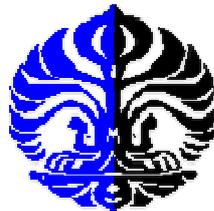


**Pemodelan Saturasi Air dengan Menggunakan
Seismic Coloured Inversion, Studi Kasus: Prospek APE,
Cekungan Jawa Barat Utara**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains

**Prawoto Ikhwan Syuhada
0806421350**



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM PASCASARJANA FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
NOVEMBER 2010**

LEMBAR PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Prawoto Ikhwan Syuhada
NPM : 0806421350
Program Studi : Geofisika Reservoar
Judul Tesis : Pemodelan Saturasi Air dengan Menggunakan
Seismic Coloured Inverion, Studi Kasus: Prospek
APE, Cekungan Jawa Barat Utara

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

DEWAN PENGUJI

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

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

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

Penguji : Dr Carlos Tarazona (.....)

Ditetapkan di : Salemba, Jakarta
Tanggal : 26 November 2010

KATA PENGANTAR

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

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

1. Bapak Dr. Abdul Haris, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran di dalam mengarahkan penulis dalam penyusunan tesis ini.
2. Orang tua dan keluarga saya yang telah memberikan bantuan moral dan material.
3. Menejemen PHE ONWJ, yang telah membantu dalam usaha memperoleh data yang diperlukan penulis.
4. Teman – teman Geofisika Reservoar UI angkatan 2008 yang tidak mungkin penulis sebutkan satu persatu yang telah membantu dalam penyelesaian penyusunan tulisan ini.

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

Jakarta, November 2010

Penulis

LEMBAR PERNYATAAN
PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH
UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Prawoto Ikhwan Syuhada
NIM : 0806421350
Program Studi : Geofisika Reservoir
Jurusan : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam

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

**Pemodelan Saturasi Air dengan Menggunakan *Sesimic Coloured Inverion*,
Studi Kasus: Prospek APE, Cekungan Jawa Barat Utara**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Jakarta, November 2010

(Prawoto Ikhwan Syuhada)

ABSTRAK

Nama : Prawoto Ikhwan Syuhada
Pembimbing : Dr. Abdul Haris
Program Studi : Geofisika Reservoir
Judul : Pemodelan Saturasi Air dengan Menggunakan *Sesimic Coloured Inverion*, Studi Kasus: Prospek APE, Cekungan Jawa Barat Utara

Prospek APE terletak kurang lebih 40 km dari Jakarta ke arah utara. Di awal perkembangan lapangan-lapangan ONWJ (*Offshore North West Java*), prospek ini dianggap sebagai *shallow hazard*, karena reservoir pada prospek ini berada pada lapisan Pre-Parigi dan pada saat pengeboran target utama terletak kurang lebih 2000 feet di bawah lapisan ini. Pada prospek APE ini terdapat dua sumur eksplorasi yang dianggap *wet*, yaitu *Well#1* dan *Well#2* dan pada saat pengeboran target utama keduanya adalah reservoir di Main-Massive. Data pada saat pengeboran menunjukkan adanya kenaikan pembacaan gas khromatograph di *Well#2* pada reservoir PreParigi, tetapi hanya setebal 5 feet.

Pada penelitian ini, *seismic coloured inversion* (SCI) digunakan untuk mencari hubungan dan korelasi antara nilai *water saturation* dengan amplitudo. SCI ini merupakan inversi sederhana yang operatornya mematchkan frekuensi seismik dengan sumur. Uji plot silang dari data sumur pada model reservoir juga dilakukan dengan beberapa nilai amplitudo dari *far coloured inversion*, *near coloured inversion* dan *full stack*. Hubungan kedua parameter ini digunakan untuk memodelkan penyebaran saturasi air dan penyebaran hidrokarbon pada Prospek APE. Pemodelan ini juga bertujuan untuk mengurangi resiko dan memperkecil nilai ketidakpastian pada prospek eksplorasi ini.

Berdasarkan hasil penelitian, amplitudo dari *far coloured inversion* memiliki nilai korelasi yang baik dibandingkan nilai amplitudo *near* ataupun *full stack*. Pada saat reservoir terisi oleh gas, nilai amplitudo *far* akan memiliki nilai maksimum negatif dan pada reservoir yang terjenuhkan oleh air yang tinggi memiliki karakter amplitudo maksimum positif. Adanya korelasi antara kedua parameter tersebut dapat memberikan gambaran yang lebih baik dalam memprediksi penyebaran gas di reservoir Pre-Parigi. Sedikitnya ada tiga sumur usulan yang dapat dibor pada prospek ini, yaitu di bagian utara, tengah dan selatan dari struktur ini. Tiga lokasi titik pemboran ini didasarkan dari posisi struktur yang terkompartemen oleh patahan normal dan kehadiran amplitudo anomali dari SCI.

Kata kunci:

Seismic coloured inversion, full stack, water saturation, wet, correlation, cross-plot.

ABSTRACT

Name : Prawoto Ikhwan Syuhada
Lecture : Dr. Abdul Haris
Study Program : Geofisika Reservoar
Title : Water Saturation Modeling Using Seismic Coloured Inversion, Case Study: APE Prospect, North West Java Basin

APE prospect is situated 100 km to the north from the capitol city of Indonesia, Jakarta. In the initial development of ONWJ (Offshore North West Java) fields, this prospect is identified as shallow hazard, since the reservoir of APE prospect is relatively shallow, it's only 1500' TVDSS. There are 2 exploratory wells in this prospect; Well#1 and Well#2. Both of them have declared as wet well, due to not significant hydrocarbon presence in the reservoirs targets. During drilling activities in the Well#2, minor gas chromatograph was encountered and showing increasing gas show in the Pre-Parigi reservoir, and the net pay interpretation thickness is about 5 feet.

In this project, seismic coloured inversion (SCI) was deployed to seeking the correlation between water saturation and amplitude value. Seismic coloured inversion is simple inversion which based on matching operator between well and seismic frequencies. In the reservoir models, cross-plot was conducted between amplitude (far – near coloured inversion, full-stack) and water saturation. Relationship between those parameters is used to create distribution of water saturation and hydrocarbon modeling in the APE prospect. This modeling aims is to manage the risk and reducing uncertainty value in the exploration phase of this prospect.

Based on result study, far coloured inversion amplitude exhibit better correlation rather than near and full stack. In the far coloured inversion, gas bearing reservoir will give strong negative amplitude response meanwhile the water saturated reservoir will have positive amplitude. This correlation will give better picture and understanding in the hydrocarbon distribution of Pre-Parigi reservoir. At least 3 point of proposed wells has been defined in this prospect; in the northern, middle and southern part of this structure. The wells location selection is based on fault compartments and the presence of seismic coloured inversion amplitude anomaly.

Key word:

Seismic coloured inversion, full stack, water saturation, wet, correlation, cross-plot.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
KATA PENGANTAR	iii
LEMBAR PERNYATAAN.....	iv
ABSTRAK	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL.....	xii
I. PENDAHULUAN	1
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Permasalahan	2
I.3. Tujuan Penelitian	3
I.4. Metodologi	3
I.5. Sistematika Penulisan	5
II. GEOLOGI REGIONAL DAN PETROLEUM SYSTEM	6
II.1. Tektonik.....	6
II.2. Sedimentasi dan Pengendapan	6
II.3. Sistem Petroleum.....	11
II.3.1. Reservoir	11
II.3.2. Migrasi.....	11
II.3.3. Batuan Induk dan Kematangan	12
II.3.4. Cebakan	13
II.3.5. Batuan Tudung	13
III. DASAR TEORI	15
III.1. Teori Seismik	15
III.2. Inversi Seismik.....	16
III.2.1. Inversi Rekursif.....	17
III.2.2. Inversi <i>Model Based</i>	18

III.2.3. Inversi <i>Model Sparse-Spike</i>	19
III.2.4. <i>Coloured Inversion</i>	20
III.3. Teori Saturasi Air.....	22
IV. PENGOLAHAN DATA DAN ANALISA.....	24
IV.1. Data.....	24
IV.1.1. Peta Wilayah Studi.....	24
IV.1.2. Data Sumur	24
IV.1.3. Data Seismik dan Checkshot	25
IV.1.4. Hasil Petrofisika.....	26
IV.2. Pengolahan Data	26
IV.2.1. Pekerjaan Korelasi Sumur dan <i>Well Seismic Tie</i>	26
IV.2.2. Interpretasi Struktur	30
IV.2.3. Seismik <i>Coloured Inversion</i>	34
IV.3. Static Reservoir Model	37
IV.3.1. Model Grid.....	37
IV.3.2. <i>Upscaling Log (Blocking Wells)</i>	39
IV.3.3. <i>Coloured Inversion Resampling for Grid model</i>	41
IV.3.4. Model Fasies	44
IV.3.5. Model Properti	45
IV.4. Model Saturasi Air.....	47
IV.4.1. Plot Silang <i>Coloured Inversion vs Saturasi Air</i>	47
IV.4.2. Pemodelan Saturasi Air	48
IV.4.3. Realisasi Model.....	51
V. PEMBAHASAN DAN DISKUSI.....	53
V.1. Analisa Geologi.....	53
V.2. Korelasi Saturasi Air dan Keberadaan Gas	56
V.3. Volumetrik	58
V.4. Rekomendasi	59
VI. KESIMPULAN.....	62
DAFTAR ACUAN	63
LAMPIRAN.....	65

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Diagram alur metodologi penelitian untuk mengetahui hubungan antara <i>seismic coloured inversion</i> dengan keberadaan hidrokarbon gas Peta lokasi daerah penelitian.....	4
Gambar 2.1.Orientasi struktur dan patahan Paparan Sunda (Adnan and others, 1991)	7
Gambar 2.2.Penampang melintang dengan arah barat-timur yang melintasi beberapa sub cekungan pada Cekungan Jawa (Bishop M.G., 2000)	7
Gambar 2.3. Kolom stratigrafi daerah Cekungan Jawa (modifikasi dari Darman H. & Sidi H, 2000).....	10
Gambar 2.4. Skema kartun sistem petroleum lapisan dangkal di daerah ONWJ, hidrokarbon pada lapisan ini umumnya didominasi oleh gas biogenik hasil pembusukan serpih dan lempung sedimen yang belum matang (<i>internal report</i> , 2004).....	11
Gambar 3.1. Matching operator (ARK CLS, 2000).....	18
Gambar 3.2. Perbandingan antara matching operator dengan operator <i>coloured inversion</i> (ARK CLS, 2000)	20
Gambar 3.3. Komposisi penyusun tubuh batuan sedimen (sumber: materi perkuliahan <i>well logging</i>).....	23
Gambar 3.3. Formula saturasi air pada reservoir yang mengandung shale (sumber: materi perkuliahan <i>well logging</i>).....	23
Gambar 4.1. Peta dasar daerah penelitian	24
Gambar 4.2. Hasil analisa petrofisika <i>Well#2</i> yang digunakan untuk penelitian di Prospek APE	26
Gambar 4.3. Penampang stratigrafi penyebaran batugamping dengan arah sayatan Barat-Timur dan melalui <i>Well#1</i>	27
Gambar 4.4. Korelasi sumur <i>Well#1</i> dan <i>Well#2</i> untuk pembagian zonasi pada pemodelan di Prospek APE.....	28
Gambar 4.5. a) kenampakan sintetic seismogram <i>Well#1</i> yang memiliki status <i>wet</i> diambil dari <i>window</i> 400-700 ms, b) merupakan wavelet yang diekstraksi dengan cara statistik pada <i>window</i> penelitian c) <i>report</i>	

	dari hasil pembuatan sintetic yang menunjukkan <i>signal to noise ratio</i> 1.5.....	29
Gambar 4.6.	Grafik konversi waktu ke kedalaman yang digunakan untuk pembuatan peta struktur kedalaman.....	30
Gambar 4.7.	Peta struktur kedalaman pada reservoir <i>grainstone</i> bagian atas Pre- Parigi	32
Gambar 4.8.	Penampang melintang seismik berarah Barat Laut – Tenggara yang melewati sumur eksplorasi <i>Well#1</i>	33
Gambar 4.9.	Penampang seismik berarah Barat – Timur, yang melewati sumur <i>Well#2</i> , garis putus-putus menunjukkan kemungkinan lokasi sumur usulan	33
Gambar 4.10.	Peta kontur struktur kedalaman yang ditampilkan dengan atribut amplitudo Far CI (<i>Coloured Inversion</i>).	34
Gambar 4.11.	Spectra yang dihasilkan dari 15 sumur di sekitar daerah penelitian untuk pembuatan <i>seismic coloured inversion</i>	35
Gambar 4.12.	Spectra yang dihasilkan dari 40 tras seismik di sekitar daerah penelitian untuk pembuatan <i>seismic coloured inversion</i>	36
Gambar 4.13.	Parameter dalam pembuatan <i>seismic coloured inversion</i>	36
Gambar 4.14.	Design operator pada <i>coloured inversion</i> di sekitar daerah penelitian	37
Gambar 4.15.	Parameter 2D layout untuk pemodelan grid pada Prospek APE	38
Gambar 4.16.	Parameter zonasi grid model Prospek APE.	39
Gambar 4.17.	Grid model awal untuk statik model Prospek APE.....	40
Gambar 4.18.	Perbandingan histogram antara ASCII data sumur (biru) dengan hasil upscaling (kuning).....	41
Gambar 4.19.	Kenampakan log dari ASCII data (log dengan bentuk menyudut) dioverlay dengan log yang telah di- <i>upscale</i> (log dengan bentuk siku)	42
Gambar 4.20.	<i>Composite display</i> antara volume seismik, peta struktur kedalaman dan patahan pada Prospek APE.	43
Gambar 4.21.	<i>Composite display</i> antara volume seismic dengan grid model	43

Gambar 4.22. Grid model <i>coloured inversion</i> yang telah di <i>resample</i> dari volume seismik <i>coloured inversion</i>	44
Gambar 4.23. Model fasies pada Prospek APE	45
Gambar 4.24. Hasil pemodelan porositas dan permeabilisasi pada Prospek APE, pada model porositas warna merah menunjukkan porositas yang tinggi, dan warna biru cenderung memberikan gambaran reservoir dengan porositas <i>tight</i> , begitu juga warna pada model permeabilitas, merah menandakan lapisan yang permeabel sedangkan violet menunjukkan permeabilitas rendah	46
Gambar 4.25. Plot silang antara saturasi air (sumbu X) dengan parameter amplitudo <i>seismic color inversion</i> (sumbu Y)	47
Gambar 4.26. Model saturasi air dengan <i>overlay</i> polygon (hijau) penyebaran amplitudo <i>seismic coloured inversion</i>	49
Gambar 4.27. Perbandingan antara model saturasi air dibuat dengan pengaruh amplitudo seismik (kiri) dan tanpa pengaruh amplitudo seismik (kanan)	50
Gambar 4.28. Realisasi penyebaran petrofisik porositas pada Prospek APE.	52
Gambar 5.1. Tipe log formasi Pre-Parigi pada Prospek APE	54
Gambar 5.2. Paleosedimentasi Pre-Parigi di daerah Prospek APE	55
Gambar 5.3. Model AVA (Amplitude vs Angle) pada sumur TOYA-1 yang memperlihatkan adanya penurunan nilai amplitudo pada saat reservoir terjenuhkan oleh gas sebesar 40%.....	57
Gambar 5.4. Perbandingan plot silang nilai amplitudo vs SWI.....	57
Gambar 5.5. Perbandingan nilai amplitudo Far untuk sumur A-1 dengan APA-3	57
Gambar 5.6. Penyebaran amplitudo seismik <i>far</i> di sekitar Prospek APE	58
Gambar 5.7. Usulan sumur pengeboran di Prospek APE.	60

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Data sumur yang digunakan di daerah penelitian	25
Tabel 4.2. Hubungan antara nilai saturasi air dan nilai amplitudo <i>coloured inversion</i>	48
Tabel 5.1. Volume hidrokarbon prospek APE berdasarkan hasil realisasi	59



I. PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

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

Eksplorasi pada target reservoir yang cukup dangkal (antara 1000-2000 feet) merupakan salah satu usaha untuk meningkatkan jumlah produksi hidrokarbon pada blok ini. Blok ONWJ memiliki beberapa lapisan reservoir, dari yang paling dalam ke yang dangkal adalah sebagai berikut; batupasir Talangakar, batugamping Baturaja, batupasir Main-Massive dan batugamping Pre-Parigi. Lapisan reservoir dangkal umumnya terisi oleh gas biogenik, yaitu gas hasil pembusukan material karbon pada zona dangkal. Pengeboran eksplorasi pada lapisan batugamping Parigi diharapkan akan menambah pasokan gas yang cukup banyak.

Beberapa sumur eksplorasi yang memiliki target lapisan dangkal batugamping Parigi telah dibor dan dikembangkan. Integrasi antara data geofisika dan geologi memiliki peranan penting dalam mencari struktur tinggian yang potensial untuk dilakukannya aktivitas eksplorasi pada lapisan dangkal ini. Layaknya kegiatan eksplorasi yang lainnya, beberapa sumur eksplorasi yang memiliki target lapisan ini juga mengalami kegagalan. Reservoir Pre-Parigi merupakan lapisan batugamping yang terendapkan secara build-up pada beberapa tempat, khususnya pada daerah selatan blok konsesi ONWJ, dan sebagian lagi merupakan lapisan yang terbentuk akibat pengerjaan kembali (*re-work*) batugamping build-up akibat erosi oleh gelombang laut.

Prospek APE merupakan struktur yang belum terbukti memproduksi hidrokarbon di blok ONWJ. Sekitar 5 km di sebelah barat dari prospek ini terdapat Lapangan APA yang memproduksi kurang lebih 60 MMSCFPD *dry gas* dari lapisan reservoir Pre-Parigi. Gas ini merupakan penyumbang produksi hidrokarbon yang cukup signifikan di daerah ONWJ. Gas yang ada di lapangan-

lapangan ONWJ, sebagian besar di jual kepada konsumen dan sebagian kecil digunakan untuk membantu mengangkat minyak di sumur-sumur yang tekanannya telah menurun (*depleted*).

I.2. Permasalahan

Pada saat blok ONWJ memiliki produksi di atas 100.000 BOPD, lapisan reservoir dangkal dianggap tidak komersial untuk dikembangkan. Seperti halnya pada Prospek APE, sumur yang ada pada prospek ini yaitu *Well#1* dan *Well#2* tujuan utamanya untuk mengetest hidrokarbon pada kedalaman sekitar 3000-4000 feet, sehingga pada saat penentuan kedua sumur tersebut titik penetrasinya mengabaikan struktur yang ada pada reservoir dangkal (Pre-Parigi). Kedua sumur ini dinyatakan *wet*, sehingga status sumurnya adalah *plugged and abandoned*.

Seiring dengan kebutuhan hidrokarbon yang meningkat, analisa dan evaluasi mengenai reservoir yang dulu tidak dianggap komersial mulai dilakukan. Apalagi dengan kehadiran teknologi seismik 3D, pendefinisian struktur dan reservoir menjadi lebih baik. Evaluasi sepintas dari sumur yang ada pada prospek APE memperlihatkan bahwa *Well#2* memiliki potensi kandungan hidrokarbon (gas) setebal 5 ft. Sumur ini menembus struktur APE pada posisi pinggiran struktur. Kemungkinan adanya heterogenitas di reservoir Pre-Parigi, menyebabkan perlu dilihat kebalik apakah dari data seismik dapat membantu dalam pendeterminasian penyebaran hidrokarbon di prospek ini.

Seismic Coulored Inversion merupakan metoda inversi seismik yang sederhana dari hasil operator dengan mem-matchkan frekuensi seismik dengan sumur di sekitarnya. Metoda ini cukup terbukti di beberapa lapangan ONWJ, untuk mendefinisikan keberadaan hidrokarbon, khususnya yang terisi oleh gas pada lapisan reservoir yang dangkal. Secara geologi prospek APE yang terletak berdekatan dengan Lapangan APA dimungkinkan memiliki karakter reservoir yang mirip, dimana Lapangan APA ini reservoir utamanya adalah batugamping Pre-Parigi yang terisi oleh gas. Model Reservoir akan digunakan dalam penelitian ini untuk menjawab apakah ada korelasi antara Seismik *Coloured Inversion* dengan penyebaran Saturasi Air di Prospek APE. Model reservoir ini

juga nantinya diharapkan akan memberikan gambaran yang lebih baik mengenai karakterisasi reservoir.

I.3. Tujuan penelitian

Tujuan penelitian adalah untuk mencari hubungan antara karakter *Seismic Coloured Inversion* dengan saturasi hidrokarbon dan menggunakannya untuk pemodelan saturasi di daerah penelitian. Setelah korelasi keduanya didapat diharapkan dapat diketahui potensi hidrokarbon dari Prospek APE ini.

I.4. Metodologi

Metodologi penelitian mengenai pemodelan saturasi air dengan menggunakan inversi seismik ini dibagi menjadi beberapa tahap, yaitu:

- **Persiapan data**

Persiapan data meliputi pengumpulan daftar acuan, data seismik yang akan digunakan untuk inversi yang berupa seismik *full stack*, data log sumur, data lumpur pada saat pemboran, hasil evaluasi log dan analisa petrofisika (ELAN – Schlumberger), beberapa data sumur analogi dan peta struktur kedalaman.

- ***Seismik Coloured Inversion***

Seismik coloured inversion dilakukan dengan me-matchkan data full stack fasa nol dengan data sumur, data sumur yang digunakan adalah sumur-sumur yang ada di dalam volume seismik. Proses pematchingan ini menggunakan software *coloured inversion*.

- **Korelasi Log**

Korelasi dilakukan untuk mengetahui distribusi reservoir Pre-Parigi di daerah prospek APE. Tahapan korelasi ini nantinya akan menentukan dan memilah, tipe batuan mana yang akan menjadi reservoir dan yang masuk ke dalam non- reservoir. Pemodelan akan dikonsentrasikan pada tipe batuan reservoir, sedangkan pada tipe batuan non reservoir secara otomatis grid model akan bersifat non aktif.

- ***Statik Reservoir Modeling***

Tahapan awal dari model ini adalah membangun grid model pada Prospek APE. Statik Reservoir Modeling yang dilakukan adalah dengan

melakukan *upscaling* data sumur untuk diaplikasikan dalam membangun model fasies reservoir dan porositas modeling.

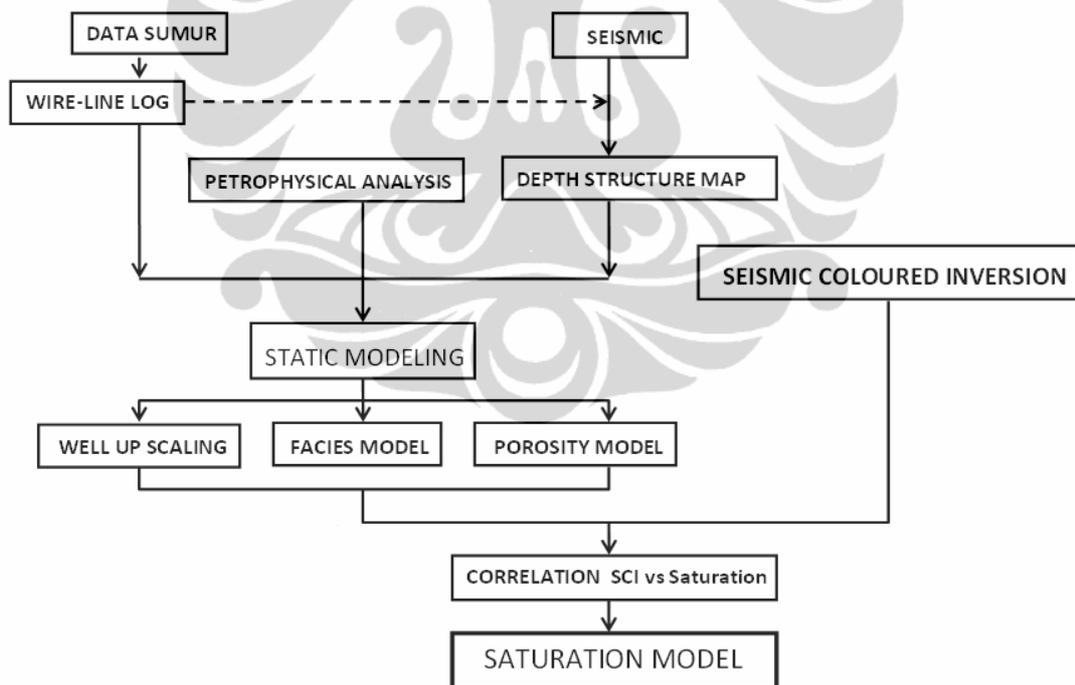
- **Korelasi *seismic coloured inversion* vs saturasi air**

Korelasi yang dilakukan untuk mencari hubungan parameter petrofisika sumur ini yaitu dengan membandingkan antara *full stack*, *far coloured inversion* dan *near coloured inversion*.

- **Model saturasi**

Pemodelan saturasi air merupakan tahapan akhir dalam penelitian ini, setelah didapatkan hubungan antara amplitudo seismik inversi dengan keberadaan hidrokarbon, Model saturasi air digunakan untuk mengetahui penyebaran saturasi hidrokarbon di daerah prospek APE, sehingga dapat ditentukan perkiraan lokasi terbaik yang mengandung hidrokarbon.

Secara umum metodologi penelitian ini di gambarkan dalam diagram seperti di bawah ini:



Gambar 1.1. Diagram alur metodologi penelitian untuk mengetahui hubungan antara *seismic coloured inversion* dengan keberadaan hidrokarbon gas

I.5. Sistematika Penulisan

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

Bab 1 ini mencakup Latar Belakang, Permasalahan, Tujuan studi dan metodologi penelitian. Di dalam bab pertama ini mendeskripsikan tentang gambaran umum mengenai daerah studi, permasalahan yang ada, hingga tujuan yang ingin dicapai pada studi ini.

Bab 2 mendeskripsikan mengenai geologi regional daerah studi, dan sistem petroleum yang ada di daerah penelitian.

Bab 3 menerangkan mengenai dasar – dasar teori tentang inversi dan saturasi air yang digunakan untuk mendukung studi serta tinjauan umum berisi tentang pemaparan data yang digunakan.

Bab 4 berupa pengolahan data dan analisis inversi serta pemodelan reservoir di daerah penelitian, beserta hasil – hasil yang diperoleh berdasarkan metode yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya.

Bab 5 merupakan pembahasan dari hasil – hasil studi. Hal – hal yang dicakup dalam bab ini adalah analisis geologi, aplikasi hasil studi untuk eksplorasi prospek APE, penyebaran hidrokarbon dan perhitungan volumetrik.

Bab 6 berisi tentang kesimpulan yang diperoleh dari studi ini, kesimpulan ini diharapkan memberikan rekomendasi dari penelitian.

