



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA PETROFISIKA UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOIR LAPANGAN “X”**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

CATUR BP

0606068120

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA**

DEPOK

JUNI 2011

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Catur BP
NPM : 0606068120
Tanggal : 9 Juni 2011
Tanda Tangan : 

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Catur BP
NPM : 0606068120
Program Studi : Fisika S-1 Reguler
Judul Skripsi : Analisa Petrofisika untuk Karakterisasi Reservoir Lapangan "X"

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

DEWAN PENGUJI

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

Penguji I : Dr. Eng. Yunus Daud (.....)

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

Ditetapkan di : Depok
Tanggal : 9 Juni 2011

KATA PENGANTAR

Segala puji hanya milik Allah SWT atas limpahan hidayah, taufik, dan keberkahan ilmu kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan laporan tugas akhir yang berjudul: “**Analisa Petrofisika untuk Karakterisasi Reservoir Lapangan X**” dengan baik. Shalawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Baginda Muhammad, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau hingga hari kemudian.

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

1. Allah SWT atas segala nikmat yang telah diberikan, sehingga Tugas Akhir ini dapat berjalan dengan lancar.
2. Orang tua dan kakak – kakak penulis serta Rahmi Amalia dan keluarga atas doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.
3. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan kepada penulis serta berbagai fasilitas yang diberikan.
4. Bapak Dr. Santoso Sukirno, selaku ketua Departemen Fisika FMIPA UI sekaligus Pembimbing Akademik penulis.
5. Bapak Dr. Yunus Daud, selaku penguji I sekaligus ketua sidang seminar Tugas Akhir dan Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah memberikan arahan dalam laporan Tugas Akhir ini serta atas ilmu yang telah diberikan selama di peminatan geofisika.
6. Bapak Dr. Waluyoselaku penguji II atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini
7. Bapak Ir. Kris Hendarjo atas waktu diskusi setiap pekan selama pengerjaan Tugas Akhir.
8. Seluruh dosen Departemen Fisika baik sebelum dan setelah peminatan.

9. Seluruh kawan – kawan seperjuangan Fisika 2006.
10. Erlangga Wibisono, Ng Bei Berger, Aryo, dan Amar, atas bantuannya baik langsung dan tak langsung selama penulis di puri.
11. Jajaran karyawan Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
12. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terutama seluruh civitas akademik Departemen Fisika terima kasih banyak atas dukungannya.

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

Jakarta, Juni 2011



Penulis

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

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

Nama : Catur BP
NPM : 0606068120
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Skripsi

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

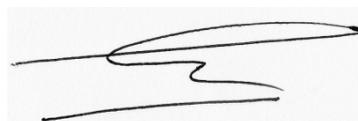
**ANALISA PETROFISIKA UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOIR LAPANGAN “X”.**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada Tanggal : 9 Juni 2011

Yang menyatakan,



(Catur BP)

ABSTRAK

Nama : Catur BP
Program Studi : Fisika
Judul : Analisa Petrofisika untuk Karakterisasi Reservoir Lapangan “X”

Analisa petrofisika bertujuan untuk mengidentifikasi reservoir minyak dan gas bumi melalui perhitungan parameter petrofisika. Hasil parameter petrofisika yang didapat merupakan nilai secara vertikal. Dengan penggabungan dengan data 3D seismik, maka akan didapat penyebaran nilai parameter petrofisika dalam bentuk volum seismik. Proses penyebaran nilai ini dapat dilakukan dengan menggunakan metode multiatribut seismik. Pada studi ini, perhitungan parameter petrofisika dilakukan dengan menggunakan software *Interactive Petrophysics*, dan metode multiatribut seismik dilakukan dengan menggunakan software *Hampson Russell*. Teknik integrasi ini diaplikasikan pada data 3D seismik yang berada dalam cakupan in-line 250 – 320 dan x-line 270 – 310. Data sumur yang digunakan sebanyak 8 buah. Secara lebih rinci, tujuan dari studi ini adalah menghitung nilai kejenuhan air, kandungan lempung, porositas, dan permeabilitas, yang merupakan parameter petrofisika, untuk diubah menjadi bentuk volum melalui metode multiatribut seismik

Kata kunci : petrofisika, multiatribut seismik, kejenuhan air, kandungan lempung, porositas, permeabilitas
xiv + 66 halaman : 43 Gambar
Daftar Acuan : 10 (1990-2010)

ABSTRACT

Name : *Catur BP*
Study Program : *Physics*
Title : *Petrophysical Analysis for Reservoir
Characterisation in field "X"*

Petrophysical analysis is intended to identify oil and gas reservoir by evaluation of petrophysical parameters. The result of these evaluation just describes the petrophysical parameters vertically. By combining with 3D seismic data set, it can be distributed through seismic volume. This process is carried out by using seismic multi attribute method. In this study, evaluation of petrophysical parameters is performed by Interactive Petrophysics Software, while the seismic multi attribute method is carried out by Hampson Russell Software. This combined method is applied to 3D seismic data, which consists of 70 in-line and 40 x-line. The well data set consists of 8 wells. The goal of this study is to evaluate water saturation, shale content, porosity, and permeability, and to transform the results to become the form of seismic volume.

Keywords : *petrofisical analysis, seismic multi attribute, water saturation, shale content, porosity, permeability*
xiv+66 pages ; *43 pictures*
Bibliography : *10 (1990-2010)*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT.....	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Metode Penelitian.....	2
1.5 Sistematika Penulisan	3
BAB II. GEOLOGI REGIONAL DAN KONSEP DASAR ANALISA LOG SERTA MULTIATRIBUT SEISMIK	
2.1 Geologi Regional	4
2.1.1 Tatanan Struktur.....	4
2.1.2 Stratigrafi Regional	7
2.1.2.1 Formasi Ngimbang.....	7
2.1.2.2 Formasi Kujung.....	7
2.1.2.3 Formasi Tuban	8
2.1.2.4 Formasi Ngrayong.....	9
2.1.2.5 Formasi Wonocolo.....	10
2.1.2.6 Formasi Kawengan.....	10
2.1.2.7 Formasi Lidah	11
2.2 Konsep Dasar Analisa Petrofisika.....	11

2.2.1 Koreksi Log	12
2.2.1.1 Koreksi log gamma ray	12
2.2.1.2 Koreksi log resistivitas	12
2.2.1.3 Koreksi log densitas	13
2.2.1.4 Koreksi log neutron.....	14
2.2.2 Temperatur Formasi	14
2.2.3 Kandungan Lempung	15
2.2.4 Penentuan litologi.....	16
2.2.5 Penentuan Rw	18
2.2.6 Penentuan porositas	19
2.2.7 Penentuan kejenuhan air (Sw)	20
2.2.8 Lumping.....	20
2.3 Metode Seismik Inversi.....	21
2.4 Metode Analisa Multiatribut	21
2.4.1 Input atribut dalam analisa multiatribut.....	22
2.4.1.1 Atribut Sesaat	23
2.4.1.2 Atribut filter slice	24
2.4.1.3 Atribut waktu	25
2.4.1.4 Atribut Jendela Frekuensi	25
2.4.1.5 Derivative Attributes.....	26
2.4.1.6 Integrated Attributes.....	26
2.4.2 Regresi Linear Multiatribut	26
2.4.3 Neural Network	28

BAB III. DATA DAN PENGOLAHAN DATA

3.1 Data	30
3.1.1 Data seismik	30
3.1.2 Base map.....	30
3.1.3 Data sumur.....	30
3.1.4 Data marker	31
3.2 Pengolahan data	31
3.2.1 Tahapan pengerjaan data sumur.....	31
3.2.2 Koreksi lingkungan.....	32

3.2.3 Evaluasi Kandungan lempung	32
3.2.4 Zonasi	33
3.2.5 Evaluasi Rw dan Rmf	34
3.2.6 Evaluasi resistivitas lempung	35
3.2.7 Evaluasi porositas	35
3.2.8 Evaluasi kejenuhan air	36
3.2.9 Evaluasi Permeabilitas	37
3.2.10 Penentuan nilai penggal (cut – off)	37
3.2.11 Lumping	38
3.3 Pengolahan data seismik	38
3.3.1 Tahapan pengerjaan data seismik	38
3.3.2 Well-seismic tie	38
3.3.3 Picking horizon	40
3.3.4 Pembuatan Model Awal	40
3.3.5 Inversi seismik	41
3.3.6 Analisa multiatribut	43
3.3.7 Volum pseudo-porositas	43
3.3.8 Volum pseudo kejenuhan air	46
BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN	
4.1 Hasil	49
4.1.1 Kandungan lempung	49
4.1.2 Porositas	51
4.1.3 Kejenuhan air	53
4.1.4 Nilai cut – off	54
4.1.5 Lumping	56
4.1.6 Inversi Sparse Spike	56
4.1.7 Multiatribut Seismik	57
4.2 Pembahasan	60
4.2.1 Zonasi Reservoir	60
4.2.2 Kandungan Lempung	61
4.2.3 Evaluasi Porositas	62
4.2.4 Evaluasi Rw dan Rmf	62

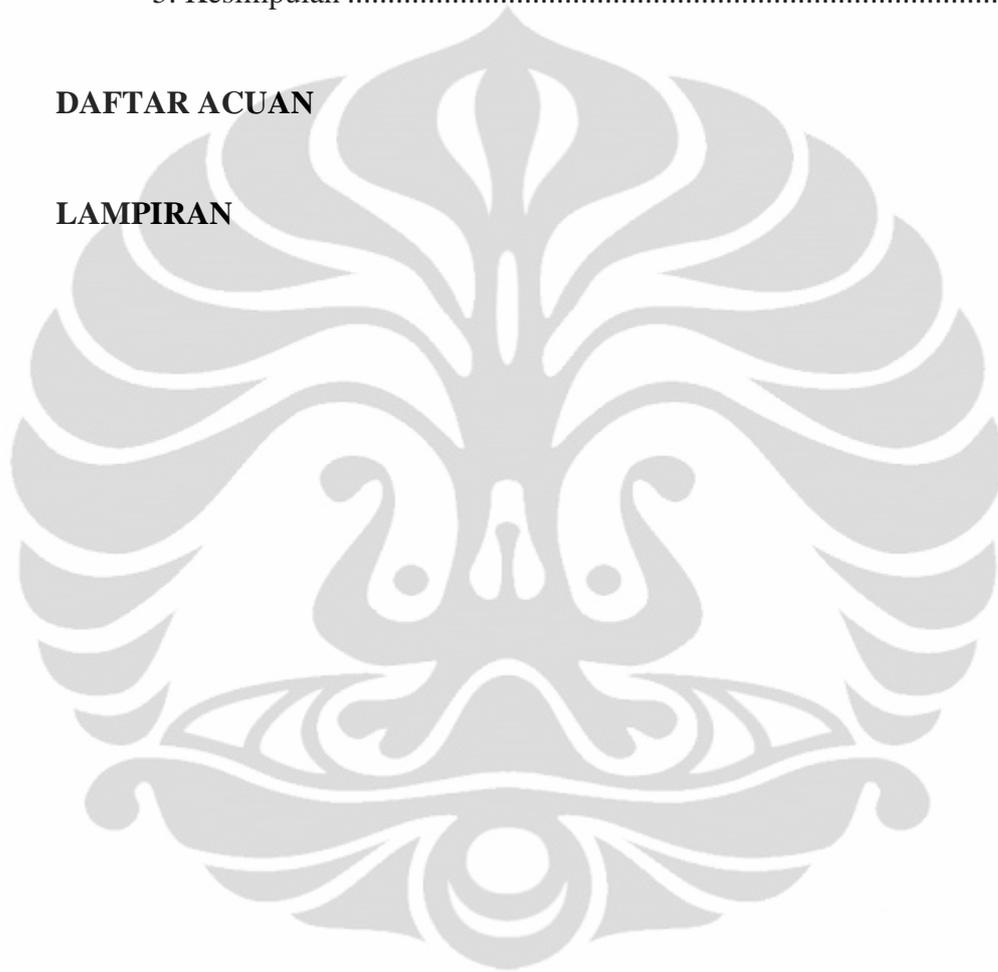
4.2.5 Evaluasi Resistivitas Lempung.....	63
4.2.6 Evaluasi Kejenuhan Air	63
4.2.7 Evaluasi Lumping.....	64
4.2.8 Multiatribut Seismik.....	64

BAB V. KESIMPULAN

5. Kesimpulan	66
---------------------	----

DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Tatanan Struktur Geologi Cekungan Jawa Timur Utara.....	5
Gambar 2.2. Sejarah Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara	6
Gambar 2.3. Stratigrafi regional Cekungan Jawa Timur Utara.....	9
Gambar 2.4. Ilustrasi gambar silang densitas neutron.....	16
Gambar 2.5. Nilai gamma ray untuk berbagai tipe batuan.....	17
Gambar 2.6. Ilustrasi penentuan porositas.....	19
Gambar 2.7. Diagram Pembagian Atribut seismik.....	22
Gambar 2.8. Atribut traskompleks	23
Gambar 2.9. Tras Analitik	24
Gambar 3.1. Base map.....	30
Gambar 3.2. Input data koreksi lingkungan.....	32
Gambar 3.3. Evaluasi kandungan lempung	33
Gambar 3.4. Hasil zonasi	34
Gambar 3.5. Penentuan resistivitas lempung.....	35
Gambar 3.6. wavelet hasilekstraksi statistik.....	39
Gambar 3.7. <i>Well-seismic tie</i>	40
Gambar 3.8. model awal.....	41
Gambar 3.9. Hasil inversi <i>parse spike</i>	42
Gambar 3.10. Daftar atribut yang digunakan dalam analisis multiatribut.....	44
Gambar 3.11. Perhitungan error validasi.....	44
Gambar 3.12. Regresi linear multiatribut.....	45
Gambar 3.13. <i>Probabilistic Neural Network</i>	45
Gambar 3.14. Daftar atribut yang digunakan dalam analisis multiatribut.....	46
Gambar 3.15. Perhitungan error validasi	47
Gambar 3.16. Regresi linear multiatribut.....	47
Gambar 3.17. <i>Probabilistic Neural Network</i>	48
Gambar 4.1. Hasil perhitungan V_{sh} sumur cbp-1.....	49
Gambar 4.2. Hasil perhitungan V_{sh} sumur cbp-2.....	50
Gambar 4.3. Hasil perhitungan V_{sh} sumur cbp-3.....	51

Gambar 4.4. Kurvaporositaspadasumur CBP-3.....	52
Gambar 4.5. Kurvakejenuhan air sumur CBP-8	54
Gambar 4.6. HubunganempirisPermeabilitas - Porositas	55
Gambar 4.7. HubunganempirisPorositas – kandunganlempung.....	55
Gambar 4.8 <i>Net reservoirdannet pay</i>	56
Gambar 4.9. Inversi Sparse Spike yang melewati well_5	56
Gambar 4.10. <i>Time slice marker</i> C5 porositas.....	57
Gambar 4.11. <i>Time slice marker</i> C9 porositas	58
Gambar 4.12. <i>Time slice marker</i> C11 porositas	58
Gambar 4.13. <i>Time slice marker</i> C5 saturasi air	59
Gambar 4.14. <i>Time slice marker</i> C9 saturasi air	60
Gambar 4.15. <i>Time slice marker</i> C11 saturasi air	60
Gambar 4.16. Slice volumPorositas	65
Gambar 4.17. Slice volumsaturasi air.....	65

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Dalam penentuan kandungan hidrokarbon, diperlukan beberapa rangkaian penelitian berupa survey geologi, dan survey geofisika. Survey geofisika, termasuk di dalamnya survey seismik, menentukan zona prospek eksplorasi lalu dilakukan pengeboran untuk selanjutnya dilakukan analisa data log, dan pengembangan hingga evaluasi daerah produksi untuk proses eksploitasi.

Metode logging sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Hasil metode logging adalah gambaran bawah permukaan yang lebih detail berupa kurva – kurva nilai parameter fisika yang terekam secara kontinu. Selanjutnya parameter fisika ini dianalisa berdasarkan ilmu petrofisika, dengan cara penilaian sifat – sifat fisik batuan-batuan yang mengelilingi lubang bor tersebut . Analisa petrofisika juga dapat memberikan informasi yang lebih tepat mengenai kedalaman lapisan yang mengandung hidrokarbon serta sejauh mana penyebaran hidrokarbon pada suatu lapisan. Sebelum melakukan proses logging, sangat penting untuk mengerti dasar-dasar well logging dan pengetahuan fisika yang luas dengan tujuan dapat melakukan analisa petrofisika dengan baik.

Analisa petrofisika adalah suatu metode pendukung dalam usaha evaluasi formasi dengan cara menggunakan hasil rekaman logging sebagai sumber utama. Data – data diluar data logging juga diperlukan, seperti data core, dan data lumpur pemboran. Analisa petrofisika dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu kuantitatif dan kualitatif baik secara manual maupun dengan menggunakan software. Hasil akhir analisa petrofisika adalah penentuan zona reservoir serta jumlah hidrokarbon yang dikandung oleh suatu formasi. Tugas akhir ini bertujuan untuk menentukan zona reservoir lapangan X pada cekungan Jawa Timur Utara, serta kandungan hidrokarbon secara kualitatif. Penentuan ini didasarkan pada evaluasi dan analisa parameter petrofisika seperti porositas, kandungan lempung, permeabilitas, dan kejenuhan air.

1.2. Tujuan

Tugas akhir ini bertujuan untuk pembuatan lumping (pembungkalan) yang selanjutnya dapat digunakan dalam pemetaan untuk deskripsi reservoir suatu lapangan. Pada tugas akhir ini, lumping dibuat berdasarkan nilai cut-off saturasi air, porositas, dan kandungan lempung, sehingga didapatkan zona *net reservoir*, dan zona *net pay*. Selain itu, dengan menggunakan metode multiatribut seismik, dibuat volum sebaran porositas, dan kejenuhan air.

1.3. Batasan Masalah

Pembatasan masalah dalam tugas akhir ini mengenai analisa formasi berdasarkan sifat petrofisika batuan menggunakan data log hingga didapat lumping berdasarkan nilai *cut-off* saturasi air, porositas, dan kandungan lempung dengan menggunakan *software Interactive Petrophysics (IP)*. Nilai *cut-off* kejenuhan air diasumsikan sebesar 50 %, sedangkan nilai *cut-off* porositas dan kandungan lempung didapatkan berdasarkan hubungan nilai permeabilitas minimum absolut 1 mD. Selanjutnya hasil porositas efektif, dan kejenuhan air digabungkan dengan data seismik 3D menjadi volum penyebaran dengan menggunakan *software Hampson Russell*

1.4. Metodologi Penelitian

Tahap awal persiapan data adalah melakukan koreksi lingkungan yang berkaitan dengan ukuran lubang bor, berat lumpur pemboran, resistivitas lumpur, dan posisi alat di dalam lubang bor. Koreksi ini dilakukan dengan menggunakan panduan *Schlumberger Chart*. Selanjutnya dilakukan evaluasi litologi, penentuan jumlah kandungan lempung di dalam formasi, resistivitas air formasi, resistivitas lempung, porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida. Selanjutnya penentuan nilai cut-off saturasi fluida, porositas, dan kandungan lempung untuk mendapatkan

zona *net reservoir* dan *net pay*. Dan pada tahap akhir dengan menggunakan multiatribut seismik, hasil porositas efektif dan kejenuhan air disebar menjadi bentuk volum seismik.

1.5. Sistematika Penulisan

Bagian pertama dari tugas akhir ini terangkum dalam BAB I. Dalam bab ini dibahas hal – hal yang melatarbelakangi dilakukannya studi ini, tujuan studi analisa, pembatasan masalah, metodologi yang digunakan, serta sistematika penulisan.

Pembahasan berikutnya akan dijelaskan pada BAB II yang berisi pengetahuan geologi regional daerah studi tugas akhir, serta konsep dasar analisa petrofisika.

Proses pengolahan data dan evaluasi parameter petrofisika akan dijabarkan dalam BAB III, mulai dari koreksi lingkungan hingga lumping.

Hasil dan pembahasan terdapat pada BAB IV. Dalam bab ini akan dijelaskan hasil dari pengolahan data sumur, serta analisa parameter petrofisika.

Sebagai bagian akhir dari penulisan tugas akhir ini, diberikan beberapa kesimpulan yang diperoleh dari keseluruhan kajian tugas akhir, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam BAB V.

BAB II

GEOLOGI REGIONAL DAN KONSEP DASAR ANALISA LOG SERTA MULTIATRIBUT SEISMIK

2.1 Geologi Regional

Cekungan Jawa Timur Utara secara fisiografi terletak di antara pantai Laut Jawa dan sederetan gunung api yang berarah Barat-Timur di sebelah selatan. Cekungan ini terdiri dari dua buah pegunungan yang membentang sejajar dengan arah Barat-Timur dan dipisahkan oleh suatu depresi. Cekungan seluas 50.000 km² ini, mencakup daratan Jawa Tengah, Jawa Timur, Pulau Madura, dan perairan Jawa Timur.

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan zona pertemuan lempeng-lempeng Eurasian (*Sunda Craton*) dan Indo-Australian dan saat ini diketahui merupakan *back-arc basin*. Saat ini diketahui sebagian besar Cekungan Jawa Timur terdiri atas lempeng-lempeng mikro Gondwana. Cekungan Jawa Timur di sebelah Utara dibatasi oleh Tinggian Paternosfer, sebelah Selatan oleh deretan gunung api aktif Jawa Tengah-Timur, sebelah Barat oleh busur Karimunjawa, dan sebelah Timur oleh Cekungan (laut dalam) Lombok.

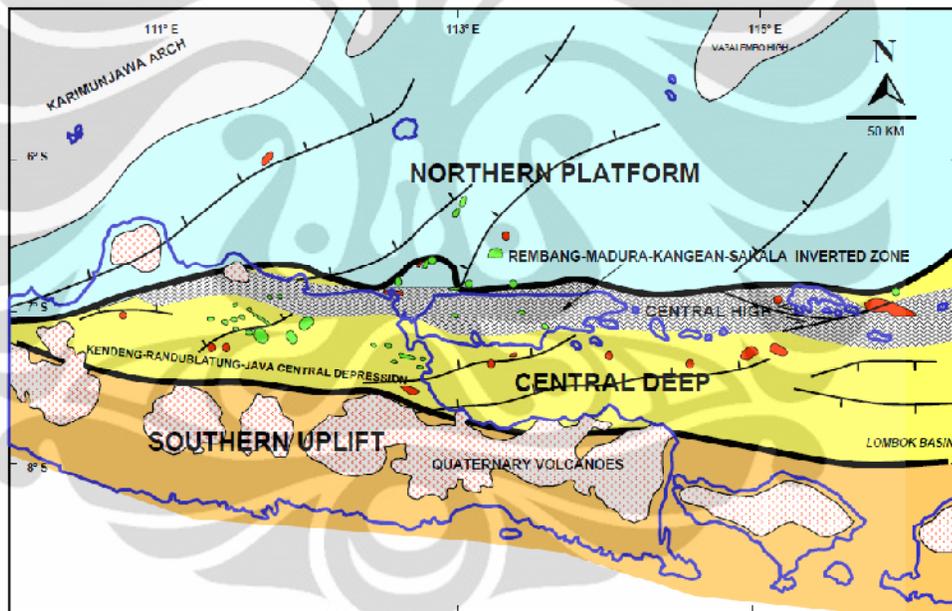
Cekungan Jawa Timur Utara dapat dibagi menjadi 4 satuan *tectono – physiografi* karena ternyata bahwa pembagian ini ada kaitannya dengan tektonik daerah tersebut. Adapun ke 4 pembagian tersebut berturut-turut dari Selatan ke Utara adalah sebagai berikut: Jalur Kendeng, Depresi Randublatung, Jalur Rembang dan Paparan Laut Jawa.

