



UNIVERSITAS INDONESIA

APLIKASI ATRIBUT SEISMIK DALAM PENENTUAN
STRUKTUR DAN ANALISA LITHOFASIES UNTUK
PEMODELAN RESERVOAR DAN PERHITUNGAN CADANGAN
SEBAGAI EVALUASI LAPANGAN GULF OF MEXICO

TESIS

NG BEI BERGER
0906576630

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
JULI 2011



UNIVERSITAS INDONESIA

APLIKASI ATRIBUT SEISMIK DALAM PENENTUAN
STRUKTUR DAN ANALISA LITHOFASIES UNTUK
PEMODELAN RESERVOAR DAN PERHITUNGAN CADANGAN
SEBAGAI EVALUASI LAPANGAN GULF OF MEXICO

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh
Gelar Magister Sains

NG BEI BERGER
0906576630

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
JULI 2011

i

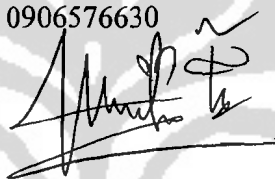
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Ng Bei Berger

NPM : 0906576630

Tanda tangan :



Tanggal : 8 Juli 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Thesis ini diajukan oleh

Nama : Ng Bei Berger
NPM : 0906576630
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoar
Judul : Aplikasi Atribut Seismik Dalam Penentuan Struktur
Dan Analisa Lithofacies Untuk Pemodelan
Reservoar Dan Perhitungan Cadangan Sebagai
Evaluasi Lapangan Gulf Of Mexico

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

DEWAN PENGUJI

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

Penguji I : Prof. Dr. Suprayitno Munadi (.....)

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

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

Ditetapkan di : Universitas Indonesia, Jakarta

Tanggal : 8 Juli 2011

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Ng Bei Berger
NPM : 0906576630
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoir
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Tesis

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

Aplikasi Atribut Seismik Dalam Penentuan Struktur Dan Analisa Lithofacies Untuk Pemodelan Reservoir Dan Perhitungan Cadangan Sebagai Evaluasi Lapangan Gulf Of Mexico

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta
Pada tanggal 8 Juli 2011
Yang menyatakan,



(Ng Bei Berger)

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Esa karena dengan segala rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tesis ini.

Laporan Tesis dengan judul *Aplikasi Atribut Seismik Dalam Penentuan Struktur Dan Analisa Lithofacies Untuk Pemodelan Reservoir Dan Perhitungan Cadangan Sebagai Evaluasi Lapangan Gulf Of Mexico* ini disusun untuk memenuhi prasyarat untuk memperoleh gelar Magister Sains dalam Program Studi Magister Fisika, Kekhususan Geofisika Reservoir, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Terima kasih yang sebesar-besarnya juga penulis sampaikan kepada pihak-pihak yang telah sangat membantu dalam proses penyusunan laporan tesis ini, antara lain kepada:

1. Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku pembimbing yang sangat luar biasa yang disela-sela kesibukannya telah banyak membantu, memberikan arahan dan masukan serta memberikan waktunya untuk berdiskusi dengan penulis.
2. Prof. Dr. Suprayitno Munadi, Dr. Ricky Adi Wibowo, dan Dr. Charlie Wu selaku dewan penguji atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tesis ini.
3. Dr. Eng. Yunus Daud, selaku Ketua Program Studi Magister Fisika FMIPA UI, yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat bermanfaat.
4. Orang tua dan segenap keluarga penulis atas doa dan motivasinya sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tesis ini.
5. Dosen – dosen S2 GR FMIPA UI, Pak Prayit, Pak Haris, Pak Carlie, Pak Ricky, Pak Waluyo, Pak Basuki, Pak Bambang W., Pak Ukat, Pak Supri, Pak Syamsu, dan dosen-dosen lainnya atas inspirasi-inspirasinya yang telah membuat saya jauh lebih berkembang selama berkuliah di S2.
6. Karyawan Magister Fisika FMIPA UI, Bos Suparman, Babe Sarmidi, yang telah banyak membantu penulis selama perkuliahan dan dalam mengurus

surat – surat dan berbagai berkas untuk melengkapi syarat pengajuan tesis dan seminar.

7. Teman-teman Grup Puri M17: Amar, Apip, JB, Nuel, Budi Pung Kaka, Budi Pung Mama, Pak Eko, Tuhin, Juned/mek, Aviarto, Agan Droid / Erlank Wibz, Owrait Homo, Semok, Bercell, Byan, Romlah, Massei, etc, atas semua support yang diberikan kepada penulis selama proses penyusunan laporan tesis ini.
8. Semua teman-teman S2 Geofisika Reservoir Fisika khususnya seluruh angkatan 2009.
9. Terima kasih atas kerjasamanya kepada GOM Evaluation G&G Team: Riri, Mika, Ruben, Haikal sehingga bisa lulus bersama-sama.
10. Semua pihak yang mungkin belum dapat disebutkan satu persatu, terima kasih untuk semuanya.

Penulis menyadari bahwa laporan tesis ini masih jauh dari sempurna, sehingga kritik dan saran yang membangun dari para pembaca sangat diharapkan agar nantinya dalam penyusunan laporan yang akan datang, dapat membuatnya dengan lebih baik dari yang sebelumnya.

Akhirnya, penulis berharap agar laporan tesis ini dapat bermanfaat bagi para pembaca, memberi inspirasi baru serta dapat memperkaya pengetahuan kita semua dalam bidang reservoir migas, khususnya dalam pemodelan reservoir dalam suatu lapangan migas.

Jakarta, Juli 2011

Penulis

ABSTRAK

Nama : Ng Bei Berger
NPM : 0906576630
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reervoar
Judul : Aplikasi Atribut Seismik Dalam Penentuan Struktur Dan Analisa Lithofasies Untuk Pemodelan Reservoar Dan Perhitungan Cadangan Sebagai Evaluasi Lapangan Gulf Of Mexico

Cekungan Teluk Meksiko (GOM) merupakan salah satu mega area penghasil hidrokarbon di dunia yang telah dieksplorasi dan diproduksi selama lebih dari 100 tahun. Salah satu tahapan penting setelah eksplorasi lapangan adalah melakukan evaluasi atau penilaian untuk pengembangan lapangan sebagai takaran seberapa besar akumulasi hidrokarbon yang dapat diambil.

Pada penelitian kali ini akan dibangun model geologi berdasarkan data seismik dan data sumur yang dapat menggambarkan distribusi dan geometri model fasies untuk setiap lingkungan pengendapan dalam suatu kerangka struktur 3D serta properti petrofisika pada distribusi reservoar dalam setiap model lapisan. Pemodelan reservoar tersebut didasarkan oleh hasil interpretasi dan analisa dari integrasi visualisasi beberapa atribut seismik yang berkorelasi terhadap penentuan struktur patahan maupun penentuan lithologi fasies serta distribusi parameter petrofisik yang memungkinkan.

Hasil perhitungan volumetrik dari evaluasi lapangan ini dapat dijadikan referensi untuk menghasilkan rekomendasi maupun optimalisasi nilai keekonomian dari cadangan gas lapangan Gulf of Mexico.

Kata kunci :

Reservoar, atribut seismik, model kerangka struktur, *lithofacies*, model petrofisika, GIIP

ABSTRACT

Name : Ng Bei Berger
NPM : 0906576630
Study Program : Graduate Program of Reservoir Geophysics
Title : Application Of Seismic Attributes In Determining The Structure And Lithofacies Analysis For Reservoir Modeling And Calculation Of Reserves As A Field Evaluation Of Gulf Of Mexico

Gulf of Mexico Basin (GOM) is one of the mega-producing areas of hydrocarbon in the world that have been explored and produced for over 100 years. One of important step after exploration of the field is to conduct an evaluation or appraisal for field development as a measure of how large an accumulation of hydrocarbons that can be taken.

This study is to construct the geological model based on seismic data and well data that can describe the distribution and geometry of facies models for each deposition environment in a 3D structural framework and also the reservoir petrophysical properties distribution for each layer model. Reservoir modeling is based on the results of interpretation and analysis from the integration or visualization of some seismic attributes which are correlated to the structural identification, distribution of lithofacies, and distribution of possible petrophysical properties.

Results of volumetric calculations from this field evaluation can be used as a reference in providing recommendations and optimizing economic value of gas reserves (GIIP) in the Gulf of Mexico field.

Keyword:

Reservoir, seismic attributes, structural framework, lithofacies, petrophysical model, GIIP

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
HALAMAN PERNYATAAN PUBLIKASI	iv
KATA PENGANTAR.....	v
ABSTRAK.....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR TABEL.....	xvi
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan.....	5
1.3 Ruang Lingkup Penelitian.....	6
1.4 Metodologi Penelitian.....	7
1.5 Sistematika Penulisan.....	9
BAB II GEOLOGI DAN GEOFISIKA	
2.1 Tinjauan Geologi.....	11
2.1.1 Kerangka Struktur.....	13
2.1.2 Stratigrafi Regional.....	14
2.1.3 Petroleum Sistem.....	17
2.2 Tinjauan Geofisika.....	21
2.2.1 Log Petrofisika Batuan	21
2.2.2 Atribut Seismik.....	23
2.2.3 Inversi Seismik.....	31
BAB III ATRIBUT SEISMIK SEBAGAI KARAKTERISASI RESERVOAR	

3.1 Ketersediaan Data.....	35
3.1.1 Data Seismik.....	35
3.1.2 Data Sumur.....	36
3.1.3 Chekshot	37
3.2 Interpretasi Seismik.....	38
3.2.1 Pemodelan Stratigrafi.....	38
3.2.2 Pengikatan Data Sumur - Seismik.....	44
3.2.3 Horizon Seismik.....	46
3.3 Aplikasi Atribut Seismik.....	48
3.3.1 Atribut Coherence – Variance Untuk Delineasi Struktur Patahan.....	48
3.3.2 Atribut Inversi AI untuk Distribusi Lithologi.....	52

BAB IV PEMODELAN RESERVOAR DAN PERHITUNGAN VOLUMETRIK

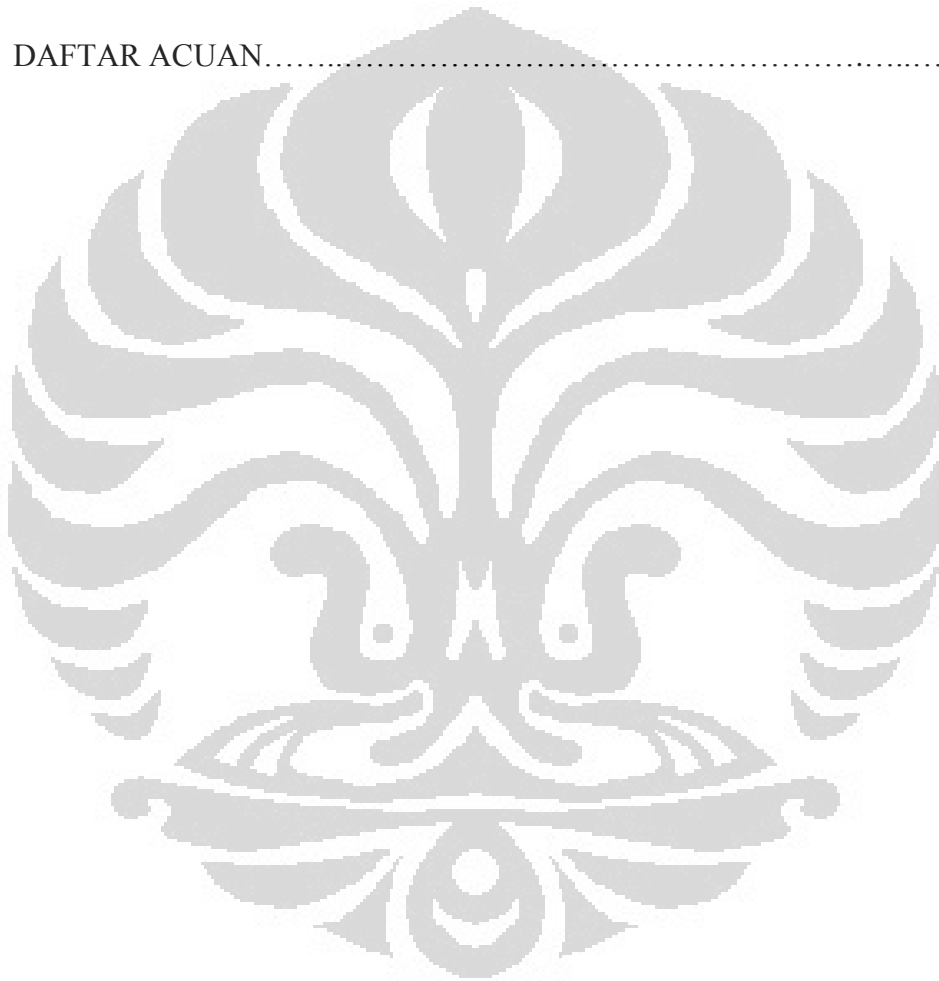
4.1 Data Masukan.....	66
4.2 Pemodelan Struktur.....	69
4.2.1 Pemodelan Patahan.....	69
4.2.2 Pilar Gridding	71
4.2.3 Pembuatan Horizon	73
4.2.4 Peta Struktur	74
4.2.4.1 Peta Struktur Waktu	74
4.2.4.2 Velocity Model.....	79
4.2.4.3 Peta Struktur Kedalaman.....	80
4.2.5 Pembuatan Zona dan perlapisan.....	84
4.2.6 Penentuan Batas Kontak.....	86
4.3 Pemodelan Facies	87
4.4 Pemodelan Properti	90
4.4.1 Pemodelan Geometri	90
4.4.2 Scale Up Data Log.....	91
4.4.3 Hasil Properti reservoir.....	93
4.4.3.1 Porositas	94
4.4.3.2 Net to Gross	95

4.4.3.3 Saturasi Air.....	95
4.5 Skenario Perhitungan.....	96
4.6 Hasil Perhitungan.....	97

BAB V KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan.....	103
5.2 Saran.....	104

DAFTAR ACUAN.....	105
-------------------	-----



BAB I

PENDAHULUAN

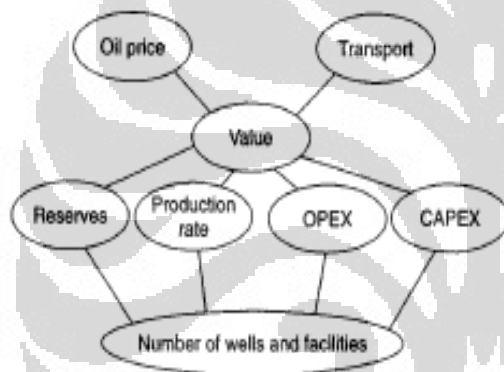
1.1. LATAR BELAKANG

Karakterisasi reservoir migas pada umumnya didasarkan pada informasi yang diperoleh dari data seismik, data geologi dan data log sumuran. Data seismik memberikan cakupan yang luas, namun disisi lain sangat minim untuk resolusi secara vertikal. Data log sumuran memberikan resolusi vertikal yang tinggi, namun sempit cakupan spasialnya. Oleh karena itu, studi yang terintegrasi yang menggabungkan data seismik, data log sumuran (termasuk analisa petrofisika) dengan informasi geologi dan stratigrafi regional/lokal merupakan langkah yang sangat diperlukan. Dengan tersedianya data seismik 3D dan data rekaman geofisika sumuran (*well log*), maka dapat dilakukan penelitian geofisika reservoir untuk mengetahui secara lebih teliti besarnya nilai-nilai parameter reservoir.

Apabila suatu lapangan minyak telah ditemukan, maka tahapan selanjutnya adalah melakukan evaluasi / penilaian untuk pengembangan lapangan tersebut. Proses penilaian ini dirancang untuk menentukan ukuran seberapa besar kolom minyak bumi dan apakah akumulasi minyak bumi tersebut harus dikembangkan. Evaluasi umumnya melibatkan sumur pengeboran dan akuisisi lebih data seismik. Data yang dikumpulkan selama evaluasi digunakan untuk menggambarkan geometri dari ruangan minyak bumi, menentukan tingkat kompleksitas dari reservoir, karakterisasi fluida (minyak, gas, dan air), dan untuk menilai kinerja lapangan ketika dalam tahapan produksi nanti. Penilaian teknis ini akan digabung dengan kriteria ekonomi untuk menentukan apakah penemuan ini memiliki nilai dan apakah dapat dikembangkan secara komersial.

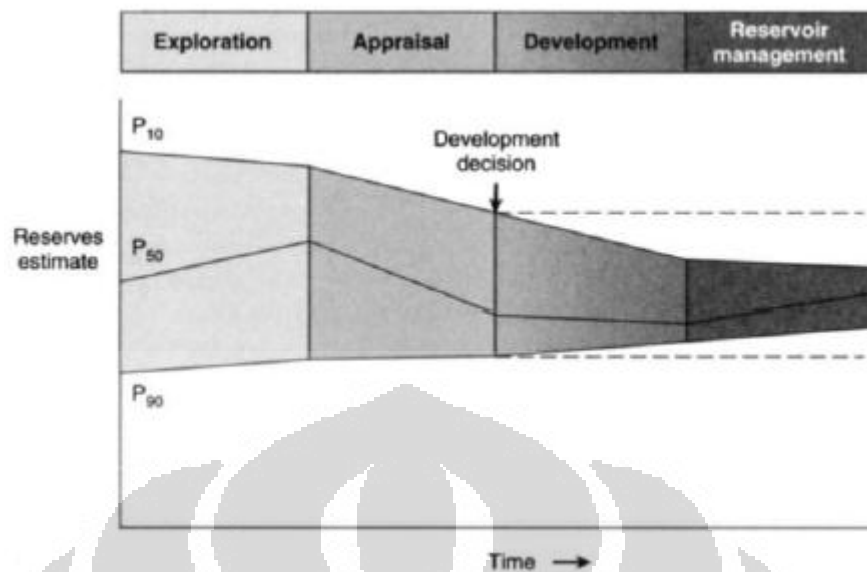
Hasil dari program evaluasi yang baik akan menjadi program pembangunan, penundaan perkembangan keputusan, atau mungkin akan meninggalkan lapangan tersebut. Jika keputusannya adalah untuk mengembangkan besarnya kolom minyak bumi, maka nilai proyek tersebut akan bergantung secara langsung pada

metode dimana hasil program evaluasi tersebut digunakan untuk merancang pembangunan lapangan. Proyek evaluasi ini sangat mempengaruhi nilai kuantitas cadangan, tingkat produksi, operasi pengeluaran (OPEX), belanja modal (CAPEX), harga satuan minyak atau gas, dan biaya transportasi. Deskripsi reservoir dan perangkat yang diperoleh selama proses evaluasi akan mengontrol estimasi awal cadangan, tingkat produksi, OPEX, dan CAPEX (**Gambar 1.1**). Namun, tingginya biaya evaluasi harus dikurangkan dari nilai akhir lapangan secara keseluruhan. Oleh karena itu, para geoscientist harus dapat menentukan seberapa banyak faktor ketidakpastian yang diikutsertakan ke dalam program pembangunan lapangan.



Gambar 1.1. Keterkaitan antara cadangan, tingkat produksi, belanja operasi, belanja modal, dan harga minyak. (Dromgoole & Spears 1997)

Dalam situasi yang ideal, ketidakpastian dalam cadangan selama eksplorasi dapat berkurang melalui tahapan evaluasi pengembangan, dan tahapan manajemen reservoir (produksi) dalam fase kehidupan lapangan yang ditunjukkan pada **Gambar 1.2**. Selain itu, perkiraan cadangan berikutnya pada keputusan pengembangan harus cukup besar dan tidak berada di luar jangkauan estimasi awalnya. Biasanya, perkiraan cadangan turun drastis selama proses evaluasi lapangan sebagai fungsi dari kompleksitas akumulasi minyak bumi yang lebih terlihat jelas. Kecenderungan sebaliknya dapat terjadi pada fase manajemen reservoir. Dalam proses ini, kombinasi data dinamis (seperti aliran fluida, pvt, dst.), teknologi baru, dan pengembangan fasilitas dapat menyebabkan adanya kenaikan pada cadangan.



Gambar 1.2. Perubahan sementara dari estimasi cadangan selama pengembangan lapangan dan produksi. Dalam situasi ideal, ketidakpastian dalam cadangan harus baik penurunan dengan waktu dan tetap dalam cadangan awal batas perkiraan. (Dromgoole & Spears 1997)

Pentingnya program evaluasi lapangan (*appraisal*) dapat ditekankan oleh referensi untuk dua contoh berikut ini yang diambil dari Provinsi Brent di Laut Utara. Dalam contoh pertama, Lapangan Magnus oleh BP, cadangan secara signifikan underestimate. Meskipun departemen eksplorasi pada BP telah menghasilkan range ketidakpastian pada estimasi minyak di tempat (550-2200 MMSTB) dan cadangan (220-880 MMSTB), satu nilai untuk cadangan pada 450 MMSTB dihitung pada akhir program evaluasi. Sosok minyak di tempat yang sesuai diperkirakan menjadi 1000mmstb \pm 15%. Fasilitas ini dirancang dan dibangun untuk memberikan MMSTB 450. Namun, sebelum satu barel telah dihasilkan, minyak di tempat dan estimasi cadangan meningkat sebesar 20%. Lima belas tahun setelah pembangunan keputusan dibuat, minyak dihitung di tempat adalah 36% lebih tinggi daripada yang diperkirakan sanksi dan cadangan yang naik 61% (masih dalam kisaran eksplorasi asli). Pertumbuhan cadangan spektakuler ditunjukkan oleh lapangan Magnus, dan meskipun situasi seperti ini lebih baik daripada harus mendowngrade cadangan terus menerus, hal tersebut lebih merugikan untuk proyek nilai. Fasilitas yang diinstal pada Magnus tidak mencukupi dan sumur terlalu sedikit. Produksi dataran tinggi dicapai adalah

155.000 bopd. Hal ini dapat dibandingkan dengan rencana dari 120.000 bopd. Dengan fasilitas yang tepat, rate bias saja lebih dari 220.000 bopd.

Lapangan Thistle adalah contoh dari lapangan yang cadangan yang berlebihan dan, sebagai konsekuensinya, fasilitas membangun terlalu besar dan terlalu mahal (Brown et al 2003.). Sangsi untuk pengembangan lapangan diperoleh pada tahun 1974. Pada saat itu, reservoir telah ditembus oleh hanya tiga sumur dan seismik dengan cakupan terbatas pada data 2D. Minyak di tempat diperkirakan pada 1350 MMSTB. Pada tahun 1992, angka minyak di tempat itu telah dihitung kembali menjadi 820 MMSTB. Yang sesuai cadangan angka adalah 490 dan 410 MMSTB MMSTB. Yang lebih spektakuler adalah penurunan produksi minyak ditempat tersebut tidak sepenuhnya berasal dari penurunan cadangan, karena telah terbukti masih memungkinkan untuk meningkatkan recovery dari 36% menjadi 50%. Peningkatan recovery factor dicapai meskipun reservoir tersebut terbukti jauh lebih kompleks (tersegmentasi) daripada yang dihasilkan dari peta awal. Namun, banyak sumur pengisi yang dibutuhkan untuk menaikkan recovery factor.

Pada penelitian ini, lapangan yang digunakan adalah Lapangan Texaco yang terletak di Teluk Meksiko. Cekungan Teluk Meksiko (GOM) merupakan salah satu mega area penghasil hidrokarbon di dunia, dengan menghasilkan hidrokarbon selama lebih dari 100 tahun. Lebih dari 230 milyar barrel setara minyak (Bboe) telah ditemukan di Teluk Meksiko pada awal 1990-an. Interval Awal Cenozoic telah terbukti menjadi yang paling produktif, menghasilkan 130 Bboe. Berikutnya adalah unit Kapur, dengan lebih dari 85 Bboe. Terakhir, tapi masih signifikan, adalah bagian Jurassic, batuan tertua di baskom, dengan 15 Bboe menemukan cadangan. Perkiraan saat ini adalah bahwa lain 100 Bboe masih harus ditemukan.

Secara khusus, silisiklastik Miosen strata di Louisiana selatan dan paparan bagian utara Teluk Meksiko adalah yang paling produktif dari semua unit chronostratigraphic di cekungan Teluk Meksiko. Miosen strata menyumbang 40% dari hidrokarbon yang diproduksi di paparan bagian utara Teluk Meksiko dan

40% dari sisa cadangan terbukti (Hentz dan Zeng, 2004). Produksi ini dapat dikaitkan dengan stratigrafi sangat menguntungkan dan berbagai perangkat struktural. Sebagian besar sumber daya Miosen (99% dari produksi kumulatif, 61% dari sisa cadangan terbukti) terbatas pada paparan kerak benua (Hentz dan Zeng, 2004). Sebagian besar lapangan aktif di sini diklasifikasikan masuk pada tahapan matang menunjukkan bahwa strategi eksplorasi ke depan adalah melalui interfield dan pengembangan intrafield.

Pada penelitian kali ini akan dibangun model geologi berdasarkan data seismik dan data sumur (*well log*) yang dapat menggambarkan distribusi dan geometri model fasies untuk setiap lingkungan pengendapan dalam suatu 3D *structural framework* serta properti petrofisika pada distribusi reservoir dalam setiap model lapisan. Pemodelan reservoir tersebut didasarkan oleh hasil interpretasi dan analisa dari integrasi visualisasi dari beberapa atribut seismik yang berkorelasi terhadap penentuan struktur patahan maupun penentuan lithologi fasies serta distribusi parameter petrofisik yang memungkinkan. Hasil dari pemodelan geologi dan properti tersebut dapat digunakan sebagai evaluasi potensi setempat lebih lanjut agar dapat mengusulkan POD (*Plan of Development*) dari lapangan Gulf of Mexico. Selain itu juga dapat dijadikan data masukan (berupa model statik) pada tahap selanjutnya pada saat setelah produksi yaitu simulasi reservoir untuk mengangkut hidrokarbon yang tersisa yang termasuk metode EOR (*Enhanced Oil Recovery*) untuk menaikkan jumlah produksi hidrokarbon per-harian.

Perencanaan Pengembangan (POD) merupakan rencana pengembangan lapangan migas secara terpadu untuk mengembangkan potensi / cadangan hidrokarbon secara optimal, sehingga menjadi realistis, sesuai dengan aspek teknis, ekonomis, dan lingkungan yang sehat dan aman (HSE). POD mencakup hal-hal berikut, yaitu:

- Executive Summary (rangkuman dari keseluruhan rencana pengembangan),
- Geological Findings (penjelasan tentang penemuan geologi migas),

- Exploration Incentives (pemberian insentif supaya kontraktor tetap melakukan eksplorasi),
- Reservoir Description (menjelaskan deskripsi reservoir yang diamati),
- Secondary Recovery (peningkatan perolehan hidrokarbon melalui injeksi fluida),
- Field Development Scenarios (penjelasan mengenai skenario pengembangan lapangan),
- Drilling, Field Development Facilities (fasilitas yang dibutuhkan untuk melakukan eksplorasi),
- Project Schedule (gambaran rangkaian penyelesaian pekerjaan pengembangan lapangan),
- Production Results (gambaran kegiatan untuk mengangkat hidrokarbon dan meningkatkan produksinya),
- Abandonment (penjelasan mengenai kajian teknis atau biaya penutupan suatu lapangan yang sudah tidak bisa diproduksi),
- Project Economics (analisa perhitungan keekonomian), dan yang terakhir adalah kesimpulan dari pengembangan untuk alternatif yang terbaik.

Setelah POD mendapat persetujuan, dapat dilakukan revisi dengan mengubah skenario pengembangan, merubah estimasi jumlah cadangan migas yang signifikan, dan merubah biaya investasi.

1.2. TUJUAN PENELITIAN

Hasil perhitungan potensi dan perkiraan produksi minyak dan gas bumi yang dilakukan oleh sebuah perusahaan migas dari hasil kegiatan eksplorasi-eksplotasi akan mendorong untuk mengajukan POD lapangan pada daerah wilayah kerja tersebut untuk beberapa tahun mendatang.

Badan pengawas pelaksanaan kegiatan migas dibidang subsurface memegang peranan sangat penting untuk memberikan persetujuan perhitungan cadangan dalam suatu usulan POD lapangan. Hal ini dikarenakan cadangan migas

merupakan aset negara dan juga investasi bagi suatu perusahaan. Besarnya cadangan akan menentukan strategi pengembangan dan penyertaan investasi pada lapangan migas.

Penelitian ini bertujuan untuk menerapkan integrasi dari aplikasi atribut seismik untuk mengidentifikasi struktur maupun fasies dalam memodelkan reservoir lapangan Texaco dan melakukan perhitungan potensi sumber daya hidrokarbon yang terkandung di dalamnya. Penekanan penelitian ini berada pada bagaimana penggunaan beberapa atribut seismik terpadu dapat memberikan visualisasi dan karakterisasi reservoir lebih lanjut (heterogen) dari segi geologi maupun geofisika. Dimana hasil dari karakterisasi reservoir tersebut yang didasarkan pada perpaduan antara data seismik, data sumur beserta evaluasi petrofisika dan data pendukung geologi lain yang digunakan dalam membangun model reservoir 3D untuk menghitung besarnya potensi hidrokarbon secara lebih rinci, dibandingkan hasil evaluasi sebelumnya yang belum menggunakan hasil pemodelan reservoir 3D. Hasil pemodelan reservoir tersebut nantinya juga dapat digunakan untuk keperluan pengembangan metode EOR dalam skenario usaha untuk menaikkan produksi per-harian mendatang dari lapangan Texaco setelah ketersediaan data mencukupi untuk proses tersebut.

1.3 RUANG LINGKUP PENELITIAN

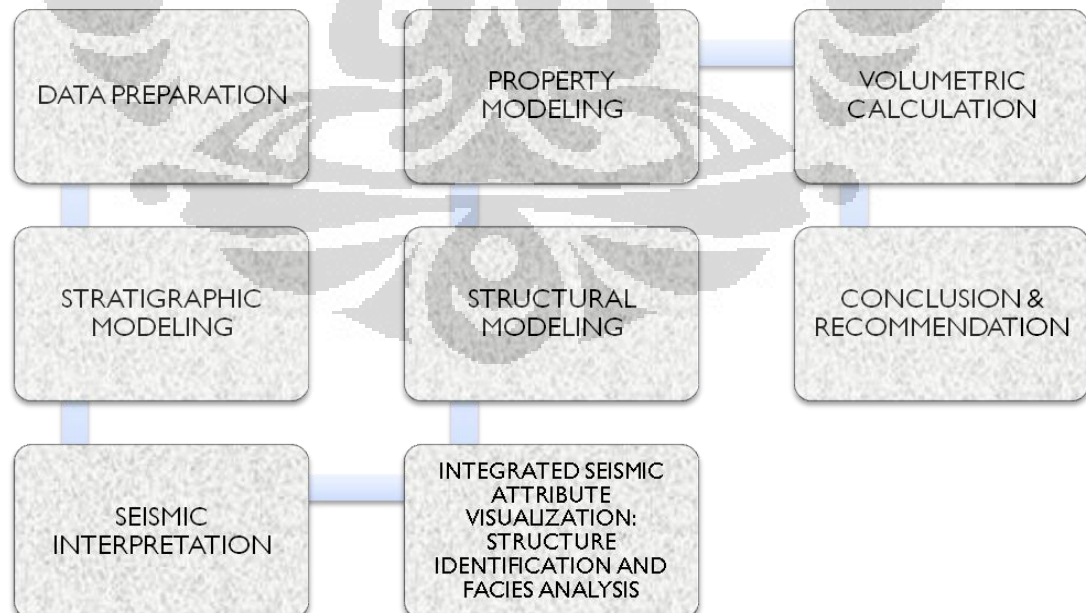
Untuk lebih memfokuskan pembahasan pada penelitian ini maka dilakukan pembatasan pada beberapa hal:

1. Data yang digunakan meliputi data seismik, log sumur, hasil interpretasi seismik berupa struktur horison dan patahan, maupun marker geologi.
2. Aplikasi atribut seismik digunakan untuk menggambarkan model struktur maupun model fasies yang divisualisasikan oleh beberapa gabungan atribut seismik seperti amplitude, koherensi, impedansi akustik, dan beberapa atribut pendukung.

3. Pemodelan reservoir meliputi distribusi dari nilai properti reservoir yang dipandu oleh hasil analisa struktur dan fasies dari integrasi penggunaan beberapa atribut seismik secara terpadu untuk lapisan-lapisan reservoir.
4. Perhitungan potensi sumberdaya membandingkan beberapa skenario dengan beberapa pendekatan yang dilakukan
5. Analisis ketidakpastian dari hasil perhitungan cadangan secara sistematis baik kualitatif maupun kuantitatif

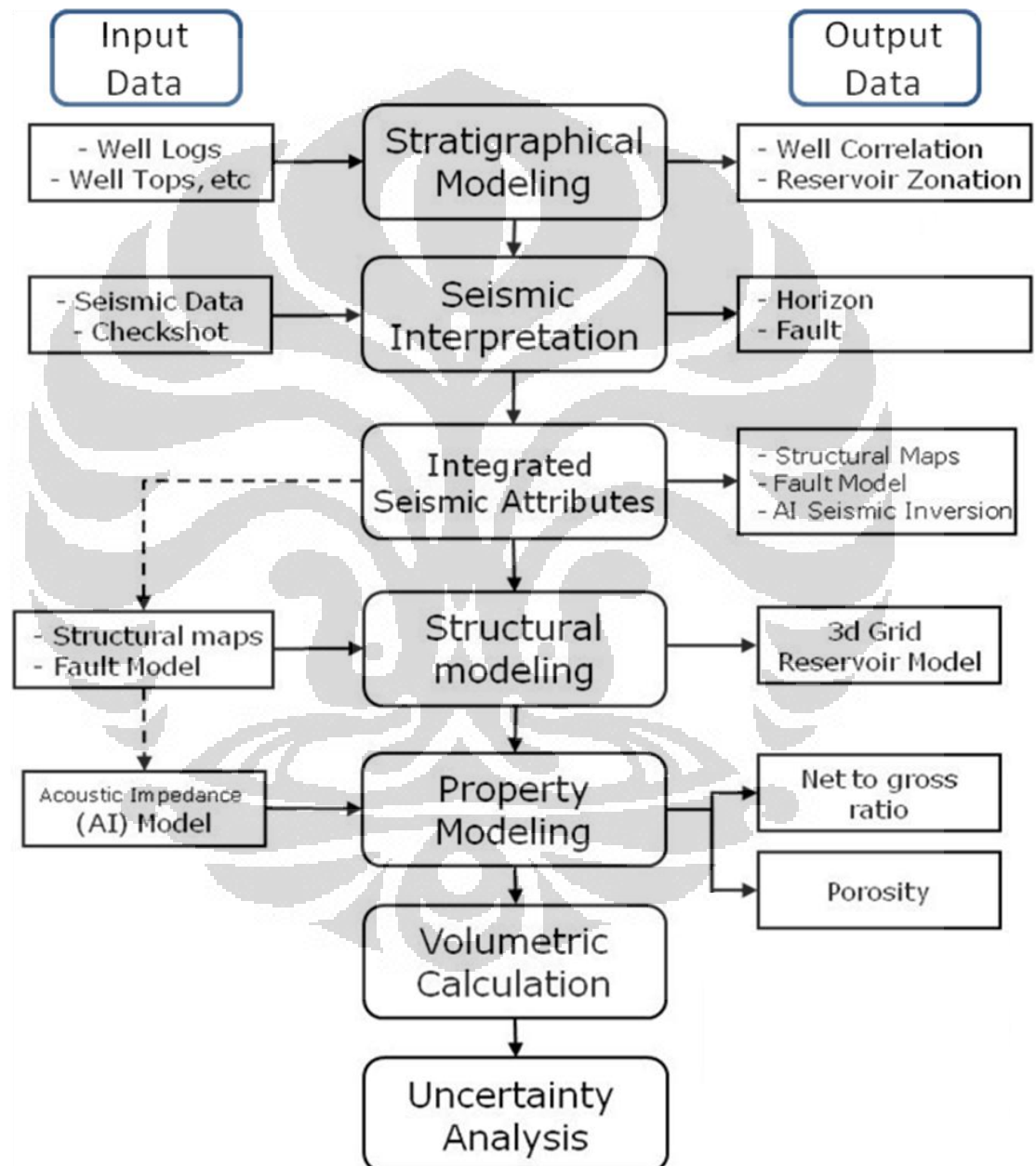
1.4 METODOLOGI PENELITIAN

Secara umum alur penelitian digambarkan pada bagan **Gambar 1.3**. Pada tahap pertama persiapan data awal baik data seismik, log sumur, dan *checkshot*. Setelah penentuan parameter-parameter dari data awal tersesuaikan dengan baik, selanjutnya dilakukan interpretasi seismik. Penentuan marker-marker geologi pada log sumur serta korelasi sumur dilakukan pada tahap pemodelan stratigrafi pada log sumur. Analisa atribut seismik meliputi integrasi visualisasi beberapa atribut seismik untuk pemetaan struktur dan pemetaan fasies.



Gambar 1.3. Diagram umum alur penelitian

Pemodelan struktural meliputi proses pemilihan dan penyesuaian patahan hasil pemetaan atribut seismik untuk identifikasi patahan, penentuan grid model, pembuatan horison, konversi kedalaman, zonasi, hingga penentuan perlapisan.



Gambar 1.4. Diagram detail alur penelitian (modifikasi dari alur studi *GGR BP MIGAS 2009*)

Sedangkan proses pemodelan properti meliputi pemodelan geometri, *upscaling* data log sumur, pemodelan facies dari hasil analisa pemetaan atribut seismik untuk analisa fasies, hingga pemodelan properti-properti petrofisika seperti porositas dan *net gross*. Perhitungan volumetrik untuk dilakukan untuk menentukan potensi hidrokarbon pada lapangan ini. Secara detail, alur penelitian digambarkan pada **Gambar 1.4** yang merupakan modifikasi dari alur studi BPMIGAS.

1.5 SISTEMATIKA PENULISAN

Sistematika penulisan studi ini terdiri dari beberapa bab yang bisa dideskripsikan sebagai berikut:

- Bagian pertama dari tesis ini terangkum dalam **BAB I**, dalam bab ini membahas latar belakang dilakukannya studi ini, tujuan penelitian, pembatasan masalah, metode yang dilakukan pada studi serta sistematika penulisan.
- Pembahasan berikutnya akan dijelaskan pada **BAB II**, berisi pembahasan geologi regional dan pembahasan geofisika secara umum berikut persiapan dan evaluasi data yang ada.
- Proses penerapan atribut seismik digunakan untuk menggambarkan model struktur maupun model facies dan pemodelan reservoir akan dijelaskan dalam **BAB III**, yang akan mencakup ketersediaan data, integrasi beberapa atribut seismik sebagai karakterisasi reservoir.
- Pemodelan struktural, pemodelan properti reservoir, dan perhitungan cadangan berikut pembahasan hasil yang diperoleh terdapat pada **BAB IV**, dalam bab ini menganalisa hasil pemodelan geologi secara keseluruhan dan perhitungan cadangan berikut dengan analisis ketidakpastiannya.

- Sebagai bagian akhir dari penulisan tesis ini diberikan beberapa kesimpulan dan rekomendasi yang diperoleh dari keseluruhan penelitian ini, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam **BAB V**.