II . GEOLOGI REGIONAL DAN PETROLEUM SYSTEM

II.1 Tektonik

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

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

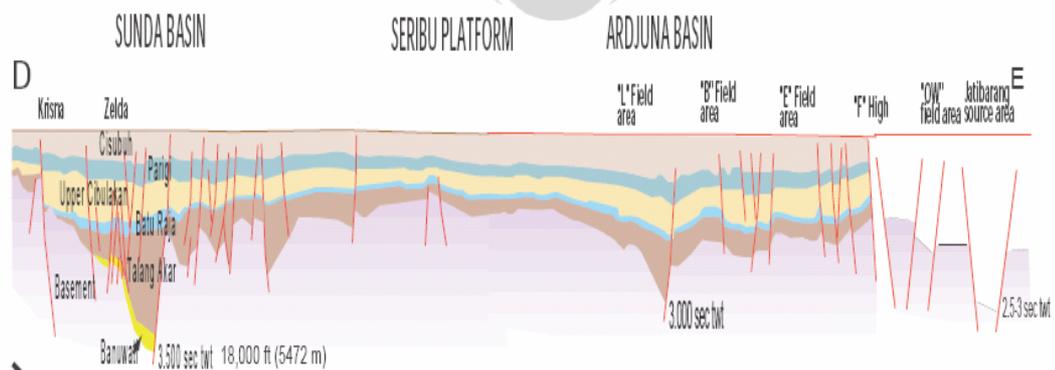
II.2 Sedimentasi dan Pengendapan

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

pada beberapa cekungan kecil di Jawa Barat (gambar 2.2) yang memperlihatkan variasi ketebalan sedimen yang cukup besar di beberapa tempat yang diakibatkan oleh aktifitas tektonik.



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



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

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

a. Fasa Awal Syn-Rift

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

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

b. Fasa Syn-Rift

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

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

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

c. Fasa Awal Pembebanan (*saging*)

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

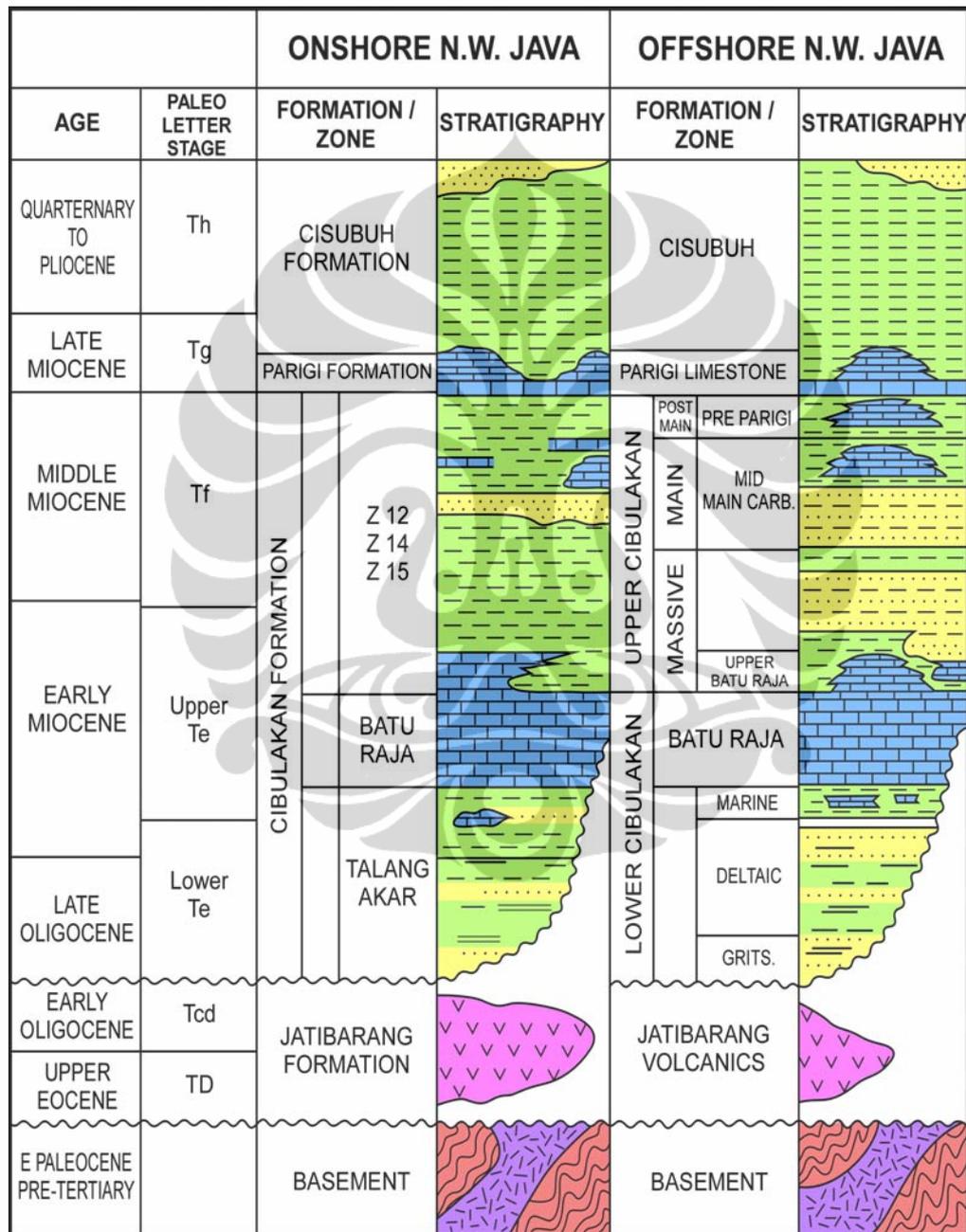
d. Fasa Pembebanan

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

e. Fasa Setelah Pembebanan

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

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



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

II.3. Sistem Petroleum

II.3.1 Reservoir

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

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

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

II.3.2 Migrasi

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

Gas pada lapangan karbonat dangkal pada Formasi Pre-Parigi dan Parigi kemungkinan dihasilkan dari batuan induk Talang Akar sebagaimana beberapa *build up* ini terbentuk pada sesar yang mengontrol subsiden dari beberapa sub cekungan. *Buildup* karbonat yang tidak memiliki atau terbatas sistem sesar, hanya sedikit atau bahkan tidak ditemukan gas (Yaman and others, 1991; Carter and Hutabarat, 1994). Beberapa *buildup* yang berada jauh dari sub-cekungan dan sesar dapat mengandung gas dari biogenik.

II.3.3 Batuan Induk dan Kematangan

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

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

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

Akar terutama ke utara di lapangan *onshore* dan *offshore* (Noble and others, 1997). Area batuan induk matang yang terletak pada *offshore* termasuk bagian selatan dan sentral dari sub cekungan Ardjuna (Gambar 2.4).

II.3.4 Jebakan

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

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

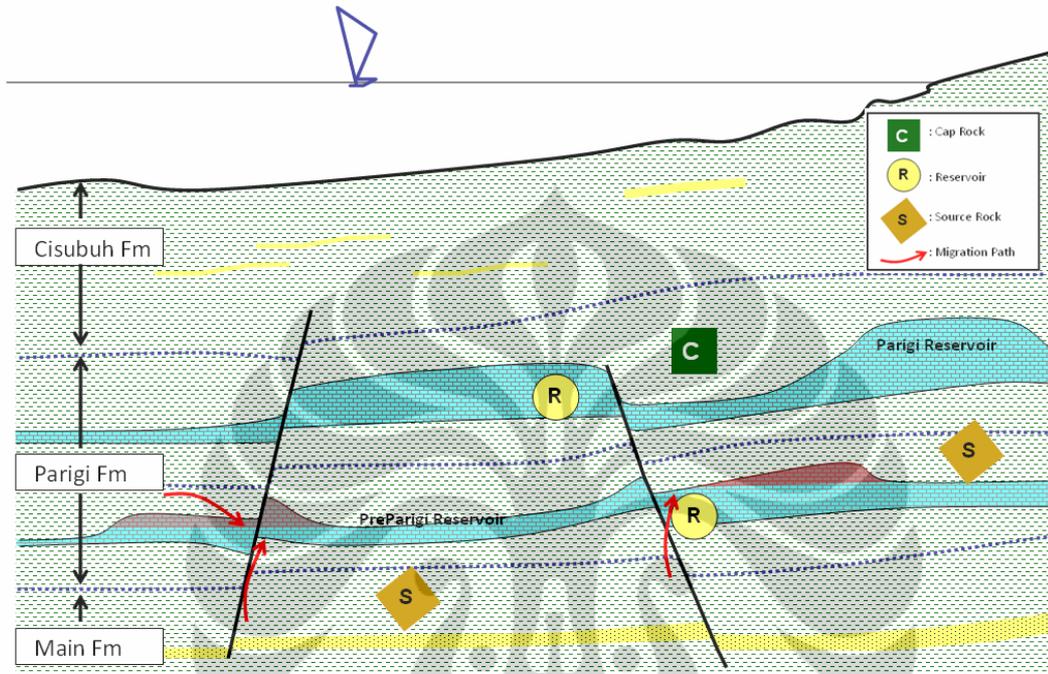
Jebakan stratigrafi umumnya terdapat pada Formasi Talang Akar yang didominasi oleh endapan fluvial-deltaik yang membentuk perselingan antara batu pasir dan serpih. Endapan *synrift* selama Formasi Talangakar diendapkan yang bersifat membaji memberikan potensi adanya pemerangkapan hidrokarbon secara stratigrafi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

II.3.5 Batuan Tudung

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

Gambar 2.4 merupakan skema sistem petroleum yang ada pada daerah penelitian, kelima komponen pembentukan hidrokarbon ini terbentuk pada lapisan

dangkal, yaitu disekitar lapisan Parigi dan Pre-parigi. Hidrokarbon yang mengisi pada lapisan dangkal ini umumnya didominasi oleh gas kering dengan komponen C1 dan C2 yang sangat dominan. Gas kering ini merupakan gas biogenik yang terbentuk akibat degradasi atau pembusukan material yang ada pada lapisan serpih maupun lapisan lempung di atas dan di bawah lapisan reservoir.



Gambar 2.4. Skema kartun sistem petroleum lapisan dangkal di daerah ONWJ, hidrokarbon pada lapisan ini umumnya didominasi oleh gas biogenik hasil pembusukan serpih dan lempung sedimen yang belum matang (*internal report, 2004*)

III. DASAR TEORI

III.1 Teori Seismik

Dasar dalam seismik refleksi adalah pengiriman sinyal gelombang seismik buatan yang dijalkan ke dalam bumi dan merekam gelombang yang terpantul kembali pada permukaan bumi. Gelombang seismik adalah gelombang mekanis yang muncul akibat adanya gempa bumi. Sedangkan gelombang secara umum adalah fenomena perambatan gangguan (usikan) dalam medium sekitarnya. Gangguan ini mula-mula terjadi secara lokal yang menyebabkan terjadinya osilasi (pergeseran) kedudukan partikel-partikel medium, osilasi tekanan ataupun osilasi rapat massa (Suprajitno, 2000). Sumber gelombang seismik buatan dapat berupa dinamit (untuk darat) dan *air gun* yang umumnya digunakan untuk akuisisi survey seismik di laut; sedangkan alat untuk merekam getaran (gelombang) kembali ke permukaan disebut dengan *geophone* (untuk survey darat) atau *hydrophone* (untuk survey seismik di laut).

Gelombang seismik yang merambat ke dalam bumi adalah sebagai gelombang elastik, dan kemampuan batuan untuk melalukan atau melewatkan gelombang elastik ini disebut sebagai impedansi akustik. Seismik refleksi akan terbentuk apabila ada perubahan atau perbedaan impedansi akustik dari suatu batuan (media penghantar), dimana impedansi akustik ini merupakan fungsi dari kecepatan dan densitas batuan.

Koefisien refleksi dari impedansi terjadi apabila pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul, koefisien ini dapat dinyatakan dengan rumus:

$$r_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} \quad (2-1)$$

dimana: ρ_i = densitas dari lapisan i
 V_i = kecepatan dari lapisan i

Perubahan reflektifitas seismik disebabkan karena perubahan dalam impedansi akustik (Z) yang sesuai dengan batas batuan (litologi), hal ini dikarenakan impedansi akustik merupakan fungsi kecepatan dan densitas, sehingga Z dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$Z_{(i)} = \rho_{(i)} V_{(i)} \quad (2-2)$$

dimana: $Z_{(i)}$ = impedansi akustik lapisan i
 $\rho_{(i)}$ = densitas lapisan i
 $V_{(i)}$ = kecepatan lapisan i

Berdasarkan dua persamaan tersebut maka koefisien refleksi dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2-3)$$

Persamaan tersebut memperlihatkan semakin kompak batuan akan memiliki nilai impedansi yang tinggi, begitu juga sebaliknya impedansi yang relatif rendah akan menunjukkan bahwa batuan tersebut kurang kompak. Koefisien refleksi, dari persamaan tersebut di atas akan memiliki besaran antara -1 hingga +1. Nilai positif impedansi akan dihasilkan bila impedansi akustik pada $Z_{(i)}$ lebih kecil dari impedansi pada $Z_{(i+1)}$ dan gelombang akan merambat melalui batuan dengan nilai densitas-kecepatan rendah menuju batuan dengan harga densitas-kecepatan lebih tinggi. Nilai koefisien refleksi ini umumnya semakin berkurang terhadap kedalaman, karena persentasi variasi impedansi akustik semakin kecil terhadap kedalaman.

III.2 Inversi Seismik

Inversi seismik merupakan suatu teknik untuk membuat model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono,2000). Rekaman seismik pada dasarnya merupakan hasil konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet yang sering disebut sebagai *forward modeling*. Sedangkan *inverse modelling* merupakan

proses dekonvolusi antara seismik dengan wavelet yang menghasilkan koefisien refleksi. Penampang impedansi akustik akan memberikan gambaran bawah permukaan secara lebih detail bila dibandingkan dengan penampang seismik konvensional, koefisien refleksi pada penampang konvensional menggambarkan batas lapisan sedangkan AI akan menggambarkan lapisan itu sendiri.

Trace seismik merupakan konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet seperti ditunjukkan pada persamaan berikut ini

$$S(t) = R(t) * W(t) \quad (2-4)$$

Dimana

- S(t) = trace seismik,
- R(t) = koefisien refleksi,
- W(t) = wavelet seismik.
- * = proses konvolusi

Koefisien refleksi yang didapat dari bumi ini bersifat *unlimited*, sedangkan wavelet seismik *bandlimited*, dengan demikian pada saat kedua besaran tersebut dikonvolusikan maka akan menghasilkan tras seismik yang *bandlimited* pula. Dengan demikian ada kisaran frekuensi rendah dan tinggi yang hilang. Pada saat akan melakukan inversi sangatlah harus melakukan *recovery* terhadap frekuensi yang hilang tadi, karena apabila tidak dilakukan akan mengakibatkan nilai AI yang dihasilkan tidaklah benar, selain itu resolusi dan model yang dihasilkan juga menjadi tidak benar.

Ada beberapa metode seismik inversi yang sampai saat ini dikenal, diantaranya adalah metode rekursif, metode model based, dan metode sparse-spike.

III.2.1 Inversi Rekursif

Dasar perumusan dalam proses inversi ini mengasumsikan bahwa data seismik sama dengan model.

$$I_{i+1} = I_i(1+R_i)/(1-R_i) \quad (2-5)$$

Metoda ini juga disebut bandlimited inversi karena seismik melakukan inversi dengan menggunakan data seismik sendiri. Jadi hasil impedansi mempunyai range frekuensi yang sama dengan seismik. Kelemahan pada metoda ini adalah tidak adanya kontrol geologi dan wavelet yang digunakan diasumsikan zero phase, jadi hampir sama dengan forward modeling dan secara lateral hasil impedansinya tidak bagus.

Selain itu metoda ini juga mengabaikan efek dari wavelet dan memperlakukan seismik tras sebagai urutan reflektivitas yang difilter oleh wavelet zero phase. Persamaan rekursif inversi ini mengasumsikan bahwa nilai reflektivitas adalah benar, sehingga noise yang ada akan diinterpretasikan sebagai reflektivitas, mengakibatkan efek kesalahan yang terakumulasi dari atas sampai bawah.

III.2.2 Inversi *Model Based*

Pada metoda ini proses inversi tergantung pada model yang digunakan. Fungsi matematika untuk melakukan inversi model based adalah:

$$J = w_1 \times (T - W * R) + w_2 \times (M - H * R) \quad (2-6)$$

Dimana :

T = seismik tras

W = wavelet,

R = reflektivitas

M = model impedan

H = operator

w = faktor untuk penyeimbang.

Proses yang dilakukan adalah dengan membuat blok-blok dari model dengan merata-ratakan harga impedan sepanjang lapisan. Pembuatan blok ini dapat dipiih sesuai dengan sampel interval. Kemudian merubah harga impedan ke dalam reflektivitas dan dikonvolusikan dengan wavelet untuk menghasilkan sintetik tras. Seterusnya dilanjutkan dengan mengurangkan tras real dengan tras sintetik berulang-ulang sampai diperoleh kesalahan terkecil.

Ada dua kelemahan dalam metoda inversi model based ini, yaitu sensitifitas wavelet (dengan wavelet yang berbeda dapat menghasilkan seismik tras yang sama) dan solusinya tidak unik

III.2.3 Inversi *Sparse-Spike*

Pada inversi rekursif yang mengasumsikan KR secara acak dan wavelet dengan fasa nol, akan menghasilkan wavelet dengan frekuensi yang lebih besar namun tidak pernah memperoleh KR secara utuh karena masih adanya frekuensi yang hilang. Sedangkan pada metode model-based dengan menggunakan wavelet yang berbeda akan mendapatlan hasil inversi yang sama atau dengan kata lain solusi dari metode inversi model-based ini tidaklah unik. Olehkarena itu dilakukan metode dekonvolusi terbaru dengan mengasumsikan model reflektivitas yang sesungguhnya dan membuat wavelet berdasarkan model tersebut. Metode ini disebut sebagai metode sparse-spike Keuntungan dari metode ini adalah dapat memperoleh estimasi full bandwidth reflectivity.

Metode sparse spike mengasumsikan hanya spike yang besar saja yang penting. Spike-spike akan disusun ulang dengan cara menambahkan spike satu demi satu sampai didapatkan tras model yang akurat. Parameter yang digunakan sama dengan parameter model-based with constrain. Parameter yang terpenting untuk ditambahkan adalah penentuan banyaknya spike dan treshold dari spike. Setiap spike yang baru ditambahkan, tras akan dimodelkan lebih akurat karena waveletnya berubah pula.

Teknik inversi sparse-spike antara lain Maximum-likelihood inversion and deconvolution, dimana spike akan ditambahkan satu-persatu sesuai dengan nilai reflektifitasnya atau mengikuti algoritma Single Likely Most Addition (SLMA). L1-Norm inversion and deconvolution, dimana reflektivitas akan diperbaharui sampai mendapatkan error yang terkecil antara data seismik dengan model berdasarkan norma L1. Metode norm L1 ini sering pula disebut sebagai metode pemrograman linier. Menurut Oldenburg (1983, opcite Sukmono 2000) apabila dekonvolusi dengan resolusi tinggi dilakukan pada tras seismik, estimasi reflektivitas dapat dianggap sebagai nilai rata-ratya dari reflektivitas yang sebenarnya. Namun demikian reflektivitas ini tidak mengandung frekuensi rendah dan tinggi sehingga hanya valid untuk kisaran frekuensi menengah. Meskipun

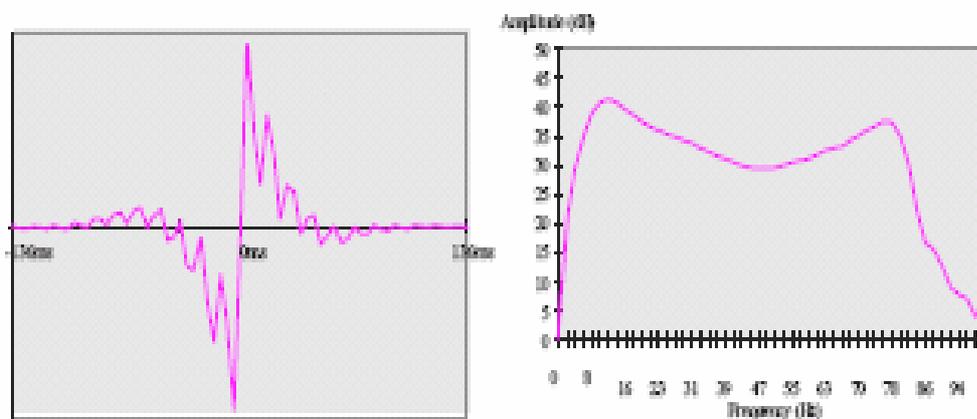
demikian ketidakunikan ini dapat diminimalisasi dengan memasukkan kontrol model geologi. Model geologi yang dimasukkan akan identik dengan model bumi berlapis yang merupakan fungsi dari AI bloki, yang kemudian juga identik dengan model fungsi reflektivitas ‘sparse-spike’. Pengontrol diatas kemudian akan membatasi hasil inversi menjadi suatu struktur yang ‘jarang’.

III.2.4 Coloured Inversion

Teori inversi dengan teknik coloured inversion cukup sederhana, meskipun begitu metode ini masih lebih unggul dari pada metode fast track rekursif inversion dan hasilnya cukup baik bila dibandingkan dengan metode Sparse Spike. Secara empiris metode Sparse Spike adalah merupakan proses konvolusi dengan sebuah operator dimana spektrum amplitudo adalah mean spektrum seismik terhadap mean AI seismik.

Metode cepat untuk melakukan band-limited inversion pada impedansi relatif biasanya merupakan transformasi yang tidak dibatasi (*unconstrained*) pada data seismik seperti rotasi fasa, integrasi trace dan inversi rekursif dan hampir condong mengalami error karena hampir tidak ada account pada wavelet seismik dan tidak ada kalibrasi terhadap lapisan bumi yang sesungguhnya. Metode yang lebih canggih melakukan koreksi kesalahan terhadap hal-hal di atas, tapi juga memerlukan skill yang lebih expert untuk melakukannya.

Dengan melakukan cross matching antara impedance data dengan input reflectivity data, kita akan mendapatkan single filter yang optimal dan matching (seperti gambar dibawah ini)



Gambar 3.1. Matching operator (ARK CLS, 2000)

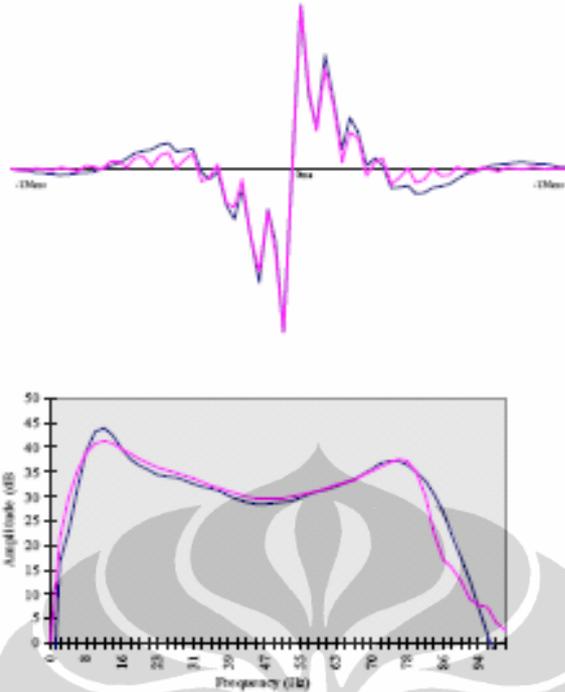
Operator ini mempunyai fasa -90° dengan asumsi spektrum amplitudonya mempunyai refleksi spike fasa nol yang bisa ditransformasikan sebagai step menuju AI interface.

Walden & Hosken's (1984) dalam observasinya menemukan persamaan empiris yang menyatakan bahwa koefisien refleksi bumi bisa dirumuskan secara linier sebagai f^β dimana f adalah frekuensi dan β adalah konstanta positif.

Observasi Velzeboer (1981) mempunyai bentuk yang mirip. Nilai β bisa bervariasi terhadap lapangan, tetapi pada umumnya nilai ini mempunyai nilai konstan untuk lapangan yang sama. Hal ini secara observasi similar dengan spektrum AI, hanya nilai eksponennya negatif, untuk menghindari nilai eksponen yang negatif, maka nilai β bisa digantikan dengan α .

Kemudian apabila seismik data kita diinversi secara benar, maka data seismik tersebut seharusnya mempunyai trend yang sama seperti trend log-log pada daerah yang sama atau dengan kata lain mempunyai nilai α yang sama. Jadi apabila kita melakukan curve-fitting pada log AI pada suatu daerah sampai kita bisa mendapatkan nilai α , maka operator inversi dari spektrum amplitudonya bisa ditentukan. Dari sini nilai mean dari spektrum seismiknya menjadi f^α . Jadi yang kita perlukan untuk mendapatkan operator *coloured inversion* adalah log-log AI sepanjang zona interest dan trace-trace seismik yang cukup untuk mendapatkan estimasi yang bagus dari mean respons seismik. Begitu operator *coloured inversion* didapatkan, maka ini akan dengan mudah diterapkan pada volume seismik tanpa harus meng-inversi seluruh volume seismik tersebut.

Dalam hal ini wavelet amplitudo spektrum tidak perlu dicari, karena ini mendikte bentuk dari mean input dari spektrum seismik yang dikompensasikan sebagai operator *coloured inversion*. Bila fasa belum nol maka proses inversinya akan error, dimana rotasi fasa dan konvolusi adalah proses kumulatif. Gambar 3.2 di bawah ini memperlihatkan antar matching operator dan operator *coloured inversion*, yang menunjukkan ke-dua operator ini cukup mirip. Setelah operator dinyatakan mirip, maka prosen pembuatan inversi akan dilakukan dengan mengubah data seismik dengan melibatkan operator, sehingga nantinya data seismik inversi yang didapatkan frekuensinya telah dikonstrains dengan data sumur.



Gambar 3.2. Perbandingan antara matching operator dengan operator *coloured inversion*.(ARK CLS, 2000)

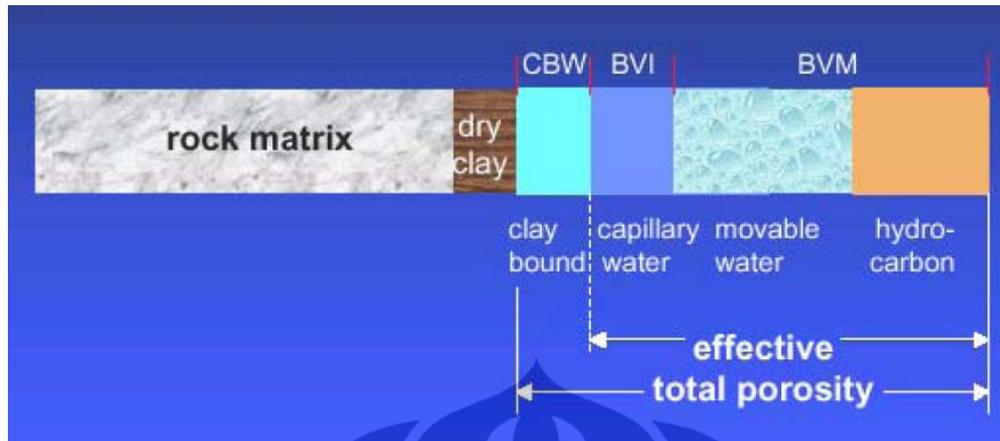
III.3. Teori Saturasi Air

Saturasi air merupakan salah satu sifat fisika batuan yang bisa diamati dari sebuah *sample* batuan. Setiap batuan yang memiliki porositas didalamnya akan terisi oleh fluida. Fluida yang mengisi batuan dapat berupa air, minyak ataupun gas atau kombinasi dari ketiganya. Pada saat pengendapan batuan sediment, semua batuan akan terendapkan dan terjenuhkan oleh air formasi. Sifat dari air formasi yang mengisi batuan akan tergantung dari lingkungan pengendapannya. Saturasi air (S_w) dirumuskan sebagai berikut:

$$S_w = \frac{\text{Volume air}}{\text{Volume Pori}} \quad (2.7)$$

Pada saat hidrokarbon mulai mendesak air dalam pori batuan, ada volume air yang terikat pada batuan yang tidak dapat digantikan oleh hidrokarbon atau biasa disebut sebagai *irreducible water*. Sehingga dalam tubuh batuan sedimen yang terisi oleh hidrokarbon akan berisi matrik batuan, lempung, *irreducible water*, *moveble water* dan hidrokarbon. Jadi pada suatu tubuh batuan tidak akan porinya terisi 100% hidrokarbon untuk ilustrasi komposisi batuan dapat

digambarkan dalam gambar 3.3, dimana CBW merupakan *clay bound water*, BVI (*bulk volume irreducible*) dan BVM (*bulk volume moveable*).



