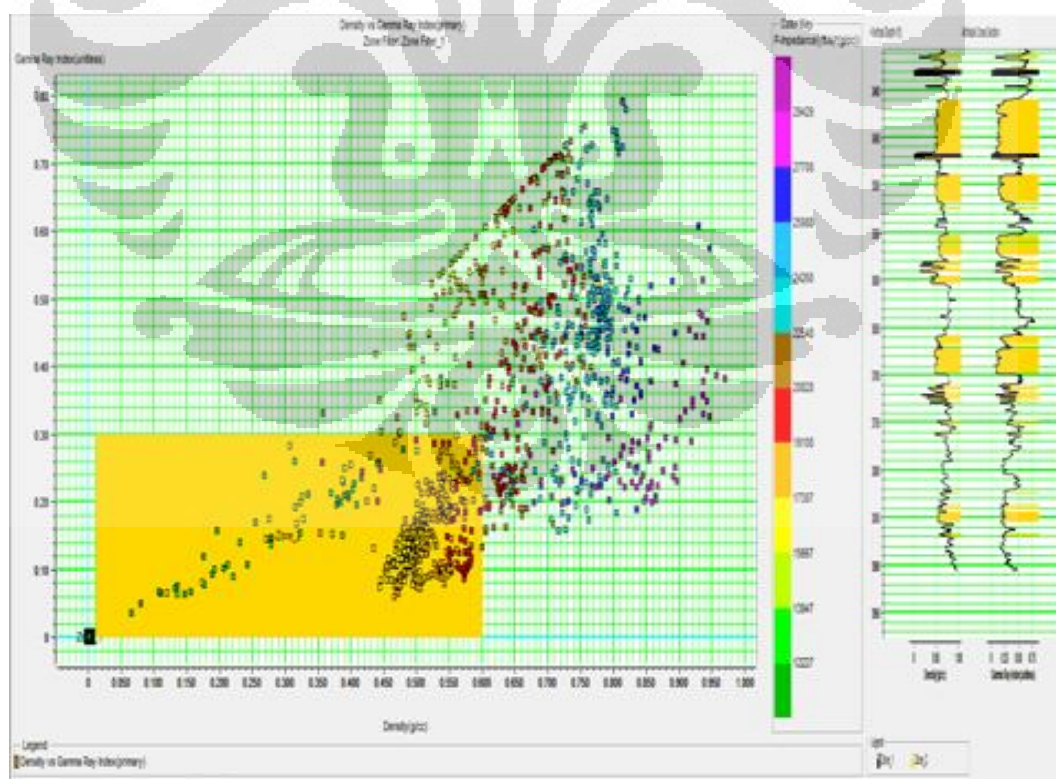
N = nilai normalisasi log di titik ke- i

Log = nilai log di titik ke- i

$\text{MIN}(\text{Log})$ = nilai minimal keseluruhan data log di satu sumur

$\text{MAX}(\text{Log})$ = nilai maksimal keseluruhan data log di satu sumur

Setelah dilakukan normalisasi, maka jangkauan nilai untuk log GR maupun densitas akan sama, yaitu 0 – 1. Besaran dari masing-masing log properties pun sekarang menjadi tidak ada, atau disebut *unitless*. Selanjutnya dilakukan lagi cross-plot pada setiap sumur untuk mengetahui nilai cut-off dari masing-masing litologi coal, batupasir dan batulempung, serta menguji konsistensi dari nilai cut-off tersebut.



Gambar 4.8 Hasil cross-plot antara GR dan densitas hasil normalisasi (kiri). Gambar di sebelah kanan menunjukkan cross-section di sumur uji.

Hasil cross-plot GR dan densitas hasil normalisasi di semua sumur ternyata menunjukkan hasil yang konsisten. Sesuai dengan tujuannya, yaitu melakukan pembedaan litologi, normalisasi ini membawa setiap litologi ke dalam satu jangkauan nilai yang lebih spesifik (Tabel 4.2). Sebagai contoh, coal, yang memiliki nilai GR dan densitas yang paling rendah di setiap sumur akan memiliki nilai 0 setelah normalisasi, karena proses normalisasi akan membawa nilai minimal dari setiap log ke posisi nol. Konsistensi dari jangkauan nilai setiap litologi di semua sumur juga sudah teruji melalui cross-plot ini, sehingga dapat diambil nilai cut-off yang sama untuk setiap sumur.

Tabel 4.2 Jangkauan Nilai untuk Cut-off Litologi

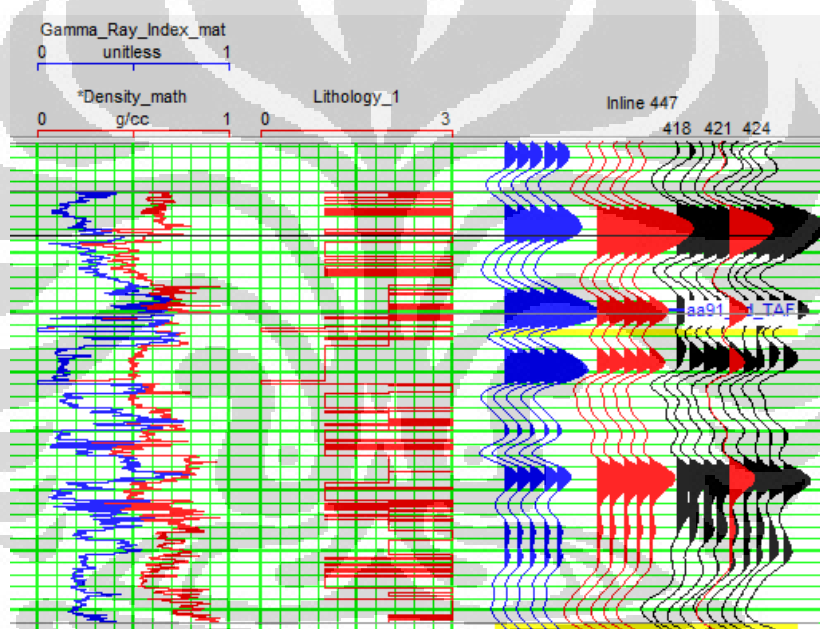
	GR_norm	Densitas_norm
Coal	0	0
Batupasir	$0 < x \leq 0.3$	$0 < x \leq 0.6$
Batulempung	> 0.3	> 0.6

Sebagai hasil akhir dari uji analisis cross-plot adalah pengelompokan litologi dengan nilai jangkauan tertentu ke dalam satu kelas yang sama. Fungsinya adalah untuk melakukan simplifikasi dalam klasifikasi litologi. Dari hasil uji cross-plot GR dan densitas hasil normalisasi telah didapatkan jangkauan nilai yang spesifik dan konsisten untuk setiap jenis litologi. Dalam klasifikasi litologi ini, yang dilakukan adalah memberi kode untuk setiap jenis litologi, seperti terlihat pada Tabel 4.3. Pemberian kode ini tentu saja tidak bisa dilakukan tanpa dasar. Dalam studi ini pemberian kode akan mengacu pada nilai GR dan densitas hasil normalisasi. Litologi dengan nilai GR dan densitas terkecil akan mendapatkan kode terkecil juga, yakni 0. Demikian selanjutnya sehingga batupasir mendapatkan kode 1 dan batulempung mendapatkan kode 2. Untuk litologi yang tidak memiliki nilai spesifik, atau memiliki nilai GR dan densitas diluar jangkauan litologi yang sudah ditetapkan, akan diberikan kode 3. Litologi dengan kode 3 ini dapat berupa batulempung pasiran maupun batupasir dengan densitas tinggi yang kemungkinan besar *tight*.

Tabel 4.3 Klasifikasi Litologi

	GR_norm	Densitas_norm	Kode
Coal	0	0	0
Batupasir	$0 < x \leq 0.3$	$0 < x \leq 0.6$	1
Batulempung	> 0.3	> 0.6	2
Lainnya	else	else	3

Selanjutnya, dengan menggunakan perangkat lunak *EMERGE*, dapat dibuat program sederhana untuk yang akan diterapkan untuk membuat log *Lithology Class* berdasarkan pemberian kode diatas. Input dari program tersebut adalah log GR dan log densitas yang sudah dinormalisasi.

Gambar 4.9 Hasil pembuatan log *Lithology Class* menggunakan *EMERGE*

Tujuan awal dari analisis cross-plot log properties adalah mendapatkan properties terbaik yang dapat digunakan untuk memisahkan batupasir dengan batulempung maupun batuan lain yang bukan reservoir. Berdasarkan hasil yang telah diperoleh, maka log properties terbaik adalah log GR dan log densitas hasil normalisasi, serta log Lithology Class. Ketiga log tersebut akan dibuat volume pseudo-lognya melalui seismik multi atribut.

4.2.3 Analisis Seismik Multi Atribut

Setelah mendapatkan log properties yang terbaik untuk digunakan dalam memisahkan litologi, maka log properties tersebut akan diprediksi pada masing-masing tras seismik dengan menggunakan berbagai macam atribut seismik diturunkan dari tras seismik yang disebut sebagai internal atribut. Selain itu terdapat atribut dalam bentuk volume yang tidak diturunkan dari tras seismik, akan tetapi memiliki hubungan baik langsung maupun tidak langsung dengan log target. Atribut tersebut disebut sebagai eksternal atribut. Eksternal atribut yang akan digunakan dalam memprediksi log GR normalisasi, densitas normalisasi dan Lithology Class adalah Impedansi Akustik (IA), pseudo GR dan pseudo densitas. Volum IA didapatkan dari hasil inversi model based, sedangkan volum pseudo GR dan pseudo densitas didapatkan dari analisis seismik multi atribut sebelumnya, dengan hanya menggunakan internal atribut. Parameter untuk menentukan kelompok atribut seismik terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log target adalah nilai prediksi *error* dan validasi *error*. Nilai prediksi *error* akan menurun sejalan dengan jumlah atribut yang digunakan, semakin banyak jumlah atribut yang digunakan maka nilai prediksi *error* akan semakin kecil). Nilai validasi *error* yaitu nilai prediksi *error* yang diperoleh jika salah satu sumur tersebut tidak disertakan dalam proses training.