BAB 2

GEOLOGI DAN GEOFISIKA

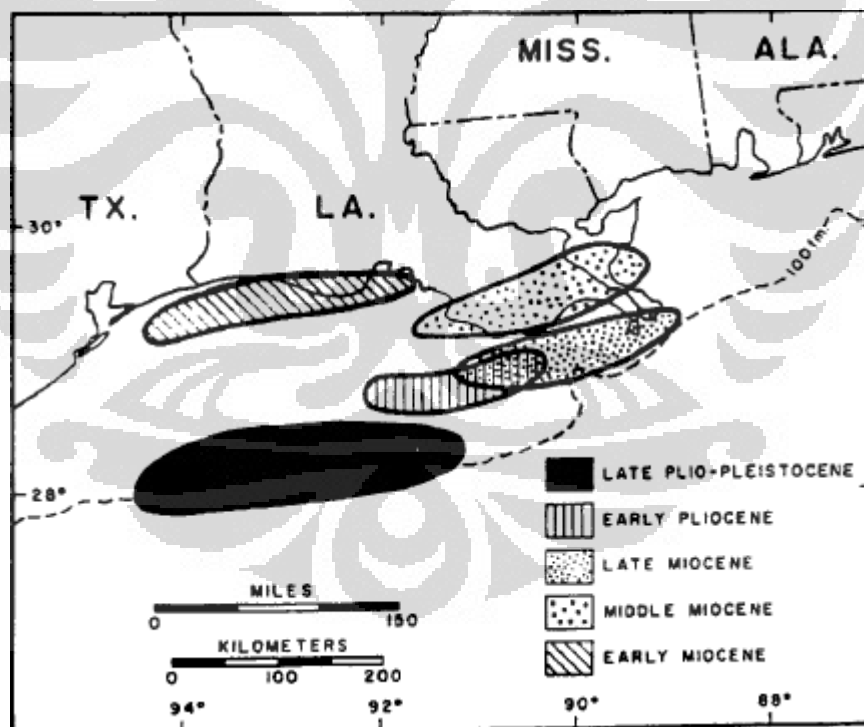
2.2 TINJAUAN GEOLOGI

Paparan Louisiana adalah bagian utara Cekungan Teluk Meksiko, mulai terbentuk ketika masa Triassic oleh proses divergensi lempeng-tektonik sepanjang *passive margin* dari Lempeng Amerika Utara. Tektonik Laramide selama Kapur-Tersier awal menyediakan jumlah sedimen silisiklastik terrigenous yang tebal dari sumber yang telah terangkat di bagian utara Teluk Cekungan selama periode Tersier (Shideler, 1987). Masuknya sedimen tebal lanjutan selama Pleistosen, sebagian dikendalikan oleh fluktuasi dari gletser kontinental di Amerika Utara. Masuknya sedimen ini terus menghasilkan akumulasi endapan Kenozoikum yang tidak menerus, secara lokal melebihi 50.000 kaki atau sekitar 15 km (Shideler, 1987). Pusat cekungan atau pusat pengendapan, terletak di sepanjang tepi paparan, bermigrasi sepanjang waktu Kenozoikum sebagai akibat dari pergeseran sumber sedimen baik ke arah cekungan maupun ke arah lateral. Karena laju sedimentasi lebih besar dari laju amblesan, ujung bagian utara Teluk Meksiko mengalami progradasi sejauh 402 km ke arah cekungan sejak akhir Kapur (Woodbury et al., 1973).

Selama Miosen, aliran dari utara dan barat membawa sedimen ke margin bagian utara dari Teluk Meksiko. Sedimen tersebut, terutama terdiri atas pasir dan tanah liat, diendapkan dalam lingkungan delta, dan didistribusikan kembali ke arah paparan dan ke lereng benua oleh mekanisme ombak dan arus. Arsitektur dari paparan yang telah terbentuk ketika Eosen dan Oligosen pada kawasan Louisiana-Texas bagian teluk pantai terus berlanjut sepanjang zaman Miosen. Pengendapan progradasi ke arah teluk mengalami interupsi berulang kali oleh transgresi yang mencerminkan kenaikan permukaan laut relatif sehingga mengakibatkan pengendapan serpih laut (Limes dan Stipe, 1959).

Sebelum awal zaman Miosen, sungai memberikan kontribusi sedimen ke Teluk Pantai yang terletak di bagian barat dari Louisiana dan di Texas. Hal ini ditunjukkan dengan dominasi sedimen klastik di Louisiana bagian barat daya (Limes dan Stipe, 1959). Pada awal Miosen, mulai terjadi amblesan dari lantai cekungan di Louisiana selatan. Penurunan ini terus berlanjut sepanjang waktu Miosen awal dan tengah, sehingga berakibat terjadinya pergeseran pusat sedimentasi klastik ke arah timur **Gambar 2.1**.

Pada awal Miosen akhir, area yang mengalami penurunan permukaan terbesar menjadi bersifat lokal terutama pada selatan dan lepas pantai dari Terrebone Parish, yang membentuk "Palung Terrebone". Ketebalan terbesar dari sedimen Miosen di sepanjang Teluk Pantai diendapkan dalam palung (Limes dan Stipe, 1959).



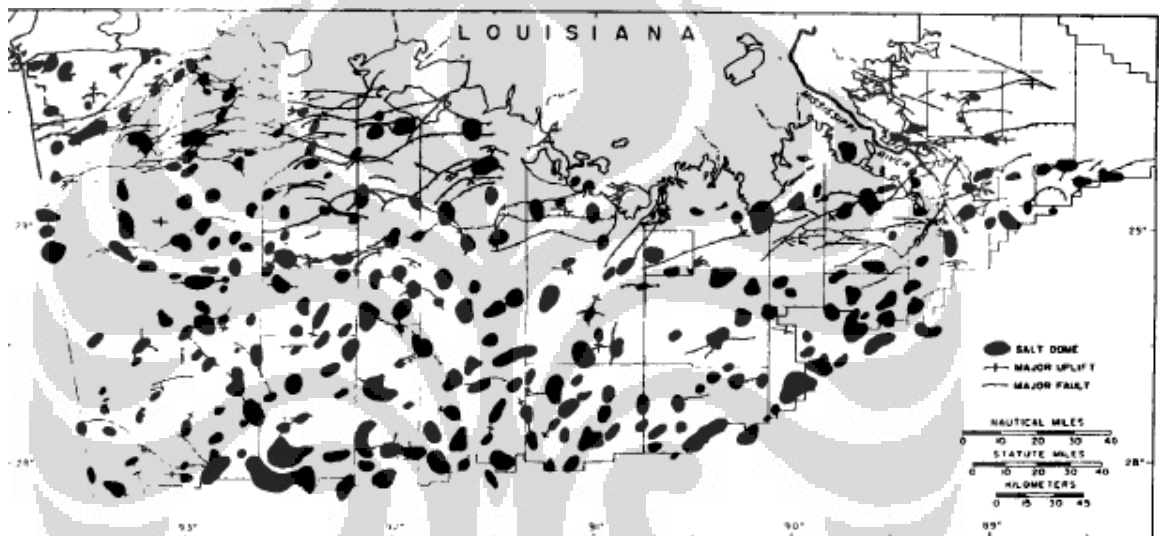
Gambar 2.1. Pusat pengendapan selatan kawasan Louisiana-Texas bagian Teluk Pantai ketika Neogen-kuarter. (from Shideler,1987).

2.1.1 Kerangka Struktur

Secara regional kerangka struktural dari Paparan Louisiana terdiri dari kumpulan lapisan terrigenous miring yang menebal ke arah teluk. Di endapkan pada endapan kompleks hasil deformasi lokal yang dihasilkan dari tegangan *geostatic* intrabasinal disebabkan oleh efek sedimen-loading selama proses akresi progradasi tepi benua dari Teluk bagian utara (Shideler, 1987). Endapan Miocene mengikuti arsitektur yang sudah terbangun sebelumnya baik secara arah kemiringan maupun penebalan, dan endapan ini juga telah terdeformasi lokal menjadi tinggian-tinggian lokal yang disebabkan aktivitas ekstrusi dari endapan garam. Rata-rata tingkat kemiringan di strata Miosen tengah berkisar dari 300 kaki per mil di dalam fasies menengah hingga lebih dari 800 kaki per mil di dalam fasies serpih (Limes dan Stipe, 1959).

Kemiringan lapisan secara regional yang berarah selatan sering terganggu oleh struktur lokal seperti sesar tumbuh (*growth faults*) dan kubah garam, yang berkaitan langsung atau tidak langsung terhadap aliran plastik sedimen oleh gaya gravitasi. Kubah Garam pada daerah eluk Meksiko adalah fitur umum yang dihasilkan dari ekstrusi lateral dan intrusi vertikal dari endapan garam Jurassic (Formasi Louain Salt), yang tertekan dan bergerak oleh perbedaan akumulasi dari *overburden* (Shideler, 1987). Mereka tampak sebagai diaper-diapir kecil yang terisolasi, yang kemudian bergabung menjadi besar pada kedalaman yang lebih besar **Gambar 2.2**. Kubah Garam diklasifikasikan sebagai baik *piercement* atau *non-piercement*. Sebuah kubah garam *piercement* didefinisikan di Paparan Louisiana sebagai salah satu yang menembus di atas fasies serpih besar (Limes dan Stipe, 1959). *Non-piercement* struktur garam lebih umum dijumpai pada area lebih ke arah cekungan (*basinward*) di sekitar slope break dan umumnya terjadi pada kedalaman lebih besar dari batas bawah penetrasi sumur. Sebagian besar struktur garam adalah diapir namun beberapa fitur yang terangkat sepanjang tepi luar paparan dapat menjadi indikasi telah terjadi mobilisasi intrusi serpih diapir.

Fitur umum struktur lainnya pada Paparan Louisiana adalah sesar tumbuh (*growth fault* yang berorientasi subparalel terhadap arah pengendapan), yang berarah Barat-Timur (Shideler, 1987). Struktur ini terbentuk beriringan dengan pengendapan, yang merupakan akibat dari rekasi berbeda terhadap faktor *overburden*. Struktur ini ditandai dengan perpindahan penebalan ke arah cekungan terkemuka dari strata bagian bawah (*downthrown*) relatif terhadap strata di sisi *upthrown*. Besarnya perpindahan dapat berkisar 200-800 meter di kedalaman di atas 10.000 kaki (Limes dan Stipe, 1959).



Gambar 2.2. Peta penyebaran kubah garam, patahan, dan daerah pengangkatan pada Paparan Louisiana (Irom Shideler, 1987).

Sedimentasi setelah (relatif) berhentinya sesar tumbuh ini umumnya dikontrol oleh patahan-patahan yang terjadi ketika rezim ekstensi, yang umum terjadi pada puncak atau pada bagian sayap dari kubah garam. Patahan-patahan *post growth fault* ini umumnya bersifat lokal atau terbentuk dalam system dengan pola sejajar dengan sumbu atau bersifat radial (Shideler, 1987).

2.1.2 Stratigrafi Regional

Sedimentasi Miosen bagian pantai dan lepas pantai Louisiana memiliki bagian yang paling tebal di area Teluk Pantai **Gambar 2.3**. Pasir, lanau dan serpih membentuk seksi, dengan pasir dalam persentase terbesar di updip, terutama

fasies kontinental. Pada bagian tengah interkalasi sedimen laut dangkal dan transisi yang terdiri dari pasir dan shale. Clay dan lumpur menyusun daerah yang lebih laut, basinward dari depocenters. Endapan Miosen Teluk Pantai mencapai ketebalan maksimum minimal 20.000 kaki di arah lepas pantai Selatan Louisiana, di ujung bawah *Embayment Mississippi* (Rainwater, 1964).

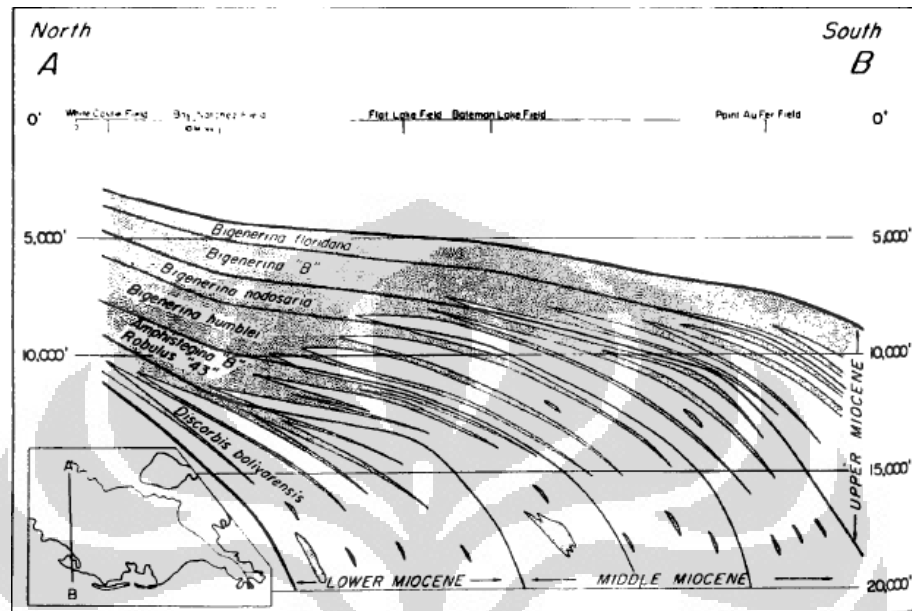
Endapan Miosen awal umumnya ditembus oleh sumur di ujung utara dari paparan Louisiana tepatnya pada area utara dari blok Cameron Barat dan Timur. Wilayah ini adalah bagian dari pusat pengendapan Miosen awal, yang berorientasi pada arah timur-barat sepanjang apa yang sekarang pantai Louisiana beserta paparan dalamnya **Gambar 2.1**.

Daerah yang dipenetrasi pada endapan Miosen tengah lebih luas dari endapan Miosen awal, tetapi juga tetap terbatas yaitu pada paparan Utara Louisiana, termasuk Marsh Vermilion. Pada akhir Miosen tengah, pusat pengendapan berorientasi di tempat yang sekarang Selatan Louisiana, tepat di utara modern Mississippi Delta **Gambar 2.1**.

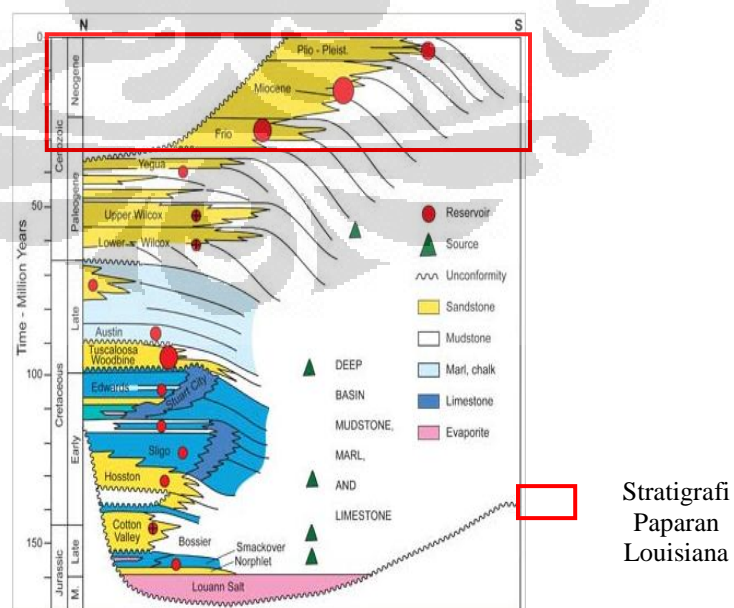
Endapan Miosen Akhir yang ditembus oleh sumur di setengah bagian utara dari seluruh paparan Louisiana, dan menunjukkan penebalan ke arah teluk dan timur sepanjang sumbu pengendapan. Penebalan ke arah Timur adalah sebagai reaksi atas migrasi pusat pengendapan Miosen. Pada saat Miosen akhir, pusat pengendapan yang berorientasi barat-timur telah bermigrasi menjadi ke arah tenggara dari posisi ketika Miosen tengah ke paparan Selatan Louisiana **Gambar 2.1**.

Urutan pengendapan dari endapan kenozoikum pada Utara cekungan bersifat silisiklastik delta yang membentuk *magnafacies* **Gambar 2.3**. Klasifikasi *facies* ini di dasarkan proporsi pasir-lempung, yang merfleksikan variasi dari lingkungan pengendapan. Ke arah cekungan (*basinward*) perubahan besar butir terjadi, diawali oleh dominasi faies batu pasir (>40% sst), perselingan batupasir-serpih (15-40 % sst), dan di akhiri oleh dominasi oleh serpih (<15 % sst) (Shideler,

1987). Perubahan *facies* ini mencerminkan masing-masing dari endapan Miosen awal, tengah, dan akhir. **Gambar 2.4** menjelaskan stratigrafi pada Paparan Louisiana.



Gambar 2.3. Magnafacies pada Selatan Louisiana. Facies up-dip di dominasi oleh batu pasir, down-dip di dominasi oleh serpih, dan di antaranya perselingan batu pasir – serpih, yang merupakan zona produktif hidrokarbon di area ini (dari Limes and Stipe, 1959).



Gambar 2.4. Kolom stratigrafi umum dari cekungan Teluk Meksiko yang berumur Mesozoikum dan Kenozoikum (Galloway, 1989. Modified from Winker and Buffler 1988)

2.1.3 Petroleum Sistem

Akumulasi hidrokarbon di Pantai Teluk Miosen yang terkait erat dengan sedimen yang diendapkan dalam lingkungan tertentu. Asosiasi tersebut adalah bukti bahwa minyak dan gas bumi terjebak di dekat tempat mereka terbentuk. Akumulasi dalam pasir yang diendapkan dalam dan di pinggir delta. Sebagian besar berkaitan dengan akumulasi uplifts struktural lokal seperti kubah garam dan "rollover" akibat pengaruh sesar tumbuh (Rainwater, 1964).

Sistem minyak bumi dari wilayah ini secara signifikan dipengaruhi oleh evolusi *allochthonous* garam. Konduktivitas termal tinggi garam memperlambat kematangan termal batuan sumber minyak bumi pada strata *subsalt* dan menyebabkan generasi akhir dan migrasi dari mereka. Kebanyakan perangkap terbentuk selama Pliosen-Pleistosen, dan generasi-migrasi-akumulasi minyak bumi dari Miosen awal hingga Holocene. Saat kritis dari generasi puncak hidrokarbon untuk setiap sumber bervariasi secara spasial dan temporal sebagai fungsi dari sedimen di atasnya dan evolusi *allochthonous* garam. Lapisan garam yang bersifat *impermeable*, mencegah migrasi vertikal minyak bumi dan menyebabkan jalur migrasi dibelokkan lateral sampai kemiringan dasar garam. Dimana *salt welds* terbentuk, migrasi minyak bumi berlanjut melalui *channel* tersebut dan berlanjut secara vertikal.

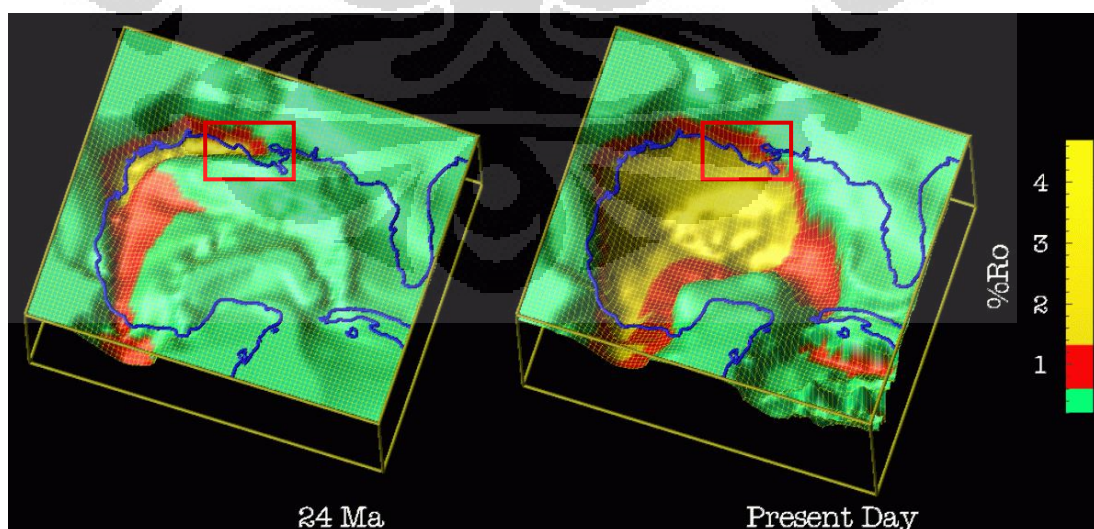
Batuan Induk

Batuan induk masa Mesozoikum-Kenozoikum diyakini berperan sebagai penghasil hidrokarbon atas sebagian besar minyak dan akumulasi gas di lepas pantai utara Cekungan Teluk Meksiko (Nunn dan Sassen, 1986) **Gambar 2.5**. Meskipun belum ada lapisan yang ditembus oleh pemboran eksplorasi di lepas pantai, mereka telah diidentifikasi di darat dan oleh *Deep-Sea Drilling Project* (DSDP) situs 535 dan 540 dan telah dihubungkan dengan akumulasi minyak bumi dengan menggunakan biomarker, analisa pirolisis, dan analisa gas kromatografi (Nunn dan Sassen, 1986), sehingga pengendapan batuan ini diasumsikan

diendapkan melampar luas di seluruh Cekungan Utara Teluk Meksiko. Batuan induk ini diendapkan dalam lingkungan laut, dan sebagian besar adalah kerogen tipe II atau tipe II-S (kaya belerang). Dimana pada sumur yang menembus, umur batuan induk memiliki hubungan dengan peristiwa global anoksik samudera yang terjadi di seluruh dunia dengan pengendapan batuan organik yang kaya dan akumulasi minyak bumi.

Pengeboran lepas pantai belum menemukan sumber minyak efektif masa Kenozoikum, batu serpih yang di temukan umumnya kurang matang, dan hanya berisi gas yang menghasilkan kerogen tipe III (Nunn dan Sassen, 1986). Informasi tersebut telah digunakan untuk menyatakan bahwa, batuan induk yang lebih tua yang lebih terkubur diperlukan untuk menghasilkan minyak bumi yang ditemukan dalam reservoir yang relatif muda, dan atau dangkal.

Sebagian besar batuan induk terletak pada bagian bawah cekungan. Pelamparan yang luas dari sedimen organik yang kaya di beberapa interval stratigrafi mencerminkan keuntungan dari terisolasinya cekungan dan terbatasnya sirkulasi, iklim purba yang tropis, kondisi cekungan yang lebih seringnya dalam kondisi *starved basin*, dan tingginya tingkat masukan bahan organik.



Gambar 2.5. Model Penyebaran nilai vitrinite reflektan pada Formasi Wilcox (ulisses, IBM research geosciences group).

Kematangan

Sejarah pengendapan yang panjang dan ukuran besar dari dimensi Cekungan Teluk Meksiko telah menghasilkan keragaman dari sejarah penguburan (*burial*). Batuan induk masa Mesozoikum pada margin cekungan terkubur perlahan ke arah darat oleh endapan masa Kapur dan sedimen relatif tipis Kenozoikum awal, di sini generasi hidrokarbon berkembang perlahan-lahan sebagai akibat durasi penguburan. Ke arah cekungan, di bawah dataran pantai modern dan paparan, penimbunan yang cepat dari batuan induk menyebabkan terjadinya generasi minyak untuk Kenozoikum awal hingga tengah. Di bawah paparan luar dan lereng benua masa kenozoikum akhir, penguburan dalam membawa batuan induk ke minyak dan gas hanya dalam beberapa juta tahun terakhir. Pola keseluruhan dari pengendapan batuan induk beserta sediment yang lain ke arah cekungan menciptakan gelombang pematangan batuan induk. Hasilnya adalah super sistem minyak bumi yang puncak generasi hidrokarbon terentang 65 juta tahun (Kenozoikum) dan terus hari ini.

Migrasi

Struktur yang diciptakan oleh sejarah panjang tektonik gravitasi (sesar tumbuh) yang saling berpengaruh terhadap endapan garam dan batulumpur *overpressured* telah berperan penting dalam system minyak bumi. Patahan, kubah garam, dan *salt welds* telah menciptakan jalur migrasi hingga satuan kilometer hingga mencapai batuan reservoir masa kenozoikum. Sejarah panjang pembentukan dan pengaktifan kembali struktur pertumbuhan ini menyediakan *conduits* yang siap apabila efek dari puncak generasi hidrokarbon memberikan *charging* untuk hidrokarbon bergerak.

Reservoir

Pola progradasi tepi benua zaman Kenozoikum yang di akibatkan karena tingginya pasokan sedimen mengakibatkan suksesi sistem reservoir satu di atas yang lain **Gambar 2.3**. Ruang penyimpanan (*Accommodation space*) untuk sedimen di pinggiran cekungan cepat diisi oleh suplai sedimen yang melimpah

melalui beberapa sungai. Pantai mengalami progradasi di atas dan ke arah tepi paparan pada waktu itu, pengangkutan pasir langsung ke lereng atas (*upper slope*) dan ke cekungan yang lebih dalam. Pasir *submarine fans* ditutupi dan dikuburkan oleh turbidites lereng benua. Lereng pasir yang terjebak dan terisolasi dalam cekungan intra-lereng dan palung di akibatkan oleh evakuasi garam dan sesar tumbuh. Pada gilirannya, delta dan badan-zona pantai pasir mengalami progradasi pada paparan dan di atas suksesi lereng benua. Banyak dari sistem pengendapan, seperti *submarine fans* dan pasir gosong pantai, menciptakan sistem reservoir yang efisien sebagai tempat akumulasi hidrokarbon.

Tingkat suplai sedimen yang tinggi dan penurunan yang cepat menghasilkan endapan pasir yang ditumpuk secara vertikal dengan pola pengendapan berulang-ulang. Sistem reservoir bertingkat adalah fitur karakteristik sistem perminyakan kenozoikum pada Cekungan Utara Teluk Meksiko. Perkembangan luas dari endapan-endapan *overpressure* meningkatkan produktivitas lebih lanjut dari potensi reservoir.

Batuan Tudung dan Sistem Pemerangkapan

Cekungan Utara Teluk Meksiko adalah cekungan yang melimpah dengan fasies yang berpotensi sebagai baik sebagai reservoir maupun sebagai batuan induk. Sebagian besar endapan-endapan ini berkaitan dengan akumulasi uplifts struktural lokal seperti kubah garam dan "rollover" akibat pengaruh sesar tumbuh. Struktur ini berkembang di daerah-daerah yang tidak stabil dimana sedimentasi mengalami penurunan cepat dan saat pengendapan delta berlangsung, yang menyebabkan perselingan pasir-serpih pada bagian tengah dari paparan. Selama masa transgresi terjadi pengendapan yang relative lambat, yang mengendapkan endapan serpih laut. Serpih laut inilah yang bertindak sebagai batuan tudung pada reservoir kenozoikum, yang umumnya diendapkan *inter-fingering*. Selain dari serpih laut, karakteristik dari endapan delta juga menyebabkan timbulnya potensi lapisan impermeable, seperti misal perubahan fasies akibat lateral penyebaran tubuh batu pasir.

Kebanyakan perangkat terbentuk selama Pliosen-Pleistosen, dan generasi-migrasi-akumulasi minyak dimulai pada Akhir Kapur dan berlanjut sampai sekarang, namun saat kritis ketika puncak generasi minyak bumi untuk setiap potensi batuan induk bervariasi sebagai fungsi dari evolusi allochthonous garam. Hal ini meningkatkan prospektifitas daerah ini karena memungkinkan terhambatnya generasi di beberapa batuan induk, dan migrasi awal dan akumulasi ke dalam berbagai reservoir Neogen.

2.2 TINJAUAN GEOFISIKA

Pada umumnya proses pengikatan data seismik dengan sumur merupakan tahapan penting dalam interpretasi seismik, keberhasilan dan ketepatan interpretasi seismik sangat bergantung pada ketepatan pengikatan event-event reservoir yang teridentifikasi pada data sumur dengan amplitudo seismik. Keterbatasan data log sonic dan data densitas, membuat seismogram sintetik cukup sulit dilakukan. Sehingga, pengikatan data sumur-seismik yang dilakukan sangat bergantung dari ketepatan hubungan time-depth yang berasal dari data checkshot.

Setelah data seismik dan data sumur tersiapkan dengan baik, selanjutnya adalah melakukan interpretasi seismik. Interpretasi seismik meliputi interpretasi struktural berupa horison dan patahan. Hasil interpretasi struktural ini nantinya akan digunakan dalam membuat pemodelan struktural.

2.2.1 Log Petrofisika Batuan

Konsep Petrofisika digunakan untuk menggambarkan kondisi batuan pada suatu reservoir, dari sifat fisis ini akan digunakan untuk menjelaskan bagaimana penjalaran gelombang seismik pada batuan, diantara banyaknya sifat fisis batuan adalah densitas dan porositas batuan yang memiliki peranan yang penting pada penelitian kali ini.

Densitas (Massa Jenis)

Densitas adalah perubahan sifat fisis material yang terjadi karena adanya perubahan perbandingan antara massa (kg) dengan *volume* (m³). Densitas merupakan parameter yang digunakan dalam perhitungan gelombang P, gelombang S dan impedansi, dimana nilai dari densitas dipengaruhi oleh jumlah mineral, komposisi mineral, temperatur, tekanan porositas dan fluida yang mengisi pori-pori batuan, dari semua itu mempengaruhi nilai densitas yang nantinya akan berpengaruh pada respon bawah permukaan bumi.

Efek dari densitas dimodelkan secara sederhana pada persamaan berikut :

$$\rho_{sat} = \rho_m (1 - \phi) + \rho_w \phi \quad (2-1)$$

dimana :

ρ_{sat} = Densitas

ρ_m = Densitas Batuan

ϕ = Porositas

ρ_w = Densitas Air

Jika diasumsikan mineral pada matrik batuan, pori-porinya terisi oleh fluida maka nilai densitas dapat di rumuskan menggunakan persamaan Wyllie yaitu:

$$\rho_b = \rho_m (1 - \phi) + \rho_w S_w \phi + \rho_{hc} (1 - S_w) \quad (2-2)$$

dimana :

ρ_b = Densitas total (*bulk*)

ρ_m = Densitas Batuan

ϕ = Porositas

ρ_w = Densitas Air

S_w = Saturasi Air

ρ_{hc} = Densitas *Hidrocarbon*

Nilai dari densitas akan turun dengan signifikan pada reservoir gas dibanding nilai pada reservoir *hydrocarbon*, hal ini dikarenakan nilai massa partikel gas lebih kecil dibanding massa dari partikel *hydrocarbon*, yang menyebabkan turunya nilai densitas.

Porositas (Pori)

Porositas dapat diartikan perbandingan antara pori-pori pada batuan dengan volume total dari batuan tersebut, perbandingan ini biasanya dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi, nilai porositas pada batuan dapat dirumuskan dengan persamaan berikut :

$$\text{Porositas } (\phi) = (V_{\text{pori-pori}} / V_{\text{total}}) \times 100\% \quad (2-3)$$

Dikenal juga nilai porositas efektif, dimana pori-pori pada batuan berhubungan dan telah dikoreksi kandungan lempungnya, nilai porositas efektif dapat dirumuskan dengan persamaan berikut :

$$\text{Porositas efektif } (\phi_{\text{eff}}) = (V_{\text{pori-pori berhubungan}} / V_{\text{total}}) \times 100\% \quad (2-4)$$

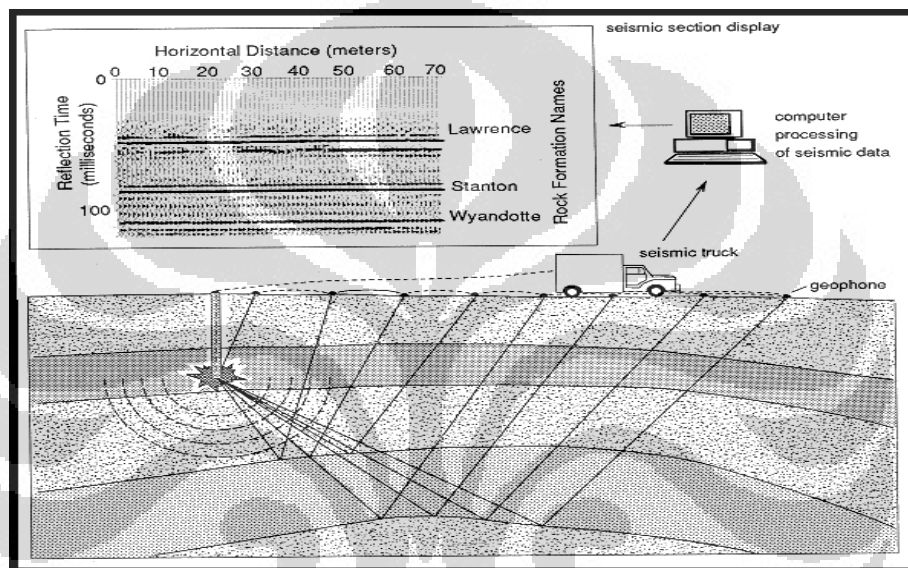
Secara umum porositas dihubungkan dengan kecepatan kemudian densitas. Diasumsikan nilai porositas besar maka nilai kecepatan akan kecil, karena volume pori-pori yang besar dan diisi oleh udara, hal ini kemudian akan membuat nilai kecepatan menurun saat merambat pada batuan tersebut, secara tidak langsung membuat nilai densitas akan turun juga, matrik batuan yang rongga porinya terisikan udara membuat nilai kekompakan batuan berkurang.

2.2.2 Atribut Seismik

Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik memanfaatkan perambatan gelombang mekanik ke dalam lapisan bumi yang mentransfer energi gelombang menjadi partikel gelombang dan

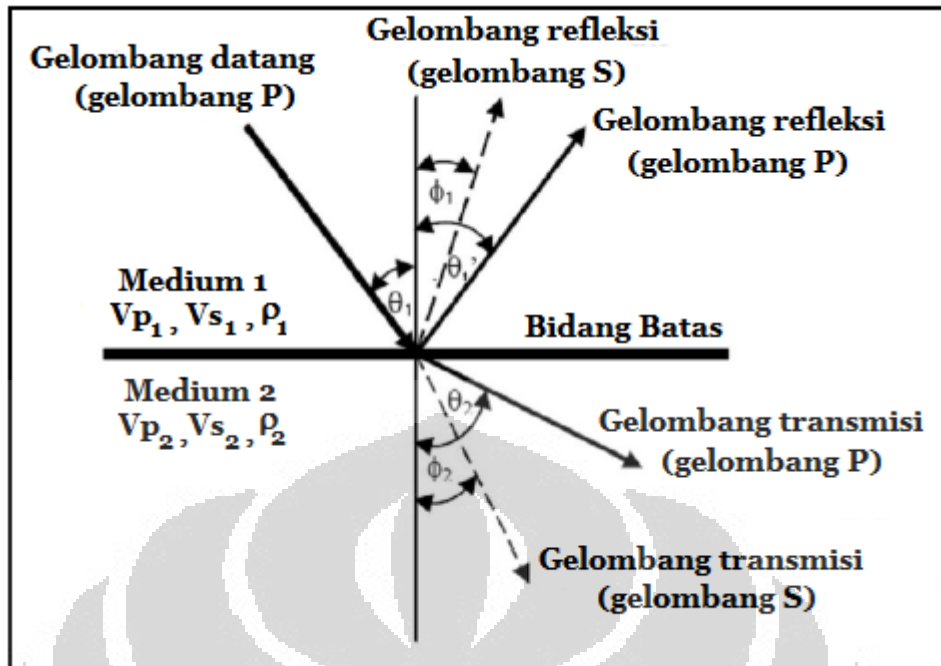
gelombang tersebut dipantulkan kepermukaan setelah menemui bidang batas. Hal ini dilakukan dengan mengirim gelombang seismik ke bawah permukaan bumi, gelombang tersebut ketika melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, maka muka gelombang akan terbagi, ada yang diteruskan kedalam perut bumi dan ada yang direfleksikan kepermukaan dan dipermukaan gelombang akan dicatat oleh *geophone* yang berfungsi sebagai alat rekam data, seperti digambarkan pada **Gambar 2.6**.



Gambar 2.6. Proses Akuisisi Seismik Refleksi [http://www.kgs.ku.edu, 2001]

Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, disebutkan sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Saat gelombang P datang mengenai bidang batas antara 2 medium yang berbeda gelombang akan mengalami dua hal, yaitu dibiaskan (refraksi) sebagai gelombang P dan S dan dipantulkan (refleksi) sebagai gelombang P dan S. Skema penjalaran gelombang (pemantulan dan pembiasan) tersebut terlihat pada **Gambar 2.7**.

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta'}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{S2}} = P \quad (2-5)$$



Gambar 2.7. Skema Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium [modifikasi dari Yilmaz, 2001]

Gelombang seismik yang dipantulkan membawa informasi litologi dan fluida bawah permukaan bumi dalam bentuk waktu tempuh (*travel time*), amplitudo refleksi, frekuensi dan variasi fasa gelombang, melalui pengolahan data seismik dan teknik interpretasi, perpaduan data seismik data log dapat diproses dan dianalisa untuk deliniasi sifat fisika batuan, distribusi litologi dan fluida, nilai porositas dan densitas.

Kemampuan batuan untuk menghambat gelombang seismik disebut sebagai impedansi akustik. Seismik refleksi akan terbentuk jika ada perubahan impedansi akustik yang merupakan fungsi dari kecepatan dan densitas batuan.

$$AI = \rho V \quad (2-6)$$

Dimana :

AI = Impedansi Akustik ($\text{gr/cm}^3 * \text{m/s}$)

ρ = Densitas (gr/cm^3)

V = Kecepatan (m/s)

Koefisien Refleksi

Pada dasarnya koefisien refleksi dapat dianggap sebagai sebuah respon dari gelombang seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik (AI). Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incident*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{\rho_{i+1} V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1} V_{i+1} + \rho_i V_i} \quad (2-7)$$

Dimana :

ρ_i = Densitas lapisan i

V_i = Kecepatan lapisan i

AI = Impedansi Akustik

RC = *reflection coefficient* (koefisien refleksi)

Persamaan diatas menyatakan semakin keras suatu batuan, maka kecepatan rambat gelombang pada batuan semakin tinggi, sehingga semakin tinggi juga nilai impedansi akustik (AI).

Jika nilai AI_2 lebih besar dari pada AI_1 , dapat diartikan gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas atau kecepatan rendah ke batuan dengan nilai densitas atau kecepatan yang lebih tinggi, sehingga nilai koefisien refleksi akan bernilai positif.

