



UNIVERSITAS INDONESIA

PEMODELAN RESERVOAR DAN KETIDAKPASTIAN
PERHITUNGAN CADANGAN MINYAK PADA LAPANGAN X

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh
Gelar Sarjana Strata Satu Fisika

NG BEI BERGER
0304020531

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
PEMINATAN GEOFISIKA
DEPOK
JUNI 2009

i

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Ng Bei Berger

NPM : 0304020531

Tanda tangan :

Tanggal : 24 Juni 2009

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :
Nama : NG BEI BERGER
NPM : 0304020531
Program Studi : Geofisika
Judul Skripsi : PEMODELAN RESERVOAR DAN
KETIDAKPASTIAN PERHITUNGAN
CADANGAN MINYAK PADA LAPANGAN X

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

Dewan Penguji

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

Penguji : Dr. Syamsu Rosid (.....)

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

Ditetapkan di : Universitas Indonesia, Depok

Tanggal : 24 Juni 2009

KATA PENGANTAR

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

Laporan Tugas Akhir dengan judul *Pemodelan Reservoir dan Ketidakpastian Perhitungan Cadangan Minyak pada Lapangan X* ini disusun untuk memenuhi prasyarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains dalam program peminatan Geofisika, Departemen Fisika, 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 tugas akhir ini, antara lain kepada:

1. Dr. rer. nat. Abd. Haris, selaku pembimbing I yang disela-sela kesibukannya telah banyak membantu, memberikan arahan dan masukan serta memberikan waktunya untuk berdiskusi dengan penulis.
2. Dr. Syamsu Rosid dan Dr. Waluyo selaku penguji I dan II atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini.
3. Dr. Yunus Daud, selaku Ketua Program peminatan Geofisika 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 Tugas Akhir ini.
5. Dosen – dosen FMIPA UI, Pak Dekan FMIPA, Pak Yasman, Pak Djoko, Pak Budi, Bu Ocha, Pak Hikam, Bu Adne, Pak Supri, Pak Imam, dst.
6. Karyawan Departemen FMIPA UI, Mba Evi, Usman (Babeh), Mas Rizki khususnya Mba Ratna dan Mas Mardi yang telah banyak membantu penulis dalam mengurus surat – surat dan berbagai berkas untuk melengkapi syarat pengajuan skripsi dan seminar.

7. Mas Heru, Mas Efrie, Mas Jayeng, Mas Sigit, Pak Agus, Pak Samsul, dan Pak Eko atas semua support yang diberikan kepada penulis selama proses penyusunan Laporan Tugas Akhir ini.
8. Semua teman-teman Fisika khususnya seluruh angkatan 2004.
9. Teman - teman Geofisika 2004, Krismansyah, Robbi, Fickri, Dobleh, Ubay, Jimi, Sukur, Ais, dst.
10. Teman – teman Geofisika 2005-2006, Bayu, Miftahul, Geri, Opi, Subhan, Vici, Pandu, Debiqu, Qitin, Mika Hadi, Henny Andrew Jo, dst.
11. Teman - teman Geofisika Extensi, Ilmi, Wulan, Pak Rohadi, Rahman, dll.
12. Semua pihak yang mungkin belum dapat disebutkan satu persatu, terima kasih untuk semuanya.

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

Akhirnya, penulis berharap agar Laporan Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi para pembaca, serta dapat memperkaya pengetahuan kita semua dalam bidang reservoir migas, khususnya dalam pemodelan reservoir dan perkiraan ketidakpastian perhitungan cadangan yang ada dalam suatu lapangan migas.

Depok, Juni 2009

Penulis

ABSTRAK

Menentukan model reservoir sangatlah kompleks prosesnya dimana selalu tidak lepas dari adanya ketidakpastian. Oleh karena itu, penting sekali untuk dilakukan perkiraan dari ketidakpastian yang sangat bergantung dari penggunaan metode yang tepat, kualitas, kuantitas data, dan kompleksnya data yang dikerjakan. Studi ini menunjukkan ketidakpastian dalam perhitungan volumetrik reservoir untuk menentukan cadangan minyak dengan meninjau ketersediaan data dan metode. Beberapa skenario telah dilakukan untuk mengetahui variasi hasil persebaran dari ketidakpastian tersebut. Pemilihan skenario tersebut didasarkan pada ketersediaan data petrofisika dan hasil distribusi properti reservoir.

Hasil perhitungan dari skenario-skenario tersebut digunakan untuk menganalisis faktor-faktor ketidakpastian dari perhitungan cadangan minyak. Sehingga dapat menghasilkan rekomendasi maupun optimalisasi nilai keekonomian dari cadangan minyak lapangan tersebut.

Kata Kunci: reservoir, skenario, ketidakpastian, model, petrofisika

ABSTRACT

Defining the reservoir model is a highly complex process, which is always plagued by uncertainties. Therefore, it is important to assess uncertainties related to the proper method, quality, quantity and complexities of the data. This study presents the uncertainties in reservoir volumetric calculation by referring data availabilities and methods. Some scenarios had been made to show uncertainties. Those scenarios are defined based on the petrophysical data and the distribution of the reservoir properties

The result from the scenarios is used to analyze the uncertainty factors in the reservoir volumetric calculation. Therefore, decisions and recommendations can be performed to optimize the economic value of the field reserve.

Keyword: reservoir, uncertainty, volumetric and petrophysical properties

DAFTAR ISI

	Hlm.
HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
ABSTRAK.....	vi
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL.....	xii
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan.....	2
1.3 Ruang Lingkup Penelitian.....	3
1.4 Metodologi Penelitian.....	3
1.5 Sistematika Penulisan.....	4
BAB II GEOLOGI GEOFISIKA RESERVOAR	
2.1 Persiapan Data.....	6
2.1.1 Data Seismik.....	6
2.1.2 Data Sumur.....	8
2.2 Interpretasi Seismik.....	11
2.3 Pemodelan Stratigrafi.....	12
2.4 Model Geologi Lapangan X.....	13
BAB III PEMODELAN RESERVOAR	
3.1 Data Masukan.....	15
3.2 Pemodelan Struktur.....	18
3.2.1 Pemodelan Patahan.....	18

3.2.2 Pilar Gridding	20
3.2.3 Pembuatan Horizon	21
3.2.4 Peta Struktur.....	23
3.2.4.1 Peta Struktur Waktu.....	23
3.2.4.2 Velocity Model.....	26
3.2.4.3 Peta Struktur Kedalaman	27
3.2.5 Pembuatan Zona dan perlapisan.....	30
3.2.6 Penentuan Batas Kontak	32
3.3 Pemodelan Facies.....	32
3.4 Pemodelan Properti	35
3.4.1 Pemodelan Geometri	35
3.4.2 Scale Up Data Log.....	35
3.4.3 Hasil Properti reservoir	38
3.4.3.1 Porositas	38
3.4.3.2 Net to Gross.....	39
3.4.3.3 Saturasi Air.....	40
BAB IV PERHITUNGAN VOLUMETRIK	
4.1 Penggunaan Data.....	41
4.2 Skenario Perhitungan.....	41
4.3 Hasil Perhitungan.....	43
4.4 Analisa Perbandingan dan Ketidakpastian Hasil Volumetrik.....	49
BAB V KESIMPULAN	
5.1 Kesimpulan.....	56
5.2 Saran.....	57
DAFTAR ACUAN.....	58

DAFTAR GAMBAR

	Hlm.
Gambar 2.1. Dataset seismik 3D volume pada tampilan <i>cubewall</i>	7
Gambar 2.2. Dataset seismik 3D pada tampilan <i>Inline</i> maupun <i>Crossline</i>	7
Gambar 2.3. Penampang seismik inline pada tampilan 2D	8
Gambar 2.4. Distribusi sumur-sumur terhadap wilayah seismik 3D	10
Gambar 2.5. Tampilan data log gamma ray disebelah kiri dengan porositas disebelah kanan	10
Gambar 2.6. Hasil interpretasi seismik	11
Gambar 2.7. Hasil korelasi log sumur menunjukkan adanya penipisan lapisan	12
Gambar 2.8 : Model geologi lapangan X yang memperlihatkan delta	13
Gambar 3.1. Sumur yang digunakan sebagai dasar pembuatan model	16
Gambar 3.2. Penampang 3D survey seismik input model	17
Gambar 3.3. Cakupan data yang menjadi input awal pembuatan model.	17
Gambar 3.4. Pemodelan patahan pada patahan utama dan patahan batas	19
Gambar 3.5. Pembagian segmen lapangan	19
Gambar 3.6. Hasil dari pillar griding berupa grid skeleton (<i>Top-Mid-Bottom</i>)	21
Gambar 3.7. Horizon-horizon utama yang terbentuk dari pemodelan struktur	22
Gambar 3.8. Struktur Horizon dengan Patahan	22
Gambar 3.9. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top	24
Gambar 3.10. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan A	24
Gambar 3.11 Peta struktur waktu pada permukaan lapisan B	25
Gambar 3.12. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan C	25
Gambar 3.13. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan D	26
Gambar 3.14 Velocity model cube	27
Gambar 3.15. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan Top	28
Gambar 3.16. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan A	28
Gambar 3.17. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan B	29
Gambar 3.18. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan C	29

Gambar 3.19. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan D	30
Gambar 3.20. Setting Zonasi dan Layering	31
Gambar 3.21. 3D model reservoir setelah proses layering	31
Gambar 3.22. Penentuan <i>Oil Water Contact (OWC)</i> pada reservoir	32
Gambar 3.23 Variogram sand 1	33
Gambar 3.24 Variogram sand 2	33
Gambar 3.25. Variogram shaly sand	34
Gambar 3.26. Variogram Shale	34
Gambar 3.27. Pemodelan facies pada zona reservoir	34
Gambar 3.28. Hasil <i>scale up</i> data log porositas	36
Gambar 3.29. Histogram porositas antara data log dengan hasil <i>scale up</i>	37
Gambar 3.30. Hasil <i>scale up</i> data log net to gross	38
Gambar 3.31. Distribusi porositas pada zona reservoir	39
Gambar 3.32. Distribusi NTG pada zona reservoir	40
Gambar 4.1. Distribusi Bulk volume pada zona reservoir	44
Gambar 4.2. Distribusi Net volume pada zona reservoir	44
Gambar 4.3. Distribusi Pore volume pada zona reservoir	45
Gambar 4.4. Distribusi HCPV Oil pada zona reservoir	45
Gambar 4.5. Distribusi STOIP pada zona reservoir	46
Gambar 4.6. a. Net volume A1; b. Pore Volume A1	46
Gambar 4.6. c. HCPV oil A1; d. STOIP A1	47
Gambar 4.7. a. Net volume B1; b. Pore Volume B1	47
Gambar 4.7. c. HCPV oil B1; d. STOIP B1	47
Gambar 4.8. a. Net volume C; b. Pore Volume C	48
Gambar 4.8. c. HCPV oil C; d. STOIP C	48
Gambar 4.9 Range seluruh hasil perhitungan OIIP	51
Gambar 4.10 Variasi perhitungan pada Facies A	52
Gambar 4.11 Variasi perhitungan pada Facies B	53
Gambar 4.12 Variasi perhitungan pada porositas	54
Gambar 4.13 Variasi perhitungan pada NTG	55

DAFTAR TABEL

	Hlm.
Tabel 2.1 Parameter dan ketersediaan data sumur	4
Tabel 4.1. Kebutuhan data secara umum pada perhitungan cadangan	41
Tabel 4.2. Properti reservoir sebagai input skenario perhitungan	42
Tabel 4.3. Skenario perhitungan OIIP dengan kondisinya	42
Tabel 4.4. Formulasi perhitungan volumetrik dan cadangan hidrokarbon	43
Tabel 4.5. Perkiraan awal volumetrik reservoir lapangan X	49
Tabel 4.6 Pengkategorian seluruh hasil perhitungan OIIP pada zona reservoir	51
Tabel 4.7 Probabilitas OIIP berdasarkan Facies A	52
Tabel 4.8 Probabilitas OIIP berdasarkan Facies B	52
Tabel 4.9 Probabilitas OIIP berdasarkan variasi porositas	53
Tabel 4.10 Probabilitas OIIP berdasarkan varisasi NTG	55

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Pesatnya kemajuan teknologi sekarang ini tidak lepas dari keberhasilan manusia dalam melakukan eksplorasi dan eksploitasi sumber-sumber energi yang terkandung dalam perut bumi. Tentu pekerjaan ini bukanlah pekerjaan pekerjaan yang mudah karena sebelum mengeksploitasi sumber-sumber energi tersebut kita harus membuat perkiraan kondisi bawah permukaan wilayah tersebut untuk memperkecil resiko kegagalan karena biaya untuk eksploitasi tidak murah.

Oleh karena itu, beberapa disiplin ilmu seperti geologi, geofisika, dan geokimia memegang peranan penting terutama pada tahap eksplorasi. Dengan data-data survey geologi, geofisika dan geokimia, maka kita dapat menentukan daerah mana saja yang memiliki prospek untuk dikembangkan. Dengan ini diharapkan persentase keberhasilan dalam pengeboran pun menjadi lebih tinggi.