Gambar 3.3 Komposisi penyusun tubuh batuan sedimen (sumber: materi perkuliahan *well logging*)

Reservoir Pre-Parigi dikategorikan reservoir yang memiliki komposisi yang cukup heterogen, sehingga dalam pendefinisain dan perhitungan saturasi air tidak menggunakan formula archie yang biasa digunakan pada clean reservoir. Beberapa formula penentuan saturasi air pada batuan yang memiliki shale yang relatif memiliki sifat laminasi dapat ditentukan dengan formula POUPON:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_{sd}} \cdot (1 - V_{lam}) + \frac{1}{R_{sh}} \cdot V_{lam}$$

$$S_w^a = \left[\frac{1}{(1 - V_{lam})} \cdot \frac{a \cdot R_w}{\Phi^m} \right] \cdot \left[\frac{1}{R_t} - \frac{V_{lam}}{R_{sh}} \right]$$

R_t = Total Resistivity
R_{sd} = Sand Resistivity
R_{sh} = Laminar Shale Resistivity
V_{lam} = Laminar Shale Volume

Laminar Shale
 Water Sand
 Hydrocarbon Sand
 Connate Water

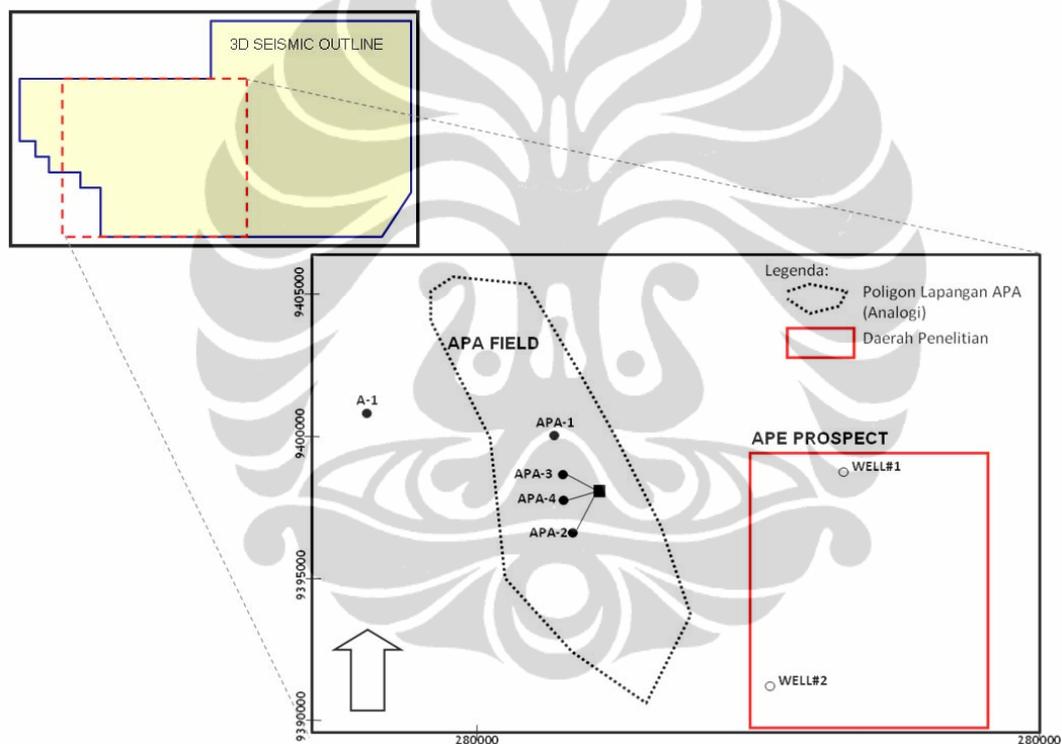
Gambar 3.4 Formula saturasi air pada reservoir yang mengandung shale (sumber: materi perkuliahan *well logging*)

IV. PENGOLAHAN DATA

IV.1. Data

IV.1.1 Peta Wilayah Studi

Luas dari daerah penelitian (prospek APE) merupakan daerah eksplorasi di *offshore* dengan luas area penelitian 8x10 km dan lokasinya di sebelah timur dari lapangan gas APA. Pada daerah penelitian terdapat dua sumur eksplorasi yang menembus lapisan Pre-Parigi, yaitu *Well#1* di bagian utara dan *Well#2* di daerah selatan. Beberapa dari sumur di lapangan APA ini akan dijadikan analogi dalam penelitian ini.



Gambar 4.1. Peta dasar daerah penelitian

IV.1.2 Data Sumur

Dua data sumur eksplorasi yang utama, *Well#1* dan *Well#2* digunakan untuk diolah dan dianalisa dalam penelitian ini. Kedua sumur ini merupakan sumur eksplorasi yang bertujuan untuk menguji lapisan reservoir di bawah lapisan Pre-Parigi. *Well#1* terletak di daerah utara dari Prospek APE, sumur ini dibor pada tahun 1992 dengan status *dry hole* sedangkan *Well#2* yang terletak di daerah selatan dibor pada tahun 1982, menembus lapisan gas di reservoir Pre-

Parigi setebal 5ft. Kedua sumur ini dianggap tidak ekonomis untuk dikembangkan.

Lima sumur lainnya sebagai pendukung, merupakan sumur yang digunakan sebagai analogi dalam pembuatan plot silang untuk mengetahui hubungan kandungan air dan hidrokarbon (gas) dengan parameter seismic *Coloured Inversion*. Beberapa sumur pendukung ini terisi hidrokarbon (gas) dan ada beberapa diantaranya menembus lapisan yang mengandung air dan gas di reservoir Pre-Parigi. Detil dari data sumur yang digunakan untuk analisa ini terangkum dalam Tabel 4.1.

Tabel 4.1. Data sumur yang digunakan di daerah penelitian.

Well	Drilled	X	Y	Well Type	Status	TD MD	TD TVDSS
Well#1	8-Dec-92	292998	9399287	Expl	P&A	2150	-2077
Well#2	29-Jul-82	290316	9391464	Expl	P&A	3524	-3477
A-1	1-Jan-98	279556	9399867	Expl	P&A	4628	-1780
APA-1	11-Sep-68	283479	9398108	Expl	P&A	3965	-3935
APA-2	28-Jun-05	283726	9397991	Dev	Gas Well	3770	-1524
APA-3	25-Apr-97	282635	9400024	Dev	Gas Well	1925	-1850
APA-4	25-Jul-05	283728	9397994	Dev	Gas Well	4934	-1530

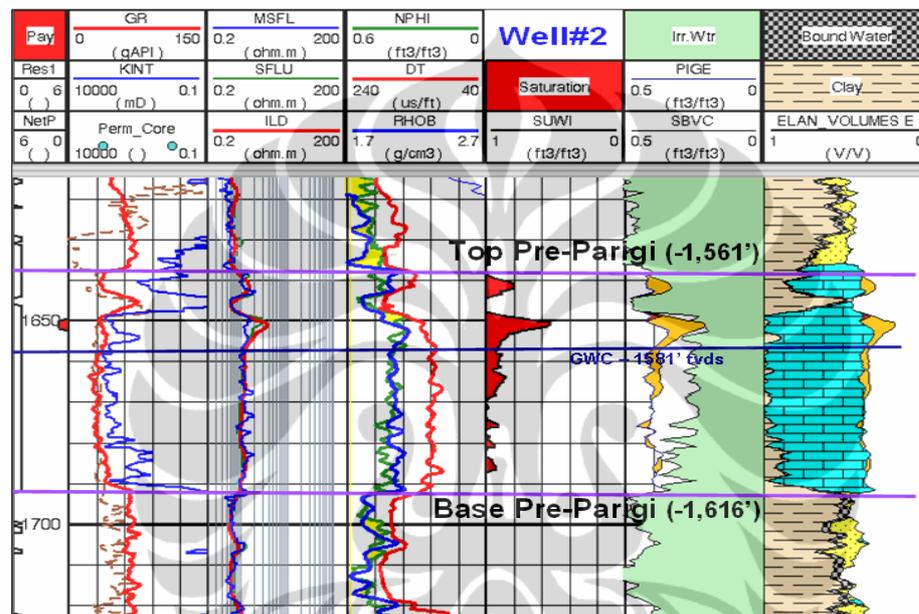
IV.1.3 Data Seismik dan Checkshot

Data seismik yang ada di daerah penelitian berupa data seismik 3D dengan luas 800 km², yang diakuisisi pada tahun 2001. Data seismik yang digunakan untuk menunjang penelitian ini adalah data seismik *full migration* dengan bin 25 dan menggunakan polaritas normal SEG fasa nol. Selain itu data yang digunakan untuk menunjang pemodelan reservoir di daerah APE ini adalah inversi seismik yang berupa *Seismic Coloured Inversion*.

Kegunaan utama data *checkshot* adalah untuk mendapatkan *Time-Depth Curve* yang kemudian dimanfaatkan lebih lanjut untuk pengikatan data seismik dan sumur, penghitungan kecepatan interval dan kecepatan rata-rata. Pada studi ini, *checkshoot* yang digunakan untuk membuat kurva konversi dari domain waktu menuju domain kedalaman digunakan 13 data *checkshoot*, data ini berasal dari sumur eksplorasi yang umumnya berupa sumur vertikal maupun sumur pengembangan disekitar Prospek APE.

IV.1.4 Hasil Petrofisika

Hasil analisa petrofisika batuan yang dilakukan pada beberapa sumur disekitar Lapangan APA dan prospek APE akan digunakan untuk memodelkan porositas, permeabilitas dan saturasi air. Selain itu, data dari hasil analisa petrofisika sumur ini juga digunakan untuk melakukan plot uji silang dengan hasil analisa *seismic coloured inversion*. Data hasil analisa petrofisika ini akan memiliki peranan penting dalam memodelkan karakter reservoir, terutama pada saat *property modeling* pada model statik.



Gambar 4.2. Hasil analisa petrofisika Well#2 yang digunakan untuk penelitian di Prospek APE

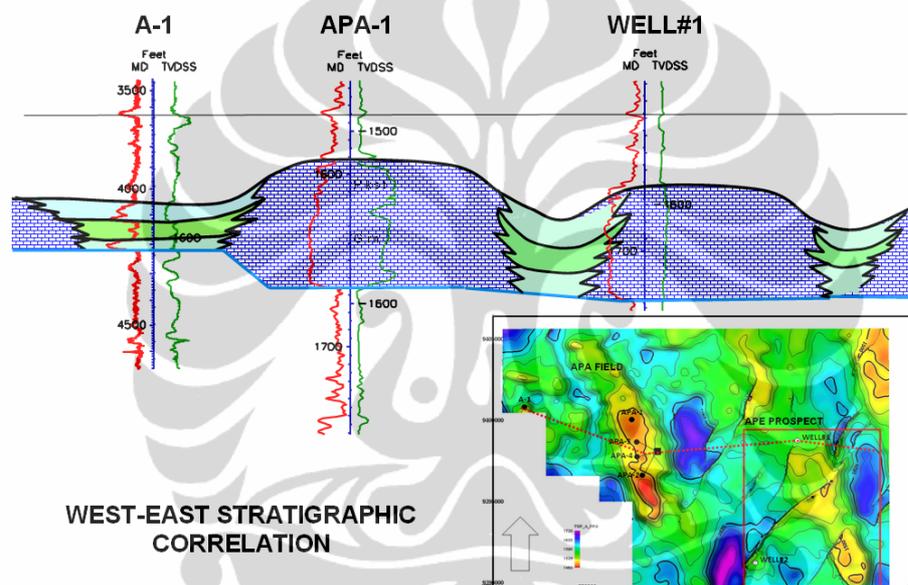
IV.2 Pengolahan Data

Analisa pemodelan reservoir, khususnya sifat saturasi air dengan melibatkan *seismic coloured inversion* sebagai pembobotan dalam modeling akan dilakukan dengan tahapan sebagai berikut:

IV.2.1 Pekerjaan Korelasi Sumur dan Well-Seismic Tie

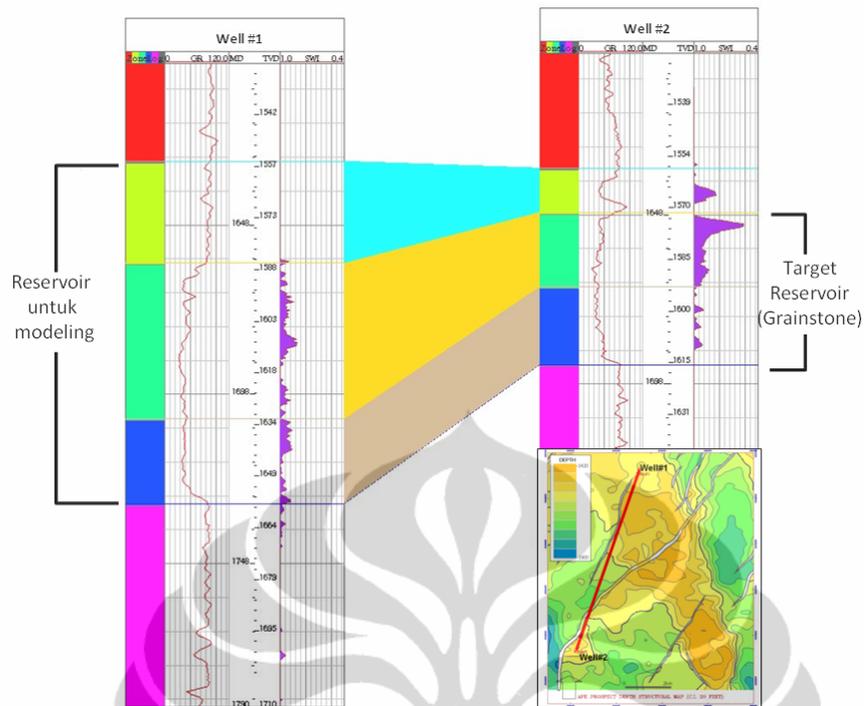
Pekerjaan mengkorelasi sumur adalah pekerjaan yang pertama dilakukan untuk mengetahui potensi reservoir yang akan di analisa. Lapisan reservoir Pre-Parigi merupakan reservoir yang utama di Lapangan APA, sehingga penelitian untuk area prospek APE juga akan difokuskan di lapisan reservoir ini. Secara regional, lapisan Pre-Parigi merupakan hasil pengendapan dari batugamping yang terombak, sehingga karakter dari lapisan ini relative mirip dengan batuan

sediment klastik. Pekerjaan korelasi sumur dimulai dengan mengkorelasi marker batugamping di atas reservoir Pre-parigi yang penyebarannya merata disekitar lapangan APA dan prospek APE. Gambar 4.3 menunjukkan korelasi stratigrafi yang melintang dari arah Barat-Timur yang melewati Lapangan APA dan Prospek APE. Sumur APA-1 dan *Well#1* menembus litologi batugamping yang mengalami pengerjaan kembali (*reworking*), pada sumur ini batuan karbonat memiliki karakter yang mirip dengan batupasir, karena batuan ini terendapkan secara klastik, dengan ukuran butir sebesar pasir, dengan fasies grainstone hingga packstone. Sedangkan sumur A-1 memiliki karakter besar butir yang relative halus, dengan fasies mudstone hingga wackestone.



Gambar 4.3. Penampang stratigrafi penyebaran batugamping dengan arah sayatan Barat-Timur dan melalui *Well#1*

Reservoir utamanya dari Lapangan APA, berasal dari tubuh batuan kalkarenit yang dicirikan oleh nilai API dari log Gama Ray (GR) yang rendah. Penarikan korelasi ini dilakukan dengan melibatkan sumur-sumur yang ada di Lapangan APA. Korelasi untuk keperluan pemodelan reservoir didasarkan atas zonasi fasies. Gambar 4.4 menunjukkan korelasi struktur di area penelitian yang dari arah utara ke arah selatan melalui *Well#1* dan *Well#2* yang terbagi dalam tiga zonasi fasies. Zonasi yang pertama berada di bagian atas member Pre-Parigi yang didominasi oleh shale, zona yang kedua merupakan focus utama untuk pemodelan reservoir yang berisi batugamping yang dicirikan oleh pola menghalus ke atas. Sedangkan zona terakhir dicirikan oleh pola *gama ray* yang relatif *blocky*.

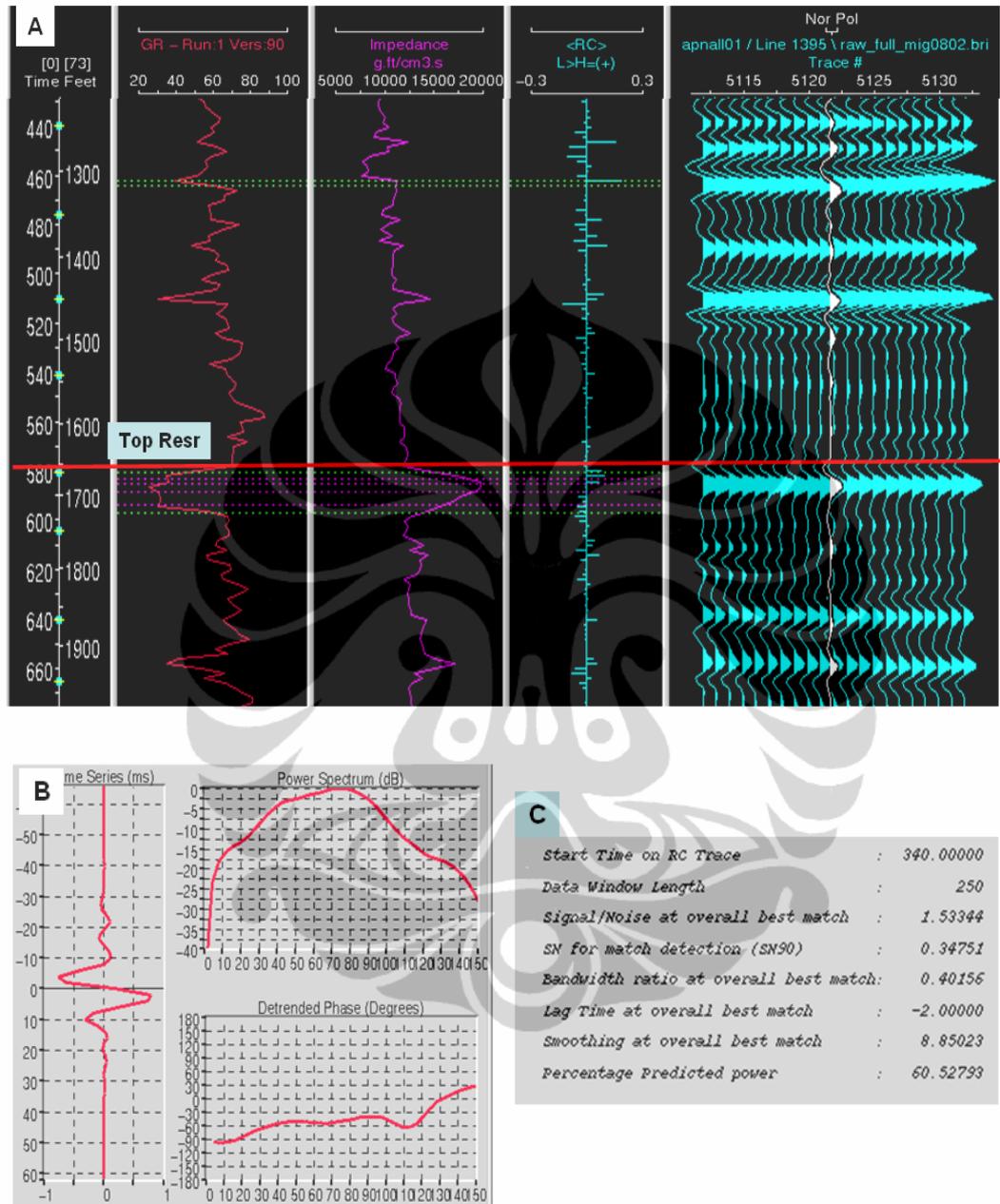


Gambar 4.4. Korelasi sumur *Well#1* dan *Well#2* untuk pembagian zonasi pada pemodelan di Prospek APE

Proses pengikatan data sumur dan seismik pada penelitian ini dilakukan dengan membuat sintetik seismogram yang merupakan hasil konvolusi dari *wavelet* dengan koefisien refleksi. Langkah pertama yang dilakukan adalah mencari *wavelet* terbaik untuk korelasi sumur dan seismik. Ekstraksi *wavelet* dilakukan dengan menggunakan data volume seismik di zona target (cara statistik) atau dengan menggunakan data sumur dimana *wavelet* diekstrak dari *trace* di sekitar lokasi sumur saja. Hasil Ekstraksi *wavelet* dengan cara statistik dilakukan pada *windows* 400-700 ms, dimana pada kisaran *window* ini, reservoir Pre-Parigi umumnya hadir di sekitar Lapangan APA.

Gambar 4.5 merupakan sintetik seismogram dari *Well#1* yang diolah dengan menggunakan software “Syntool”. Sintetik ini menunjukkan bahwa *signal to noise ratio* sebesar 1.5, sehingga dapat dikategorikan bahwa pengikatan antara sumur dan data seismik cukup baik. Selain itu, selisih (*lag*) antara sintetik seismogram dan seismiknya adalah -2 ms, artinya *log reflectivity coeficien* lebih dalam 2 ms daripada data seismik. Hasil ekstraksi *wavelet* menunjukkan bahwa seismik yang digunakan adalah minimum phase dan frekuensi dominan dari *window* yang diekstrak pada data seismik adalah 50-70 Hz. Frekuensi ini

tergolong cukup tinggi, hal ini disebabkan akuisisi seismik pada daerah Prospek APE menargetkan lokasi yang cukup dangkal, yaitu di lapisan Pre-Parigi yang berumur Miosen Akhir, dengan kedalaman lapisan berkisar antara 1200-2000 ft.



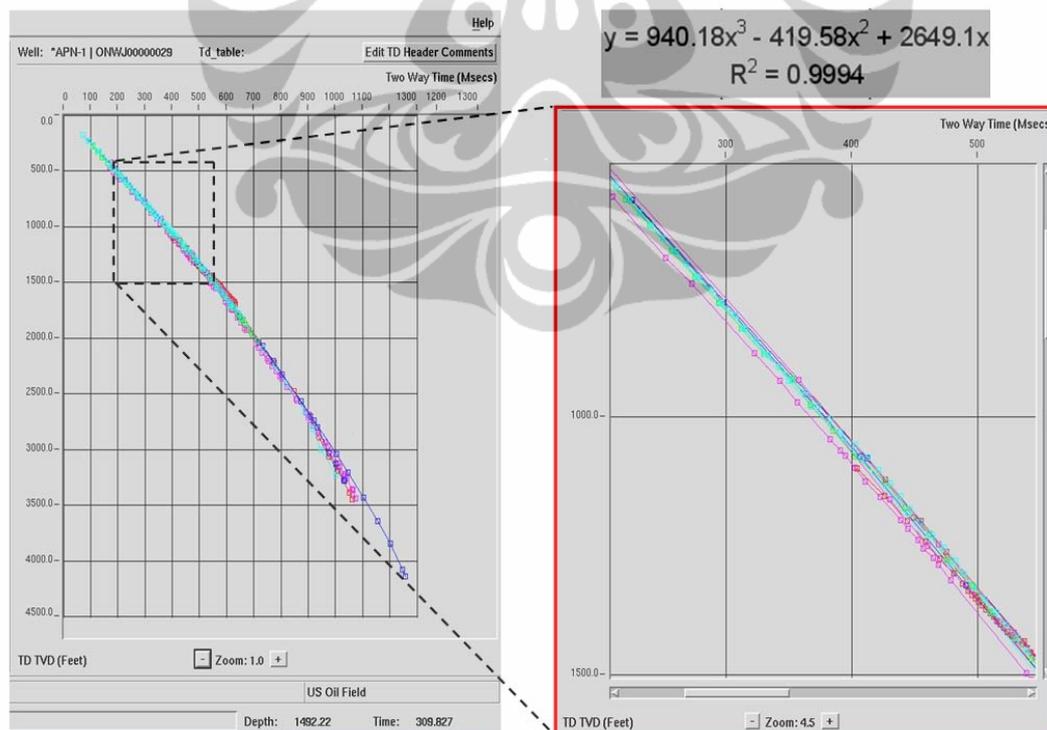
Gambar 4.5. a) kenampakan sintetic seismogram Well#1 yang memiliki status *wet* diambil dari window 400-700 ms, b) merupakan wavelet yang diekstraksi dengan cara statistik pada window penelitian c) *report* dari hasil pembuatan sintetic yang menunjukkan *signal to noise ratio* 1.5.

Di atas reservoir target, karakter seismik di daerah penelitian memperlihatkan amplitudo seismik yang kuat, cek silang terhadap data sumur

yang melewati seismik tersebut menunjukkan adanya beberapa kenaikan nilai total gas pada grafik gas kromatograf selama pengeboran. Kenaikan gas yang bersifat *spike* pada data mudlog, berasosiasi dengan batupasir yang tipis yang memiliki ketebalan umumnya kurang dari 5 feet.

IV.2.2 Interpretasi Struktur

Berdasarkan hasil pengikatan data sumur dan seismik, bagian atas dari reservoir Pre-Parigi relatif berada pada kondisi *peak* (puncak). Respon ini terjadi pada daerah yang dianggap *dry hole* (Well#1), sedangkan pada daerah yang terisi gas, di Lapangan APE, respon seismic untuk reservoir bagian atas memiliki amplitude yang lebih rendah daripada yang berisi air. Seismik *coloured inversion*, juga membantu dalam melakukan *picking* struktur, khususnya di daerah yang berisi gas. Gambar 4.6 merupakan grafik konversi *Time-Depth* yang dihasilkan dari 13 sumur vertical yang memiliki data chekshoot dan berada pada daerah yang terlindungi oleh data seismic 3D. Persamaan pada gambar tersebut merupakan persamaan yang digunakan untuk mengubah peta waktu menjadi peta kedalaman.