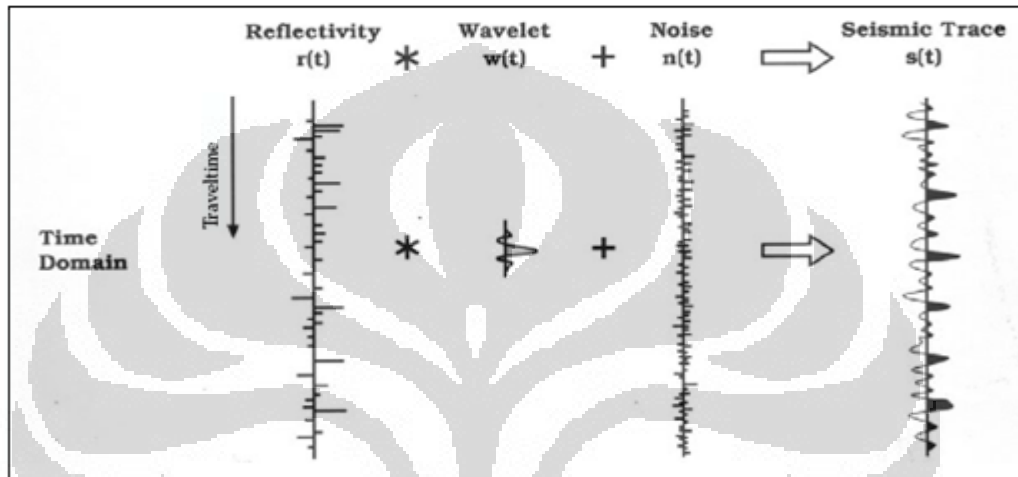
Seismic Trace

Seismic Trace adalah model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan noise (Russell, 1996), dapat dilihat pada **Gambar 2.8**. Bentuk persamaannya adalah sebagai berikut :

$$S_t = W_t * r_t + n_t \quad (2-8)$$

dimana :

- S_t = *trace* seismik
- W_t = *wavelet* seismik
- r_t = reflektivitas bumi, dan
- n_t = *noise*
- * = simbol dari operasi konvolusi



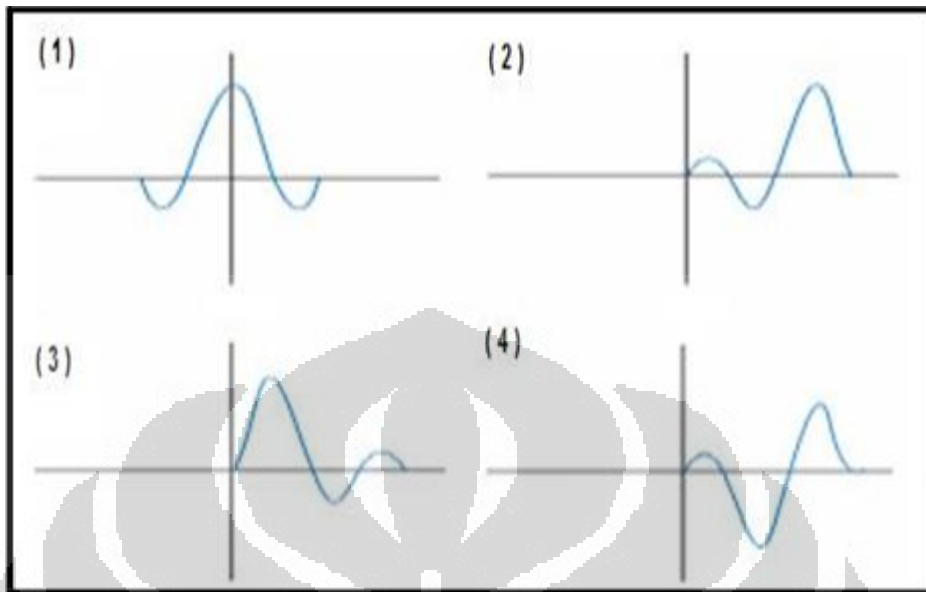
Gambar 2.8. Proses konvolusi yang menghasilkan *seismic trace* [Partyka,1999]

Wavelet

Wavelet atau sering disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan *phase* tertentu. Berdasarkan konsentrasinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1999) dan ditunjukkan pada **Gambar 2.9**:

1. *Zerro phase*, *wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terpusat pada titik nol (*peak* pada batas AI). *Wavelet* jenis ini mempunyai nilai resolusi maksimum dibanding *wavelet* jenis yang lain.
2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang pemusatan energinya terjadi pada bagian depan dari *wavelet* (muka gelombang), sedekat mungkin dengan titik referensi sama dengan nol ($t=0$) dan tidak memiliki energi sebelum $t=0$
3. *Maksimum phase*, yaitu *wavelet* yang memiliki pemusatan energi maksimal pada dibagian akhir dari *wavelet*.

Mix phase, adalah *wavelet* yang tidak terjadi pemusatan energi baik dibagian awal atau akhir dari *wavelet*.



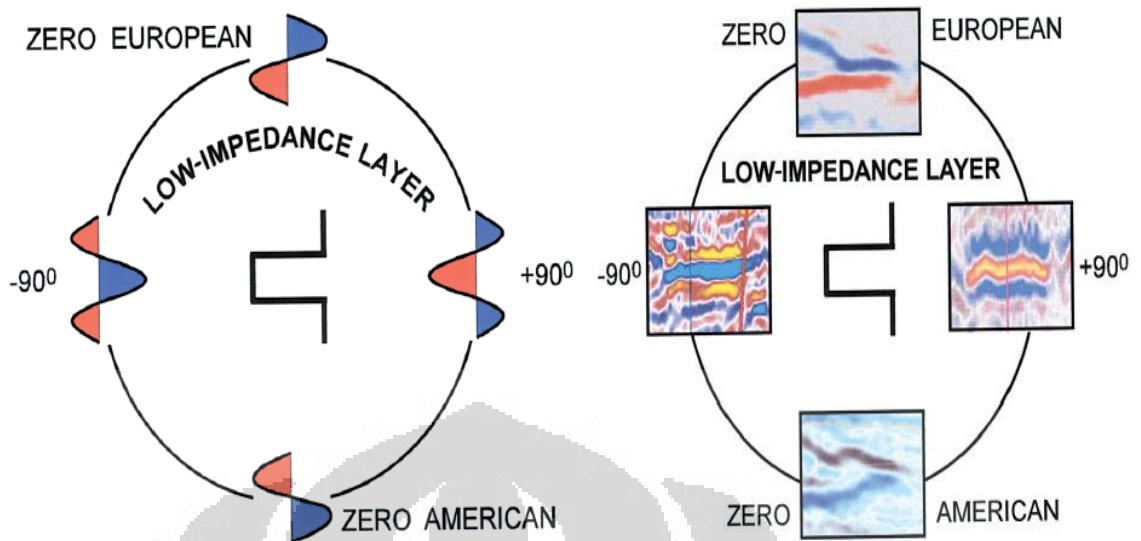
Gambar 2.9. Jenis-jenis wavelet 1) Zero Phase Wavelet, 2) Maximum Phase Wavelet, 3) Minimum Phase Wavelet, 4) Mixed Phase Wavelet [Sukmono, 1999]

Polaritas

Polaritas adalah asumsi bahwa koefisien refleksi (RC) adalah suatu bentuk gelombang yang memiliki nilai positif atau negatif. Karena hal ini timbul ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam, yaitu:

- Nilai dari $AI_2 > AI_1$ maka akan didapat gelombang pada posisi puncak (*peak*),
- Nilai $AI_2 < AI_1$ maka akan didapat gelombang pada posisi lembah (*trough*).

Solusinya adalah dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polariti *reverse*. Saat ini terdapat 2 standar polaritas yang biasa dipakai dalam interpretasi seismik yaitu *American Polarity* dan *European Polarity* (klasifikasi Brown, 2004) dan nilai keduanya berkebalikan, ditunjukkan pada **Gambar 2.10**. Namun pada klasifikasi *Society of Exploration Geophysicist* (SEG), SEG Reverse sama halnya seperti klasifikasi *American Polarity* (versi Brown 2000) yaitu batas kenaikan AI pada amplitude puncak (*peak amplitude*).



Gambar 2.10. Polaritas (*American* dan *European*) bentuk *wavelet zero phase* dan *minimum phase* dengan (Brown, 2004). Puncak (*peak*) dalam warna biru dan lembah (*trough*) dalam warna merah.

Konvensi polaritas *SEG Reverse* sama dengan *American Polarity* (versi Brown, 2004), yaitu kenaikan AI ditunjukkan pada puncak (*peak amplitude*)

Variance

Variance merupakan estimasi dari perubahan lokal pada sinyal seismik / tras seismik. Atribut ini berguna untuk mendeteksi struktur terutama adanya patahan dari identifikasi batasan nilai koherensi rendah dengan koherensi tinggi dengan lebih baik dibandingkan amplitudo konvensional. Contoh tampilan hasil atribut variance terdapat pada **Gambar 2.11**. Untuk mereduksi noise dapat menggunakan penghalusan vertikal (*vertical smoothing*) atau pada tras seismik lateral (*inline / xline*). Adapun uraian beberapa cara tersebut diantaranya:

a). Filter range (Inline, Crossline)

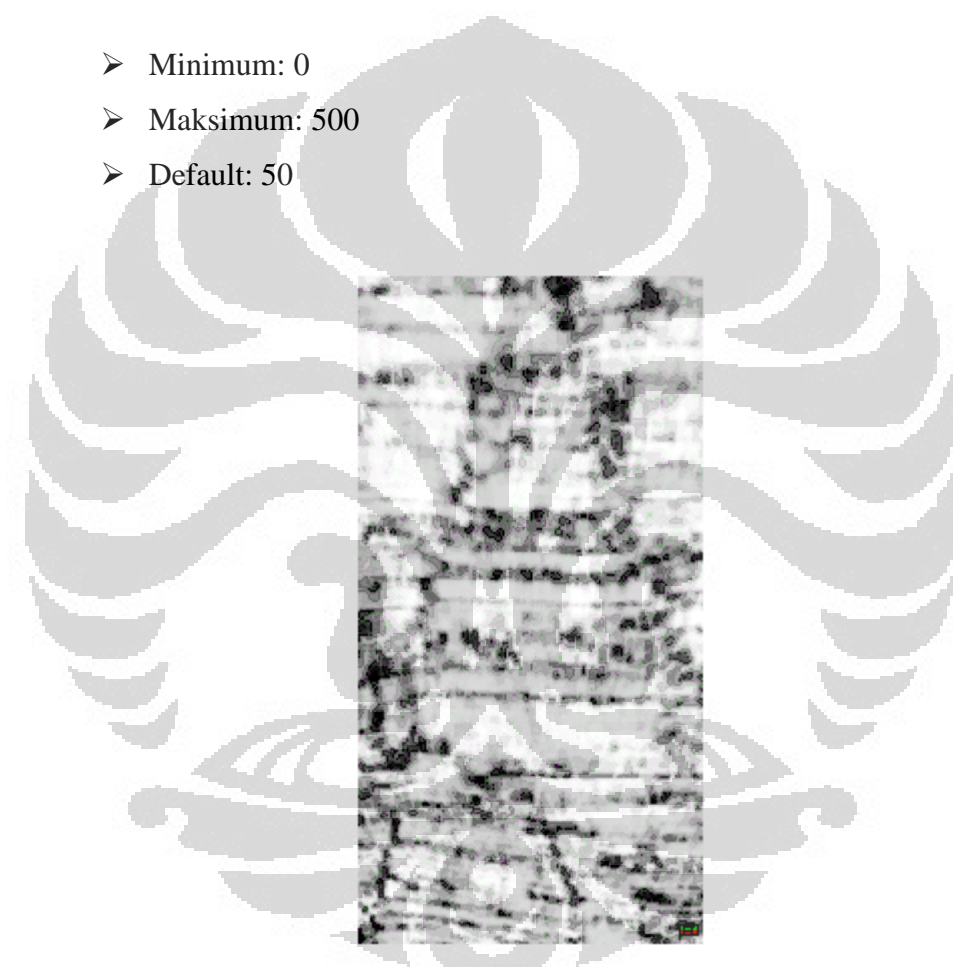
Ukuran filter mengontrol nomor-nomor tras secara horizontal untuk estimasi horizontal variance. Nilai yang lebih besar pada tras akan digunakan. Normalnya, filter inline dan crossline akan diset dengan nilai yang sama.

- Minimum: 1
- Maximum: 11
- Default: 3

b). Vertical smooth (milliseconds)

Ukuran filter ini dapat mengontrol perubahan vertical time untuk diterapkan pada perhitungan variance. Nilai yang lebih besar (>80ms) mengurangi noise lebih efektif, tetapi juga dapat menyamarkan ketajaman resolusi dari batasan yang terdeteksi. Panjang optimum bergantung pada data dan objektifnya, tetapi 32-64 milliseconds merupakan starting point yang baik.

- Minimum: 0
- Maksimum: 500
- Default: 50

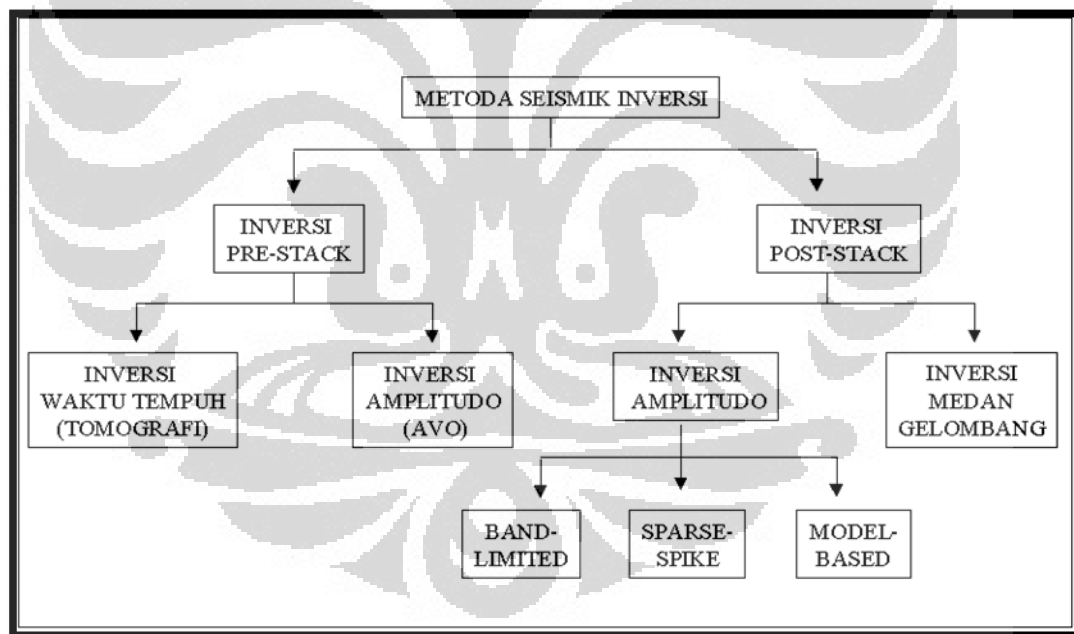


Gambar 2.11. Contoh atribut WestCam – Xline 380, Inline 231-367, Time 872-2132

Atribut variance dapat digunakan untuk memisahkan batasan-batasan dari input dataset. Dengan adanya batasan, hal ini berarti terjadi diskontinuitas di dalam kemenerusan horizontal dari amplitude seismik. Atribut variance juga dapat diterapkan sebagai atribut stratigrafi. Jika berjalan dalam beberapa akumulasi range waktu (*short windowed time*), maka atribut variance dapat menunjukkan fitur-fitur dari hasil pengendapan, termasuk reef, channel, splays, dll.

2.2.3 Inversi Seismik

Inversi merupakan integrasi dari perhitungan matematika dan statistik untuk memperoleh informasi mengenai sifat fisik berdasarkan observasi terhadap sistem yang akan dilakukan inversi. Secara umum inversi seismik adalah suatu teknik untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan dari data seismik yang ada dengan data sumur sebagai pengontrolnya (Sukmono 2007). Secara umum, metode inverse dibagi menjadi beberapa metode, inversi pre-stack dan inversi post-stack pada **Gambar 2.12**. Pada pembahasan penelitian ini, inversi yang digunakan adalah tergolong dalam inversi post-stack. Hasil yang diperoleh dari inversi seismik adalah penampang distribusi impedansi terhadap kedalaman untuk setiap *trace* seismik.



Gambar 2.12. Diagram jenis-jenis inversi [Russell, 1988]

Berikut adalah metode–metode inversi yang dapat dilakukan dari data *post-stack* :

1. Metode Inversi *Recursive*

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

$$A_{i+1} = A_{i-1} * \frac{1+RC_i}{1-RC_i} \quad (2-9)$$

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

$$A_m = A_1 * \prod \left[\frac{1+RC_i}{1-RC_i} \right] \quad (2-10)$$

Proses ini dinamakan sebagai inversi rekursif diskrit (*discrete recursive inversion*) yang menjadi dasar teknik inversi lainnya (Hampson Russell Manual, 2006). Metode ini menggunakan alogaritma yang sederhana sehingga hasil resolusi *bandwidth* sama dengan data seismic, namun metode ini tidak menggunakan data sumur sebagai kontrol dari hasil inversinya, nilai impedansi didapat dari satu lapisan dan untuk mendapatkan nilai impedansi dilapisan yang lain dilakukan iterasi, sehingga jika pada lapisan pertama terdapat nilai *error* maka nilai tersebut akan terdistribusikan pada hasil inversi.

2. Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse Spike* menggunakan batasan ekstra (*extra constraint*) yaitu *soft-constrain* dan *hard-constraint*, proses ini dapat digunakan dalam estimasi *full bandwidth* reflektivitas, hal ini diasumsikan bahwa reflektifitas bumi sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektifitas kecil yang tersimpan didalam deretan reflektifitas yang lebih

besar yang secara geologi berhubungan dengan ketidakselarasan atau batas litologi utama.

Metode inversi *Sparse-spike* mengasumsikan bahwa hanya nilai *spike* yang besar saja yang penting, diasumsikan nilai *spike* yang besar menandakan adanya beda nilai impedansi akustik yang besar hal tersebut terjadi karena adanya beda lapisan, metode ini mencari *spike* yang besar dari seluruh *seismic trace*. *Spike* tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. Inversi *sparse spike* menggunakan parameter yang sama dengan inversi *model based*. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung berapa banyak *spike* yang akan dipisahkan dalam setiap *trace*. *Spike* yang baru lebih kecil daripada *spike* sebelumnya. (Hampson & Russell, 2006).

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

3. Metode Inversi *Model Based (Blocky)*

Metode ini yang dilakukan pada penelitian Tugas Akhir ini untuk nantinya digunakan sebagai konstrain dalam distribusi lithologi maupun parameter petrofisika batuan. Inversi model ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang telah dibuat dari hasil konvolusi reflektifitas (model geologi) dengan wavelet tertentu dengan data seismik, metode ini dimulai dari persamaan dasar berikut :

$$S_t = W_t * r_t + n_t \quad (2-11)$$

Dari persamaan diatas dijelaskan S adalah *seismic trace*, yang dihasilkan dari konvolusi dari W adalah *wavelet* dan r_t adalah nilai reflektiviti yang ditambahkan nilai *noise*. Penerapan metode ini dimulai dengan asumsi awal yang diperbaiki secara iteratif. Metode ini melakukan iterasi untuk mencari nilai reflektivitas yang dikonvolusi dengan *wavelet* sehingga menghasilkan *seismic trace* yang mendekati data seismik yang asli.

Metode ini menghasilkan banyak model iterasi sehingga solusi dari hasil inversi sangat banyak, menyebabkan hasilnya tidak *unique* namun dalam proses inversi data yang di masukan memuat semua frekuensi dari data seismik.



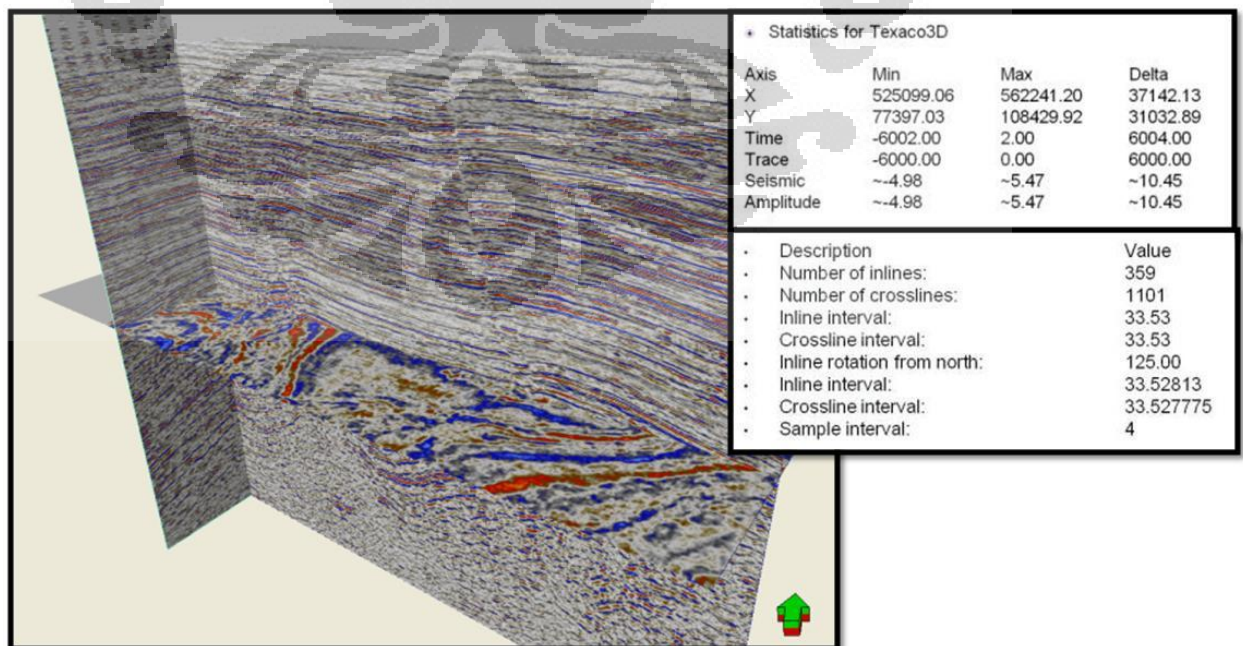
BAB 3

ATRIBUT SEISMIK SEBAGAI KARAKTERISASI RESERVOAR

3.1 KETERSEDIAAN DATA

3.1.1 Data Seismik

Data seismik Texaco 3D digunakan dalam proses interpretasi lapangan GOM ini. Spesifikasi data seismik tersebut mempunyai record length 6s dengan sample rate 4ms. Jumlah inline 359 dan jumlah crossline sebanyak 1101, dimana interval tiap line adalah 34m dan berorientasi arah barat laut – tenggara. Secara umum, data seismik yang digunakan mempunyai kualitas baik, hal ini terlihat dari kemenerusan karakter refleksi seismik yang terlihat jelas, terutama dalam memperlihatkan struktur bawah permukaan. Data seismik yang diambil adalah data seismik offshore yang mempunyai datum 0 pada tvdss. **Gambar 3.1** memperlihatkan data seismik 3D secara keseluruhan baik pada inline, xline, maupun timeslice.



Gambar 3.1. Data seismik 3D secara umum berikut spesifikasi teknisnya

3.1.2 Data Sumur

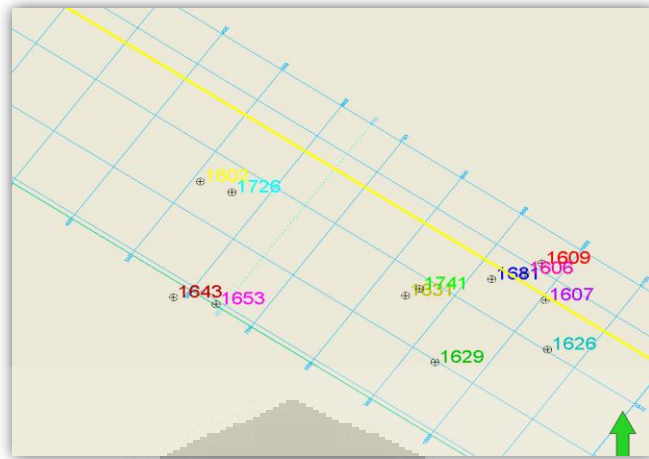
Sedangkan pada data sumur, digunakan 12 sumur yang mencakup beberapa log sebagai representasi lithologi maupun indikator fluida. Evaluasi data log sumur akan dibahas berikutnya. Berikut ini spesifikasi teknis dari data sumur dan ketersediaanya yang terdapat pada **Tabel 3.1**.

Tabel 3.1. Ketersediaan data sumur

NO	WELL	X		Y	m		KB	ASN	LAT	LN	SP	LT18	ILM	DT	Ohm.m		CALI	CILD	DRHO	GAPI	RHOB	Ohm.m
		X	Y		IL	ILD																
1	1602	1769265	539271.36	310903	94763.2344	0	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
2	1606	1818096	554155.66	294838	89866.6224	0	YES	NO	YES	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
3	1607	1821160	555089.57	290132	88432.2336	0	NO	NO	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
4	1609	1820650	554934.12	296571	90394.8408	0	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
5	1626	1821509	555195.94	281505	85802.724	0	YES	YES	YES	YES	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
6	1629	1804566	550031.72	279301	85130.9448	0	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
7	1631	1800144	548683.83	290954	88682.7792	0	YES	NO	NO	YES	NO	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
8	1643	1765212	538036.62	290651	88590.4248	0	NO	NO	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
9	1653	1771604	539984.9	289427	88217.3496	0	NO	YES	YES	YES	NO	NO	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
10	1681	1813098	552632.27	293812	89553.8976	0	YES	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO
11	1726	1773995	540713.68	309027	94191.4296	0	YES	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES
12	1741	1802228	549319.05	292132	89041.8336	0	YES	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Data indikator lithologi yang terdapat pada seluruh sumur adalah data log sumur SP, terdapat log GR pada salah satu sumur yaitu sumur 1726, namun pada interval reservoir bagian bawah saja. Sedangkan indikator fluida terdapat pada data log LN, SN, LT18, dan ILD yang merupakan log jenis resistivity. Keseluruhan sumur berada pada laut (*offshore*).

Terdapat log sonic pada 1631 dan log density 1726 pada interval yang terbatas, menyulitkan untuk membuat seismogram sintetik untuk dapat melakukan proses pengikatan data sumur yang akan dibahas selanjutnya. Keseluruhan sumur menggunakan single checkshot yang disesuaikan hubungan time-depthnya. Basemap posisi seluruh sumur terhadap cakupan seismik ditunjukkan pada **Gambar 3.2**.



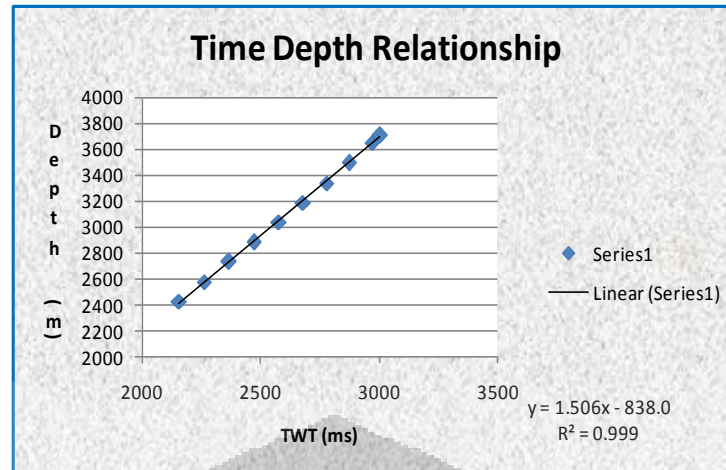
Gambar 3.2. Basemap sumur dengan cakupan data seismik 3D

3.1.3 Checkshot

Hubungan antara time dengan depth dihasilkan dari satu data checkshot yang diaplikasikan ke semua data sumur. **Tabel 3.2** menunjukkan hubungan antara time dengan depth dari checkshot yang digunakan. Sedangkan **Gambar 3.3** menunjukkan grafik kecepatan terhadap kedalaman dari data checkshot.

Tabel 3.2. hubungan antara Time dengan Depth dari checkshot

TWT (ms)	Depth (ft)	Depth (m)
0	0	0
2158	7957	2425.294
2264	8457	2577.694
2368	8957	2730.094
2472	9457	2882.494
2578	9957	3034.894
2680	10457	3187.294
2778	10957	3339.694
2874	11457	3492.094
2970	11957	3644.494
3006	12157	3705.454

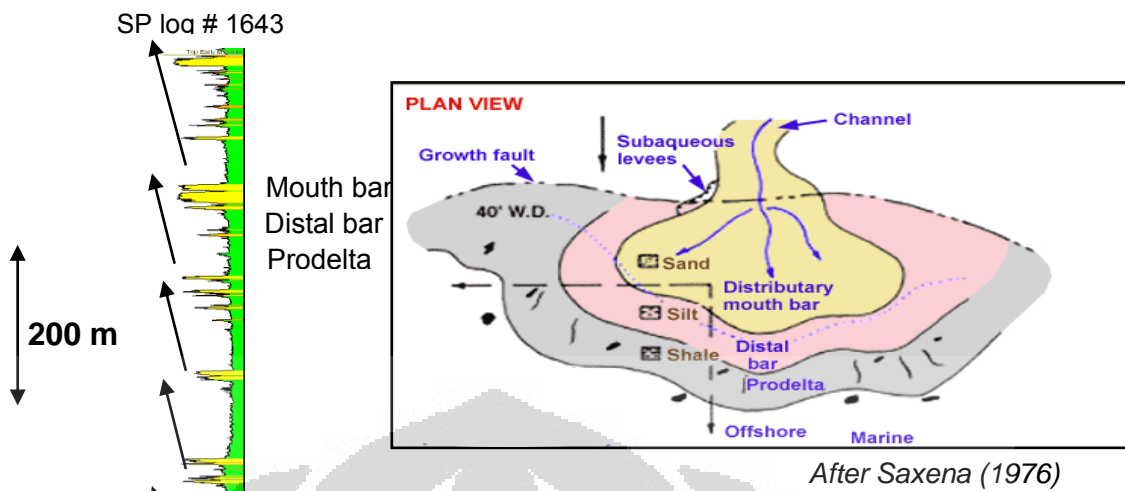


Gambar 3.3. Grafik kecepatan terhadap kedalaman dari data checkshot

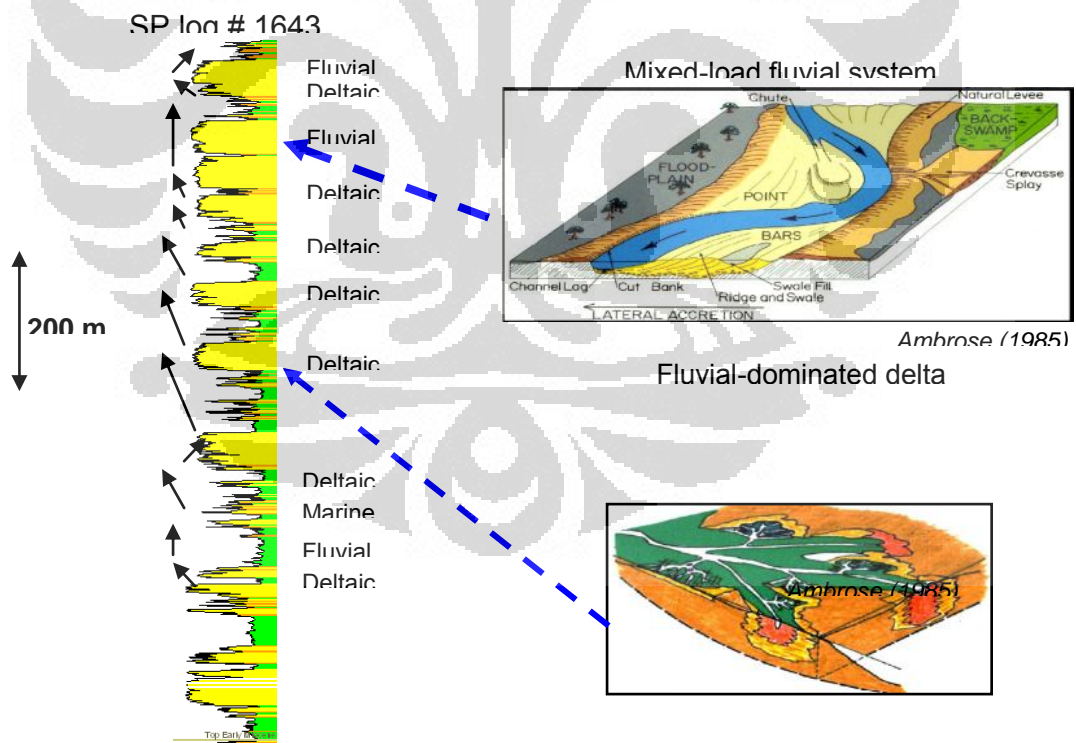
3.2 INTERPRETASI SEISMIK

3.2.1 Pemodelan Stratigrafi

Informasi stratigrafi yang didapatkan dari Saxena (1976) mengenai endapan sedimen pada umur Miosene bawah terbentuk pada lingkungan pengendapan delta seperti dilihat pada **Gambar 3.4**. Hal ini didukung oleh informasi sumur 1643 pada log SP dapat diinterpretasi sebagai berikut. Untuk daerah pro-delta pada gambar dapat diketahui umumnya terdapat shale sedangkan untuk distal terdapat silt (lanau), dari data tersebut dapat diketahui bahwa sedimentasi sudah berlangsung lebih jauh dari sumbernya sehingga batuan yang terbentuk relatif memiliki ukuran butir yang kecil berukuran lempung sampai lanau. Sedangkan untuk daerah *mouthbar* didominasi oleh batu pasir yang didapatkan dari sedimentasi yang tidak terlalu jauh dari sumur. Untuk data logging tipe sequence stratigrafinya adalah LST. Lithologi didominasi oleh batu lempung dengan perselingan batu pasir.

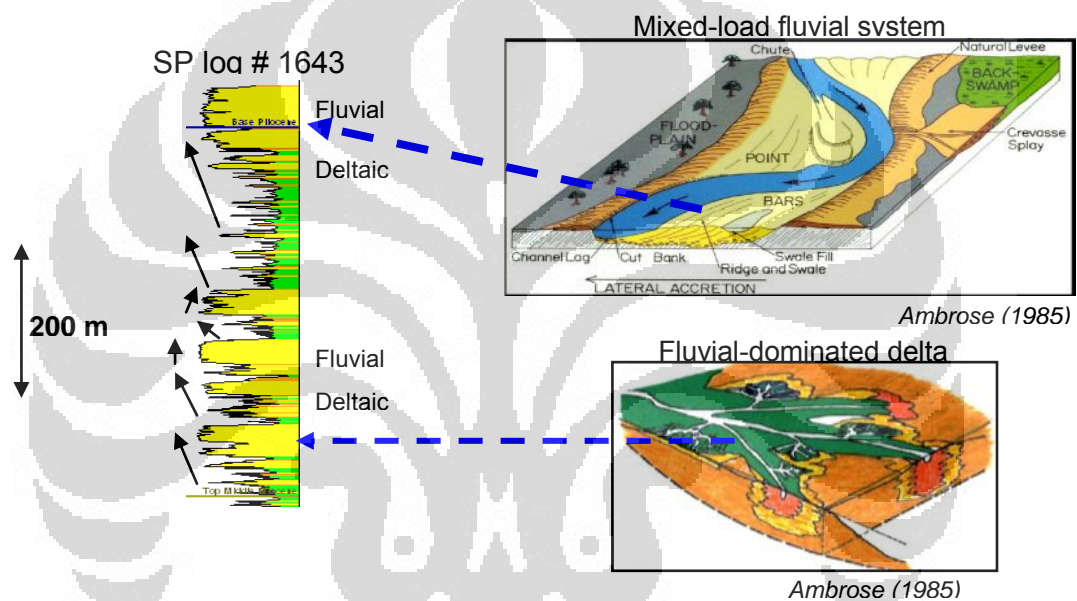


Gambar 3.4 Lingkungan pengendapan Miocene bawah.



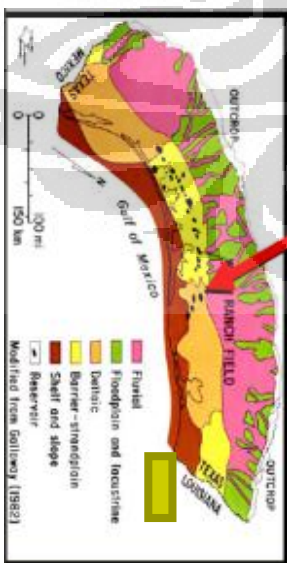
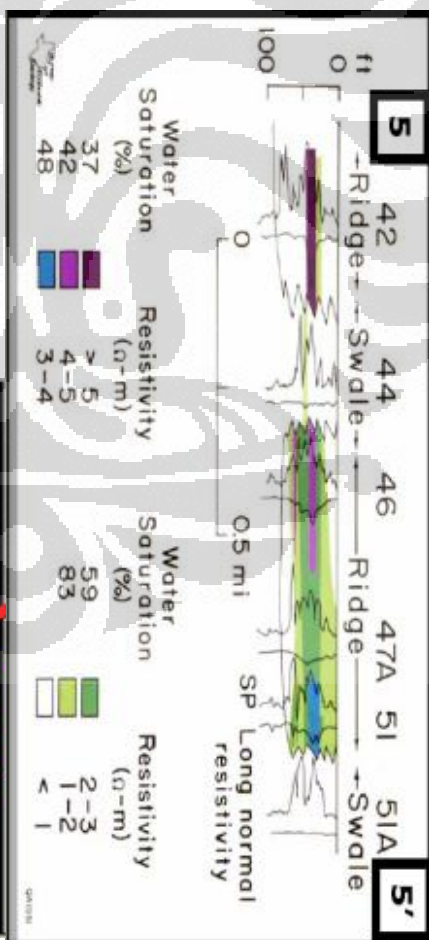
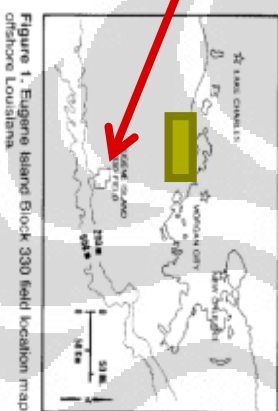
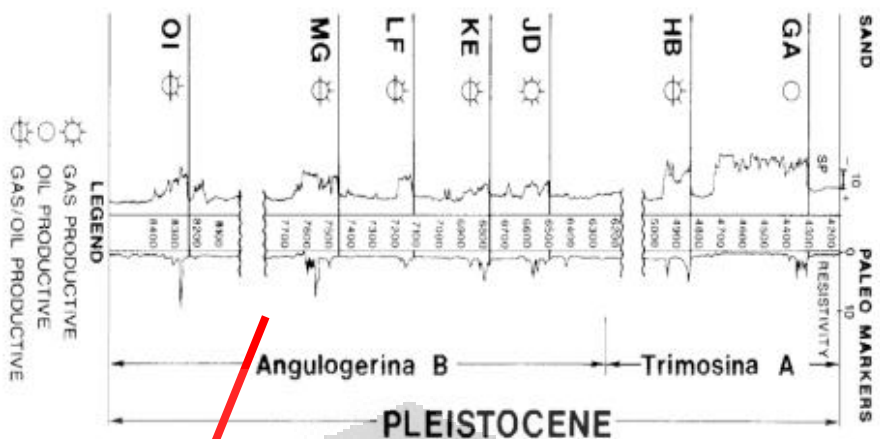
Gambar 3.5 Lingkungan pengendapan Miocene tengah.

Informasi stratigrafi yang didapatkan dari Ambrose (1985) mengenai endapan sediment pada umur miosene tengah terbentuk pada lingkungan pengendapan darat yang ditunjukkan pada **Gambar 3.5**. Hal ini didukung oleh informasi sumur SP #1643 yang dapat diinterpretasi sebagai berikut. Terdapat kenaikan dan penurunan air laut yang ditandai oleh siklus fluktuasi air laut dimana fase transgresi lebih dominan dari pada fase regresi yang menyebabkan terjadinya tipikal pengendapan fluvial dominated delta. Ini juga terjadi pada jaman miosen atas / awal yang digambarkan pada **Gambar 3.6**.

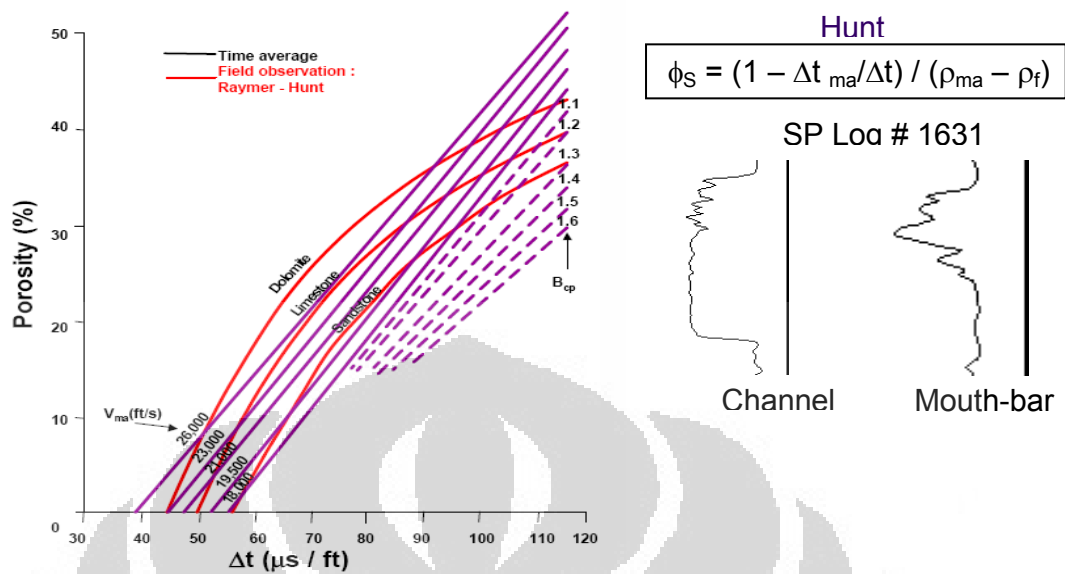


Gambar 3.6 Lingkungan pengendapan Miosene awal.