Pada awalnya, seismik hanya digunakan untuk memetakan geometri struktur jebakan hidrokarbon. Namun kemudian teknologi seismik kini telah berkembang kearah seismik lithologi dan petrofisika. Eksplorasi seismologi dalam geofisika ini menggunakan energi seismik dalam hal ini gelombang akustik, biasanya digunakan untuk mencari *economic deposits* seperti minyak, gas atau mineral, tetapi dapat juga digunakan untuk kepentingan teknik, arkeologi dan *scientific studies*. Pada eksplorasi seismologi, metode seismik diaplikasikan pada permukaan bumi (dekat permukaan bumi) untuk mengukur sifat-sifat elastik bawah permukaan dan mendeteksi variasi dari sifat-sifat bawah permukaan bumi. Variasi-variasi dan diskontinuitas pada lapisan dibawah permukaan bumi mengindikasikan adanya perubahan litologi dari suatu formasi.

Dalam beberapa tahun belakangan ini, teknik pengembangan reservoir hidrokarbon sangat bergantung pada beberapa studi lanjutan yaitu, tidak hanya

memandang data seismik sebagai informasi struktural bawah permukaan saja tetapi juga sebagai data yang mampu memberikan informasi mengenai litologi maupun kandungan fluida reservoir.

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.

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. Hasil dari pemodelan geologi dan properti tersebut kemudian dilakukan beberapa perhitungan cadangan hidrokarbon yang mempunyai sifat ketidakpastian bervariasi pada lapangan tersebut. Hasil pemodelan reservoir dan perhitungan cadangan ini dapat dijadikan data masukan pada tahap selanjutnya yaitu simulasi reservoir.

1.2. TUJUAN PENELITIAN

Penelitian ini bertujuan untuk memodelkan reservoir pada suatu lapangan dan melakukan perhitungan cadangan hidrokarbon yang terkandung di dalamnya. Distribusi persebaran reservoir beserta propertinya dimodelkan dari data seismik dan data sumur untuk dapat membuat perhitungan-perhitungan cadangan dengan ketidakpastian dalam beberapa kasus perhitungan. Untuk mendapatkan hasil

perhitungan cadangan yang optimal diperlukan pemilihan skenario dengan faktor yang mendekati realitas.

1.3 RUANG LINGKUP PENELITIAN

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

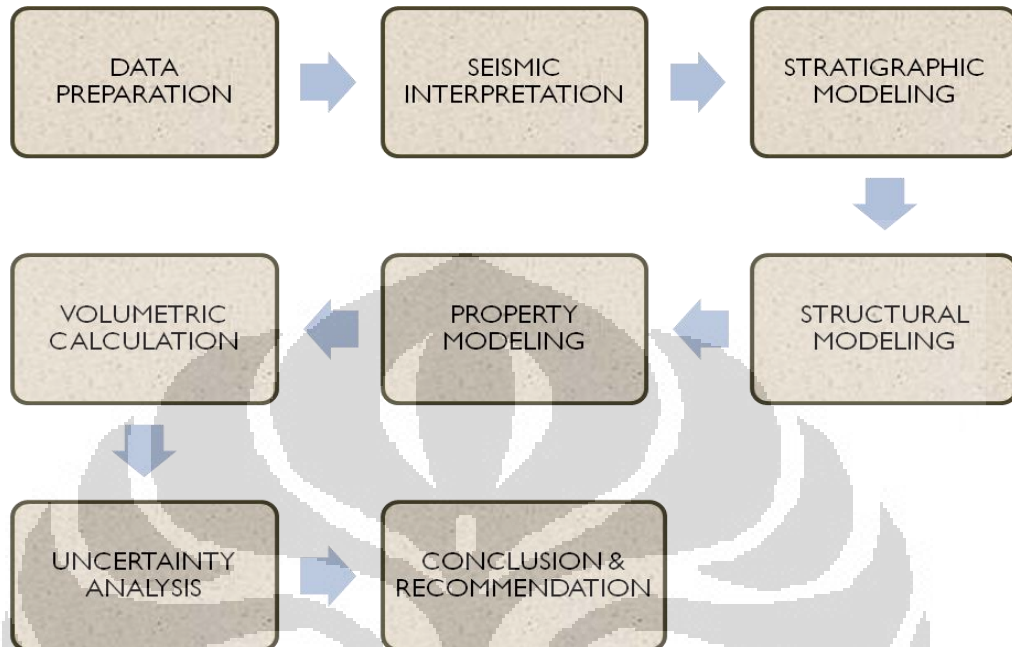
1. Data yang digunakan melingkupi data seismik, log sumur, hasil interpretasi seismik berupa struktur horison dan patahan, maupun marker geologi
2. Pemodelan reservoir meliputi distribusi dari nilai properti reservoir pada lapisan-lapisan reservoir
3. Perhitungan cadangan membandingkan beberapa skenario dengan beberapa pendekatan yang dilakukan
4. Analisis ketidakpastian dari hasil perhitungan cadangan secara sistematis baik kualitatif maupun kuantitatif

1.4 METODOLOGI PENELITIAN

Secara umum alur penelitian digambarkan pada barchart **Gambar 1.1**. 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. Pemodelan struktural meliputi proses pemilihan dan penyesuaian fault, penentuan grid model, pembuatan horison, konversi kedalaman, zonasi, hingga penentuan perlapisan.

Sedangkan proses pemodelan struktural meliputi pemodelan geometri, *upscaling* data log sumur, pemodelan facies, hingga pemodelan properti-properti petrofisika seperti porositas dan *net gross*. Dalam melakukan perhitungan volumetrik untuk menentukan cadangan hidrokarbon dilakukan dalam beberapa skenario perhitungan. Hasil-hasil perhitungan selanjutnya dilakukan analisis ketidakpastian

hingga dapat merumuskan rekomendasi-rekomendasi yang mungkin dapat dilakukan dalam upaya peningkatan nilai keekonomian dari lapangan tersebut.



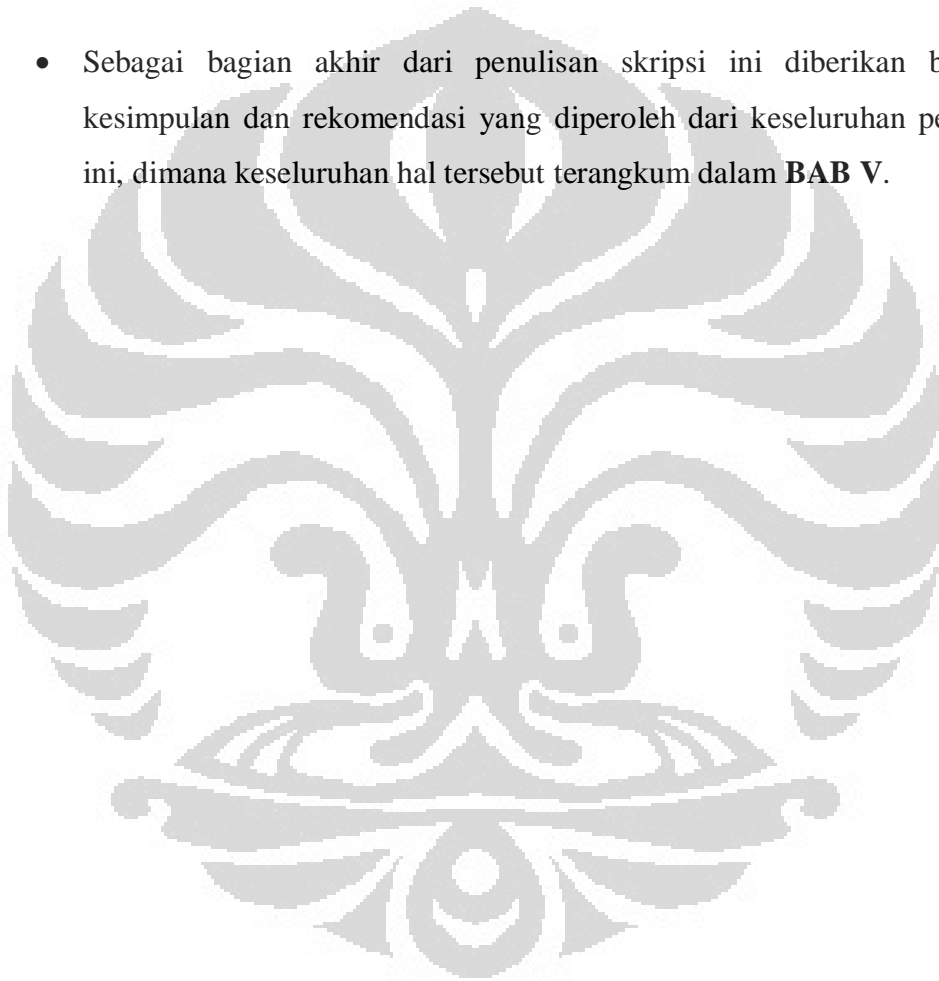
Gambar 1.1. Diagram umum alur penelitian

1.5 SISTEMATIKA PENULISAN

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

- Bagian pertama dari skripsi 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 dan geofisika secara umum berikut persiapan data.

- Proses pemodelan reservoir akan dijelaskan dalam **BAB III**, yang akan mencakup ketersediaan data, pemodelan struktural, dan pemodelan properti reservoir.
- Hasil dan pembahasan data terdapat pada **BAB IV**, dalam bab ini menganalisa hasil perhitungan cadangan berikut dengan analisis ketidakpastiannya.
- Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini diberikan beberapa kesimpulan dan rekomendasi yang diperoleh dari keseluruhan penelitian ini, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam **BAB V**.



BAB 2

GEOLOGI GEOFISIKA RESERVOAR

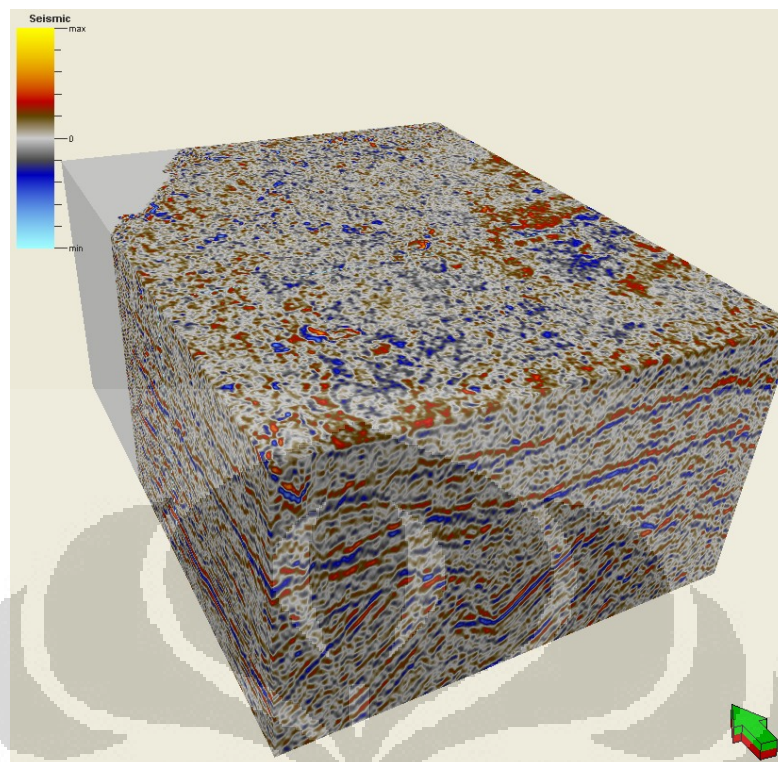
2.1 PERSIAPAN DATA

Persiapan data-data dalam melakukan penelitian ini meliputi data seismik dan data sumur. Parameter-parameter maupun ketersediaan data sangat mempengaruhi proses studi ini. Keseluruhan data yang dimasukkan harus sesuai dengan keadaan real. Oleh karena itu, data masukan harus dipersiapkan dengan baik agar tidak terjadi kesalahan interpretasi pada proses-proses selanjutnya. Proses persiapan data meliputi *data loading* ke dalam perangkat lunak dan *quality control* data masukan. Berikut ini akan dijelaskan data-data masukan tersebut.