4.2.3.1 Estimasi dan Validasi Pseudo GR Normalisasi

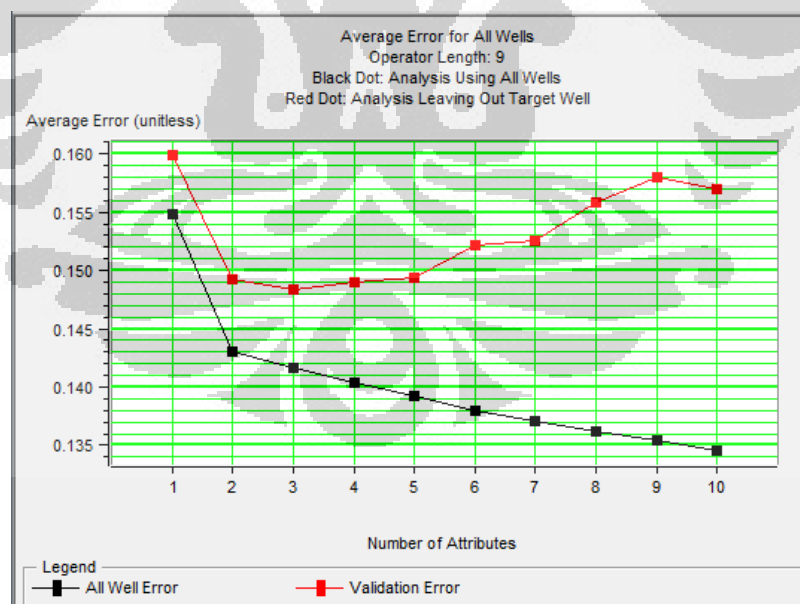
Estimasi volume GR normalisasi dilakukan dengan menggunakan proses iterasi 6 sumur sebagai *training wells* sebagai data kontrol dan 4 validasi dengan 3 *non training wells*, internal atribut dari data seismik SEG-Y 3D, serta volum pseudo GR sebagai eksternal atribut.

Hasil proses dapat dilihat pada Gambar 4.8 dibawah ini yaitu bahwa nilai validasi tertinggi diperoleh dengan menggunakan 3 atribut seismik. Penggunaan lebih dari 3 buah atribut akan menyebabkan data menjadi *over training*, hal ini diperlihatkan oleh nilai validasi *error* yang meningkat setelah penggunaan lebih dari 3 atribut.

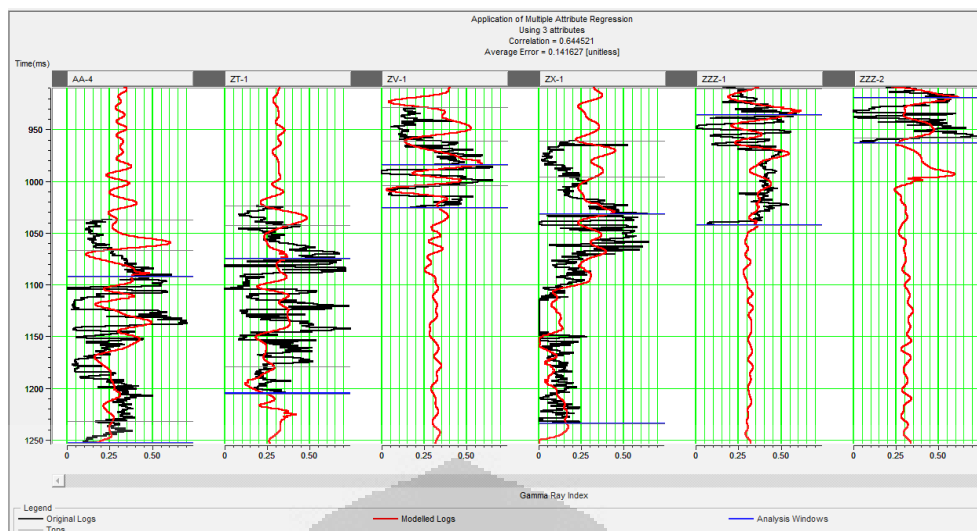
Hasil prediksi log GR normalisasi pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.64 dengan *error* sebesar 0.14 jika dilakukan *cross-plot* terhadap nilai GR normalisasi yang sebenarnya pada sumur

tersebut. Hasil ini menunjukkan bahwa hasil prediksi GR dengan menggunakan 3 atribut seismik tersebut cukup baik (Gambar 4.10). Meskipun demikian, apabila diperhatikan pada Gambar 4.11 akan terlihat bahwa kurva log hasil prediksi memiliki frekuensi dan amplitudo yang tidak sebesar kurva log yang aktual. Hal ini tidak lepas dari resolusi seismik yang rendah pada interval DTA – WBSMT. Positifnya, resolusi seismik yang sekitar 150 feet bisa ditingkatkan hingga 50 feet, yang dibuktikan dari beberapa sumur yang memiliki ketebalan batupasir sekitar 50 feet. Pada lokasi sumur tersebut multi atribut mampu memprediksi adanya batupasir dengan baik.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Gamma Ray Index	Sqrt(GR)	0.154836	0.159899
2	Gamma Ray Index	Quadrature Trace	0.143035	0.149291
3	Gamma Ray Index	Filter 35/40-45/50	0.141627	0.148313
4	Gamma Ray Index	Amplitude Weighted Phase	0.140442	0.148998
5	Gamma Ray Index	Amplitude Envelope	0.139276	0.149349
6	Gamma Ray Index	Dominant Frequency	0.137917	0.152129
7	Gamma Ray Index	Cosine Instantaneous Phase	0.137095	0.152491
8	Gamma Ray Index	Apparent Polarity	0.136242	0.155832
9	Gamma Ray Index	Filter 25/30-35/40	0.135379	0.157958
10	Gamma Ray Index	X-Coordinate	0.134555	0.157033

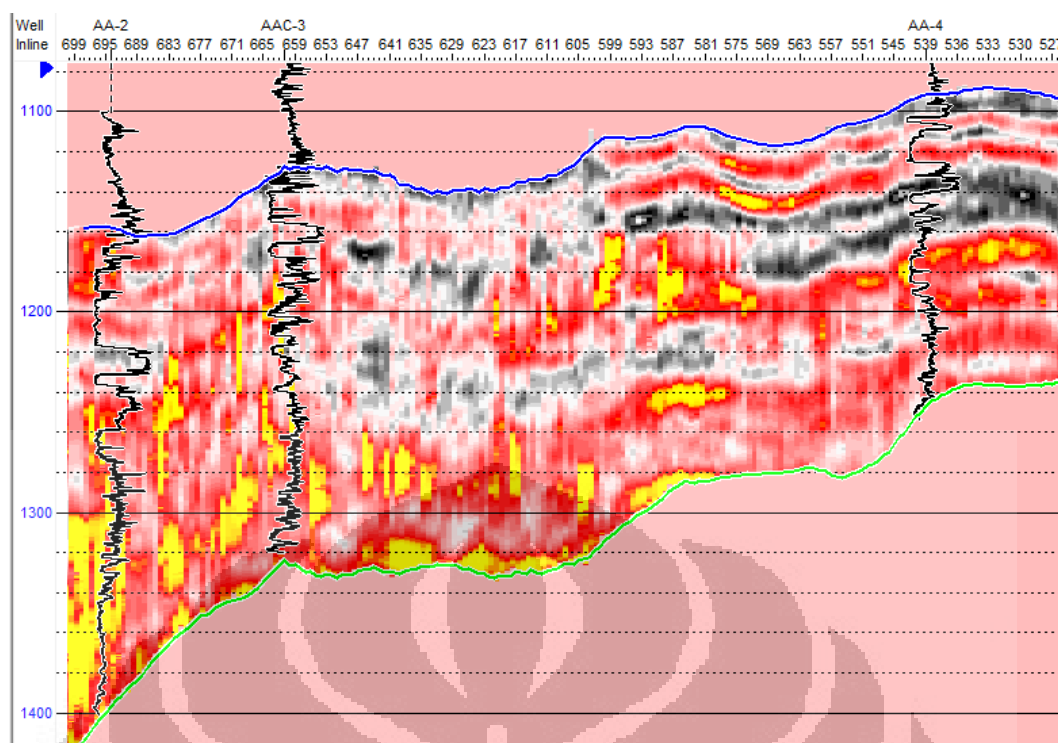


Gambar 4.10 Kurva Prediksi dan Validasi *Error* untuk estimasi pseudo GR normalisasi.