Dari informasi lapangan Ranch yang merupakan lapangan dengan lokasi yang cukup berdekatan didapatkan informasi water saturation berkisar dari 37-42 % dengan resistivity lebih dari 5 Ω m. Pada **Gambar 3.7** terdapat pendekatan nilai resistivitas dari lapangan Ranch. Dimana lapangan tersebut berada sebelah selatan dari lapangan Texaco (blok warna kuning krem) yang sedang diteliti.



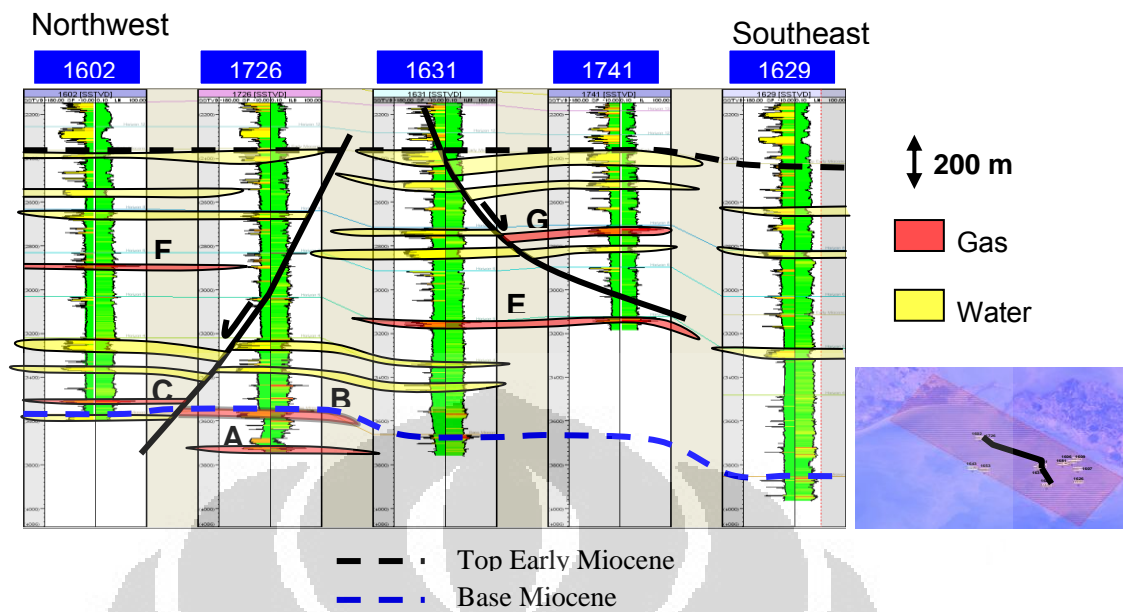
Gambar 3.7 Informasi resistivity terdapat dari lapangan Ranch yang berada pada sebelah selatan dari daerah penelitian. Informasi tersebut dijadikan referensi dari penentuan saturasi air secara kualitatif dan cut off penentuan batas kontak fluida hidrokarbon



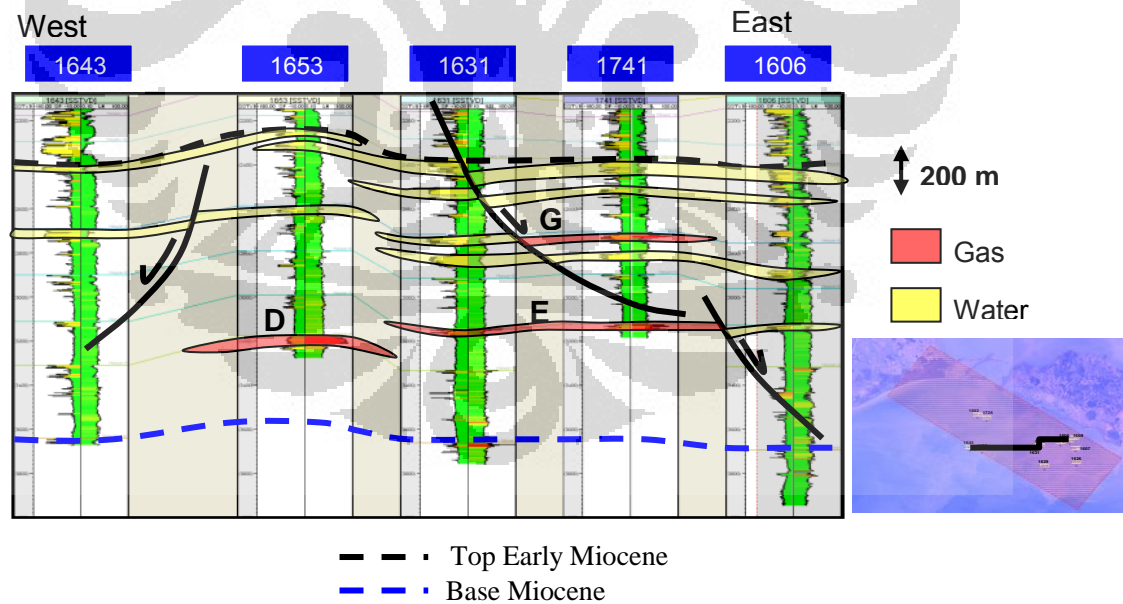
Gambar 3.8 Perhitungan porositas dari informasi data sonic.

Sedangkan pada estimasi penentuan nilai densitas dan maupun porositas pada sumur yang tidak tersedia data log densitas, maka digunakan pendekatan Hunt yang biasa digunakan sebagai prediksi. **Gambar 3.8** menunjukkan bagaimana estimasi dari Hunt dilakukan. Dengan menggunakan pendekatan dengan menggunakan transformasi Hunt, dan dengan memasukkan nilai sonic 67-71 $\mu\text{s}/\text{ft}$ pada mouth bar didapatkan nilai porositas sebesar 19-21 %. Pada channel didapatkan nilai sonic berkisar 80-82 $\mu\text{s}/\text{ft}$ sehingga didapatkan nilai porositas sebesar 25-27 %.

Dengan membuat korelasi sumur dengan arah barat laut – tenggara dan menambahkan lokasi patahan dari sesimik yang ada, maka dapat dibuatkan distribusi sand pada kelima sumur yang berkorelasi ini. Distribusi sand ini dilakukan pada sumur-sumur yang berarah barat daya –tenggara dan arah barat - timur. **Gambar 3.9** menunjukkan korelasi sumur arah barat laut – tenggara dan **Gambar 3.10** menunjukkan korelasi sumur arah barat – timur. Dimana patahan berperan penting dalam pembentukan perangkat struktur yang membedakan korelasi lapisan sand yang berisi gas (warna merah) dengan sand yang berisi air (warna kuning).



Gambar 3.9 Korelasi well berarah barat laut-tenggara pada sumur 1602 hingga 1629 pada beberapa zona reservoir.



Gambar 3.10 Korelasi well berarah barat – timur pada sumur 1643 hingga 1606 pada beberapa zona reservoir.

Dari analisa petrofisika, bisa didapatkan beberapa prospek potensi reservoir yang didukung oleh data dari well. Hasilnya dapat dilihat seperti pada **Tabel 3.3** dibawah ini. Rata-rata porositas berkisar sekitar 20% dengan ketebalan rata-rata net sand sekitar 30 ft.

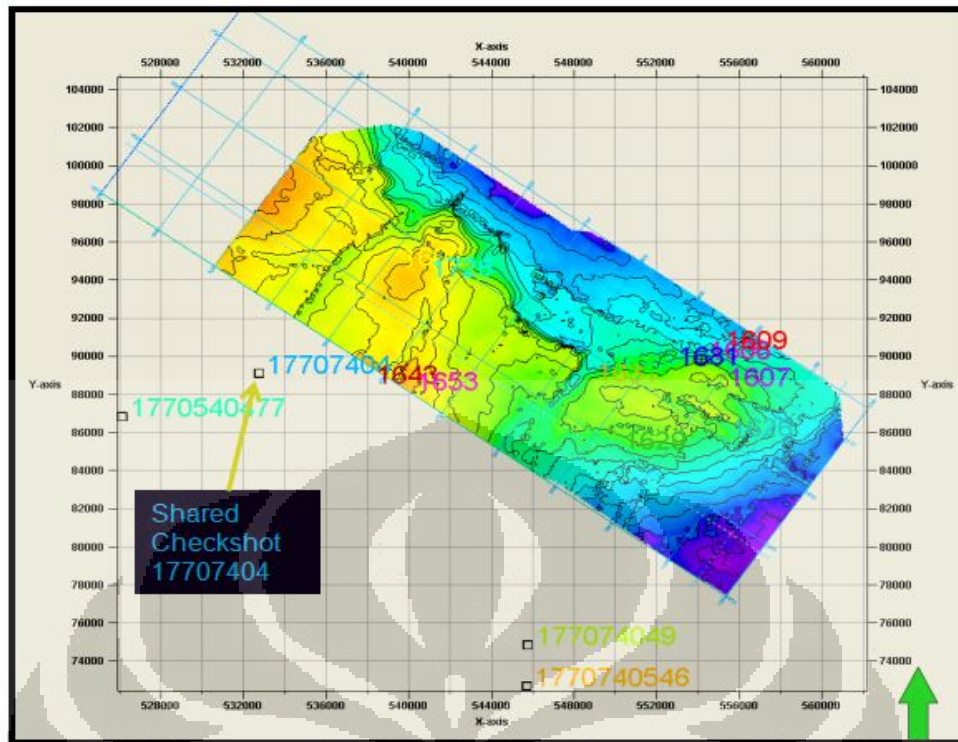
Tabel 3.3 Analisa petrofisika pada beberapa potensi prospek reservoir.

Potential Prospect	Net Sand (ft)	Porosity	Fluid Type	Drive Mechanism	Reservoir Facies	Play
B	80	25 - 27 %	Gas-Water	Water Drive	Channel	Late Oligocene
C	26	19 - 21 %	Gas	Depletion Drive	Mouth-bar	Early Miocene
E	16	19 - 21 %	Gas	Depletion Drive	Mouth-bar	Early Miocene
F	14	19 - 21 %	Gas	Depletion Drive	Mouth-bar	Early Miocene
G	45	19 - 21 %	Gas-Water	Water Drive	Mouth-bar	Early Miocene

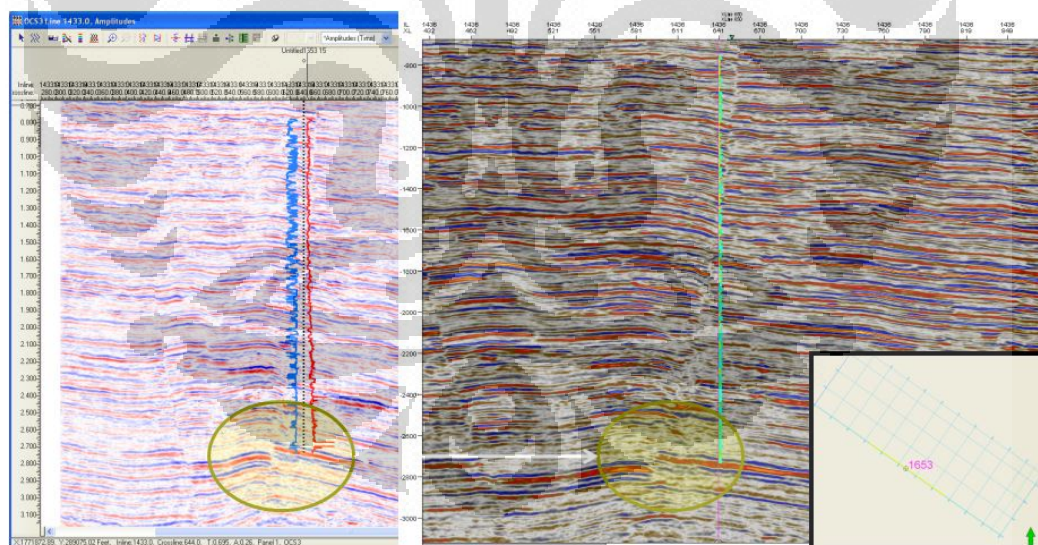
3.2.2 Pengikatan Data Sumur - Seismik

Pada umumnya proses pengikatan data seismik dengan sumur merupakan tahapan penting dalam interpretasi seismik, keberhasilan dan ketepatan interpretasi seismik sangat bergantung pada ketepatan pengikatan event-event reservoir yang teridentifikasi pada data sumur dengan amplitudo seismik. Keterbatasan data log sonic dan data densitas, membuat seismogram sintetik cukup sulit dilakukan. Sehingga, pengikatan data sumur-seismik yang dilakukan sangat bergantung dari ketepatan hubungan *time-depth* yang berasal dari data checkshot.

Penyesuaian dilakukan event reservoir terhadap amplitudo seismik dilakukan pada setiap sumur untuk mengakomodasi perbedaan dari kedalaman event masing-masing. Referensi pengikatan data sumur-seismik diambil dari publikasi yang sudah ada dengan menyesuaikan pada event refleksi yang terdapat pada data sumur lainnya.



Gambar 3.11. Letak sumur yang mempunyai data checkshot



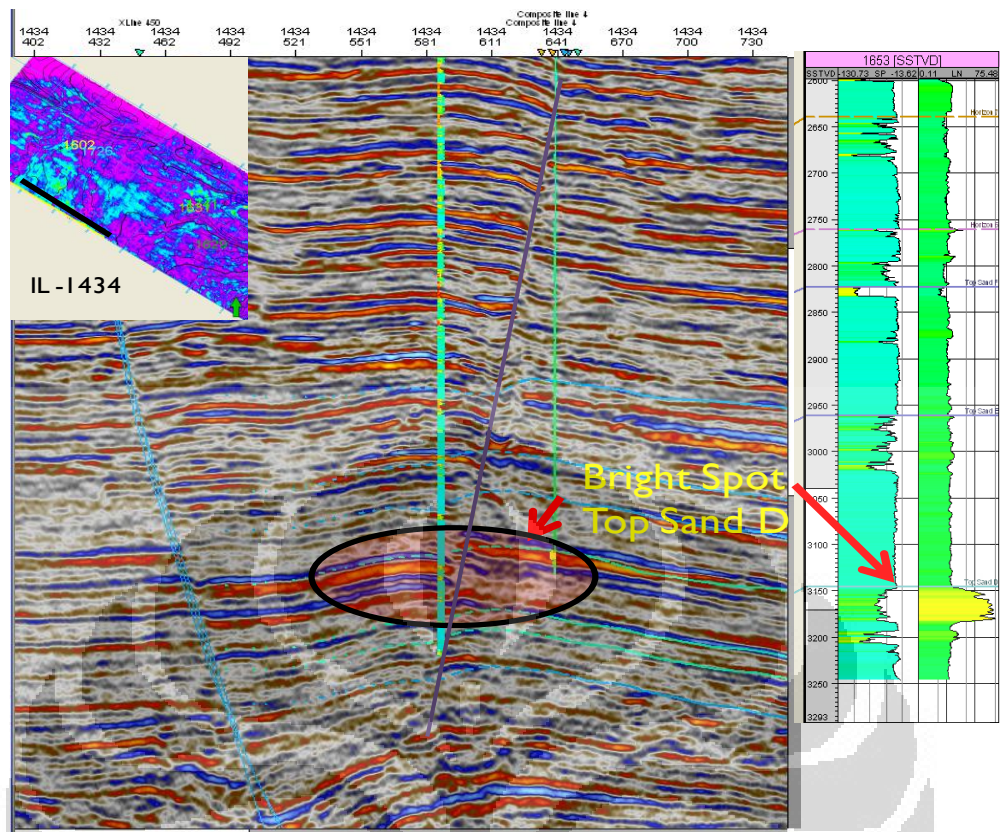
Gambar 3.12 berikut ini adalah gambar proses pengikatan sumur 1653 terhadap data seismik inline 1436

Gambar 3.12 berikut ini adalah gambar proses pengikatan sumur 1653 terhadap data seismik inline 1436 pada yang telah disesuaikan. Sedangkan letak sumur yang mempunyai referensi data checkshot, ditunjukkan oleh **Gambar 3.11**.

3.2.3 Horizon Seismik

Secara umum telah dilakukan interpretasi untuk menentukan struktur dari bawah permukaan pada lapangan GOM ini. Didapatkan struktur patahan sebanyak 14 patahan secara keseluruhan yang berhasil diidentifikasi, sekitar 5 patahan utama termasuk diantaranya adalah *growth fault* sebagai salah satu pemerangkap utama dari hidrokarbon. Sedangkan sebanyak 7 horison hasil identifikasi reservoir berhasil dipetakan. Tentunya dalam menentukan interpretasi struktur, beberapa pertimbangan telah dilakukan, yaitu dengan melakukan ekspansi data sebagai data pendukung untuk mengkonfirmasi hasil interpretasi baik horizon maupun patahan. *Direct hydrocarbon indicator* berupa *Bright spot* telah berhasil diidentifikasi pada Inline 1434 dengan time 2700ms dimana terdapat sumur 1653 yang terdapat gas ditunjukkan oleh **Gambar 3.13**.

Berdasarkan hasil interpretasi seismik, didapatkan 7 horizon top reservoir. Diantaranya dari yang paling atas Top Structure G, Top Structure F, Top Structure E, Top Structure D, dan Top Structure C berada secara kolom stratigrafi pada zaman Early Miocene. Sedangkan Top Structure B, dan yang paling bawah adalah Top Structure A berada pada Base Miocene. Secara umum bagian barat-barat laut mempunyai struktur yang lebih tinggi dibandingkan bagian timur-tenggara. Adanya *growth fault* membuat terbentuknya perangkap *roll-over anticline* pada zona reservoir. Namun, tidak adanya data sumur pada bagian barat-barat laut yang terpisah oleh adanya *growth fault*, membuat sulitnya identifikasi lithologi pada daerah tersebut, khususnya dalam hal konstrain inversi seismik. Apabila proses pengendapan dan migrasi pada daerah barat-barat laut tersebut beriringan dengan bagian lain sebelum adanya struktur patahan yang memisahkan, maka daerah barat-barat laut tersebut akan menjadi daerah *lead* yang sangat potensial untuk dieksplorasi. Pembahasan evaluasi potensi lebih lanjut daerah barat-barat laut tersebut berada pada Bab IV.



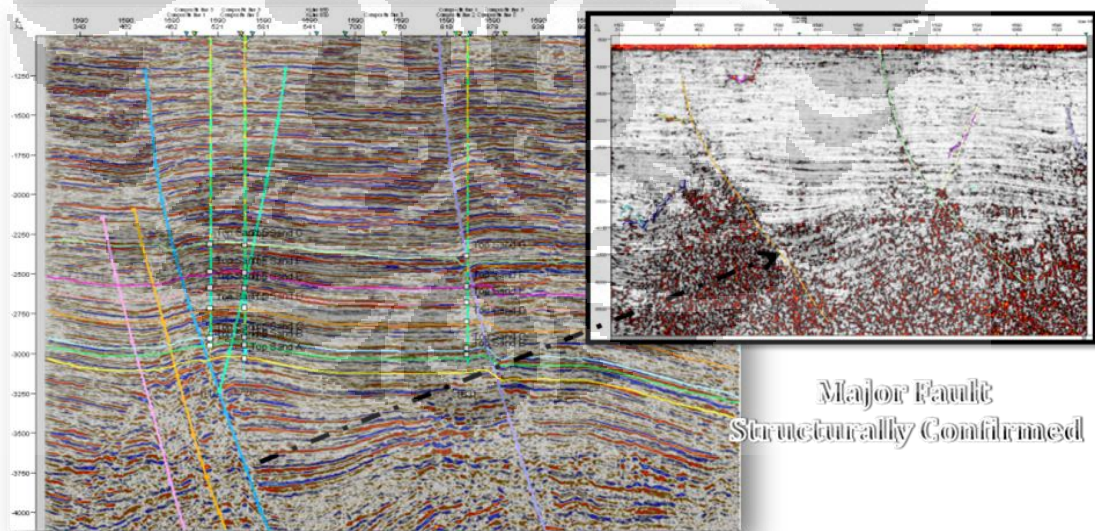
Gambar 3.13. Indikasi adanya Bright Spot pada Inline 1434 dengan kedalaman time 2700ms yang dikonfirmasi dengan nilai resistivity yang tinggi pada sumur 1653

Pembuatan horizon-horison tersebut didasarkan pada indikasi event reservoir pada sumur dan mempunyai kemenerusan lateral. Keseluruhan pembuatan horizon seismik beserta patahan dapat ditampilkan secara 3D pada **Gambar 3.20**. Peta struktur waktu pada masing-masing horison ditunjukkan pada **Gambar 4.9** hingga **Gambar 4.16** pada pembahasan Bab IV. Bagian tertinggi berupa struktur antiklin yang tertutup terlihat pada sebelah barat laut dimana pada daerah tersebut terdapat growth fault. Sedangkan pada bagian tenggara, struktur antiklin relatif lebih kecil daripada sebelah barat laut dimana pada daerah ini dikontrol oleh adanya struktur *half graben*.

3.3 APLIKASI ATTRIBUT SEISMIK

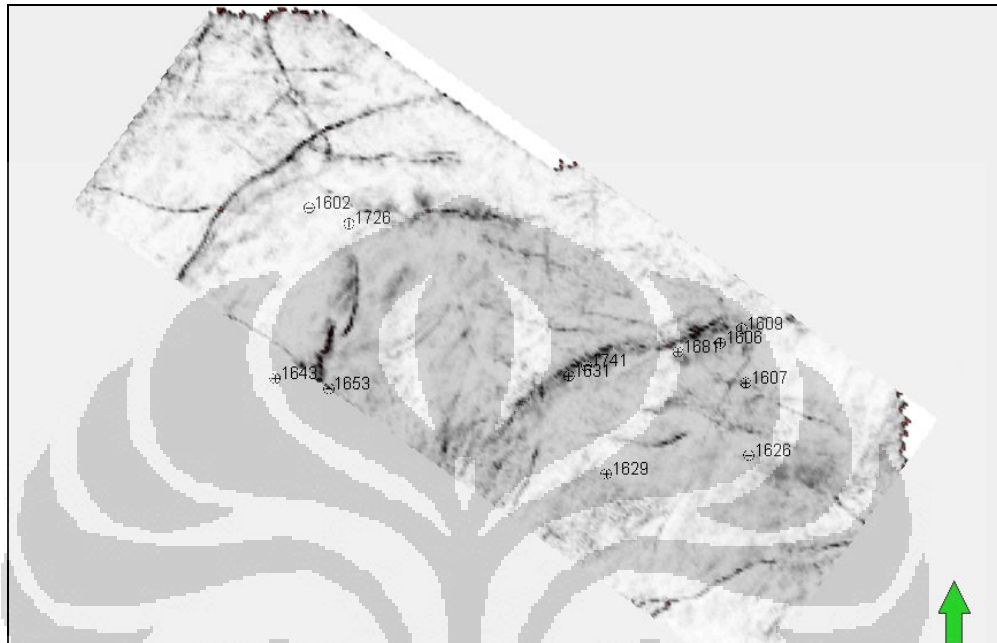
3.3.1 Atribut Coherence – Variance Untuk Delineasi Struktur Patahan

Atribut variance digunakan untuk mengkonfirmasi adanya struktur patahan. Contoh hasil interpretasi pada Inline 1590 berdasarkan struktur dan attribute variance ditunjukkan oleh **Gambar 3.14**. Pada gambar tersebut, terlihat patahan utama growth fault berwarna biru membuat urutan patahan-patahan lain sebagai patahan orde kedua atau patahan minor. Selain hasil variance secara vertikal, arah patahan tersebut secara lateral juga dapat diperlihatkan oleh **Gambar 3.15** hingga **Gambar 3.19**. Hasil variance ini diekstrak pada masing-masing horizon (*horizon slice*). Pada **Gambar 3.15** dan **Gambar 3.16**, terlihat kualitas data slice variance sangat baik, karena minimnya noise. Sedangkan pada **Gambar 3.18** hingga **Gambar 3.19**, slice variance sudah mulai terkontaminasi noise yang dapat mengaburkan interpretasi patahan, terutama patahan minor. Garis hitam pada peta variance menunjukkan adanya zona patahan.

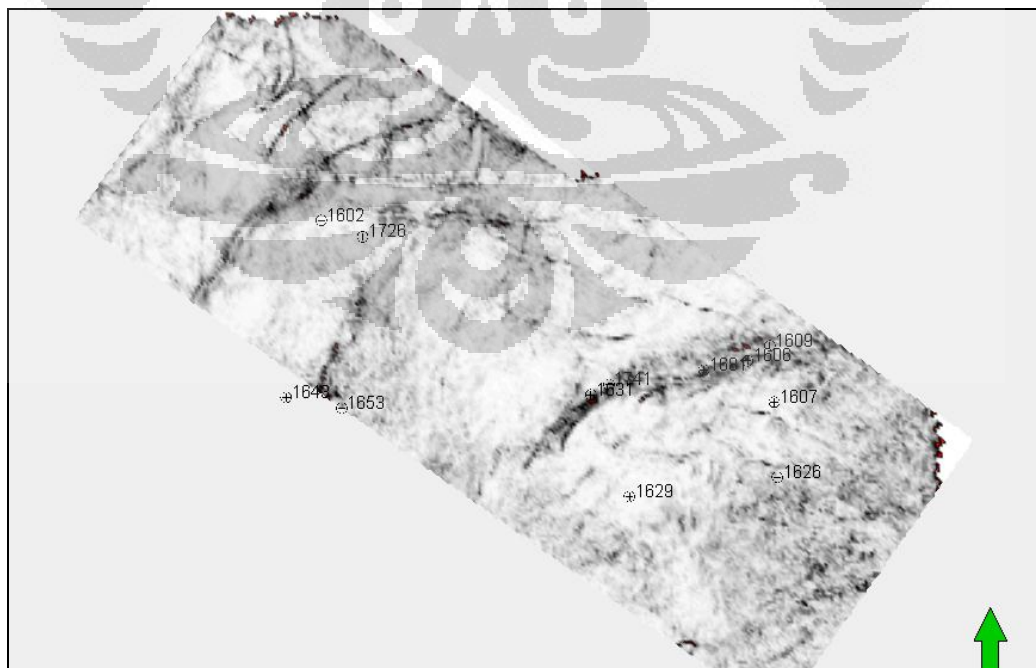


Gambar 3.14. Hasil interpretasi struktur pada Inline 1590 terlihat patahan utama growth fault yang berwarna biru yang dikonfirmasi oleh atribut variance

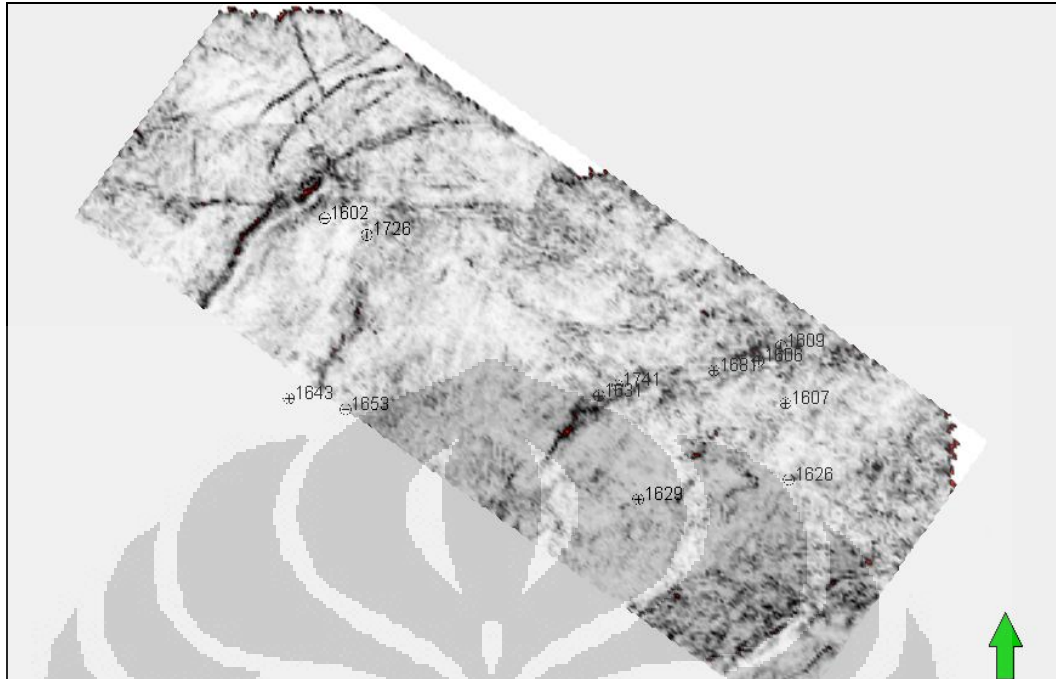
Namun, secara keseluruhan, patahan utama tetap bisa terpetakan dengan baik. Nantinya hasil interpretasi patahan tersebut akan dibawa kepada proses selanjutnya yaitu pemodelan struktural pada Bab IV.



Gambar 3.15. Hasil interpretasi horizon slice variance pada Top MioE



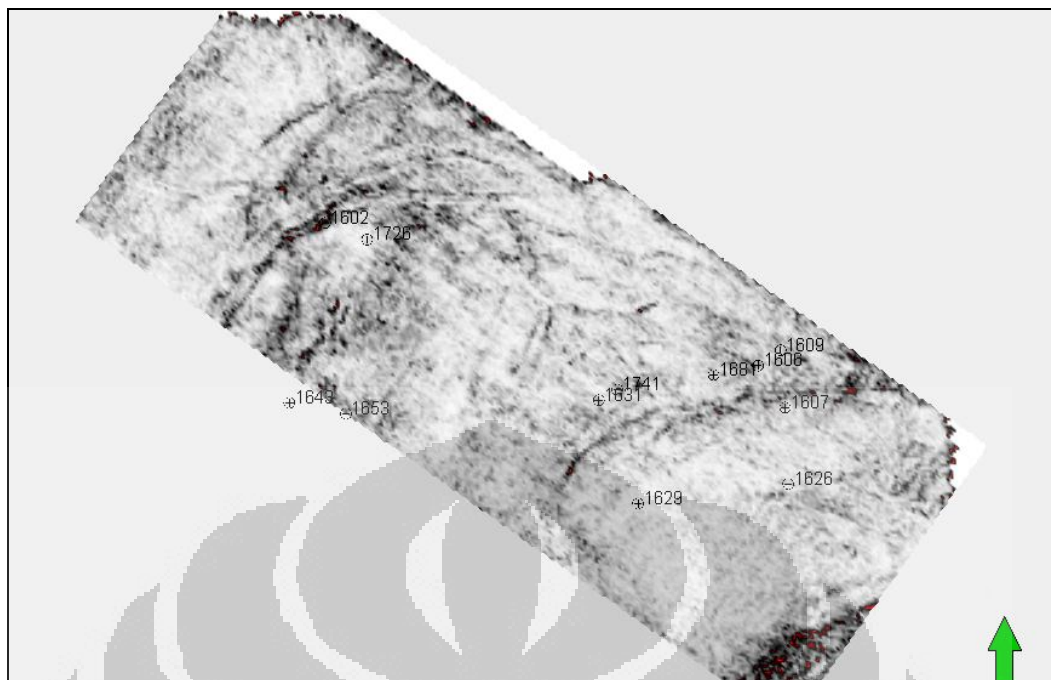
Gambar 3.16. Hasil interpretasi horizon slice variance pada Top G



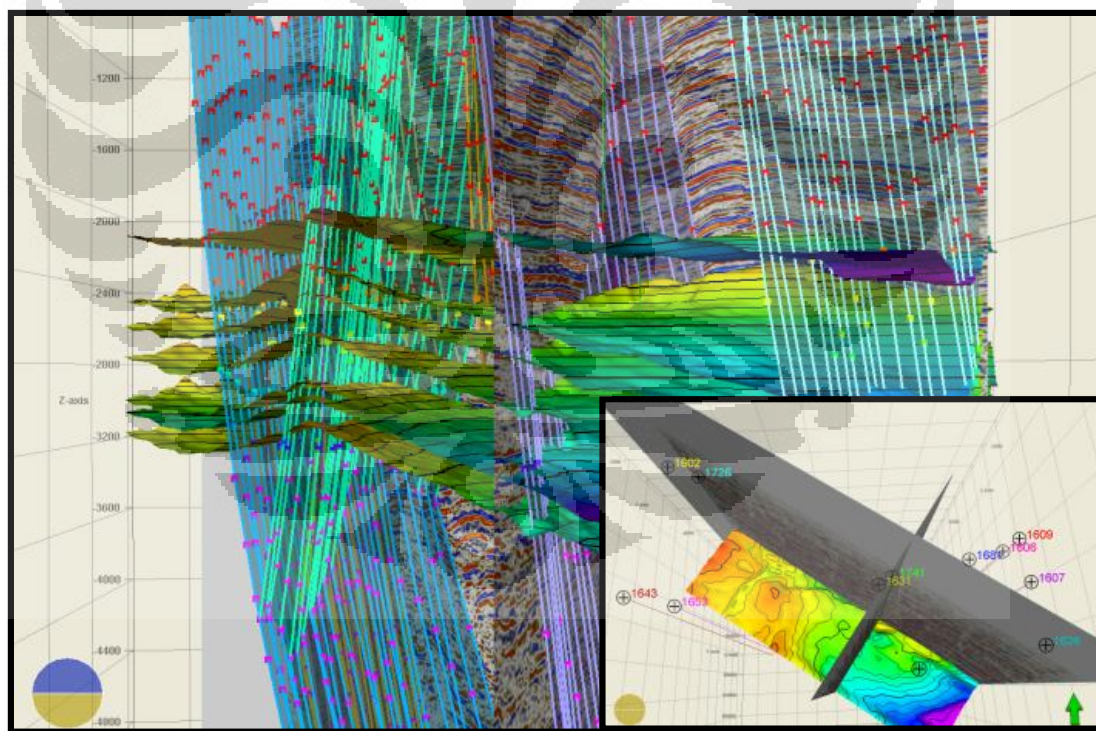
Gambar 3.17. Hasil interpretasi horizon slice variance pada Top F



Gambar 3.18. Hasil interpretasi horizon slice variance pada Top E



Gambar 3.19. Hasil interpretasi horizon slice variance pada Top D



Gambar 3.20. Hasil interpretasi struktur horison dan patahan pada tampilan 3D

3.3.2. Atribut Inversi AI untuk Distribusi Lithologi

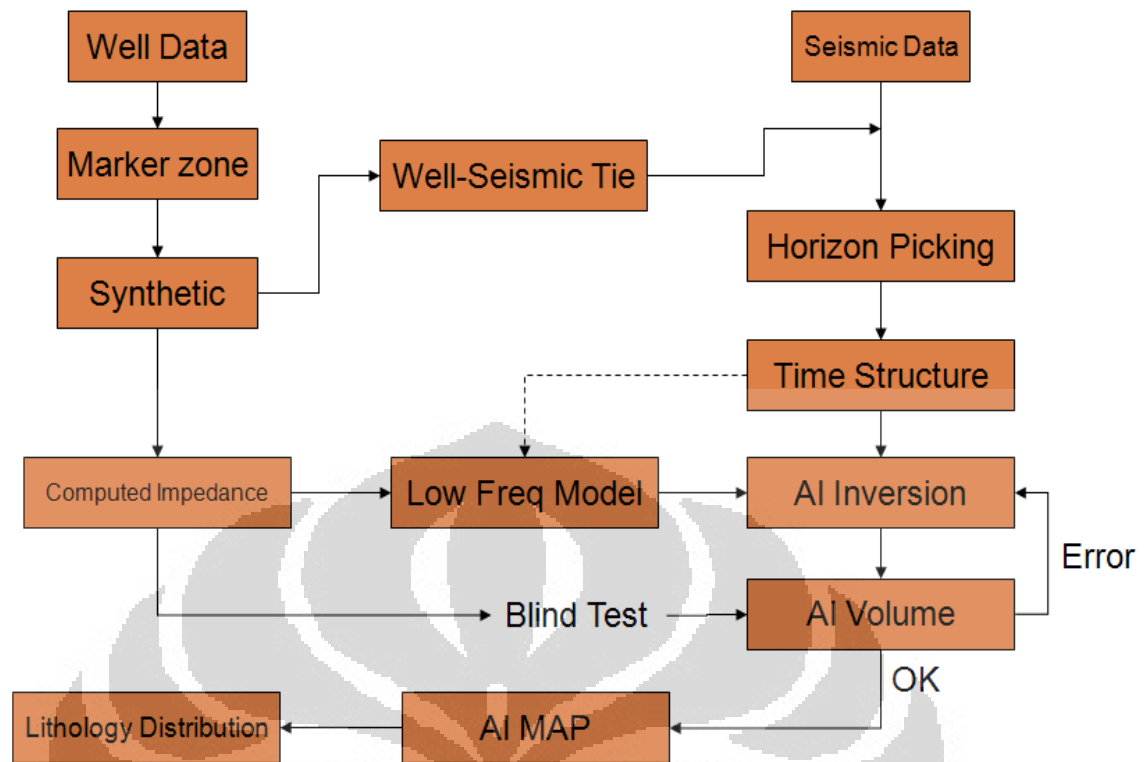
Impedansi akustik merupakan sifat fisis batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kedalaman, tekanan, dan temperatur. Hal tersebut menyebabkan impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi. Data seismik impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang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

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

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

Apabila data seismik konvensional melihat batuan di bawah permukaan sebagai batas antar lapisan batuan, maka data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Data impedansi akustik hasil inversi ini mampu memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai penyebaran batuan baik secara vertikal maupun secara lateral.