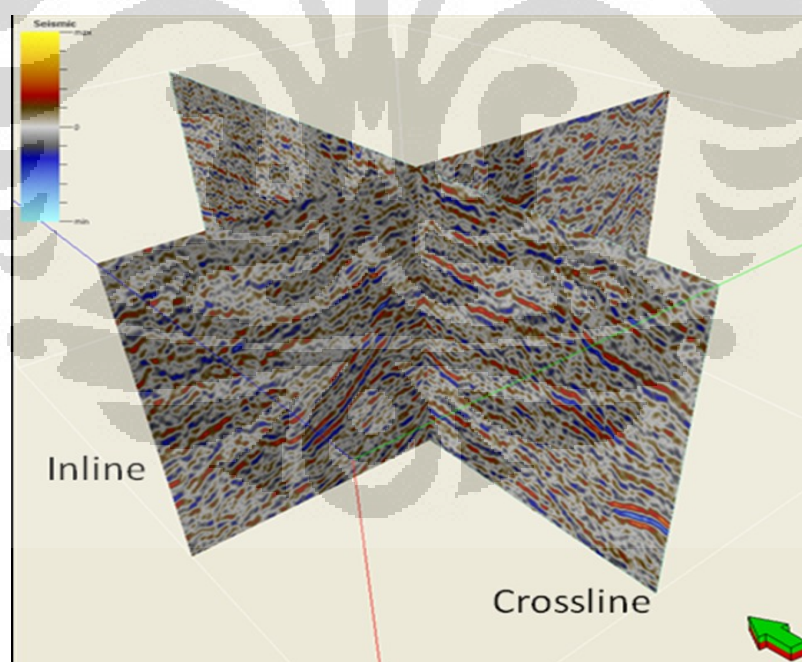
2.1.1 Data Seismik

Pada lapangan X ini telah masuk dalam tahap pengembangan. Oleh karena itu, data seismik 3D domain waktu digunakan sebagai data seismik input pada penelitian ini. Secara garis besar data seismik 3D terdiri dari 3 sumbu, yaitu *inline*, *crossline*, dan parameter waktu atau kedalaman tergantung dari jenis data 3D tersebut. Terdapat 375 jumlah *inline* dan 301 jumlah *crossline* dengan interval masing-masing berjarak 25 meter. Waktu tempuh seismik (TWT) dimulai dari 1400ms hingga 2300ms dan *sample rate* 4ms.

Data seismik dari lapangan X ini merupakan data seismik *offshore*. Secara umum karakter-karakter dari data seismik ini masih terlihat cukup jelas meskipun masih ada beberapa noise didalamnya. Besaran nilai *peak* maupun *trough* dari data tersebut masih dapat terlihat dengan baik. Struktur-struktur utama terlihat cukup jelas, terutama indikasi-indikasi adanya patahan. **Gambar 2.1.** dan **Gambar 2.2** menunjukkan data seismik 3D yang digunakan.



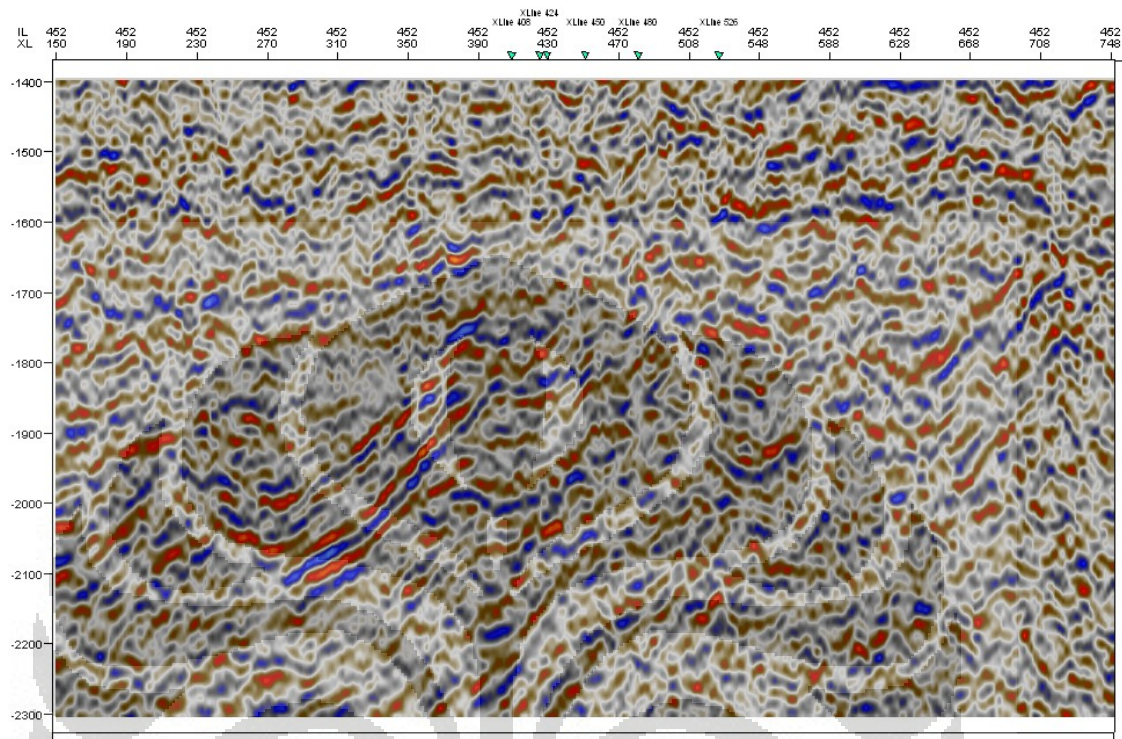
Gambar 2.1. Dataset seismik 3D volume pada tampilan *cubewall*



Gambar 2.2. Dataset seismik 3D pada tampilan *Inline* maupun *Crossline*

Salah satu penampang seismik *inline*, ditampilkan pada **Gambar 2.3**. Dalam tampilan penampang seismik vertikal yang ditampilkan di bawah ini merupakan

tampilan 2D dari data seismik karena ditampilkan pada window 2D yang dapat digunakan untuk proses interpretasi seismik.



Gambar 2.3. Penampang seismik inline pada tampilan 2D

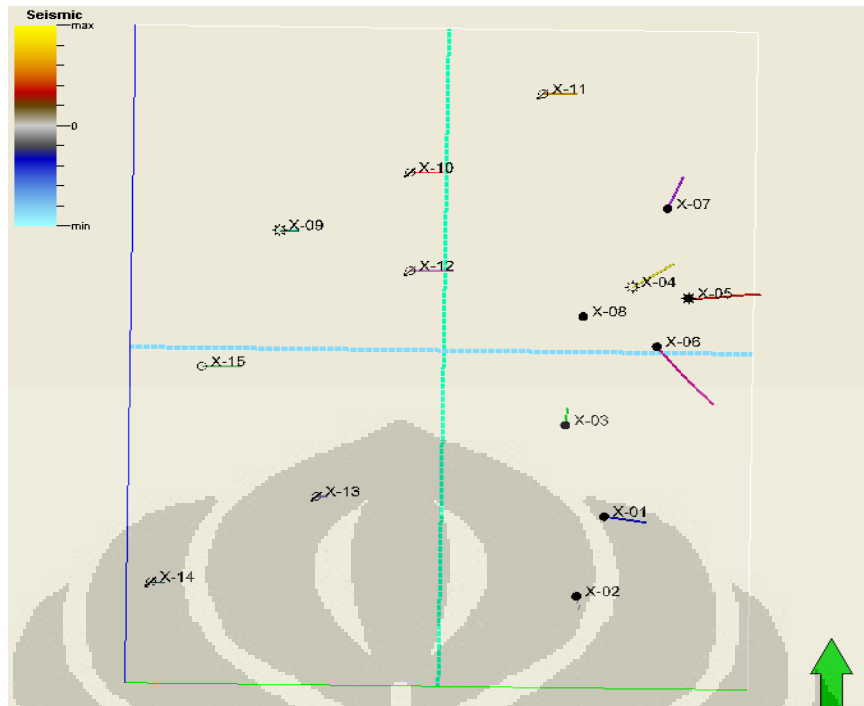
2.1.2 Data Sumur

Pada studi ini terdapat 15 sumur, dimana distribusi sumur-sumur tersebut cukup merata pada cakupan wilayah data seismik 3D. Kedalaman sumur bervariasi dari 1400m hingga 2900m dari muka laut. Beberapa sumur merupakan sumur miring (*directional*). Untuk data sumur, data tersebut meliputi seluruh log yang tersedia dan koordinat dari masing-masing sumur termasuk parameter *kelly bushing*. Penyesuaian terhadap kedalaman terukur perlu dilakukan berdasarkan besarnya kemiringan sumur tersebut agar data log sumur dapat tepat mengikuti arah dari sumur tersebut. Sumur-sumur ini memiliki keterbatasan data log, tidak ada log resistivitas hingga saturasi air, bahkan terdapat satu sumur yang hanya terdapat data kecepatan. Well report dan data inti batuan juga tidak tersedia. Ketersediaan data log dapat dilihat pada **Tabel 2.1** berikut ini,

Tabel 2.1. Parameter dan ketersediaan data sumur

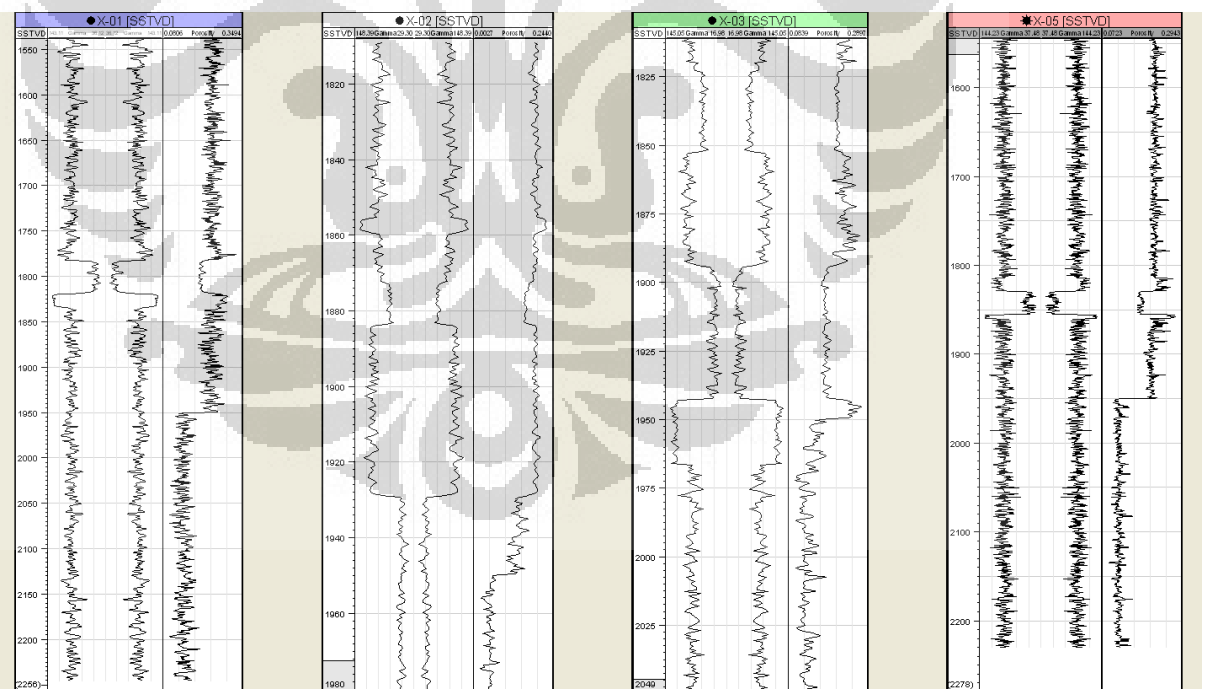
Sumur	KB	TopDepth	BottomDepth	Log Gamma Ray	Log Porositas	Log Densitas	Log Sonic	Log Permeabilitas	Log Resistivitas
X-01	0	1499.878992	2415.802791	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-02	0	1808.894667	2083.824367	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-03	0	1805.453854	2155.364054	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-04	0	1754.201716	3014.092416	Tidak ada	Tidak ada	Tidak ada	Ada	Tidak ada	Tidak ada
X-05	0	1467.488275	2627.404774	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-06	0	1496.856299	2756.746999	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-07	0	1886.755644	2471.666844	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-08	0	1731.917102	2991.807802	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-09	0	1901.287334	2366.966768	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-10	0	1924.836205	2470.280276	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-11	0	1852.230819	2433.521469	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-12	0	1808.003864	2563.539093	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-13	0	1803.600857	2337.456297	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-14	0	1876.222256	2472.756314	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada
X-15	0	1771.791889	2573.035388	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada

Terbatasnya data sumur tersebut membuat sumur X-04 tidak diikuti dalam pemodelan properti pada proses selanjutnya. Ketiadaan log resistivitas ataupun saturasi air, menyebabkan tidak dilakukannya pemodelan properti saturasi air. Data inti batuan (*core*) maupun data *well report* juga tidak tersedia. Semua skala kedalaman sumur dihitung dalam satuan meter yang diukur parameter *True Vertical Depth Sub-Sea* (TVDSS).



Gambar 2.4. Distribusi sumur-sumur terhadap wilayah seismik 3D

Sedangkan tampilan data log sumurnya ditunjukkan oleh Gambar 2.5.