Gambar 4.11 Aplikasi *Multiple Atribut Regression* pada *training wells*. Perbandingan antara log asli (warna hitam) dengan *modeled log* (warna merah)

Gambar 4.12 adalah contoh penampang pseudo GR normalisasi yang melewati 3 sumur. Sumur AA-4 adalah sumur yang disertakan dalam training prediksi GR normalisasi, sedangkan sumur AA-2 dan AAC-3 tidak disertakan, atau disebut sebagai *blind well*. Nilai GR normalisasi rendah (warna merah ke kuning) menggambarkan batupasir dan coal, sedangkan nilai GR normalisasi tinggi (warna hitam) menggambarkan batulempung. Validasi dari volum pseudo GR normalisasi dapat dilihat dari konsistensi nilai rendah pseudo GR normalisasi dengan kurva GR normalisasi pada lokasi *blind well* AA-2 dan AAC-3. Warna merah pada penampang bersesuaian dengan defleksi ke kiri pada kurva log di sumur. Sehingga dapat disimpulkan bahwa kemenerusan batupasir serta litologi lainnya digambarkan dengan cukup baik oleh volum pseudo GR normalisasi ini.



Gambar 4.12 Penampang pseudo GR normalisasi melewati sumur training dan *blind wells*

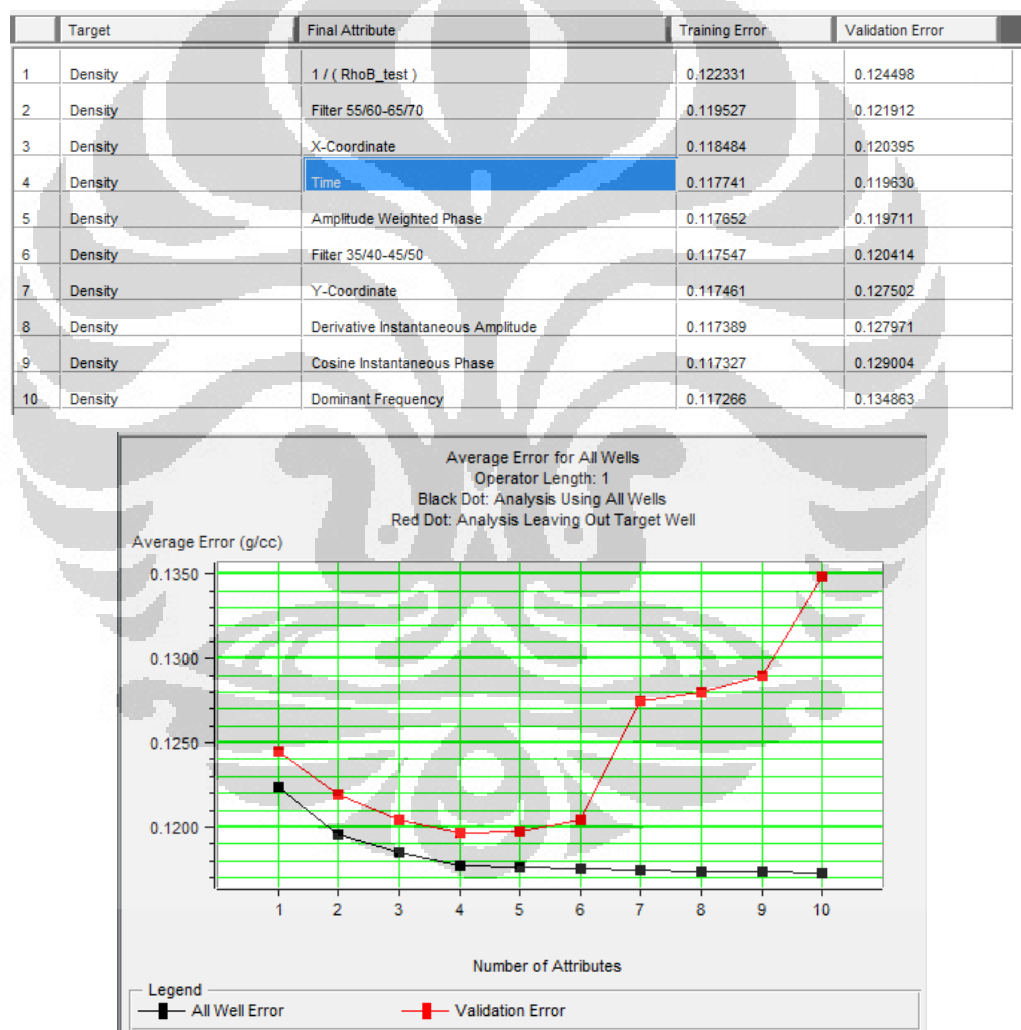
4.2.3.2 Estimasi dan Validasi Pseudo Densitas Normalisasi

Estimasi volume densitas normalisasi dilakukan dengan menggunakan proses iterasi 6 sumur sebagai *training wells* sebagai data kontrol dan divalidasi dengan 3 *non training wells*, internal atribut dari data seismik SEG-Y 3D, serta volum pseudo densitas serta volum Impedansi Akustik sebagai eksternal atribut. Pemilihan volume IA sebagai eksternal atribut dikarenakan IA mempunyai hubungan langsung dengan densitas, sehingga diharapkan mampu memberikan hasil prediksi yang baik.

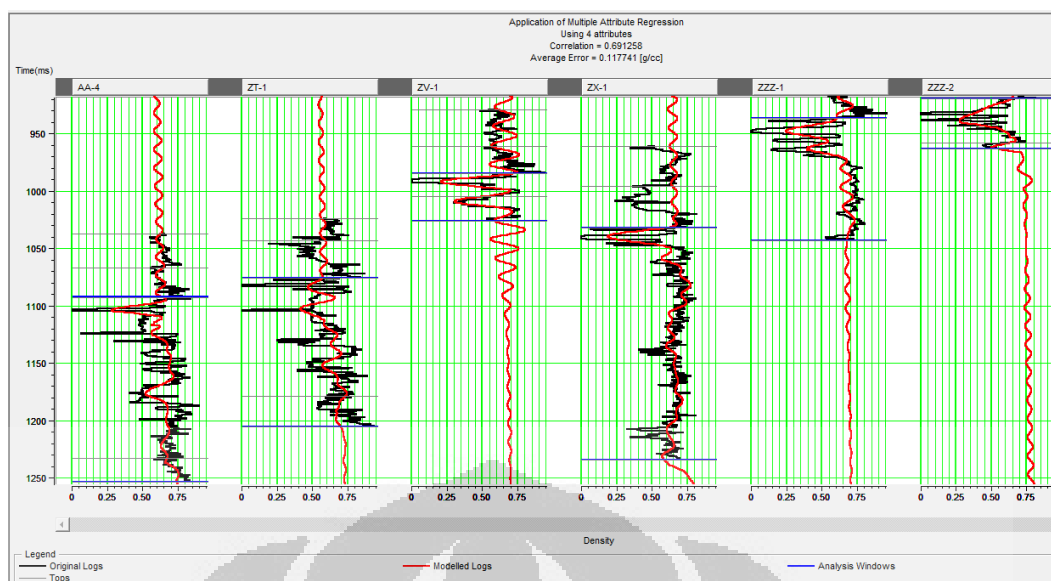
Hasil proses dapat dilihat pada Gambar 4.8 dibawah ini yaitu bahwa nilai validasi tertinggi diperoleh dengan menggunakan 4 atribut seismik. Penggunaan lebih dari 4 buah atribut akan menyebabkan data menjadi *over training*, hal ini diperlihatkan oleh nilai validasi *error* yang meningkat setelah penggunaan lebih dari 4 atribut.

Hasil prediksi log densitas normalisasi pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.69 dengan *error* sebesar 0.11 jika di *cross-plot* terhadap nilai densitas normalisasi yang sebenarnya pada sumur tersebut. Hasil ini menunjukkan bahwa hasil prediksi densitas dengan

menggunakan 3 atribut seismik tersebut cukup baik (Gambar 4.13), bahkan lebih baik dibandingkan hasil prediksi log GR normalisasi. Kemungkinan besar hal ini disebabkan adanya tambahan eksternal atribut berupa volume IA yang memiliki hubungan langsung dengan densitas, sehingga proses prediksi menjadi lebih baik. Meskipun demikian, sama halnya dengan log GR normalisasi, apabila diperhatikan pada Gambar 4.14 juga akan terlihat bahwa kurva log hasil prediksi memiliki frekuensi dan amplitudo yang tidak sebesar kurva log yang aktual. Hal positif yang juga dimiliki prediksi log densitas normalisasi ini adalah peningkatan resolusi, meskipun tidak sampai mendekati resolusi sumur.