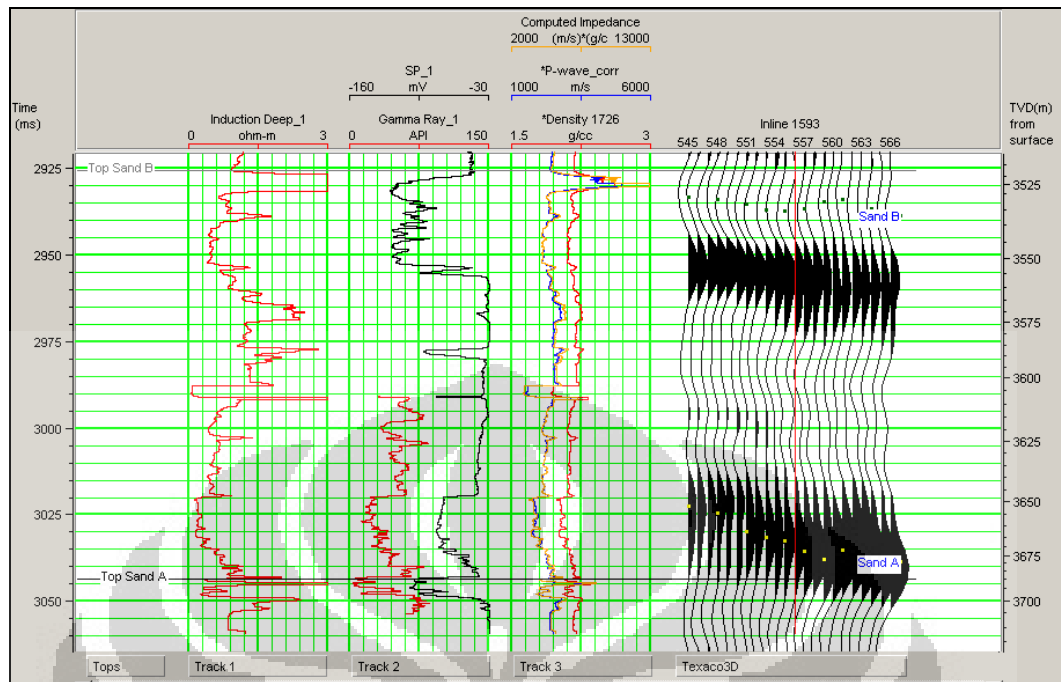
Penentuan batas *marker* geologi dilakukan untuk mengetahui zona reservoir dari informasi data sumur, dengan melakukan korelasi sumur yang ditinjau dari log *SP*, log *resistivity* (ILD dan ILM), log densitas (RHOB) dan log sonic (*P-wave*) sebagai kontrol kualitas konstrain sumur terhadap inversi seismik. Log *resistivity* yang bernilai besar dapat menunjukkan adanya indikasi adanya hidrokarbon pada zona reservoir. Alur kerja inversi seismik untuk distribusi lithologi ditunjukkan pada **Gambar 3.21**.



Gambar 3.21. Hasil interpretasi struktur horison dan patahan pada tampilan 3D

Pada penelitian ini, log GR tidak tersedia pada setiap sumur melainkan hanya pada satu sumur saja, namun sebagai indikator penentuan batas litologi dapat digunakan log SP. Log SP sendiri mengukur nilai tahanan jenis pada formasi batuan. Jika instrumen log SP melewati formasi batuan yang konduktif maka nilai SP akan kecil, sedangkan formasi batuan yang resistif nilai log SP akan besar. Nilai log SP pada reservoir tersebut telah diuji silang dengan log GR sebagai validitas yang berkesesuaian sebagai identifikasi lithologi. Lapangan Texaco sendiri merupakan lapangan lepas pantai (*offshore*), dimana pada saat pengeboran, lumpur yang digunakan adalah *water-based mud* yang berasal dari air laut yang memiliki kandungan Cl⁻ yang relatif lebih tinggi dibandingkan dengan air tawar. Oleh karena itu penetrasi *drilling mud* pada formasi batu pasir akan menghasilkan nilai SP yang kecil pada formasi tersebut.

Pada **Gambar 3.22** ditunjukkan salah satu *marker* geologi yang menunjukkan potensi sebagai reservoir. Distribusi AI hasil inversi seismik disini digunakan untuk memetakan distribusi lithologi.

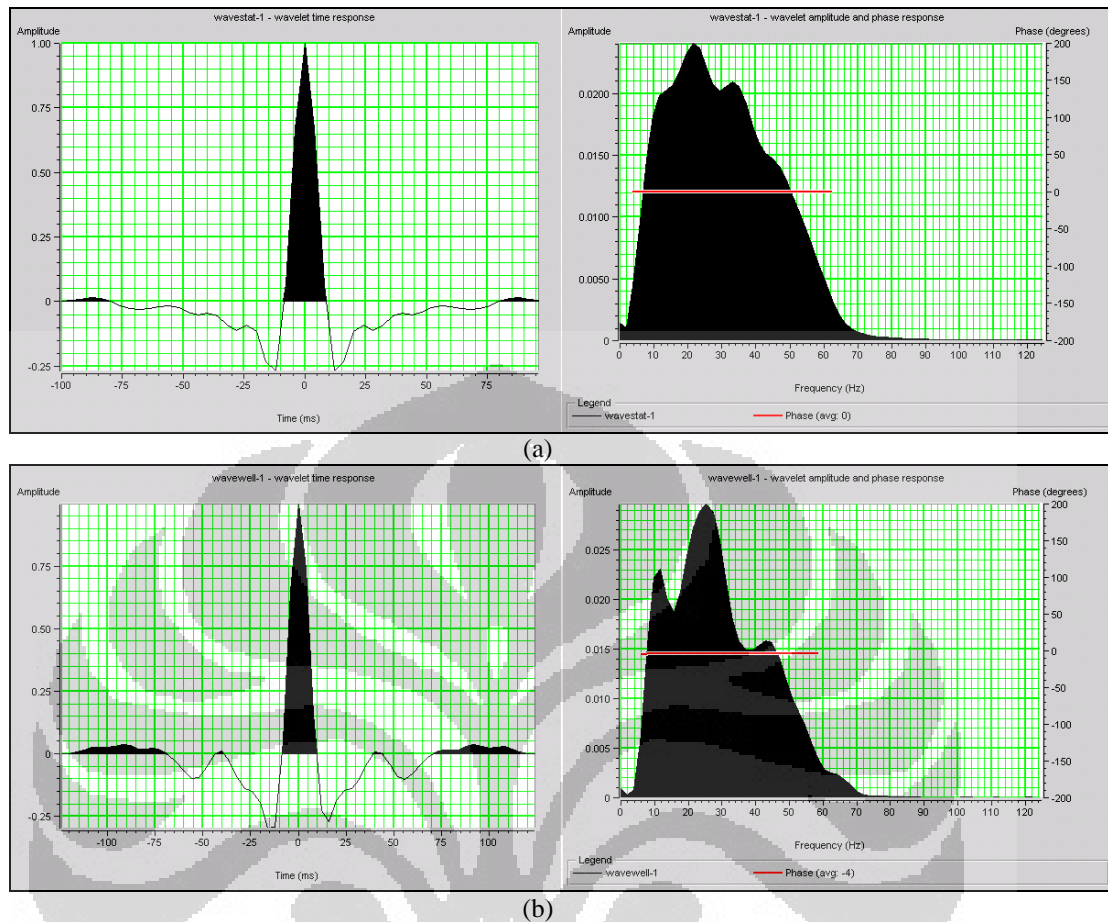


Gambar 3.22. Penentuan *marker* reservoir Sand B dan Sand A pada sumur 1726

Ekstraksi *Wavelet* dan Pengikatan Data Sumur

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

Secara umum proses penentuan *wavelet* pertama kali dilakukan pada model statistik berupa ekstraksi dari seismik pada zona target untuk mendapatkan nilai korelasi yang optimum antara seismogram sintetik dengan data seismik. Setelah didapat korelasi awal tersebut, maka selanjutnya dilakukan estimasi *wavelet* dari data sumur untuk mendapatkan nilai *phase* yang dapat menaikkan nilai korelasi sintetik terhadap seismik. Sehingga, *wavelet* yang kemudian dilakukan pada proses inversi adalah *wavelet* hasil ekstraksi sumur. **Gambar 3.23** adalah hasil ekstraksi *wavelet* yang dilakukan secara statistik dari seismik sebagai tahap awal pengkorelasian, dan ekstraksi *wavelet* dari sumur untuk tahap akhir.



Gambar 3.23. Bentuk *wavelet* dan penampang frekuensi vs amplitudo
(a) Proses statistik (b) Proses menggunakan sumur

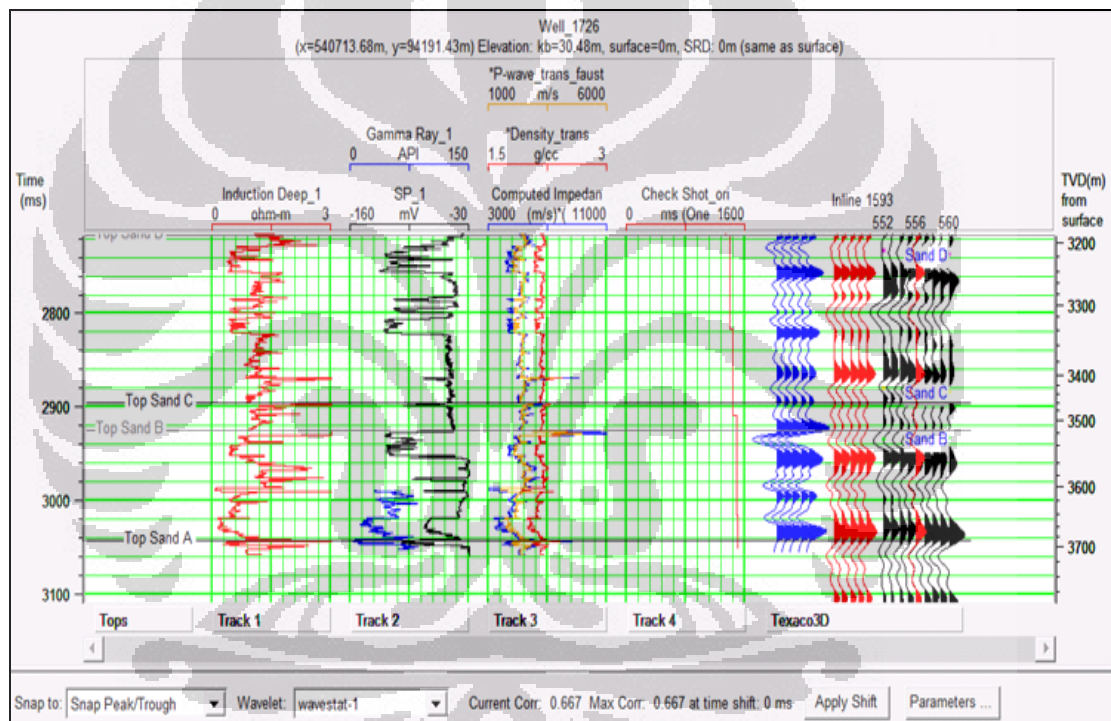
Tabel 3.4 Perbandingan korelasi *well-seismic tie* pada setiap sumur

	1602m	1606	1607	1609	1626	1629	1631	1643	1653	1681	1726	1741	Total Korelasi
Statistik	0,647	0,729	0,734	0,724	0,632	0,724	0,735	0,726	0,702	0,698	0,667	0,623	0,695
Sumur	0,661	0,744	0,725	0,728	0,604	0,716	0,731	0,731	0,704	0,705	0,705	0,631	0,699

Pada inversi ini digunakan *wavelet* dari proses ekstraksi dari sumur karena secara umum menghasilkan korelasi yang lebih tinggi yaitu sekitar 0.699 pada saat melakukan *well-seismic tie* yang ditunjukkan pada **Tabel 3.4**. *Wavelet* estimasi sumur tersebut yang digunakan memiliki domain frekuensi sekitar 25Hz dengan phase -4° dengan panjang gelombang 250ms. *Phase* dari *wavelet* ini sangat penting untuk penentuan horizon sebelumnya. Jika yang digunakan tidak jauh dari

zero phase, maka penentuan horizon dilakukan di *peak* atau *through* dari data seismik.

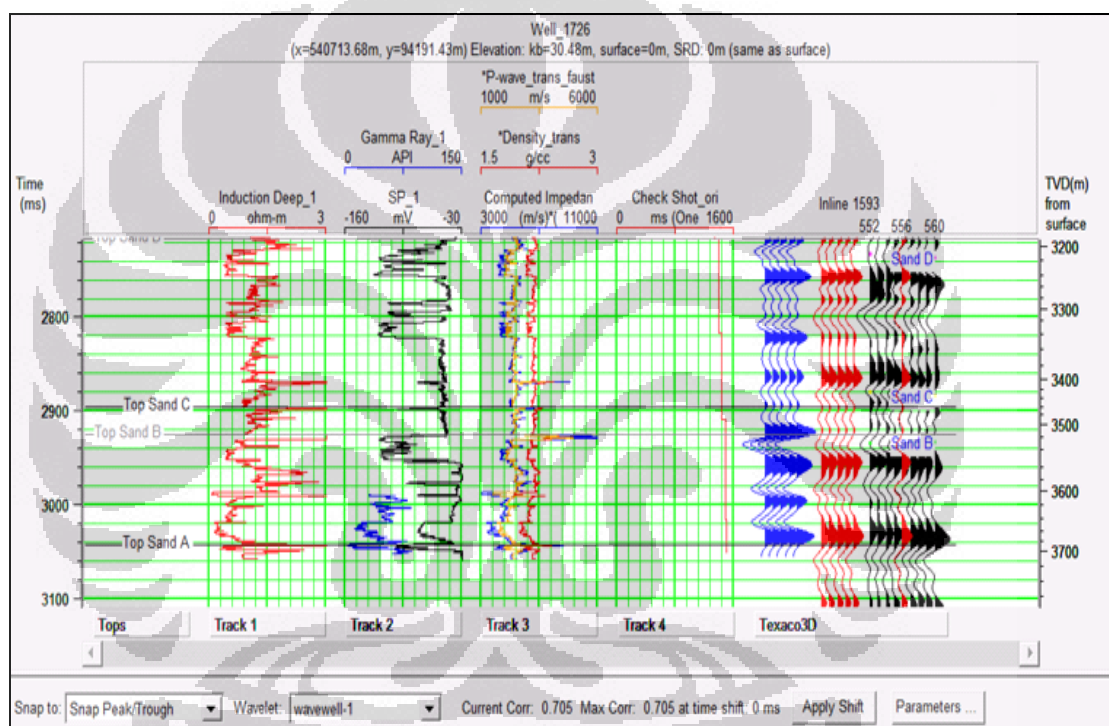
Setelah itu dilakukan proses *well-seismic tie* dengan menggunakan *wavelet* yang telah diekstrak sebelumnya dan dikonvolusi dengan koefisien refleksi untuk menghasilkan seismogram sintetik. Adanya data *checkshot* mengontrol koreksi *time-depth* secara global pada lapangan ini, sehingga proses lokalisasi hubungan *time-depth* dilakukan bertahap dari sumur-sumur terdekat terhadap sumur yang mempunyai data checkshot tersebut.



Gambar 3.24 Proses *well-seismic tie* dengan menggunakan *wavelet* hasil proses statistik pada sumur 1726 dengan nilai korelasi 0.667

Proses *stretch-squeeze* serta *bulk shifting* dilakukan untuk mencocokkan *trace* seismik dengan *trace* sintetik, sebelum itu kita harus mengetahui kisaran kedalaman dari *marker* geologi agar tidak mengalami kesalahan dalam proses *well-seismic tie*. Oleh karena itu, untuk mencegah kondisi *under / over stretch-squeeze*, maka dilakukan perhitungan kecepatan interval pada zona *window* yang dapat terdapat indikasi tersebut untuk dapat dikoreksi kembali. Kecepatan interval yang berkisar antara 2000m/s hingga 4000m/s dapat menjadi representasi optimal

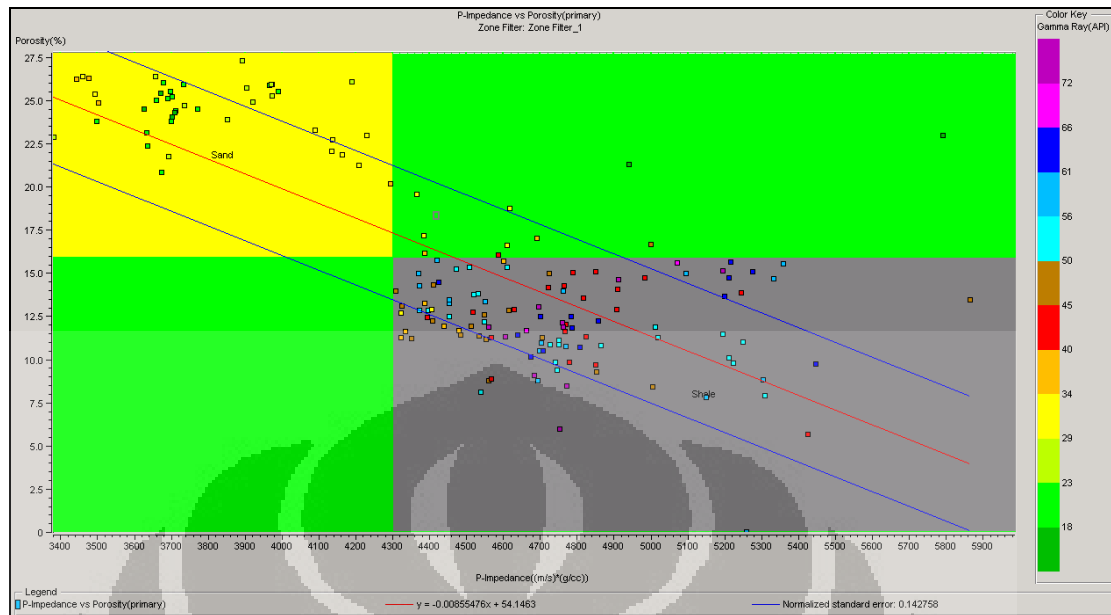
(berdasarkan dari estimasi kecepatan interval log sonic dan referensi kecepatan batuan pasir dan lempung) dari *window time-depth* yang sedang diikat. *Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 30ms. Batas pergeseran tersebut perlu diperhatikan karena jika melebihi batas tersebut akan menyebabkan data sumur mengalami *shifting*, hal ini akan berpengaruh pada saat penentuan nilai fasa dari data sumur tersebut, dimana nilai fasa akan mengalami pergeseran dari nilai fasa sebenarnya, setelah melakukan proses ini kita melihat besar nilai dari korelasinya, seperti ditunjukkan **Gambar 3.24** dan **Gambar 3.25**.



Gambar 3.25 Hasil korelasi di sumur 1726 dengan nilai mencapai 0.705

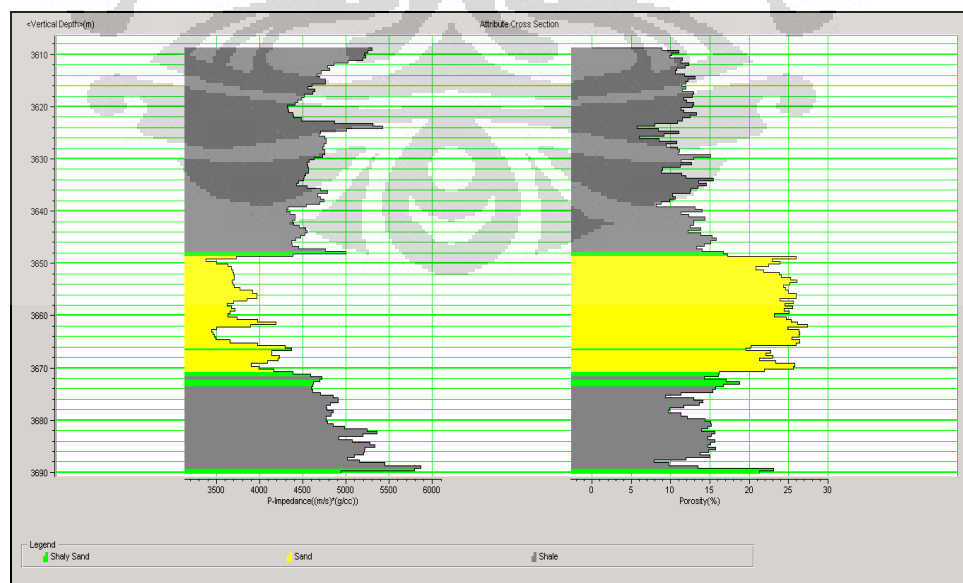
Analisa Sensitifitas AI terhadap GR/SP

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



Gambar 3.28 Penampang *cross-plot* antara impedansi vs porositas dengan *color key* Gamma Ray

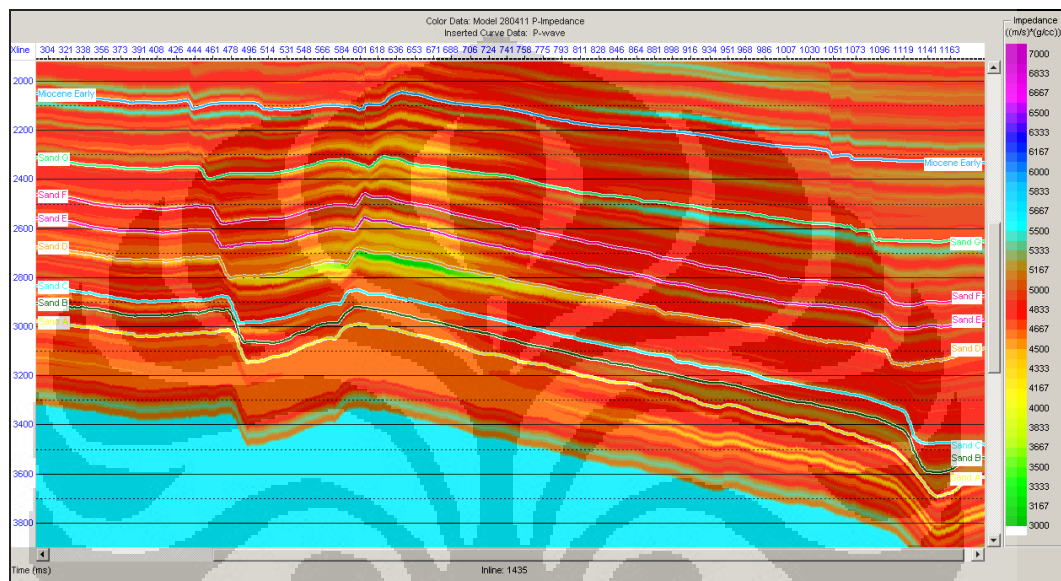
Gambar 3.28 menunjukkan hasil krosplot antara AI dengan Porositas yang terlihat hubungan linier berkebalikan. Sedangkan **Gambar 3.29** menunjukkan *cross section*nya. Pada *cross plot* antara impedansi akustik dan porositas, zona 1 yang berwarna kuning memiliki nilai antara $3380(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ - $4300(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ dan memiliki nilai porositas yang tinggi antara 16.5 - 28% adalah zonasi lapisan batu pasir, yang ditunjukkan sesuai nilai GR yang rendah antara 15API – 40API.



Gambar 3.29 Penampang *cross section* antara impedansi vs porositas

Pada penampang *cross section* antara impedansi akustik dan porositas, lapisan batu pasir ditandai oleh daerah berwarna kuning,, yang terdapat pada kedalaman 3650m – 3670m.

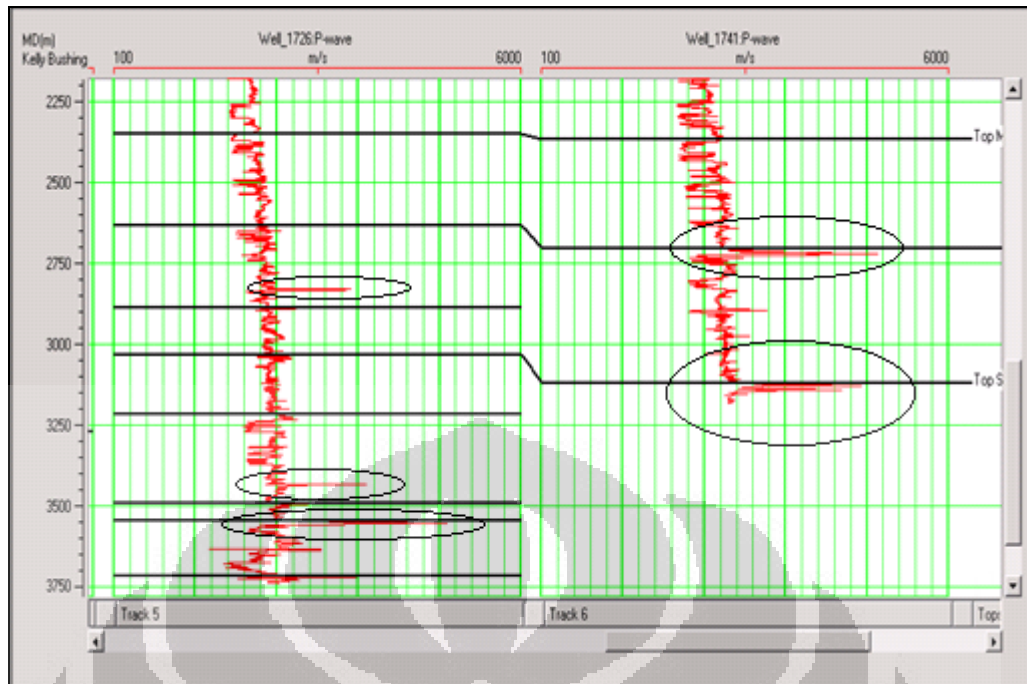
Pembuatan Model Bumi *Acoustic Impedance (AI)*



Gambar 3.30 Pemampang *Earth Model* impedansi akustik

Pada pemodelan ini, menggunakan 6 data sumur, yaitu 1602m, 1607, 1609, 1626, 1629, dan 1653, serta menggunakan log *P-wave* dan log densitas dan memasukan semua horison yang digunakan. Pemodelan yang didapatkan ditunjukkan pada **Gambar 3.30**.

Pada penelitian ini hanya digunakan 6 sumur, karena pada sumur lainnya yaitu sumur 1606, 1631, 1643, 1681, 1726, dan 1741 menunjukkan nilai log *P-wave* yang sangat tinggi (*outscale*) sehingga jika sumur tersebut digunakan, akan menghasilkan nilai impedansi yang tinggi. Sedangkan nilai tertinggi *P-wave* pada sumur yang digunakan, tidak melebihi 4000ms. Hal tersebut ditunjukkan oleh **Gambar 3.31**.

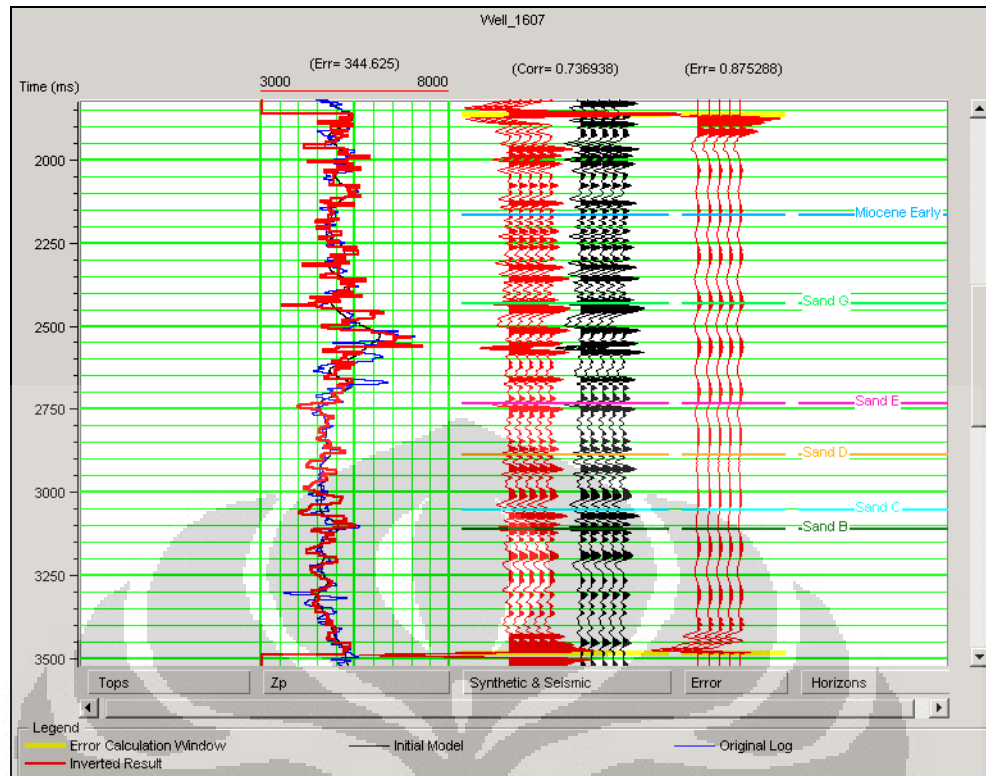


Gambar 3.31 Nilai log P -wave pada sumur 1726 dan 1741 yang menunjukkan nilai *outscale* di beberapa kedalaman

Analisa Inversi AI

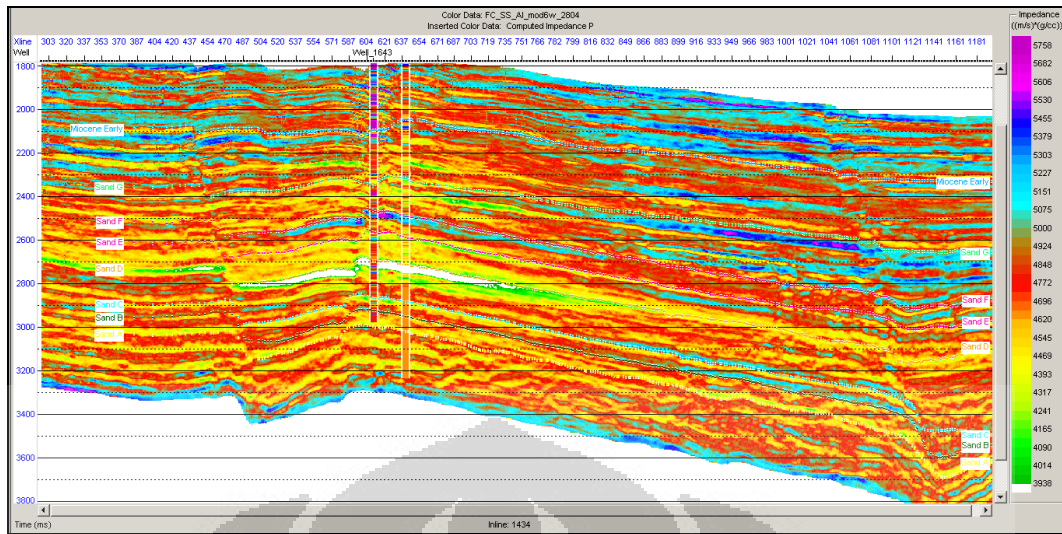
Setelah membuat *earth model* yang nantinya akan dijadikan input proses inversi, kita harus melakukan analisis inversi, hal ini ditujukan sebagai simulasi inversi, agar hasil inversi yang kita lakukan memiliki hasil yang baik dengan memasukan nilai parameter yang sesuai, Pada analisis inversi ini yang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

Hasil analisis *model based* menunjukkan korelasi yang baik dengan total nilai RMS *error* P -Impedance log dan P -Impedance inversi sebesar 344.625 dan korelasi antara *synthetic seismic trace* dan *seismic trace* sebesar 0.7369 seperti ditunjukkan pada **Gambar 3.32**.

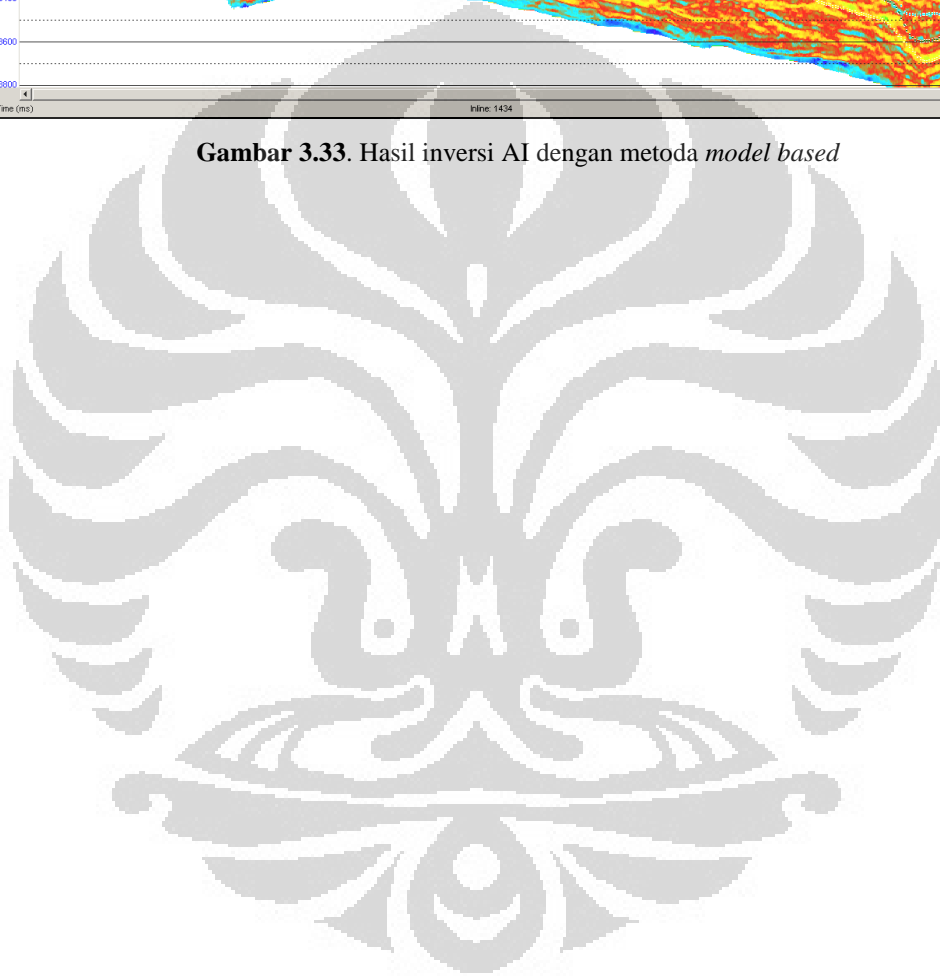


Gambar 3.32 Analisis pra-inversi AI untuk metode *model based*

Setelah melakukan analisa inversi, dengan mencoba bermacam – macam nilai pada input parameter inversinya dan melakukan simulasi maka inversi dapat dilakukan. Dalam penelitian kali ini proses inversi hanya menggunakan metode *Model based*, dan hasil penampang inversinya seperti pada **Gambar 3.33**. Pada penampang inversi impedansi akustik, dapat dilihat persebaran nilai impedansi akustik yang dapat memisahkan litologi. Lapisan batu lempung terdapat pada nilai impedansi antara $5000(\text{m/s}) * (\text{g/cc}) - 6000(\text{m/s}) * (\text{g/cc})$, ditunjukkan oleh warna biru muda hingga ungu. Sedangkan lapisan batu pasir terdapat pada nilai impedansi antara $3500(\text{m/s}) * (\text{g/cc}) - 4500(\text{m/s}) * (\text{g/cc})$ yang ditunjukkan oleh warna hijau hingga kuning. Sedangkan interval warna lain menunjukkan lapisan batu pasir lempungan. **Gambar 3.34** menunjukkan hasil cube inversi AI dalam bentuk 3D.



Gambar 3.33. Hasil inversi AI dengan metoda *model based*



BAB 4

PEMODELAN RESERVOAR DAN PERHITUNGAN VOLUMETRIK

Pemodelan reservoir ini fokus utamanya ditujukan pada proses pembuatan model reservoir yang tepat berdasarkan data-data yang tersedia. Model akhir yang terbentuk nantinya diharapkan untuk menjadi model reservoir (input) dalam proses simulasi, sehingga keberhasilan simulasi sangat tergantung dari model reservoir yang dibangun. Untuk itu dalam pembuatan harus diusahakan untuk meminimalisir kesalahan yang sekecil mungkin. Hal lain yang perlu diperhatikan dalam membangun model adalah pemilihan metode-metode yang digunakan pada proses pemodelan.

Sasaran lapisan produktif untuk penelitian ini adalah lapisan B, C, D, E, F, G, MioE. Penentuan lapisan tersebut berdasarkan hasil analisis petrofisika dan informasi sejarah sumur. Ketujuh lapisan reservoir ini terdapat pada kedalaman berkisar antara 2200 – 3000 m dan dengan ketebalan lapisan bervariasi dari 15 hingga 25 m.

Secara umum proses pembuatan model reservoir lapangan GoM meliputi analisis model secara struktural, analisis data spasial berdasarkan variogram, penyebaran properti petrofisik berdasarkan metode geostatistik dan *upscaling* zona reservoir.

Pada pembuatan model struktural, kita mengacu pada data masukan yang merupakan kombinasi dari data seismik, data sumur dan data hasil evaluasi formasi. Sedangkan pada analisis hubungan spasial, variogram digunakan sebagai alat kuantifikasi seberapa besar perbedaan nilai suatu data pada dua lokasi yang saling berdekatan. Setelah estimasi nilai hasil variogram didapat, selanjutnya dilakukan pemodelan properti. Parameter-parameter petrofisik diolah dengan menerapkan beberapa metode geostatistik kemudian dianalisis sebagai model yang paling baik dalam merepresentasikan data log.

Langkah-langkah yang dilakukan pembuatan model reservoir secara umum dapat dijelaskan sebagai berikut:

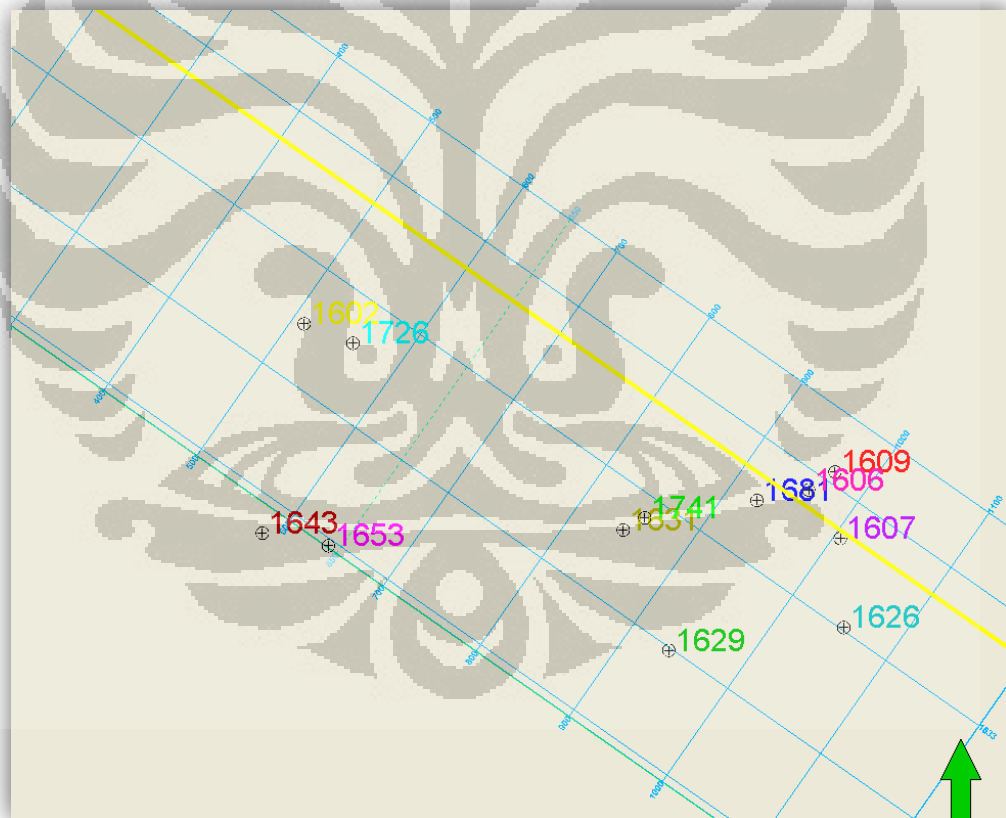
1. Input data
2. Permodelan Struktural
 - a) Membuat model awal
 - b) Membuat model patahan (*fault*)
 - c) Membuat grid pilar (*Pillar Griding*)
 - d) Menentukan Horison
 - e) Membuat zonasi dan perlapisan
 - f) Menentukan batas kontak
3. Permodelan Properti
 - a) Membuat geometri model berdasarkan properti
 - b) *Upscaling* data log
 - c) Analisa data hubungan spasial dengan Variogram
 - d) Membuat model persebaran facies
 - e) Membuat model persebaran properti petrofisik

4.1 DATA MASUKAN

Langkah pertama pada setiap pembuatan model reservoir adalah memasukan semua data ke dalam piranti lunak pemodelan. Data utama dalam hal ini adalah seismik dan data sumur. Untuk data sumur, data tersebut meliputi seluruh log yang tersedia dan koordinat dari masing-masing sumur termasuk parameter *kelly bushing*. Selain itu, informasi deviasi dari sumur (arah pemboran sumur) merupakan parameter penting karena akan mempengaruhi terhadap hasil pemodelan. Adapun untuk data seismik kita harus memperhatikan faktor *delay time* karena akan mempengaruhi terhadap proses pengikatan data sumur dengan data seismik.