2.1.1 Tatanan Struktur

Cekungan Jawa Timur Utara adalah cekungan belakang busur pada ujung tenggara Paparan Sunda yang dibatasi oleh Busur Karimunjawa dan Paparan Sunda di bagian barat, ke utara oleh Tinggian Meratus, ke arah timur oleh Tinggian Masalembo-Doang dan ke selatan oleh jalur vulkanik Jawa. Cekungan

Jawa Timur dipisahkan menjadi tiga mandala struktur (*structural provinces*) dari utara ke selatan, yaitu :

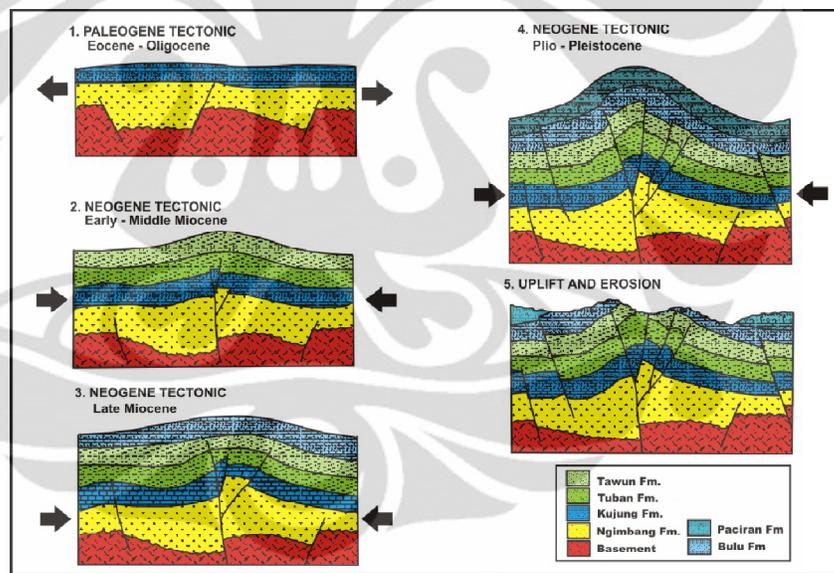
1. Paparan Utara yang terdiri dari Busur Bawean, Paparan Madura Utara dan Paparan Kangean Utara.
2. Bagian tengah yaitu Tinggian Sentral yang terdiri dari Jawa Barat Laut (Kujung) – Madura – Kangean – Tinggian Lombok.
3. Bagian selatan dikenal sebagai Cekungan Selatan yang terdiri dari Zona Rembang – Selat Madura – Sub-Cekungan Lombok.



Gambar 2.1. Tatanan Struktur Geologi Cekungan Jawa Timur Utara (*Ridwan, 2010⁸*)

Konfigurasi basemen Cekungan Jawa Timur di kontrol oleh dua trend struktur utama, yaitu trend NE – SW yang umumnya hanya dijumpai di mandala Paparan Utara dan trend W – E yang terdapat di Mandala Tinggian Sentral dan Cekungan Selatan.

Akibat tumbukan lempeng selama Tersier Awal, Cekungan Jawa Timur terangkat dan mengalami erosi. Deretan perbukitan berarah NE – SW terbentuk di sepanjang tepi tenggara Paparan Sunda akibat pemekaran busur belakang. Dari barat ke timur, kenampakan struktur utama dalam wilayah tarikan ini adalah Busur Karimunjawa, Palung Muria, Busur Bawean, dan Tinggian Tuban-Madura Utara. Pengangkatan pada waktu Oligosen Awal menghentikan proses-proses pengendapan dan menyebabkan erosi yang luas. Periode selanjutnya adalah periode tektonik tenang dan akumulasi endapan karbonat hingga Miosen Awal. Periode terakhir adalah periode tektonik kompresi mulai dari Miosen Akhir hingga sekarang. Sesar-sesar normal yang membentuk horst dan graben teraktifkan kembali sehingga menghasilkan struktur – struktur terbalik (inverted relief).



Gambar 2.2 Sejarah Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara (*Ridwan, 2010*⁸)

Bagian barat Cekungan Jawa Timur terdiri dari struktur tinggian dan rendahan dengan trend NE – SW, terlihat pada konfigurasi alasnya seperti Busur Karimunjawa, Palung Muria, Busur Bawean, Palung Tuban-Camar, Bukit JS-1, Depresi Masalembo- Doang, dan Paparan Madura Utara. Ke arah selatan, Paparan Jawa NE, Zona Rembang Madura Kendeng, Zona Madura Selatan, dan Zona

Depresi Solo. Bagian tengah Cekungan Jawa Timur didominasi oleh pola struktur berarah barat-timur seperti yang berkembang di Paparan Madura Utara, Tinggian Madura, dan Sub Cekungan Selat Madura. Ke timur, pola barat – timur lebih berkembang, diperlihatkan oleh Sub-Cekungan Sakala, Kangean, Sub-Cekungan Lombok.

Umumnya, mandala Paparan Utara, merupakan sisa struktur yang berkembang pada zaman Kapur (sutura Meratus). Selama Eosen hingga Miosen daerah ini berubah menjadi tempat perkembangan terumbu. Pada zaman Tersier Akhir daerah ini menjadi lingkungan yang baik bagi perkembangan fasies karbonat paparan.

2.1.2 Stratigrafi Regional

2.1.2.1 Formasi Ngimbang

Proses sedimentasi Tersier dimulai pada jaman pertengahan Eosen dengan timbulnya fase major transgresif disertai dengan erosi dari pegunungan basemen utama (Busur Karimunjawa dan Bawean). Ketidakselarasan pada batas bawah dari siklus Ngimbang umumnya berbeda dan terpisah dari sedimen Tersier dari basemen yang ekonomis (basal, tuf vitric dan phyllite kadar rendah). Sifat non marine dari sedimen siklus awal Ngimbang menyebabkan ketidaktepatan penanggalan dari proses sedimentasi transgresif di masa pertengahan Eosen.

Bagian atas siklus Ngimbang, yang berada di dasar regresi regional major pertama atau pengangkatan di jaman *Mid Oligosen*, berusia 30 juta tahun, berdasarkan sampel singkapan di sekitarnya.

2.1.2.2 Formasi Kujung

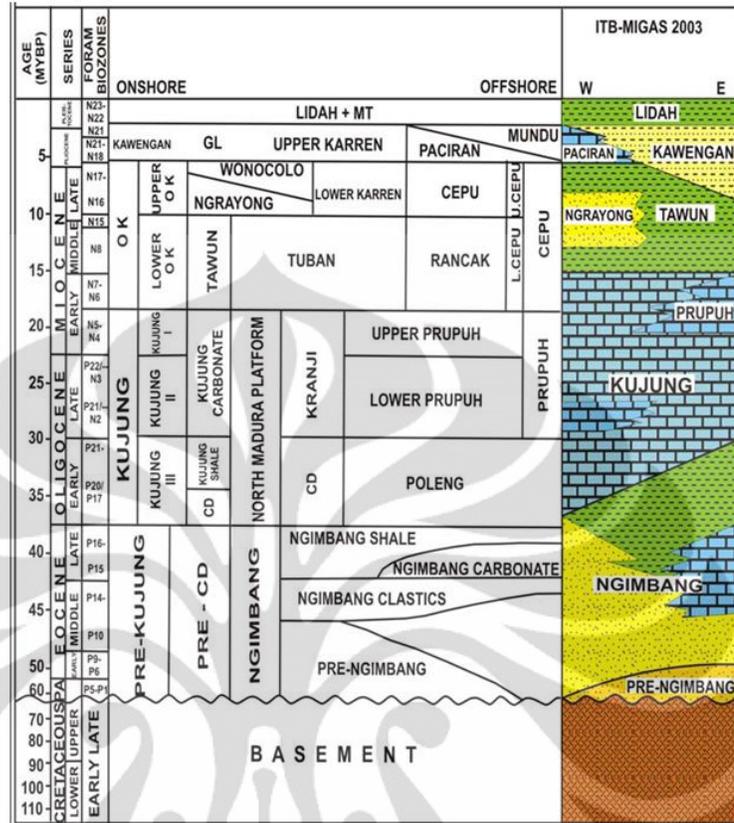
Di akhir jaman Ngimbang, proses pengangkatan dan erosi yang disertai dengan penurunan permukaan air laut *eustatic* menghasilkan event *Mid-Oligosen* regresif yang menyebar luas yang menjelaskan dasar siklus Kujung berikutnya (30 juta

tahun). Meskipun pada awalnya dianggap sebagai event eustatic, sejumlah pengamatan, baik lokal (Cekungan Jawa Timur Utara) dan regional, menyarankan kontrol tektonik.

Akhir dari siklus Kujung sesuai dengan berakhirnya transgresi awal yang didominasi karbonat. Dalam kebanyakan kasus, ini menunjukkan bagian atas dari batu gamping Miosen Awal, sifat batu karang bagian atas dari siklus Kujung memiliki arti bahwa siklus Kujung sampai batas siklus Tuban seringkali merupakan suatu ketidakselarasan akibat waktu yang dibutuhkan untuk klastika berurutan untuk onlap sisa karang.

2.1.2.3 Formasi Tuban

Sebuah transgresi Miosen Awal dihentikan oleh event tektonik major yang menyebabkan pengangkatan dari pedalaman Sunda ke arah barat laut dan permulaan selanjutnya dari bagian regresi pertengahan Miosen awal dari siklus Tuban. Formasi Tuban menggambarkan perubahan mendasar dari sebuah siklus karbonat klastik yang meluas menuju endapan dominasi klastik yang menghentikan pertumbuhan karang di kebanyakan Cekungan Jawa Timur. Keseluruhan Cekungan Jawa Timur mengalami penurunan selama siklus Tuban, tapi intensitasnya bervariasi sedemikian rupa sehingga massa rigid dari lempeng Kujung hingga sebelah utara tepi paparan mengendalikan jumlah penurunan sedangkan di selatan dari tepi paparan penurunan jauh lebih kuat sehingga cekungan yang cukup besar terbentuk.



Gambar 2.3 Stratigrafi regional Cekungan Jawa Timur Utara (*Ridwan, 2010*⁸)

2.1.2.4 Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong, sebelumnya dianggap sebagai anggota basal dari siklus Wonocolo di atasnya, saat ini dianggap mewakili suatu proses regresif melalui siklus transgresif di dalam formasi tersebut. Seperti siklus Tuban di bawahnya, siklus Ngrayong dimulai dengan masukan material klastik dari suatu daerah asal baru atau diperbaharui dan berakhir dengan batugamping bioklastika terkait dengan proses transgresi.

Batas antara Formasi Ngrayong dan siklus Wonocolo di atasnya (12-12,5 juta tahun) menandai sebuah perubahan yang signifikan dalam mikrofosil fauna antara foraminifera besar (orbitoid) dan foramini feraplanktonik (globigerine) yang mendominasi masing-masing sistem. Platten Limestone atau anggota Bulu di bagian atas siklus Ngrayong menunjukkan masa transgresi Ngrayong.

2.1.2.5 Formasi Wonocolo

Siklus Wonocolo pada dasarnya meneruskan pola sedimentasi yang telah dibentuk selama siklus Ngrayong sebelumnya. Tepi paparan Wonocolo diperkirakan saat ini merupakan pantai Timur Jawa-Madura, seperti daratan Jawa Timur pada umumnya, mengarah ke selatan dalam cekungan laut-bathyal dalam. Akibatnya, beberapa suplai sedimen berasal dari paparan atau lempeng stabil ke utara, mengarah ke pengembangan lokal turbidit berpasir dalam suatu dominasi batu lumpur laut dalam, sistem umumnya kuarsa. Siklus Wonocolo pada dasarnya merupakan pendalaman lebih lanjut cekungan selatan relatif terhadap masa Ngrayong.

2.1.2.6 Formasi Kawengan

Batas bawah dari siklus Kawengan dan penghentian siklus Wonocolo yang terjadi sebelumnya ditandai dengan event tektonik yang mempengaruhi banyak Sundaland dan Indonesia Timur dan berusia 6 juta tahun. Di wilayah daratan Jawa Timur, peristiwa tektonik ini digambarkan dengan jelas oleh fase major pada proses inversi.

Fitur inversi yang dominan terkait dengan Cekungan Jawa Timur daratan adalah Zona Rembang, yang menunjukkan bagian barat dari zona geser sinistral berarah barat-timur yang lebih besar yang dikenal sebagai zona kunci Rembang-Madura-Kangean (RMK). Daratan barat zona kunci RMK sesuai dengan daratan Tuban yang terangkat di Jawa Timur dan daratan Madura yang terangkat di Pulau Madura. Fitur ini sangat mempengaruhi pada siklus sedimentasi Kawengan berikutnya.

2.1.2.7 Formasi Lidah

Formasi Lidah Pleistosen merupakan siklus pengendapan termuda yang selaras melapisi siklus Kawengan sebelumnya, dan struktur yang terbentuk selama inversi Plio-Pleistosen. Siklus Lidah dimulai sekitar batas Plio-Pleistosen (2 juta tahun) dan ditandai dengan timbulnya endapan non-laut (hilangnya mikro fosil laut dengan pengecualian bioclasts yang diawetkan ulang).

Penghentian sedimentasi laut terbuka ini adalah fungsi dari pengangkatan Pleistosen dengan endapan non laut setelahnya yang berasal dari pengangkatan massa daratan ke utara (Rembang Zone) dan ke selatan (Zona Kendeng). Wilayah yang tidak terangkat menerima endapan fluvio-delta dan endapan aluvial dari barat dan barat daya dan sedimen gunung api dari selatan. Daerah vulkanik (busur vulkanik modern), terbentuk sebagai respon subduksi benua di selatan, merupakan sumber utama masukan sedimen ke bagian selatan dari Gundih-Lasem.

2.2 Konsep Dasar Analisa Petrofisika

Analisa petrofisika merupakan suatu evaluasi rekaman logging sumur – sumur eksplorasi untuk mendapatkan litologi dan sifat – sifat petrofisik batuan, seperti saturasi air, besar porositas batuan, kandungan lempung, dan permeabilitas. Sifat – sifat batuan ini diperoleh dari rekaman sifat kelistrikan batuan, tingkat radiasi batuan, kemampuan penjalaran gelombang, dan kerapatan atom – atom penyusun batuan. Dengan pengetahuan mengenai litologi dan sifat – sifat petrofisik batuan, dapat ditentukan interval kedalaman yang merupakan zona reservoir, dan zona produktif. Selain itu, dapat ditentukan pula banyaknya hidrokarbon yang terkandung sesuai dengan kondisi kedalaman dimana hidrokarbon tersebut berada.

2.2.1 Koreksi Log

Sebelum dilakukan evaluasi, terlebih dahulu dilakukan koreksi – koreksi terkait kondisi sekitar lubang bor. Kondisi sekitar lubang bor dapat berupa pengaruh lumpur pemboran, ukuran lubang bor, suhu dan tekanan pada kedalaman lubang bor.

2.2.1.1 Koreksi log *gamma ray*

Log *gamma ray* mengukur tingkat radiasi sinar gamma natural yang dipancarkan oleh formasi batuan. Radiasi sinar gamma ini berasal dari unsure potassium, uranium, radium, dan thorium. Ketika sinar gamma dipancarkan, secara cepat sinar gamma akan kehilangan energinya akibat tumbukan dengan atom – atom penyusun batuan lainnya (*Compton scattering*). Sehingga, tingkat intensitas sinar gamma yang terukur di log merupakan fungsi dari intensitas awal sinar gamma tersebut, dan jumlah fenomena *Compton scattering* yang terjadi.

Alat logging *gamma ray* umumnya berada di tengah – tengah lubang bor pada saat pengukuran. Jika terdapat rongga pada dinding lubang bor, maka pembacaan log *gamma ray* akan sangat terpengaruh. Pada keadaan ini, maka akan semakin banyak lumpur pemboran yang mengisi ruang antara formasi dan alat *logging*, sehingga terjadi pelemahan sinyal yang terekam.

Koreksi dilakukan dengan menggunakan chart yang telah disediakan oleh perusahaan alat *logging*. Masing – masing desain alat mempunyai chart tersendiri, berdasarkan fluida pemboran yang digunakan dan geometri alat.

2.2.1.2 Koreksi log resistivitas

Pada alat resistivitas induksi, terjadi arus eddy (*eddy current*) pada formasi akibat induksi dari medan elektromagnet yang dipancarkan oleh sonde alat induksi resistivitas. Selanjutnya, arus eddy menghasilkan medan magnet yang

dapat dideteksi oleh kumparan penerima. Kekuatan arus listrik pada kumparan penerima sebanding dengan arus eddy dan juga konduktivitas formasi.

Sebelum didapatkan nilai kuantitas untuk R_t , harus dibuat beberapa koreksi pada pembacaan log IL_d , dan IL_m untuk pengaruh lubang bor, dan ketebalan lapisan. Data yang diperlukan meliputi diameter lubang bor, resistivitas lumpur pada temperatur formasi, dan posisi alat.

Pengukuran pada alat resistivitas mikro dibuat dengan sebuah bantalan elektroda khusus yang ditekan ke dinding lubang bor. Prinsip pengukurannya dengan menggunakan 2 alat jarak pendek dengan kedalaman investigasi yang berbeda, yang akan memberikan pengukuran terhadap resistivitas kerak lumpur dan formasi yang berada sedikit di belakang kerak lumpur.

Karena kedalaman investigasi yang begitu kecil, maka pengaruh kerak lumpur tidak bisa diabaikan. Dan juga, karena pengukuran dilakukan dengan menggunakan bantalan, maka kekasaran dinding sumur sangat mempengaruhi pembacaan alat. Data yang diperlukan untuk koreksi lingkungan log mikro resistivitas yaitu resistivitas kerak lumpur pada temperatur formasi, dan ketebalan kerak lumpur.

2.2.1.3 Koreksi log densitas

Log densitas mengukur massa jenis total dari formasi. Tujuannya adalah untuk mendapatkan nilai porositas total dari formasi. Alat densitas memancarkan radiasi ke dalam formasi dan mengukur berapa banyak radiasi yang kembali menuju sensor penerima.

Koreksi yang diperlukan terkait dengan kondisi lubang bor, kandungan lempung, dan jenis fluida di dalam formasi.

2.2.1.4 Koreksi log neutron

Log neutron sangat sensitif terhadap jumlah hidrogen di dalam formasi. Karena massa atom hidrogen yang relatif sama dengan massa neutron, maka atom hidrogen sangat efektif dalam proses penyerapan neutron. Alat neutron memancarkan neutron energi tinggi ke dalam formasi, dan mengalami hamburan di dalam formasi.

Sehingga dikenal istilah *Hydrogen Index* (HI) yang mengontrol perekaman yang dilakukan alat neutron. HI dari suatu material didefinisikan sebagai konsentrasi parsial atom hidrogen per unit volume relatif terhadap air.

Faktor – faktor yang mempengaruhi pengukuran log neutron adalah ukuran lubang bor, kerak lumpur, kadar garam fluida lubang bor, kadar garam fluida formasi, densitas lumpur, jarak antara alat dengan dinding sumur (*stand – off*), tekanan hidrostatik lumpur, temperatur formasi, jenis fluida formasi, dan kandungan lempung. Sehingga diperlukan sederet koreksi untuk mengatasi pengaruh – pengaruh ini.

2.2.2 Temperatur Formasi

Temperatur di dalam lubang bor menentukan nilai resistivitas lumpur yang menyelimuti alat logging. Temperatur meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman, sehingga dikenal istilah gradien temperatur. Dalam aplikasi praktis logging, temperatur formasi di dapat dengan menggunakan rumus :

$$T_f = T_s + g_G D \quad (2.1)$$

Dimana:

T_f = Temperatur formasi

T_s = Temperatur permukaan

g_G = gradient geothermal

D = kedalaman

2.2.3 Kandungan Lempung (V_{sh})

Kandungan lempung (V_{sh}) merupakan fraksi volume antara volume lempung yang terkandung dengan volume total formasi. Kandungan lempung di dalam formasi sangat mempengaruhi pembacaan log. Nilai ini sangat mempengaruhi pembacaan log porositas dan perhitungan saturasi air. Kandungan lempung di dalam formasi dapat di dapatkan melalui log gamma ray maupun melalui gambar silang densitas neutron.

Secara praktis, perhitungan kandungan lempung diasumsikan sama dengan indeks gamma ray (I_{GR}). Indeks gamma ray didapat melalui perhitungan :

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.2)$$

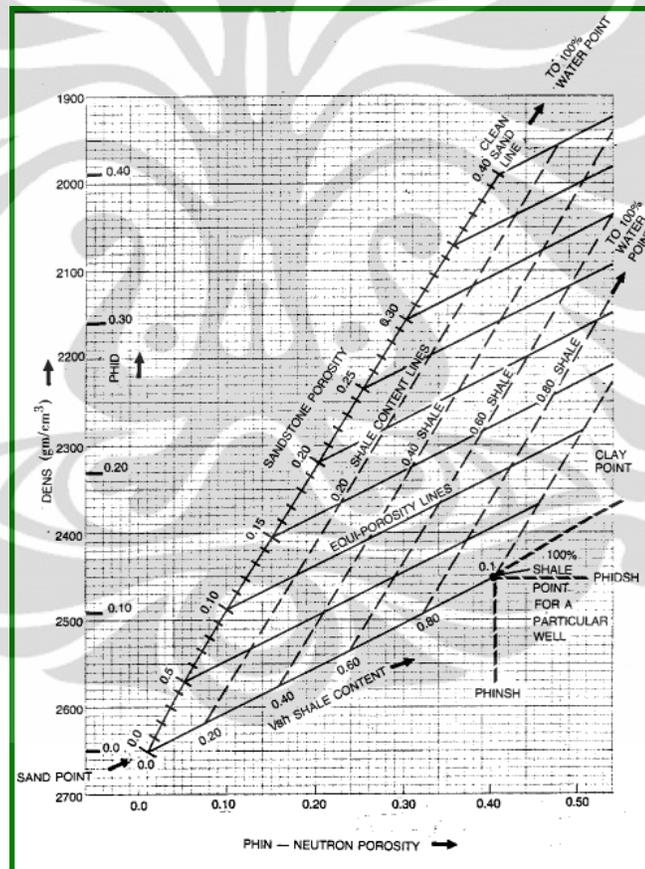
Dimana :

GR_{log} = pembacaan log gamma ray pada kedalaman formasi.

GR_{min} = pembacaan minimum log gamma ray (umumnya pada formasi bersih)

GR_{max} = pembacaan maksimum log gamma ray (umumnya pada formasi lempung)

Kandungan lempung dapat pula ditentukan dengan menggunakan gambar silang densitas neutron. Nilai – nilai yang diperlukan adalah pembacaan nilai densitas dan neutron pada titik lempung, pembacaan nilai densitas dan neutron pada titik bersih, dan pembacaan untuk titik air.