Gambar 4.6. Grafik konversi waktu ke kedalaman yang digunakan untuk pembuatan peta struktur kedalaman

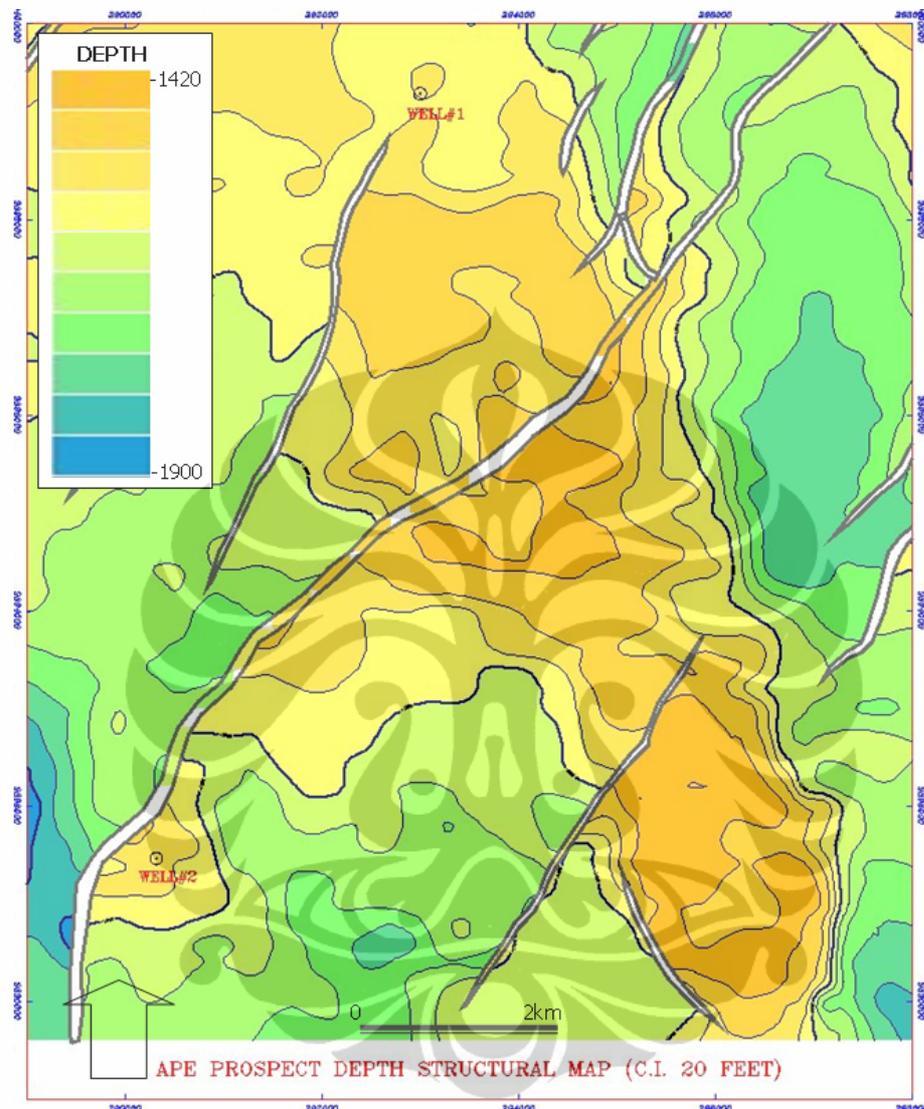
Persamaan ini merupakan operasi yang akan digunakan untuk mengubah peta struktur waktu menjadi peta kedalaman. Selain itu, persamaan ini digunakan juga untuk membawa volume seismik full migration dan coloured inversion dari domain waktu menjadi domain kedalaman pada saat melakukan analisa pemodelan reservoir dengan menggunakan perangkat lunak “Roxar-RMS”.

Gambar 4.7 menunjukkan peta struktur kedalaman lapisan Pre-Parigi (*grainstone*) prospek APE yang dihasilkan dari persamaan konversi domain waktu ke domain kedalaman. Pada peta tersebut terlihat sumur eksplorasi *Well#1* menembus di tepi dari struktur tinggian batugamping hasil rombakan, sedangkan sumur eksplorasi *Well#2* memiliki posisi yang relatif tinggi dibandingkan *Well#1*. Peta struktur tersebut ditampilkan dengan interval kontur per 20 feet.

Pembalikan polaritas diinterpretasikan hadir pada penarikan horizon bagian atas dari reservoir Pre-Parigi yang berisi gas, hal ini juga terjadi pada Lapangan APA yang dijadikan analogi dalam penginterpretasian struktur di prospek ini. Hasil pemetaan pada lapisan reservoir Pre-Parigi ini menunjukkan bahwa struktur prospek APE, berbentuk antiklin yang sederhana dengan arah Barat Laut – Tenggara yang terpotong oleh beberapa sesar. Gambar 4.8 dan 4.9 menunjukkan penampang melintang seismik *coloured inversion* yang melewati *Well#1* dan *Well#2*. Interpretasi patahan yang ada di Prospek APE ini secara umum dapat dikenali dengan baik, dikarenakan adanya *gap* (ketidakmenerusan) horizon yang menghasilkan *throw* pada saat interpretasi seismic cukup jelas.

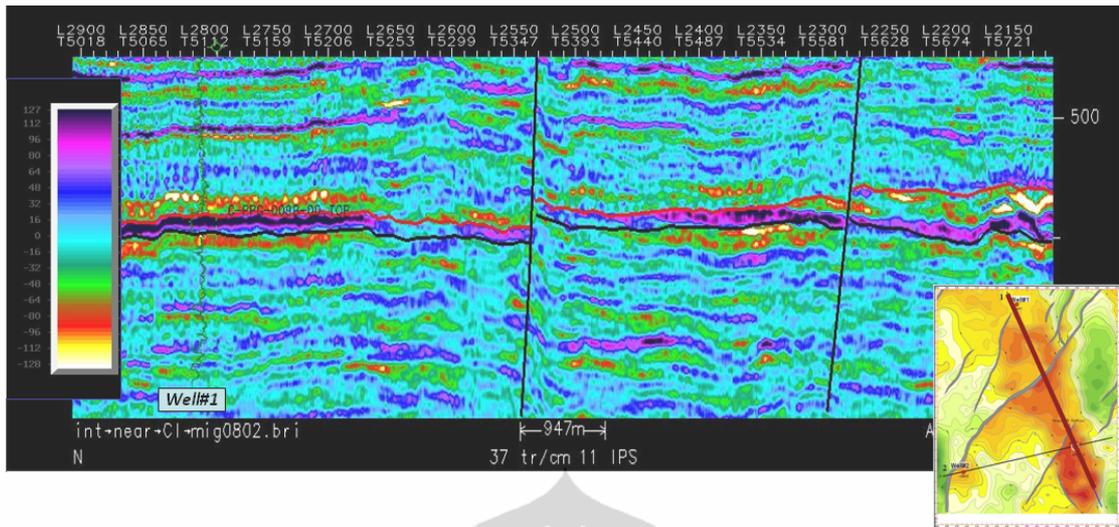
Struktur geologi yang mengontrol prospek APE disamping struktur *mounded* dari tubuh batuan karbonat tersebut juga terkontrol oleh beberapa patahan normal (turun) dengan offset pergeseran vertical antara 10 hingga 50 ft. Sesar normal yang ada pada daerah penelitian didominasi arah Timur Laut – Barat Daya, arah ini relative membentuk sudut yang tegak lurus dengan struktur tubuh batugamping Pre-Parigi yang berarah Barat Laut – Tenggara. Patahan ini termasuk dalam patahan muda, karena patahan ini memotong hingga lapisan batuan di atas Formasi Pre-Parigi yang berumur Miosen akhir hingga Pleistosen. Bentuk memanjang dari tubuh batugamping hasil rombakan ini, memiliki kesamaan dengan arah memanjang beberapa tubuh batuan di lapangan yang sudah berproduksi di sebelah barat, Lapangan APA, yaitu berupa bentuk memanjang

dengan orientasi yang berarah utara – selatan. Kontur tinggian pada prospek ini berada pada kedalaman -1420 feet TVDSS, pada daerah tenggara peta.

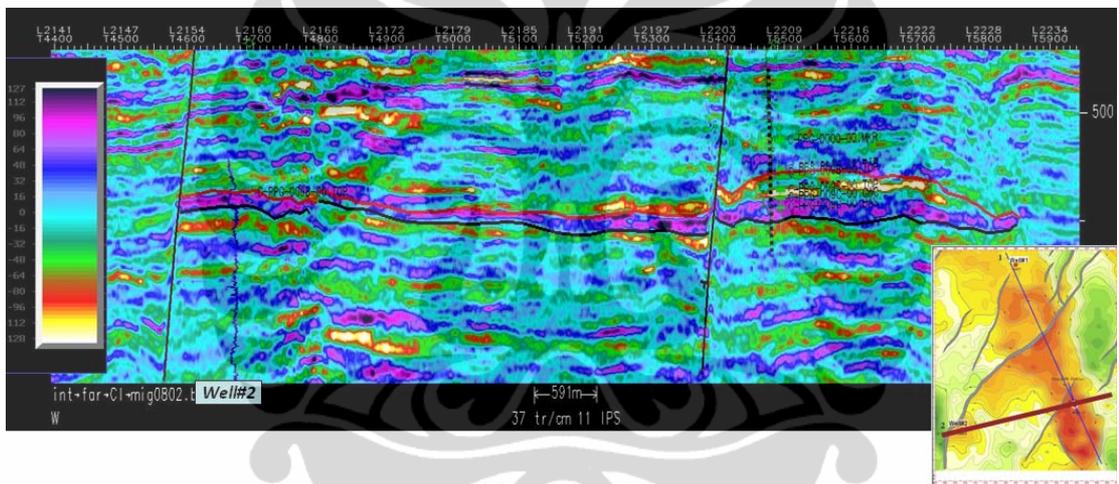


Gambar 4.7 Peta struktur kedalaman pada reservoir *grainstone* bagian atas Pre-Parigi

Hasil penampalan (*overlay*) *seismik coloured inversion* (SCI) dengan peta struktur kedalaman yang seperti terlihat di gambar 4.10 memperlihatkan penyebaran dari nilai negatif amplitudo SCI yang dicerminkan dengan warna kuning cerah relatif mengikuti pola kontur struktur. Berdasarkan gambar tersebut, diduga kuat bahwa penyebaran negative amplitudo dari SCI ini berhubungan dengan penyebaran gas.



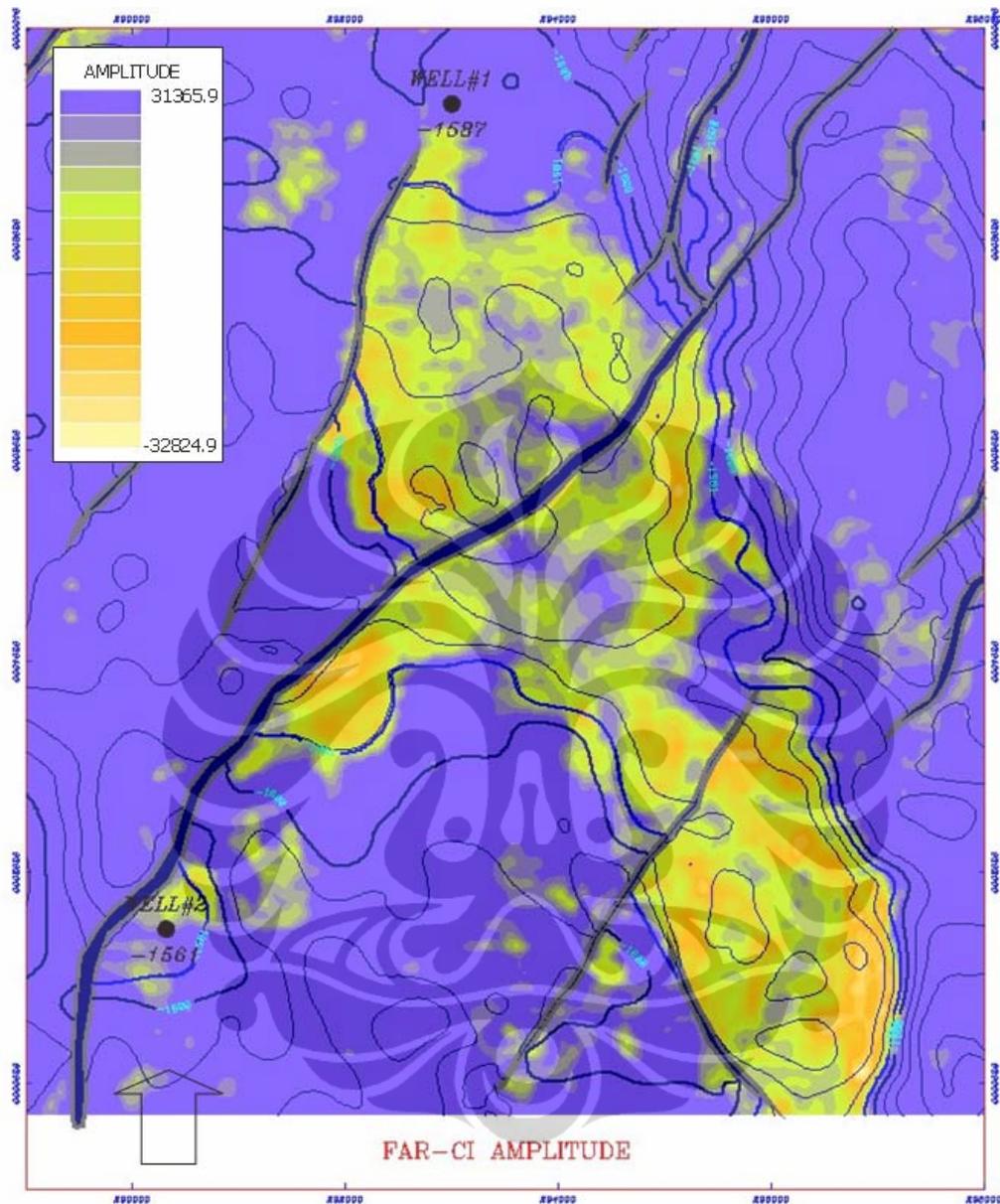
Gambar 4.8. Penampang melintang seismik berarah Barat Laut – Tenggara yang melewati sumur eksplorasi *Well#1*



Gambar 4.9. Penampang seismik berarah Barat – Timur, yang melewati sumur *Well#2*, garis putus-putus menunjukkan kemungkinan lokasi sumur usulan.

Pada *Well#1* yang memiliki posisi lebih rendah dari *Well#2*, nilai amplitudo dari SCI menunjukkan nilai positif, hasil petrofisika sumur ini juga menunjukkan kehadiran fluida air, sedangkan pada *Well#2* di bagian atas dari reservoir Pre-Parigi ini memiliki nilai amplitudo yang relatif lebih rendah dari *Well#2*, dan hasil evaluasi log ELAN menunjukkan adanya 5 ft gas pada bagian atas reservoir. Distribusi amplitudo SCI ini nantinya akan digunakan untuk mengkorelasi dengan keberadaan hidrokarbon, yaitu parameter saturasi air yang ada di area Prospek APE. Korelasi kedua parameter ini dilakukan dalam domain kedalaman, sehingga domain dari amplitudo seismik *coloured inversion* ini akan

diubah dari domain waktu menjadi domain kedalaman dengan menggunakan persamaan konversi waktu ke kedalaman.

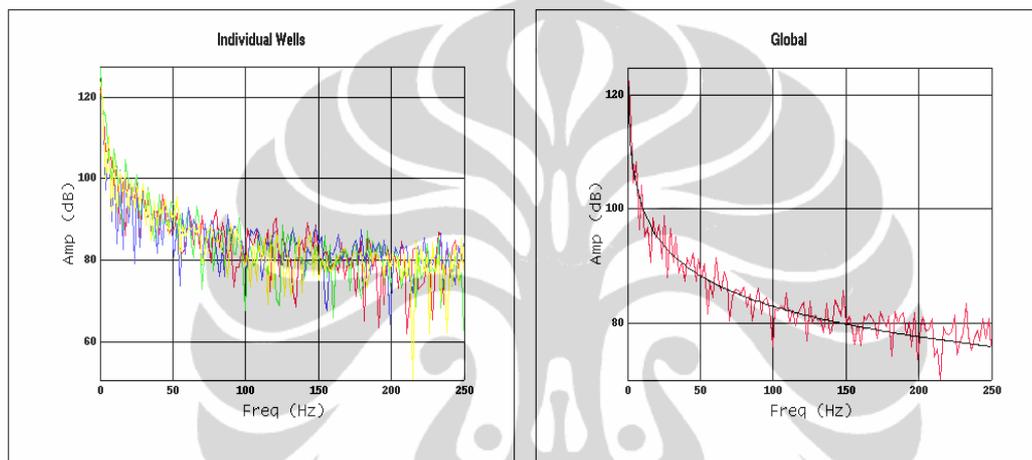


Gambar 4.10 Peta kontur struktur kedalaman yang ditampilkan dengan atribut amplitudo *Far CI* (*Coloured Inversion*)

IV.2.3 Seismic Coloured Inversion

Pembuatan Seismik Coloured Inversion dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak SCI. Inversi pada volume seismik yang didalamnya meliputi Prospek APE dilakukan dengan melibatkan 15 sumur eksplorasi. Tahapan awal pada pekerjaan inversi ini adalah melakukan well log analisis, yaitu dengan

membuat log spektra yang dihasilkan dari log sonik yang ada di sekitar volume seismik ini. Spektra yang dihasilkan ditampilkan dalam gambar 4.11, dimana sumbu x merupakan frekuensi dan sumbu y merupakan amplitudo log sumur yang telah di-konversi dari log sonik. Pada gambar 4.11 sebelah kanan merupakan trend global spectra log yang ditampilkan dalam kurva merah, sedangkan garis hitam merupakan trend spektra dari sumur-sumur yang ada di sekitar Prospek APE. Berdasarkan analisa ini, diperoleh hasil nilai alfa yang akan digunakan untuk mematchkan operator coloured inversion ini sebesar -0.89.

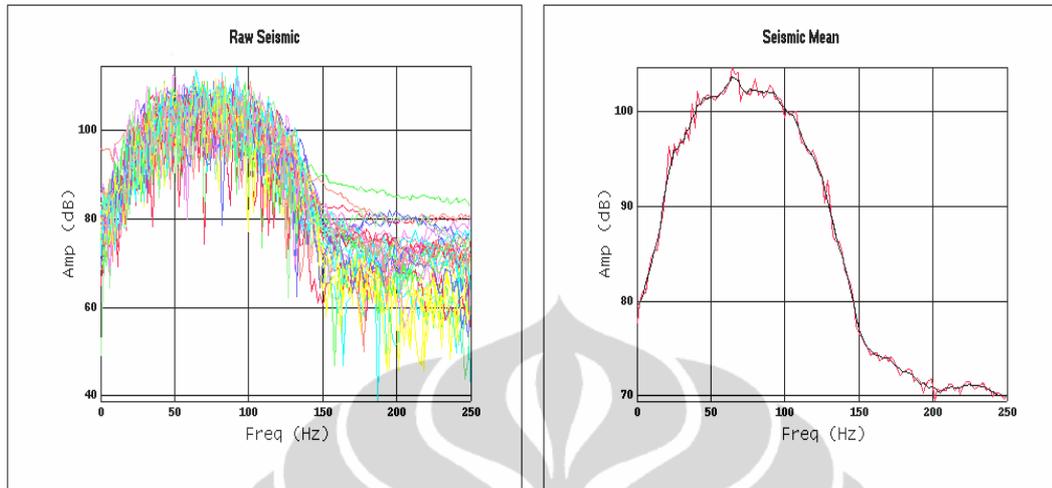


Gambar 4.11 Spectra yang dihasilkan dari 15 sumur di sekitar daerah penelitian untuk pembuatan *seismic coloured inversion*.

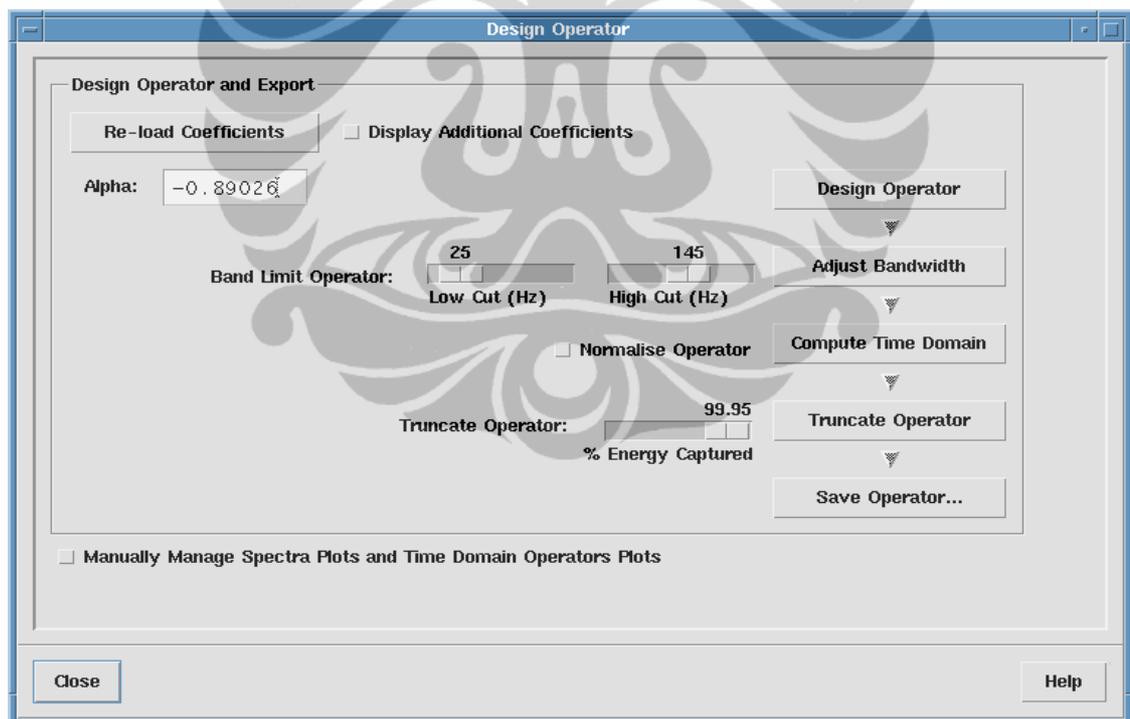
Proses selanjutnya adalah pembuatan spektra dari data stack seismik yang ada, perangkat lunak ini akan memilih secara acak 40 traces seismik guna menampilkan distribusi spektra. Pada daerah penelitian, spektra yang diambil untuk ditampilkan dibatasi *window*-nya, yaitu dari 300-800 m.s, sama seperti halnya *window* yang diambil pada analisa spektra dari log sumur. Hasil dari spektra antara frekuensi dan amplitude dari seismik tersebut ditampilkan pada gambar 4.12, dimana pada gambar sebelah kiri merupakan spektra dari 40 trace seismik yang diambil secara acak dan gambar sebelah kanan merupakan spektra rata-rata (kurva merah), sedangkan garis hitam yang melengkung adalah trend spektra seismik.

Design operator seismik coloured inversion dilakukan dengan memasukan nilai alfa yang telah didapat pada saat pembuatan spektra yang berasal dari data log sumur, yaitu -0.89, selain itu pada saat mendesign operator ini digunakan

frekuensi yang dipotong, sebagai band limit dengan parameter pemotongan bawah untuk mereduksi low frekuensi pada 25 Hz dan pemotongan atas pada frekuensi 145 Hz.



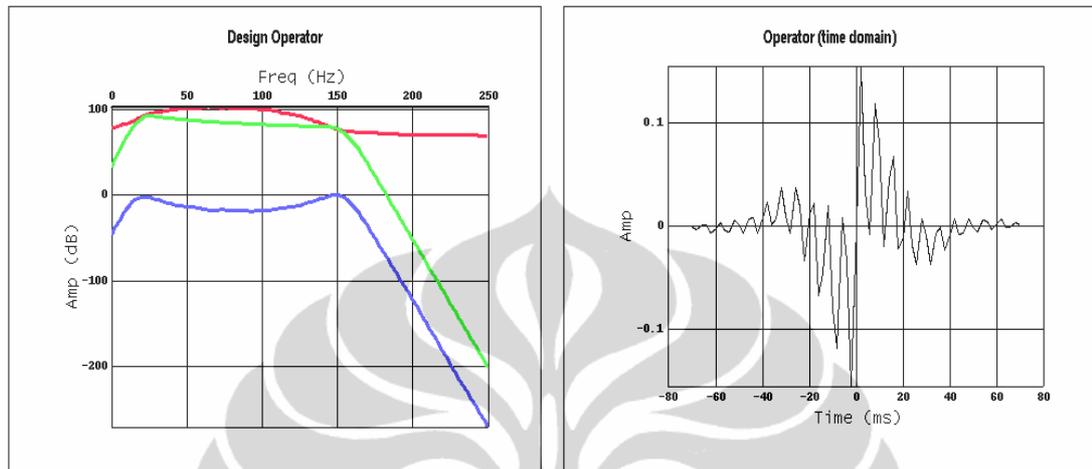
Gambar 4.12 Spectra yang dihasilkan dari 40 tras seismik di sekitar daerah penelitian untuk pembuatan *seismic coloured inversion*.



Gambar 4.13. Parameter dalam pembuatan seismic coloured inversion

Gambar 4.13 menunjukan parameter inputan yang digunakan dalam pembuatan seismik *coloured inversion* dengan melibatkan beberapa *cut off* dari band limit, pemilihan *cut off* ini didasarkan dari hasil analisa spektra seismik.

Gambar 4.14 merupakan design operator yang dihasilkan, garis warna hijau merupakan trend dari spektra amplitudo yang dihasilkan dari log sumur, sedangkan garis merah merupakan spektra amplitudo dari seismic. Spektra rasio dari kedua kurva tersebut ditampilkan dalam warna biru, yang merupakan spectra yang perlu di *adjust* untuk mematchkan spektra seismic dengan spektra sumur.



Gambar 4.14 Design operator pada coloured inversion di sekitar daerah penelitian.

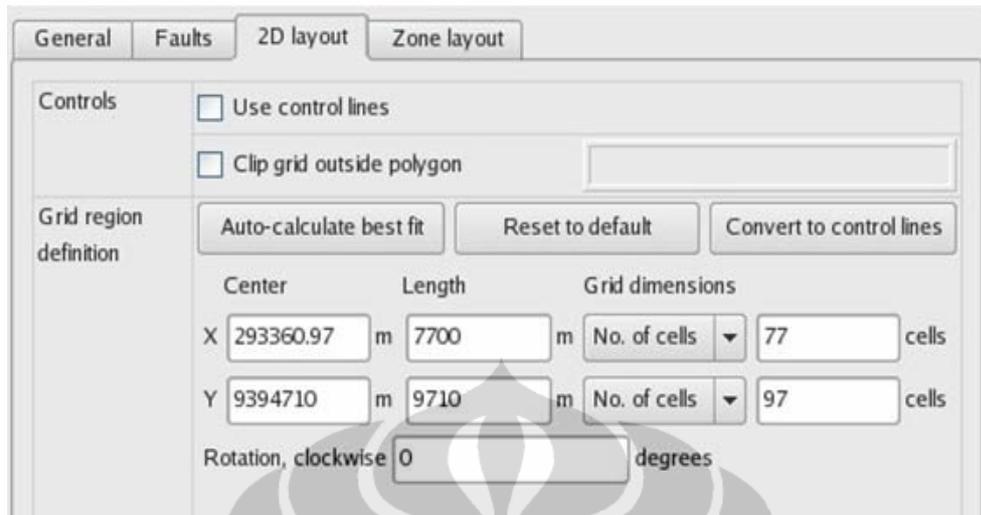
IV.3 Static Reservoir Model

IV.3.1. Model Grid

Statik reservoir model merupakan gambaran dari suatu tubuh reservoir yang belum terproduksi kandungan hidrokarbonnya, sehingga parameter petrofisika dari tubuh reservoir tersebut masih menggunakan parameter awal. Pekerjaan pemodelan dengan cara melakukan gridding dilakukan untuk penggambaran secara 3 dimensi dari struktur dan reservoir yang ada pada prospek APE; dengan cara ini, nilai-nilai petrofisika dan parameter lainnya yang akan dimodelkan dapat terisi pada tiap-tiap sel grid. Secara umum daerah yang akan dilakukan *gridding* memiliki luasan kurang lebih 7 x 9 km. Luasan ini meliputi struktur utama Pre-Parigi pada Prospek APE.