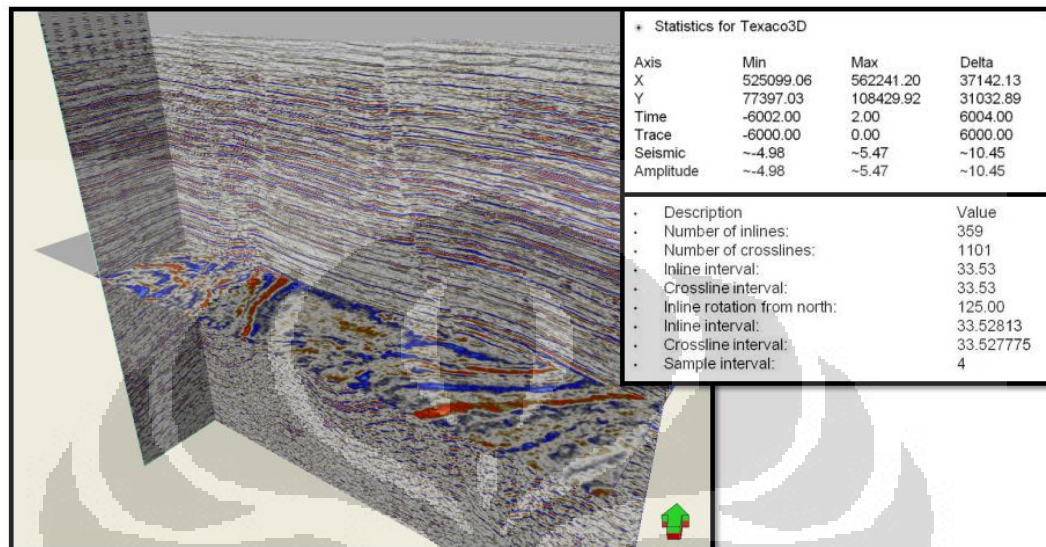
Terlebih dahulu dilakukan pengecekan format pada seluruh data yang dimasukkan. Penentuan satuan harus konsisten, hal ini dilakukan untuk menghindari kesalahan terhadap hasil atau besaran parameter yang dihasilkan. Beberapa data awal yang diinputkan sebagai kerangka struktur model meliputi data sumur, data seismik, marker atau well top, dan data interpretasi seismik.

Dalam proses input data ini, yang pertama kali dilakukan adalah import data sumur. Total sebanyak 10 data sumur dimasukkan ke dalam database project. Proses Input data berikutnya adalah import data petrofisik. Data petrofisik ini meliputi data Porositas efektif dan NTG yang didapat dari data log. Peta distribusi sumur yang digunakan dalam pemuatan model ini dapat dilihat pada **Gambar 4.1**.

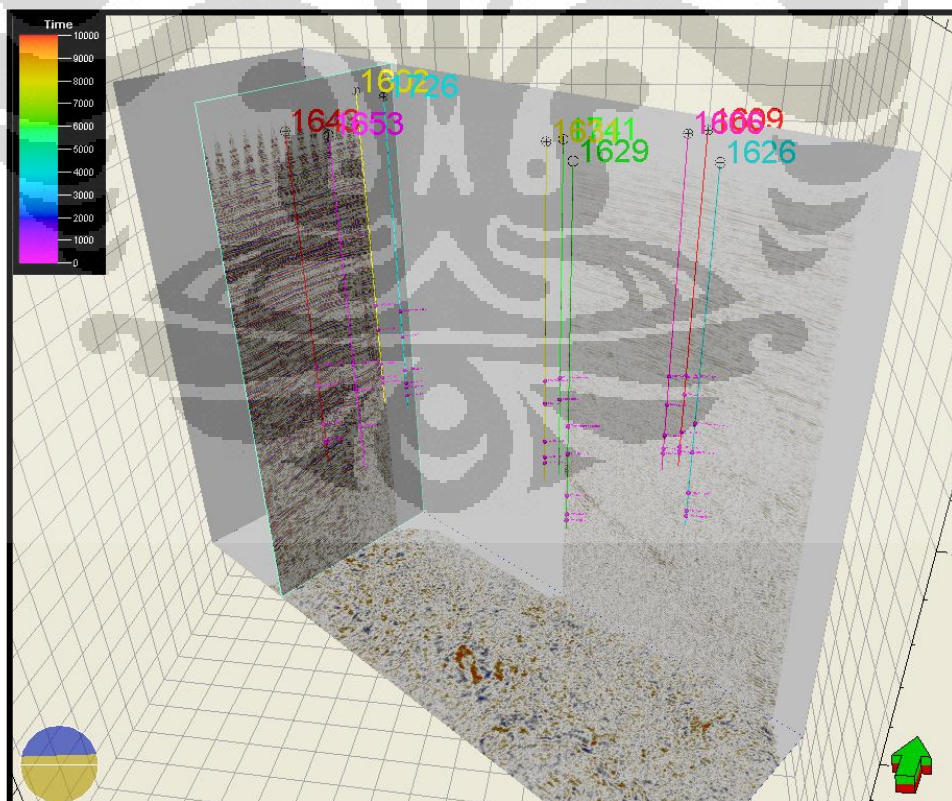


Gambar 4.1. Sumur yang digunakan sebagai dasar pembuatan model

Untuk pemodelan reservoir ini, kita menggunakan data yang seismik 3D pada **Gambar 4.2**. Sedangkan keseluruhan lingkup data dapat terlihat pada **Gambar 4.3**.



Gambar 4.2. Penampang 3D survey seismik input model



Gambar 4.3. Cakupan data yang menjadi input awal pembuatan model.

4.2 PEMODELAN STRUKTUR

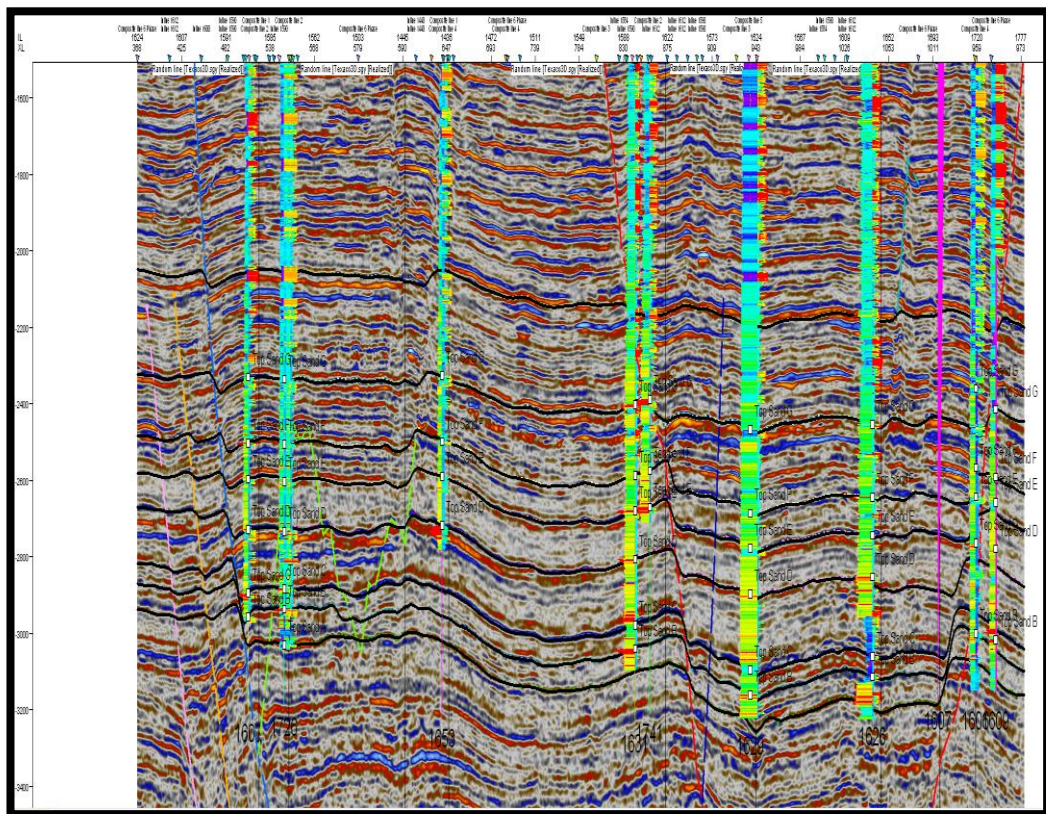
Sebagai langkah awal dalam melakukan pemodelan reservoir adalah mendefinisikan model, yaitu membuat model secara struktural. Model geologi dibentuk berdasarkan model geometri, yang didalamnya terdiri dari horizon dan bentuk patahan sebagai batas segmen. Pada proses ini model akan dibangun berdasarkan input data yang telah diolah sebelumnya (hasil interpretasi). Hasil *picking* horizon dan patahan akan digunakan sebagai dasar dalam pembuatan model yang merupakan bangunan utama dari zona lapisan dan batas kompartemen.

4.2.1 Pemodelan Patahan

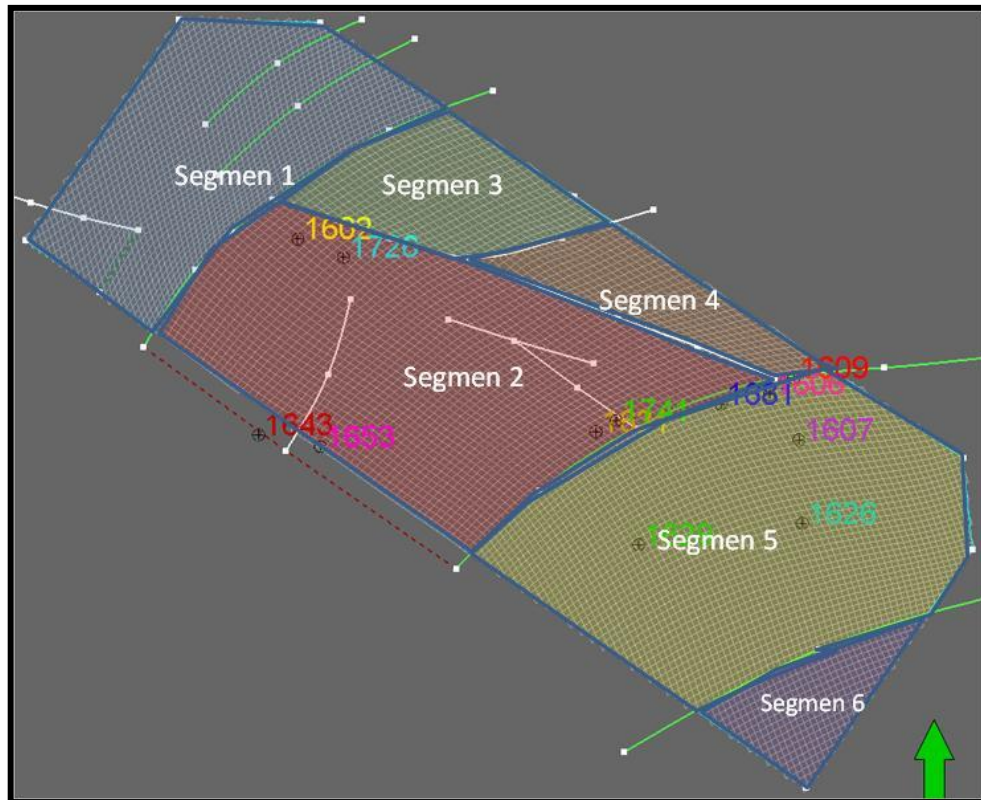
Interpretasi patahan yang telah dibuat pada bagian seismik interpretasi, selanjutnya digunakan sebagai model patahan yang digunakan untuk pembentukan *Pilar Gridding*. Pemodelan patahan pada prinsipnya adalah proses pembentukan model *3D grid fault* yang telah dihasilkan melalui proses simplifikasi terhadap patahan hasil interpretasi. Hal ini untuk memperoleh bentuk grid yang konsisten untuk seluruh lapisan dan mencegah adanya grid model yang tidak beraturan yang biasanya terbentuk disekitar boundary atau patahan.

Lapangan GoM secara umum sangat dipengaruhi oleh adanya patahan regional berarah utara-selatan yang terletak di bagian timur, ditandai oleh warna biru dan ungu. Patahan yang dimodelkan berjumlah 2 patahan utama (*growth fault*) dan 9 patahan tambahan (*minor / closing*). Patahan tersebut membatasi kontak fluida reservoir lapangan GoM dari arah bagian timur secara struktural membagi reservoir menjadi 6 segmen yaitu segmen 1, 2, 3, 4, 5, 6. Sumur-sumur di daerah lapangan GoM terletak tersebar pada segmen 2 dan segmen 5 yang dibatasi oleh patahan-patahan tersebut.

Gambar 4.4 adalah hasil pemodelan patahan berdasarkan patahan hasil interpretasi. Dapat terlihat arah patahan-patahan utama pada utara-selatan. Dalam pemodelan reservoir ini, 2 patahan utama akan berperan sebagai pembagi segmen utama (*boundary*) dari reservoir. Sedangkan patahan-patahan lainnya akan membagi batas-batas daerah yang belum terdapat sumur kedalam beberapa segmen sisanya. **Gambar 4.5** menunjukkan pembagian segmen lapangan.



Gambar 4.4. Interpretasi seismik pada horizon dan patahan utama beserta patahan batas yang dioverlay dengan data sumur



Gambar 4.5. Pembagian segmen lapangan

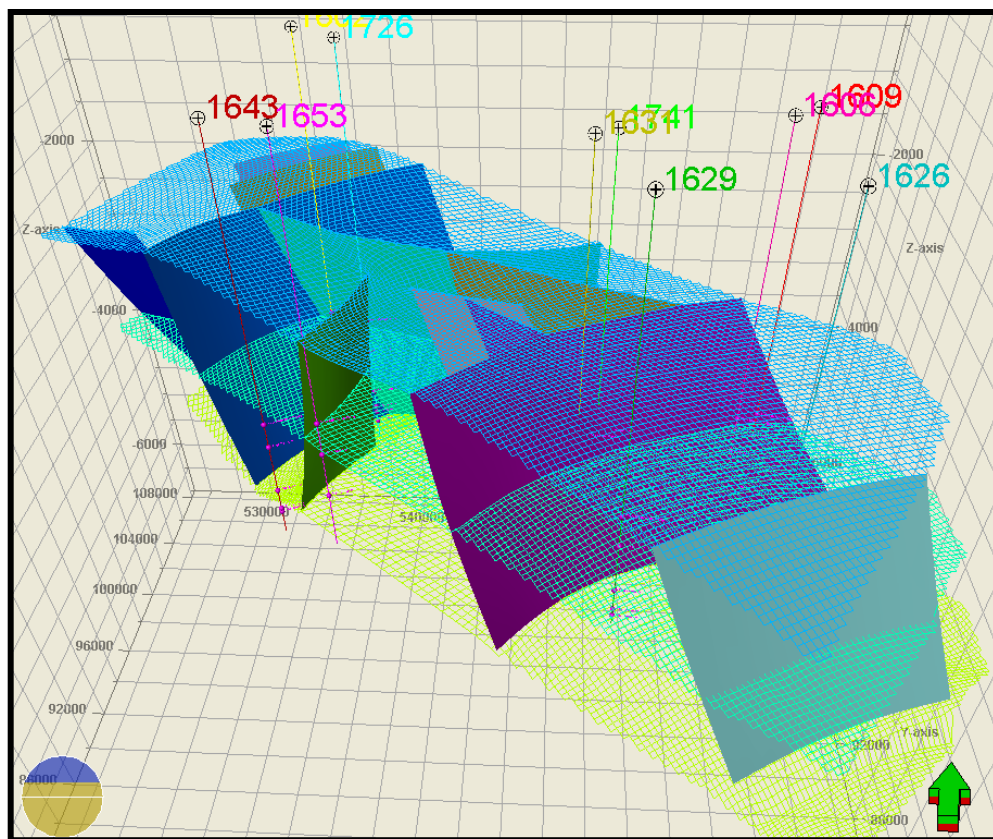
4.2.2 Pillar Gridding

Pillar gridding merupakan langkah penting dalam pemodelan reservoir yang dilakukan dengan membangun kerangka (*framework*) dari grid 3D. Dalam tahap ini, satu set pilar dimasukkan ke dalam project area. Pillar-pilar tersebut akan ditetapkan diantara patahan dan tiap-tiap sudut dari masing-masing grid cell. Hasil dari proses pillar gridding berupa skeleton grid yang digambarkan oleh semua patahan dan pilar.

Berikut adalah diagram alir pada proses pillar gridding yang meliputi :

- 1 Mendefinisikan nama pilar grid
- 2 Memilih patahan-patahan utama
- 3 Mendefinisikan batasan - batasan (*boundary*) reservoir
- 4 Mendefinisikan nama grid dan ukuran grid (pada kasus ini 200 m x 200 m)
- 5 Membangun top-mid-bottom skeleton grid
- 6 Memperluas pilar keatas dan kebawah skeleton

Pembuatan ukuran grid didasarkan pada cakupan luas area data seismik dan jarak antar sumur yaitu berjarak minimal dari 2 kali ukuran grid. Grid skeleton terdiri atas tiga bagian yaitu bagian atas, bawah dan tengah skeleton. **Gambar 4.6** menggambarkan hasil pembuatan pilar dimana terlihat model patahan, ukuran grid dan boundary yang membatasi target area. Grid skeleton tersebut merupakan dasar utama dalam membuat 3D Grid. Setiap grid pada 3D Grid dapat merepresentasikan jenis batuan (*single rock type*), nilai porositas, nilai saturasi air, dan nilai property lainnya. Grid tersebut merupakan simplifikasi dari keadaan sebenarnya namun memungkinkan kita untuk membuat gambaran keadaan yang merupakan representasi dari keadaan sebenarnya. **Gambar 4.6** juga menunjukkan grid skeleton pada model yang berwarna kuning sebagai *top* grid hingga biru sebagai *bottom* grid. Batas-batas grid tersebut yang nantinya akan membentuk volume 3D dari pemodelan struktural ini.

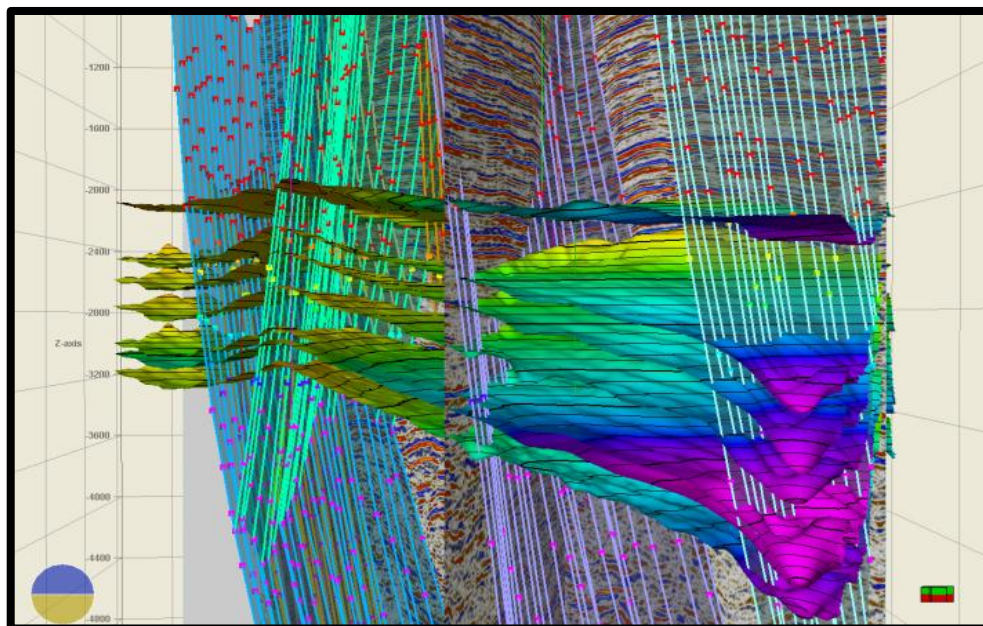


Gambar 4.6. Hasil dari pilar griding berupa grid skeleton (*Top blue-Mid green-Bottom yellow*)

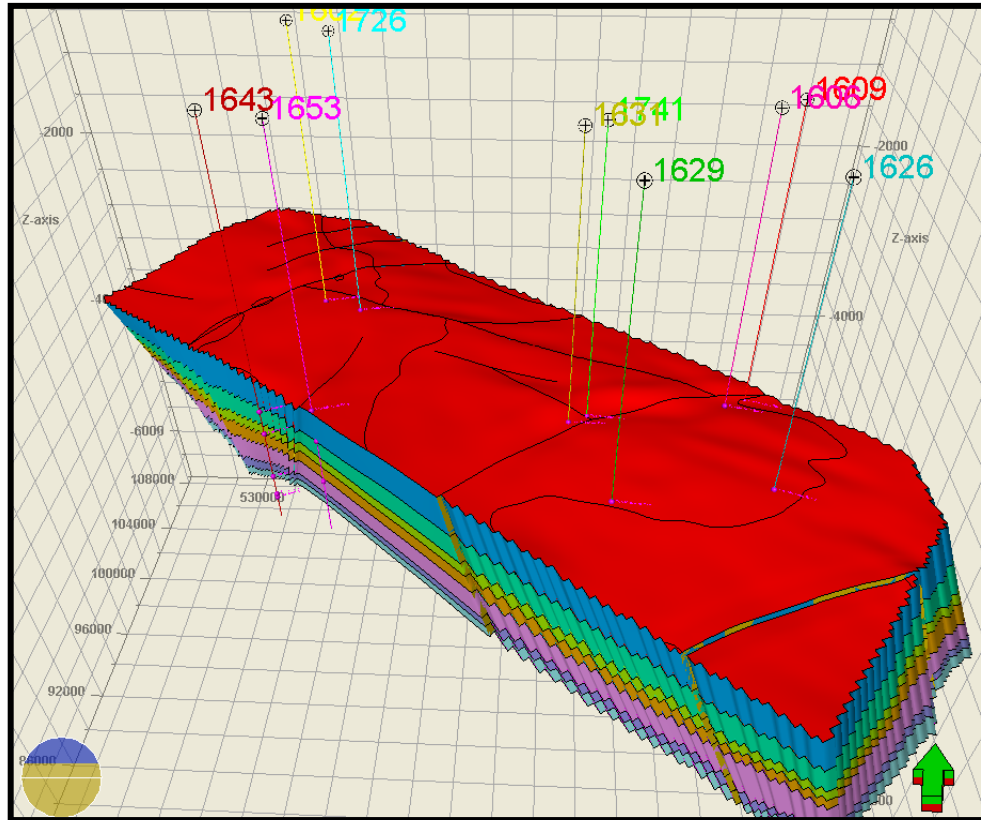
4.2.3 Pembuatan Horizon

Pembuatan horizon merupakan suatu proses untuk mendefinisikan zona secara vertikal pada 3D Grid sebelumnya. *Stratigraphic* horizon dalam model, dan horizon hendaknya mempertahankan ukuran grid dan patahan yang telah ditentukan pada proses pillar gridding.

Sebanyak delapan horizon utama hasil interpretasi digunakan sebagai data masukan untuk membangun model reservoir yaitu MioE, Base A, B, C, D, E, F dan G. Seluruh horizon ini akan digunakan sebagai batasan dalam pembuatan zona reservoir. Pemodelan model reservoir disusun dari horizon atas (MioE) hingga horizon dasar (Base A). Horizon-horizon tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.7**. Sedangkan pada **Gambar 4.8** menunjukkan keadaan struktural horizon yang telah disesuaikan dengan patahan yang ada.



Gambar 4.7. Horizon-horizon utama yang terbentuk dari pemodelan struktur



Gambar 4.8. Struktur Horizon dengan Patahan

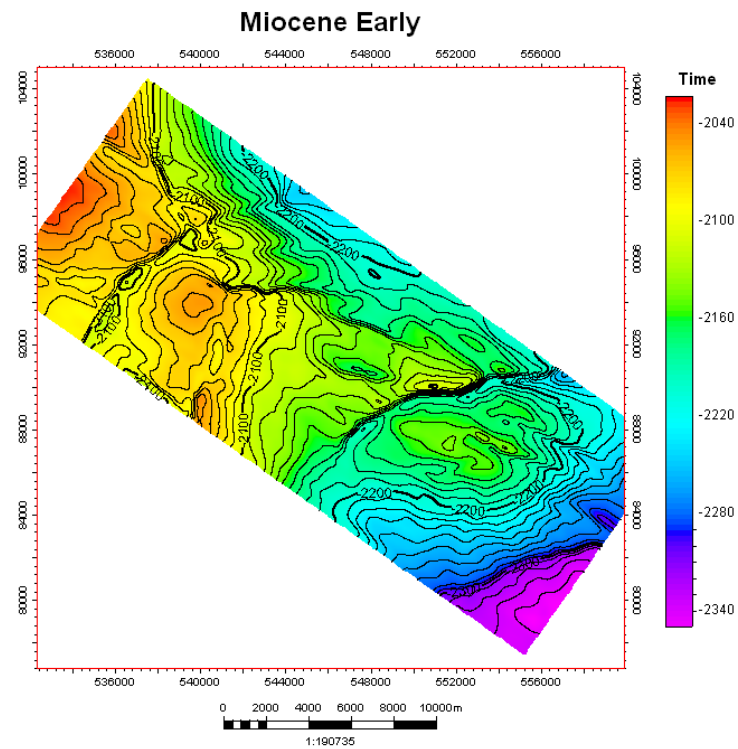
4.2.4 Peta Struktur

Struktur geologi dalam model reservoir yang meliputi horison dan patahan dapat terlihat setelah penentuan dan pembuatan model horison beserta patahannya. Dalam hal ini, visualisasi permukaan struktur-struktur utama yang dipetakan adalah pada 8 horison dan 11 patahan yang telah disebutkan sebelumnya ke dalam peta struktur. Pada peta struktur ini dibagi dua, pertama adalah peta struktur dalam domain waktu, dan kedua adalah peta struktur dalam domain kedalaman.

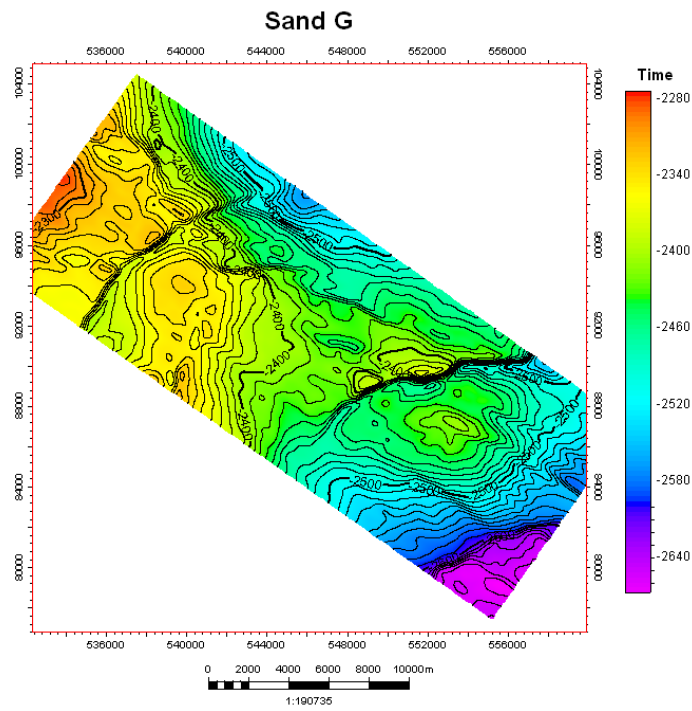
4.2.4.1 Peta Struktur Waktu

Permukaan dari struktur-struktur utama yang membentuk lapangan GoM khususnya area reservoir GoM terbentuk pada *3D grid time* model. 3D grid dalam domain waktu tersebut merupakan model awal yang selanjutnya dikonversi ke dalam domain kedalaman. Pada model tersebut dapat ditentukan pemilihan atau

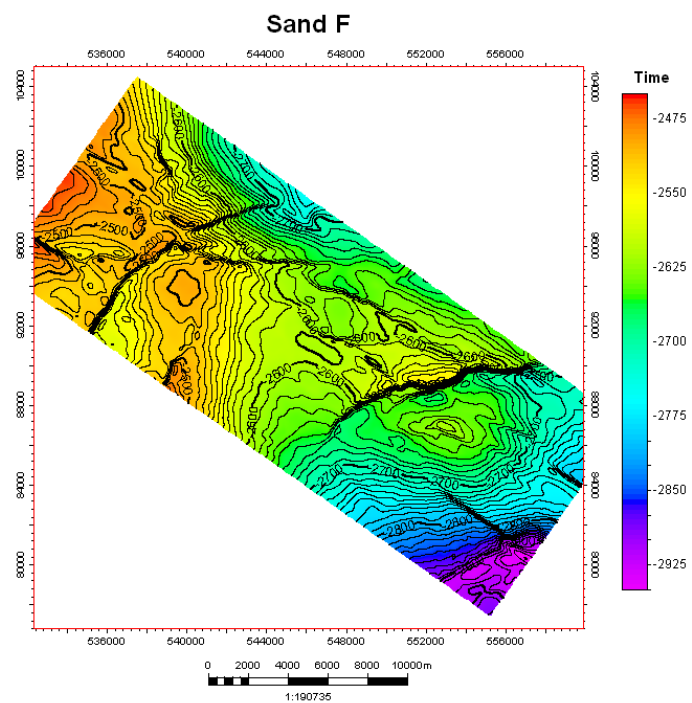
filter patahan berdasarkan masing-masing horison yang dibentuknya. Berikut ini adalah peta gambaran permukaan dari lapisan yang dibentuk oleh struktur-struktur utama lapangan GoM dan dikhususkan pada area reservoir yang ditunjukkan oleh **Gambar 4.9** hingga **Gambar 4.16**.



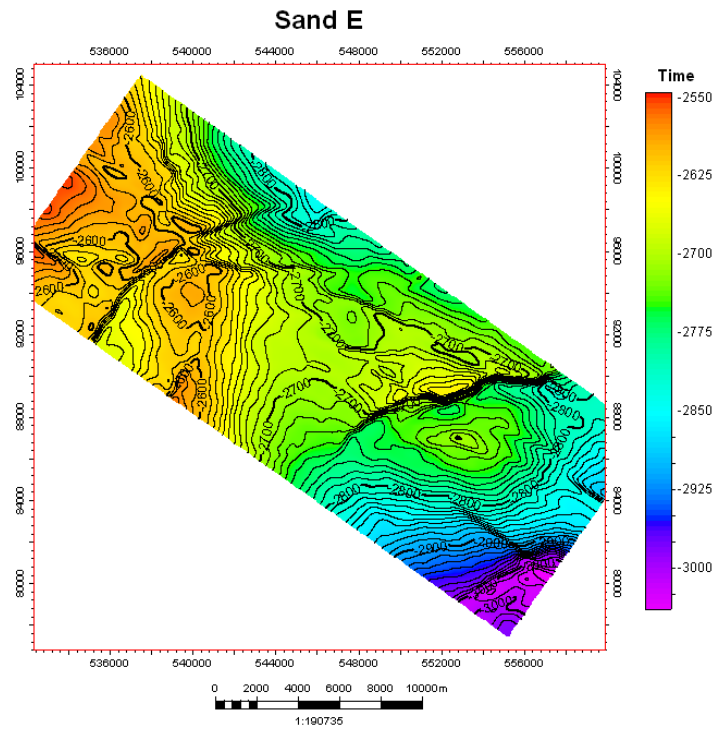
Gambar 4.9. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan MioE



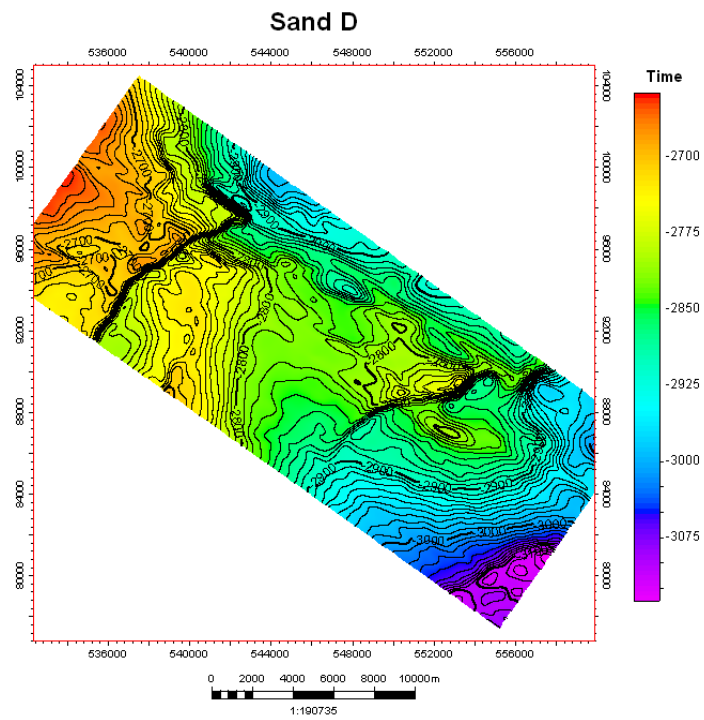
Gambar 4.10. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan G



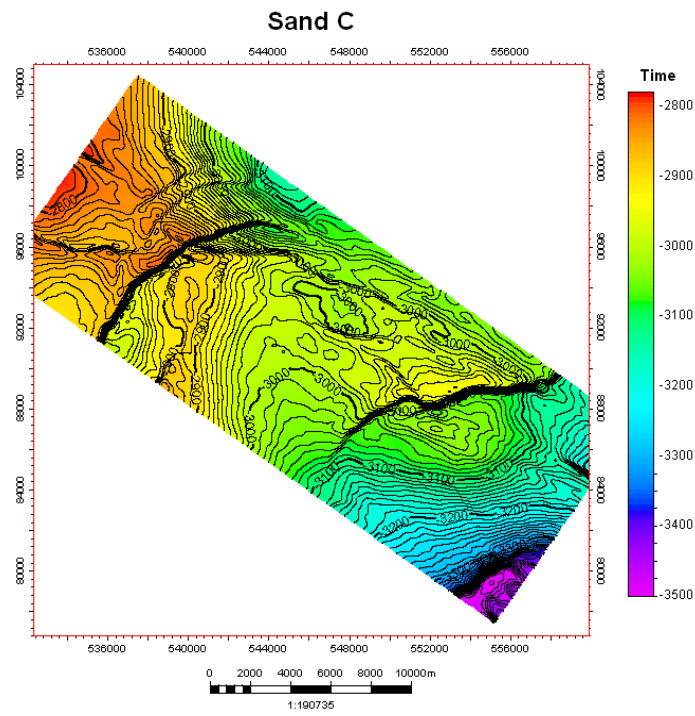
Gambar 4.11. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan F



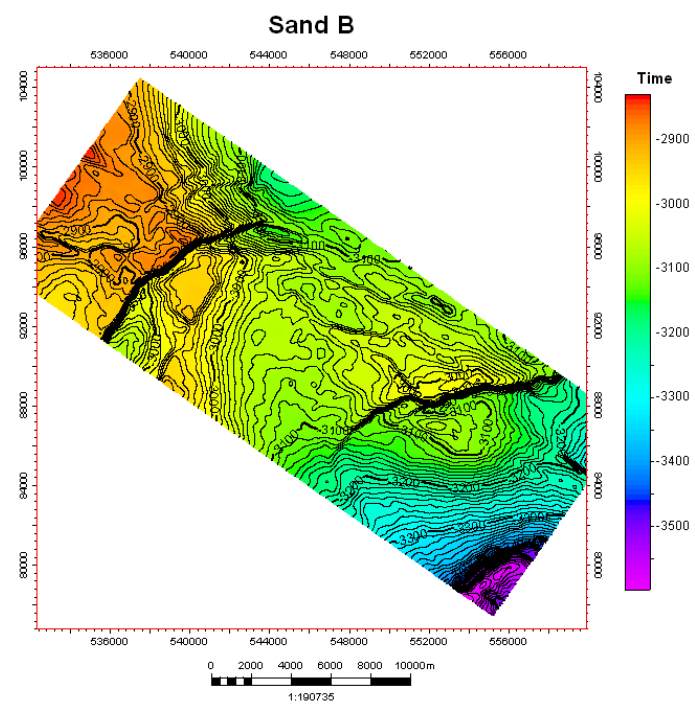
Gambar 4.12. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan E



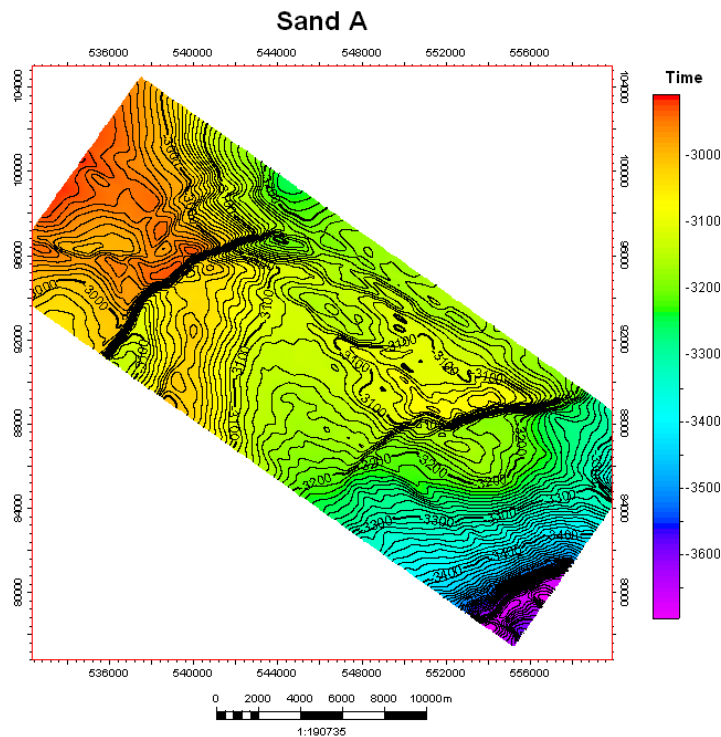
Gambar 4.13. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan D



Gambar 4.14. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan C



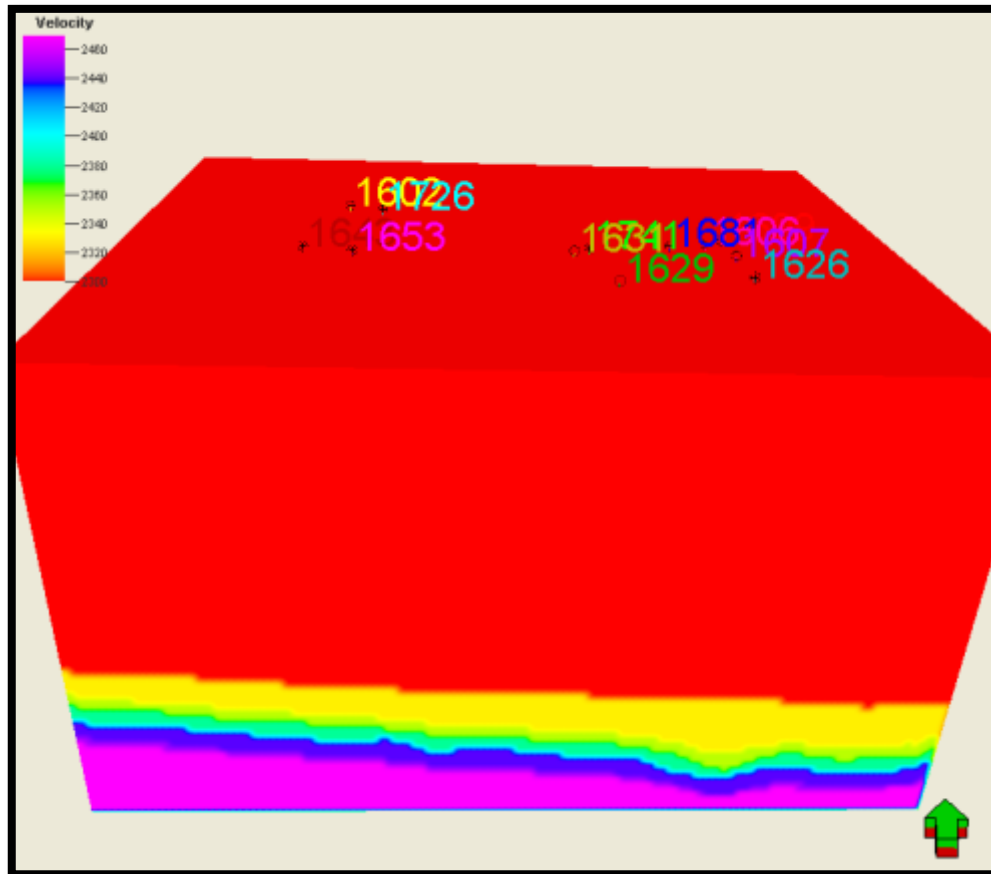
Gambar 4.15. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan B



Gambar 4.16. Peta struktur waktu pada permukaan Base A

4.2.4.2 Velocity Model

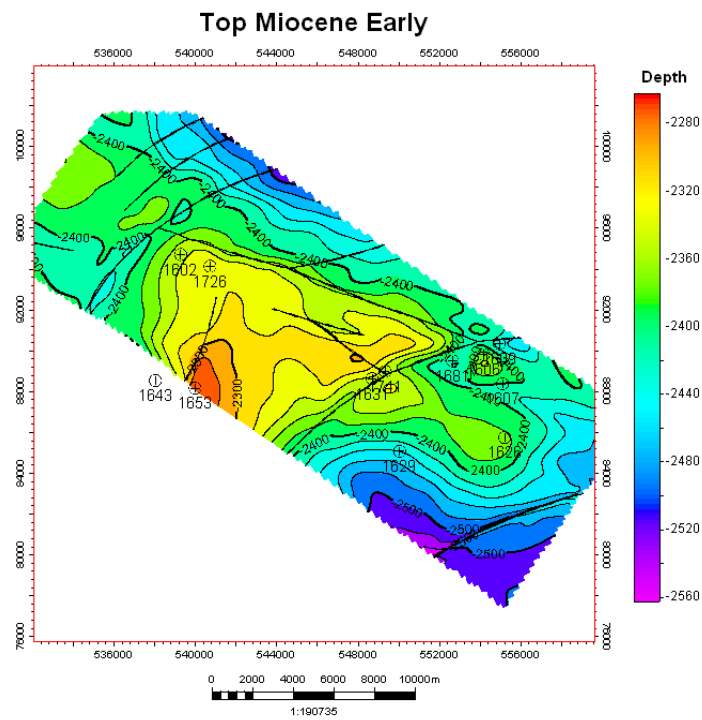
Untuk dapat merubah *3D grid time* model menjadi *3D grid depth* model diperlukan adanya konversi antara waktu terhadap kedalaman. Untuk itulah dibuat model kecepatan agar konversi tersebut dapat dilakukan. Setiap variasi model kecepatan pada umumnya juga merepresentasikan variasi litologi. Pembuatan model kecepatan didasarkan pada data *checkshot* yang telah divalidasi sebelumnya. Model kecepatan ini berubah terhadap kedalaman. Data marker digunakan sebagai kontrol dan koreksi terhadap kedalaman. **Gambar 4.17** menunjukkan *cube* dari model kecepatan yang telah dihasilkan. Koreksi kuantitatif hasil konversi kedalaman berkisar tidak lebih dari 0.5 meter selisih dari marker. Detail lebih lanjut mengenai tabel koreksinya terdapat pada lampiran *Velocity Model*.