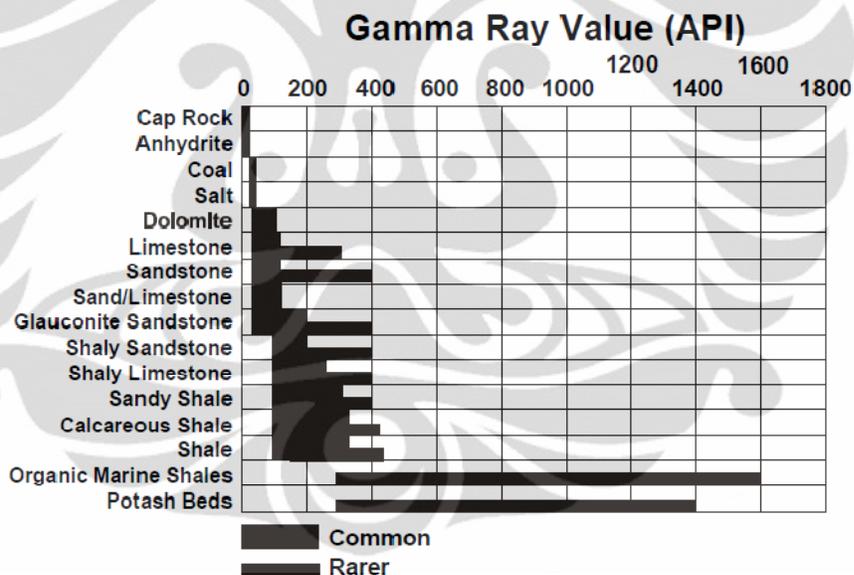


Gambar 2.4 Ilustrasi gambar silang densitas neutron

2.2.4 Penentuan litologi

Penentuan litologi batuan dari hasil perekaman log menggunakan pembacaan log gamma ray, log resistivitas, pemisahan log densitas - neutron, dan log PEF (*photoelectric absorption factor*). Tiap – tiap log memiliki kelebihan dan kekurangan dalam menentukan litologi bawah permukaan secara individu. Namun, gabungan pembacaan log – log ini akan memberikan hasil analisa litologi batuan secara tepat.

Log gamma ray secara baik mampu memisahkan lapisan shale dan non-shale. Ini disebabkan karena unsur – unsur radioaktif banyak terendapkan dalam lapisan shale.



Gambar 2.5 Nilai gamma ray untuk berbagai tipe batuan (*Glover²*)

Log resistivitas mampu memisahkan litologi umum, seperti lempung yang mempunyai nilai resistivitas rendah, gamping yang memiliki nilai resistivitas tinggi, dan mineral batubara yang memiliki nilai resistivitas sangat tinggi. Nilai resistivitas sebagian besar dipengaruhi oleh fluida yang mengisi ruang pori

batuan. Sehingga log resistivitas sangat baik dalam menentukan jenis fluida formasi.

Pemisahan log densitas – neutron merupakan salah satu cara terbaik dalam penentuan litologi. Hal ini dapat dicapai jika skala pembacaan log densitas dan neutron sesuai. Umumnya skala yang digunakan 1,7 – 2,7 g/cm³ untuk log densitas dan 0 – 60 p.u untuk log neutron. Ketika kurva log densitas dan neutron berhimpit maka zona tersebut merupakan formasi gamping. Ketika terjadi pemisahan positif yang cukup besar, maka zona tersebut merupakan formasi lempung. Dan ketika terjadi pemisahan negative, maka zona tersebut merupakan formasi pasir.

Selain pemisahan log densitas – neutron, log PEF juga merupakan log terbaik dalam penentuan litologi. Ini dikarenakan alat ini hanya mengukur jumlah atom rata – rata dari suatu formasi, dan tidak terpengaruh dengan perubahan porositas dan saturasi fluida di dalam batuan. Sehingga log PEF secara langsung dapat mengidentifikasi suatu litologi batuan.

2.2.5 Penentuan R_w

Dalam tugas akhir ini, nilai R_w ditentukan dengan menggunakan *Pickett plot*. Konsep *Pickett plot* adalah hubungan antara nilai porositas dengan nilai resistivitas. Hubungan ini didapat dengan memanipulasi tiga persamaan dasar, yaitu:

$$F = \varphi^{-m} \quad (2.3)$$

$$R_o = R_w F \quad (2.4)$$

$$R_t = R_o S_w^{-n} \quad (2.5)$$

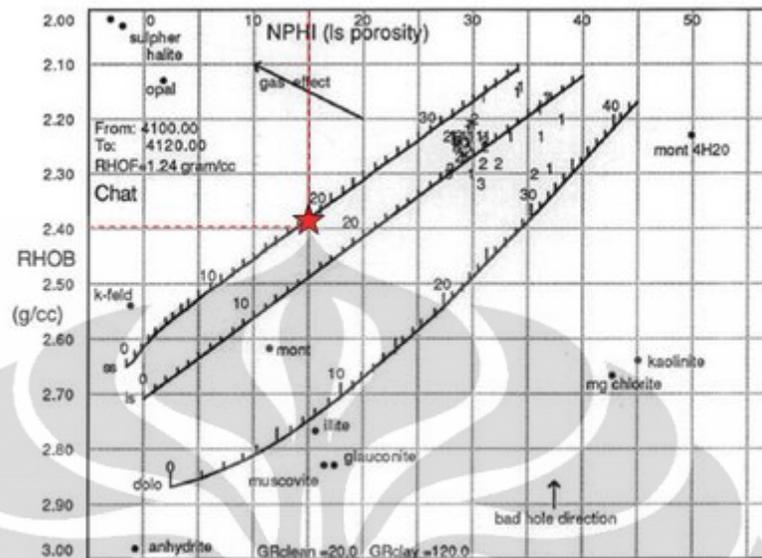
menjadi persamaan :

$$\log R_t = -m \log \varphi + \log R_w - n \log S_w \quad (2.6)$$

Ketika suatu interval mempunyai litologi yang sama (m dan n sama), dan nilai R_w konstan, maka sebuah gambar silang antara nilai porositas dan nilai resistivitas dari zona tersebut akan menghasilkan sejumlah garis trend linear yang paralel. Masing – masing garis ini trend ini menunjukkan suatu nilai kejenuhan air (S_w). Garis paling bawah menggambarkan nilai S_w tertinggi (100 %), dan disebut garis trend air. Kemiringan dari garis – garis trend paralel ini menunjukkan nilai $-1/m$. Pada garis trend air (S_w 100%), garis ini akan memotong nilai porositas 1 (100%), dimana pembacaan nilai resistivitas pada titik potong tersebut menunjukkan nilai resistivitas air (R_w).

2.2.6 Penentuan porositas

Model porositas yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah model porositas neutron – densitas. Dengan menggunakan bantuan *chart* densitas – neutron, kita dapat menentukan secara langsung nilai porositas dan jenis litologi dari suatu titik pembacaan.



Gambar 2.6 Ilustrasi penentuan porositas

2.2.7 Penentuan kejenuhan air (S_w)

Tingkat kejenuhan fluida (saturasi), menggambarkan seberapa besar bagian dari porositas batuan yang terisi oleh suatu fluida tertentu. Model saturasi air yang digunakan pada tugas akhir ini adalah persamaan saturasi air Indonesia.

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{cl}}{2} \right)}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (2.7)$$

2.2.8 Lumping

Data log terekam secara diskrit. Pada data log yang digunakan pada tugas akhir ini, data terekam dengan interval bervariasi, antara 0.05 m, 0.152 m, dan 0.1 m untuk masing – masing sumur. Untuk proses deskripsi reservoir lebih lanjut, diperlukan suatu teknik deskripsi dari data log yang lebih sederhana. Teknik ini dinamakan lumping atau pembungkalan. Maksud kata pembungkalan disini,

memiliki arti nilai kumulatif parameter petrofisika yang terdapat pada sumur – sumur eksplorasi. Nilai kumulatif merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap kedalaman cuplikan (sampling) dikalikan dengan nilai interval sampling. Nilai interval tergantung pada nilai penggal yang digunakan. Dalam tugas akhir ini digunakan nilai penggal Sw, kandungan lempung, dan porositas. Nilai penggal ini berfungsi untuk menghilangkan bagian sumur yang dianggap tidak produktif sehingga didapatkan zona *net reservoir* dan *net – pay*.

2.3 Metode Seismik Inversi

Metode inversi seismik bertujuan untuk menurunkan parameter elastik untuk penentuan karakter batuan. Inversi seismik *post-stack* merupakan teknik untuk mendapatkan kembali nilai koefisiensi refleksi dari rekaman seismik yang akan digunakan untuk menentukan nilai impedansi akustik lapisan batuan. Inversi *post – stack* inilah yang dilakukan dalam tugas akhir ini dengan menggunakan metode *sparse spike*. Metode *sparse spike* ini mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari *spike – spike* besar yang bertumpukan dengan *spike – spike* yang lebih kecil sebagai *background*. *Sparse spike* mengasumsikan bahwa hanya *spike* yang besar yang penting. Metode ini mencari lokasi *spike* yang besar dari tras seismik. *Spike – spike* tersebut terus ditambahkan sampai tras dimodelkan secara cukup akurat. Sukmono⁹ mendefinisikan model dasar tras seismik sebagai :

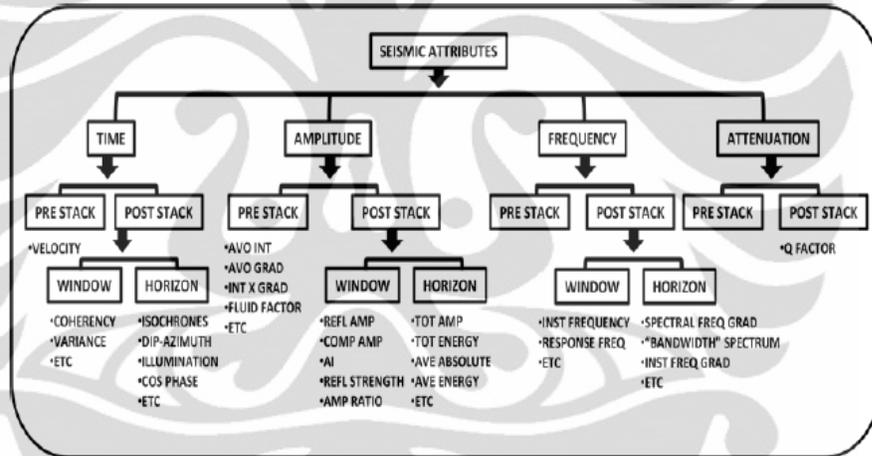
$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (2.8)$$

Persamaan (2.8) mengandung tiga variable yang tidak diketahui sehingga sulit untuk menyelesaikan persamaan tersebut, namun dengan menggunakan asumsi tertentu, permasalahan ini dapat diselesaikan dengan beberapa teknik dekonvolusi yang dikelompokkan dalam metode *sparse spike*. Teknik – teknik tersebut meliputi :

1. Inversi dan dekonvolusi *maximum – likelihood*
2. Inverse dan dekonvolusi norm-L1
3. Dekonvolusi entropi minimum (MED)

2.4 Metode Analisa Multiatribut

Atribut seismik didefinisikan sebagai turunan dari sebuah perhitungan dasar seismik. Semua atribut dari suatu horizon dan formasi saling terkait satu dengan yang lain. Informasi – informasi yang terdapat pada gelombang seismik, yaitu waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi, digunakan sebagai dasar pembagian jenis – jenis atribut. (**Gambar 2.7**).



Gambar 2.7 Diagram Pembagian Atribut seismik

Analisa seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisa ini dicari hubungan antara data log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi volum dari properti log pada semua lokasi pada volum seismik.

2.4.1 Input atribut dalam analisa multiatribut

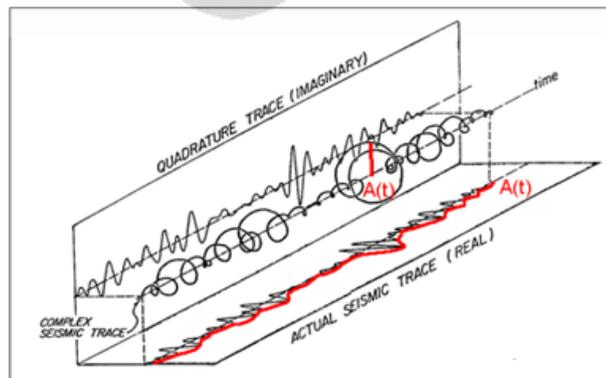
Atribut yang digunakan dalam analisa multiatribut dengan menggunakan software EMERGE dalam bentuk *sample-based attributes*. Bentuk ini merupakan transformasi dari tras input untuk menghasilkan tras output lainnya dengan jumlah yang sama dengan tras input (nilainya dihitung sampel per sampel). Atribut – atribut ini dapat dikelompokkan dalam 6 kategori :

2.4.1.1 Atribut Sesaat (*Instantaneous Attribute*)

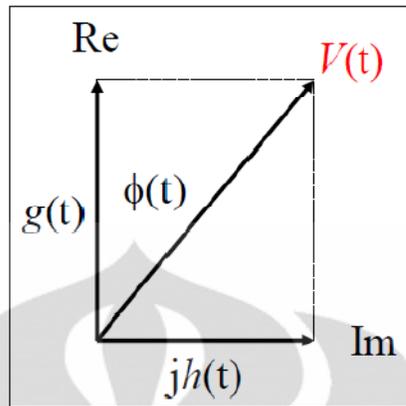
Atribut sesaat mengkarakterisasi variasi tiap – tiap sample dan mengisolasi tiap – tiap komponen gelombang dari sebuah tras seismik. Contoh atribut yang termasuk ke dalam atribut sesaat yaitu, atribut fasa sesaat, dan atribut frekuensi sesaat. Atribut sesaat dapat diartikan sebagai analisa tras kompleks, yaitu analisa dalam suatu representasi bilangan kompleks dari deret waktu, seperti ditunjukkan persamaan berikut :

$$F(t) = f(t) + if^{\perp}(t) = A(t)e^{j\gamma(t)} \quad (2.9)$$

Dimana $f^{\perp}(t)$ adalah deret quadrature, $A(t)$ adalah amplitudo, dan γ adalah fasa sesaat.



Gambar 2.8 Atribut tras kompleks (Ridwan, 2010⁸)



Gambar 2.9 Tras Analitik (*Ridwan, 2010⁸*)

Tras analitik dapat dihitung melalui persamaan berikut :

$$V(t) = g(t) + jh(t) \quad (2.10)$$

$$E(t) = |V(t)| = ((g(t))^2 + (h(t))^2)^{1/2}, \text{ dan} \quad (2.11)$$

$$\varphi(t) = \tan^{-1} \left(\frac{h(t)}{g(t)} \right) \quad (2.12)$$

Dimana $V(t)$ merupakan tras seismik kompleks, $g(t)$ merupakan tras yang sebenarnya, $jh(t)$ merupakan tras imajiner, dan $\varphi(t)$ merupakan sudut fasa antara tras kompleks dan tras seismik yang sebenarnya (**Gambar 2.9**).

2.4.1.2 Atribut filter slice

Atribut filter slice terdiri dari narrow band filter slices dari tras seismik. Enam slices filter yang digunakan adalah sebagai berikut :

5/10 – 15/20 Hz

15/20 – 25/30 Hz

25/30 – 35/40 Hz

35/40 – 45/50 Hz

45/50 – 55/60 Hz

55/60 – 65/70 Hz

2.4.1.3 Atribut waktu (*time attributes*)

Atribut waktu merupakan nilai waktu dari tras seismik, sehingga membentuk sebuah fungsi “ramp” yang dapat menambah sebuah trend dalam menghitung parameter reservoir.

2.4.1.4 Atribut Jendela Frekuensi

Set atribut didasarkan pada analisa jendela frekuensi. Pada proses ini, fourier transform dari setiap tras seismik diambil sebanyak 64 sampel. Dari window ini, baik amplitudo frekuensi rata – rata maupun amplitudo frekuensi dominan digunakan dan nilainya lalu ditempatkan pada tengah – tengah *window*. *Window* baru lalu dipilih 32 sampel kemudian, dan atribut frekuensi yang baru lalu dihitung dan demikian seterusnya.

2.4.1.5 Derivative Attributes

Set atribut didasarkan pada turunan pertama atau kedua dari tras seismik ataupun *amplitude envelope* nya. Turunan tersebut dihitung melalui cara berikut, dimana s_i = sampel tras seismik atau *amplitude envelope* ke I, $d1_i$ = turunan pertama dari i, $d2_i$ = turunan kedua dari i dan Δt = interval sampling.

$$d1_i = \frac{s_i - s_{i-1}}{\Delta t} \quad (2.13)$$

$$d2_i = \frac{d1_i - d1_{i-1}}{\Delta t} \quad (2.14)$$

2.4.1.6 Integrated Attributes

Atribut ini didasarkan pada integrasi dari tras seismik atau kuat refleksi. Nilai integrasi dihitung dengan cara berikut : $I_i = S_i + I_{i-1}$

S_i = sampel ke-I dari tras seismik, I_i = nilai integrasi. Pada akhir dari penjumlahan berjalan, integrasi dari seismik difilter dengan menggunakan 50 titik, sehingga dihasilkan tras seismik dengan frekuensi rendah. Integrasi dari kuat refleksi dinormalisasi dengan membagi hasil integrasinya dengan perbedaan antara sampel minimum dan maksimum dari keseluruhan sampel.

2.4.2 Regresi Linear Multiatribut

Pengembangan dari *crossplot* konvensional adalah dengan menggunakan multiple attribute. Dalam metode ini, tujuan kita adalah untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Pada kenyataannya, kita menganalisa data atribut seismik, bukan data seismik itu sendiri. Karena data atribut seismik lebih menguntungkan dari pada data seismik, dimana banyak dari atribut ini bersifat non linear, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi.

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

$$L(t) = w_0 + w_1 A_1(t) + w_2 A_2(t) + w_3 A_3(t) \quad (2.15)$$

Pembobotan pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalisasi *mean squared prediction error*.

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (2.16)$$

Selanjutnya, untuk mendapatkan kombinasi atribut yang paling baik untuk memprediksi log target, dilakukan proses *step wise regression*. Tahap awal proses ini dengan menggunakan trial and error untuk mencari atribut tunggal pertama yang paling baik. Atribut terbaik adalah atribut yang memberikan error prediksi yang paling rendah. Tahap kedua, dicari pasangan atribut yang paling baik, yaitu pasangan yang memberikan error paling kecil. Tahap pertama dan kedua akan terus berulang sebanyak yang diinginkan. Error prediksi untuk n atribut selalu lebih kecil atau sama dengan n-1 atribut.

Semakin banyak jumlah atribut yang digunakan, maka error prediksi akan semakin berkurang. Namun, makin banyak atribut yang digunakan, data yang dihasilkan akan buruk bila diterapkan pada data baru (yang tidak termasuk data training), karena atribut tersebut terlalu dicocokkan dengan data training. Hal ini dinamakan over training.

Sehingga diperlukan suatu proses yang dapat mengontrol banyaknya atribut yang dapat digunakan. Proses ini dinamakan validasi. Untuk mengukur validitas dari jumlah atribut yang digunakan, dilakukan prosedur sebagai berikut. Misalkan atribut yang akan digunakan telah didapat. Selanjutnya data hasil training ini diterapkan pada data baru, maka perhitungan error prediksi dari data baru ini dengan rumus:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\phi_i - w_0 - w_1 * I_i - w_2 * E_i - w_3 * F_i)^2 \quad (2.17)$$

Ini adalah error validasi untuk sumur baru yang pertama. Proses ini kemudian diulang untuk semua data sumur, lalu dihitung nilai error rata – ratanya.

2.4.3 Neural Network

Regresi multiatribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linear fungsional yang baik antara log yang diprediksi dan atribut seismik. pada kasus hubungan yang non-linear kita dapat mengaplikasikan transformasi tersebut dengan metoda neural network sebagai algoritma prediksi. *Neural network* adalah sekumpulan komponen elektronik atau program computer yang didesain untuk memodelkan kerja sistem otak. Otak manusia dideskripsikan sebagai suatu sistem yang kompleks, tidak linear, dan mempunyai sistem informasi dan proses yang paralel. Sistem yang kompleks ini mempunyai kemampuan yang luar biasa untuk membangun cara kerjanya dan menyimpan informasi.

Neural network mendapatkan pengetahuan atau data dari proses training. Lalu pengetahuan atau data ini disimpan oleh koneksi inter-neuron seperti pada syaraf otak. Prosedur yang digunakan dalam proses training disebut algoritma training. Algoritma ini berfungsi untuk memodifikasi bobot sinaptik dari sebuah network untuk mendesain sebuah objek yang diinginkan.

Pada tugas akhir ini digunakan *probabilistic neural network* (PNN). Ide dasar PNN adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut variabel independen untuk memprediksi variable dependen tunggal. Tujuan utama algoritma ini adalah untuk memprediksi variable dependen yang tidak diketahui. Estimasi ini didasarkan pada persamaan fundamental dari regresi umum PNN :

$$y'(x) = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))} \quad (2.18)$$

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

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^p \frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \quad (2.19)$$

D adalah jarak yang diskalakan antara poin yang akan diestimasi, jarak tersebut yang disebut “smoothing” parameter. Untuk sampel ke m, prediksinya :

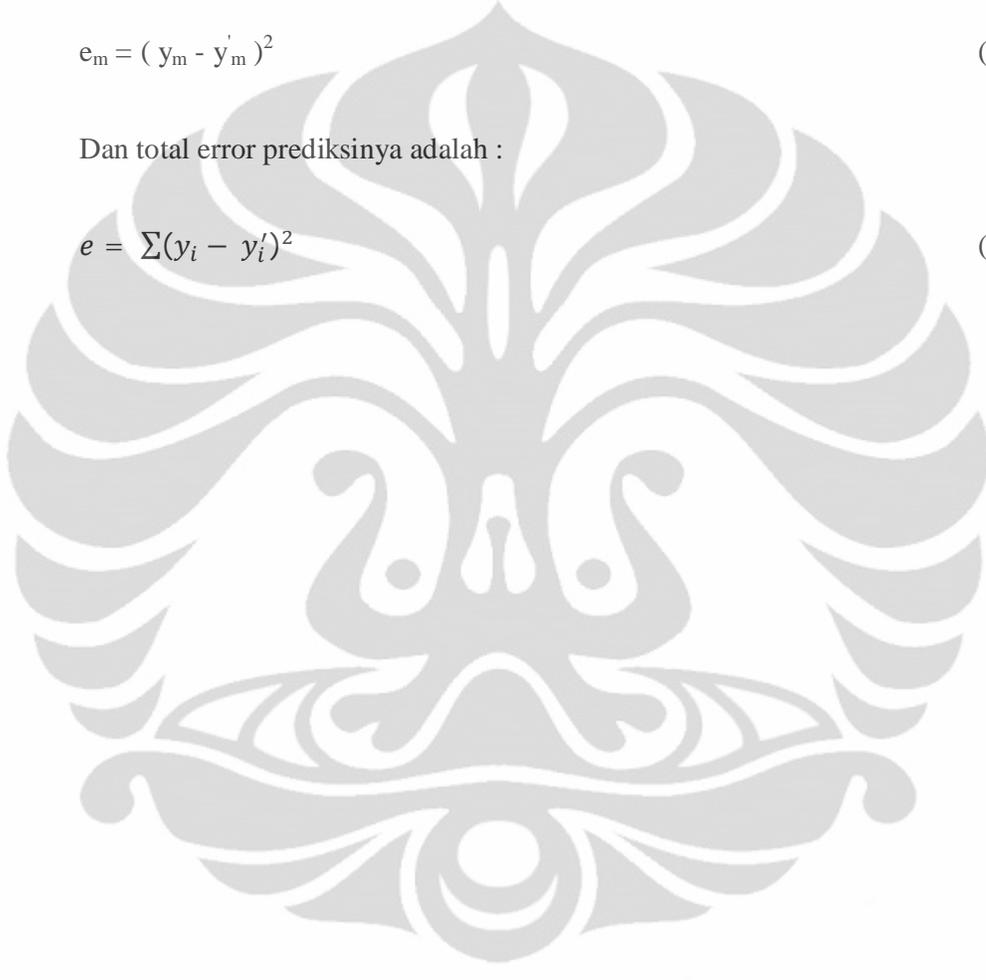
$$y'_m(x_m) = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \exp(-D(x_m, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x_m, x_i))} \quad (2.20)$$

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

$$e_m = (y_m - y'_m)^2 \quad (2.21)$$

Dan total error prediksinya adalah :

$$e = \sum (y_i - y'_i)^2 \quad (2.22)$$



BAB III

DATA DAN PENGOLAHAN DATA

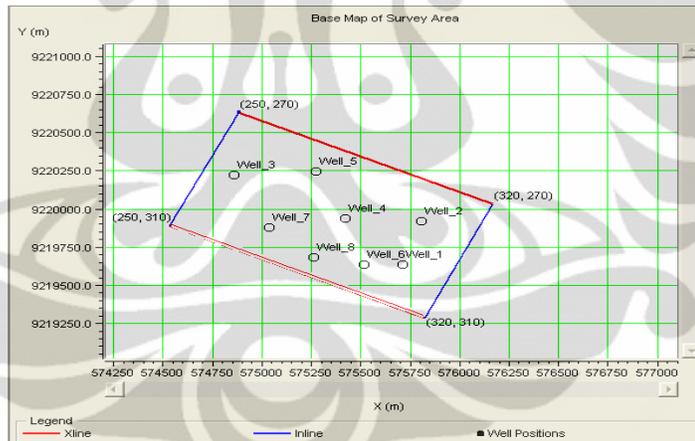
3.1 Data

3.1.1 Data seismik

Data seismik yang digunakan adalah data seismik post-stack 3D. Interval sampling adalah 2 ms. *Crossline* daerah penelitian 270 – 310 dan *inline* nya 250 – 320.