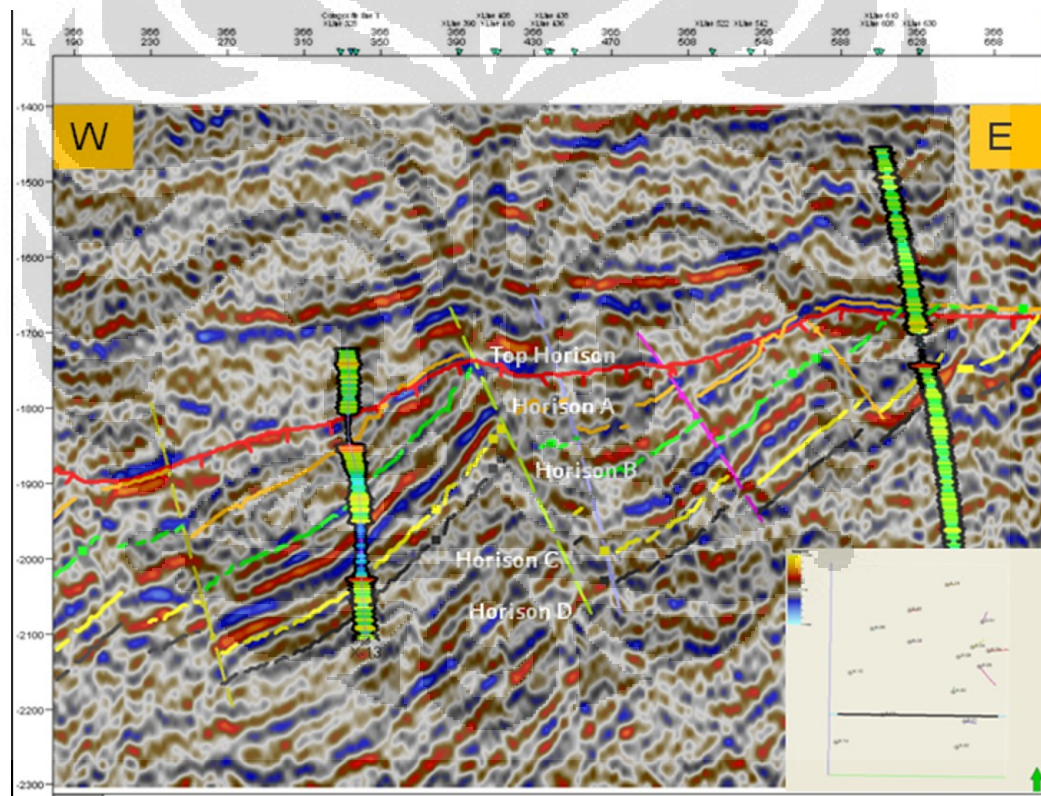


Gambar 2.5. Tampilan data log gamma ray disebelah kiri dengan porositas disebelah kanan

2.2 INTERPRETASI SEISMIK

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. Dari hasil interpretasi seismik, didapatkan 5 horison seismik dan 14 patahan.

Berikut ini adalah contoh hasil interpretasi seismik pada tampilan penampang seismik 2D dengan indikasi patahan blok dan ketidakselarasan lapisan pada horison atas yang ditunjukkan oleh **Gambar 2.6**.

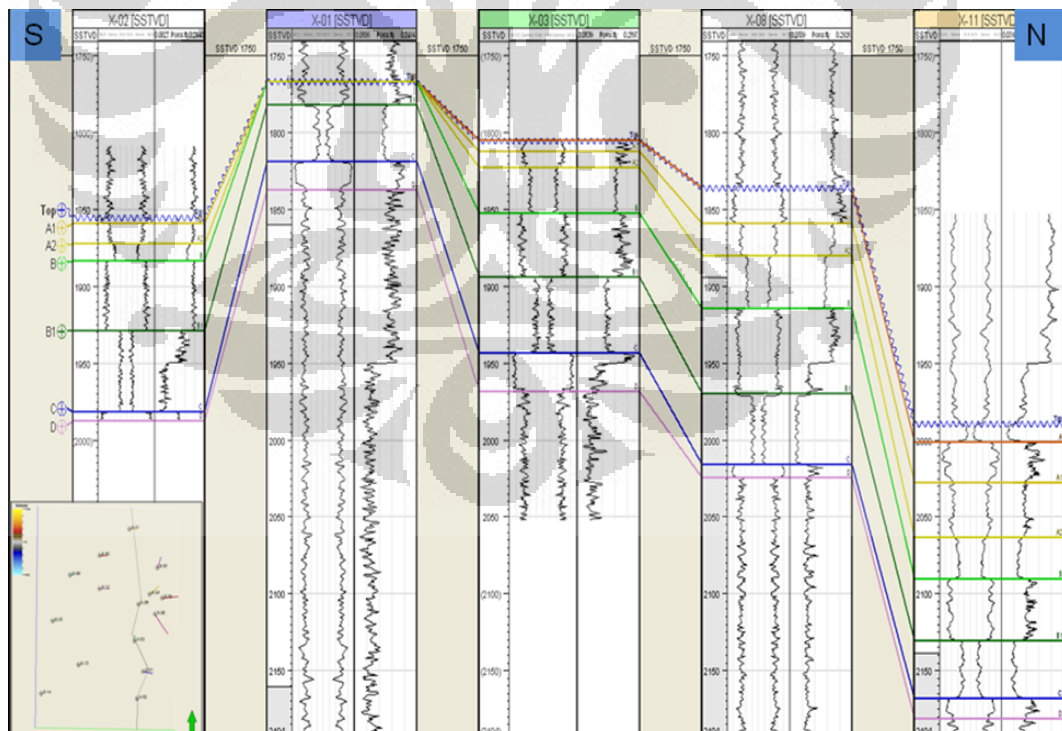


Gambar 2.6. Hasil interpretasi seismik

Dari hasil interpretasi seismik terlihat bahwa stuktur utama yang menyebabkan terjadinya perangkap hidrokarbon adalah struktur blok patahan (*fault block*), dimana struktur tersebut merupakan tempat bagi reservoir hidrokarbon ini.

2.3 PEMODELAN STRATIGRAFI

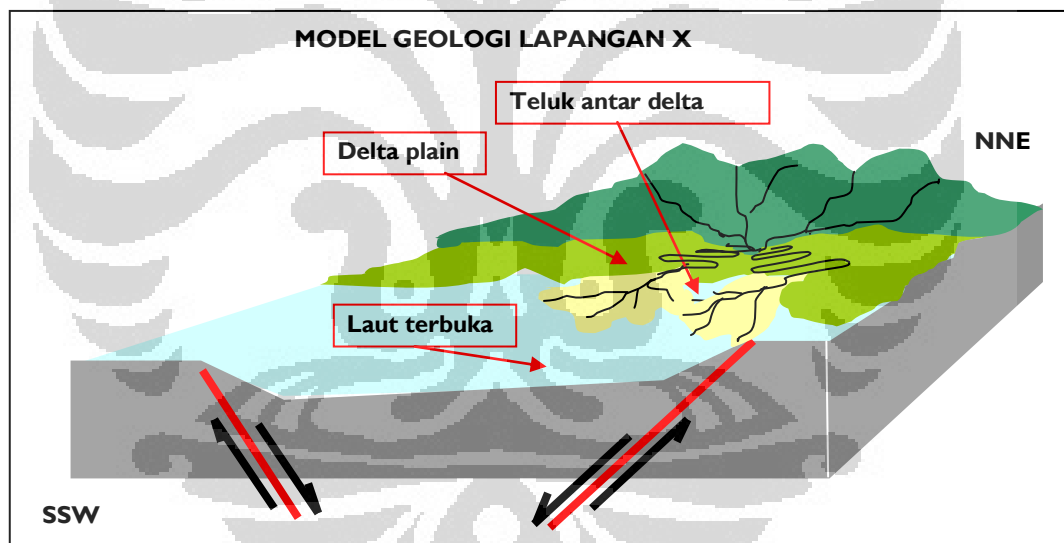
Pemodelan stratigrafi meliputi penentuan zona reservoir pada marker sumur beserta korelasi sumur. Hasil korelasi ditampilkan pada 1750m *depth flatening*. Contoh korelasi diambil pada arah Utara –Selatan (*North-South*) berurutan dari arah utara yaitu sumur X-11, X-08, X-03, X-01, X-02. Pengambilan marker diambil berdasarkan penentuan posisi sumur pada seismik dengan terlebih dahulu melakukan pengikatan data sumur (*seismic well tie*). Log yang digunakan untuk korelasi adalah log gamma ray (*mirroring curve log*) pada sebelah kiri dan log porositas pada sebelah kanan (*right align curve log*) dalam masing-masing sumur. Log gamma ray secara kualitatif dapat menjadi indikator lithologi *shale-nonshale* dalam studi ini diambil indikator pasir terhadap lempung. Respon gamma ray gemuk / tebal menunjukkan nilai gamma ray rendah yang merupakan lapisan dominan pasir. Sedangkan respon log porositas semakin ke kanan bernilai semakin besar.



Gambar 2.7. Hasil korelasi log sumur menunjukkan adanya penipisan lapisan

2.4 MODEL GEOLOGI LAPANGAN X

Berdasarkan hasil korelasi terhadap log sumur yang dibangun dan diintegrasikan dengan data seismik 3D perkembangan sedimen lapangan X dapat di modelkan arah sedimentasinya hingga lingkungan pengendapannya. Dari hasil korelasi yang melibatkan seluruh sumur mulai dari sumur 1 hingga 15 secara umum dapat di gambarkan bahwa lapangan X ini merupakan delta yang relatif paralel satu dengan yang lainnya. Terlihat gambaran teluk antar delta (*interdistributary bay*) pada korelasi sumur dalam satu marker, dimana ditunjukkan oleh menghilangnya lapisan reservoir atau berlithologi lempung. Hal ini tercermin dari lithologi yang didominasi oleh pasir dengan gamma ray rendah dan porositas yang tinggi berseling dengan lempung. Dimana model pada **Gambar 2.8** ini menggambarkan lapangan X.



Gambar 2.8 : Model geologi lapangan X yang memperlihatkan delta

BAB 3

PEMODELAN RESERVOAR

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 A, B, dan C. Penentuan lapisan tersebut berdasarkan hasil analisis petrofisika dan informasi sejarah sumur. Ketiga lapisan reservoir ini terdapat pada kedalaman berkisar antara 2200 – 3000 m dan dengan ketebalan lapisan bervariasi dari 3 hingga 25 m.

Secara umum proses pembuatan model reservoir lapangan X 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