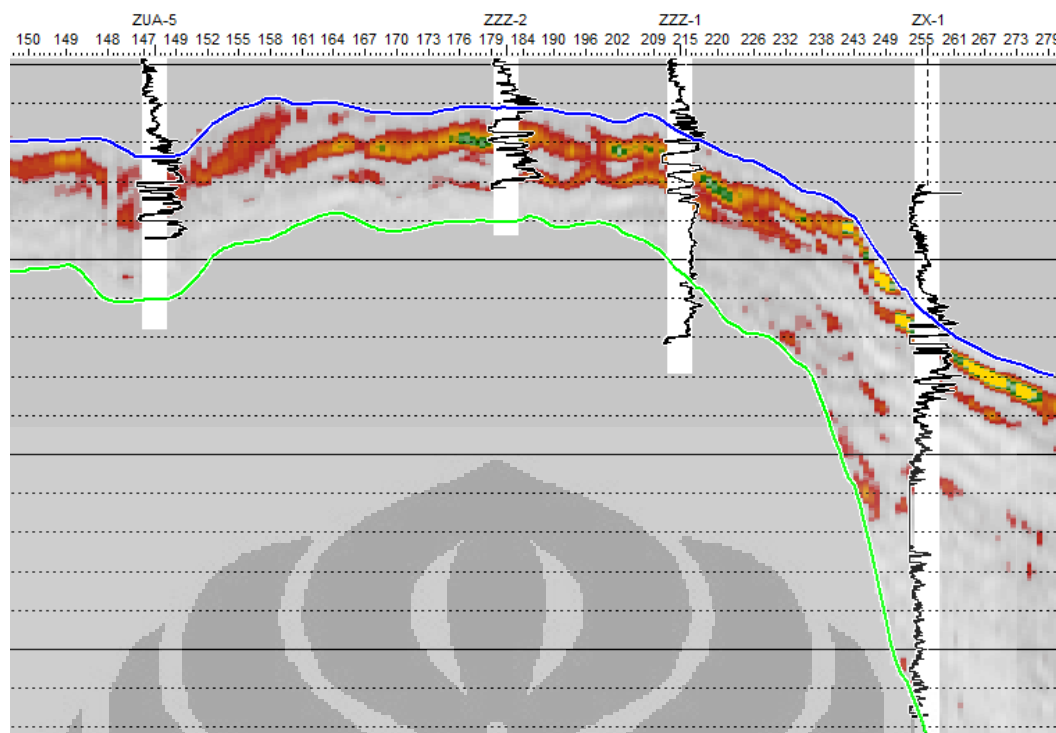


Gambar 4.13 Kurva Prediksi dan Validasi *Error* untuk estimasi pseudo Densitas normalisasi



Gambar 4.14 Aplikasi *Multiple Atribut Regression* pada *training wells*. Perbandingan antara log asli (warna hitam) dengan *modeled log* (warna merah)

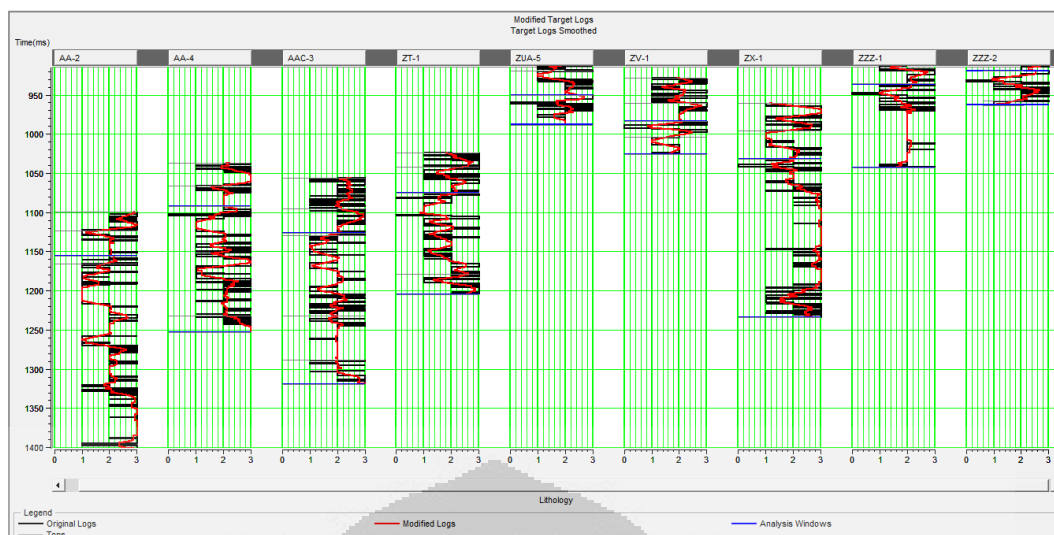
Gambar 4.15 adalah contoh penampang pseudo GR normalisasi yang melewati 4 sumur. Sumur ZZZ-1, ZZZ-2 dan ZX-1 adalah sumur yang disertakan dalam training prediksi densitas normalisasi, sedangkan sumur ZUA-5 tidak disertakan, atau disebut sebagai *blind well*. Nilai densitas normalisasi rendah (warna coklat ke hijau) menggambarkan batupasir dan coal, sedangkan nilai densitas normalisasi tinggi (warna abu) menggambarkan batulempung. Validasi dari volum pseudo densitas normalisasi dapat dilihat dari konsistensi nilai rendah pseudo densitas normalisasi dengan kurva densitas normalisasi pada lokasi *blind well* ZUA-5. Warna coklat pada penampang bersesuaian dengan defleksi ke kiri pada kurva log di sumur. Sehingga dapat disimpulkan bahwa kemenerusan batupasir serta litologi lainnya digambarkan dengan cukup baik oleh volum pseudo densitas normalisasi ini.



Gambar 4.15 Penampang pseudo densitas normalisasi melewati sumur training dan *blind wells*

4.2.3.3 Estimasi dan Validasi Pseudo Lithology Class

Estimasi volume Lithology Class dilakukan dengan menggunakan proses iterasi seluruh 9 sumur sebagai *training wells*, internal atribut dari data seismik SEG-Y 3D, serta volum pseudo GR normalisasi, volum pseudo densitas normalisasi dan volum IA sebagai eksternal atribut. Pemilihan eksternal atribut ini didasarkan bahwa klasifikasi litologi yang dilakukan adalah berdasarkan nilai log GR normalisasi dan log densitas normalisasi. Sebelum dilakukan prediksi, log Lithology Class di-filter terlebih dahulu agar resolusinya tidak terlalu tinggi (Gambar 4.16). Hal ini dikarenakan log Lithology Class merupakan fungsi yang diskrit, sehingga perlu dibuat menjadi kontinu agar sesuai dengan tras seismik yang kontinu.

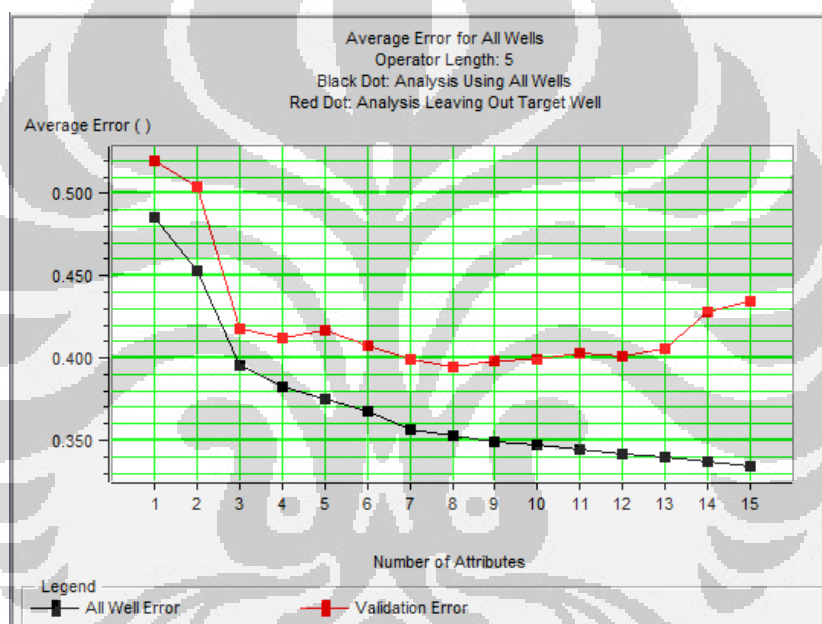


Gambar 4.16 Proses filtering log Lithology Class

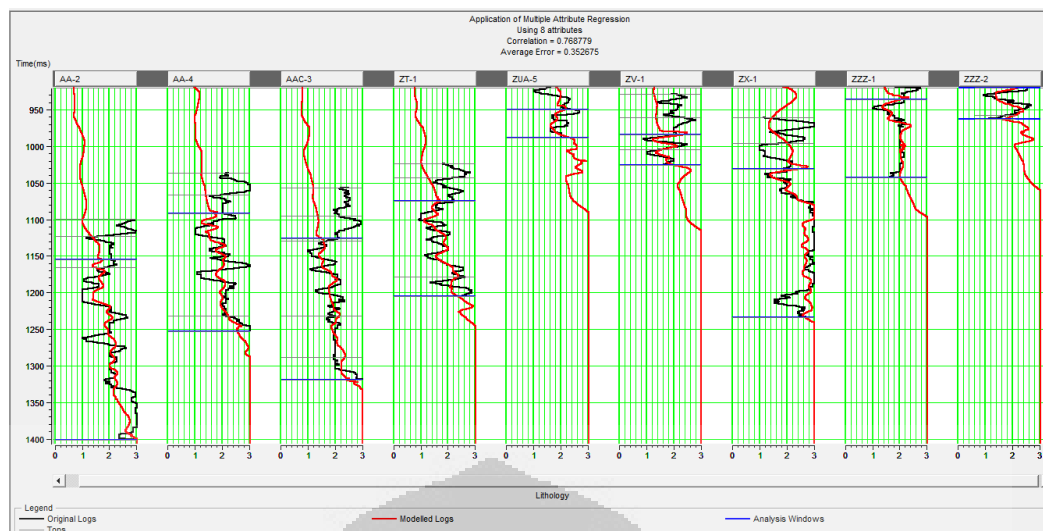
Hasil proses selanjutnya dapat dilihat pada Gambar 4.8 dibawah ini yaitu bahwa nilai validasi tertinggi diperoleh dengan menggunakan 8 atribut seismik. Penggunaan lebih dari 8 buah atribut akan menyebabkan data menjadi *over training*, hal ini diperlihatkan oleh nilai validasi *error* yang meningkat setelah penggunaan lebih dari 8 atribut.