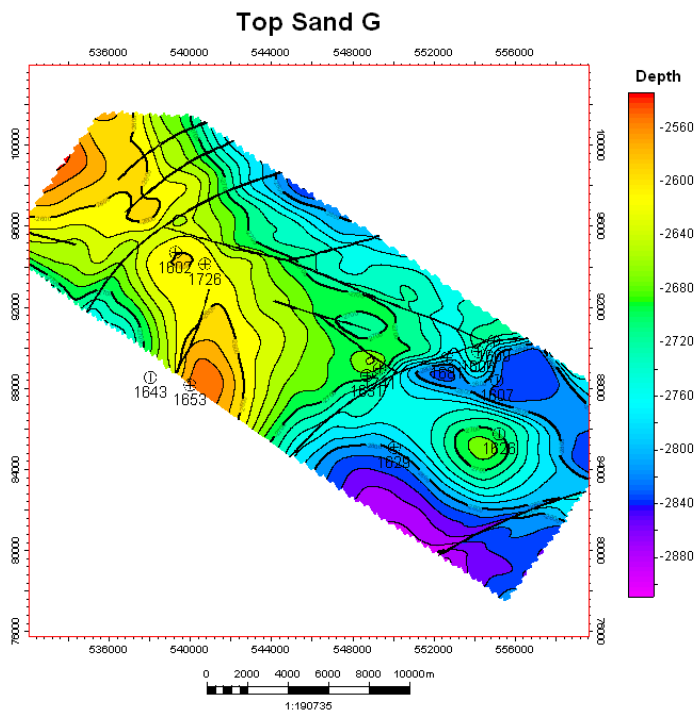
Gambar 4.17. Velocity model cube

4.2.4.3 Peta Struktur Kedalaman

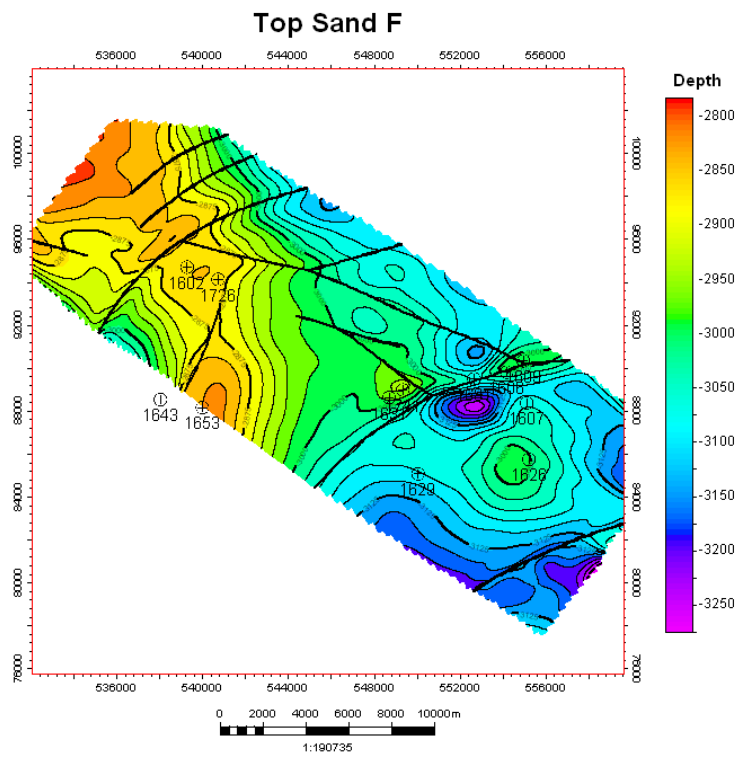
Permukaan dari masing-masing lapisan yang terdapat dalam *3D grid time* model selanjutnya dikonversi kedalam domain kedalaman menjadi *3D grid depth* model. 3D grid dalam domain kedalaman tersebut merupakan model hasil konversi dengan menggunakan model kecepatan yang telah dibuat sebelumnya. Dalam model tersebut juga dapat ditentukan pemilihan atau filter patahan berdasarkan masing-masing horison yang dibentuknya. Berikut ini adalah peta gambaran permukaan dari lapisan yang dibentuk oleh struktur-struktur utama lapangan GoM dan dikhususkan pada area reservoir dalam domain kedalaman yang ditunjukkan oleh **Gambar 4.18** hingga **Gambar 4.24**.



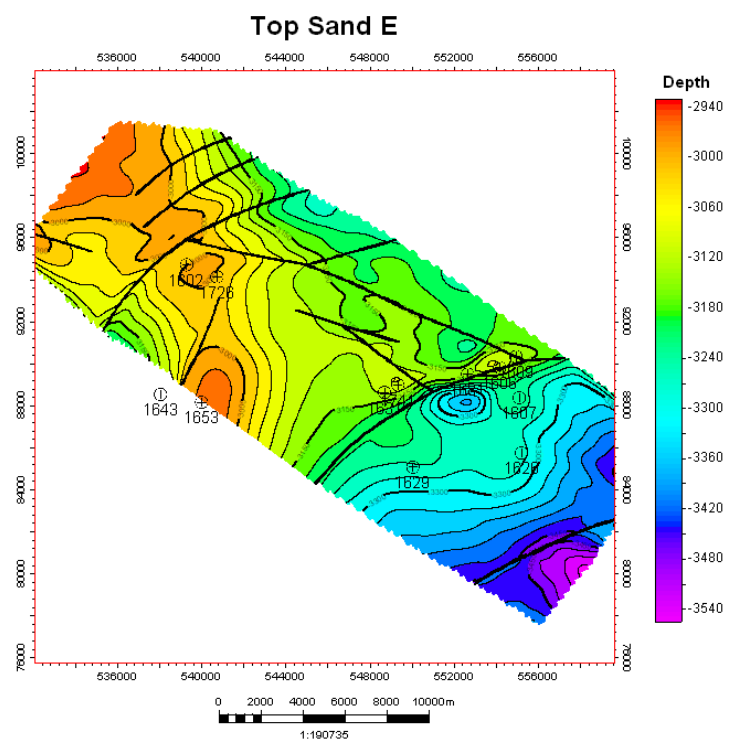
Gambar 4.18. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan MioE



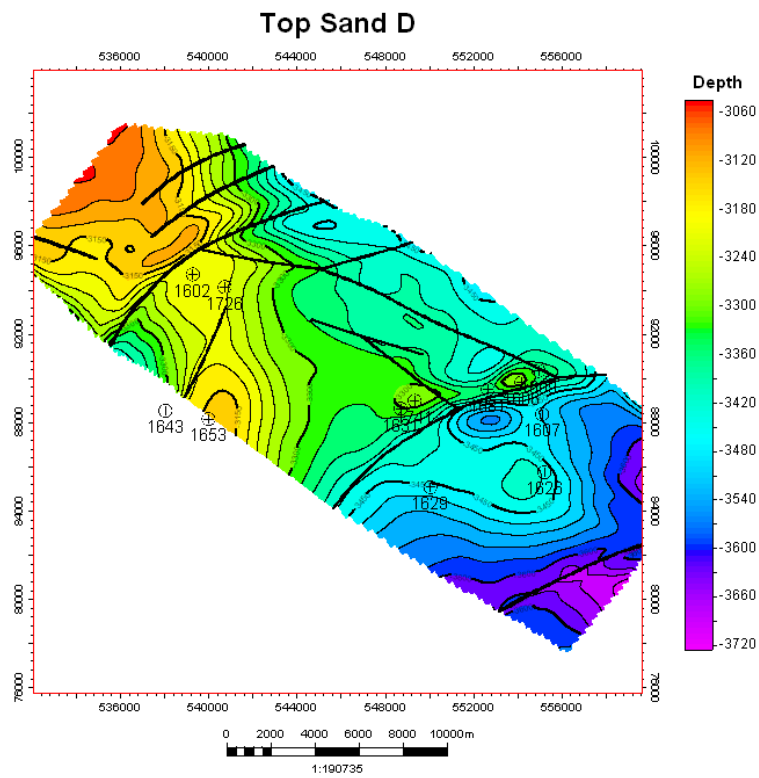
Gambar 4.19. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan G



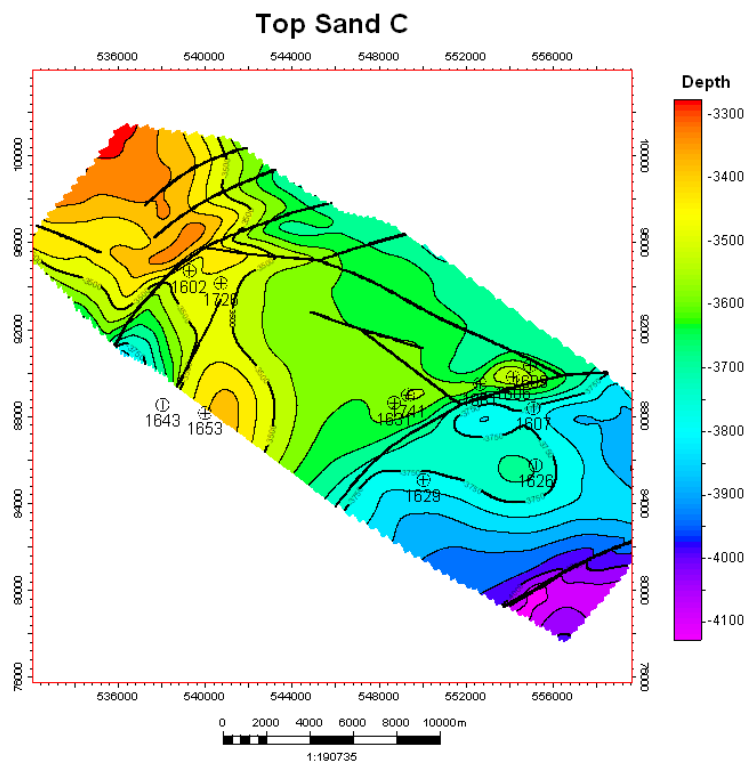
Gambar 4.20. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan F



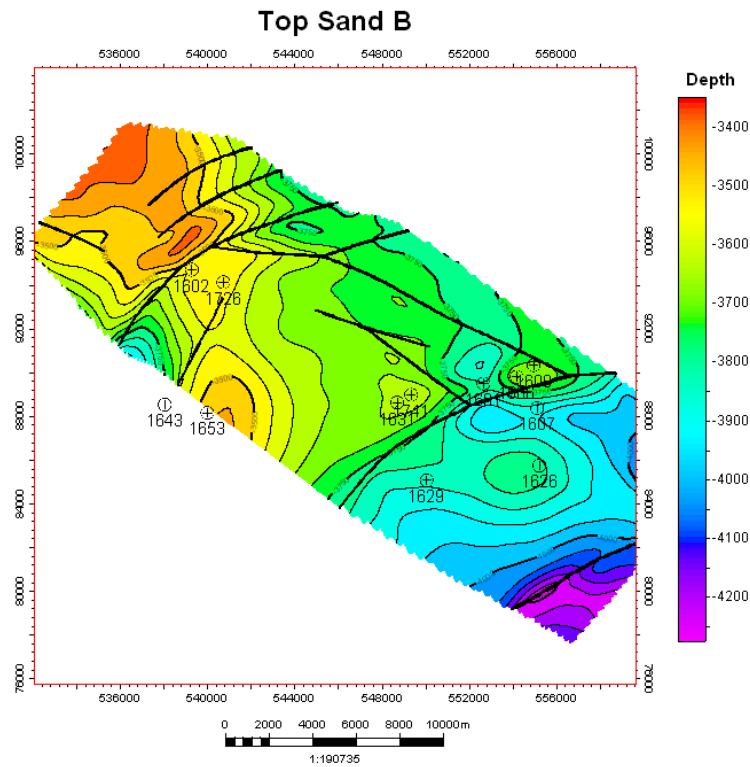
Gambar 4.21. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan E



Gambar 4.22. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan D



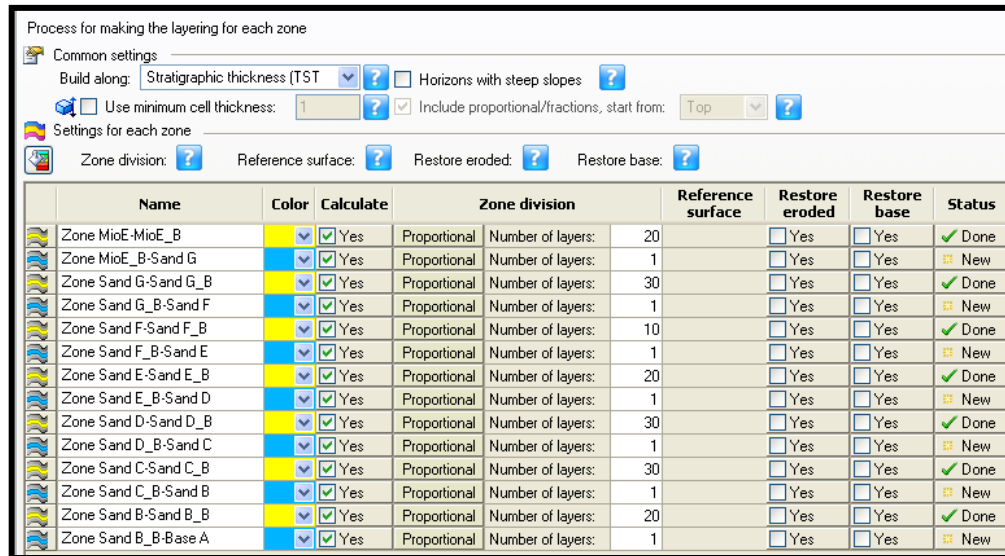
Gambar 4.23. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan C



Gambar 4.24. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan B

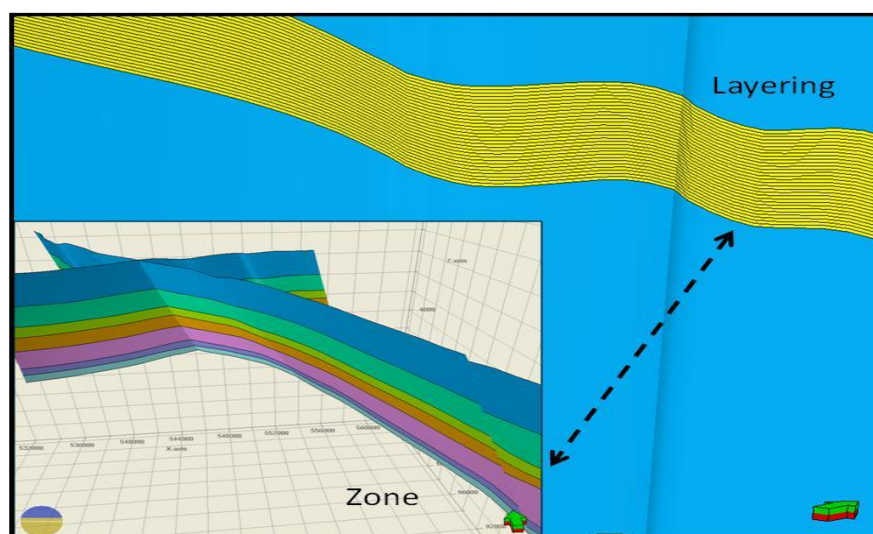
4.2.5 Pembuatan zona dan perlapisan

Proses zonasi bekerja bervariasi menghasilkan zona jarak antar horizon. Zona dapat ditambahkan kedalam model dengan memperkenalkan data well top, data ketebalan dalam bentuk isokhor, ketebalan tetap dan persentase. Dalam pemodelan lapangan GoM, dibuat 7 zone reservoir utama. Zona reservoir dibagi menjadi zona MioE-MioE_B sebagai zona bagian atas, selanjutnya G-G_B hingga B-B_B pada zona bagian bawah. Perlapisan dalam masing-masing zona reservoir dalam zona utama dibagi dengan menggunakan rata-rata ketebalan sel sekitar 2 meter.



Gambar 4.25. Setting Zonasi dan Layering

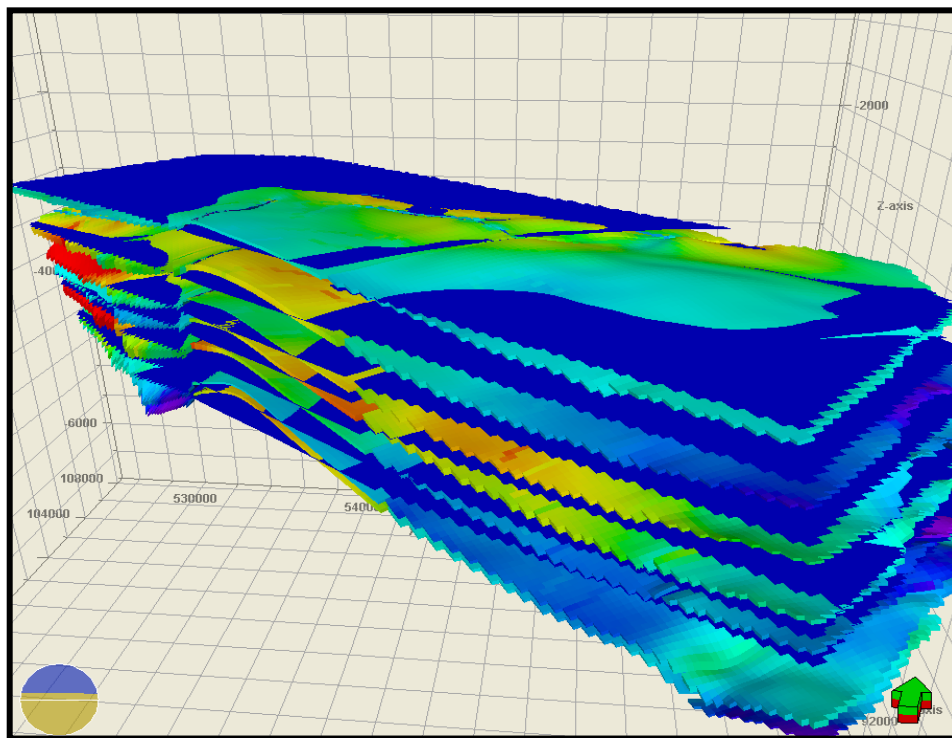
Tahap akhir dalam membangun kerangka struktural adalah mendefinisikan ketebalan dan area lapisan antar horizon dari grid 3D. Lapisan ini dan hubungannya terhadap pillar menggambarkan cell dari grid 3D yang diwakilkan selama pemodelan properti. Divisi sebanding (*proportional*) telah digunakan dalam melukiskan jumlah lapisan antara puncak dan batas bawah (alas) dalam zona *non-interest (non-reservoir)*, sedangkan pada zona reservoir digunakan divisi mengikuti alas (*follow base*). **Gambar 4.25** menunjukkan setting lapisan pada model lapangan GoM dan **Gambar 4.26** untuk model 3D setelah layering.



Gambar 4.26. 3D model reservoir setelah proses layering

4.2.6 Menentukan batas kontak

Penentuan batas kontak antar zona reservoir, sangat bergantung pada data log sebagai kontrolnya. Beberapa data log seperti gamma ray, resistivity, sonik dan densitas merupakan data log utama yang digunakan sebagai dasar penentuan kontak. Kontak tersebut dapat berupa, *oil water contact*, *gas water contact*, *gas oil contact*, *lowest known oil*, dan lain sebagainya. Namun pada penelitian ini, *Possible gas contact (GWC/LKG)* pada setiap zona reservoir per segmen pada lapangan GoM ditentukan berdasarkan defleksi nilai log resistivity secara kualitatif seperti ditunjukkan pada **Gambar 4.27**.



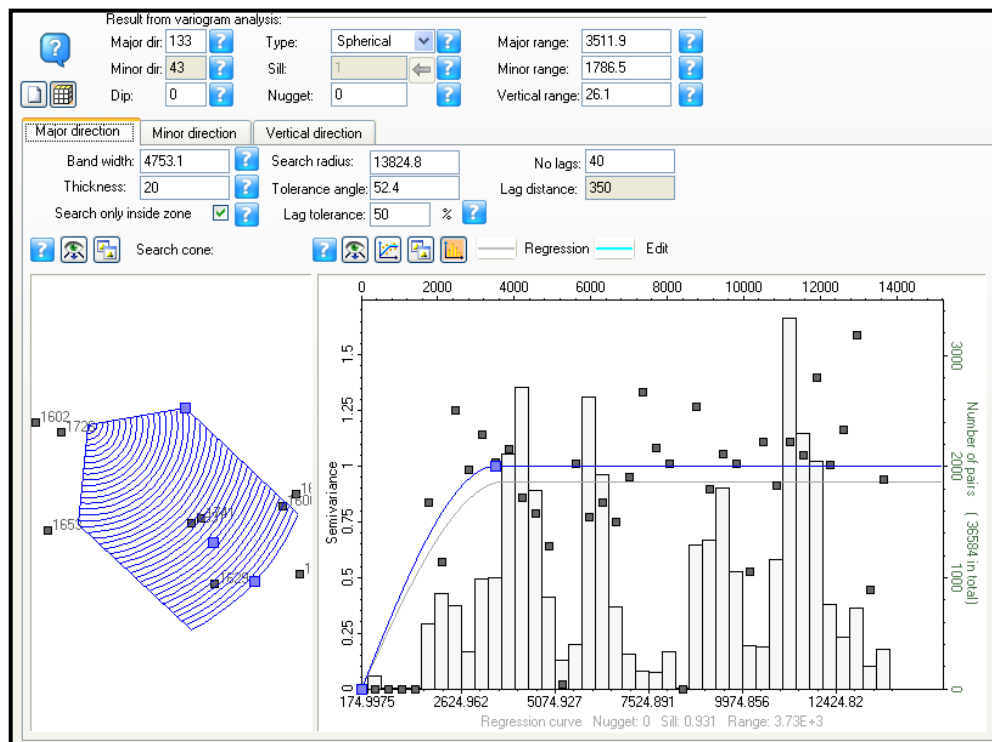
Gambar 4.27. Penentuan *Possible Gas Contact (GWC/LKG)* pada reservoir

Sedangkan tabel data kontak ditunjukkan pada **Tabel 4.1**. Setiap segmen mempunyai kontak berbeda, terutama jika terdapat data sumur (segmen 2 dan segmen 5), sedangkan pada segmen yang tidak terdapat sumur disamakan kontakannya terhadap segmen terdekat ataupun batas LKG dari sumur yang terdekat dengan segmen tersebut.

4.3 PEMODELAN FACIES

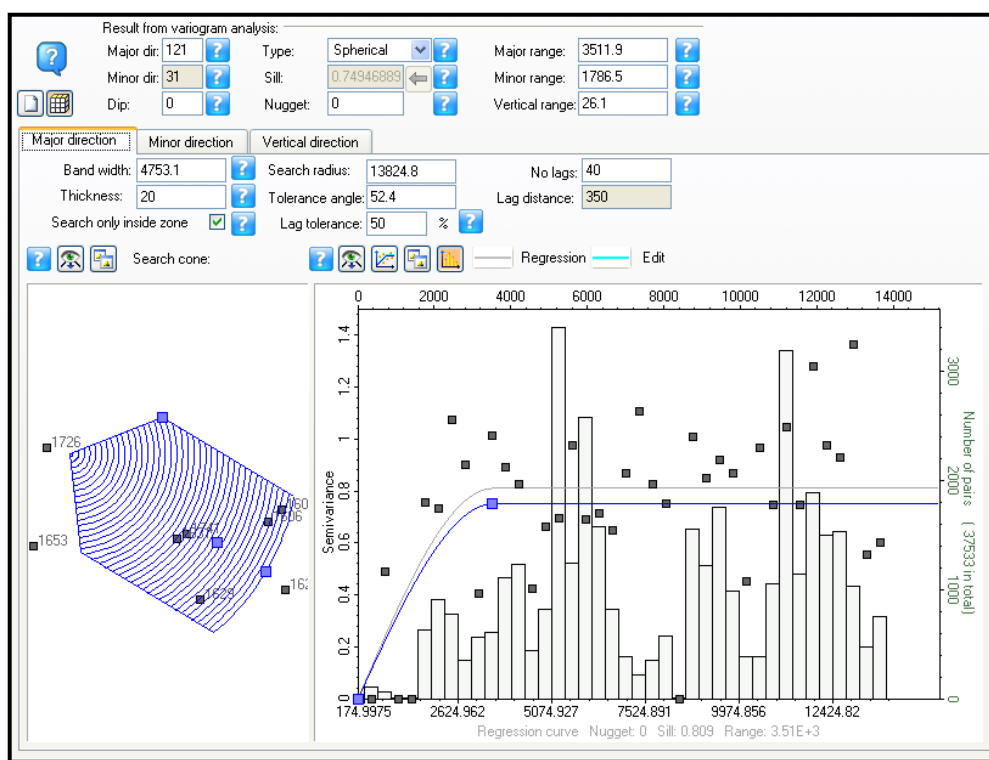
Facies dan log petrofisik perlu dibuat dan *diupscale* ke dalam grid 3D sebelum pemodelan properti. Penentuan lithofacies ditentukan secara interaktif dan kualitatif berdasarkan nilai log SP ataupun gamma ray yang digunakan sebagai dasar penggolongan facies awal, yaitu untuk menentukan facies sand dengan shale. Persebaran facies dilakukan dengan metode geostatistik SGS (*Sequence Gaussian Simulation*), dan juga dengan diikutsertakannya kontrain dari data AI hasil inversi seismik sebagai pembobotan klasifikasinya. Dalam pemodelan facies lapangan GoM, digunakan 3 penggolongan jenis facies, yaitu *Sand*, *Shaly Sand*, dan *Shale*.

Lithofacies *Sand* dimodelkan berdasarkan pola blocky pada log gamma ray yang bernilai terendah, dengan menggunakan warna kuning dalam karakteristik warnanya. **Gambar 4.28** menunjukkan hasil variogram utama *sand*.

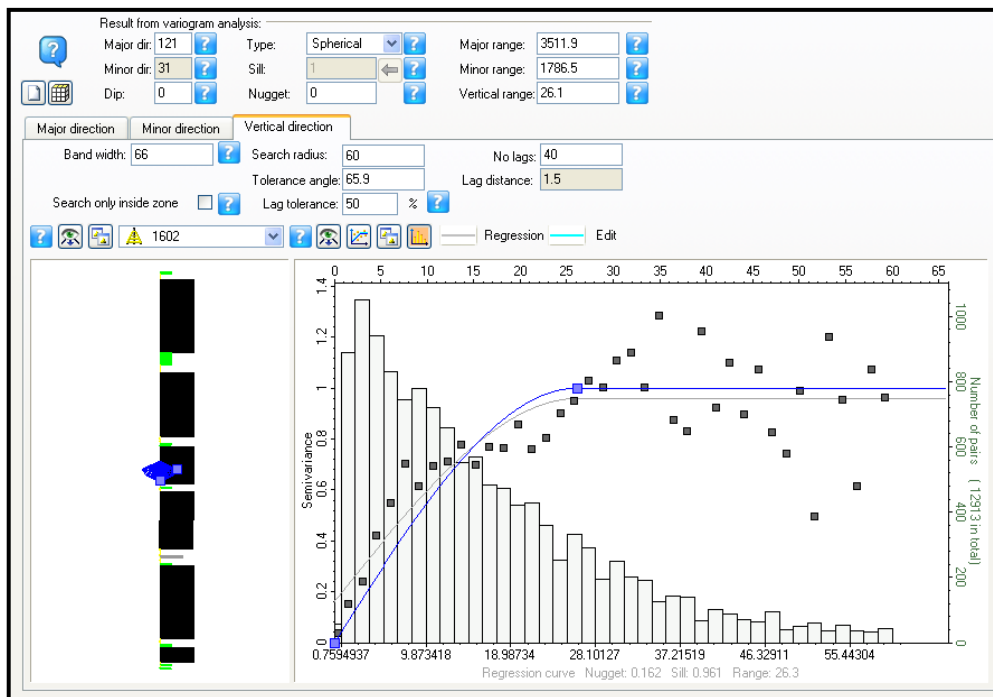


Gambar 4.28 Variogram sand 1

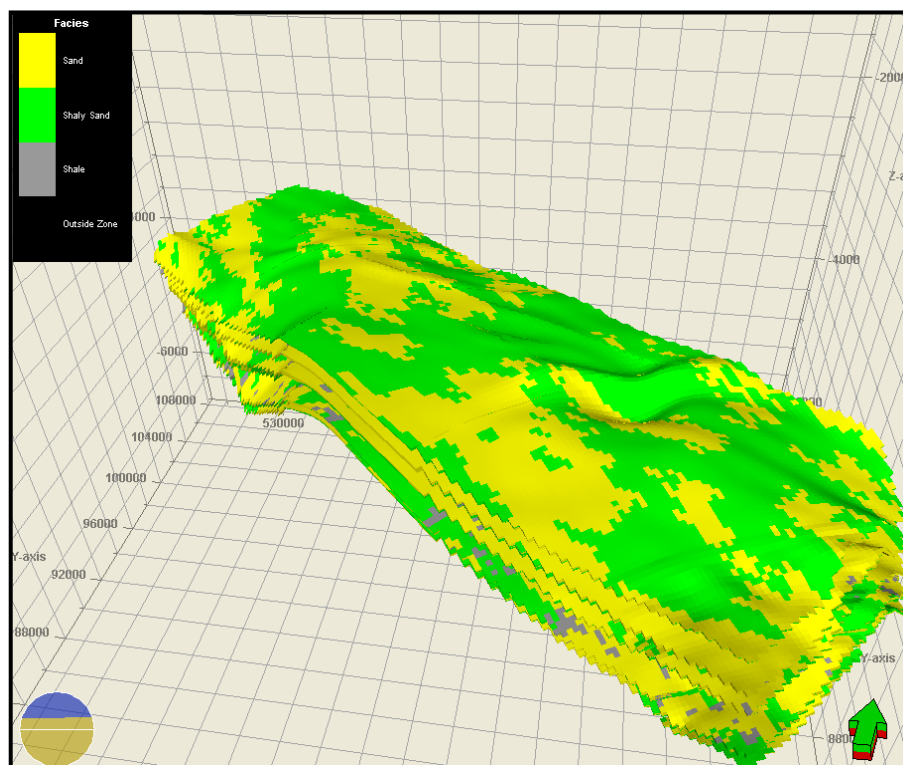
Shaly sand dimodelkan berdasarkan pola log gamma ray cukup tinggi namun diselingi dengan nilai gamma ray rendah yang dimodelkan dengan warna hijau. Sedangkan *shale* dimodelkan berdasarkan pola log gamma ray dengan nilai yang tinggi, dimodelkan dengan warna abu-abu dalam karakteristik warnanya. **Gambar 4.29** menunjukkan hasil variogram utama *shaly sand*. **Gambar 4.30** menunjukkan variogram arah vertikal dari lithofacies sebagai fungsi perlapisan. Sedangkan **Gambar 4.31** dan **Gambar 4.32** menunjukkan pemodelan facies pada zona reservoir langsung dari Log dan dengan menggunakan konstrain AI.



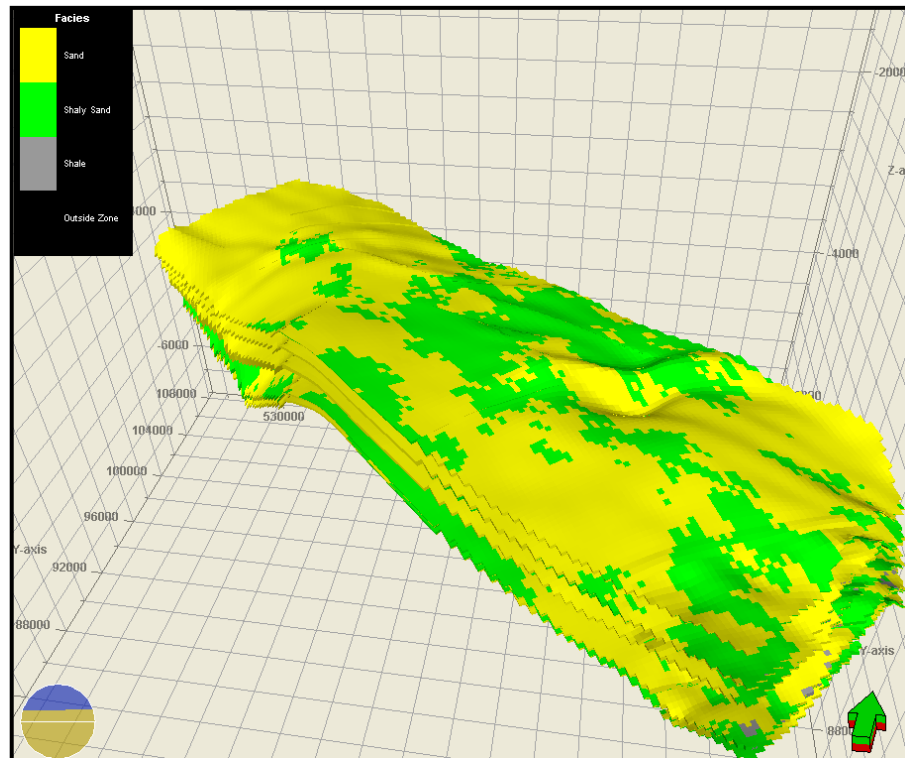
Gambar 4.29. Variogram shaly sand



Gambar 4.30. Variogram arah vertical dari lithofacies



Gambar 4.31. Pemodelan facies pada zona reservoir dari sumur



Gambar 4.32. Pemodelan facies pada zona reservoir konstrain AI

4.4 PEMODELAN PROPERTI

Parameter-parameter petrofisik dari log dimodelkan pada pemodelan properti. Pemodelan properti di lapangan GoM meliputi pemodelan geometri, porositas, net to gross dan saturasi air. Distribusi properti dari model dilakukan oleh menggunakan pendekatan geostatistik SGS. Hasil pemodelan properti tersebut selanjutnya digunakan untuk perhitungan volumetrik cadangan GoM.

4.4.1 Pemodelan Geometri

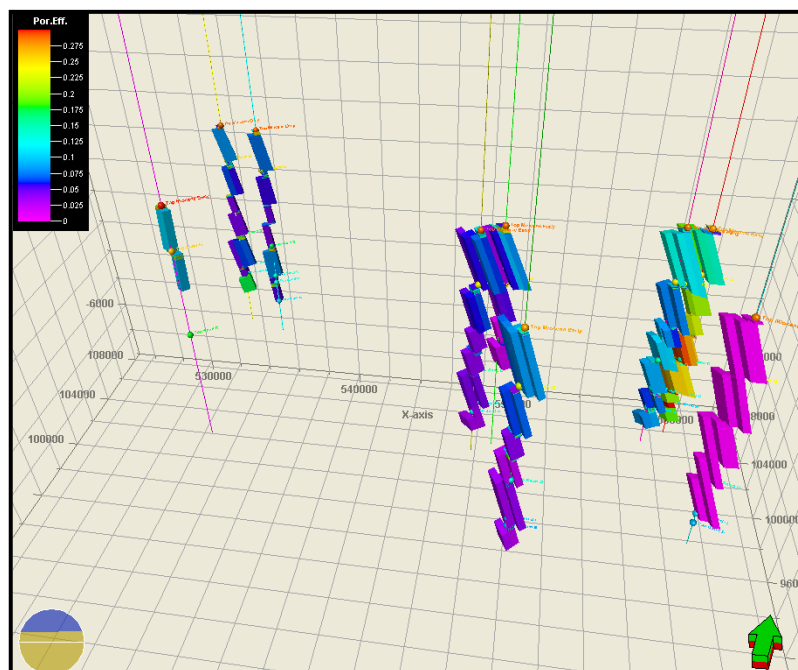
Pembuatan geometri model digunakan untuk mengisi model horison yang telah dibuat. Model-model horison yang berisikan zona-zona dan layer-layer akan diisi oleh properti yang ditentukan pada saat setting properti model. Terdapat beberapa metoda setting properti model seperti, *Constant value*, *Zone index*, *Cell volume*, *Fault index* dan lain sebagainya. Sedangkan unit properti dapat diatur sesuai domain yang dimiliki properti itu sendiri, misalnya *elevation depth*, *elevation*

time, seismik, frekuensi dan lainnya. Pada model ini digunakan seting *Zone index* dalam domain *elevation depth* yang akan digunakan sebagai dasar permodelan properti lebih lanjut.