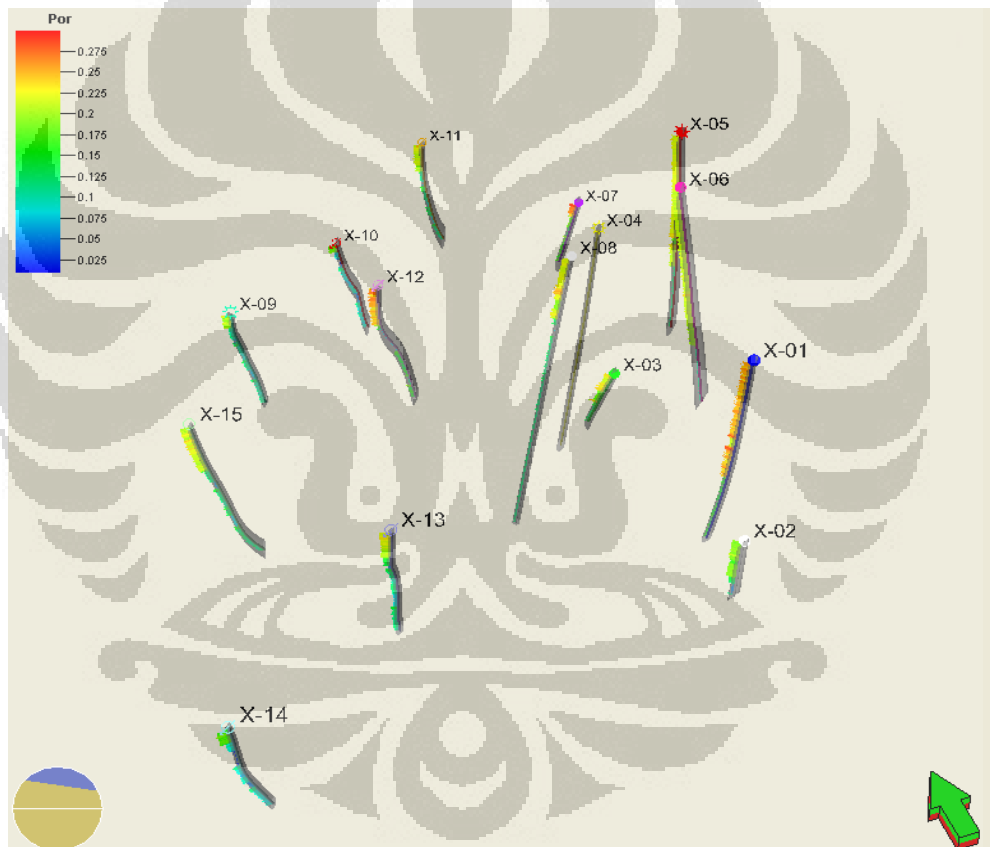
3.1 DATA MASUKAN

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

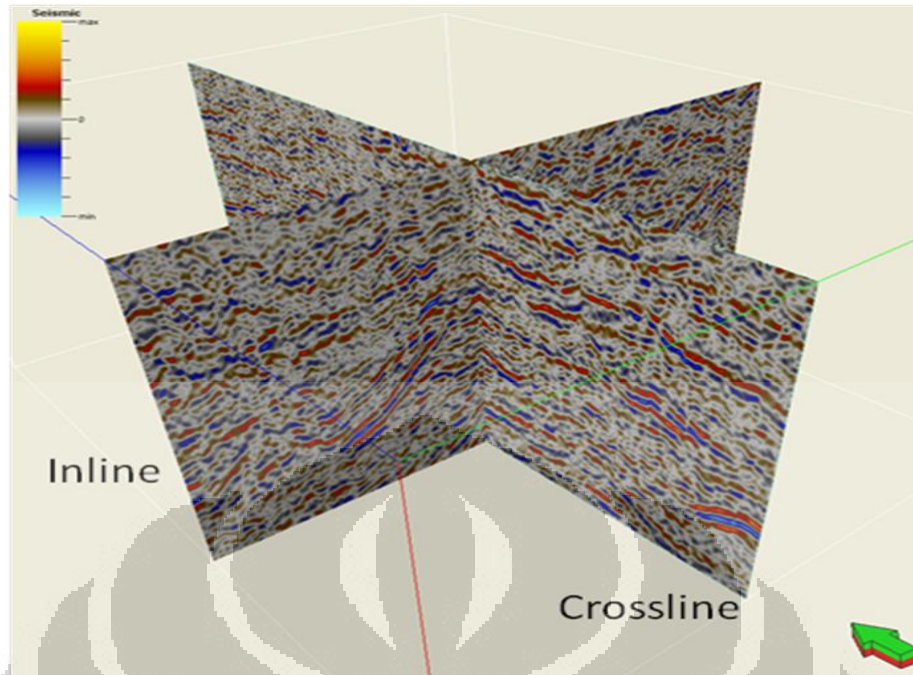
terhadap hasil atau besaran parameter yang dihasilkan. Beberapa data awal yang diinputkan sebagai kerangka struktur model meliputi data sumur, data seismik, marker atau well top, dan data interpretasi seismik.

Dalam proses input data ini, yang pertama kali dilakukan adalah import data sumur. Total sebanyak 15 data sumur dimasukan ke dalam database project. Proses Input data berikutnya adalah import data petrofisik. Data petrofisik ini meliputi data porositas dan NTG yang didapat dari data log. Peta distribusi sumur yang digunakan dalam pemuatan model ini dapat dilihat pada **Gambar 3.1**.

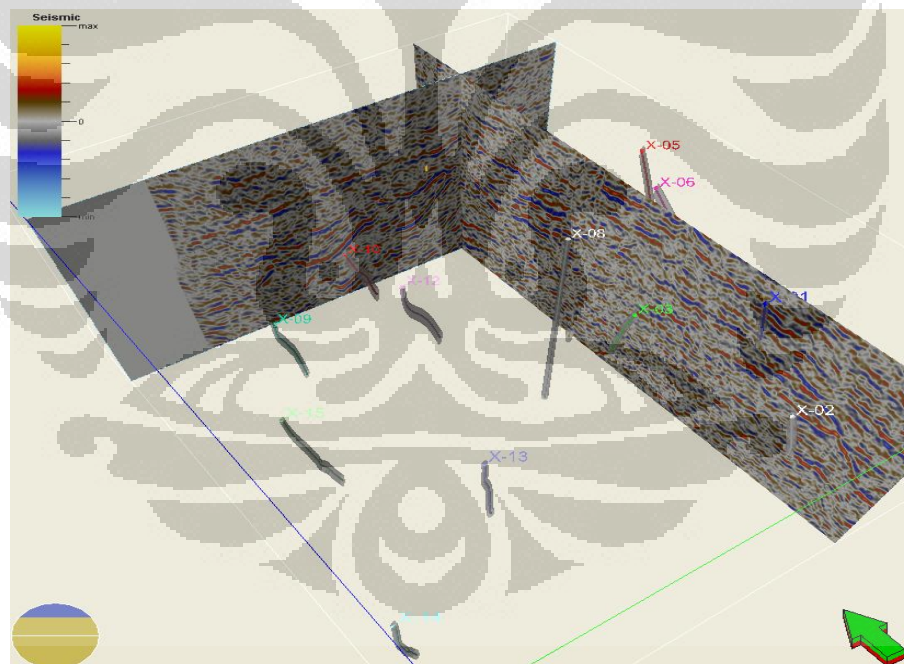


Gambar 3.1. Sumur yang digunakan sebagai dasar pembuatan model

Untuk pemodelan reservoir ini, kita menggunakan data yang seismik 3D pada **Gambar 3.2**. Sedangkan keseluruhan lingkup data dapat terlihat pada **Gambar 3.3**.



Gambar 3.2. Penampang 3D survey seismik input model



Gambar 3.3. Cakupan data yang menjadi input awal pembuatan model.

3.2 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.

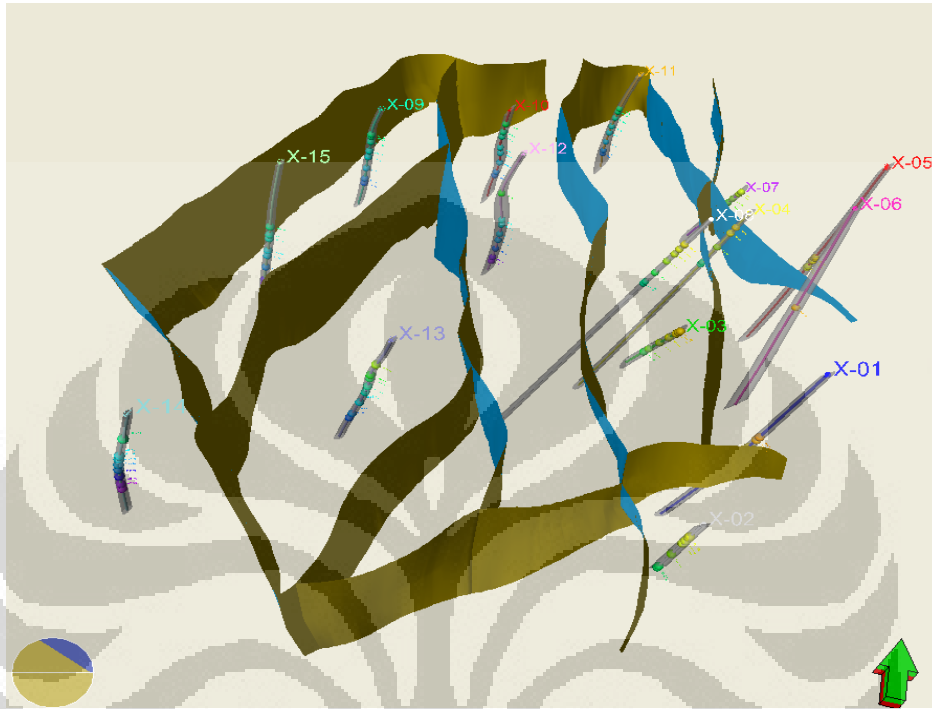
3.2.1 Pemodelan Patahan

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.

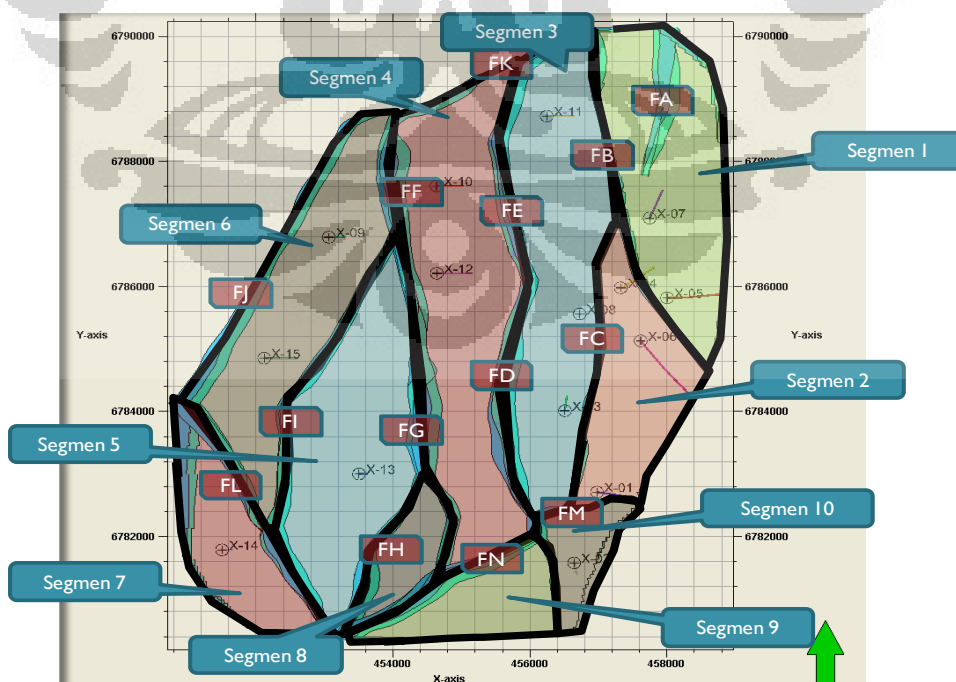
Lapangan X secara umum sangat dipengaruhi oleh adanya patahan regional berarah utara-selatan yang terletak di bagian timur, ditandai oleh warna biru. Patahan yang dimodelkan berjumlah 10 patahan utama dan 4 patahan penutup (*closing*). Patahan tersebut membatasi kontak fluida reservoir lapangan X dari arah bagian timur secara struktural membagi reservoir menjadi 10 segmen yaitu segmen 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10. Sumur-sumur di daerah lapangan X terletak tersebar pada segmen-segmen yang dibatasi oleh patahan-patahan tersebut.

Gambar 3.4 adalah hasil pemodelan patahan berdasarkan patahan hasil interpretasi. Dapat terlihat arah patahan-patahan utama pada utara-selatan. Dalam pemodelan reservoir ini, 4 patahan penutup akan berperan sebagai pembatas

(*boundary*) dari reservoir. Sedangkan patahan-patahan utama akan membagi reservoir kedalam beberapa segmen. **Gambar 3.5** menunjukkan pembagian segmen lapangan.



Gambar 3.4. Pemodelan patahan pada patahan utama dan patahan batas



Gambar 3.5. Pembagian segmen lapangan

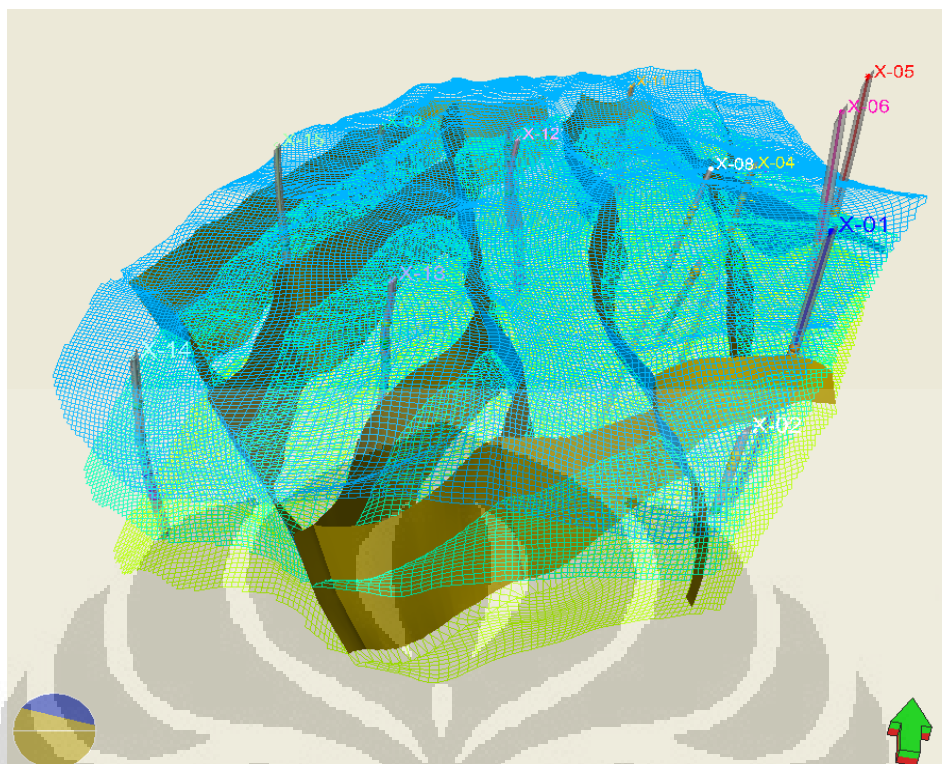
3.2.2 Pillar Gridding

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-pillar 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 50 m x 50 m)
- 5 Membangun top-mid-bottom skeleton grid
- 6 Memperluas pillar keatas dan kebawah skeleton

Grid skeleton terdiri atas tiga bagian yaitu bagian atas, bawah dan tengah skeleton. **Gambar 3.6** 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 3.6** juga menunjukkan grid skeleton pada model yang berwarna kuning sebagai *top* grid hingga biru sebagai *bottom* grid.