Pekerjaan Gridding untuk prospek APE dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak RMS-Roxar 2009. Pada saat awal pekerjaan, grid diatur secara *regularized*, sehingga apabila ada patahan, maka patahan tersebut akan mengikuti kotak sel pada model grid. Gambar 4.15 menunjukkan parameter dimensi detail dari struktur yang akan dimodelkan dengan lebar 7700 meter dan panjang 9710

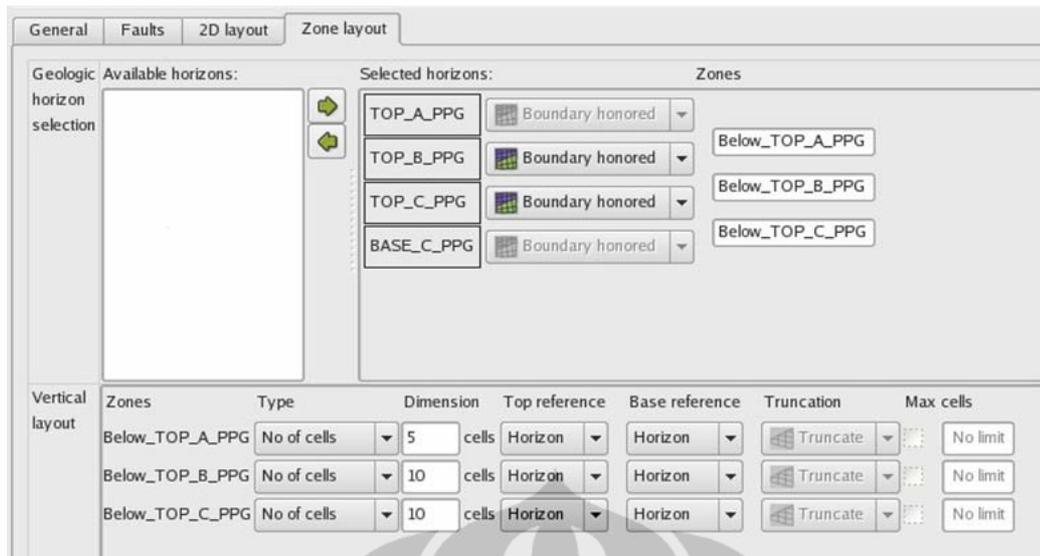
meter, untuk keperluan *gridding*, masing-masing sel yang akan mewakili ukuran 100m x 100m. Total sel yang digunakan untuk model *grid* ini adalah 186.700 sel.



Gambar 4.15. Parameter 2D layout untuk pemodelan grid pada Prospek APE

Parameter yang lainnya yang digunakan untuk pembuatan grid adalah pendefinisian zona yang ada pada grid model. Zona yang digunakan untuk pemodelan pada Prospek APE ini berjumlah tiga zona, yaitu zona di bawah Top A Pre-Parigi yang didominasi oleh non reservoir, zona di bawah Top B Pre-Parigi yang merupakan reservoir utama serta zona di bawah Top C Pre-Parigi. Gambar 4.16 memperlihatkan pembagian zonasi untuk keperluan gridding dan pembagian jumlah lapisan (*layer*) di tiap-tiap zona tersebut. Secara proporsional, zona A dibagi menjadi 5 lapis, zona B dibagi menjadi 10 lapis dan zona C 10 lapis. Sehingga total lapisan pada grid model Prospek APE ini sebanyak 25 lapis.

Hasil grid model awal yang belum berisi property pada tiap-tiap selnya terlihat seperti pada Gambar 4.17. Pada gambar tersebut ditampilkan zonasi yang bisa disebut sebagai sub-grid dari grid model. Sub-grid merah mewakili zona A yang didominasi oleh non reservoir, sedangkan warna hijau dan merah muda merupakan zona B dan zona C, yang merupakan target utama lapisan reservoir untuk pemodelan. Patahan yang ada pada grid model tersebut mengikuti bentuk dari sel grid, atau yang biasa disebut sebagai bentuk *regularized*.

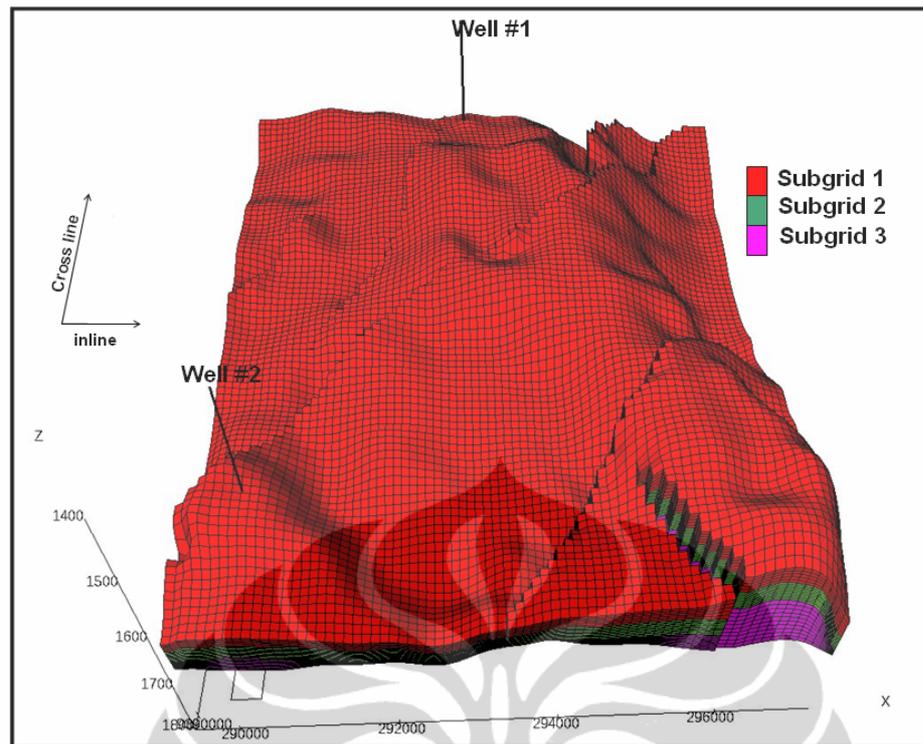


Gambar 4.16. Parameter zonasi grid model Prospek APE

Sumur yang menembus grid model ini akan dikondisikan dengan sel grid dan masing-masing sel grid yang terlewati oleh sumur akan memiliki nilai parameter petrofisika, sesuai dengan nilai petrofisika sumur. Pekerjaan untuk menampilkan sumur kedalaman sel grid ini biasanya disebut sebagai pekerjaan *upscale log* atau disebut juga *blocking well*, yaitu pengkondisian sumur menjadi blok sel, berdasarkan ketebalan grid model.

IV.3.2 Upscaling Log (Blocking Wells)

Upscaling dari data log merupakan proses untuk mengaplikasikan data mentah (RAW), dalam hal ini data ASCII dari sumur dikondisikan ke dalam grid model yang telah dibuat. Pada dasarnya *upsacaling log* ini, adalah mengkasarkan pengambilan data kembali, sehingga *sample* pengambilan data dilapangan yang umumnya dilakukan per 0.25 feet, pada pemodelan ini data tersebut akan di *sample* kembali pada keadaan yang lebih kasar dengan interval *resample* menjadi per 5 feet. Akibat dari *upscaling* ini, ada beberapa nilai data yang akan terhilangkan, sehingga data log yang telah di *upscale* umumnya relative kaku dalam defleksi kurvanya, malah cenderung membentuk sudut menyiku antara nilai diatas maupun di bawahnya.

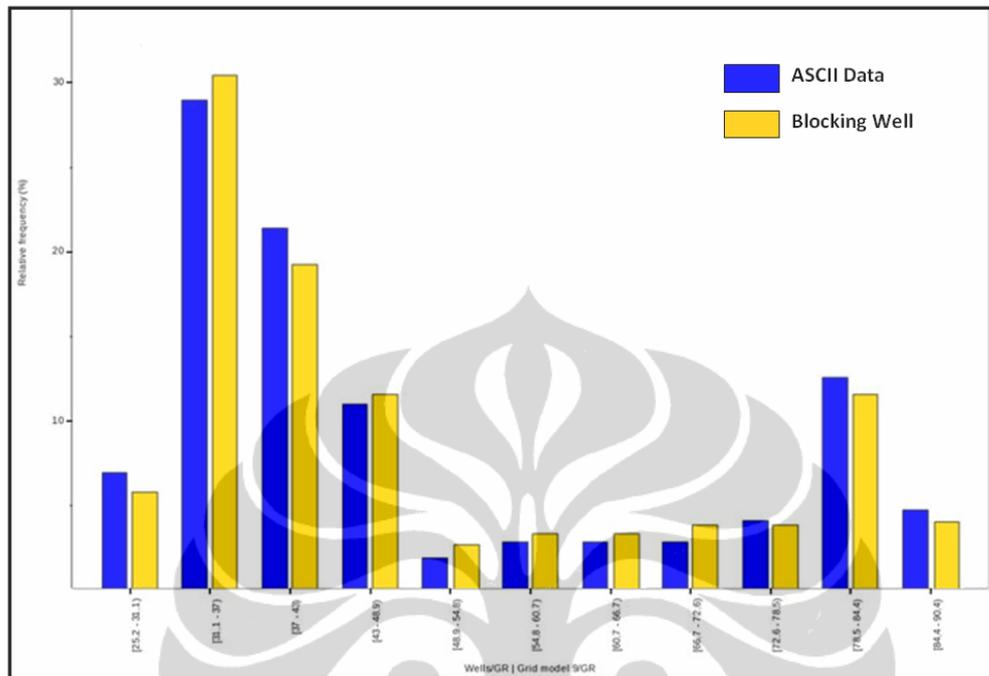


Gambar 4.17 Grid model awal untuk statik model Prospek APE

Guna mengetahui seberapa efektifnya proses *upscale* ini, perlu dilakukan perbandingan jumlah data (nilai) antara data mentah dengan data log yang telah mengalami upscaling, apabila pola dari keduanya relative sama dan selisih antar kurva asli dengan kurva yang telah di *upscale* memiliki jumlah penyebaran data yang relative kecil, maka dapat dikatakan pekerjaan upscaling cukup baik.

Gambar 4.18 menunjukkan perbandingan histogram antara log ASCII dan log yang telah dikondisikan untuk mengikuti grid model. Hasil dari *upscale* data log ini relative baik, ditandai dengan relative kecilnya perbedaan antara grafik biru (ASCII data) dengan hasil upscaling (kuning). Histogram ini dibutuhkan untuk mengetahui kualitas hasil pekerjaan *upscale* log sumur dan merupakan tahapan awal untuk mengontrol kualitas pekerjaan model grid. Umumnya hasil histogram ini baik apabila selisih antara keduanya kurang dari 15%. Gambar 4.19 dibawah ini merupakan kenampakan antara log ASCII yang sumur yang ditampilkan dengan hasil upscaling. Log upscaling ini ditandai dengan kurva yang berbentuk kaku dan defleksinya membentuk siku dan memiliki satu nilai per sample data, dalam hal ini per 5 feet, sedangkan ASCII dari data mentah akan memiliki defleksi yang lebih halus, yang dikarekan sample interval datanya lebih

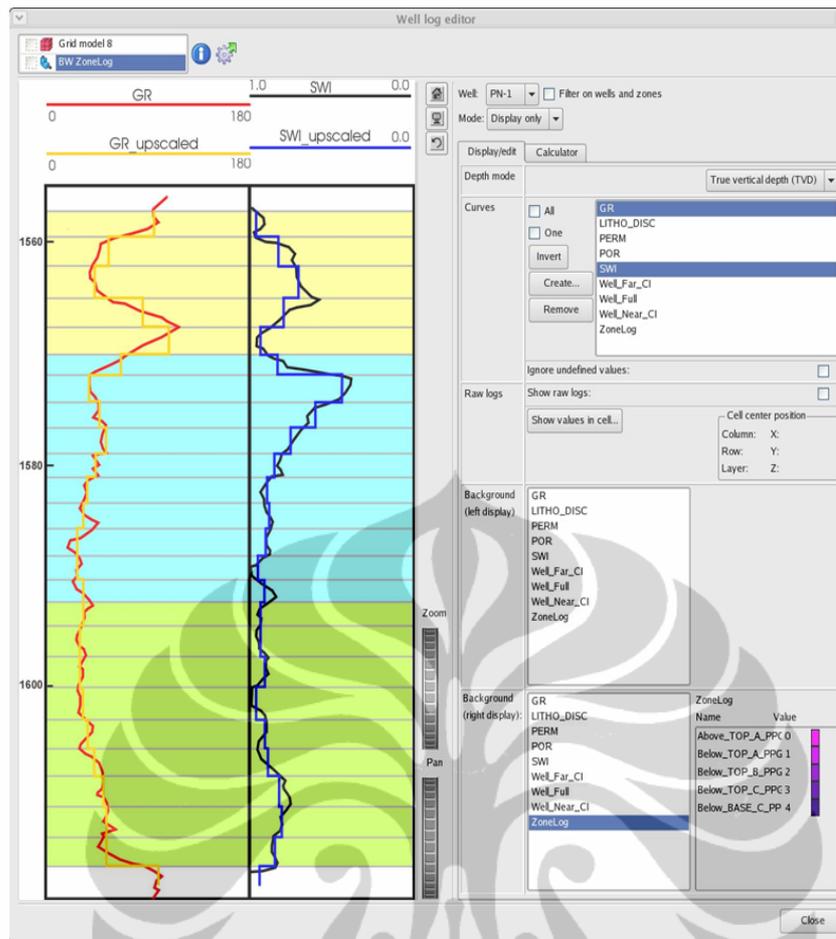
rapat. Log yang ditampilkan pada gambar tersebut adalah log litologi (GR) dan log hasil analisa petrofisika yang berupa saturasi awal air.



Gambar 4.18. Perbandingan histogram antara ASCII data sumur (biru) dengan hasil upscaling (kuning)

IV.3.3 Coloured Inversion Resampling untuk Model Grid

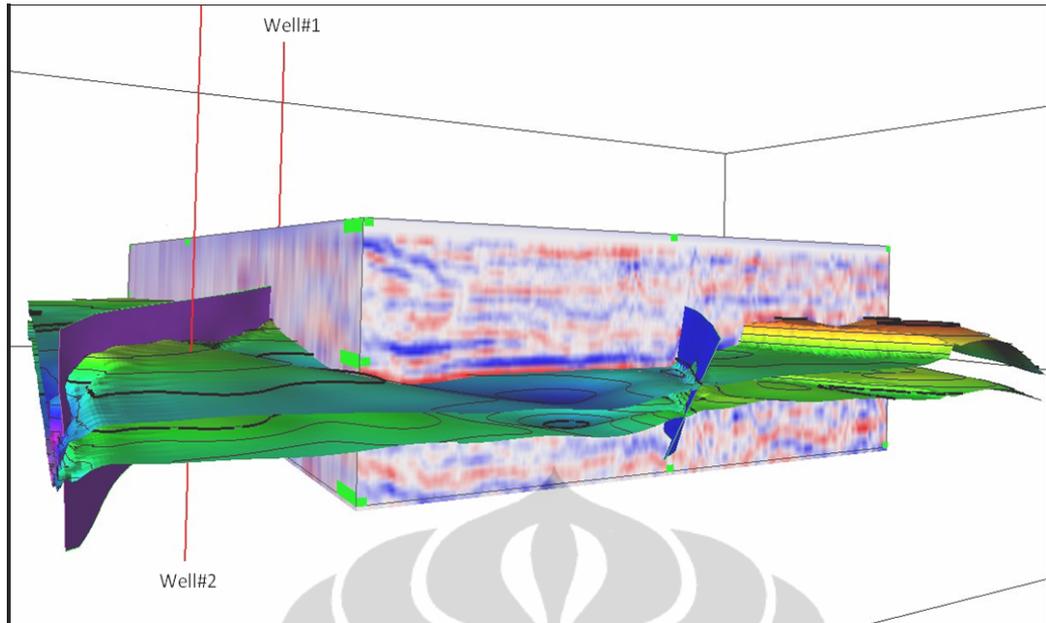
Pekerjaan *resample* dilakukan untuk membawa atribut amplitudo seismik, ke dalam sel yang ada pada gridding. Asumsi pada pekerjaan ini adalah segy seismik data yang berisi informasi amplitudo sudah cocok dan *match* dalam satu domain, yaitu domain kedalaman. Pengkonfersian domain dari volume seismik ini juga menggunakan persamaan konversi waktu ke kedalaman, seperti yang telah disebutkan sebelumnya. Gambar 4.20 merupakan tampilan *composite display* antara volume seismic dengan *gridding* peta struktur yang ditampilkan dengan perangkat lunak RMS-Roxar, dan kenampakan ini ditampilkan dalam domain kedalaman. Sedangkan gambar 4.21 merupakan tampilan komposit antara volume seismik *coloured inversion* dengan grid model awal yang telah dibuat sebelumnya.



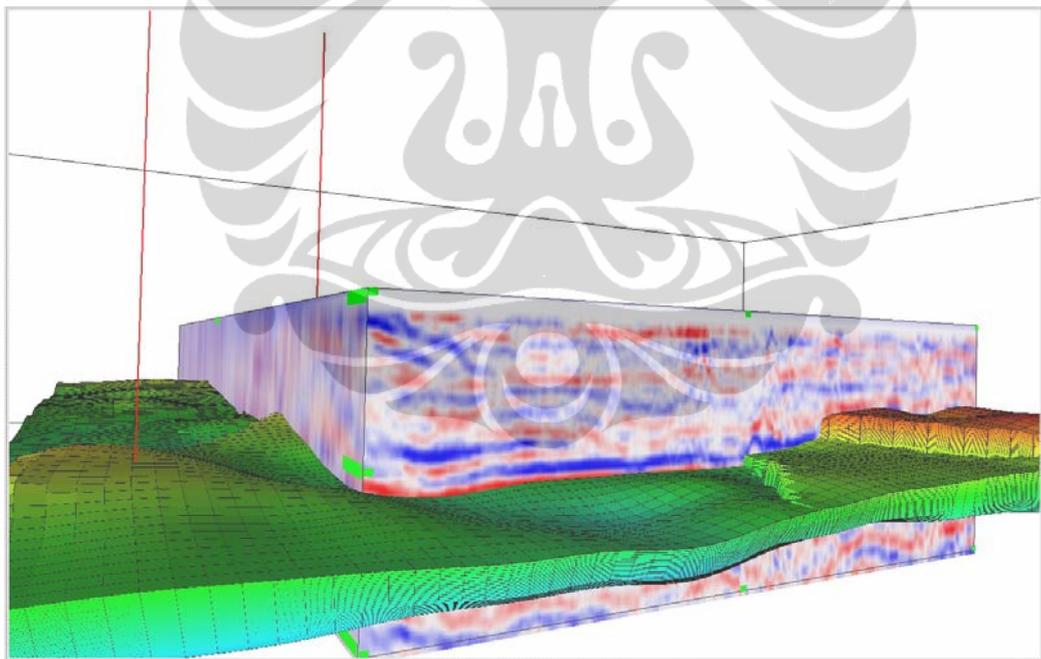
Gambar 4.19. Kenampakan log dari ASCII data (log dengan bentuk menyudut) dioverlay dengan log yang telah di-*upscale* (log dengan bentuk siku)

Resample grid model awal dengan data volume seismik coloured inversion, memberikan hasil tiap-tiap sel yang berukuran 100m x 100 m tersebut memiliki nilai amplitudo. Kualitas pekerjaan *resample* ini pada dasarnya dipengaruhi oleh ukuran sel grid, semakin kecil ukuran sel grid maka, data yang amplitudo yang dibawa akan semakin detail, tetapi dampak dari semakin detail ukuran grid, maka pekerjaan untuk pemodelan iterasi dan realisasi akan membutuhkan waktu yang cukup lama.

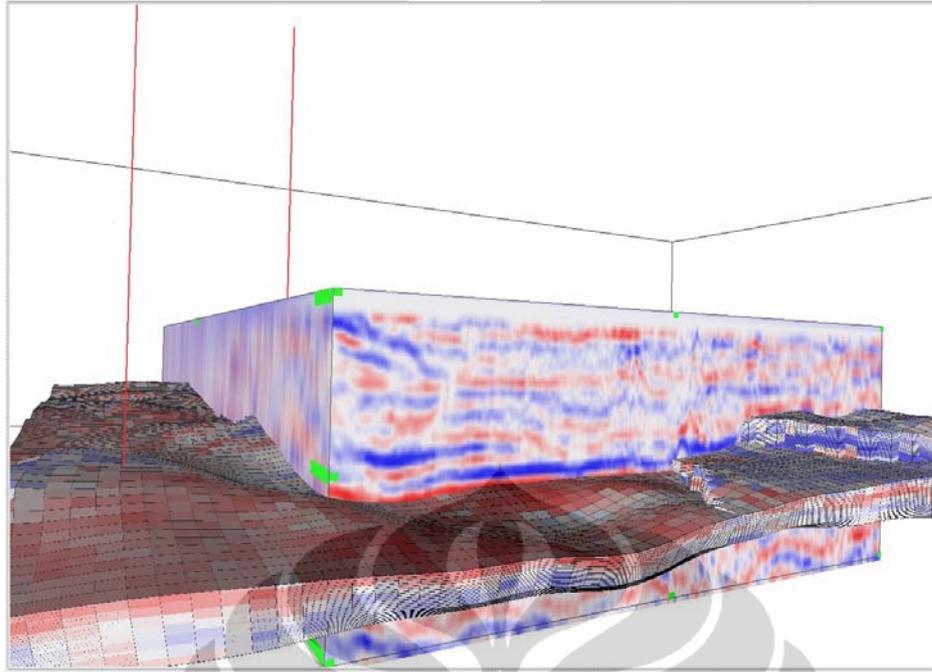
Hasil dari *resample* nilai amplitudo seismik ke dalam grid model terlihat pada Gambar 4.22, dimana sel-sel dari grid model sudah terisi oleh nilai amplitudo. Secara otomatis, sumur-sumur yang telah berbentuk *blocking well* yang menembus sel grid ini juga akan memiliki nilai amplitudo dari *seismic coloured inversion* ini. Korelasi dan uji plot silang antara parameter saturasi awal air dan amplitudo ini akan didasarkan dari hasil *resample* ini.



Gambar 4.20. *Composite display* antara volume seismik, peta struktur kedalaman dan patahan pada Prospek APE



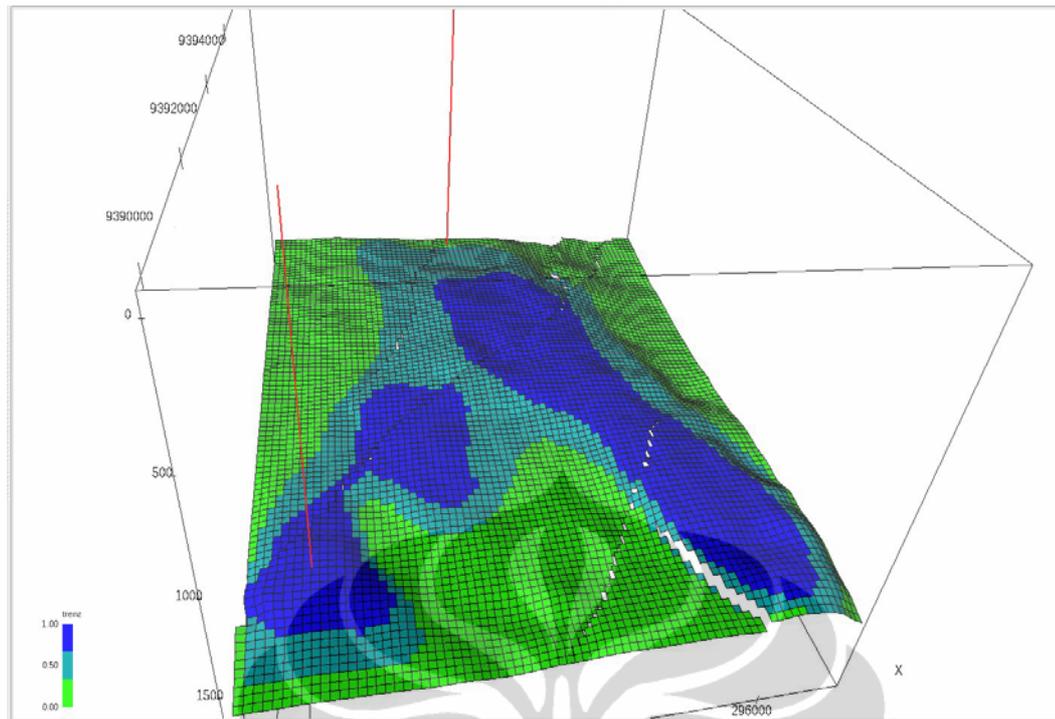
Gambar 4.21. *Composite display* antara volume seismic dengan grid model



Gambar 4.22. Grid model *coloured inversion* yang telah di *resample* dari volume seismik *coloured inversion*

IV.3.4 Model Fasies

Pemodelan fasies pada statik model ini bertujuan untuk mengetahui penyebaran fasies yang kemungkinan akan berkorelasi terhadap sifat petrofisis batuan, seperti porositas maupun permeabilitas. Pada penelitian kali ini, pemodelan fasies dilakukan dengan menggunakan pemodelan *object base model*, dimana pemodelan ini didasarkan atas interpretasi kemungkinan penyebaran dari *grainstone*, *packstone* dan *mudstone* dengan menggunakan analogi Lapangan APA. Pemilihan *object base model* ini juga dikarenakan kurangnya kontrol data sumur di Prospek APE. Gambar 4.23 merupakan fasies model yang dihasilkan berdasarkan interpretasi penyebaran litologi. Warna biru merupakan perwakilan dari fasies *grainstone*, dan biru muda merupakan fasies *packstone*. Kedua fasies ini adalah fasies yang dianggap dapat menjadi reservoir. Warna hijau pada gambar dibawah ini merupakan penyebaran dari fasies *mudstone*, dengan karakter yang menyerupai clay (berbutir halus), fasies ini dianggap sebagai fasies non reservoir yang tidak berkontribusi dalam pengakumulasian hidrokarbon dan perhitungan besar cadangan pada Prospek APE.