3.1.2 Base map

Base map atau peta dasar merupakan suatu penampang yang menunjukkan kerangka survey seismik daerah penelitian. Pada peta dasar ini juga ditunjukkan skala peta dan posisi sumur pada lintasan seismik



Gambar 3.1 Base map (*Hampson Russel Software*)

3.1.3 Data sumur

Dalam tugas akhir ini, digunakan 8 data sumur yang memiliki data *gamma ray*, *caliper*, *SP*, *density*, *neutron*, *sonic*, *resistivity (deep induction)*, *micro resistivity (MSFL)*, dan PEF. Data *log header* yang terdapat pada sumur ini meliputi, resistivitas lumpur (*mud*, *mud filtrate*, dan *mudcake*), temperature permukaan, dan ukuran pahat.

3.1.4 Data marker

Data marker dalam tugas akhir ini dengan nama marker C1 hingga C16.

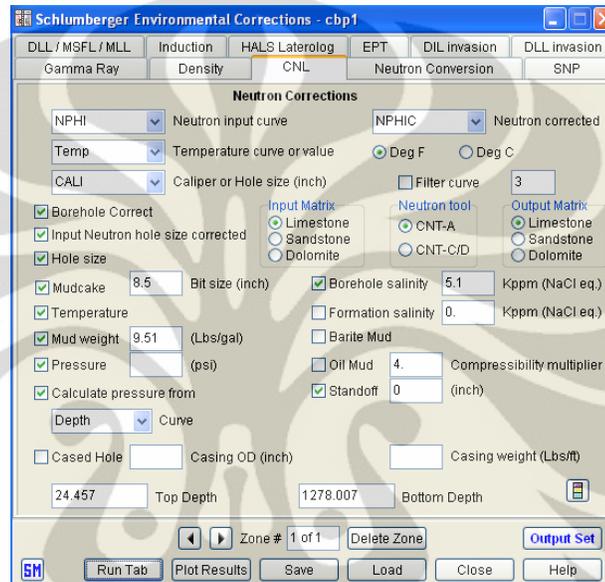
3.2 Pengolahan data

3.2.1 Tahapan pengerjaan data sumur

- **Koreksi lingkungan**, dilakukan untuk mengatasi dampak lingkungan bor pada pembacaan alat. Dampak lingkungan yang mempengaruhi alat antara lain, ukuran lubang, jenis lumpur, dan temperatur.
- **Evaluasi kandungan lempung**, diperlukan untuk mengetahui kadar lempung pada formasi. Keberadaan lempung dalam formasi akan mempengaruhi perhitungan porositas formasi. Berdasarkan evaluasi ini, juga akan diketahui besar nilai resistivitas lempung.
- **Zonasi**, dilakukan berdasarkan kesamaan pembacaan pada log GR, resistivitas, dan porositas. Dengan tambahan pembacaan log PEF maka tahapan zonasi ini, juga merupakan penentuan litologi. Zonasi bertujuan untuk korelasi antar tiap – tiap sumur
- **Evaluasi R_w dan R_{mf}** , untuk perhitungan kejenuhan air, dan evaluasi rembesan kualitatif.
- **Evaluasi resistivitas lempung**, untuk mengetahui pengaruh resistivitas lempung pada perhitungan kejenuhan air.
- **Evaluasi porositas**, bertujuan untuk mengetahui porositas sebenarnya dari formasi batuan dengan menggunakan model porositas densitas – neutron.
- **Evaluasi kejenuhan air**, untuk mengetahui jenis fluida di dalam formasi.
- **Evaluasi permeabilitas, dan penentuan nilai *cut – off***, untuk pembuatan lumping.

3.2.2 Koreksi lingkungan

Koreksi ini diperlukan untuk mengatasi dampak lingkungan lubang bor. Data yang diperlukan yaitu, resistivitas lumpur, resistivitas kerak lumpur, resistivitas lumpur filtrasi, suhu dasar lubang (*bottom hole temperature*), ukuran pahat, log kaliper, dan bobot lumpur.



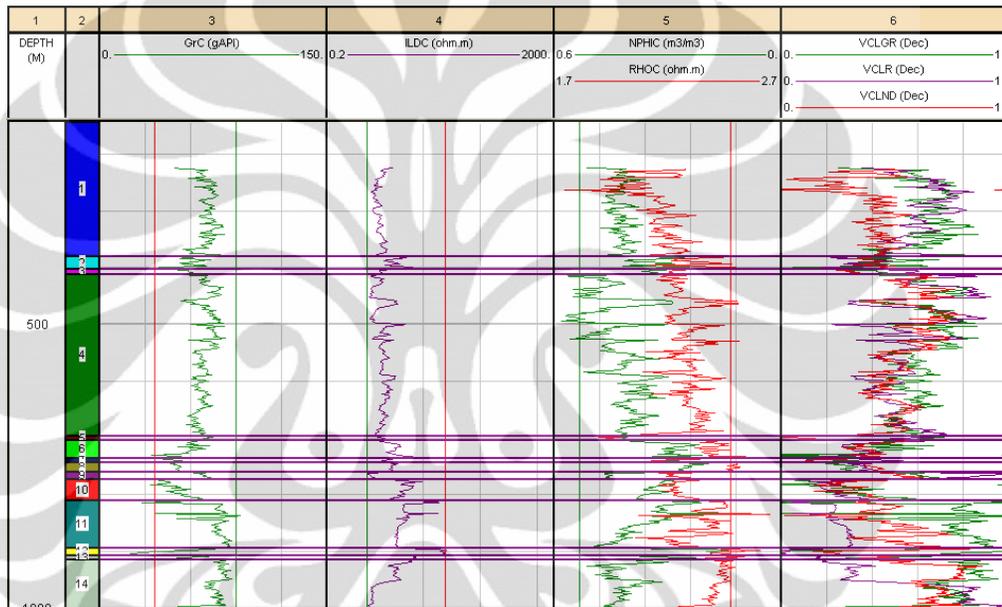
Gambar 3.2 Input data koreksi lingkungan (*Interactive Petrophysics Software*)

3.2.3 Evaluasi Kandungan lempung

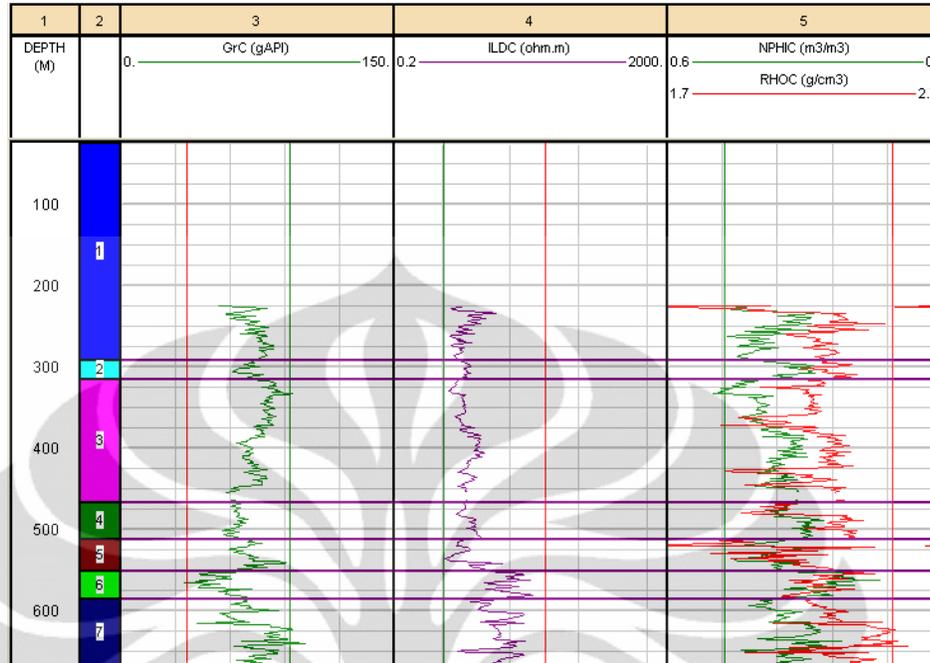
Perhitungan kandungan lempung dalam suatu formasi dapat dicari dengan menggunakan indikator tunggal, yaitu log *gamma ray*, dan log resistivitas, atau dengan menggunakan indikator ganda, yaitu log neutron – densitas. Dari ketiga indikator ini, kandungan lempung dalam suatu formasi ditentukan dengan mengambil nilai terendah dari ketiga perhitungan diatas.

3.2.4 Zonasi

Penentuan litologi diawali dengan zonasi pada interval kedalaman sumur menurut gabungan pembacaan log yang mendeskripsikan kesamaan jenis batuan. Gabungan pembacaan log tersebut adalah log *gamma ray*, log resistivitas, log densitas – neutron, dan log PEF.



Gambar 3.3 Evaluasi kandungan lempung (*Interactive Petrophysics Software*)



Gambar 3.4 Hasil zonasi (*Interactive Petrophysics Software*)

3.2.5 Evaluasi R_w dan R_{mf}

Pada *default module software* Interactive Petrophysics, nilai R_w dan R_{mf} dihitung berdasarkan pembacaan nilai R_t dan R_{xo} . Nilai ini merupakan nilai semu (*apparent*), yaitu nilai yang didapat dengan pendekatan tidak langsung dengan menggunakan formula Archie. Oleh karena itu, pada langkah pengolahan data ini nilai R_w dan R_{mf} dihitung berdasarkan keadaan sumur sesungguhnya.

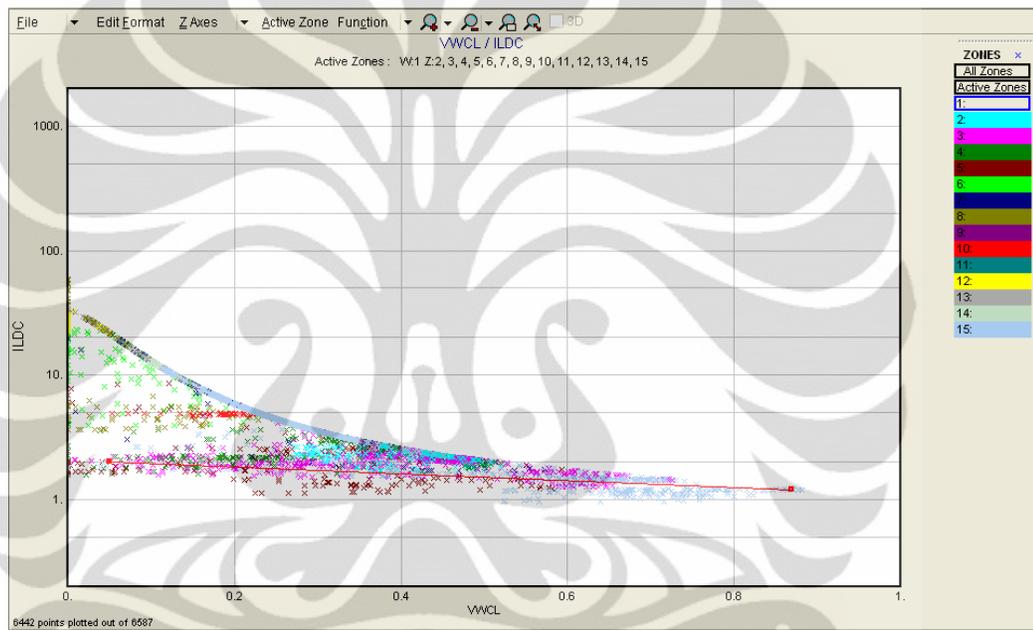
Nilai R_{mf} dihitung dengan menggunakan data resistivitas lumpur filtrasi yang terukur di permukaan, dan diubah sesuai dengan temperatur dan salinitas ekuivalen formasi. Sedangkan nilai R_w seperti dijelaskan pada subbab konsep dasar analisa petrofisika di atas, dihitung dengan menggunakan *pickett plot*.

$$R_{mf \text{ apparent}} = \frac{R_{xo}}{F} = \frac{R_{xo} \phi^m}{a} \quad (3.1)$$

$$R_w \text{ apparent} = \frac{R_t}{F} = \frac{R_t \phi^m}{a} \quad (3.2)$$

3.2.6 Evaluasi resistivitas lempung

Nilai resistivitas lempung diambil berdasarkan pembacaan resistivitas batuan di sepanjang lubang sumur. Tiap – tiap batuan memiliki kandungan lempung yang berbeda. Dari nilai resistivitas tiap batuan yang memiliki kandungan lempung yang berbeda ini, diambil nilai pembacaan resistivitas lempung pada batuan yang memiliki kandungan lempung 100%. Sehingga didapatkan nilai resistivitas lempung sesuai dengan kondisi sumur tersebut.



Gambar 3.5 Penentuan resistivitas lempung (*Interactive Petrophysics Software*)

3.2.7 Evaluasi porositas

Ada dua nilai porositas yang didapat pada analisa petrofisika, yaitu porositas total (PHIT), dan porositas efektif (PHIE). Porositas total merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong di antara batuan yang berisi sejumlah air – ikat lempung (CBW), air – bebas pada formasi, dan hidrokarbon. Sedangkan porositas efektif merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong di antara batuan yang berisi air – bebas pada formasi, dan hidrokarbon.

$$PHIE = PHIT - CBW \quad (3.3)$$

Pada evaluasi porositas, terdapat dua tahap koreksi yang dilakukan pada log densitas, dan neutron. Tahap pertama adalah koreksi terhadap kandungan lempung, dan yang kedua adalah koreksi terhadap pengaruh hidrokarbon. Setelah dua tahap koreksi ini dilakukan, dengan menggunakan model porositas neutron – densitas, maka akan didapatkan nilai porositas akhir.

Setelah nilai kandungan lempung didapatkan, maka log densitas dikoreksi dengan menggunakan rumusan :

$$\rho_b = \rho_{b \text{ clean}} \cdot (1 - V_{cl}) + \rho_{b \text{ cl}} \cdot V_{cl} \quad (3.4)$$

$$\rho_{b \text{ clean}} = \frac{\rho_b - \rho_{b \text{ cl}} \cdot V_{cl}}{(1 - V_{cl})} \quad (3.5)$$

Demikian pula dengan log neutron :

$$\varphi_N = \varphi_{N \text{ clean}} \cdot (1 - V_{cl}) + \varphi_{N \text{ cl}} \cdot V_{cl} \quad (3.6)$$

$$\varphi_{N \text{ clean}} = \frac{\varphi_N - \varphi_{N \text{ cl}} \cdot V_{cl}}{(1 - V_{cl})} \quad (3.7)$$

3.2.8 Evaluasi kejenuhan air

Ada dua nilai saturasi yang dihitung, yaitu saturasi air pada zona rembesan (S_{xo}), dan saturasi air pada daerah asal. Nilai S_{xo} berguna untuk mengetahui banyaknya hidrokarbon yang terdesak pada daerah rembesan, dan nilai S_w berguna untuk mengetahui banyaknya hidrokarbon pada daerah asal. Kedua formula saturasi ini menggunakan persamaan kejenuhan air Indonesia, yaitu:

$$S_w = \frac{\frac{1}{\sqrt{R_t}}}{\left(\frac{V_{cl}^{1-0.5V_{cl}}}{\sqrt{R_{cl}}} + \sqrt{\frac{\varphi^m}{a \cdot R_w}} \right)} \quad (3.8)$$

$$S_{xo} = \frac{\frac{1}{\sqrt{R_{xo}}}}{\left(\frac{V_{cl}^{1-0.5V_{cl}}}{\sqrt{R_{xo}}} + \sqrt{\frac{\varphi^m}{a \cdot R_{mf}}} \right)} \quad (3.9)$$

3.2.9 Evaluasi Permeabilitas

Permeabilitas merupakan ukuran kemampuan batuan untuk melewatkan fluida. Pada tugas akhir ini, nilai permeabilitas dihitung dengan menggunakan Persamaan Permeabilitas Timur yang menghubungkan nilai permeabilitas dengan nilai saturasi air dan porositas. Persamaan Permeabilitas Timur ditunjukkan sebagai berikut :

$$K = 8581 \frac{\text{Phi}E^{4.4}}{S_w^2} \quad (3.10)$$

3.2.10 Penentuan nilai penggal (*cut - off*)

Setelah semua nilai parameter petrofisika (porositas, kandungan lempung, permeabilitas) ditambah parameter saturasi air didapat, langkah selanjutnya adalah menentukan zona reservoir, dan zona produktif. Untuk menentukan zona – zona ini maka diperlukan batas – batas zona berupa batas litologi, dan batas fluida. Batas litologi merupakan suatu batas yang membedakan antara lapisan batuan yang berpotensi menjadi reservoir atau tidak. Pada tugas akhir ini, batas litologi ditetapkan berdasarkan kemampuan suatu lapisan untuk dapat dialiri fluida. Lalu batas litologi yang digunakan adalah nilai permeabilitas minimum absolute 1mD. Sehingga dengan penetapan nilai ini dapat dicari hubungan antara permeabilitas dengan parameter petrofisika kandungan lempung, dan porositas pada pembuatan lumping. Sedangkan batas fluida merupakan suatu batas yang membedakan suatu lapisan produktif atau tidak. Pada tugas akhir ini diasumsikan bahwa lapisan yang produktif memiliki nilai saturasi air dibawah 50 %.

3.2.11 Lumping

Lumping dibuat dengan menerapkan nilai penggal porositas, kandungan lempung, dan kejenuhan air. Nilai penggal kandungan lempung, dan porositas akan menghasilkan zona *net reservoir*. Zona *net reservoir* ditambahkan nilai penggal kejenuhan air akan menghasilkan zona *net pay*. Nilai penggal porositas akan bersifat sebagai filter untuk nilai lebih besar atau sama dengan nilai penggal (\geq).

Nilai penggal kandungan lempung dan kejenuhan air akan bersifat sebagai filter untuk nilai lebih kecil atau sama dengan nilai penggal (\leq).

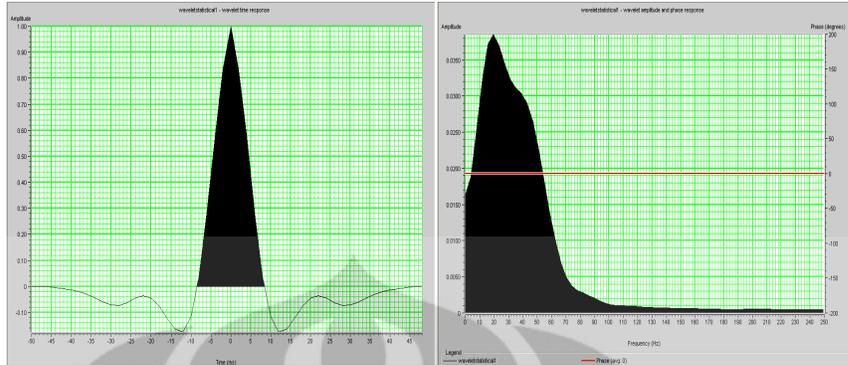
3.3 Pengolahan data seismik

3.3.1 Tahapan pengerjaan data seismik

- **Ekstraksi *wavelet* dan *well-seismic tie***, untuk pembuatan sintetik seismogram yang bertujuan untuk pengikatan data sumur dan data seismik.
- ***Picking horizon***, untuk melihat kemenerusan suatu lapisan batuan. Dibuat berdasarkan acuan data marker.
- **Pembuatan model awal**, untuk mengontrol hasil inversi yang dilakukan selanjutnya.
- **Inversi seismik *sparse spike***, yang juga akan menjadi *external attribute* pada multiatribut.
- **Pembuatan volum *pseudo log***, dengan menggunakan persamaan empiris yang dihasilkan dari properti log dan atribut seismik.

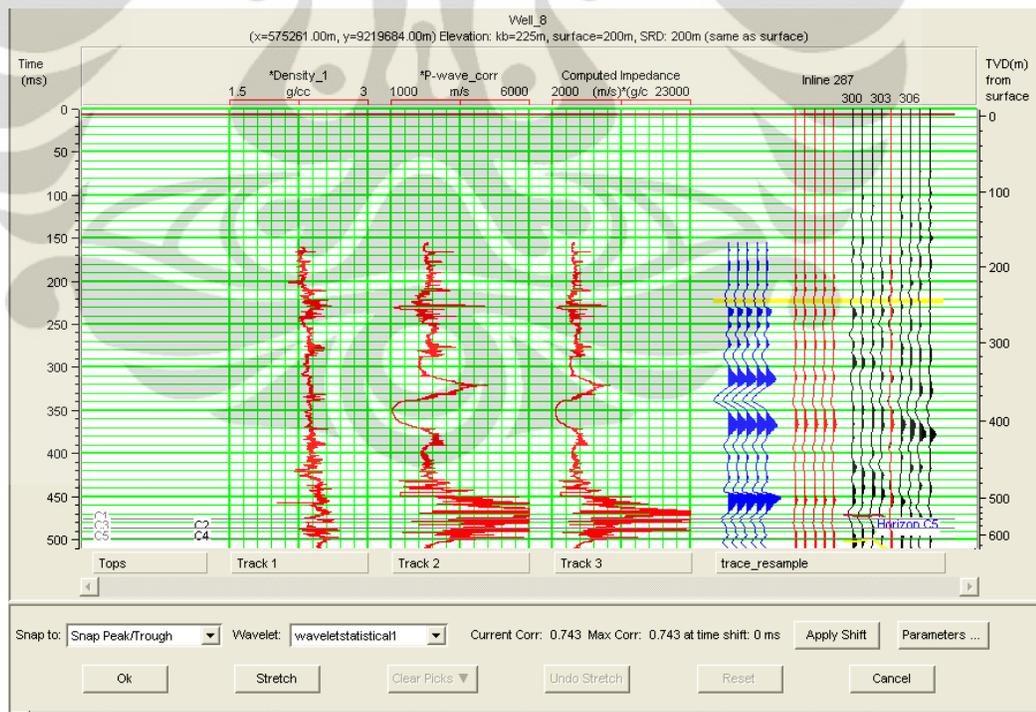
3.3.2 *Well-seismic tie*

Well-seismic tie dilakukan untuk mengikatkan data sumur dengan skala kedalaman dengan data seismik dengan skala waktu. Proses ini dilakukan dengan membuat suatu seismogram sintetik yang dihasilkan dari konvolusi antara wavelet dengan deret koefisien refleksi. Langkah awal adalah dengan ekstraksi wavelet untuk digunakan pada pembuatan sintetik seismogram. Pada tugas akhir ini digunakan wavelet berdasarkan ekstraksi statistik, yaitu dengan mengekstraksi wavelet dari data seismik di sekitar zona target (**Gambar 3.6**).