Hasil prediksi log Lithology Class pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.76 dengan *error* sebesar 0.35 jika di *cross-plot* terhadap nilai Lithology Class yang sebenarnya pada sumur tersebut. Hasil ini menunjukkan bahwa hasil prediksi Lithology Class dengan menggunakan 8 atribut seismik tersebut cukup baik (Gambar 4.10). Meskipun demikian, apabila diperhatikan pada Gambar 4.18 akan terlihat bahwa kurva log hasil prediksi memiliki frekuensi dan amplitudo yang tidak sebesar kurva log yang aktual. Hal ini tidak lepas dari resolusi seismik yang rendah pada interval DTA – WBSMT, sehingga akan menjadi wajar apabila prediksi log tidak bisa mendekati log asli yang memiliki resolusi sangat tinggi akibat fungsi dari Lithology Class yang diskrit. Kelemahan ini juga mengakibatkan coal sebagai litologi kelas 0 tidak bisa diresolusikan. Akan tetapi hal ini masih bisa ditolerir mengingat coal memiliki ketebalan hanya 6 feet, sangat jauh dibawah resolusi seismik.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Sqrt(Lithology)	(RhoB_Norm)**2	0.485711	0.519819
2	Sqrt(Lithology)	Y-Coordinate	0.452865	0.503752
3	Sqrt(Lithology)	Time	0.395270	0.418095
4	Sqrt(Lithology)	Average Frequency	0.382917	0.412140
5	Sqrt(Lithology)	X-Coordinate	0.375179	0.416809
6	Sqrt(Lithology)	AI	0.367521	0.407156
7	Sqrt(Lithology)	Filter 5/10-15/20	0.356308	0.399232
8	Sqrt(Lithology)	(GR_Index)**2	0.352676	0.394932
9	Sqrt(Lithology)	Instantaneous Phase	0.349225	0.398317
10	Sqrt(Lithology)	Amplitude Weighted Cosine Phase	0.347136	0.399360
11	Sqrt(Lithology)	Filter 25/30-35/40	0.344145	0.403158
12	Sqrt(Lithology)	Amplitude Weighted Phase	0.341413	0.400855
13	Sqrt(Lithology)	Quadrature Trace	0.338573	0.405305

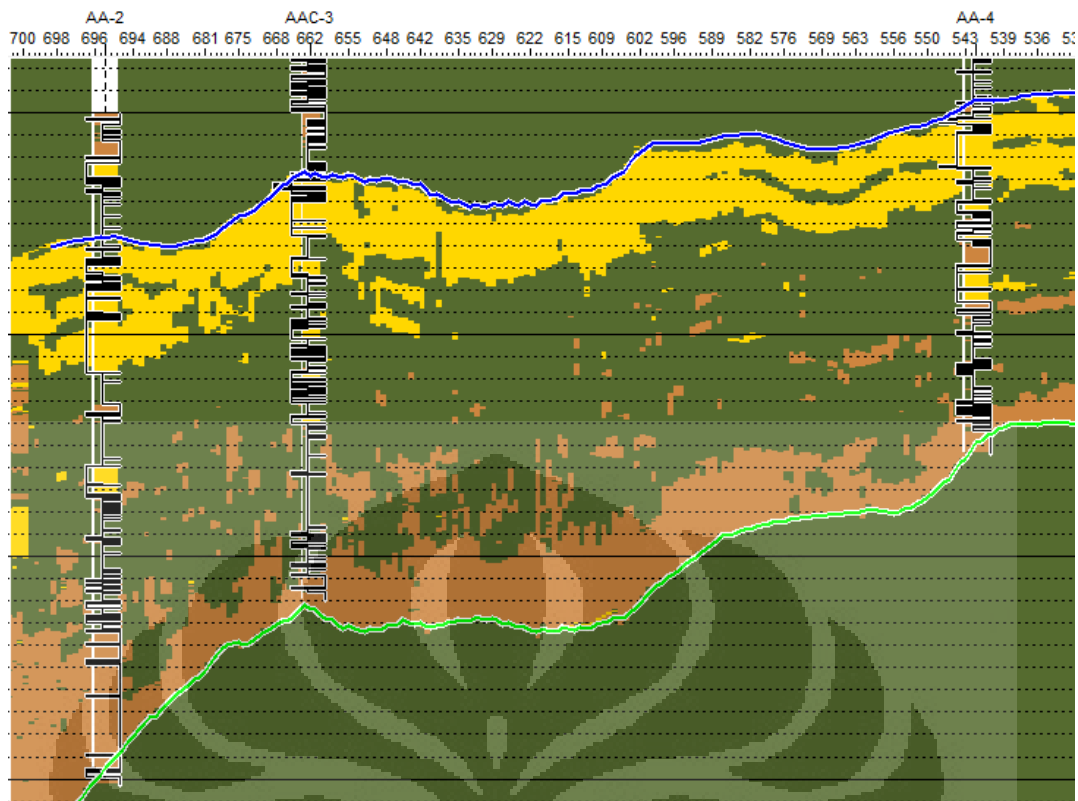


Gambar 4.17 Kurva Prediksi dan Validasi *Error* untuk estimasi pseudo Lithology Class



Gambar 4.18 Aplikasi *Multiple Atribut Regression* pada *training wells*. Perbandingan antara log asli (warna hitam) dengan *modeled log* (warna merah)

Gambar 4.19 adalah contoh penampang pseudo GR normalisasi yang melewati 3 sumur. Nilai Lithology Class 1 (warna kuning) menggambarkan batupasir dan coal, sedangkan nilai Lithology Class 2 (warna hijau) menggambarkan batulempung. Lithology Class 3 (warna coklat) menggambarkan batulempung pasiran ataupun batupasir yang tight. Validasi dari volum pseudo Lithology Class dapat dilihat dari konsistensi nilai masing-masing kelas di sumur dengan nilainya pada lokasi setiap sumur. Dapat disimpulkan bahwa kemenerusan batupasir serta litologi lainnya digambarkan dengan cukup baik oleh volum pseudo Lithology Class ini.



Gambar 4.19 Penampang pseudo Lithology Class melewati sumur-sumur training

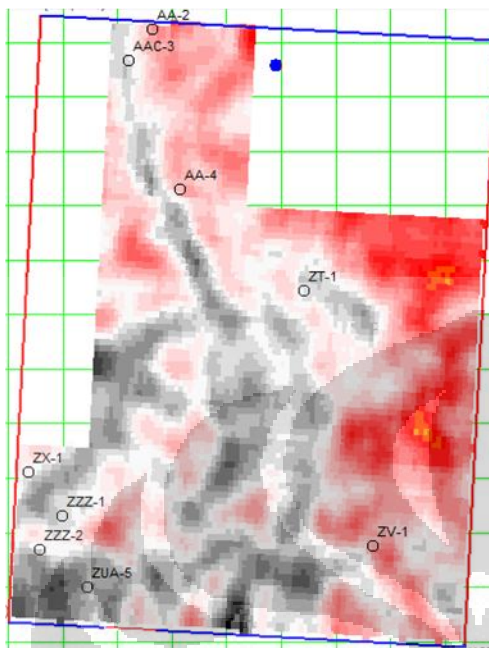
BAB 5. HASIL DAN DISKUSI

5.1 Pemetaan Penyebaran Batupasir

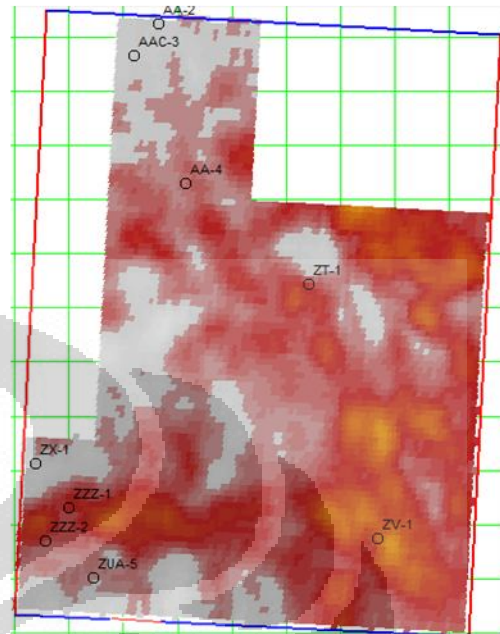
Hasil akhir dari prediksi dan pembuatan volume pseudo GR normalisasi, densitas normalisasi dan Lithology Class adalah pemetaan penyebaran reservoir batupasir di formasi Talang Akar. Reservoir ini telah dites melakukan Drill Stem Test pada sumur ZV-1 dan ZZZ-2 dengan hasil tes berturut-turut 442 BOPD, 4.17 MMCFD dan 1295 BOPD. Dengan melakukan slice pada horizon Top DTA (Deltaic Talang Akar) + 35 ms pada masing-masing volume didapatkan pemetaan penyebaran batupasir berdasarkan pseudo GR normalisasi, pseudo densitas normalisasi dan pseudo Lithology Class. Peta penyebaran reservoir batupasir dari ketiganya dapat dilihat pada Gambar 5.1.