Gambar 4.23 Model fasies pada Prospek APE

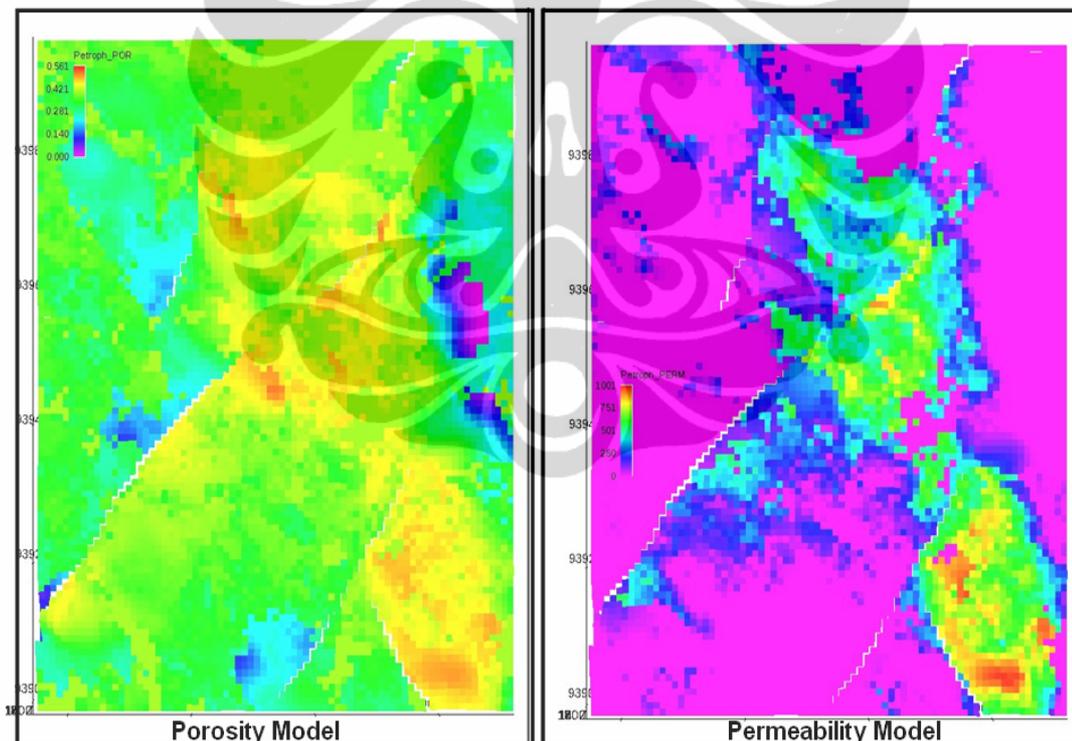
IV.3.5 Model Properti

Properti reservoir yang dilakukan pemodelan pada Prospek APE ini adalah porositas dan permeabilitas. Nilai properti tersebut diperoleh dari data log sumur yang telah diolah dengan menggunakan perangkat lunak ELAN. Secara umum pembuatan model properti yang ada pada prospek ini juga dibobotkan terhadap model fasies. Hal ini disebabkan fasies umumnya akan memiliki hubungan dengan porositas dan permeabilitas. Pada fasies grainstone dan packstone umumnya kan memiliki nilai porositas yang lebih baik dari fasies wackestone ataupun mudstone yang memiliki besar butir yang lebih halus.

Berdasarkan hasil analisa ELAN, porositas reservoir target (zona B) yang ada pada sumur Well#1 dan Well#2 memiliki kisaran antara 0.3 hingga 0.41. Porositas ini tergolong dalam kategori *excellent*, hal ini dikarenakan reservoir Pre-Parigi yang ada di sekitar Prospek APE maupun lapangan APA, telah mengalami proses diagenesis yang menyebabkan hadirnya porositas sekunder. Gambar 4.24 menunjukkan hasil pemodelan properti porositas dan permeabilitas reservoir Pre-Parigi pada Prospek APE. Terlihat bahwa pola penyebaran permeabilitas memiliki kemiripan dengan pola penyebaran porositas. Hasil model

menunjukkan nilai permeabilitas dari prospek ini berkisar antara 0.001mD hingga 1000 mD. *Cutt off* porositas untuk reservoir di daerah ini sekitar 14%, sedangkan untuk permeability nilai 5mD dianggap masih memiliki kemampuan untuk melakukan fluida gas.

Nilai porositas dan permeabilitas ini relatif mirip dengan carácter reservoir yang ada pada Lapangan APA, dimana pada lapangan ini, porositas batuan reservoir juga mencapai lebih dari 30% dan permeabilitasnya tergolong sangat baik, yaitu rata-rata di atas 1 Darcy. Hasil analisa pengamatan petrografi di sumur sekitar prospek ini, kehadiran porositas sekunder memiliki tipe *mikro porosity* dan *vuggy porosity*. Kedua tipe ini diinterpretasikan sebagai kontributor hingga porositas pada batuan ini menjadi *excellent*. Analisa petrografi ini didasarkan atas analisa yang diambil dari data inti batuan (*core*), sehingga kualitas analisisnya cukup dapat dipertanggungjawabkan.

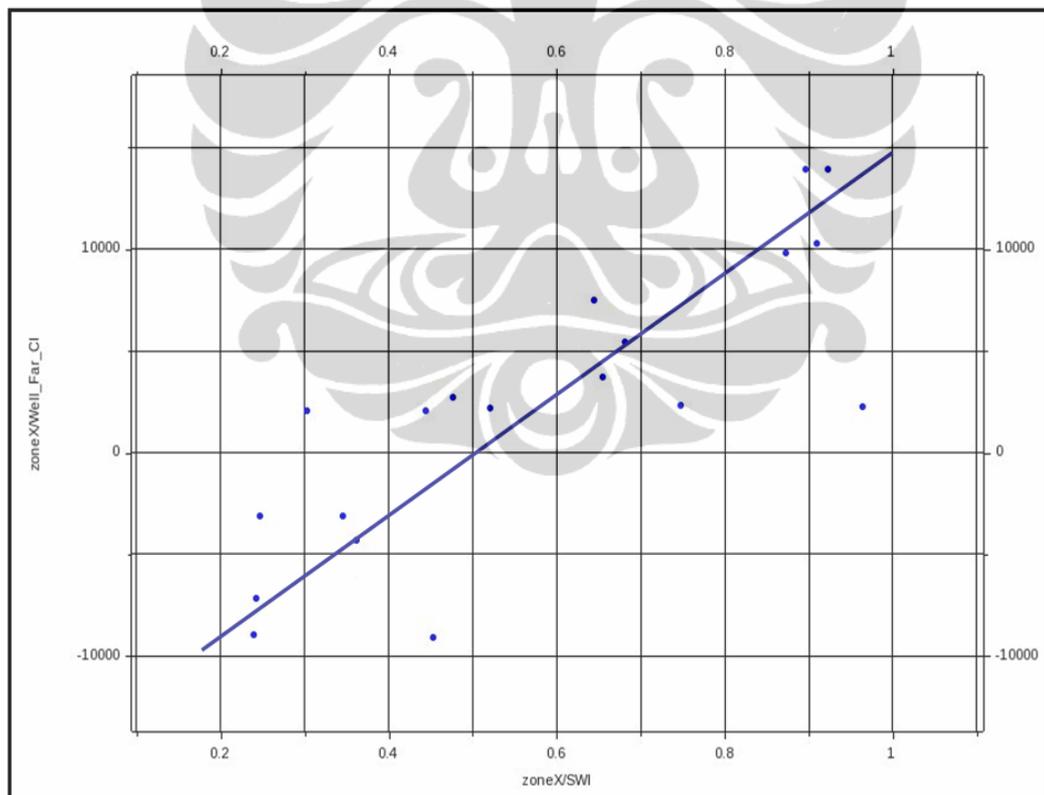


Gambar 4.24. Hasil pemodelan porositas dan permeabilizas pada Prospek APE, pada model porositas warna merah menunjukkan porositas yang tinggi, dan warna biru cenderung memberikan gambaran reservoir dengan porositas *tight*, begitu juga warna pada model permeabilitas, merah menandakan lapisan yang permeabel sedangkan violet menunjukkan permeabilitas rendah.

IV.4 Model Saturasi Air

IV.4.1 Plot Silang *Coloured Inversion* vs Saturasi Air

Plot silang antara saturasi air dan coloured inversion yang telah di masukan ke dalam grid pemodelan dilakukan untuk mencari hubungan antara kedua parameter tersebut. Pada uji silang ini, data sumur yang dilibatkan, tidak hanya sumur *Well#1* dan *Well#2*, tetapi juga melibatkan sumur-sumur di luar prospek APE, hal ini dilakukan untuk memperoleh data yang cukup valid Hasil dari uji silang tersebut menunjukkan korelasi sebesar 0.81 untuk hubungan keduanya. Persamaan yang dihasilkan secara linier dari uji silang tersebut adalah $Y = 23108 * X - 13224$. Gambar uji silang antara saturasi air dan parameter model coloured inversion ditunjukkan oleh gambar 4.25, dari plot silang ini terlihat bahwa semakin besar nilai amplitudo seismic coloured infersion akan memberikan respon saturasi air yang semakin tinggi juga.



Gambar 4.25. Plot silang antara saturasi air (sumbu X) dengan parameter amplitudo *seismic color inversion* (sumbu Y)

Secara garis besar akan diperoleh bahwa keberadaan gas (hidrokarbon) di prospek APE akan memiliki nilai amplitude (coloured inversion) negative,

sehingga table hubungan antara kedua parameter ini berdasarkan persamaan yang dihasilkan oleh uji plot silang terlihat seperti table di bawah ini.

Tabel 4.2. Hubungan antara nilai saturasi air dan nilai amplitudo *coloured inversion*

SWI	Amplitude
0.1	-10913
0.2	-8602
0.3	-6292
0.4	-3981
0.5	-1670
0.6	641
0.7	2952
0.8	5262
0.9	7573
1	9884

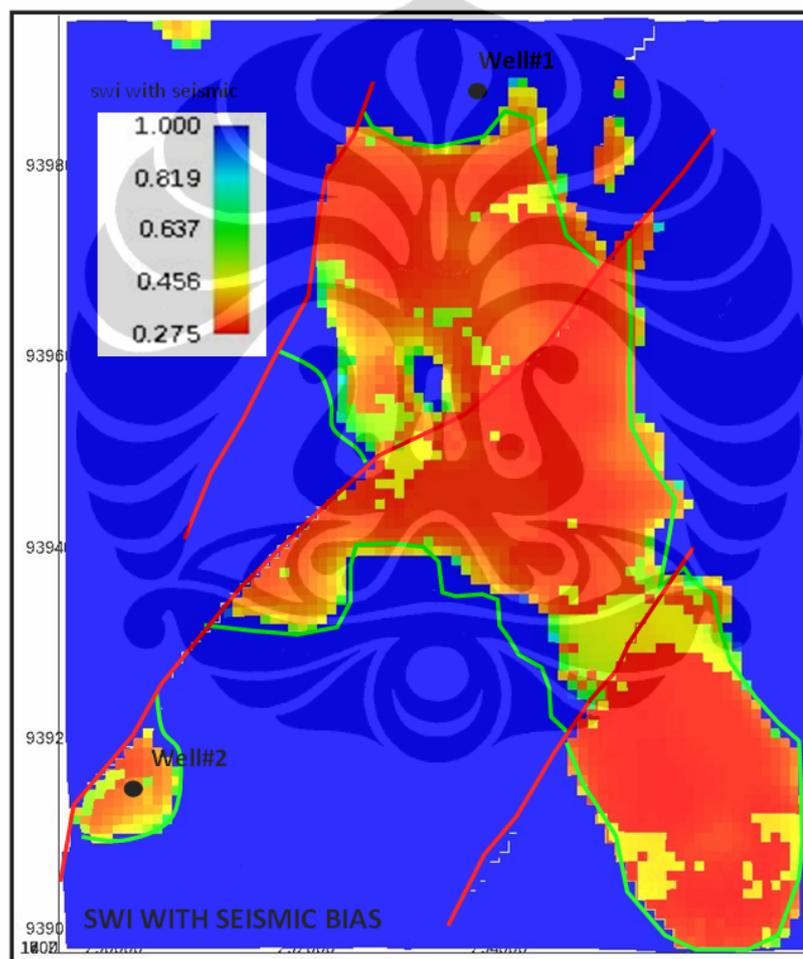
IV.4.2 Water Saturation Modeling

Hasil persamaan korelasi dan uji plot silang antara parameter amplitudo *seismic coloured inversion*, kemudian digunakan sebagai salah satu faktor untuk menentukan penyebaran model saturasi air. Hubungan antara saturasi air dengan nilai amplitudo yang telah diketahui akan menjadi dasar dalam pemodelan ini. Pada pemodelan saturasi ini, level fluida yang digunakan untuk model ini adalah kontak gas dengan air yang ada pada *Well#1*, yaitu pada kedalaman 1581' TVDSS. Asumsi untuk saturasi air maksimal yang digunakan pada pemodelan saturasi ini adalah 100%. Pada pemodelan ini juga melibatkan model porositas dan permeabilitas untuk distribusi penyebaran saturasi air. Gambar 4.26 adalah hasil pemodelan saturasi air dengan data yang diikatkan dengan hasil korelasi antara amplitudo seismic dengan saturasi sumur.

Pada gambar tersebut terlihat, pola penyebaran saturasi air relatif terkontrol oleh penyebaran amplitudo yang bernilai rendah (negative), polygon hijau merupakan batas penyebaran negatif amplitudo *coloured inversion*. Beberapa nilai saturasi yang tinggi pada akumulasi gas di Prospek APE ini kemungkinan besar dipengaruhi juga oleh kondisi permeabilitas, porositas dan parameter amplitudo pada saat pemodelan. Nilai saturasi air pada model ini

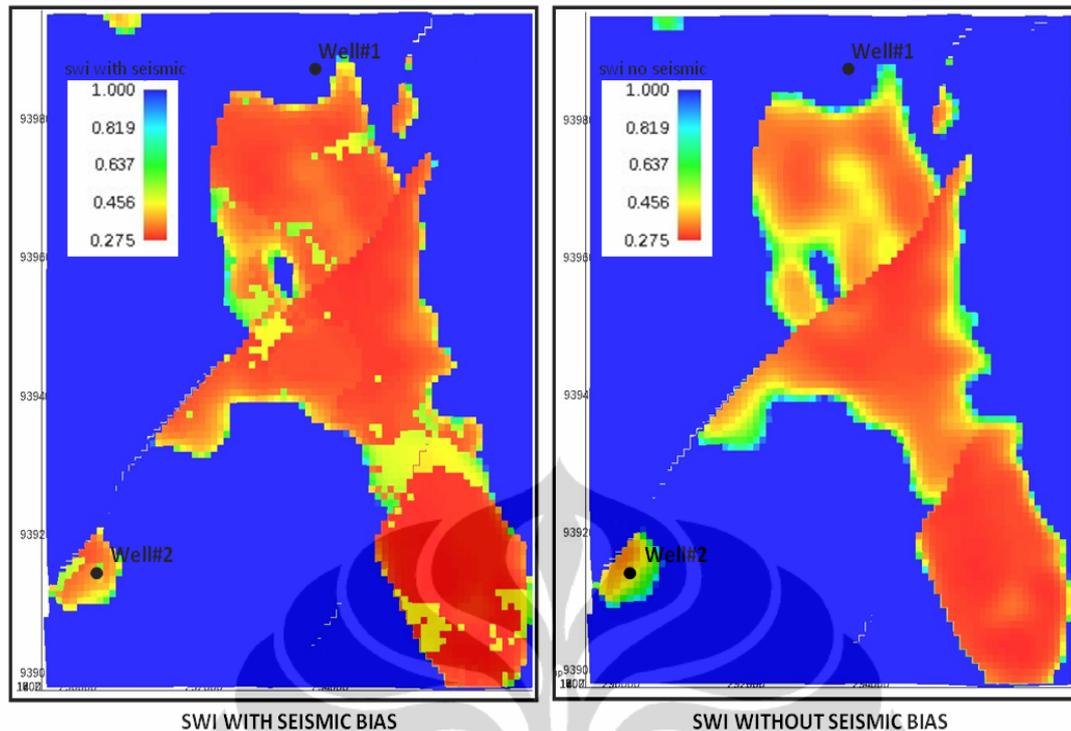
berkisar antara 0.275 hingga 1 dan cut-off saturasi air yang dinilai ekonomis untuk memproduksi gas (hidrokarbon)

Sebagai perbandingan, saturasi air di prospek ini juga dilakukan tanpa melibatkan amplitudo seismik. Hal ini dilakukan untuk mengetahui ketidakpastian dari penyebaran saturasi air pada saat pemodelan hidrokarbon. Dengan menggunakan analogi kolom hidrokarbon yang ada di Lapangan APA, akan diperoleh hubungan antara ketebalan kolom hidrokarbon dengan kandungan saturasi air pada sumur yang menembus gas di batugamping Pre-Parigi ini.



Gambar 4.26. Model saturasi air dengan *overlay* polygon (hijau) penyebaran amplitudo *seismic coloured inversion*

Gambar 4.27 merupakan perbandingan penyebaran saturasi yang dipengaruhi oleh amplitudo seismic dan tanpa pengaruh amplitudo seismic pada sebelah kanan, penyebaran tersebut keduanya juga dikontrol oleh kontak antara gas dan air pada kedalaman 1581 feet TVDSS.



Gambar 4.27. Perbandingan antara model saturasi air dibuat dengan pengaruh amplitudo seismik (kiri) dan tanpa pengaruh amplitudo seismik (kanan)

Perbandingan kedua saturasi ini dibuat sebagai sensitifitas ketidakpastian dari penyebaran saturasi air, hal ini dilakukan mengingat pada prospek ini belum ada sumur yang menembus lapisan hidrokarbon (gas) yang memiliki ketebalan kolom gas yang signifikan. Pada prospek ini, hanya *Well#2* yang menunjukkan indikasi gas dari log resistivitas, gas chromatograph dan memiliki ketebalan sebesar 5 ft.

Berdasarkan hasil pemodelan pada kedua penyebaran tersebut penyebaran saturasi air dengan pengaruh amplitudo *seismic inversion* memiliki akan memiliki variasi nilai saturasi yang relatif tinggi dan relatif heterogen penyebarannya secara lateral. Kondisi yang lebih heterogen ini kemungkinan disebabkan karena pengaruh penyebaran nilai amplitudo, porositas dan permeabilitas. Sedangkan pada pemodelan saturasi air tanpa pengaruh seismik akan memperlihatkan penyebaran yang relative seragam secara lateral, dan perubahan saturasi air ini cenderung akibat perbedaan kedalaman, hal ini terlihat dari pola penyebaran yang relative mengikuti bentuk struktur dari Prospek APE. Kedua model ini memiliki nilai kisaran saturasi air dari 0.275 hingga 1. Pada model saturasi tersebut,

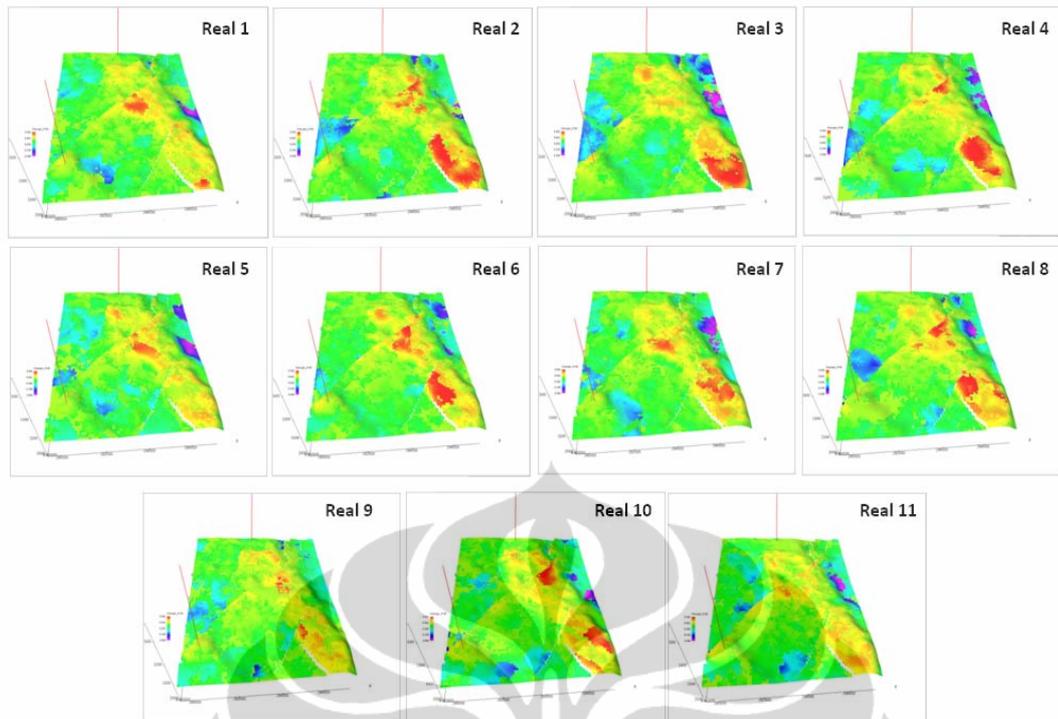
bagian atas dari reservoir Pre-Parigi di *Well#1* menunjukkan nilai 100% saturasi air sedangkan pada *Well#2* nilai saturasi airnya 33%.

IV. 4.3. Realisasi Model

Realisasi merupakan bentuk kuantifikasi ketidakpastian dari hasil pemodelan. Dengan kontrol data yang berupa 2 sumur eksplorasi dan nilai amplitudo serta nilai properti reservoir (porositas, permeabilitas dan saturasi air) pada prospek ini, realisasi digunakan untuk menghitung berbagai kemungkinan penyebaran petrofisik reservoir. Pada penelitian kali ini, dilakukan 11 realisasi untuk mengetahui pola penyebaran dari masing-masing property dan hasil perhitungan volumetrik yang berisi hidrokarbon di Prospek APE. Gambar 4.28 merupakan hasil realisasi dari penyebaran porositas di prospek APE, penyebaran porositas ini akan mempengaruhi penyebaran permeabilitas dan saturasi air.

Realisasi nomer 3 diinterpretasikan sebagai *mostlikely case* untuk pemodelan di prospek ini, hal ini didasarkan porositas model pada realisasi ini cocok dan *match* dengan penyebaran fasies. Pada fasies *shale (mudstone)* porositas di realisasi 3 ini menunjukkan nilai yang rendah, dan pada fasies *grainstone* nilai porositasnya berkisar antara 20 hingga 32%. Pembuatan 11 realisasi ini dilakukan untuk melihat kebolehjadian penyebaran model property yang ada pada Prospek APE. Penyebaran property ini didasarkan atas penyebaran fasies dan amplitudo seismic pada saat pemodelan saturasi hidrokarbon.

Berdasarkan hasil realisasi yang dilakukan di daerah APE, 11 realisasi menunjukkan bahwa bagian selatan dari prospek APE ini memiliki reservoir karakter yang lebih baik dibandingkan daerah lainnya, pada realisasi model porosity ditandai dengan kehadiran warna merah sebagai perwakilan nilai porositas diatas 38%. Pekerjaan pembuatan realisasi ini bertujuan untuk mengurangi tingkat resiko eksplorasi yang ada pada Prospek APE ini, disamping itu dengan adanya realisasi, tingkat ketidakpastian dari penyebaran properti reservoir menjadi lebih sempit.



Gambar 4.28. Realisasi penyebaran petrofisik porositas pada Prospek APE

V. PEMBAHASAN DAN DISKUSI

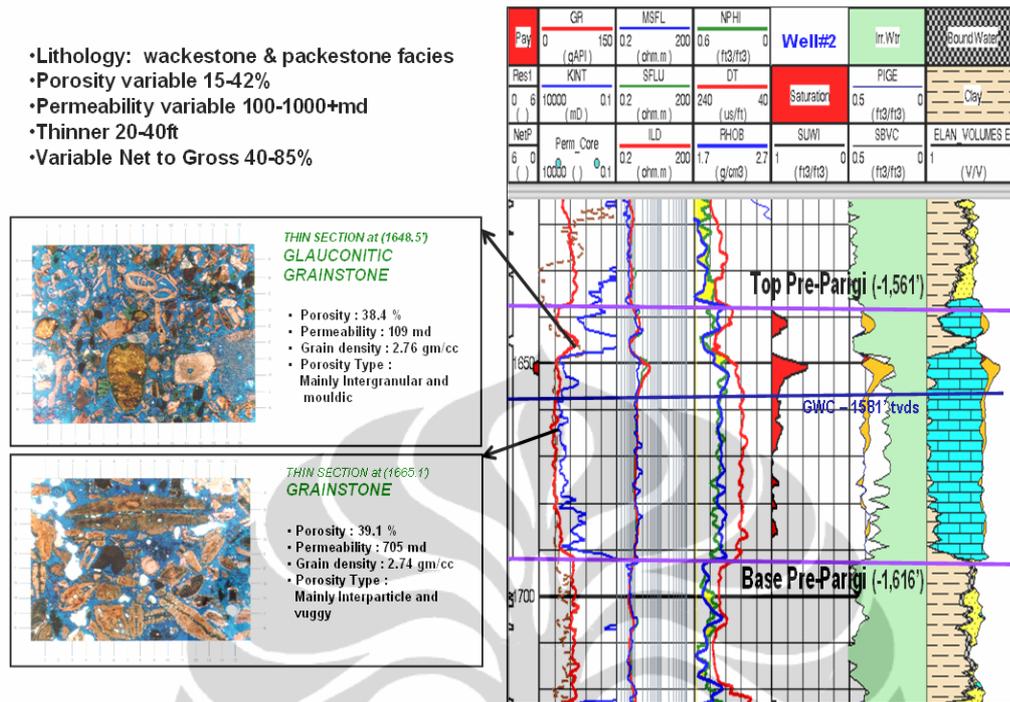
Pada dasarnya penelitian ini merupakan integrasi dan gabungan dari beberapa disiplin ilmu yang saling menunjang satu dan lainnya. Pemodelan saturasi air dengan menggunakan data seismik akan melibatkan disiplin ilmu mengenai geofisika, geologi, *reservoir engineering* dan ilmu petrofisika, sehingga hasil akhir yang berupa kemungkinan lokasi titik pengeboran untuk pengembangan struktur prospek ini akan didapatkan berdasarkan analisa yang telah dilakukan secara optimal.

V.I. Analisa Geologi

Reservoir di daerah studi, area Prospek APE merupakan bagian dari area yang telah terbukti sebagai penghasil hidrokarbon, yang tersusun oleh batugamping hasil dari rombakan batugamping terumbu dari Formasi Pre-Parigi. Reservoir utama pada formasi ini berupa *packstone*, dimana batugamping ini memiliki karakter seperti batuan sedimen klastik, pada batugamping ini dicirikan oleh *grain-supported*, dimana batuan karbonat ini tersusun oleh butiran-butiran hasil rombakan koral dan terumbu karang. Secara umum batuan ini memiliki ketebalan yang cukup bervariasi, mulai 30 hingga 180 kaki, secara lengkap tipe log dari daerah studi terdapat pada gambar 5.1. Pada gambar tersebut memperlihatkan tipikal reservoir yang ada di Prospek APE, karakter reservoir diambil dari *Well#2*, yang didominasi oleh fasies batuan *wackestone* dan *packstone*. Reservoir di lapisan ini memiliki karakter yang sangat bagus sebagai penyimpan hidrokarbon dengan porositas yang termasuk *excellent*, yaitu berkisar antara 15 hingga 42 persen.