Gambar 3.6 wavelet hasil ekstraksi statistik (*Hampson Russell software*)

Selanjutnya wavelet yang telah dihasilkan lalu dikonvolusikan dengan koefisien refleksi dari data porositas dan sonik dari data sumur untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan pada proses *well-seismic tie*. *Window* yang dipilih untuk proses well seismic tie ini adalah dari time 225 – 700 ms. Hasil *well-seismic tie* ditunjukkan pada **Gambar 3.7**.



Gambar 3.7 *Well-seismic tie* (*Hampson Russell software*)

3.3.3 Picking horizon

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

3.3.4 Pembuatan Model Awal

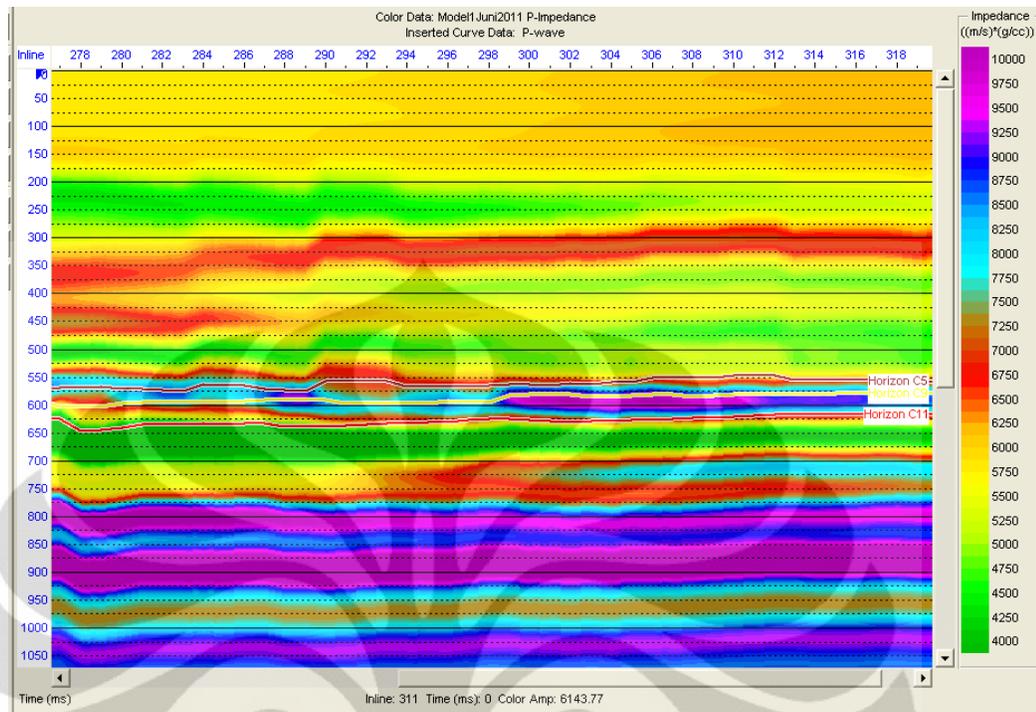
Model awal dalam proses inversi diperlukan untuk mengontrol hasil inversi yang akan dilakukan selanjutnya. Model geologi ini dibuat dengan menggunakan data sumur dan horizon.

Parameter yang menjadi input pada studi ini adalah sebagai berikut :

Sumur : well_1 sampai well_8

Horizon : C5, C9, C11

Wavelet : wavelet statistik



Gambar 3.8 model awal (*Hampson Russell software*)

3.3.5 Inversi seismik

Metode inversi seismik yang digunakan dalam studi ini yaitu metode inversi sparse spike. Inversi metode ini berdasarkan pada algoritma dekonvolusi maximum likelihood. Untuk setiap tras, sekuen reflektivitas diestimasi dengan cara menambahkan koefisien refleksi satu per satu hingga hasil yang optimal diperoleh. Reflektivitas broadband kemudian diperbaiki secara gradual hingga hasil tras sintetik sesuai dengan tras riil.

Pada tugas akhir ini dilakukan inversi sparse spike maximum likelihood dengan parameter sebagai berikut:

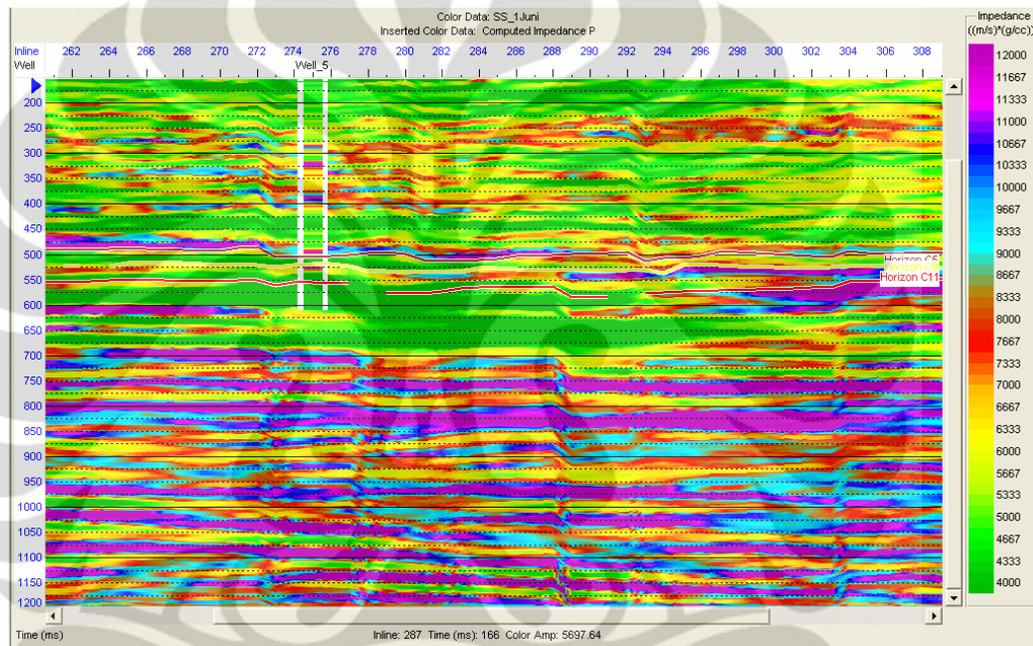
Window : 0 – 1200 ms

Iterasi : 20

Spike detection threshold : 15 %

Maximum number of spike : 1261

Parameter maximum number of spike membatasi jumlah spike maksimum pada setiap tras seismik, sedangkan parameter spike detection threshold merupakan pengontrol amplitudo spike tersebut. Pada saat spike ditambahkan, amplitudo spike tersebut dibandingkan dengan nilai rata – rata amplitudo spike yang ada. Jika nilai amplitudo spike yang baru kurang dari nilai rata – rata amplitudo yang telah ditentukan, maka penambahan spike dihentikan. Pada proses ini dilakukan iterasi algoritma sebanyak 20 kali.



Gambar 3.9 Hasil inversi *sparse spike* (*Hampson Russell software*)

3.3.6 Analisa multiatribut

Setelah dilakukan *well-seismic tie*, *picking horizon*, dan pembuatan volum akustik impedansi, dilakukan proses analisa multiatribut. Pada tugas akhir ini akan dibuat volum pseudo-porositas untuk mengetahui penyebaran porositas di zona interest tersebut. Volum akustik impedansi dijadikan eksternal atribut dalam proses analisa multiatribut ini.

3.3.7 Volum pseudo-porositas

Langkah pertama dalam pembuatan volum porositas adalah membuat korelasi antara data atribut seismik dengan data target dengan menggunakan metode

regresi linear multiatribut. Daftar analisa tiap – tiap atribut terhadap target ataupun transformasi non linear target dibuat. Dalam hal ini, target merupakan nilai porositas efektif (ΦE), hasil analisa petrofisika.

Langkah selanjutnya adalah dengan membuat daftar analisa multiatribut yang akan digunakan dengan menggunakan *step-wise regression* untuk mencari kombinasi atribut terbaik dengan memanfaatkan hasil dari langkah pertama. Pada tahapan ini, juga dilakukan transformasi non-linear target, dan atribut eksternal. Sebagai panduan, dilakukan proses validasi untuk menentukan berapa banyak atribut yang dapat digunakan. **Gambar 3.10** menunjukkan daftar atribut yang digunakan dalam analisa multiatribut. **Gambar 3.11** menunjukkan proses perhitungan error validasi. Dari perhitungan ini ditunjukkan bahwa atribut yang dapat digunakan sebanyak 5 atribut. **Gambar 3.12** menunjukkan penerapan dari regresi linear multiatribut antara data porositas (target) dengan data porositas prediksi (hasil dari multiatribut). Dengan menggunakan metode ini, didapatkan nilai korelasi 0.73 dengan error 0.047.

Selanjutnya dengan menggunakan *probabilistic neural network* (PNN) untuk mencari korelasi yang lebih baik lagi. Dari hasil PNN didapatkan nilai korelasi sebesar 0.82 dengan error 0.040 seperti ditunjukkan Gambar 3.13. Selanjutnya hasil PNN diterapkan pada data seismik dengan window horizon C5 dikurang 50 ms hingga horizon C11 ditambah 300 ms.

Multi-Attribute List Multi Attribute List 1

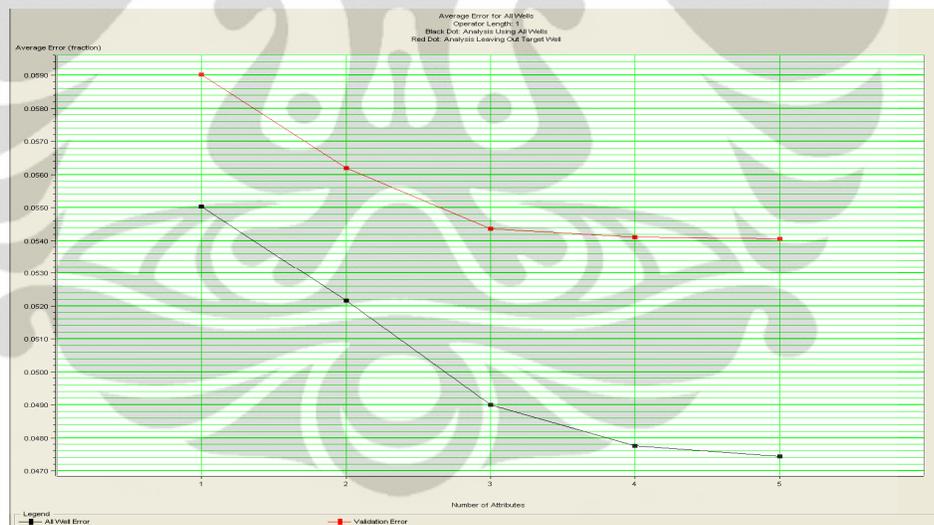
Validation criterion was used in step-wise regression.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Integrate	0.055039	0.059027
2	Porosity	Amplitude Envelope	0.052158	0.058194
3	Porosity	Raw Seismic	0.049006	0.054362
4	Porosity	Cosine Instantaneous Phase	0.047759	0.054111
5	Porosity	Filter 55/60-65/70	0.047430	0.054062

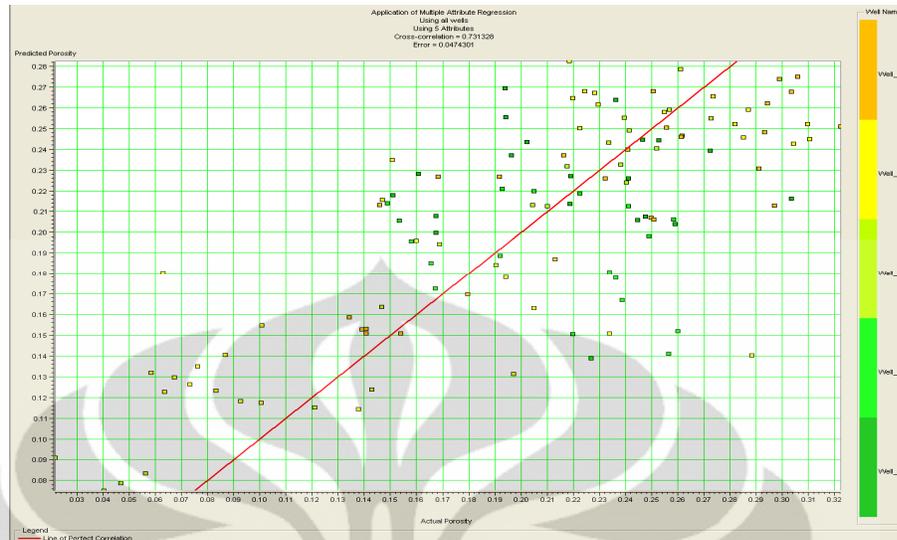
There are 5 transforms.

Cross Plot History List Apply Error Plot Close

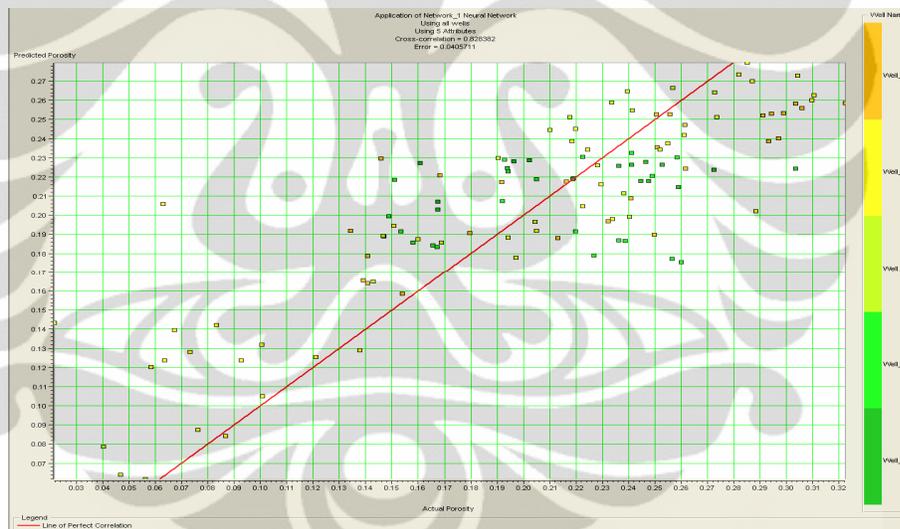
Gambar 3.10 Daftar atribut yang digunakan dalam analisa multiatribut (*Hampson Russell software*)



Gambar 3.11 Perhitungan error validasi (*Hampson Russell Software*)



Gambar 3.12 Regresi linear multiatribut (*Hampson Russell Software*)

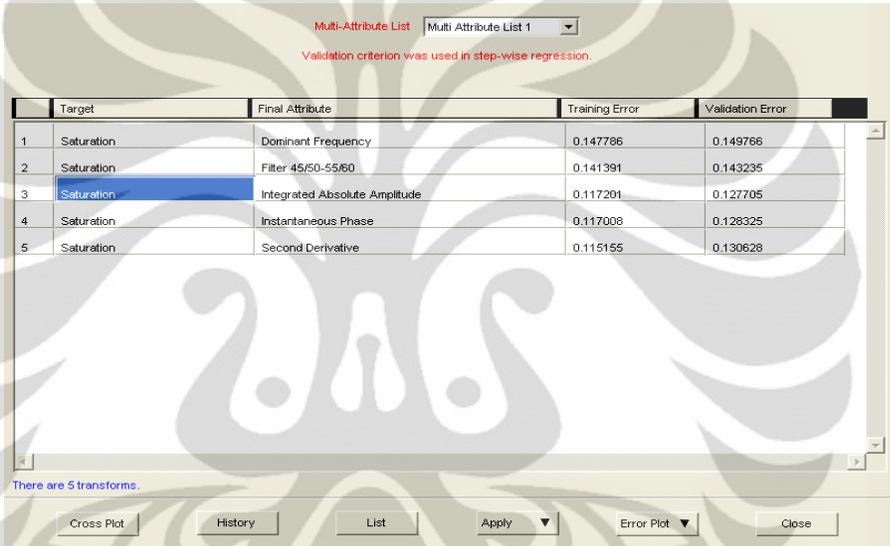


Gambar 3.13 Probabilistic Neural Network (*Hampson Russell Software*)

3.3.8 Volum pseudo kejenuhan air

Tahapan pengerjaan volum pseudo kejenuhan air sama dengan tahapan pengerjaan volum pseudo porositas, dengan target yang digunakan merupakan nilai kejenuhan air hasil dari analisa petrofisika. Sebanyak 3 atribut digunakan dalam penentuan nilai saturasi prediksi seperti ditunjukkan **Gambar 3.14**. Hal ini sesuai dengan kontrol validasi yang ditunjukkan **Gambar 3.15**.

Gambar 3.16 menunjukkan penerapan dari regresi linear multiatribut antara data kejenuhan air (target) dengan data kejenuhan air prediksi (hasil dari multiatribut). Dengan menggunakan metode ini, didapatkan nilai korelasi 0.74 dengan error 0.117. Selanjutnya dengan menggunakan *probabilistic neural network* (PNN) untuk mencari korelasi yang lebih baik lagi. Dari hasil PNN didapatkan nilai korelasi sebesar 0.85 dengan error 0.091 seperti ditunjukkan **Gambar 3.17**. Selanjutnya hasil PNN diterapkan pada data seismik dengan window horizon C5 dikurang 50 ms hingga horizon C11 ditambah 300 ms.



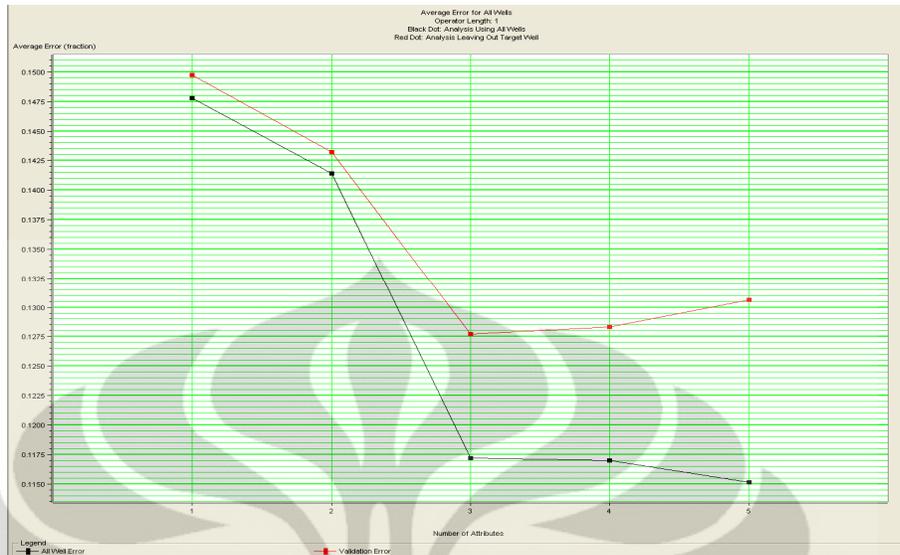
Multi-Attribute List Multi Attribute List 1
Validation criterion was used in step-wise regression.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Saturation	Dominant Frequency	0.147786	0.149766
2	Saturation	Filter 45/50-55/60	0.141391	0.143235
3	Saturation	Integrated Absolute Amplitude	0.117201	0.127705
4	Saturation	Instantaneous Phase	0.117008	0.128325
5	Saturation	Second Derivative	0.115155	0.130628

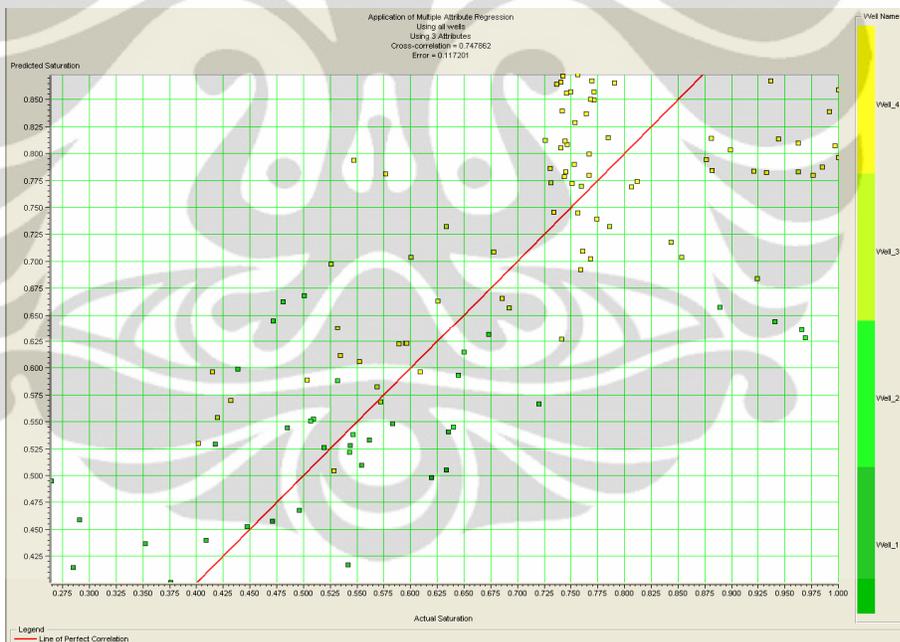
There are 5 transforms.