Secara umum dapat diinterpretasikan suatu bentukan channel belt yang berarah NW-SE pada ketiga peta pseudo log. Beberapa perbedaan antara peta pseudo GR normalisasi dan peta pseudo densitas normalisasi terlihat pada bagian NW dan SW, tepatnya di area sumur AA-2 dan AAC-3, serta ZZZ-1 dan ZZZ-2. Pada bagian NW terlihat bahwa pseudo GR normalisasi menunjukkan adanya batupasir, sedangkan pseudo densitas tidak menunjukkan hal yang sama. Adanya perbedaan ini disebabkan oleh efek litologi yang ada disana, dimana litologi tersebut memiliki nilai pseudo GR normalisasi yang rendah, yang mencirikan adanya batupasir, akan tetapi juga memiliki nilai pseudo densitas normalisasi yang tinggi. Interpretasi sementara adalah bahwa lapisan batupasir di sumur AA-2 dan AAC-3 merupakan batupasir yang tight. Adapun di bagian SW yang terjadi adalah sebaliknya, dimana nilai pseudo GR normalisasi terlihat tidak serendah yang lain walaupun tetap menunjukkan respon batupasir, sementara nilai pseudo densitas normalisasi menunjukkan nilai rendah yang mencirikan porositas yang tinggi. Hasil tes pun menunjukkan bahwa reservoir batupasir ini merupakan reservoir yang baik dengan produksi tes 1295 BOPD. Kemungkinan besar efek pseudo GR normalisasi ini dipengaruhi oleh Weathered Basement yang berada tepat dibawah reservoir batupasir, sementara pseudo densitas normalisasi tidak terganggu karena memiliki nilai yang kontras dengan Weathered Basement.

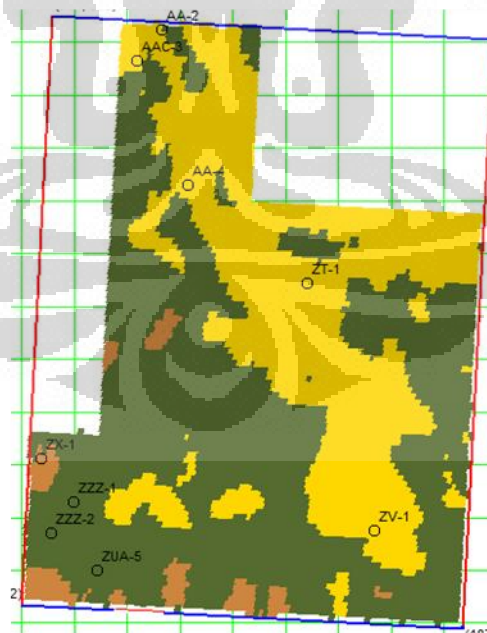
Pseudo GR Normalisasi



Pseudo Densitas Normalisasi



Pseudo Lithology Class Normalisasi



Gambar 5.1 Peta penyebaran reservoir batupasir dari masing-masing pseudo log

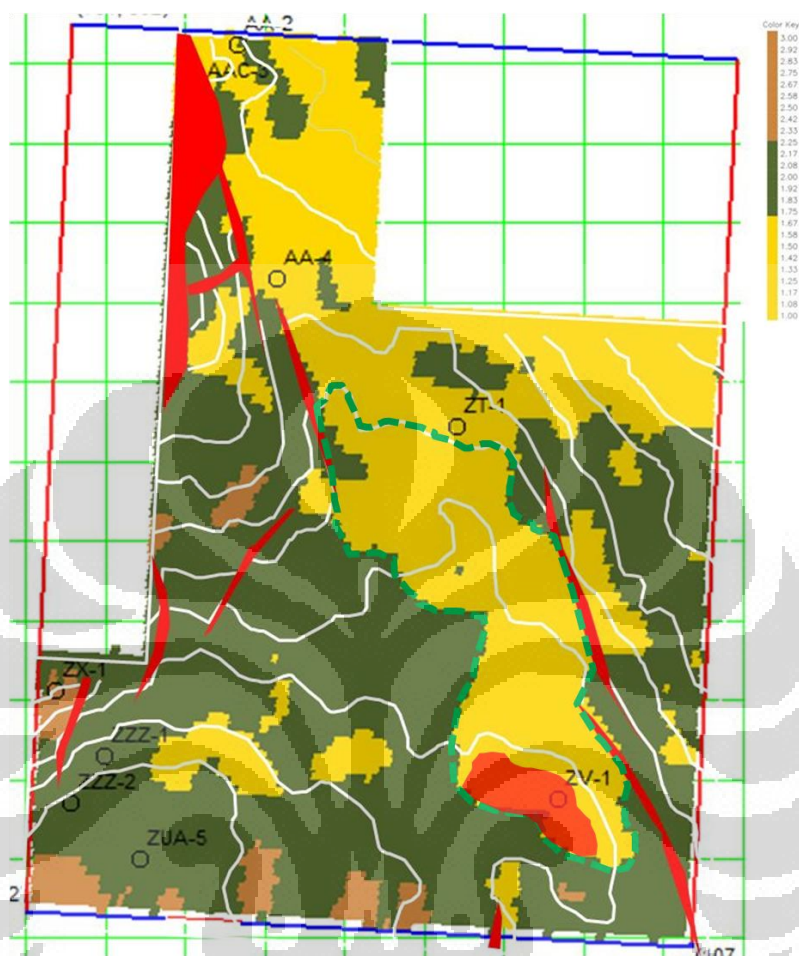
Untuk mengakomodir kemungkinan terjadinya perbedaan interpretasi antara pseudo GR normalisasi dan pseudo densitas normalisasi, integrasi keduanya melalui pseudo Lithology Class menjadi sangat berguna. Pseudo Lithology Class telah memiliki informasi dari kedua pseudo log tersebut, karena pseudo Lithology Class didefinisikan berdasarkan nilai cut-off dari pseudo GR normalisasi dan pseudo densitas normalisasi. Selain itu nilai pseudo Lithology Class yang diskrit, yakni 0, 1, 2, 3 dapat memberikan simplifikasi dalam menentukan litologi, dibandingkan apabila menggunakan salah satu dari pseudo GR normalisasi atau pseudo densitas normalisasi saja.

5.2 Penentuan Daerah Prospektif

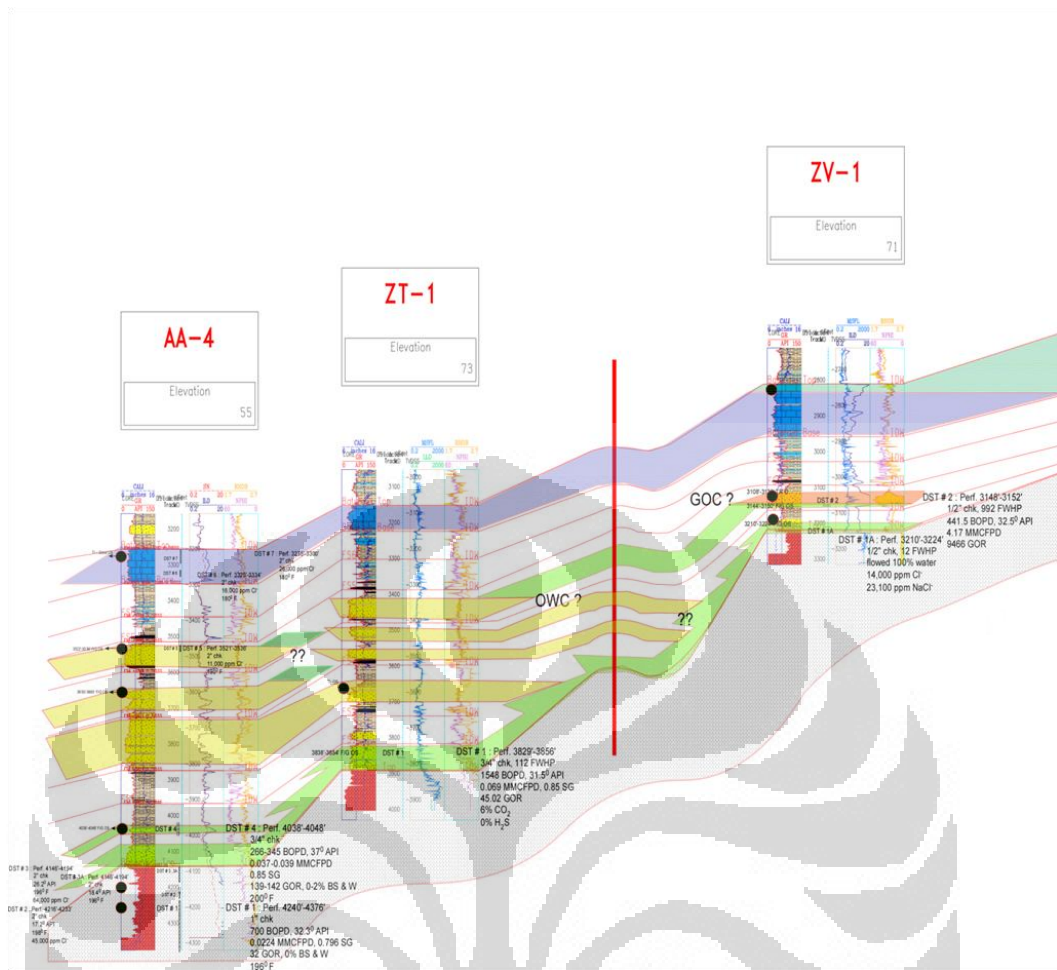
Penentuan daerah prospektif dalam studi ini hanya dilakukan untuk lapisan reservoir batupasir yang sudah terbukti ditemukan hidrokarbon didalamnya. Reservoir tersebut telah dites di sumur ZV-1 dan ZZZ-2, seperti yang sudah dijelaskan pada sub-bab sebelumnya. Dengan melakukan overlay peta struktur kedalaman dengan peta penyebaran batupasir dari pseudo Lithology Class (Gambar 5.2), maka dapat dibuat analisis sederhana mengenai prospektifitas hidrokarbon. Meskipun hasil tes di ZZZ-2 menunjukkan hasil yang lebih besar, yakni 1295 BOPD dibandingkan ZV-1 yang 442 BOPD dan 4.17 MMCFD, namun secara penyebaran batupasir ZZZ-2 terletak di tubuh batupasir yang kecil dan terpisah dari tubuh batupasir utama di channel belt, sehingga kemungkinan kumulatif produksinya tidak akan besar. ZV-1 terletak di puncak struktur didalam tubuh batupasir utama di channel belt. Hasil tes yang menunjukkan adanya akumulasi minyak dan gas sekaligus mengindikasikan bahwa kemungkinan daerah itu adalah gas cap. Apabila dikombinasikan antara struktur dengan penyebaran batupasir, maka didapatkan daerah potensial berisi minyak yang berada di bawah gas cap di ZV-1, dan berada di atas zona water yang berada di sumur ZT-1. Gambar 5.3 memperlihatkan cross-section yang menjelaskan potensi hidrokarbon di daerah antara ZV-1 dan ZT-1.