4.4.2 Scale Up Data Log

Data properti well log memiliki cakupan area yang terbatas, oleh sebab itu diperlukan Scale Up yang membantu memperluas cakupan nilai properti. Scale Up pada dasarnya berupa nilai rata-rata properti yang diekspansikan ke sekitar daerah sumur.

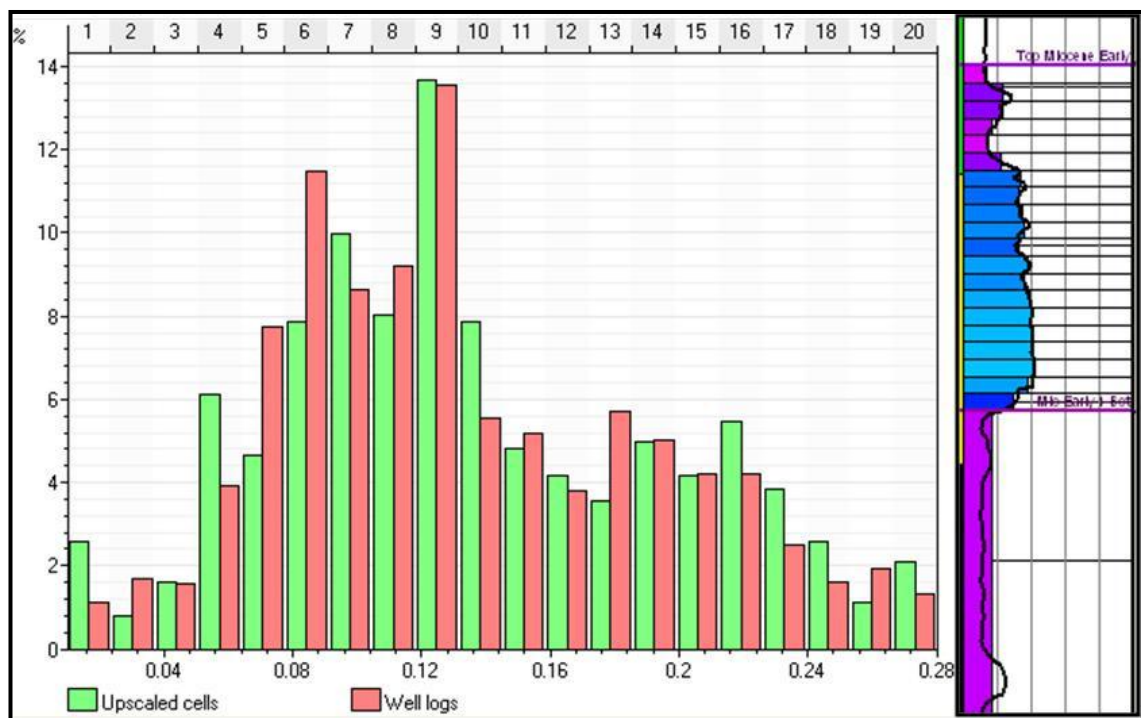
Proses *scale up* ini menggunakan data properti petrofisik yang dimiliki oleh data sumur. Beberapa data well log yang dilakukan *scale up* antara lain adalah data porositas dan *net to gross*. **Gambar 4.33** memperlihatkan hasil *scale up* pada data log porositas. **Gambar 4.35** memperlihatkan hasil *scale up* pada data *net to gross*. Dari semua proses *scale up*, terlihat bahwa tidak terdapat penyimpangan yang signifikan antara data well log dan hasil *scale up*, dengan demikian hasil *scale up* ini memenuhi kualifikasi untuk dilakukan proses berikutnya.



Gambar 4.33. Hasil *scale up* data log porositas

Dari beberapa metode yang diuji pada penelitian ini, secara umum nilai rata-rata yang dihasilkan dari metode RMS merupakan nilai terbesar diikuti oleh aritmetik, geometrik dan yang paling kecil harmonik. Untuk porositas dan NTG formasi, metode scale up yang digunakan adalah metode rata-rata aritmetik. Pilihan ini didasarkan pada pertimbangan bahwa metode ini paling umum digunakan untuk kedua variabel tersebut karena merupakan variabel-variabel yang aditif.

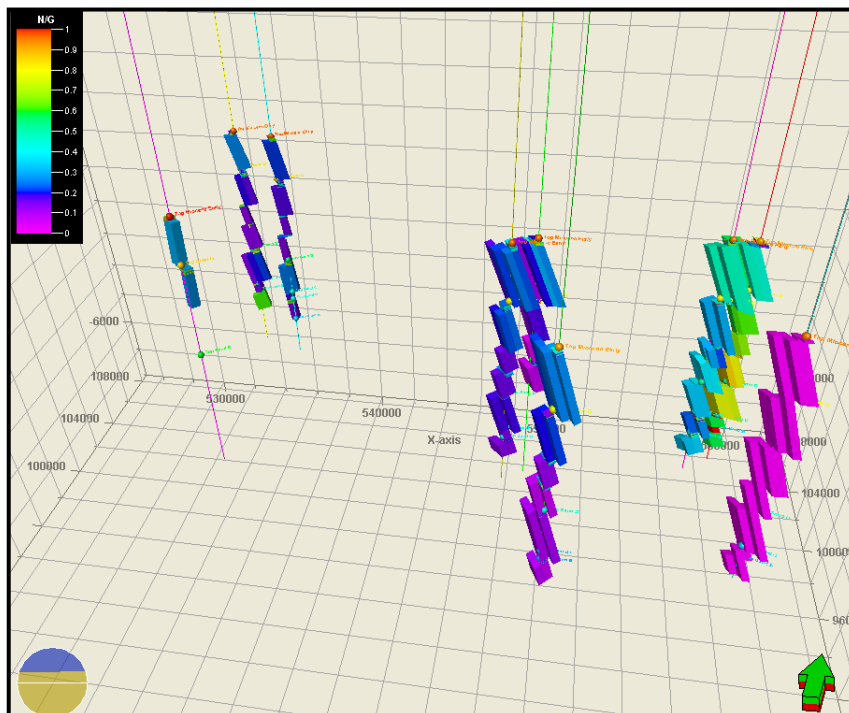
Untuk mengetahui perbedaan hasil scale up adalah dengan membandingkan visual data log dengan hasil scale up. Dari gambar-gambar tersebut dapat dilihat perbandingan antara log porositas dengan hasil scale up dengan metode aritmetik. Perbandingan histogram antara data log dengan hasil *upscaling* ditunjukkan oleh **Gambar 4.34**. hasil *upscaling* tersebut sangat representatif dan valid untuk mewakili nilai porositas pada grid.



Gambar 4.34. Histogram porositas antara data log dengan hasil *scale up*

Histogram berwarna merah untuk data porositas dari log dan histogram berwarna hijau untuk hasil scale up. Kedua histogram terlihat memiliki distribusi yang

hampir sama yaitu sehingga selisih diantara keduanya kecil. Keduanya juga memiliki mode pada kelas yang sama. Histogram log menghasilkan rentang yang lebih besar. Hal ini dapat diartikan bahwa porositas dari data log memiliki variabilitas yang lebih tinggi. Perbedaan antara log dengan hasil upscaling yang relatif kecil (sekitar <math><5\%</math>) memberikan informasi bahwa proses perataan log secara aritmetik dan juga fungsi perlapisan sudah dapat mengakomodir heterogenitas data log tersebut.



Gambar 4.35. Hasil scale up data log net to gross

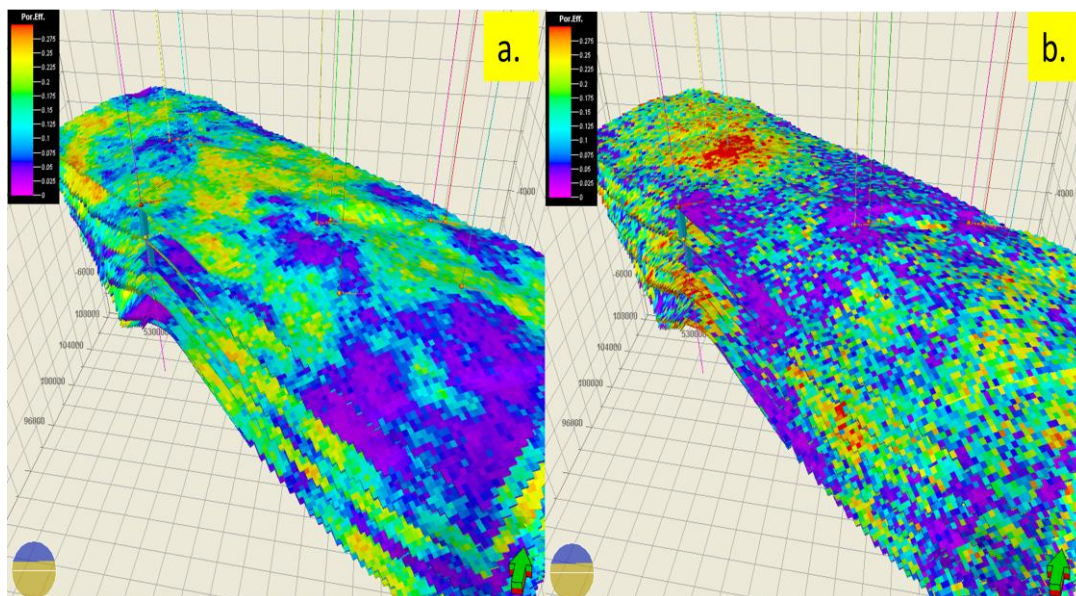
4.4.3 Hasil Properti Reservoir

Properti reservoir yang dibutuhkan untuk melakukan perhitungan cadangan meliputi porositas, dan *net to gross*, dan saturasi air (SW). Namun untuk SW tidak dilakukan pemodelan karena keterbatasan data. Properti yang dimodelkan adalah porositas dan *net to gross* dengan persebaran menggunakan metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) yang terdapat pada perangkat lunak yang mempunyai variasi lokal.

4.4.3.1 Porositas

Metode pemodelan porositas pada penelitian kali ini merupakan pemodelan properti yang pengkondisian dimodelkan dengan 2 cara, yaitu porositas yang dimodelkan langsung dari *upscaling* data log, dan porositas yang dimodelkan berdasarkan facies-AI. Porositas yang dimodelkan dengan cara kedua menggunakan setting per facies hasil AI (*Acoustic Impedance*) *seismic cube* dan co-kriging dari data AI dengan setting hubungan korelasi berbanding terbalik (-0.7). Porositas disini adalah porositas efektif yang berlaku untuk zona reservoir batupasir yang didapatkan dari hubungan $\text{PorLog} * (1 - V_{sh})$. Sedangkan PorLog itu sendiri didapatkan dari hasil transformasi densitas saja karena tidak tersedianya log neutron.

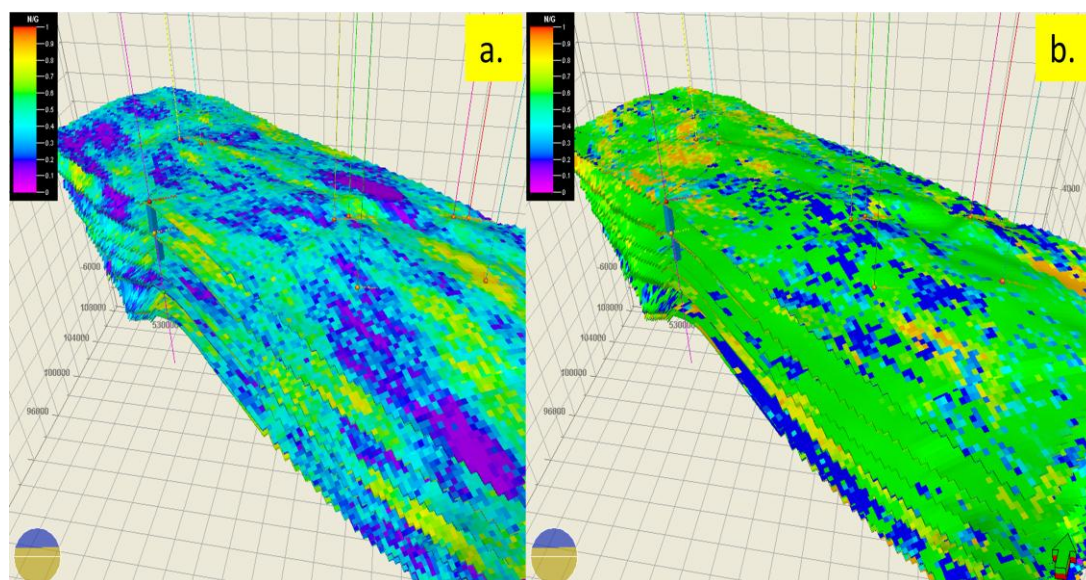
Berikut ini hasil-hasil permodelan dengan menggunakan sebaran distribusi properti tersebut. **Gambar 4.36** menunjukkan distribusi porositas pada zona reservoir. Hasil distribusi yang langsung dari data log memberikan distribusi porositas besar lebih banyak daripada hasil distribusi yang dikonstrainsi dari facies-AI. Pada beberapa zona reservoir, distribusi umumnya berarah Barat laut-Tenggara,



Gambar 4.36. Distribusi porositas pada zona reservoir: a). Distribusi langsung dari sumur, dan b). Distribusi yang dikonstrainsi facies AI

4.4.3.2 Net to gross

Pemodelan *net to gross* didapatkan dari hasil *upscaling* pada log net gross dan juga berdasarkan facies. Dengan mendefinisikan *net to gross* adalah $1 - V_{\text{shale}}$, dimana V_{sh} didapatkan dari hasil perhitungan log SP, yaitu $|(\text{SP} - \text{SP}_{\text{cln}}) / \text{SP}_{\text{shl}} - \text{SP}_{\text{cln}}|$. NTG dapat menggambarkan persebaran volume sand atau non-shale. Hasil dari NTG juga dapat menggambarkan daerah delineasi reservoir yang digunakan untuk perhitungan volumetrik. **Gambar 4.37** menunjukkan distribusi NTG pada zona reservoir.



Gambar 4.37. Distribusi NTG pada zona reservoir: a). Distribusi langsung dari sumur, dan b). Distribusi yang dikonstrainsi facies AI

4.4.3.3 Saturasi Air

Pemodelan saturasi air menunjukkan secara langsung kadar fluida air dalam reservoir, semakin baik suatu reservoir, maka nilai saturasi airnya akan semakin kecil. Pada penelitian kali ini, SW tidak dimodelkan dari data log karena tidak adanya lengkapnya paket log resistivitas (MSFL, RMedium, dan RDeep) maupun tidak adanya data header sumur yang berisi mengenai informasi parameter lumpur

maupun temperaturnya. Nilai SW diambil nilai konstanta pada reservoir yang berisi gas yaitu 0.4.

4.5 SKENARIO PERHITUNGAN

Hasil data dari pemodelan struktural dan pemodelan properti reservoir pada pembahasan sebelumnya, merupakan input bagi perhitungan cadangan hidrokarbon. Selain itu, nilai konstanta reservoir yang digunakan meliputi nilai SW (0.3), Bo atau *gas formation volume factor* (0.0005), dan Rfo atau *recovery factor* (1). **Tabel 4.2** menunjukkan kebutuhan data secara umum untuk melakukan perhitungan cadangan.

Tabel 4.2. Kebutuhan data secara umum pada perhitungan cadangan

Data that can be used:

- Boundary, license block
- Zones, Segments
- Properties (Net/Gross, porosity, Sw)
- Constants (Bo, Bg, GOR oil, GOR gas)
- Contacts (GOC, OWC, GWC)
- Recovery factors (Rfo, RFg)

Beberapa skenario untuk melakukan perhitungan cadangan dilakukan untuk mengetahui variasi hasil persebaran dari perhitungan cadangan tersebut. Pemilihan skenario tersebut didasarkan pada ketersediaan data dan pendekatan hasil yang optimis hingga pesimis. Setelah mengetahui hasil perhitungan dari skenario-skenario tersebut digunakan untuk menganalisis faktor-faktor ketidakpastian dari perhitungan cadangan. Sehingga dapat menghasilkan rekomendasi maupun optimalisasi nilai keekonomian lapangan GoM untuk dilanjutkan melalui studi lanjutan.

Properti-properti reservoir hasil pemodelan sebelumnya dibuat sebagai input utama dalam penentuan skenario perhitungan cadangan yang ditunjukkan oleh **Tabel 4.3**. Sedangkan kondisi skenarionya ditunjukkan oleh **Tabel 4.4**.

Tabel 4.3. Properti reservoir sebagai input skenario perhitungan

No.	Property Model	Scenario	Symbol
1	Facies	Direct Log	A
		Facies-AI	B
2	Porosity	Direct Log	A
		Guided Facies Direct	B
		Guided Facies-AI	C
3	SW	Constant (0.4)	A
4	NTG	Direct Log	A
		Guided Facies Direct	B
		Guided Facies-AI	C

Tabel 4.4. Skenario perhitungan OIIP dengan kondisinya

No.	GIIP Scenario	Conditional	Boundary
1	GIIP Case 1	Facies A, Por A, SW A, NTG A	2P
2	GIIP Case 2	Facies A, Por A, SW A, NTG A	P1
3	GIIP Case 3	Facies A, Por B, SW A, NTG B	2P
4	GIIP Case 4	Facies A, Por B, SW A, NTG B	P1
5	GIIP Case 5	Facies A, Por C, SW A, NTG C	2P
6	GIIP Case 6	Facies A, Por C, SW A, NTG C	P1

4.6 HASIL PERHITUNGAN

Perhitungan volumetrik reservoir meliputi perhitungan *bulk volume*, *net volume*, *hydrocarbon pore volume*, dan *Oil Initially In Place* (OIIP). Setelah model reservoir dibangun, semua property reservoir ditransfer ke dalam sel masing-masing, kemudian perhitungan OIIP dapat dilakukan. **Gambar 4.38** menunjukkan distribusi bulk volume pada zona reservoir, **Gambar 4.39** menunjukkan distribusi net volume pada zona reservoir, **Gambar 4.40** menunjukkan distribusi pore volume pada zona reservoir, dan **Gambar 4.41** menunjukkan distribusi HCPV oil

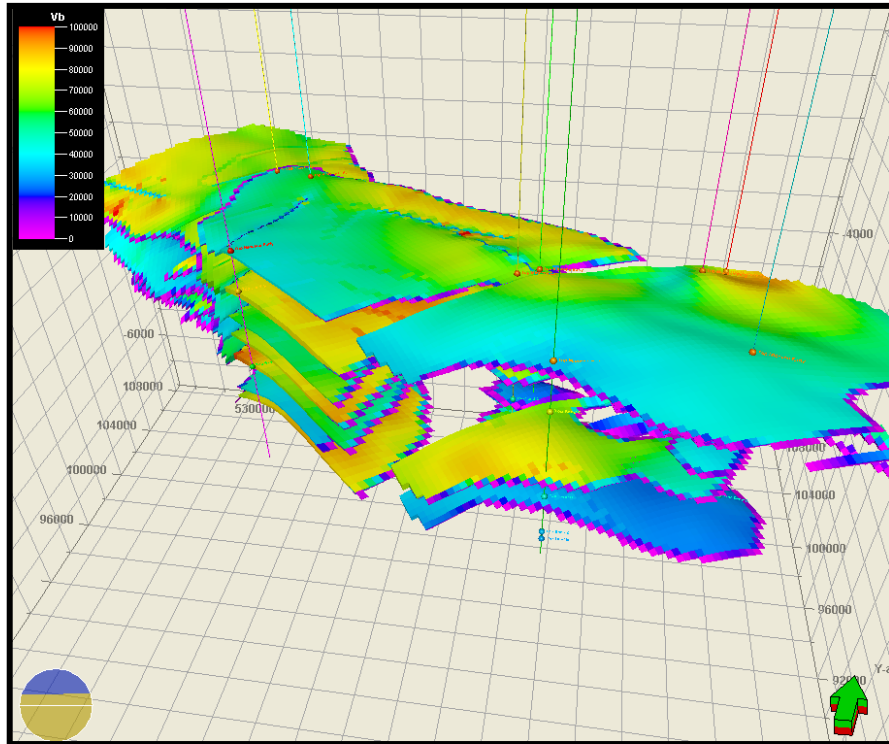
pada zona reservoir, **Gambar 4.42** menunjukkan distribusi STGIIP pada tekanan permukaan. **Tabel 4.5** dan **Persamaan 4.1** menunjukkan formulasi dalam perhitungan cadangan hidrokarbon.

$$\text{STG IIP} = \text{Bulk Volume} * \text{N/G} * \text{Porosity} * (1 - S_w) / B_g$$

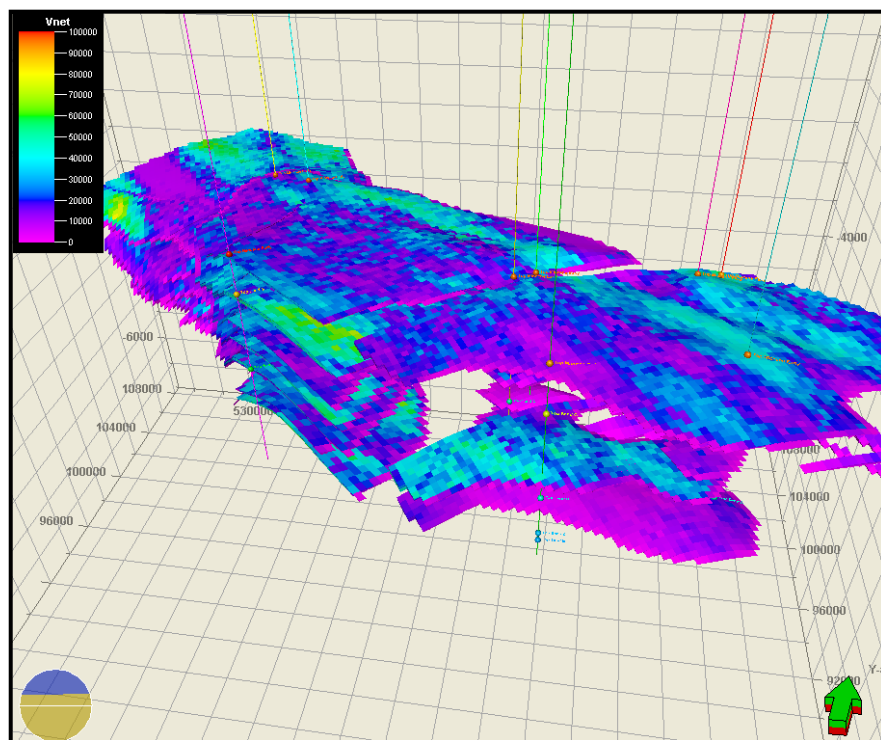
Persamaan 4.1. Persamaan STGIIP pada umumnya

Tabel 4.5. Formulasi perhitungan volumetrik dan cadangan hidrokarbon

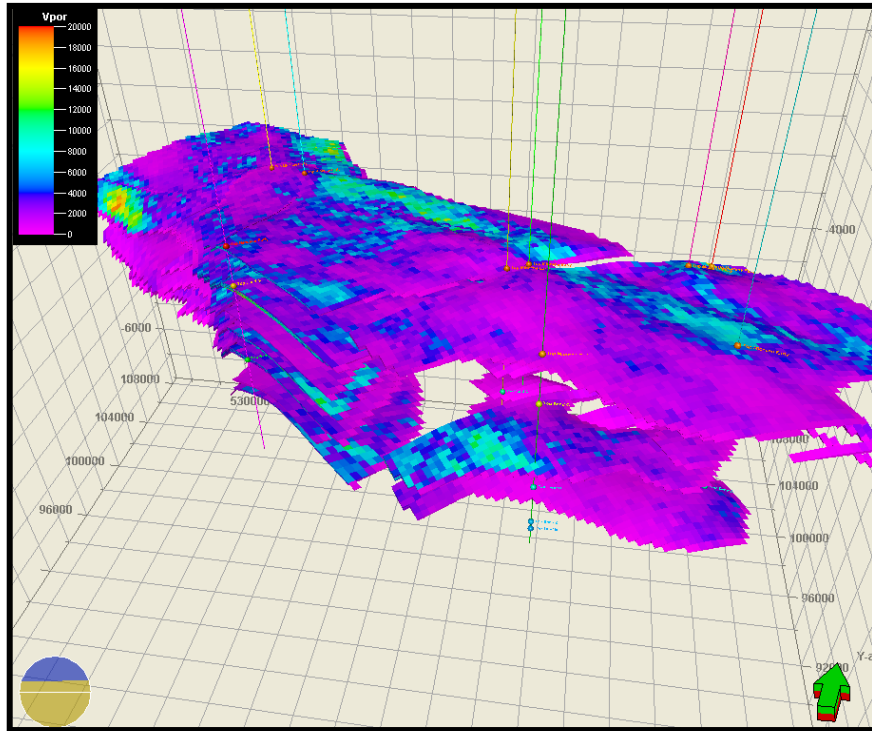
Formulas used in volume computations	
V_N	Net = Bulk volume * N/G $\frac{N}{G}$
V_Φ	Pore = Net Volume * Porosity Φ
$\frac{HC}{PV}$	HCPVo = Pore Volume * So S_o
$\frac{HC}{PV}$	HCPVg = Pore Volume * Sg S_g
$\frac{STO}{IIP}$	STOIIP = HCPVo/Bo + (HCPVg/Bg) * Rv
$\frac{GI}{IP}$	GIIP = HCPVg/Bg + (HCPVo/Bo) * Rs
	Recoverable oil = STOIIP * RecFo
	Recoverable gas = GIIP * RecFg



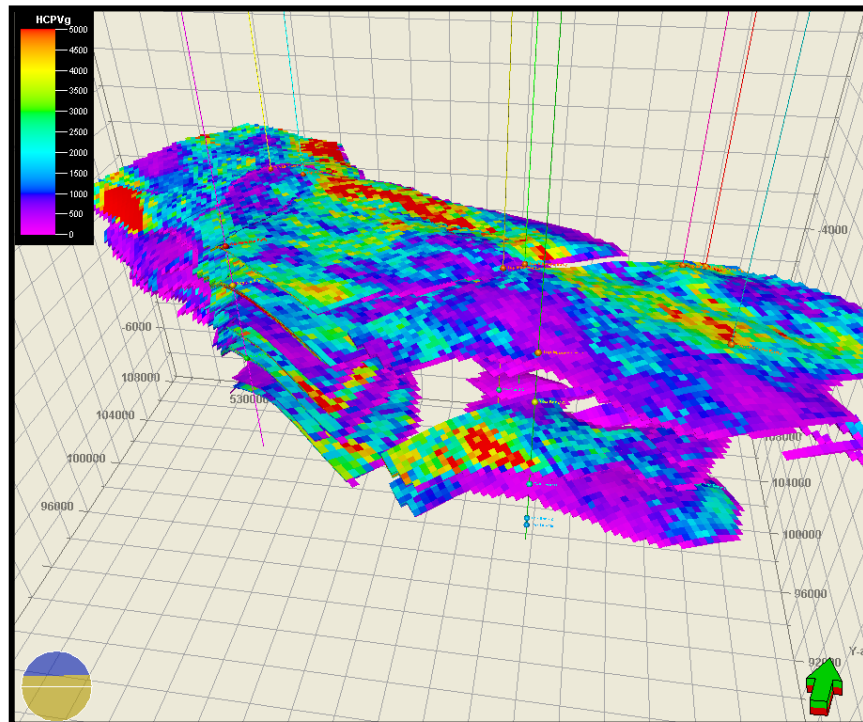
Gambar 4.38. Distribusi Bulk volume pada zona reservoir



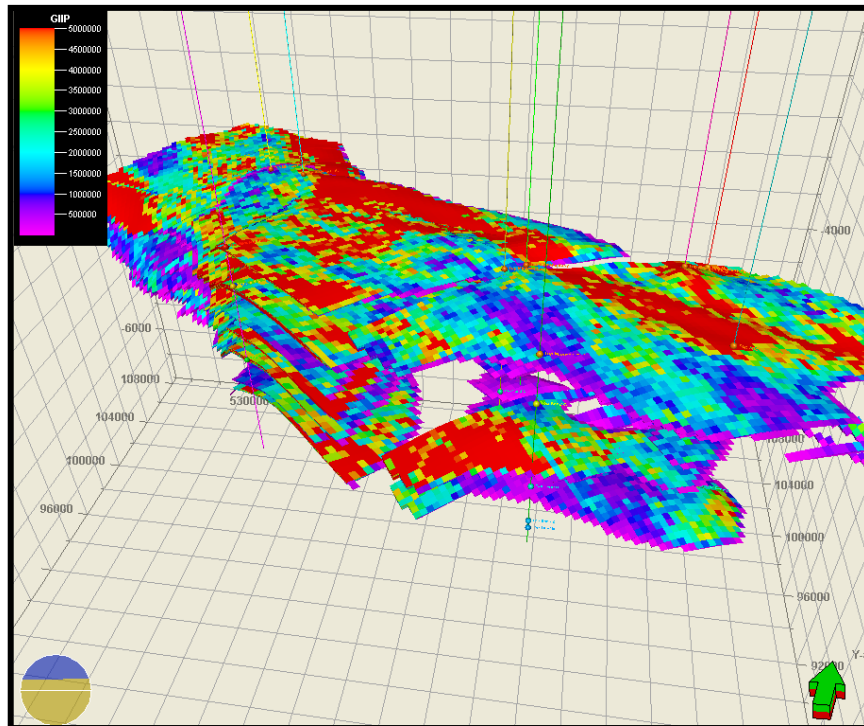
Gambar 4.39. Distribusi Net volume pada zona reservoir



Gambar 4.40. Distribusi Pore volume pada zona reservoir



Gambar 4.41. Distribusi HCPV Gas pada zona reservoir



Gambar 4.42. Distribusi STOIP pada zona reservoir

Proses perhitungan volumetrik reservoir menggunakan fasilitas kalkulasi volumetrik. Pembagian kategori cadangan kemudian didasarkan pada klasifikasi *Proven Reserve* (1P) dan *Probable Reserve* (2P). Nilai perhitungan volumetrik hanya dibuat pada segmen yang memiliki sumur didalamnya yaitu segmen 2 dan segmen 5. Pada Kategori 1P, radius / batas lateral yang digunakan adalah radius sumur 750 meter untuk sumur gas. Sedangkan untuk kategori 2P, radius / batas dikontrol oleh data distribusi property dan kemungkinan kontak fluida. Berikut ini adalah hasil awal perhitungan volumetrik reservoir lapangan GoM pada **Tabel 4.6.**

Tabel 4.6. Perkiraan awal volumetrik reservoir lapangan GoM

Case	Bulk volume[*10 ³ m ³]	Net volume[*10 ³ m ³]	Pore volume[*10 ³ m ³]	HCPV gas[*10 ³ m ³]	GIIP (in gas)[*10 ³ sm ³]
BaseCase1DL	26230395	9090626	1215250	729150	145830010
Segments	Bulk volume[*10 ³ m ³]	Net volume[*10 ³ m ³]	Pore volume[*10 ³ m ³]	HCPV gas[*10 ³ m ³]	GIIP (in gas)[*10 ³ sm ³]
Segment 1	9772317	3292038	428072	256843	51368645
Segment 2	12694753	4275044	600771	360463	72092527
Segment 3	670024	274267	43830	26298	5259618
Segment 4	563	330	54	33	6530
Segment 5	3089820	1247610	142457	85474	17094807
Segment 6	2918	1337	66	39	7883

Sedangkan hasil keseluruhan *case* perhitungan volumetrik yang dilakukan, ditunjukkan oleh **Tabel 4.7**. Terlihat bahwa hasil 1P berkisar antara 10 % dari jumlah nilai 2P

Tabel 4.7. Keseluruhan perhitungan volumetrik berdasarkan kategori 1P dan 2P

No.	GIIP Scenario	Conditional	Boundary	TOTAL STGIIP [*10 ³ sm ³]
1	GIIP Case 1	Facies A, Por A, SW A, NTG A	2P	89,187,334
2	GIIP Case 2	Facies A, Por A, SW A, NTG A	P1	9,298,986
3	GIIP Case 3	Facies A, Por B, SW A, NTG B	2P	96,213,501
4	GIIP Case 4	Facies A, Por B, SW A, NTG B	P1	9,440,694
5	GIIP Case 5	Facies A, Por C, SW A, NTG C	2P	120,140,356
6	GIIP Case 6	Facies A, Por C, SW A, NTG C	P1	11,416,322

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

- Berdasarkan hasil analisa data yang telah diperoleh, baik secara petroleum system, data sumur, maupun indikasi hidrokarbon langsung (DHI) dapat disimpulkan bahwa lapangan Gulf of Mexico ini merupakan lapangan yang memiliki potensial gas yang baik.
- Hasil analisis secara komprehensif dengan mengacu pada korelasi antar sumur, karakteristik log sumuran yang umumnya memperlihatkan pola mengkasar keatas (prograding), yang dikombinasikan dengan data hasil analisis petrografi yang dilakukan terhadap beberapa sumuran, reservoir pada Gulf of Mexico ini diperkirakan merupakan endapan dari berbagai macam sistem pengendapan, yaitu sistem delta, channel dan mouth bar.
- Dari hasil interpretasi, telah diidentifikasi 7 horison utama (B, C, D, E, F, G dan MioE), 10 patahan utama dan 4 patahan batas yang membentuk model reservoir.
- Horison dan patahan tersebut memberikan gambaran struktural dan model reservoir yang terbagi dalam 6 segmen pada ukuran grid cell 200x200m.
- Target reservoir sand memiliki nilai impedansi akustik berkisar relatif rendah antara $4000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc}) - 5300(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$, sedangkan shaly sand berada pada nilai moderat, dan shale berkisar lebih tinggi. Reservoir didominasi oleh sand yang memiliki nilai porositas hingga sebesar 18% – 25%

- Sifat fisik batuan reservoir telah dimodelkan mengikuti frame pemodelan. Distribusi properti reservoir yang dimodelkan meliputi fasies, porositas, dan net to gross. SW tidak dimodelkan karena tidak lengkapnya log resistivitas maupun header sumur untuk data lumpur dan temperatur, sehingga nilai SW digunakan nilai konstanta 0,4.
- Pemodelan untuk perhitungan cadangan hidrokarbon difokuskan pada 7 zona reservoir dan dilakukan pada segmen 2 dan 5 dimana sumur-sumur tersebut terdistribusi cukup merata pada areal lingkup data seismik.
- Skenario dalam perhitungan cadangan pada fasies meliputi 2 skenario, Porositas 3 skenario, dan NTG 3 skenario. Perhitungan cadangan didasarkan pada kategori 1P dengan radius 750m dari sumur dan kategori 2P dengan radius kontak vertikal.
- Perhitungan volumetrik gas initial in place (GIIP) dilakukan pada 6 pengkondisian, dimana 3 kasus untuk P1 dengan selisih 22 %, dan 3 kasus untuk 2P dengan selisih 34%
- Terdapat *Upside Potensial / Lead* pada segmen 1 dengan nilai GIIP berkisar $44-66 \times 10^9 \text{ m}^3$

DAFTAR ACUAN

- Abriël, William L., 2008, *Reservoir Geophysics: Applications*, Distinguished Instructor Short Course Series No.11, SEG - EAGE
- Berger, Ng Bei, and Haris, A. 2009. *Uncertainties in Reservoir Volumetric Calculation Based on Spatial Distribution of Petrophysical Properties*. PIT HAGI Convention, Yogyakarta
- Berger, Ng Bei, Affan, A., Haris, A., and Adi, B.S. 2010. *Constraining 3D Petrophysical Property Modeling by Seismic Attribute: Example from Blackfoot Field*. SEG-HAGI International Geosciences Conference & Exposition, Bali
- Brown, Alistair R., 2004, *Interpretation of Three Dimensional Seismic Data*, Sixth Edition. AAPG Memoir 42 & SEG Investigations in Geophysics No.9.
- Chen, Q. and Sidney, S. 1997. *Seismic Attribute Technology For Reservoir Forecasting And Monitoring*, The leading Edge, May 1997.
- Chopra, S., and Marfurt, K.J. 2007. *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. SEG Geophysical Developments Series No. 11
- DeAngelo, M. V. & Wood, L. J. (2001). *3-D Seismic Detection Of Undrilled Prospective Areas In A Mature Province, South Marsh Island, Gulf Of Mexico*. *The Leading Edge*, 20(11), 1282-1292
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi log*. Schlumberger Oilfield Services
- Koesomadinata, R.P., 1978, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Penerbit ITB
- Limes. L. L., & Stipe, J. C. (1959). *Occurrence Of Miocene Oil In South Louisiana*. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 9, 77-90.
- MMS Gas Hydrate Resource Evaluation. 2008. *Preliminary Evaluation of In-Place Gas Hydrate Resources: Gulf of Mexico Outer Continental Shelf*. U.S. Department of Interior Minerals Management Service Resource Evaluation Division.
- Nunn, J. A., A. D. Scardina, and R. H. Pilger, Jr., 1984, *Thermal evolution of the north-central Gulf Coast*. *Tectonics*, v. 7, p. 723–740.

- Rainwater, E. H. 1964. *Regional Stratigraphy Of The Gulf Coast Miocene*. GulfCoast Association of Geological Societies Transactions, 14, 81-124.
- Richard L. Chambers and Jeffrey M. Yarus, *Quantitative Use of Seismic Attributes for Reservoir Characterization*, Quantitative Geosciences, Inc.
- Schlumberger, 2007, *Petrel Introduction*, Schlumberger Innovation Solutions
- Schlumberger, 2004, *Petrel Workflow Tools: Property Modeling*, Schlumberger Innovation Solutions
- Schlumberger, 2008. *Reservoir Characterization from Seismic Inversion*, Oilfield Review Spring
- Shideler, G. L. 1987. *Regional Geologic Framework Summary Of The Neogene-Quaternary Louisiana Continental Shelf, Northern Gulf Of Mexico*. Southeastern Geology, 28(1), 31-48.
- Singh, V., Hegazy M., and Fontanelli L.. 2009. *Assessment of Reservoir Uncertainties for Development Evaluation and Risk Analysis*. Interpreter's Corner, TLE Bulletin, SEG.
- Sukmono, Sigit. 2007. *Fundamental of Seismic Interpretation*. Volume 1. Dept. of Geophysical Engineering, ITB.
- Sukmono, Sigit. 2007. *Fundamental of Seismic Interpretation*. Volume 2. Dept. of Geophysical Engineering, ITB.
- Taner, M. T., 2001, *Seismic attributes*, CSEG Recorder, pp. 48-56, September Issue.
- Taner, M.T. and Sheriff, R.E. 1977. *Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon exploration*, in Payton, CE, ed., *Seismic Stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration*, AAPG Memoir 26, 301-327.
- UI-IBA AAPG Team. 2010. *Lead & Prospect Analysis of Gulf of Mexico*. AAPG Imperial Barrel Award Competition, Asia Pacific Semifinalis. AAPG
- Woodbury, H. O., Murray, I. B., Pickford, P. J., & Akers, W. H. 1973. *Pliocene And Pleistocene Depocenters, Outer Continental Shelf, Louisiana And Texas*. AAPG Bulletin, 57(12), 2428-2437.
- Zeng, H. L., & Hentz, T. F. (2004). *High-frequency Sequence Stratigraphy from Seismic Sedimentology: Applied to Miocene, Vermilion Block 50, Tiger Shoal area, offshore Louisiana*. AAPG Bulletin, 88(2), 153-174