Porositas yang sangat besar ini disebabkan adanya kehadiran porositas sekunder pada lapisan batuan di Pre-parigi akibat proses diagenesa. Tipe porositas yang ada pada sumur ini berupa mikro-porositas dan porositas *vuggy*. Sedangkan berdasarkan pengukuran data batuan inti pada sumur ini, memiliki nilai permeabilitas antara 100-1000mDarcy. Di beberapa tempat lapisan batuan ini memiliki rasio *net to gross* antara 40 hingga 85%, nilai rasio ini tergantung dari kehadiran rasio antara *packstone/wackestone* dengan *mudstone* (batuan

karbonat yang tersusun oleh material *mud-supported*). Semakin tebal kehadiran *packstone* dan *wackstone*, maka rasio *nett to gross* akan semakin besar.



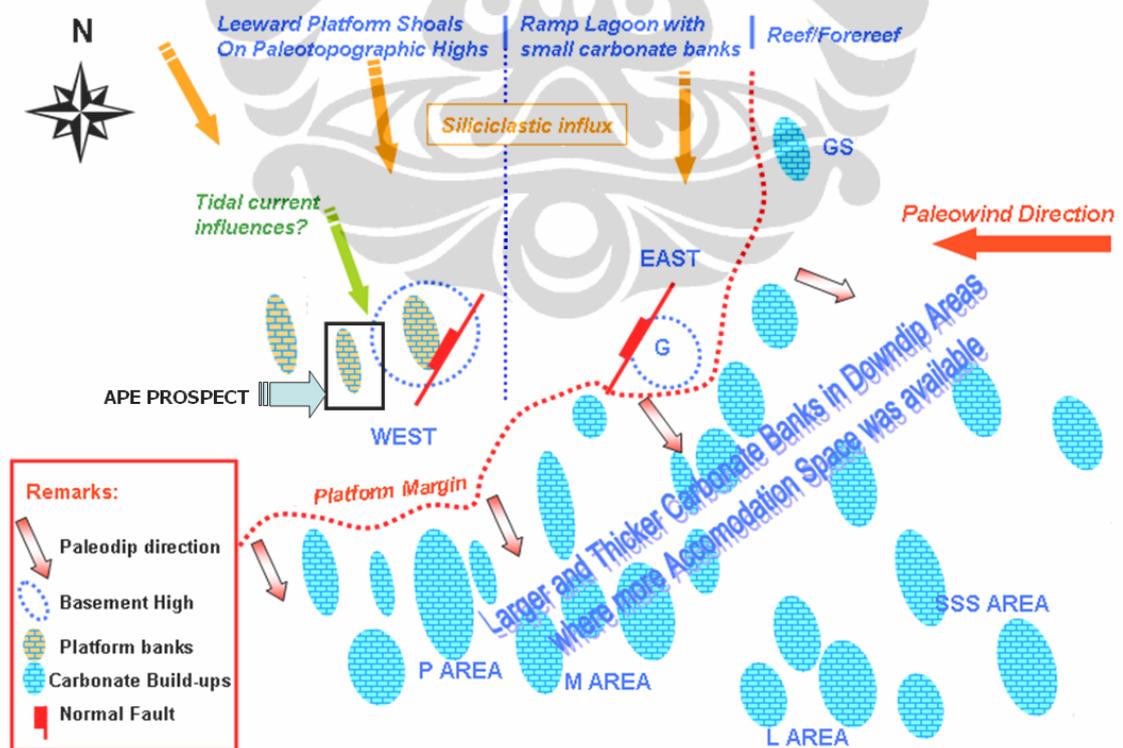
Gambar 5.1 Tipe log formasi Pre-Parigi pada Prospek APE

Secara regional kontak air pada formasi ini diinterpretasikan terpisah antara struktur karbonat yang satu dengan yang lainnya, kontak fluidanya tergantung dari kedalaman *spill point* dari *mound* karbonat. Pada prospekt APE ini, kontak fluida diyakini berada pada kedalaman 1581 feet, seperti yang terlihat dari rekaman log pada *Well#2*. Sumur eksplorasi ini merupakan sumur kunci di Prospek APE, karena dari sumur ini, asumsi batas penyebaran hidrokarbon gas diambil, walaupun keberadaan hidrokarbon yang ada pada *Well#2* hanya 5 feet ketebalannya.

Geologi regional Formasi Pre-Parigi di Cekungan Laut Jawa Barat Utara memperlihatkan bahwa pada masa ini terjadi kenaikan muka air laut, hingga terbentuk endapan sedimen laut dangkal yang berupa batugamping. Penyebaran batugamping pada masa ini cukup melampar pada cekungan Jawa Barat Utara, dan beberapa cekungan Asri/Sunda. Secara regional posisi prospek APE pada masa Akhir Miosen berada pada daerah di belakang gugusan karbonat *build up*, seperti yang digambarkan pada gambar 5.2. Batuan karbonat pada prospek APE akan memiliki karakter yang sama dengan batuan karbonat pada Lapangan APA,

yang terletak disebelah baratnya. Diagenesa batugamping yang ada pada prospek ini berupa batugamping yang berbentuk *platform bank* (onggokan) yang umumnya terletak di daerah *lagoon* atau laut yang relatif tertutup. Batugamping yang terendapkan pada daerah ini berupa batugamping rombakan dari Area P, M dan L (lihat gambar), sehingga karakter klastika cukup kuat pada batuan di prospek ini. Berdasarkan gambar paleosedimentasi tersebut terlihat bahwa kemiringan topografi pada masa Miosen Akhir berarah menuju tenggara, dengan jurus (*strike*) berarah Barat Daya – Timur Laut.

Beberapa batugamping *build up* pada Formasi Pre-Parigi berasosiasi dengan adanya kenaikan (*uplifting*) dari basement, dan hampir semua kehadiran onggokan batugamping di sekitar Prospek APE dipengaruhi tinggian pada masa sebelum batuan ini diendapkan. Pola penyebaran batugamping dan fasies pada prospek APE untuk pemodelan didasarkan atas asumsi dan interpretasi dari penyebaran batugamping pada gambar paleo-sedimentasi tersebut. Pada masa ini aktifitas struktur relatif kecil, hanya beberapa patahan yang mungkin hadir pada masa ini, dan kemungkinan patahan yang hadir diinterpretasikan akibat adanya pembebanan sedimen selama masa pengendapan.

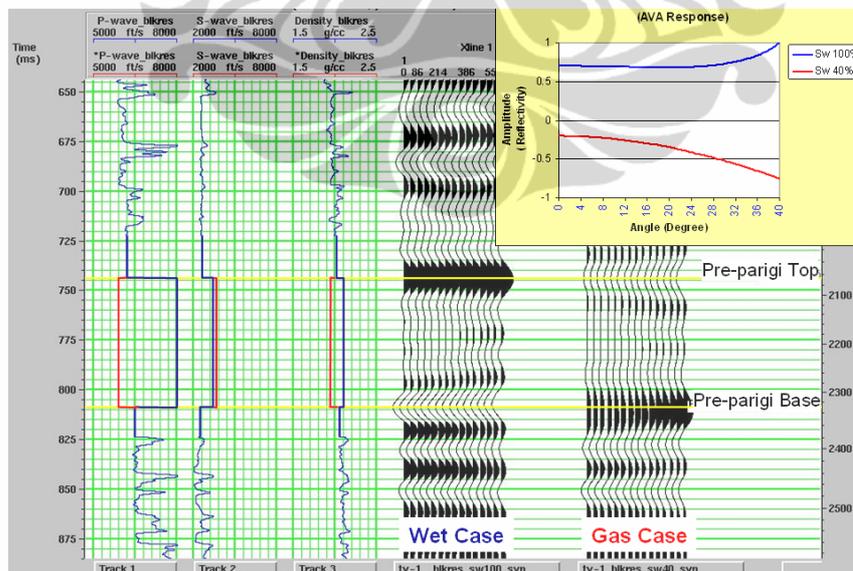


Gambar 5.2 Paleosedimentasi Pre-Parigi di daerah Prospek APE (*internal report, 2004*)

V.2. Korelasi Saturasi Air dan Keberadaan Gas

Di beberapa lapangan dan area konsesi Laut Jawa Barat Utara, *seismic coloured inversion* telah terbukti untuk mengetahui keberadaan hidrokarbon, terutama yang mengandung gas di reservoir Pre-Parigi. Pada Lapangan APA yang telah terbukti memproduksi gas, memiliki karakter amplitudo yang sama dengan Prospek APE, dimana pada daerah yang memiliki saturasi air rendah (zona hidrokarbon) akan memiliki nilai amplitudo *coloured inversion* yang rendah.

Far coloured inversion memiliki sensitivitas yang cukup tinggi untuk mendeterminasi keberadaan gas di lapangan-lapangan Laut Jawa Utara, dibandingkan dengan *near coloured inversion* ataupun amplitudo dari *full stack*. Hasil modeling dari sumur TOYA-1 (Gambar 5.3) pada daerah ONWJ respon AVA (Amplitude versus Angle), yang berisi 100% Sw menunjukkan kenaikan nilai amplitudo pada sudut yang besar, sedangkan pemodelan AVA dengan mengisi saturasi gas sebesar 40% nilai amplitudonya akan mengecil seiring dengan meningkatnya sudut. Sehingga dari sini dapat diketahui bahwa *coloured inversion* pada sudut besar (Far) akan memberikan nilai strong amplitudo negatif pada reservoir yang berisi gas dibandingkan dengan respon gas pada sudut yang lebih kecil.



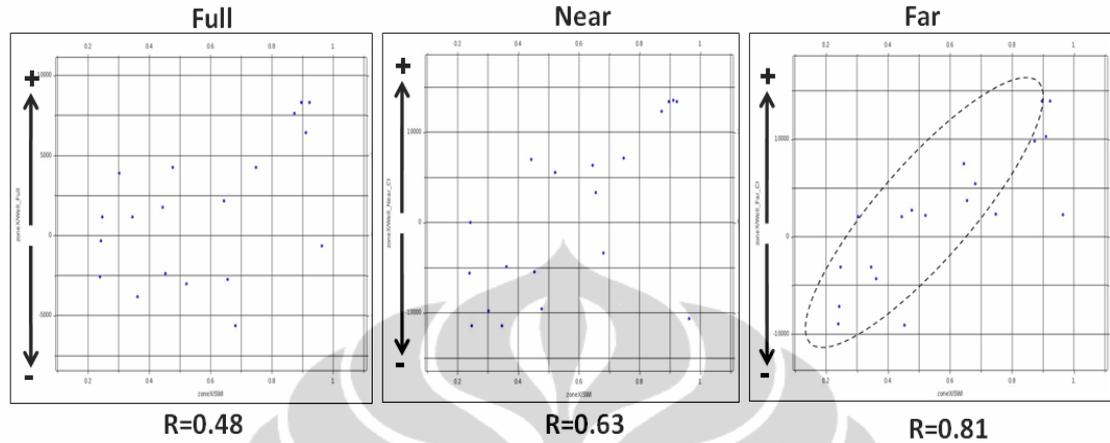
Gambar 5.3 Model AVA (Amplitude vs Angle) pada sumur TOYA-1 yang memperlihatkan adanya penurunan nilai amplitudo pada saat reservoir terjenuhkan oleh gas sebesar 40%

Secara umum studi ini juga menunjukkan hasil dari impedansi akustik yang telah mengalami inversi. Seperti diketahui sebelumnya, bahwa impedansi dari seismik akan dipengaruhi oleh dua parameter, yaitu densitas dan kecepatan rambat gelombang yang melalui media (batuan dan fluida). Pada saat gelombang seismik menjalar melalui fluida gas, kecepatan rambat gelombang akan mengalami penurunan, sehingga secara langsung impedansi seismik akan menunjukkan nilai yang lebih rendah dibandingkan gelombang seismik melalui fluida air ataupun minyak. Respon amplitudo yang berisi hidrokarbon gas, juga akan mengalami penurunan yang signifikan, sehingga akan terlihat *strong negative amplitude* pada reservoir gas.

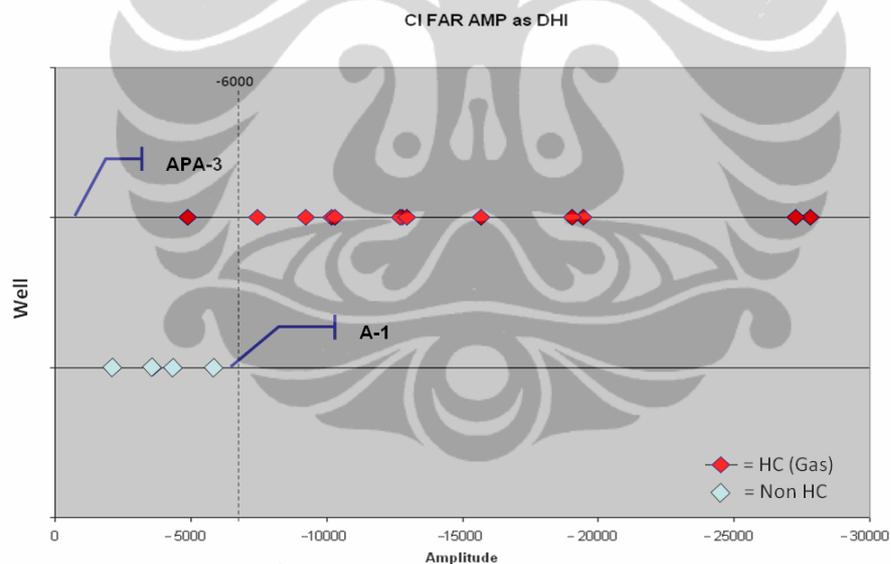
Perbandingan plot silang antara sumur-sumur di sekitar Prospek APE dan Lapangan APA dengan menggunakan perangkat lunak RMS-Roxar, terlihat pada Gambar 5.4. Pada Gambar tersebut memperlihatkan hubungan antara nilai amplitudo yang ada pada volume seismik *full stack*, *near coloured inversion* dan *far coloured inversion* dengan saturasi air. Nilai-nilai ini diekstrak dari data sumur yang melewati model grid yang telah terisi oleh parameter petrofisika. Pada *full stack*, terlihat bahwa pola antara kedua parameter dalam plot silang tersebut relatif menyebar, sehingga akan sangat sulit untuk menentukan hubungan antara saturasi air dengan nilai amplitudo. Koefisien korelasi pada *full stack* hanya menghasilkan nilai 0.48, berbeda dengan penggunaan *coloured inversion*, nilai koefisien korelasi dari kedua parameter tersebut lebih tinggi dan lebih terorientasi penyebarannya. *Near coloured inversion* memberikan nilai koefisien korelasi 0.63, sedangkan *far coloured inversion* memberikan nilai yang jauh lebih baik, yaitu 0,81.

Berdasarkan plot silang ini terlihat bahwa *far coloured inversion* lebih baik dalam mendeterminasi hubungan antara saturasi air dan amplitudonya dibandingkan dengan *near volume*, di daerah penelitian terlihat bahwa gas berasosiasi dengan nilai amplitudo negatif. Uji sensitifitas dilakukan dengan membandingkan dua buah sumur yang ada di sekitar daerah penelitian, yaitu sumur A-1 yang merupakan sumur *wet*, dengan sumur yang direksional yang posisinya hampir horisontal, yaitu sumur APA-3. Sumur APA-3 ini menembus kurang lebih 1000 feet kolom gas, dan merupakan sumur produksi di lapangan APA. Gambar 5.5 merupakan perbandingan nilai amplitudo seismik *far* pada

sumur A-1 yang non hidrokarbon dan sumur APA-3 yang merupakan sumur produksi gas. Pada kedua sumur tersebut terlihat semakin kecil nilai amplitudonya akan memiliki respon yang cukup signifikan terhadap keberadaan gas di daerah sekitar penelitian ini.



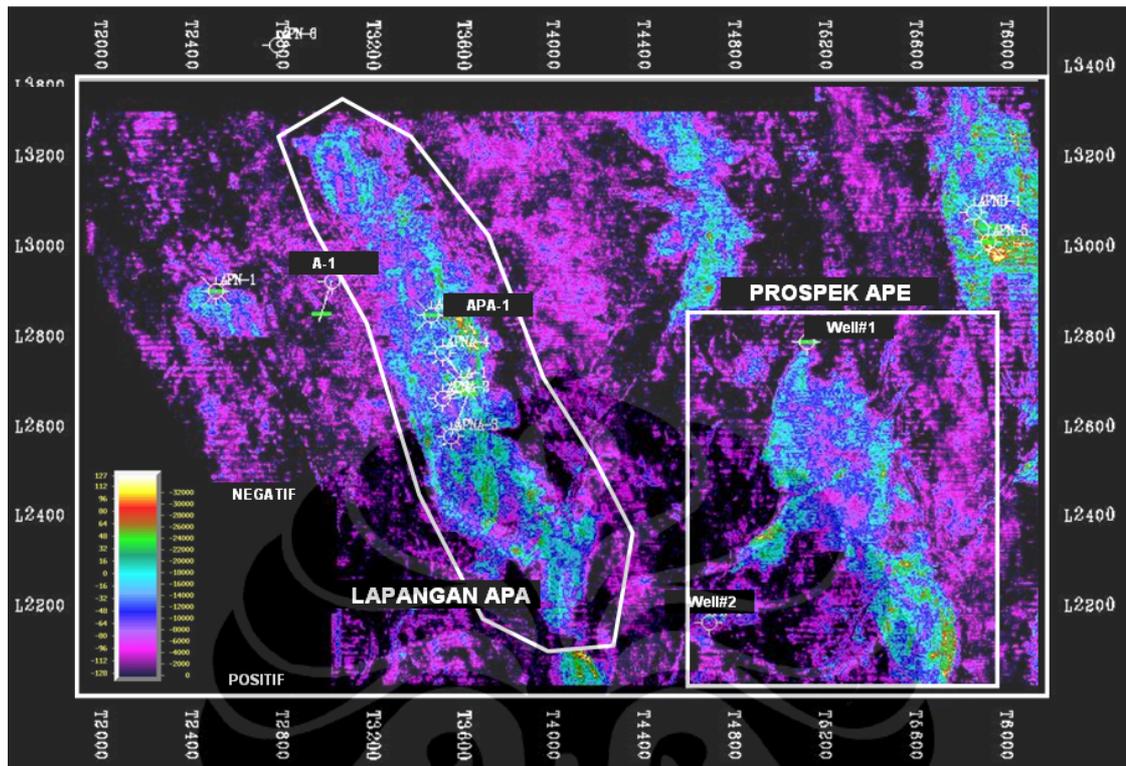
Gambar 5.4 Perbandingan plot silang nilai amplitudo vs SWI



Gambar 5.5 Perbandingan nilai amplitudo Far untuk sumur A-1 dengan APA-3

Gambar 5.6 merupakan tampilan nilai amplitudo dari seismik *far*, yang diambil pada bagian atas reservoir Pre-Parigi di daerah penelitian. Prospek APE yang lokasinya berada di sebelah timur Lapangan APA memiliki karakter nilai amplitudo yang sama, dimana pada kedua tempat tersebut memiliki nilai amplitudo yang sangat kecil (ditandai dengan warna biru hingga kuning).

Sehingga prospek APE, diinterpretasikan akan memiliki kolom gas yang cukup signifikan.



Gambar 5.5 Penyebaran amplitudo seismik *far* di sekitar Prospek APE.

V.3. Volumetrik

Perhitungan volume reservoir yang ada di prospek berdasarkan hasil pemodelan akan diperoleh tiga jenis volume; yaitu volume *bulk*, volume pori dan HCPV. Volume *bulk* merupakan volume tangki reservoir yang dibatasi oleh kontak fluida, sehingga perhitungan volumenya pada bagian bawah adalah kontur kedalaman 1581' TVDSS hingga lapisan atas dari reservoir. Volume ini juga sering disebut sebagai BRV (*bulk rock volume*). Sedangkan volume pori merupakan volume batuan (BRV) yang dikalikan dengan porositas batuan, sehingga volume yang didapat merupakan volume pori dari suatu tubuh batuan.

HCPV (*Hydrocarbon Pore Volume*) merupakan volume porositas batuan yang terjenuhkan oleh saturasi hidrokarbon, sehingga HCPV mencerminkan penyebaran ketebalan hidrokarbon pada suatu prospek. Table 5.1 merupakan table perhitungan volumetric prospek APE yang berupa volume *bulk*, pori dan HCPV. Berdasarkan hasil perhitungan volume tersebut, realisasi 3 yang merupakan *mostlikely case* atau P(50) memiliki HCPV sebesar 49.090,92 acre ft,

sedangkan untuk P10 merupakan hasil dari realisasi 8, yaitu 50.429,45 acre ft. P90 atau kemungkinan yang sering muncul terdapat pada realisasi 4, dengan besarnya HCPV 48.418,8 acre ft.

Tabel 5.1 Volume hidrokarbon prospek APE berdasarkan hasil realisasi

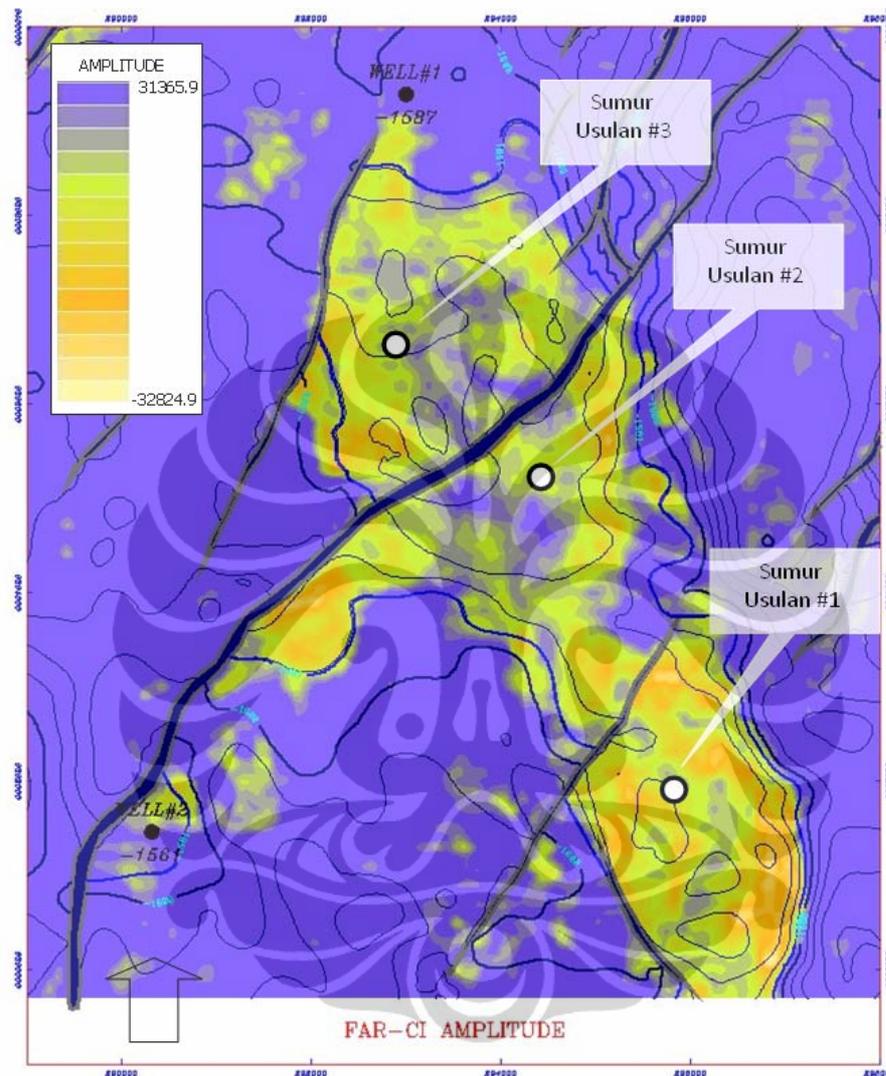
Realisasi	Volume (Acre ft)		
	Bulk	Pore	HCPV
1	201,578.67	68,738.33	49,422.86
2	202,070.11	69,310.05	49,764.62
3	201,344.97	68,658.63	49,090.92
4	197,180.26	67,435.65	48,418.80
5	200,233.34	68,479.80	49,236.98
6	200,761.84	68,861.31	49,304.70
7	199,987.59	68,395.76	49,108.15
8	205,684.21	70,138.31	50,429.45
9	199,803.64	68,133.04	48,851.39
10	198,803.30	67,990.73	48,817.34
11	196,442.57	67,379.80	48,446.08

V.4. Rekomendasi

Struktur Prospek APE yang dipengaruhi kuat oleh proses sedimentasi pembentukan karbonat *bank* secara sekilas terbagi menjadi tiga kompartemen. Kompartemen yang membagi prospek ini terkontrol oleh keberadaan patahan normal yang berarah Barat Daya - Timur Laut. Sedikitnya ada tiga titik sumur usulan yang ada pada prospek ini. Sumur usulan yang pertama terletak di daerah selatan struktur APE, satu sumur usulan di daerah tengah dan sumur usulan yang terakhir berada di daerah utara. Ketiga sumur usulan ini dipisahkan oleh keberadaan patahan. Prioritas pengeboran sumur usulan di daerah selatan prospek APE didasarkan atas posisi struktur yang lebih tinggi dari kedua kompartemen lainnya, disamping itu nilai amplitudo dari seismik *far* di daerah selatan memiliki nilai yang sangat kecil (*strong negative amplitude*), sehingga kemungkinan keberadaan hidrokarbon di daerah ini sangat besar.

Optimisasi pada saat pengeboran, guna mendapatkan produksi yang besar, sumur usulan yang akan di bor pada prospek ini dibuat sebagai sumur terarah dan cenderung horisontal. Hal ini dilakukan agar reservoir yang terekspose pada sumur yang melewati Pre-Parigi ini cukup panjang, sehingga gas yang didapat akan optimal. Berdasarkan karakter sumur yang ada di Lapangan APA, sumur produksi yang optimum untuk menguras gas yang ada di reservoir adalah sumur horisontal dengan panjang *section* horisontalnya berkisar antara 800 feet hingga

1000 feet. Gambar 5.7 merupakan peta kontur struktur kedalaman yang ditampilkan dengan penyebaran amplitudo seismik *far* dengan titik-titik usulan sumur pengeboran yang berjumlah 3 sumur.