Potensi hidrokarbon lain terdapat pada lapisan batupasir tepat diatas Weathered Basement, dimana telah dilakukan tes pada sumur ZT-1 dengan hasil 1548 BOPD. Namun pada hasil pseudo Lithology Class, lapisan ini berada pada kelas 3 yang masih harus diteliti dengan benar properti batuanannya (Gambar 5.4).

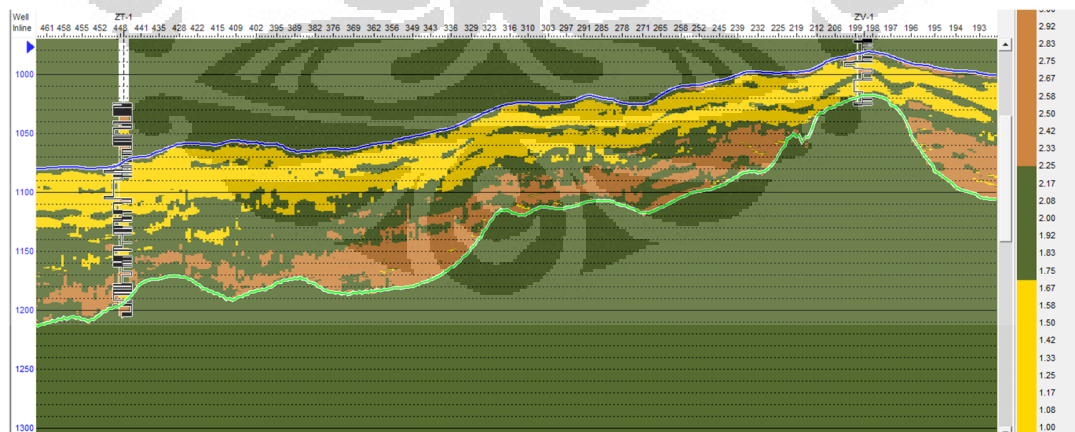
Sehingga lapisan ini belum dibuat peta penyebaran maupun analisa prospektifitasnya.



Gambar 5.2 *Overlay* antara peta struktur kedalaman untuk level Top DTA dengan peta penyebaran batupasir. Garis putus-putus berwarna hijau menggambarkan area potensial minyak, sedangkan area berwarna merah adalah gas cap.



Gambar 5.3 Gambar penampang sumur AA-4 ke ZV-1. Memperlihatkan kemungkinan penyebaran hidrokarbon pada lapisan-lapisan batupasir yang sudah dities.



Gambar 5.4 Gambar penampang pseudo Lithology Class dari sumur ZT-1 ke ZV-1. Memperlihatkan posisi lapisan potensial pada sumur ZT-1 yang terletak pada kelas 3 (warna coklat).

BAB 6. KESIMPULAN

Hasil studi di daerah penelitian, memberikan kesimpulan dan rekomendasi mengenai aplikasi analisis seismik multi atribut pada area Kuku Bima adalah sebagai berikut:

1. Log GR dan log densitas hasil normalisasi dari GR dan densitas berhasil memisahkan batupasir dari litologi lainnya dengan menggunakan cut-off nilai log GR normalisasi antara 0 s/d 0.3 dan nilai log densitas normalisasi antara 0 s/d 0.6 secara konsisten di semua sumur di daerah studi.
2. Berdasarkan cut-off nilai dari log GR normalisasi dan log densitas normalisasi dapat dibuat suatu klasifikasi litologi yang mengintegrasikan nilai keduanya. Klasifikasi litologi tersebut kemudian dibuat menjadi log Lithology Class dengan pembagian sebagai berikut:

	GR_norm	Densitas_norm	Kode
Coal	0	0	0
Batupasir	$0 < x \leq 0.3$	$0 < x \leq 0.6$	1
Batulempung	> 0.3	> 0.6	2
Lainnya	else	else	3

3. Seismik multi atribut berhasil memprediksi log GR normalisasi, log densitas normalisasi dan log Lithology Class dengan baik. Korelasi hasil prediksi dengan aktual berturut-turut 0.64, 0.69 dan 0.76.
4. Pemetaan penyebaran batupasir dari hasil seismik multiatribut dapat dilakukan dengan baik dan konsisten di semua sumur daerah penelitian.
5. Hasil penelitian ini dapat digunakan sebagai dasar studi untuk mencari dan/atau membuktikan prospek hidrokarbon di daerah penelitian.
6. Identifikasi prospek dilakukan pada lapisan batupasir yang paling dekat dengan Top DTA dan terbukti mengandung hidrokarbon dari hasil tes sumur ZV-1 dan ZZZ-2.
7. Daerah prospektif diidentifikasi berdasarkan overlay peta struktur kedalaman Top DTA dan peta penyebaran batupasir dari pseudo Lithology Class. Daerah tersebut berada diantara ZV-1 dan ZT-1, dengan ZV-1 sebagai gas cap dan ZT-1 sebagai water zone.

DAFTAR ACUAN

1. Brown R. Alistair, 2001, *Understanding Seismic Attributes*, Hal. 47-48, Geophysics, Vol. 66 No.1.
2. Darman, H. & Sidi, F., 2000, *An Outline of The Geology of Indonesia*, Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
3. Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Service, Edisi ke-8, Jakarta.
4. Munadi, S., 2000, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Indonesia Depok.
5. Noble, R.A., Pratomo, Kakung, H., Nugrahanto, K., Ibrahim, A.M.T., Prasetya, I., Mujahidin, N., Wu, C.H., and Howes, J.V.C., 1997, *Petroleum Systems of Northwest Java, Indonesia*, Proceedings of an International Conference on Petroleum Systems of SE Asia & Australasia: Indonesian Petroleum Association.
6. PS Schultz, S. Ronen, M. Hattort and C. Corbett, 1994, *Seismic Guided Estimation of Log Properties : Part 1, 2 and 3*, The Leading Edge.
7. Russell, B., Hampson, D., Schuelke, J. and Quirein, J., 1997, *Multi-attribute Seismic Analysis*, The Leading Edge.
8. Sukmono, S, 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
-----, 1999, *Seismik Stratigrafi*, Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
9. Taner, M.T., Koehler, F., and Sheriff, R.E., 1979. *Complex Seismic Trace Analysis*, Geophysics, 44, 1041-1063.