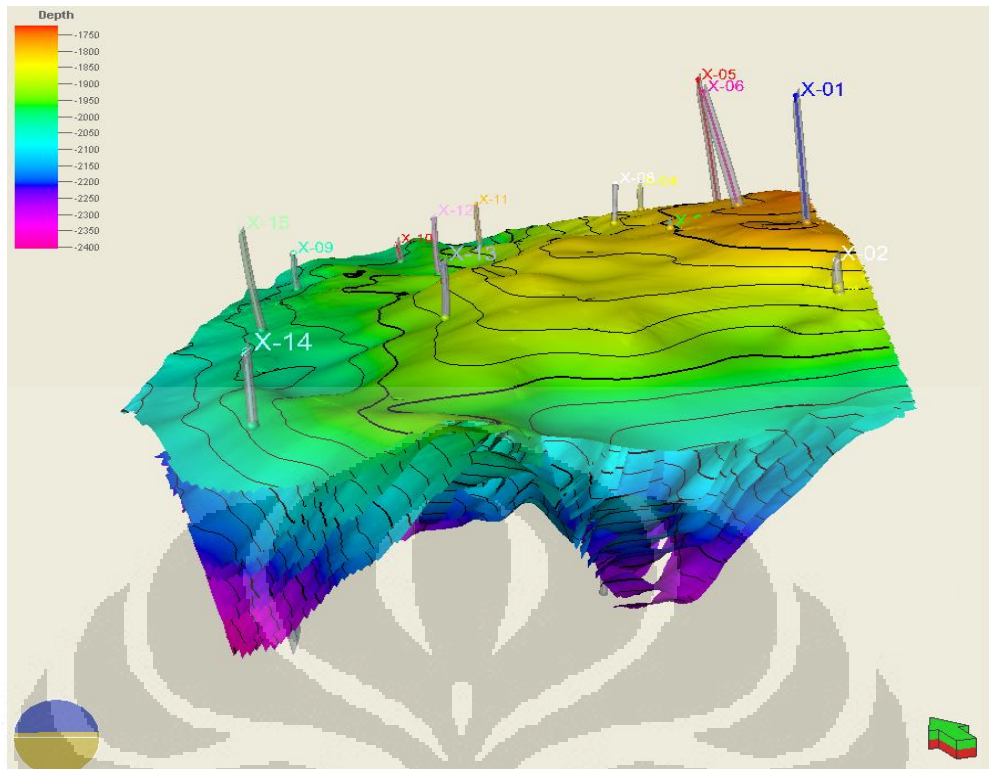


Gambar 3.6. Hasil dari pillar gridding berupa grid skeleton (*Top-Mid-Bottom*)

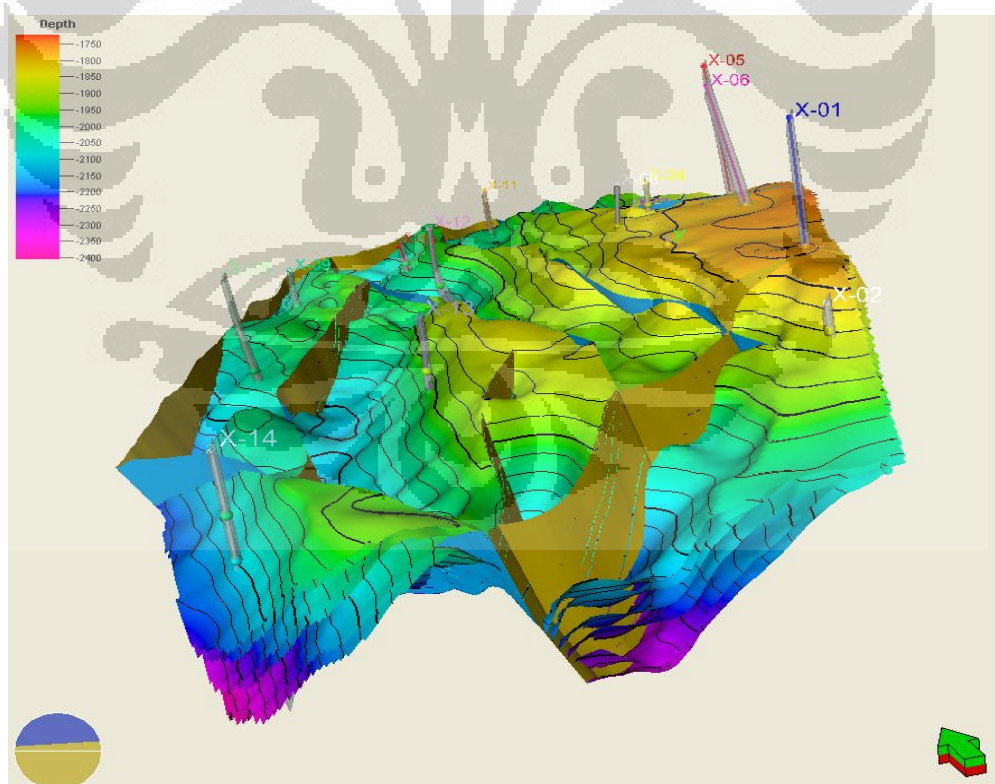
3.2.3 Pembuatan Horizon

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 lima horizon utama hasil interpretasi digunakan sebagai data masukan untuk membangun model reservoir yaitu Top, A, B, C, dan D. Seluruh horizon ini akan digunakan sebagai batasan dalam pembuatan zona reservoir. Pemodelan model reservoir disusun dari horizon atas (Top) hingga horizon dasar (D). Horizon-horizon tersebut dapat dilihat pada **Gambar 3.7**. Sedangkan pada **Gambar 3.8** menunjukkan keadaan struktural horizon yang telah disesuaikan dengan patahan yang ada.



Gambar 3.7. Horizon-horizon utama yang terbentuk dari pemodelan struktur



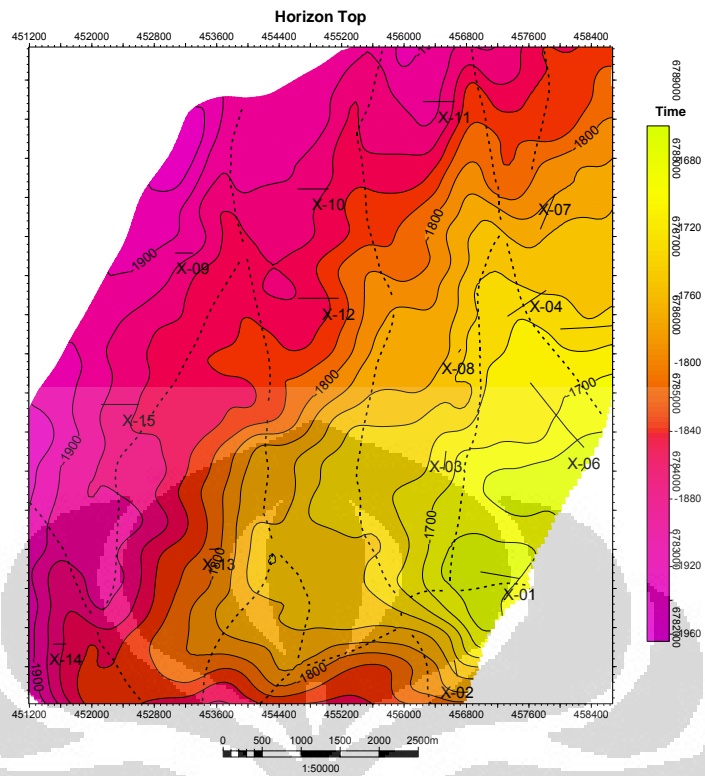
Gambar 3.8. Struktur Horizon dengan Patahan

3.2.4 Peta Struktur

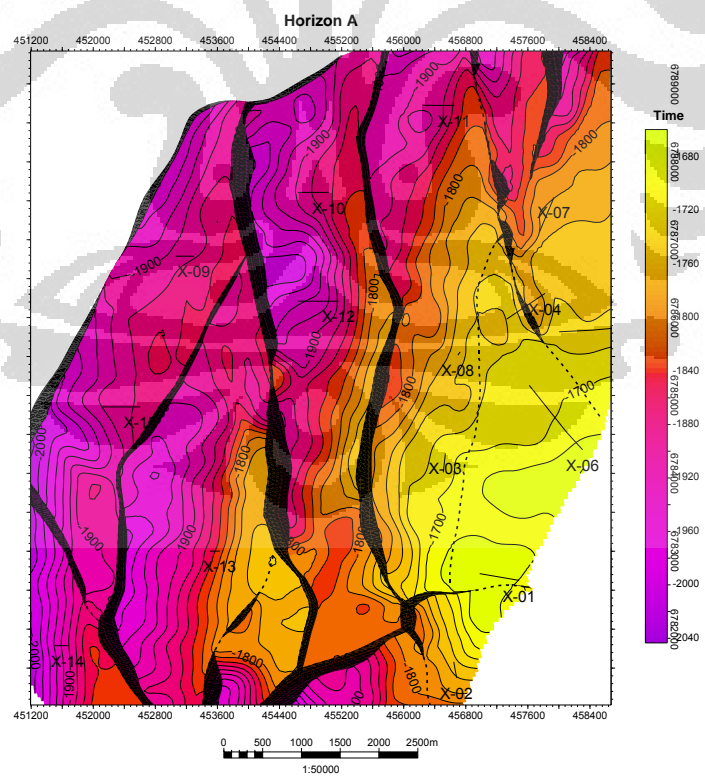
Struktur geologi dalam model reservoir yang meliputi horison dan patahan dapat terlihat setelah penentuan dan pembuatan model horison beserta patahannya. Dalam hal ini, visualisasi permukaan struktur-struktur utama yang dipetakan adalah pada 5 horison dan 14 patahan yang telah disebutkan sebelumnya ke dalam peta struktur. Pada peta struktur ini dibagi dua, pertama adalah peta struktur dalam domain waktu, dan kedua adalah peta struktur dalam domain kedalaman.

3.2.4.1 Peta Struktur Waktu

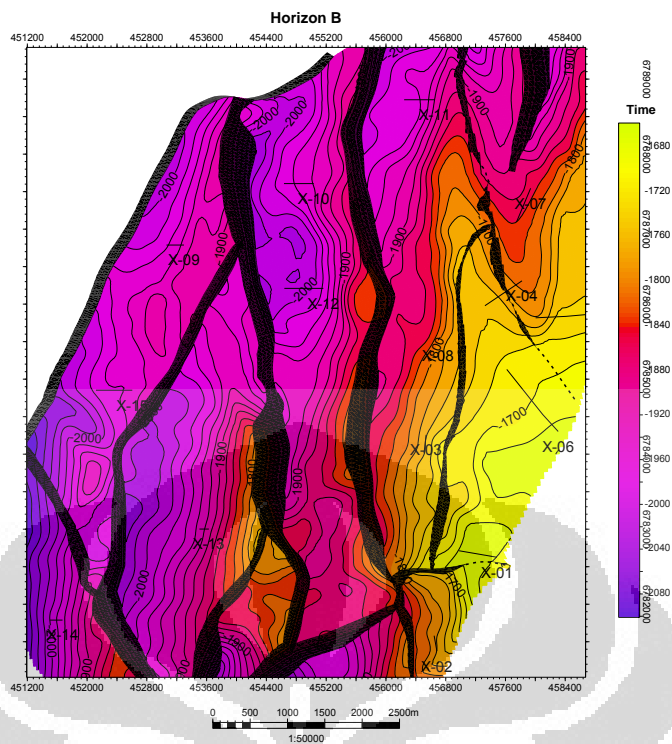
Permukaan dari struktur-struktur utama yang membentuk lapangan X khususnya area reservoir X terbentuk pada *3D grid time* model. 3D grid dalam domain waktu tersebut merupakan model awal yang selanjutnya dikonversi ke dalam domain kedalaman. Pada model tersebut dapat ditentukan pemilihan atau filter patahan berdasarkan masing-masing horison yang dibentuknya. Berikut ini adalah peta gambaran permukaan dari lapisan yang dibentuk oleh struktur-struktur utama lapangan X dan dikhususkan pada area reservoir yang ditunjukkan oleh **Gambar 3.9** hingga **Gambar 3.13**.