Cross Plot History List Apply Error Plot Close

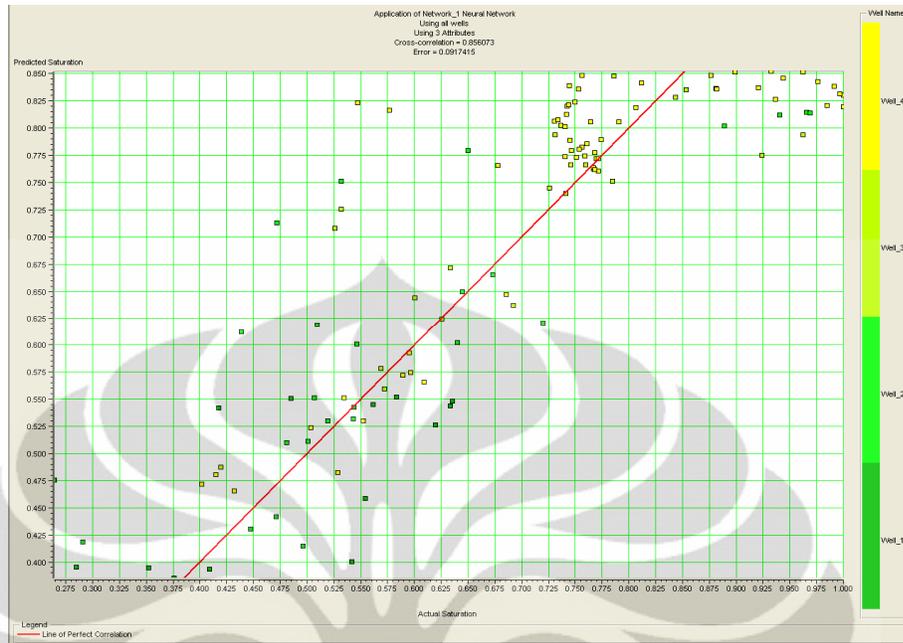
Gambar 3.14 Daftar atribut yang digunakan dalam analisa multiatribut (*Hampson Russell software*)



Gambar 3.15 Perhitungan error validasi (Hampson Russell Software)



Gambar 3.16 Regresi linear multiatribut (Hampson Russell Software)



Gambar 3.17 Probabilistic Neural Network (Hampson Russell Software)

BAB IV

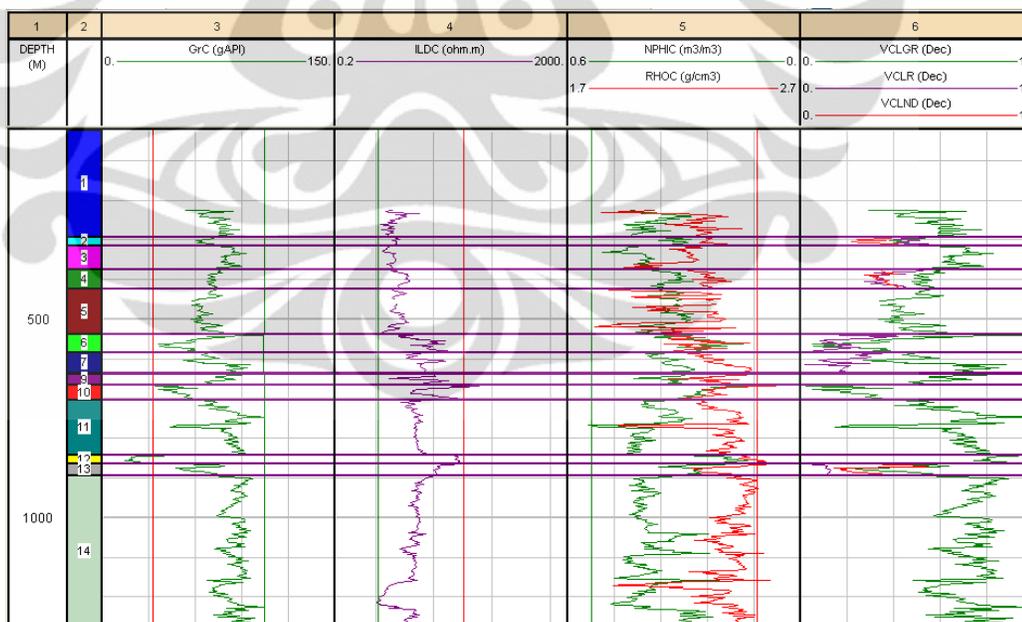
HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil

4.1.1 Kandungan lempung

Dengan menggunakan log *Gamma ray*, resistivitas, dan *cross-plot* densitas – neutron, didapatkan nilai kandungan lempung untuk tiap – tiap titik pengukuran. Dari ketiga perhitungan kandungan lempung ini diambil nilai kandungan lempung terendah untuk digunakan dalam perhitungan porositas dan kejenuhan air.

Pada sumur CBP-1, zona potensial dengan litologi batuan pasir memiliki nilai kandungan lempung antara 6 % hingga 41 %. Nilai ini menandakan bahwa zona potensial secara umum cukup banyak mengandung lempung. Seperti ditunjukkan pada **Gambar 4.1**, zona potensial pada sumur CBP-1 dengan nomor 6,10, dan 13 berada pada kedalaman 540 – 893 m.

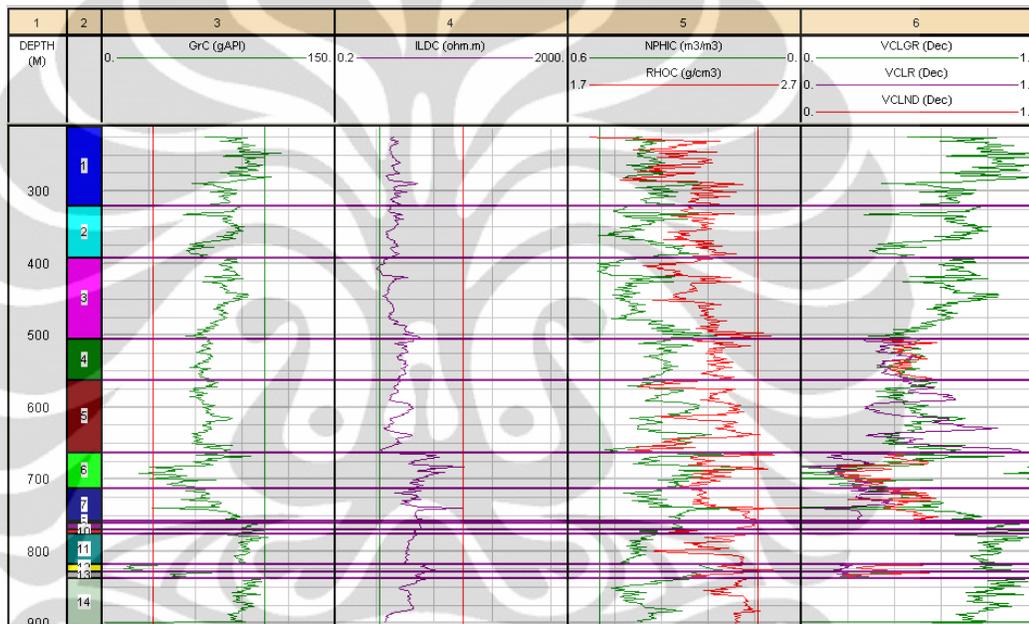


Gambar 4.1. Hasil perhitungan Vsh sumur cbp-1 (*Interactive Petrophysics*)

Pada sumur CBP-2 nilai kandungan lempung zona potensial berkisar antara nilai 7 % – 25 %. Secara umum zona potensial sedikit mengandung lempung. **Gambar**

4.2 menunjukkan hasil perhitungan kandungan lempung serta interval yang terdapat pada sumur CBP-2. Zona potensial dengan nomor 6 dan 13 berada pada kedalaman 663 – 838 m.

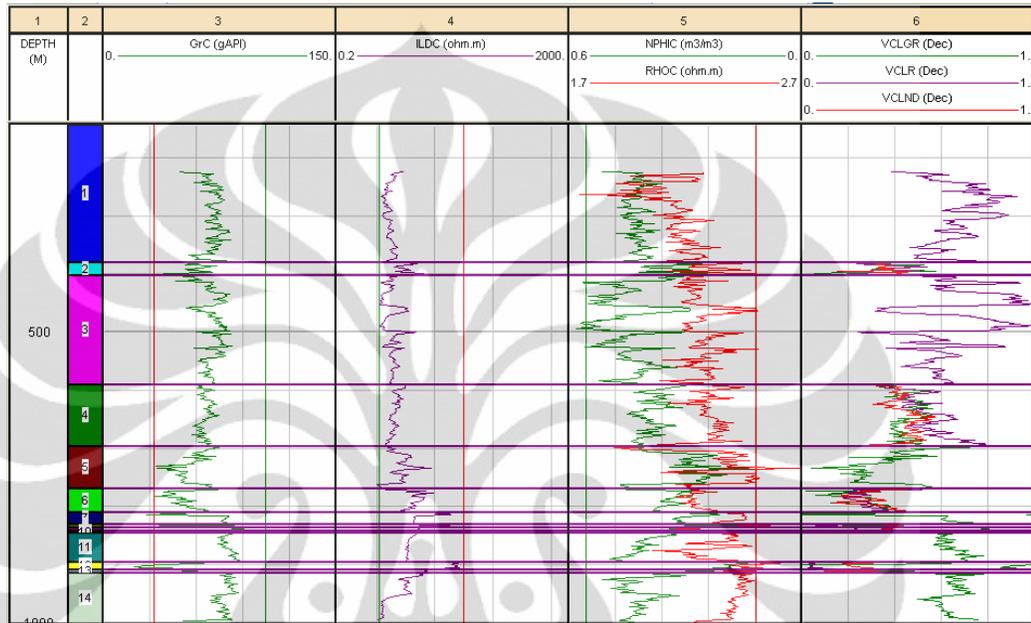
Pada sumur CBP-3 nilai kandungan lempung terendah yang terdapat pada zona potensial berkisar antara nilai 5 % – 21 %. Ini menandakan zona potensial cukup bersih. **Gambar 4.3** menunjukkan zona potensial dengan dengan nomor 6, dan 13 yang berada pada kedalaman 770 – 915 m.



Gambar 4.2 Hasil perhitungan Vsh sumur cbp-2 (*Interactive Petrophysics*)

Pada sumur CBP-8 nilai kandungan lempung pada zona potensial berkisar antara 4 % – 33 %. Ini menunjukkan batuan zona potensial pada sumur CBP-8 cukup banyak mengandung lempung. Zona potensial pada sumur CBP-8 ini bernomor 6 yang berada pada interval kedalaman 703 – 743 m. Pada sumur CBP-13 nilainya berkisar antara 10 % – 50 %, dengan nilai kandungan lempung pada zona potensial berkisar antara 8 % – 33 %. Zona potensial pada sumur CBP-13 dengan nomor zona 6 berada pada kedalaman 592 – 609 m. Pada sumur CBP-14, nilai kandungan lempung bervariasi antara 2 % untuk zona pasir bersih hingga nilai 55 % pada zona pasir berlempung. Zona potensial pada sumur CBP-14 bernomor 6 dan 10 pada kedalaman 550 – 729 m. Pada sumur CBP-15, zona potensial dengan

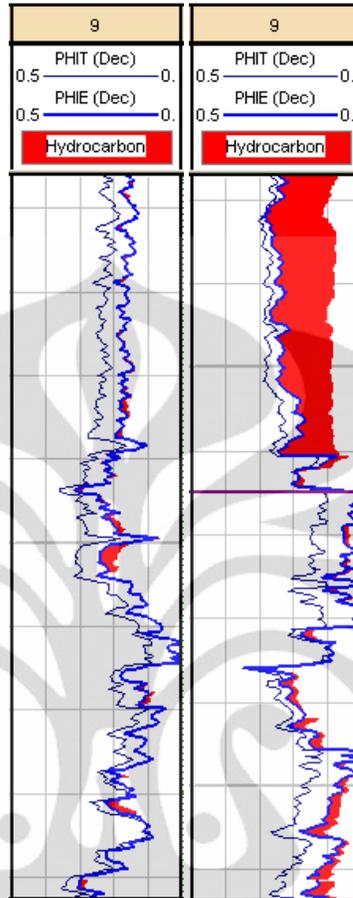
nomor zona 6 berada pada kedalaman 722 – 753 m dengan nilai kandungan lempung 8 % – 31 % menandakan batuan pasir berlempung. Pada sumur CBP-16, zona potensial berada pada kedalaman 587 – 725 m dengan nomor zona 6, dan 10 dengan nilai kandungan lempung antara 5 % – 35 %.



Gambar 4.3 Hasil perhitungan Vsh sumur cbp-3 (*Interactive Petrophysics*)

4.1.2 Porositas

Seperti dijelaskan pada BAB III, bahwa yang dihitung dalam evaluasi porositas dengan menggunakan model porositas densitas – neutron merupakan porositas total (ΦT), dan porositas efektif (ΦE). Perbedaan nilai ΦT dan nilai ΦE tergantung pada nilai kandungan lempung pada tiap – tiap titik perekaman. Porositas pada sumur CBP-1 berada pada rentang nilai 0.1 % - 38 %. Pada zona potensial sumur CBP-1, nilai porositas sebesar 5 % – 23 %.



Gambar 4.4 Kurva porositas pada sumur CBP-3 (*Interactive Petrophysics*)

Porositas pada sumur CBP-2 berada pada rentang nilai 0.1 % - 31 %. Pada sumur CBP-2 nilai porositas untuk zona potensial berada pada rentang nilai 5 % – 25 %. Porositas pada sumur CBP-3 berada pada rentang nilai 0.1 % - 45 %. Pada sumur CBP-3 nilai porositas berkisar antara 14 % – 24 % untuk zona potensial. Porositas pada sumur CBP-8 berada pada rentang nilai 0.1 % - 35 %. Di sumur CBP-8 nilai porositas berkisar antara 9 % – 29 % pada zona potensial.

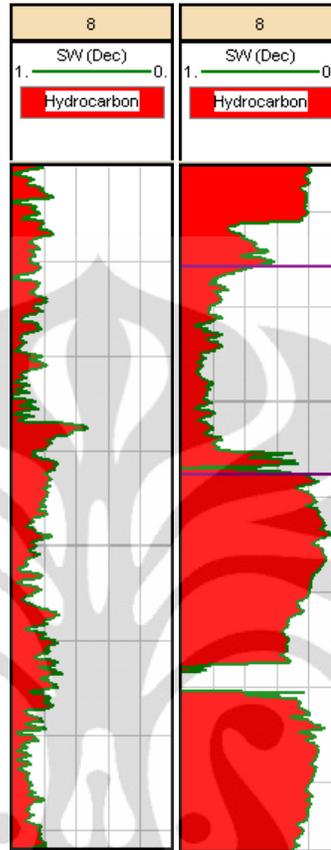
Porositas pada sumur CBP-13 berada pada rentang nilai 0.1 % - 35 %. Pada interval zona potensial yang berada pada kedalaman 593 – 608 m nilai porositas sebesar 15 % – 32 %. Porositas pada sumur CBP-14 berada pada rentang nilai 0.1 % - 34 %. Pada sumur CBP-14, zona potensial yang berada pada kedalaman 549 – 729 m memiliki nilai porositas sebesar 12 % – 29 %. Porositas pada sumur CBP-15 berada pada rentang nilai 0.1 % - 37 %. Pada sumur CBP-15, zona potensial di

kedalaman 722 – 753 m memiliki nilai porositas 13 % – 32 %. Dan pada sumur CBP-16 nilai porositas berada pada rentang nilai 0.1 % – 36 %. Pada zona potensial yang berada di interval kedalaman 615 – 734 m memiliki nilai porositas sebesar 7 % – 26 %.

4.1.3 Kejenuhan air

Dengan menggunakan persamaan kejenuhan air Indonesia, didapatkan nilai kejenuhan air untuk tiap – tiap titik pengukuran. **Gambar 4.5** menunjukkan kurva kejenuhan air pada sumur CBP-8.

Pada sumur CBP-1 nilai kejenuhan air berkisar 21 % hingga 100 %. Untuk zona potensial berkisar 21 % hingga 45 %. Pada sumur CBP-2 nilai kejenuhan air berkisar antara 27 % hingga 100 %. Pada zona potensial nilai kejenuhan air berkisar antara 27 % hingga 48 %. Pada sumur CBP-3 nilai kejenuhan air berkisar antara 35 % hingga 100 %, dan untuk zona potensial memiliki nilai 35 % hingga 47 %. Sumur CBP-8 memiliki nilai kejenuhan air 30 % hingga 100%, dan zona potensialnya memiliki nilai 30 % hingga 45 %.



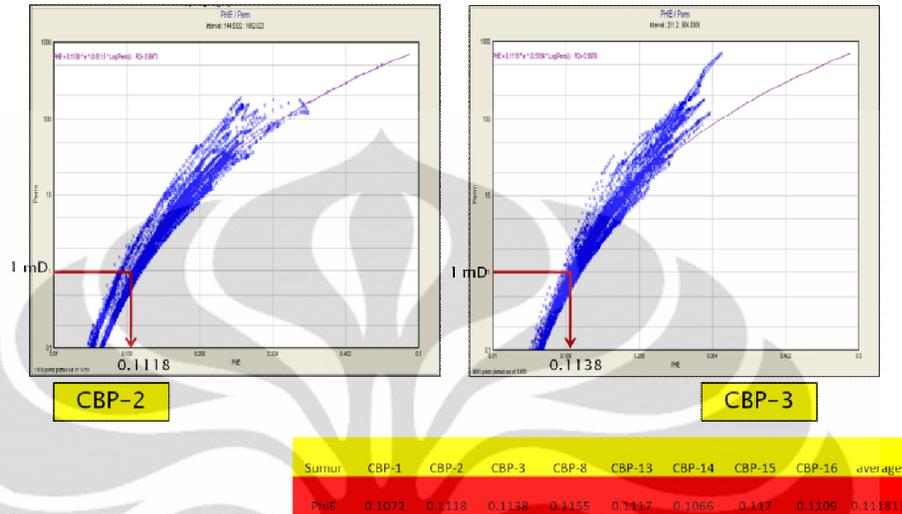
Gambar 4.5 Kurva kejenuhan air sumur CBP-8 (*Interactive Petrophysics*)

Pada sumur CBP-13 nilai kejenuhan air sebesar 13 % hingga 100 %, dan pada zona potensialnya sebesar 13 % hingga 48 %. Pada sumur CBP-14 nilainya sebesar 12 % hingga 100 %, untuk zona potensialnya sebesar 12 % hingga 43 %. Pada sumur CBP-15 nilai kejenuhan air berada pada rentang nilai 21 % hingga 100 %, untuk zona potensialnya 21 % hingga 54 %. Dan pada sumur CBP-16 nilai kejenuhan air sebesar 18 % hingga 100 %, untuk zona potensialnya sebesar 18 % hingga 42 %.

4.1.4 Nilai *cut – off*

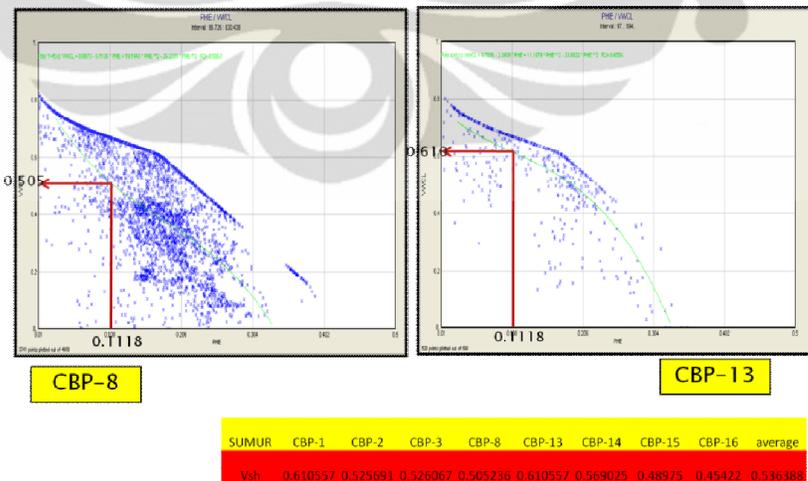
Seperti dijelaskan pada BAB III, bahwa nilai batas litologi ditentukan berdasarkan nilai permeabilitas minimum absolute 1 mD. Lalu dengan menggunakan hubungan empiris antara nilai permeabilitas dengan porositas, dapat dibuat suatu model matematika berupa persamaan garis regresi eksponensial. Model

matematika ini lalu digunakan untuk mendapatkan nilai batas porositas seperti ditunjukkan **Gambar 4.6**.



Gambar 4.6 Hubungan empiris Permeabilitas - Porositas (*Interactive Petrophysics*)

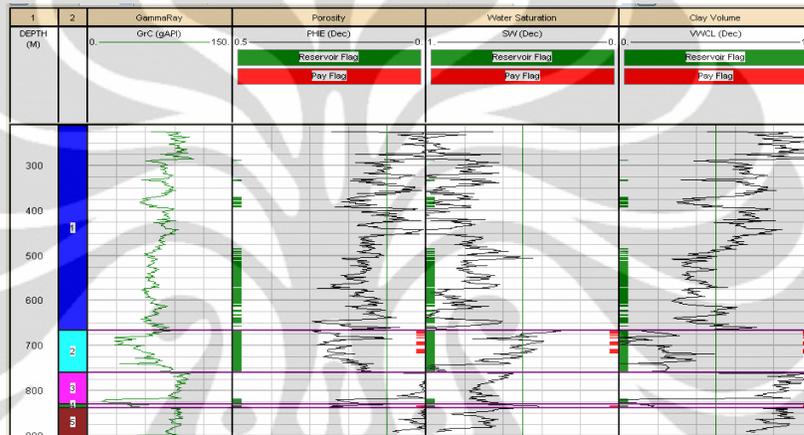
Lalu selanjutnya nilai batas porositas rata – rata ini digunakan untuk mencari nilai batas kandungan lempung dengan mencari hubungan empiris antara parameter porositas dan kandungan lempung. Sehingga didapatkan suatu model matematika berupa persamaan garis regresi polinomial orde -3 seperti ditunjukkan **Gambar 4.7**.



Gambar 4.7 Hubungan empiris Porositas – kandungan lempung (*Interactive Petrophysics*)

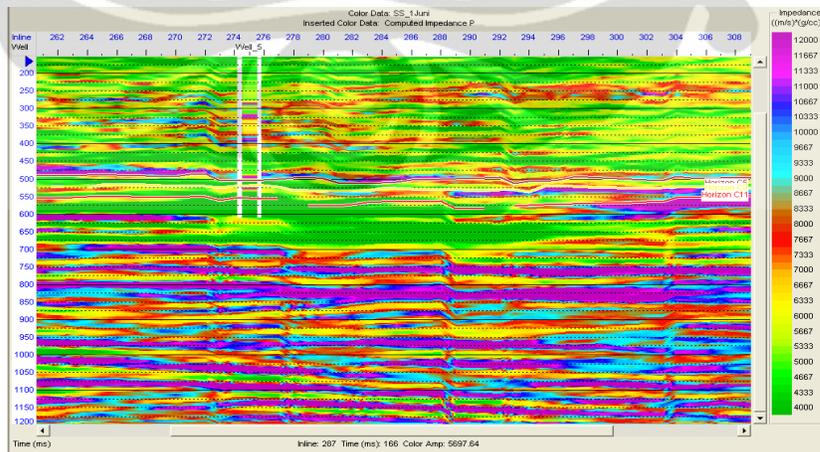
4.1.5 Lumping (pembungkalan)

Hasil lumping didapatkan dengan menerapkan nilai penggal porositas sebesar 11.2 % , dan nilai penggal kandungan lempung sebesar 53.6 % sehingga didapatkan zona *net reservoir*. Lalu *net reservoir* ditambahkan nilai penggal kejenuhan air sebesar 50 % sehingga didapatkan zona *net pay*. **Gambar 4.8** menunjukkan zona *net reservoir* dengan warna hijau dan zona *net pay* dengan warna merah.