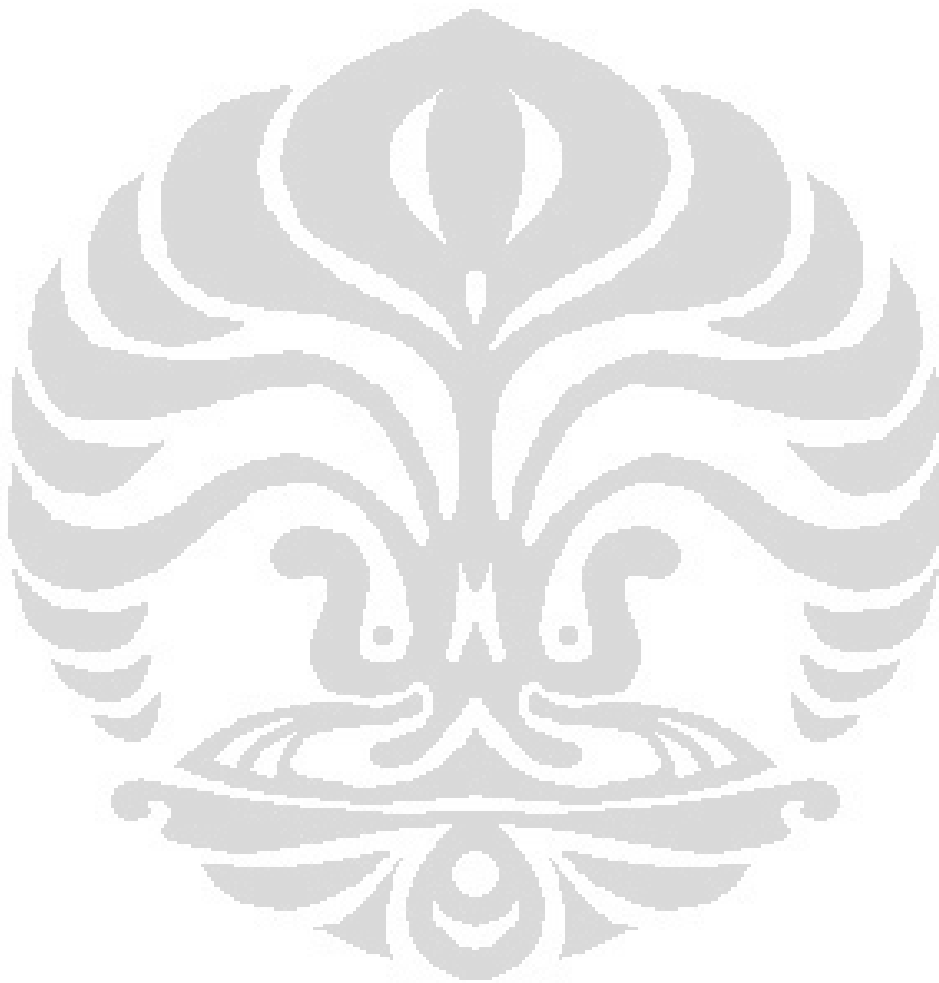
LAMPIRAN

Lampiran 1. Perhitungan tuning thickness dari semua sumur

Lampiran 2. Model Based Inversion

Lampiran 3. Prediksi Pseudo GR

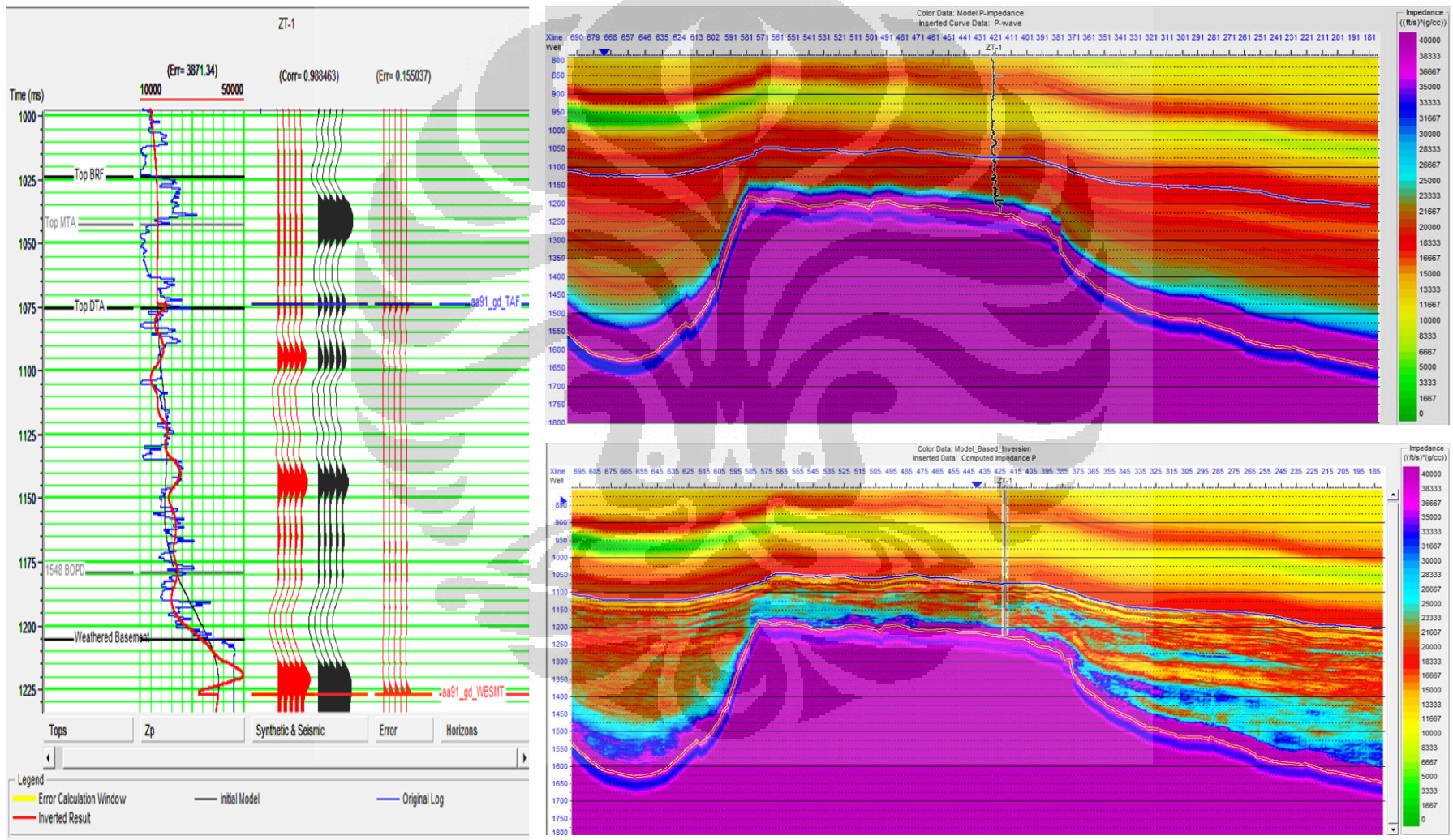
Lampiran 4. Prediksi Pseudo Densitas



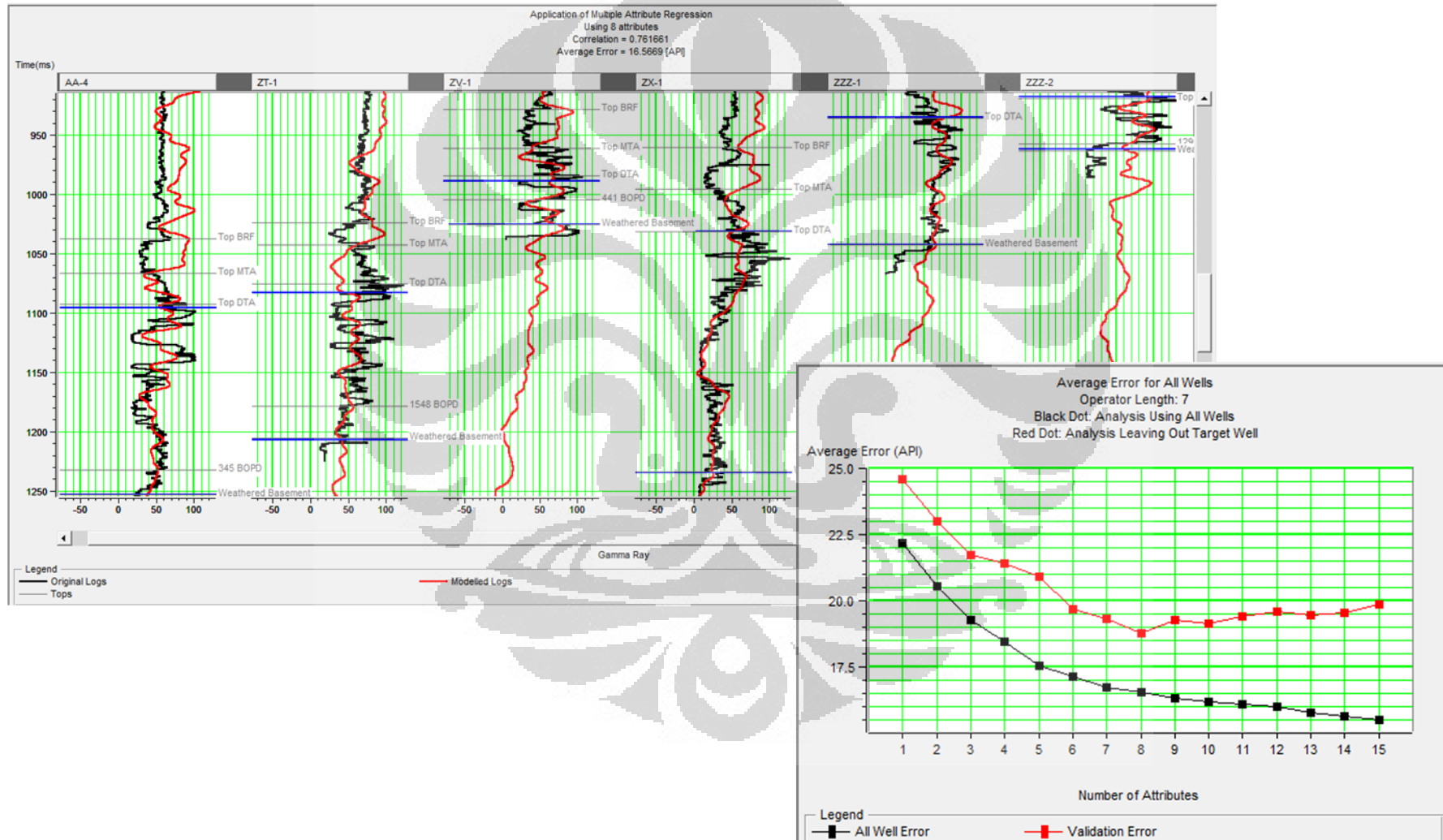
Lampiran 1. Perhitungan tuning thickness dari semua sumur

	Top DTA			Top WBSMT			Vint	Lamda	Tuning
	TWT (ms)	TVD (ft)	V (ft/s)	TWT (ms)	TVD (ft)	V (ft/s)	V (ft/s)	(ft)	(ft)
AA-2	1155	3623	6274	1403	4656	6637	6455	646	161
AA-4	1093	3455	6322	1254	4147	6614	6468	647	162
AAC-3	1127	3543	6287	1320	4400	6667	6477	648	162
ZT-1	1076	3359	6243	1205	3905	6481	6362	636	159
ZUA-5	951	2898	6095	989	3041	6150	6122	612	153
ZV-1	985	3070	6234	1026	3222	6281	6257	626	156
ZX-1	1032	3254	6306	1235	4039	6541	6424	642	161
ZZZ-1	937	2919	6231	1044	3081	5902	6066	607	152
ZZZ-2	920	2852	6200	964	3020	6266	6233	623	156
							Average tuning		158 ft

Lampiran 2. Model Based Inversion



Lampiran 3. Prediksi Pseudo GR



Lampiran 4. Prediksi Pseudo Densitas