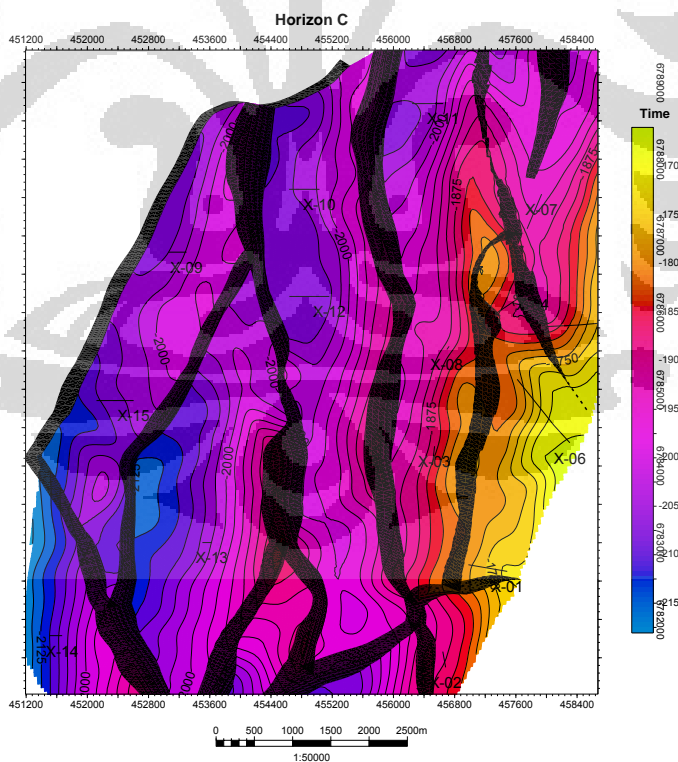
Gambar 3.9. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top



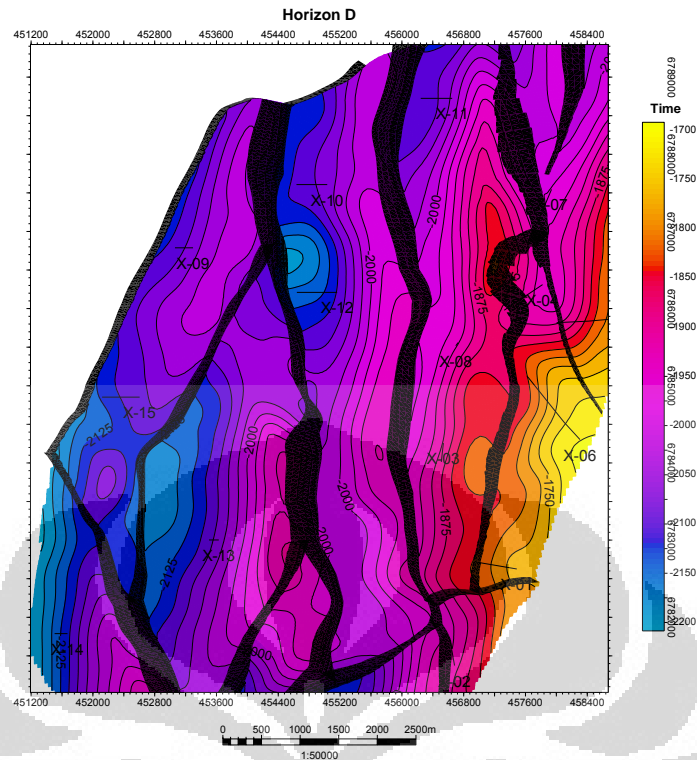
Gambar 3.10. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan A



Gambar 3.11. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan B



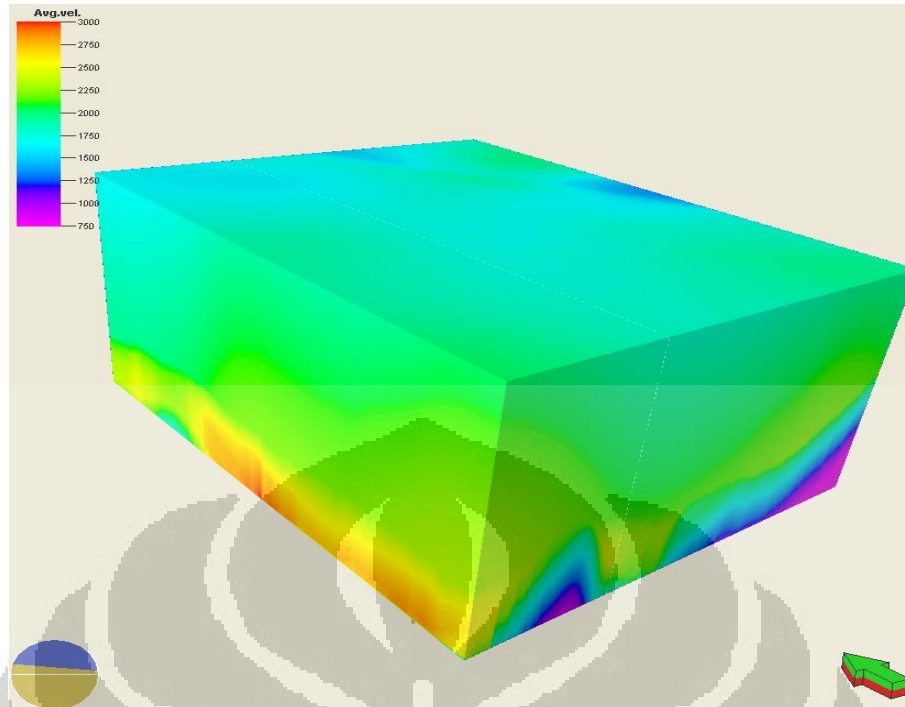
Gambar 3.12. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan C



Gambar 3.13. Peta struktur waktu pada permukaan lapisan D

3.2.4.2 Velocity Model

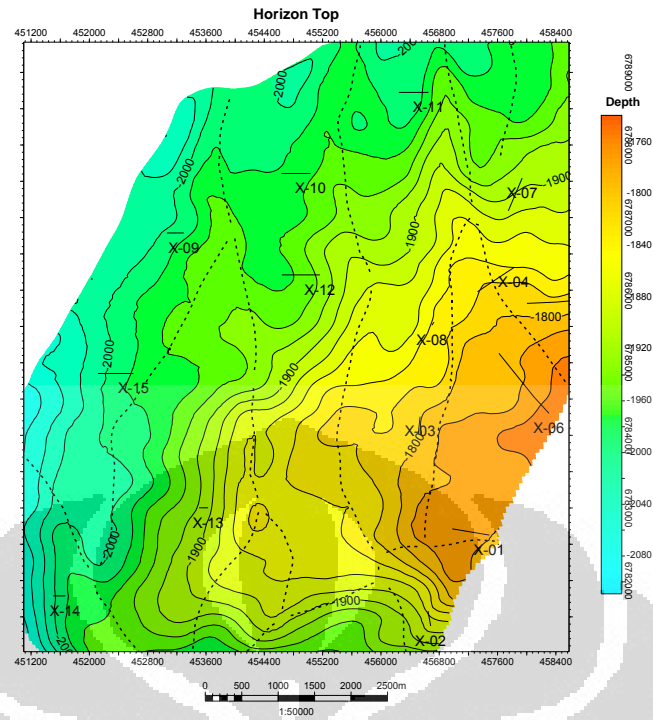
Untuk dapat merubah *3D grid time* model menjadi *3D grid depth* model diperlukan adanya konversi antara waktu terhadap kedalaman. Untuk itulah dibuat model kecepatan agar konversi tersebut dapat dilakukan. Setiap variasi model kecepatan pada umumnya juga merepresentasikan variasi litologi. Pembuatan 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 3.14** menunjukkan *cube* dari model kecepatan yang telah dihasilkan.



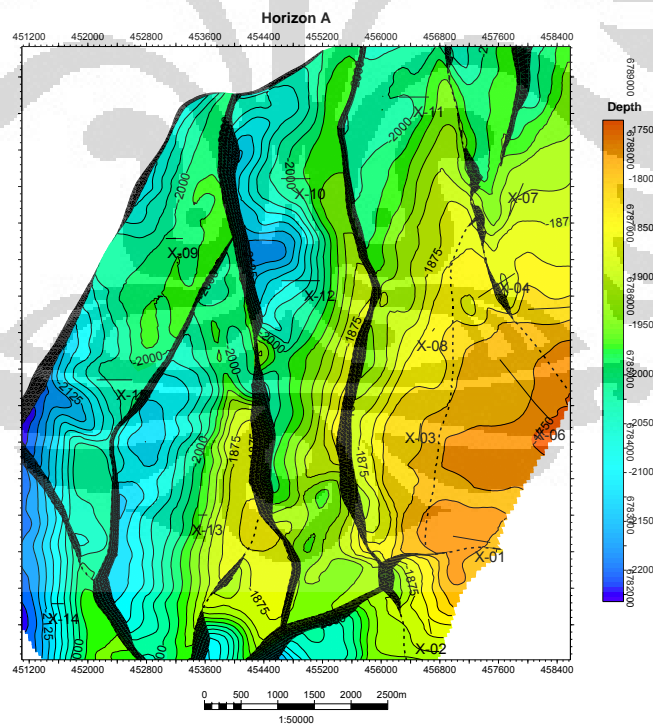
Gambar 3.14 Velocity model cube

3.2.4.3 Peta Struktur Kedalaman

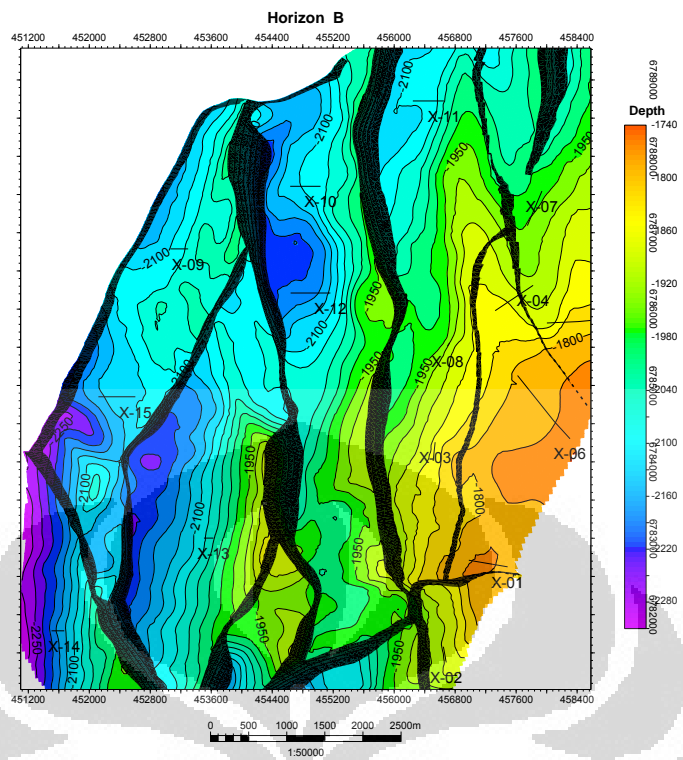
Permukaan dari masing-masing lapisan yang terdapat dalam *3D grid time* model selanjutnya dikonversi kedalam domain kedalaman menjadi *3D grid depth* model. 3D grid dalam domain kedalaman tersebut merupakan model hasil konversi dengan menggunakan model kecepatan yang telah dibuat sebelumnya. Dalam model 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 X dan dikhususkan pada area reservoir dalam domain kedalaman yang ditunjukkan oleh **Gambar 3.15** hingga **Gambar 3.19**.