Gambar 4.8 *Net reservoir* dan *net pay* (Interactive Petrophysics)

4.1.6 Inversi Sparse Spike

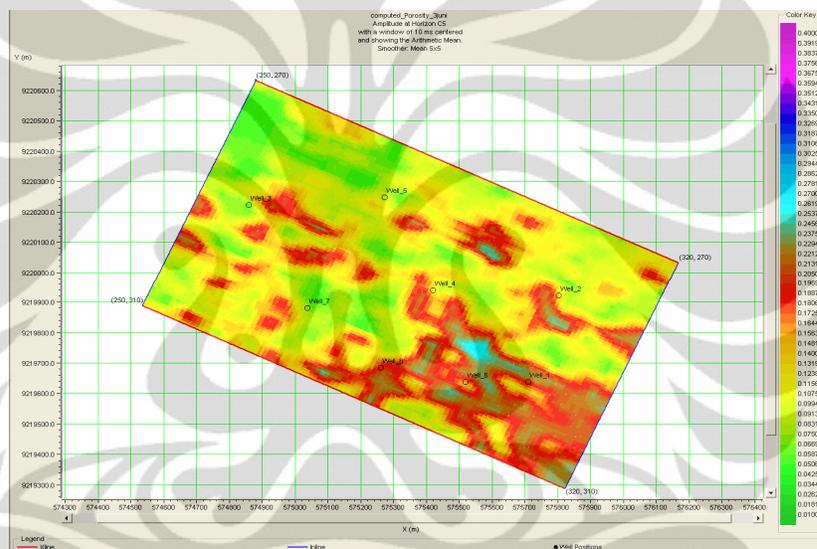


Gambar 4.9 Inversi Sparse Spike yang melewati well_5 (Hampson Russell Software)

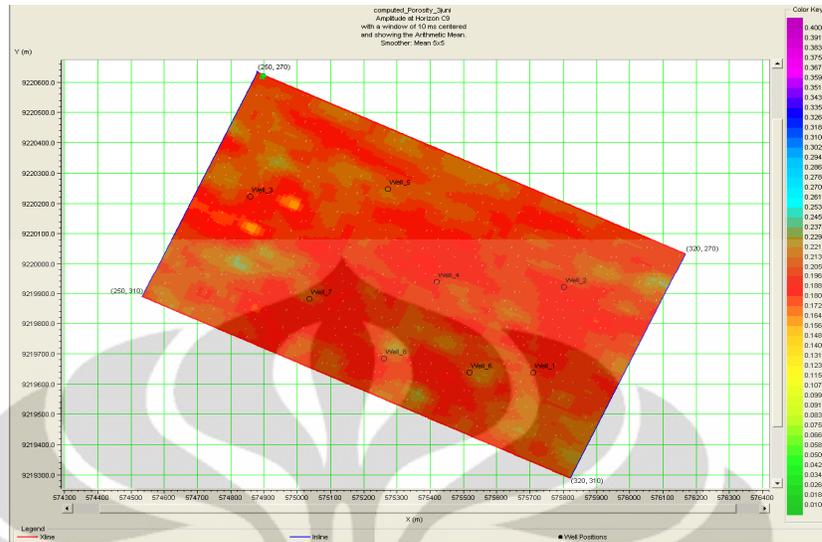
Hasil akustik impedansi dari inversi sparse spike cukup bersesuaian dengan masukan nilai akustik impedansi dari log seperti ditunjukkan oleh **Gambar 4.9**. Hasil ini selanjutnya akan digunakan sebagai atribut tambahan pada analisa multiatribut.

4.1.7 Multiatribut Seismik

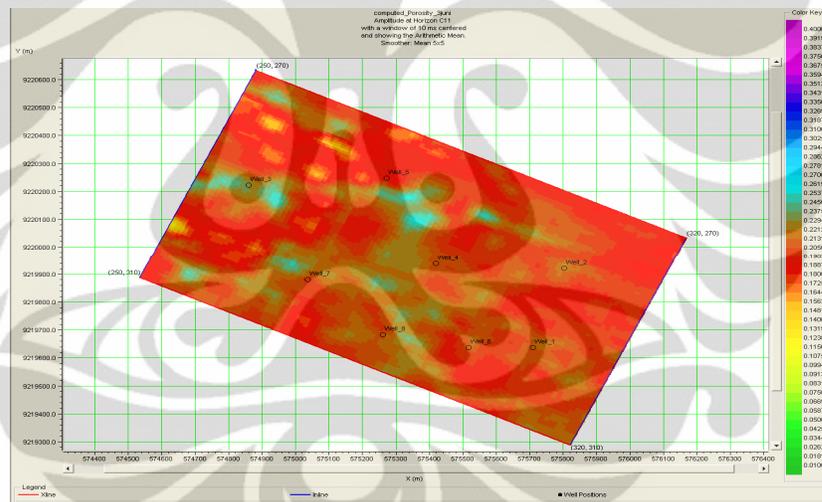
Hasil persebaran porositas dengan menggunakan metode multiatribut ditunjukkan **Gambar 4.10**, **4.11**, dan **4.12**. Masing – masing menggunakan time slice marker C5, C9, dan C11.



Gambar 4.10 Time slice marker C5 porositas (Hampson Russell Software)

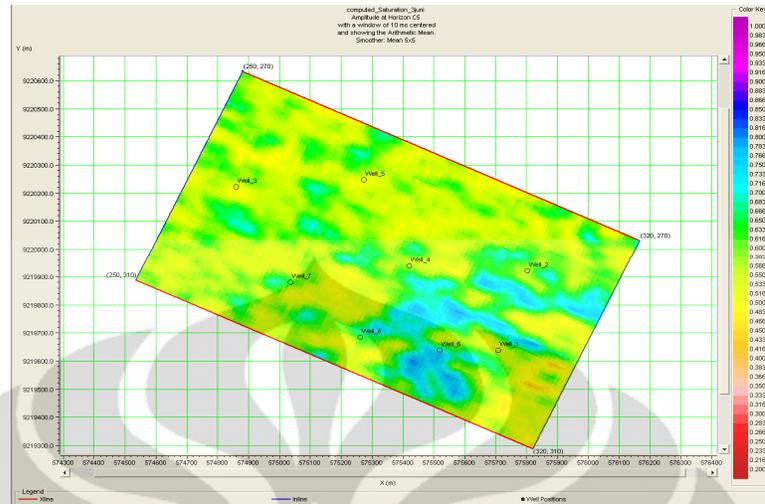


Gambar 4.11 Time slice marker C9 porositas (Hampson Russell Software)

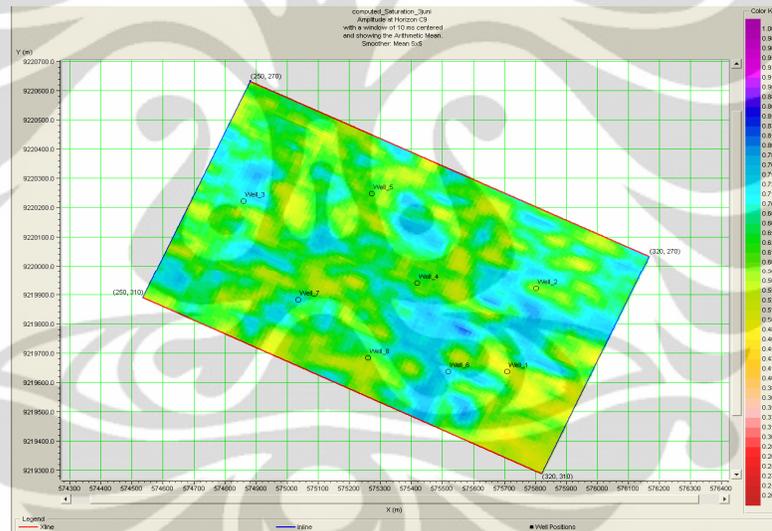


Gambar 4.12 Time slice marker C11 porositas (Hampson Russell Software)

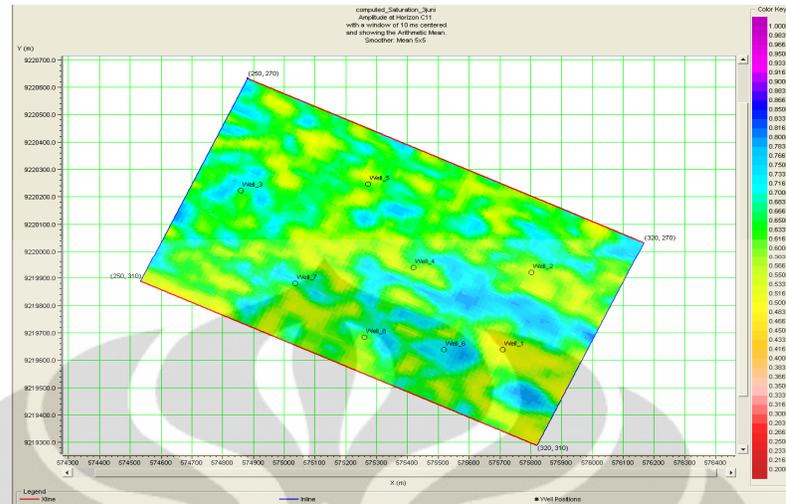
Hasil persebaran kejenuhan air dengan menggunakan metode multiatribut ditunjukkan **Gambar 4.13** , **4.14**, dan **4.15**. Masing – masing menggunakan time slice marker C5, C9, dan C11.



Gambar 4.13 Time slice marker C5 saturasi air (Hampson Russell Software)



Gambar 4.14 Time slice marker C9 saturasi air (Hampson Russell Software)



Gambar 4.15 Time slice marker C11 saturasi air (Hampson Russell Software)

4.2 Pembahasan

Berdasarkan data geologi, sumur – sumur yang digunakan dalam tugas akhir ini berada di lapangan X yang termasuk ke dalam formasi Ngrayong. Secara umum formasi Ngrayong didominasi oleh batu pasir kuarsa yang masif, tersusun oleh selang seling batu pasir dengan lanau, selang seling batu pasir dengan serpih hitam, dan selang seling serpih hitam dan batu pasir dengan batu gamping klastik.

4.2.1 Zonasi Reservoir

Zonasi pada data log bertujuan untuk korelasi antar sumur. Zonasi ini mengacu pada kesamaan pembacaan rekaman data sumur, dan juga marker yang telah tersedia. Pada data sumur lapangan “X” ini, tiap – tiap sumur mempunyai jumlah zonasi yang berbeda tergantung pada kedalaman dari sumur – sumur tersebut. Jumlah zonasi terbanyak terdapat pada sumur CBP-1, CBP-2, dan CBP-3 sebanyak 18 zona.

Berdasarkan log litologi seperti log gamma ray, log densitas – neutron, dan log PEF, menunjukkan bahwa batu pasir di sepanjang kedalaman sumur banyak bercampur dengan lempung, dan banyak terjadi selang seling antara batu pasir , shale, dan batu gamping. Untuk litologi shaly sand, ini ditunjukkan dengan

pembacaan log gamma ray yang bernilai sedang (40 – 80 API), separasi positif tidak terlalu besar pada kurva log neutron – densitas, dan pembacaan menengah pada log PEF (3 – 3.5 barns/electron). Sangat jarang terdapat batu pasir yang bersih. Batu pasir yang bersih terdapat pada sumur CBP-13 pada interval 592 – 608 m, dan sumur CBP-14 pada interval 557 – 572 m. Ini ditunjukkan dengan separasi negatif yang tidak besar pada log densitas – neutron, pembacaan rendah pada log *gamma ray* (< 40 API), dan pembacaan rendah pada log PEF (< 2 b/e). Sedangkan batu gamping hadir dalam bentuk sisipan dengan ketebalan sekitar 5 m. Ini dapat dilihat dari pembacaan sangat rendah pada log gamma ray (< 30 API), kurva log densitas – neutron yang berhimpit ke kanan, pembacaan resistivitas yang tinggi (> 30 ohm.m), dan pembacaan tinggi log PEF (4 – 5 b/e).

Setelah dilakukan evaluasi litologi, dapat ditentukan interval zona yang potensial menjadi reservoir dengan melihat kandungan fluida di dalamnya. Fluida yang mengisi pori batuan yaitu air dan hidrokarbon. Air dan hidrokarbon dapat dibedakan dari nilai resistivitasnya. Air memiliki nilai resistivitas rendah, sedangkan hidrokarbon memiliki nilai resistivitas tinggi. Sehingga dengan kombinasi evaluasi litologi dan evaluasi jenis fluida, maka dapat ditentukan zona potensial reservoir.

4.2.2 Kandungan Lempung

Zona reservoir memiliki nilai kandungan lempung antara 5 % hingga 37 %. Ini menandakan bahwa zona reservoir terdiri dari batu pasir bersih hingga batu pasir berlempung. Nilai kandungan lempung ini didapat melalui evaluasi dari pembacaan log GR, resistivitas, dan gabungan densitas – neutron. Dari ketiga evaluasi ini, nilai kandungan lempung yang diambil adalah nilai kandungan lempung minimum (Adi Harsono, 1995¹).

4.2.3 Evaluasi Porositas

Secara umum, nilai porositas batuan lapangan “X” berkisar antara 1 % - 33 %. Nilai porositas di zona reservoir bervariasi antara 10 % hingga 30 %. Dengan nilai porositas dominan pada zona reservoir sebesar 20 % - 28 %. Sehingga hasil ini mendukung data geologi lapangan “X” yang menyebutkan bahwa tipe batuan

pada daerah ini merupakan *unconsolidated sand*. Nilai porositas ini merupakan nilai porositas efektif (ΦE), sehingga pengaruh lempung terhadap evaluasi porositas sudah dihilangkan. Nilai ini didapatkan melalui evaluasi dengan menggunakan model densitas neutron. Dengan model ini, nilai log neutron, dan densitas dimasukkan, maka pembacaan ΦE akan langsung didapatkan pada model litologi yang sesuai, dimana nilai kandungan lempungnya sebesar 0 %. Berdasarkan nilai porositas tersebut, dapat disimpulkan bahwa reservoir pada lapangan “X” memiliki ruang pori batuan yang cukup besar untuk menyimpan fluida.

4.2.4 Evaluasi R_w dan R_{mf}

Awalnya evaluasi R_w dilakukan dengan menggunakan log SP, namun nilai R_w yang didapat sangat besar, berkisar antara 100 – 200 ohm.m. Hal ini dikarenakan log SP tidak berfungsi dengan baik pada daerah *shaly sand*, sehingga pembacaan log SP tidak pernah mencapai *Static Self Potential* (SSP). Sehingga evaluasi R_w pada tugas akhir ini dilakukan dengan menggunakan kombinasi evaluasi R_{w_a} , R_{mf_a} , R_{mf} , dan *pickett plot*.

Secara kualitatif, evaluasi R_w dilakukan berdasarkan pengetahuan bahwa pemboran dilakukan di daratan, dan lumpur yang digunakan adalah *water-based mud*. Sehingga diasumsikan bahwa R_w lebih kecil dari R_{mf} (Bassiouni³). R_{mf} sendiri didapatkan berdasarkan data R_{mf} yang terukur di permukaan, suhu permukaan, dan suhu dasar lubang (*Bottom Hole Temperature*). Sehingga didapatkan R_{mf} untuk tiap – tiap kedalaman dengan menggunakan perhitungan salinitas ekivalen formasi.

Secara kuantitatif, nilai R_w menggunakan perhitungan R_{w_a} , yaitu nilai log dibagi dengan nilai faktor formasi. Evaluasi antara R_{w_a} , R_{mf_a} , dan R_{mf} menghasilkan analisa kualitatif dari rembesan lumpur. Jika nilai R_{mf_a} lebih kecil dari R_{mf} , maka rembesan lumpur dangkal. Jika nilai R_{mf_a} sama dengan R_{mf} , maka rembesan lumpur dalam. Dan jika R_{mf_a} lebih besar dari R_{mf} , maka pada lapisan tersebut

terdapat hidrokarbon, begitu pula nilai Rw_a akan lebih besar dari nilai Rw (Bassiouni³). Nilai Rw berkisar antara 0.25 – 0.48 ohm.m

Setelah didapatkan nilai Rw , nilai ini dimasukkan ke *pickett plot*, untuk mendapatkan nilai faktor sementasi Archie (m), eksponen saturasi (n), dan *tortuosity factor* (a). Sehingga didapatkan nilai $m = 1.76$, dan digunakan nilai $n = 2$, dan $a = 1$.

4.2.5 Evaluasi Resistivitas Lempung

Nilai resistivitas lempung dibutuhkan dalam evaluasi kejenuhan air. Nilai resistivitas lempung diambil dari pembacaan resistivitas dalam pada lapisan yang memiliki nilai kandungan lempung 100 % untuk evaluasi kejenuhan air pada daerah asal (Sw). Sehingga didapatkan nilai 1.31 ohm.m.

Sedangkan nilai resistivitas lempung yang diambil dari pembacaan mikro resistivitas pada lapisan yang memiliki nilai kandungan lempung 100 % untuk evaluasi kejenuhan air pada daerah rembesan (Sxo). Sehingga didapatkan nilai 1.13 ohm.m.

4.2.6 Evaluasi Kejenuhan Air

Nilai kejenuhan air pada zona reservoir bervariasi antara 20 % hingga 48 %. Ini menunjukkan bahwa pada zona reservoir, $(100 - Sw)$ % dari ruang pori batuan terisi oleh hidrokarbon. Nilai kejenuhan air ini menggunakan rumusan kejenuhan air Indonesia yang cukup tepat untuk evaluasi pada lapisan *shaly sand*. Karena pada rumusan ini terdapat masukan nilai kandungan lempung, dan nilai resistivitas lempung.

4.2.7 Evaluasi Lumping

Nilai penggal kandungan lempung, porositas, dan kejenuhan air dalam penentuan zona *net reservoir* dan *net pay*, masing – masing sebesar 53.6 %, 11.2 %, dan 50 %. Nilai penggal ini cukup valid, dimana nilai kandungan lempung maksimal 53.6 % cukup sebagai nilai penggal pada daerah *shaly sand*, dan nilai penggal porositas

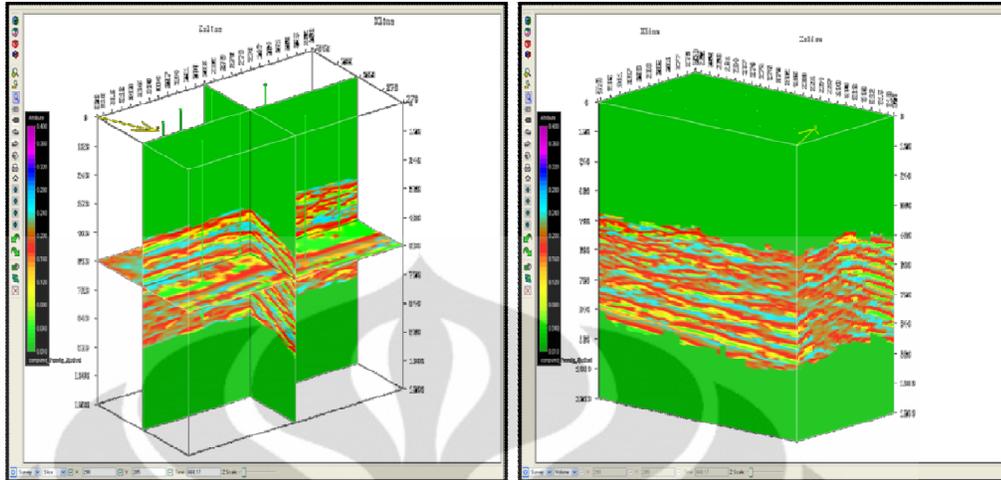
11.2 % cukup sesuai karena nilai ini berada diatas nilai porositas 10 %, dimana batuan yang memiliki porositas sebesar 10 % sangat sulit dilalui fluida.

Lalu untuk lapisan yang produktif (*net pay*) diasumsikan memiliki nilai kejenuhan air kurang dari 50 %. Sehingga didapatkan zona *net reservoir*, dan zona *net pay* pada tiap – tiap sumur.

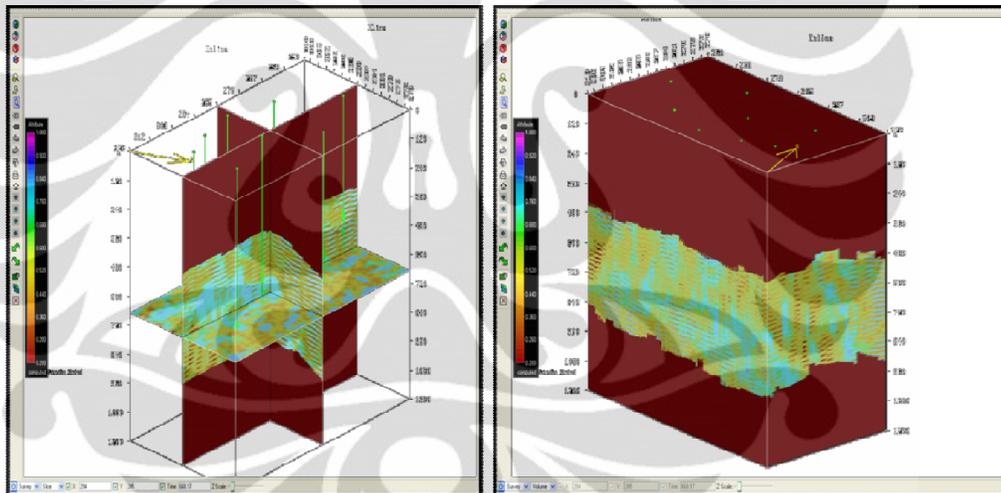
4.2.8 Multiatribut Seismik

Hasil inversi *sparse spike* sebagai atribut tambahan tidak dapat digunakan untuk analisa multiatribut, karena tidak termasuk ke dalam daftar atribut – atribut yang memiliki korelasi terbaik terhadap log target. Pada tugas akhir ini, hasil inversi hanya digunakan sebagai penyebaran nilai akustik impedansi dengan kontrol nilai akustik impedansi dari log.

Dari data seismik dan hasil inversi dapat dilihat bahwa struktur utama pada lapangan “X” berupa antiklin, dengan sumbu lipatan berada pada sumbu *inline* seismik. peta sebaran porositas juga mengikuti pola struktur ini, dimana lapisan pada pengendapan yang sama akan memiliki nilai porositas yang relatif sama. Seperti ditunjukkan oleh tampilan 3 dimensi penyebaran porositas pada **Gambar 4.16**. Sedangkan tampilan 3 dimensi penyebaran nilai kejenuhan air ditunjukkan pada **Gambar 4.17**.