Gambar 5.7 Usulan sumur pengeboran di Prospek APE

VI. KESIMPULAN

Hasil studi di daerah penelitian, memberikan kesimpulan mengenai penggunaan seismik *coloured inversion* dalam pemodelan saturasi air di Prospek APE sebagai berikut:

1. Fasies litologi di daerah penelitian dibagi menjadi tiga, yaitu *shale (mudstone)*, *wackestone* dan *grainstone*. Target reservoir di daerah penelitian berupa batugamping hasil rombakan (*grainstone*) dan memiliki reservoir karakter yang sangat baik, dengan porositas berkisar antara 30-40 % dan permeabilitas rata-rata mendekati 1000 mDarcy.
2. Amplitudo seismik *far coloured inversion* memberikan korelasi yang lebih baik dalam mendeterminasi saturasi air dibandingkan seismik *full stack* ataupun *near coloured inversion*.
3. Pada seismik *far coloured inversion*, keberadaan hidrokarbon gas di Prospek APE akan memberikan nilai amplitudo *strong minimum* (negatif), sedangkan zona water (non hidrokarbon) amplitudonya menunjukkan nilai positif. Reservoir dengan *cut off* Sw 40% akan memberikan nilai amplitudo berkisar antara -4000 hingga -6000
4. Berdasarkan hasil 11 realisasi yang dilakukan di daerah penelitian, secara total HCPV (*Hydrocarbon Pore Volume*) di Prospek APE memiliki nilai

	Volume (Acre ft)		
	Bulk	Pore	HCPV
P90	197,180.26	67,435.65	48,418.80
P50	200,761.84	68,861.31	49,304.70
P10	205,684.21	70,138.31	50,429.45

5. Sedikitnya ada tiga sumur usulan yang dapat diajukan pada prospek ini untuk dilakukan pemboran, yaitu di sebelah selatan Prospek APE yang memiliki nilai amplitudo paling rendah (*strong negatif*). Sumur usulan yang lainnya berada di bagian tengah prospek dan pada bagian utara prospek, sumur usulan ini diharapkan memiliki tipe horisontal, guna mengoptimalkan produksi gas di reservoir Pre-Parigi ini.

Daftar Acuan

- Adnan, A., Sukowitono, and Supriyanto, 1991, *Jatibarang sub basin – a half graben model in the onshore of northwest Java*: Proceedings of the Twentieth Annual Convention, Indonesian Petroleum Association, v. 1, p. 279-297.
- ARK CLS, 2000, ARK CLS Seismic Coloured Inversion V3.0, ARK CLS Limited, Copyright © 2000 - 2010 ARK CLS Limited; <http://www.arkcls.com/docs/sa/sci/index.html>
- Bishop, M.G., 2000, *Petroleum Systems of the Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatra*, USGS Report.
- Carter, D., and Hutabarat, M., 1994, *The geometry and seismic character of mid-Late Miocene carbonate sequences, SS area, offshore northwest Java*: Proceedings of the Twenty Third Annual Convention Indonesian Petroleum Association, v.1, p. 323-338.
- Darman, H. & Sidi, F., 2000, *An Outline of The Geology of Indonesia*, Ikatan Ahli Geologi Indonesia
- Haposan, N., Mitterer, Richard M., and Morelos-Garcia, J. A., 1997, *Differentiation of oils from the NW Java Basin into three oil types based on biomarker composition*, in Howes, J. V. C., and Noble, R. A., eds., Proceedings of an International Conference on Petroleum Systems of SE Asia & Australasia: Indonesian Petroleum Association, p. 667-679.
- Internal Report, 2004, **Parigi-PreParigi Study**, ONWJ, West Java Ltd
- Lancaster S, Whitcombe D, 2000, *Fast-track ‘ Coloured Inversion’*, SEG, Calgary
- Lau A., Dai J.A, Flack B, 2005, *Coloured Inversion: Application in a Tertiary Basin Offshore China*, Offshore Technology Conference, Houston, Texas
- Materi Perkuliahan Well Logging, UI, Jakarta, 2009
- Noble, Ron A., Pratomo, Kakung H., Nugrahanto, Kuntadi, Ibrahim, Anditya, M. T., Prasetya, Indra, Mujahidin, Nizar, Wu, C. H., and Howes, J. V. C. 1997, *Petroleum systems of Northwest Java, Indonesia*, in Howes, J. V. C., and Noble, R. A., eds., Proceedings of an International Conference on Petroleum Systems of SE Asia & Australasia: Indonesian Petroleum Association, p. 585-600.

- Pendrel J., 2006, *Seismic Inversion – Still the Best Tool for Reservoir Characterization*, CSEG-January
- Pertamina BPPKA, 1996, *Petroleum Geology of Indonesian Basins; Principles, Methods and Application*, Volume III, West Java Sea Basins.
- Suprajitno, M., 2000, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA*, Universitas Indonesia, Depok
- Velzeboer, C.J. 1981. *The theoretical seismic reflection response of sedimentary sequences*. Geophysics Vol. 46. No. 6, 843-853
- Walden, A.T. and Hosken, J.W.J. 1985. *An investigation of the spectral properties of primary reflection coefficients*. Geophysical Prospecting, 33, 400-435
- Wicaksono, P., Armon, J. W., and Haryono, S., 1992, *The implications of basin modeling for exploration – Sunda Basin case study, offshore southeast Sumatra*: Proceedings of the Twenty First Annual Convention Indonesian Petroleum Association, v. 1, p. 379-415.
- Yaman, F., Ambismar, T., Budhari, T., 1991, *Gas exploration in Parigi and pre-Parigi carbonate buildups, NW Java Sea*: Proceedings of the Twentieth Annual Convention Indonesian Petroleum Association, v. 1, p. 319-346.

LAMPIRAN

Lampiran 1. Klasifikasi batuan karbonat Dunham (1962)

Lampiran 2. Plot silang antara Amplitudo *full stack* dengan nilai GR

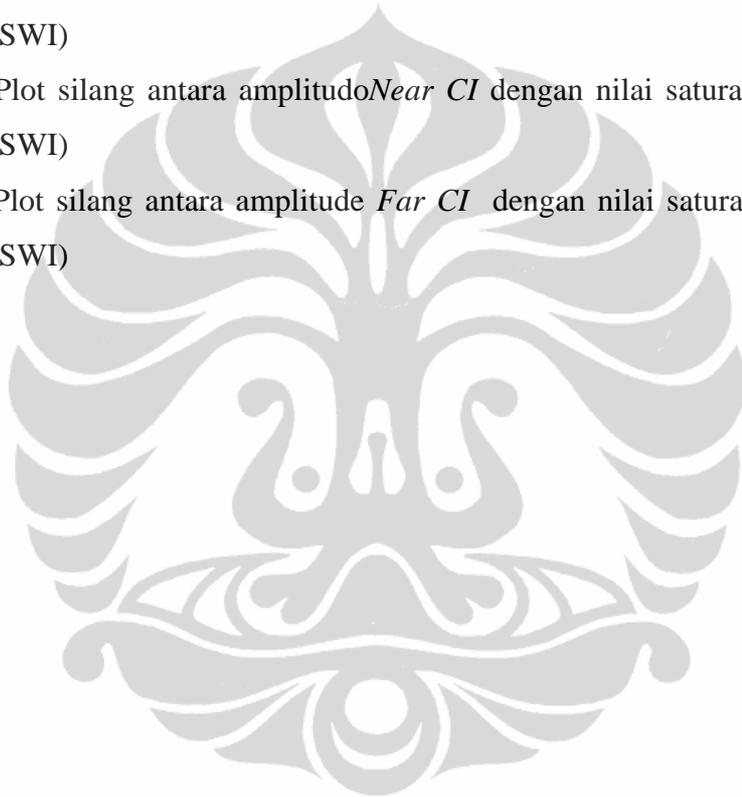
Lampiran 3. Plot silang antara Amplitudo *Near CI* dengan nilai GR

Lampiran 4. Plot silang antara Amplitudo *Far CI* dengan nilai GR

Lampiran 5. Plot silang antara amplitudo *full stack* dengan nilai saturasi air awal (SWI)

Lampiran 6. Plot silang antara amplitudo *Near CI* dengan nilai saturasi air awal (SWI)

Lampiran 7. Plot silang antara amplitudo *Far CI* dengan nilai saturasi air awal (SWI)

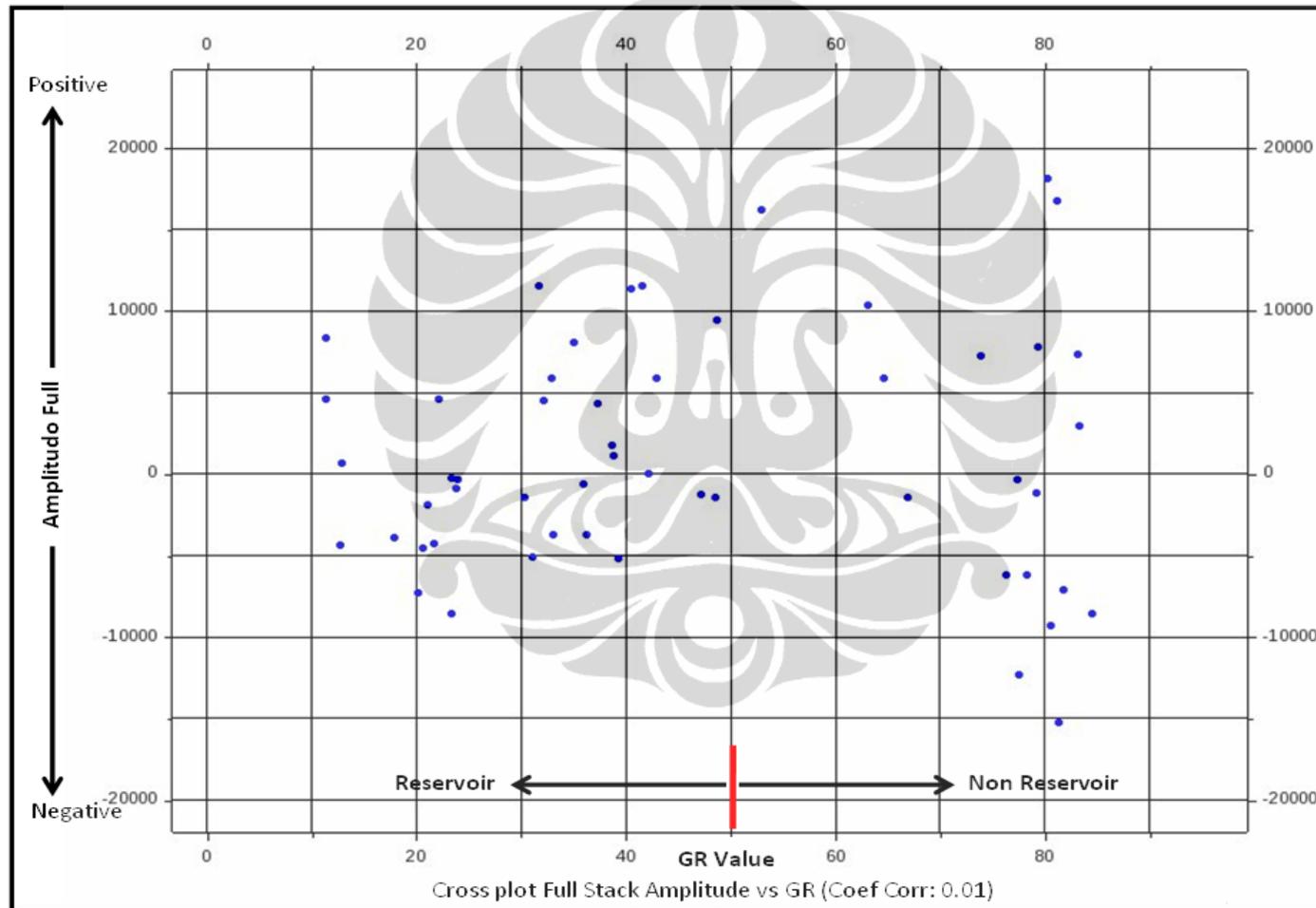


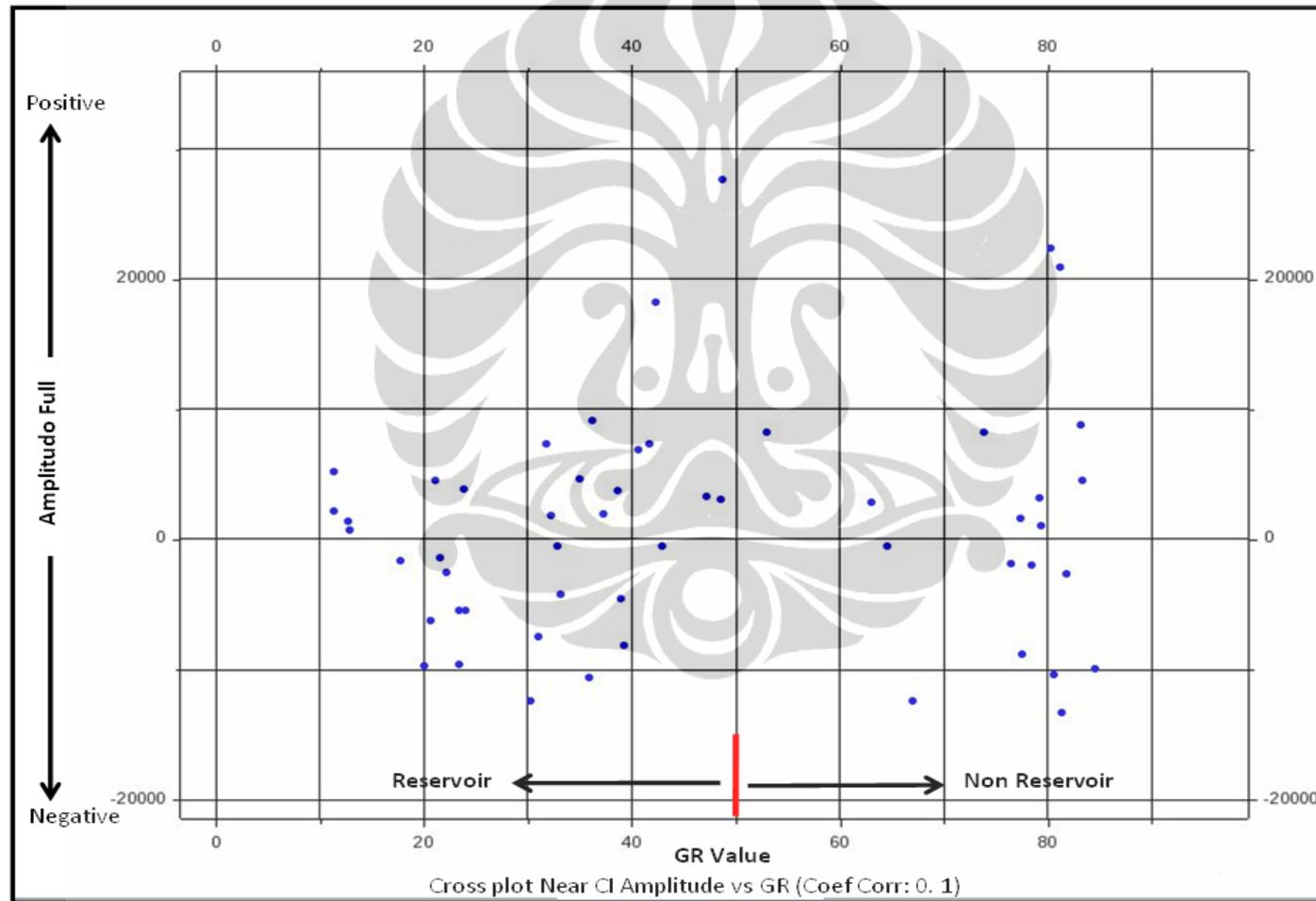
Lampiran 1. Klasifikasi batuan karbonat Dunham (1962)

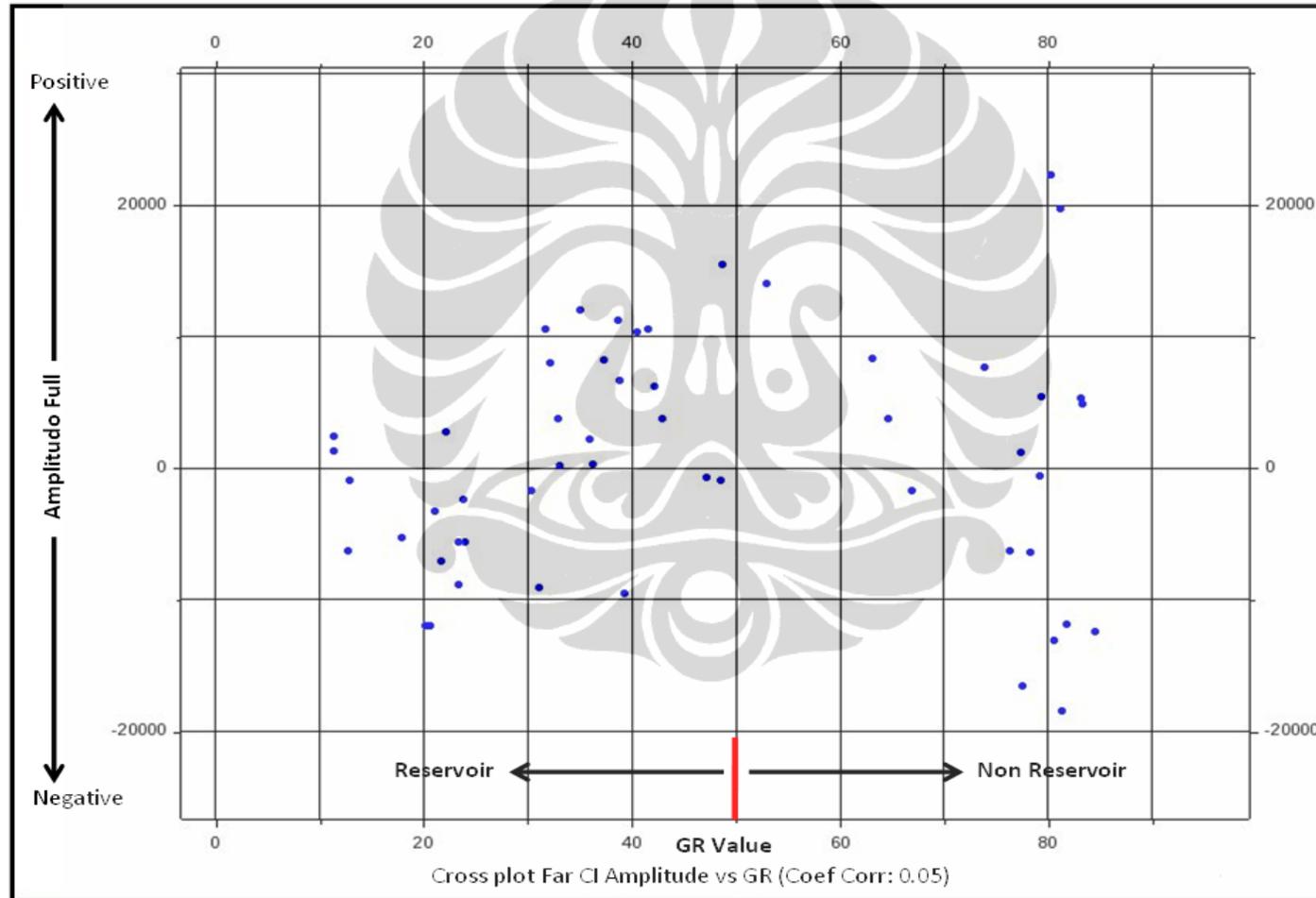
Allochthonous limestone original components not organically bound during deposition					Autochthonous limestone original components organically bound during deposition					
Less than 10% >2 mm components			Greater than 10% >2 mm components		Boundstone					
Contains lime mud (<0.02 mm)			No lime mud		By organisms which act as barriers		By organisms which encrust and bind		By organisms which build a rigid framework	
Mud supported		Grain supported								
Less than 10% grains (>0.02 mm to <2 mm)	Greater than 10% grains				Matrix supported		>2 mm component supported			
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone		

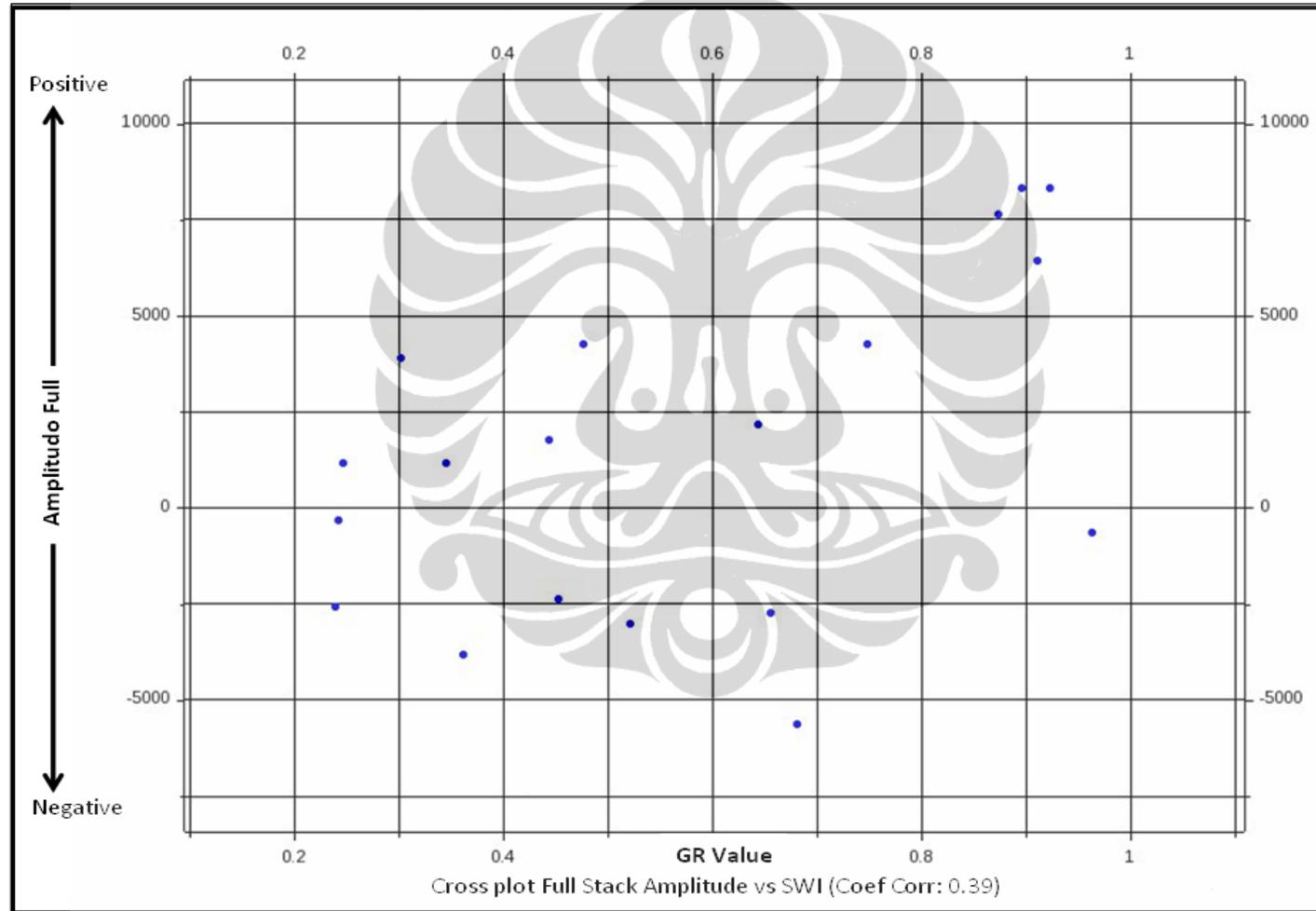
Dunham (1962) carbonate classification

Source: http://www-odp.tamu.edu/publications/194_IR/chap_02/c2_f2.htm

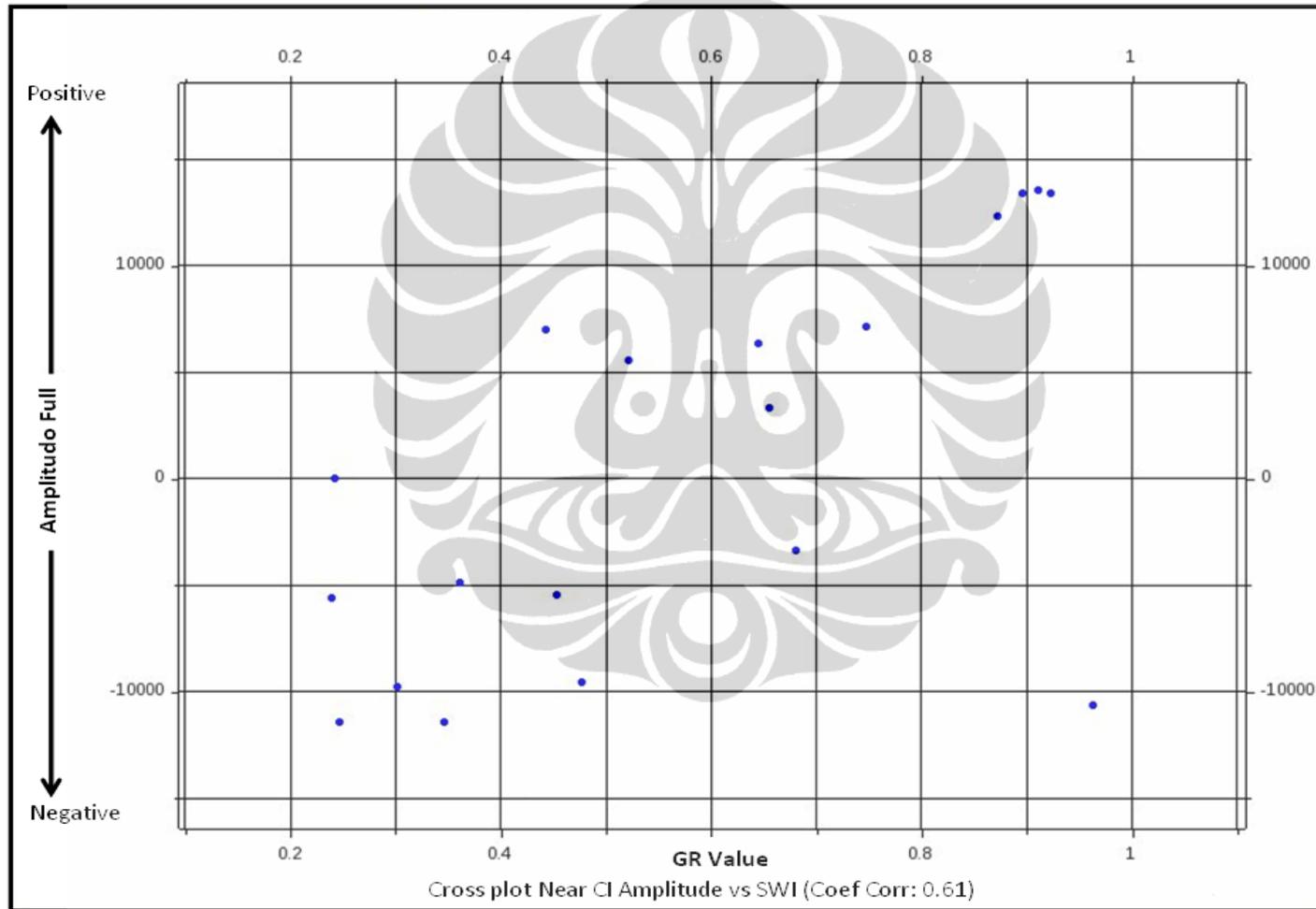
Lampiran 2. Plot silang antara Amplitudo *full stack* dengan nilai GR

Lampiran 3. Plot silang antara Amplitudo *Near CI* dengan nilai GR

Lampiran 4. Plot silang antara Amplitudo *Far CI* dengan nilai GR

Lampiran 5. Plot silang antara amplitudo *full stack* dengan nilai saturasi air awal (SWI)

Lampiran 6. Plot silang antara amplitudo *Near CI* dengan nilai saturasi air awal (SWI)



Lampiran 7. Plot silang antara amplitudo *Far CI* dengan nilai saturasi air awal (SWI)