Gambar 4.16 Slice volum Porositas (*Hampson Russell Software*)



Gambar 4.17 Slice volum Kejenuhan Air (*Hampson Russell Software*)

BAB V

KESIMPULAN

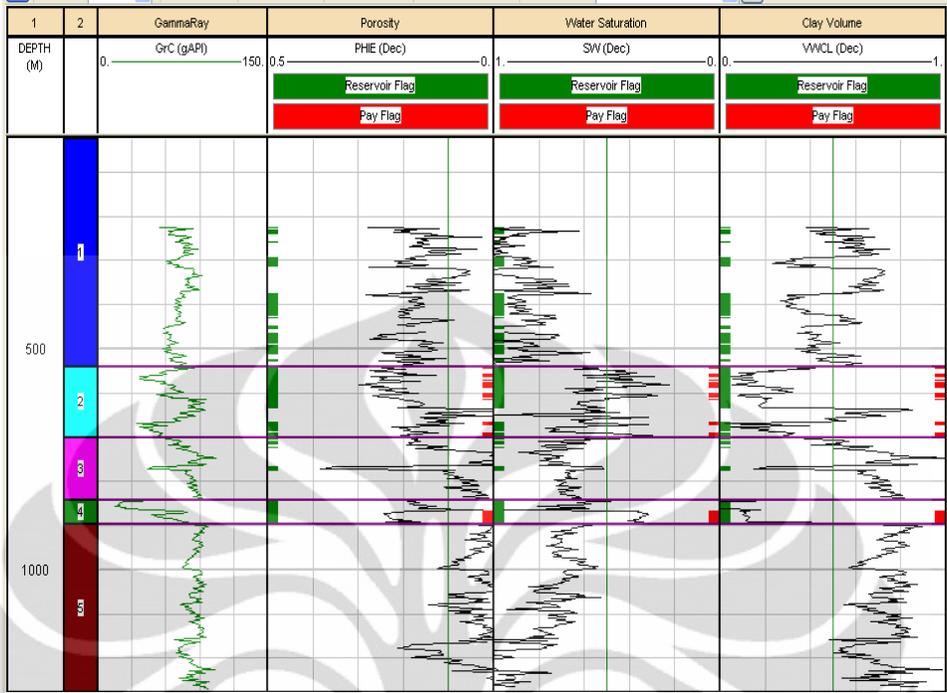
Berdasarkan data sumur dan informasi geologi yang tersedia pada lapangan “X”, beberapa kesimpulan yang diperoleh dari studi ini antara lain:

- Batu pasir formasi Ngrayong lapangan “X” merupakan *unconsolidated sand* dengan banyak perselingan lempung dan batu gamping.
- Evaluasi porositas dengan menggunakan model densitas – neutron mampu memberikan hasil yang mendukung kondisi geologi batuan lapangan “X”.
- Evaluasi kejenuhan air dengan menggunakan persamaan kejenuhan Indonesia cocok untuk digunakan pada kondisi geologi batu pasir berlempung.
- Zona potensial lapangan “X” memiliki nilai porositas antara 13 – 27 % , nilai kandungan lempung antara 4 – 20 % , serta saturasi air 22 – 80 %
- Zona yang memiliki nilai kandungan lempung di bawah 53.6 % dan nilai porositas diatas 11.2 % merupakan zona reservoir
- Pembuatan lumping memudahkan deskripsi suatu sumur
- Metode multiatribut cukup baik untuk digunakan dalam proses penyebaran suatu parameter

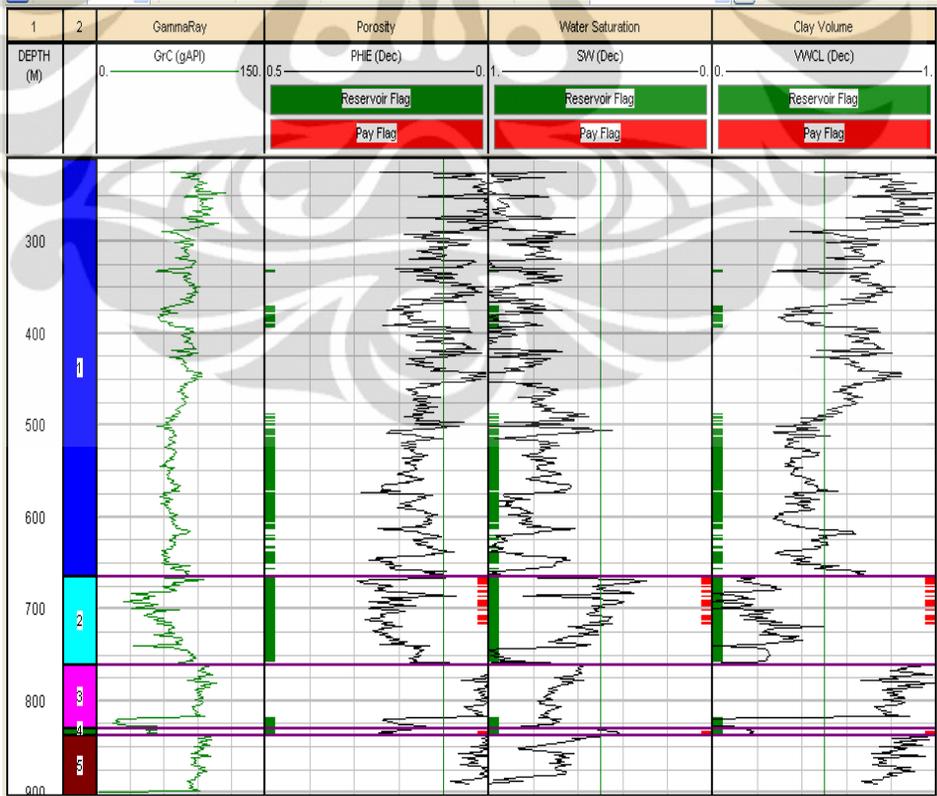
DAFTAR ACUAN

- 1 Harsono, Adi., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, edisi 8, Schlumberger Oilfield Services
- 2 Glover, Paul., Petrophysics MSc course notes
- 3 Bassiouni, Zaki., 1994, *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*, volume 4, Society of Petroleum Engineers, Louisiana.
- 4 Haris, Abd., 2004. *Panduan kuliah Seismik Eksplorasi*. Universitas Indonesia, Depok : 119 hlm
- 5 Prakasa Yudha., *Integrasi dan Optimalisasi Data sebagai Dasar Penyusunan Model Geologi dan Karakteristik Reservoir serta Implikasinya pada Formasi Ngrayong struktur Kawengan*. Pertamina Daerah Operasi Hulu Jawa Bagian Timur
- 6 Ardhana Wayan., 1993, *A Depositional Model for The Early Middle Miocene Ngrayong Formation and Implications for Exploration in The East Java Basin*, IPA 22nd Annual Convention
- 7 Interactive Petrophysics Software Service Ltd, 2007, *IP help manual Version 3.4*
- 8 Ridwan, Firzany., 2010 *Seismic Attributes for Detecting Hydrocarbon Prospective Areas in the Eocene-Oligocene Ngimbang Formation, Madura Island, North East Java Basin*, Curtin University of Technology
- 9 Sukmono, Sigit., *Seismic Multi-Attribute for Lithology & Porosity Mapping*, Institut Teknologi Bandung
- 10 Sukmono, Sigit., 2007, *Seismic Attributes for Hydrocarbon Reservoir Characterization*, Lab. of Reservoir Geophysics, ITB

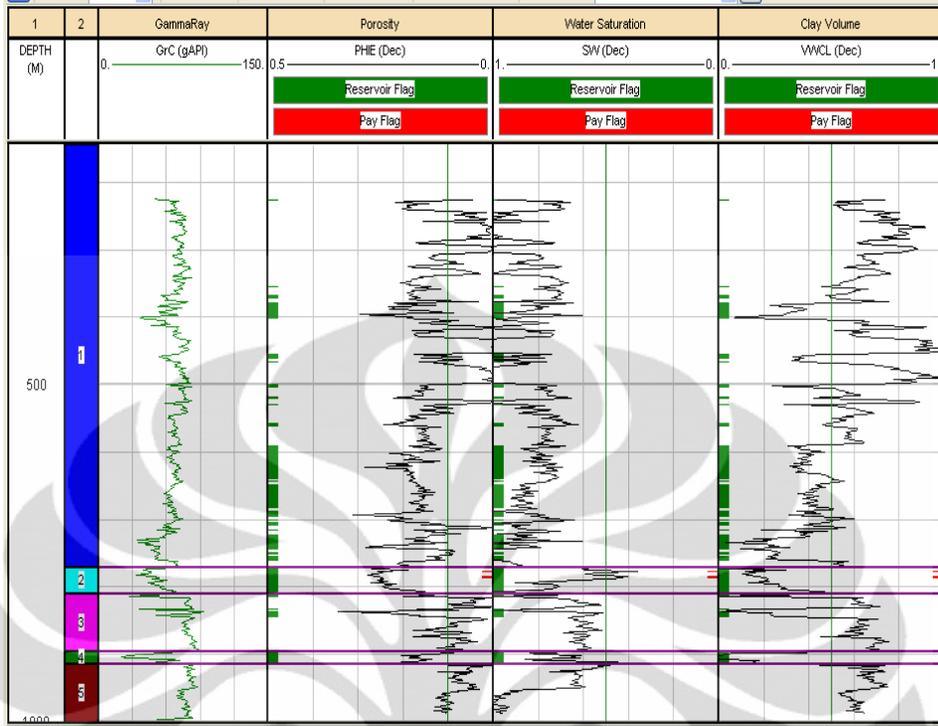




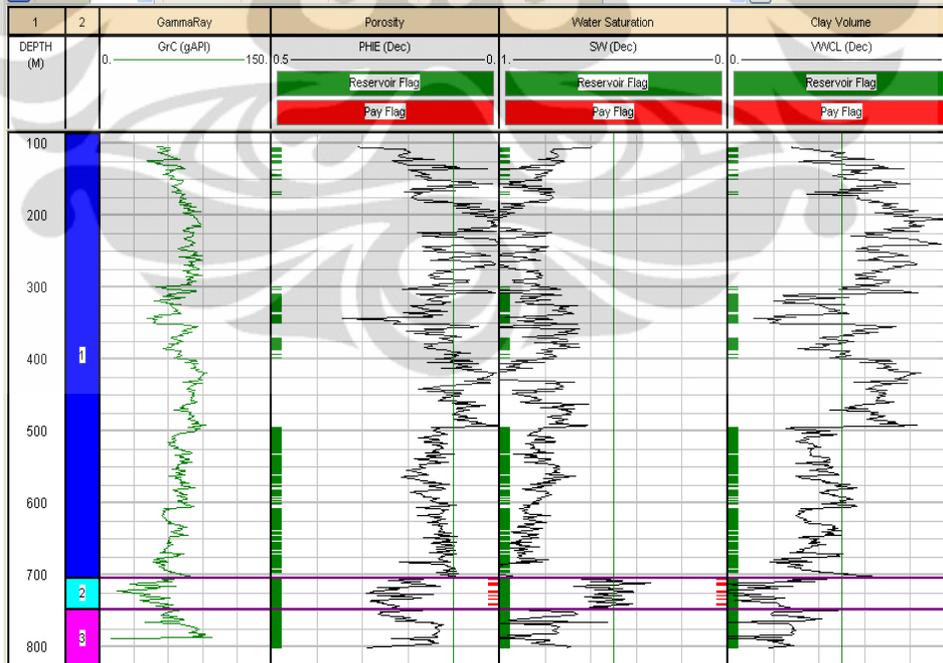
Gambar 1 Lumping CBP-1



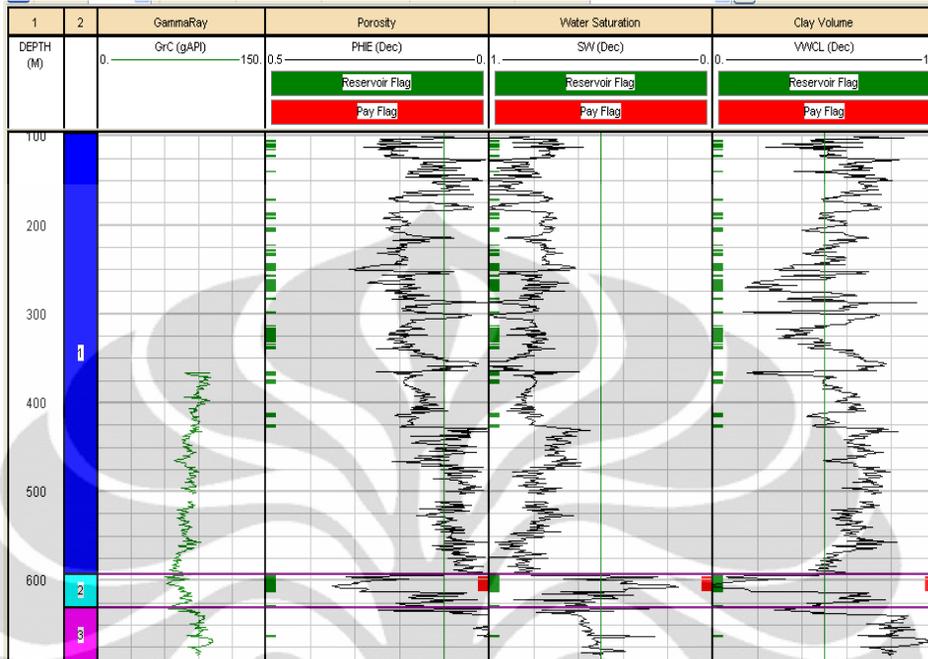
Gambar 2 Lumping CBP-2



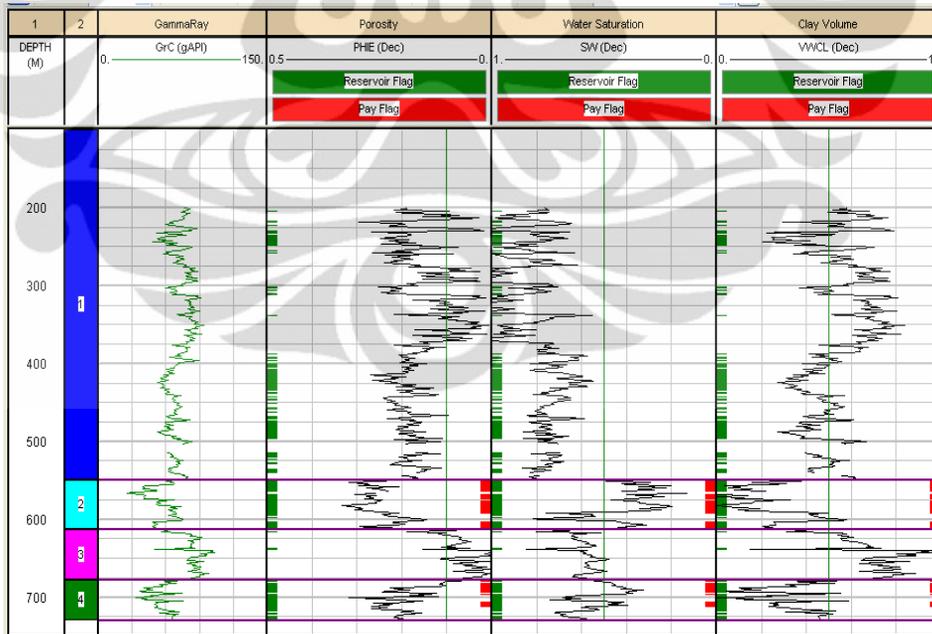
Gambar 3 Lumpung CBP-3



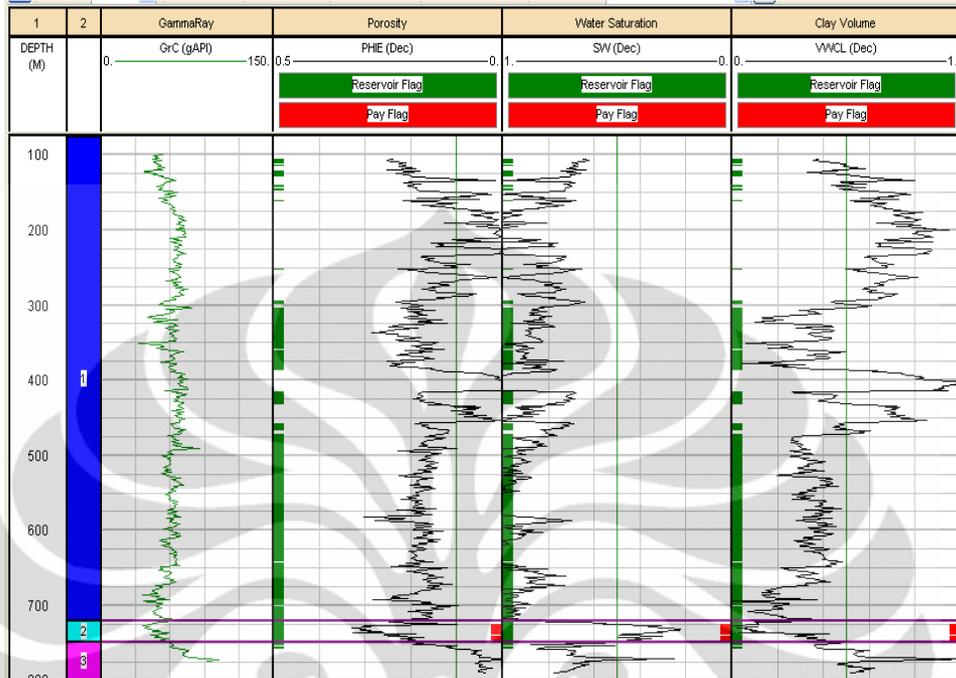
Gambar 4 Lumpung CBP-8



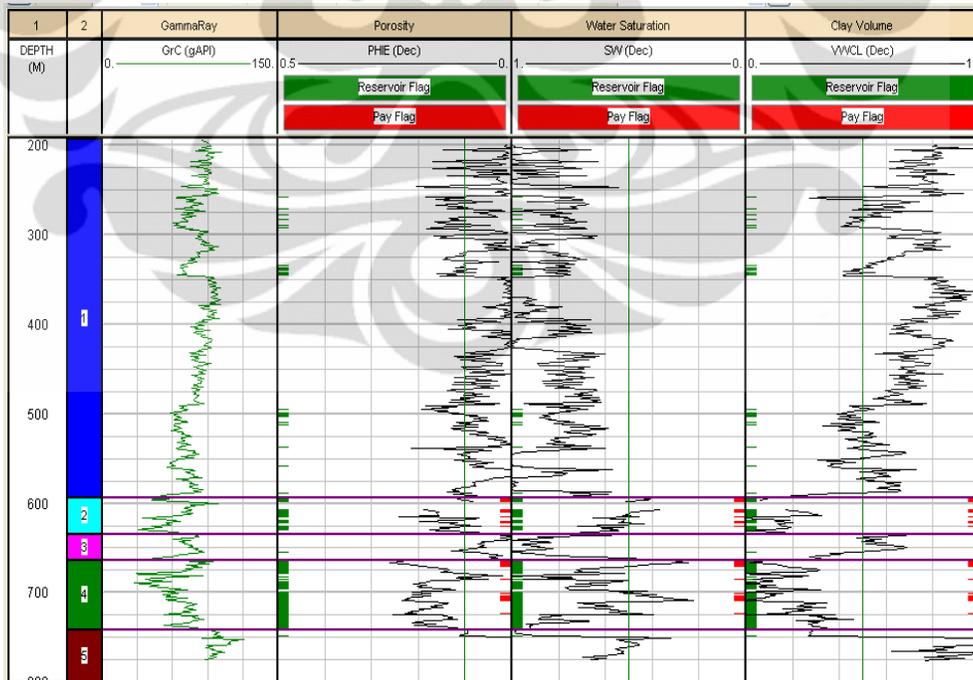
Gambar 5 Lumpung CBP-13



Gambar 6 Lumpung CBP-14



Gambar 7 Lumping CBP-15



Gambar 8 Lumping CBP-16

RESERVOIR RESULTS

Well	Zone	Gross Interval	Net Reservoir	Net/Gross reservoir	Average Phi Reservoir	Average Sw Reservoir	Average Vcl Reservoir
CBP-1	1	515.7	150	0.291	0.19	0.84	0.377
	2	161.4	128.25	0.795	0.209	0.478	0.21
	3	141.3	19.2	0.136	0.245	0.592	0.328
	4	53.1	48.75	0.918	0.192	0.451	0.075
	5	382.04	2.7	0.007	0.171	0.853	0.485
CBP-2	1	454.5	170.48	0.375	0.171	0.78	0.389
	2	95.15	93.18	0.979	0.21	0.57	0.208
	3	69.2	12.18	0.176	0.196	0.704	0.054
	4	8.4	7.63	0.908	0.204	0.437	0.185
	5	65.58	0	0	0	0	0
CBP-3	1	626.8	200.48	0.32	0.172	0.813	0.372
	2	39.1	38.68	0.989	0.229	0.667	0.225
	3	85.1	14.18	0.167	0.185	0.686	0.186
	4	19.85	19.23	0.969	0.169	0.603	0.083
	5	86.64	0.25	0.003	0.109	0.991	0.497
CBP-8	1	617.8	263.27	0.426	0.155	0.808	0.378
	2	44.04	43.21	0.981	0.227	0.511	0.158
	3	81.99	53.34	0.651	0.179	0.781	0.246
CBP-13	1	496	108	0.218	0.207	0.726	0.391
	2	38	23	0.605	0.263	0.359	0.149
	3	63	3	0.048	0.196	0.708	0.146
CBP-14	1	449.4	137.5	0.306	0.195	0.726	0.4
	2	63.7	55.5	0.871	0.253	0.37	0.197
	3	65	3	0.046	0.177	0.781	0.279
	4	51.9	45.8	0.882	0.208	0.53	0.287
CBP-15	1	645.3	382.88	0.593	0.184	0.879	0.336
	2	28	27.63	0.987	0.241	0.374	0.203
	3	51.75	5.6	0.108	0.155	0.775	0.382
CBP-16	1	400.7	31.9	0.08	0.136	0.737	0.426
	2	40.8	24.4	0.598	0.152	0.484	0.164
	3	28.9	0.6	0.021	0.115	1	0.463
	4	78.1	71.4	0.914	0.174	0.59	0.193
	5	59.55	2.5	0.042	0.11	0.917	0.272

Gambar 9. Reservoir Result

PAY RESULTS

Well	Zone	Gross Interval	Net Pay	Net/Gross Pay	Average Phi Pay	Average Sw Pay	Average Vcl Pay
CBP-1	1	515.7	0	0	0	0	0
	2	161.4	61.5	0.381	0.227	0.357	0.184
	3	141.3	0	0	0	0	0
	4	53.1	28.5	0.537	0.21	0.36	0.124
	5	382.04	0	0	0	0.853	0
CBP-2	1	454.5	0.3	0.001	0.2	0.467	0.482
	2	95.15	31.85	0.335	0.246	0.427	0.15
	3	69.2	0.18	0.003	0.167	0.472	0.199
	4	8.4	6.93	0.824	0.211	0.428	0.189
	5	65.58	0	0	0	0	0
CBP-3	1	626.8	0	0	0	0	0
	2	39.1	7.35	0.188	0.248	0.43	0.173
	3	85.1	0	0	0	0	0
	4	19.85	4.85	0.244	0.204	0.443	0.163
	5	86.64	0	0	0	0	0
CBP-8	1	617.8	0	0	0	0	0
	2	44.04	18.75	0.426	0.239	0.426	0.105
	3	81.99	0	0	0	0	0
CBP-13	1	496	0	0	0	0	0
	2	38	18	0.474	0.286	0.309	0.095
	3	63	0	0	0	0	0
CBP-14	1	449.4	0.1	0	0.313	0.492	0.305
	2	63.7	46.6	0.732	0.26	0.332	0.158
	3	65	0	0	0	0	0
	4	51.9	21.5	0.414	0.194	0.416	0.242
CBP-15	1	645.3	0	0	0	0	0
	2	28	22.65	0.809	0.252	0.336	0.197
	3	51.75	0	0	0	0	0
CBP-16	1	400.7	0	0	0	0	0
	2	40.8	12.7	0.311	0.158	0.434	0.149
	3	28.9	0	0	0	0	0
	4	78.1	19.5	0.25	0.211	0.369	0.081
	5	59.55	0	0	0	0	0

Gambar 10. Pay Result