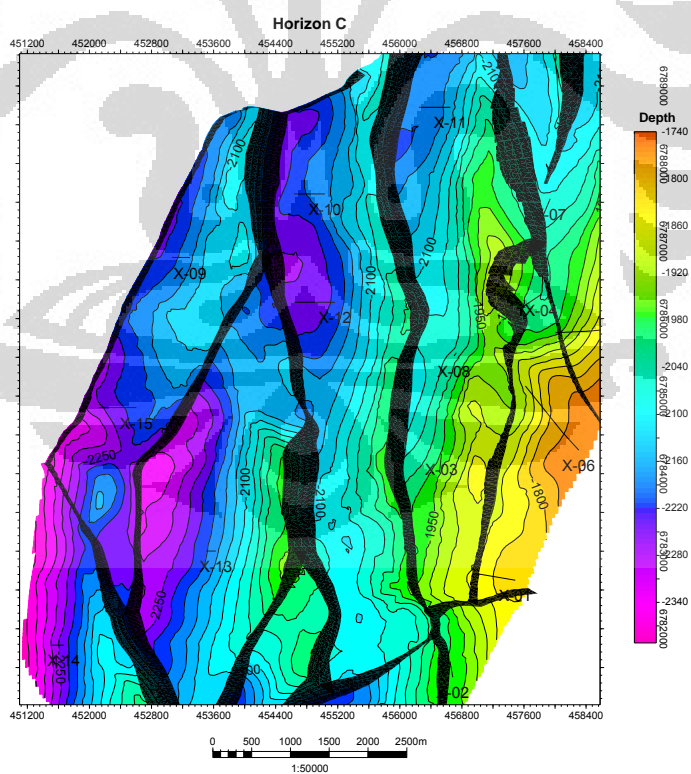
Gambar 3.15. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan Top



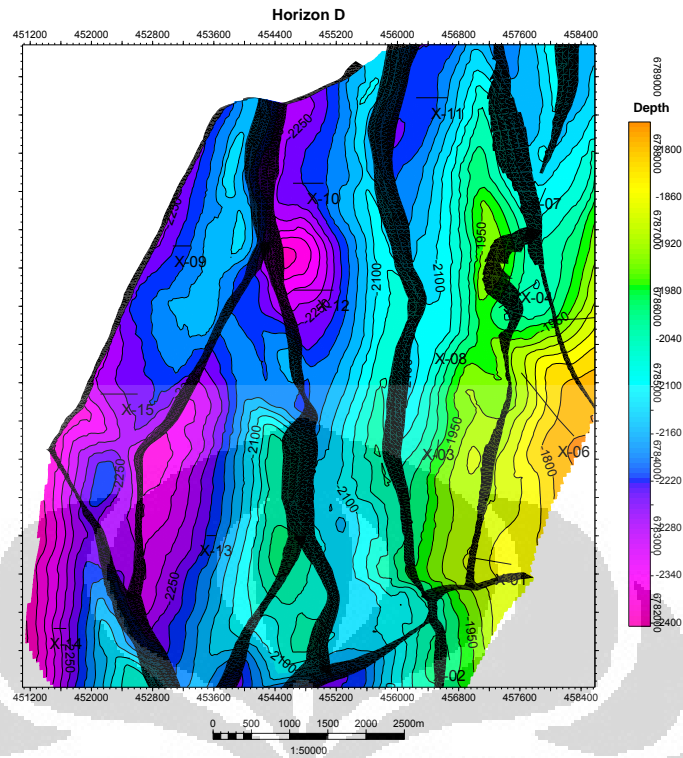
Gambar 3.16. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan A



Gambar 3.17. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan B



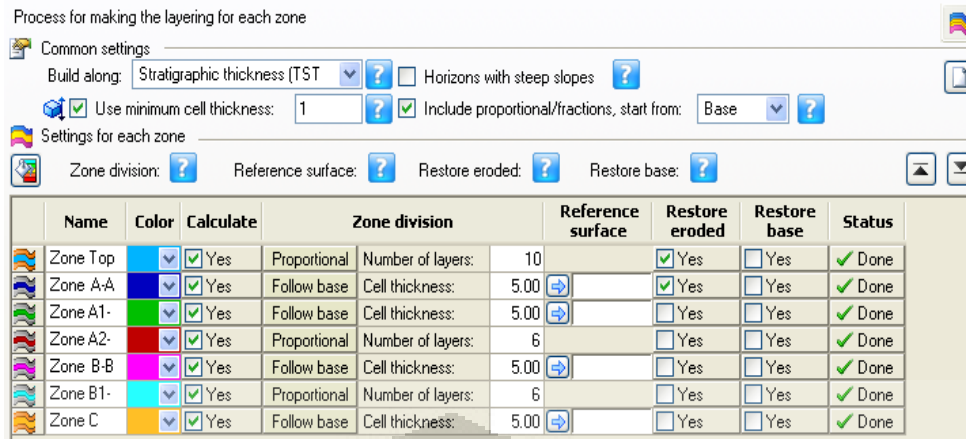
Gambar 3.18. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan C



Gambar 3.19. Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan D

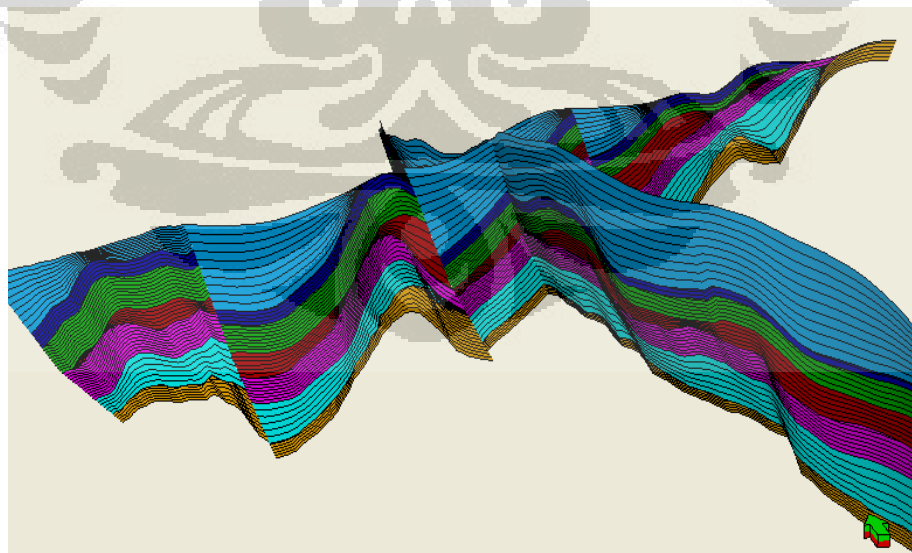
3.2.5 Pembuatan zona dan perlapisan

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 X, dibuat 3 zone reservoir utama. Zona reservoir dibagi menjadi zona A-A1 sebagai zona bagian atas, B-B1 pada bagian tengah, dan C pada zona bagian bawah. Perlapisan dalam masing-masing zona reservoir dalam zona utama dibagi dengan menggunakan rata-rata ketebalan sel sekitar 5 meter.



Gambar 3.20. Setting Zonasi dan Layering

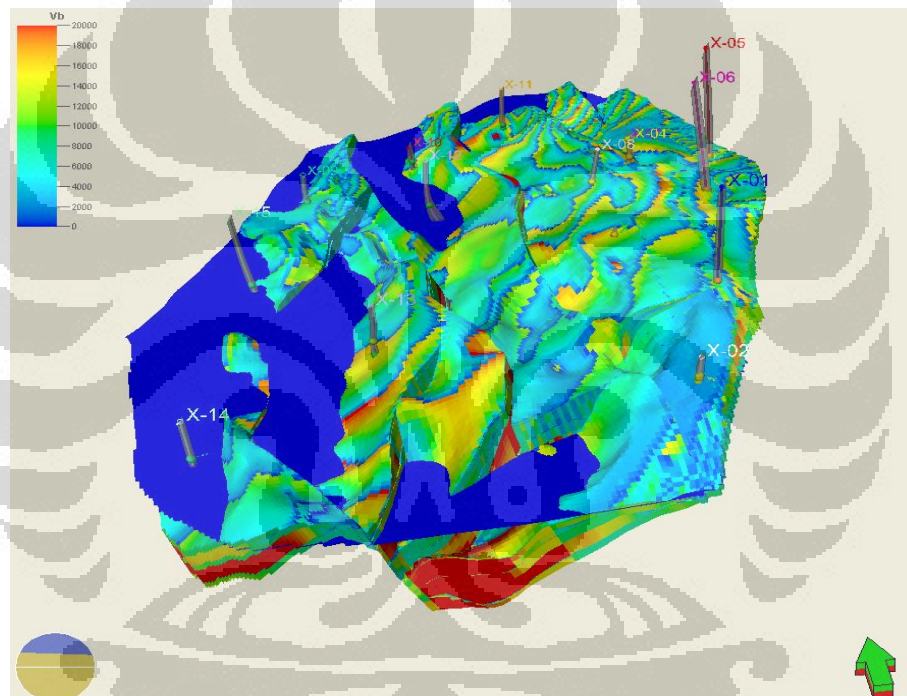
Tahap akhir dalam membangun kerangka struktural adalah mendefinisikan ketebalan dan area lapisan antar horizon dari grid 3D. Lapisan ini dan hubungannya terhadap pilar menggambarkan cell dari grid 3D yang diwakilkan selama pemodelan properti. Divisi sebanding (*proportional*) telah digunakan dalam melukiskan 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 3.20** menunjukkan setting lapisan pada model lapangan X dan **Gambar 3.21** untuk model 3D setelah layering.



Gambar 3.21. 3D model reservoir setelah proses layering

3.2.6 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, *oil water contact* (OWC) pada kedalaman -2024m TVDSS pada lapangan X telah ditentukan sebelumnya seperti ditunjukkan pada **Gambar 3.22**.



Gambar 3.22. Penentuan *Oil Water Contact* (OWC) pada reservoir

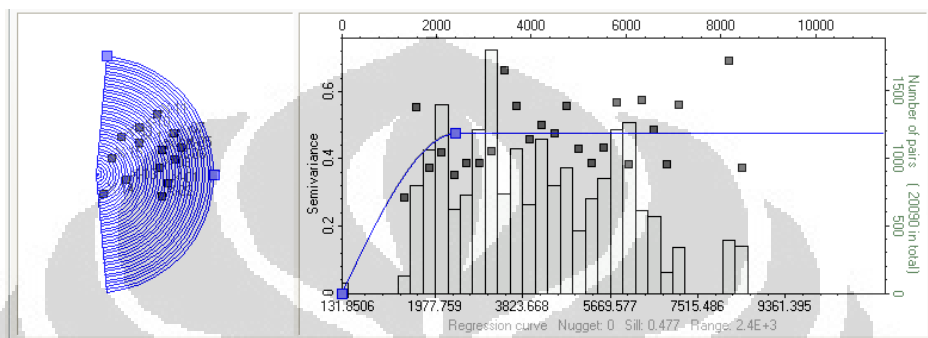
3.3 PEMODELAN FACIES

Facies dan log petrofisik perlu dibuat dan diupscale ke dalam grid 3D sebelum pemodelan properti. Penentuan lithofacies ditentukan secara interaktif dan kualitatif berdasarkan nilai gamma ray yang digunakan untuk dasar penggolongan facies awal, yaitu untuk menentukan facies sand dengan shale. Persebaran facies dilakukan dengan metode SGS (*Sequence Gaussian Simulation*). Dalam

pemodelan facies lapangan X, digunakan 4 penggolongan jenis facies, yaitu Shale, Shaly Sand, Sand 2 dan Sand 1.

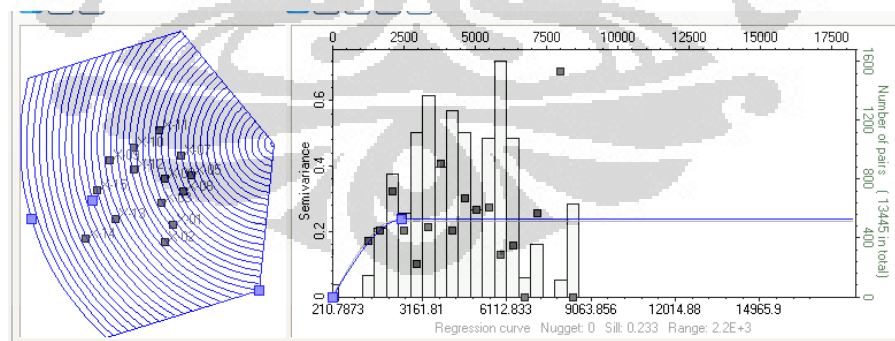
Sand 1 dimodelkan berdasarkan pola blocky pada log gamma ray yang bernilai terendah, dengan menggunakan warna kuning dalam karakteristik warnanya.

Gambar 3.23 menunjukkan hasil variogram sand 1.



Gambar 3.23 Variogram sand 1

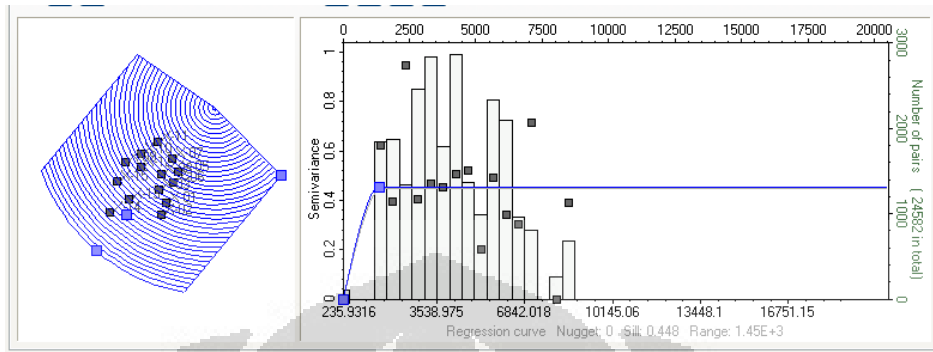
Sand 2 dimodelkan berdasarkan pola pada log gamma ray yang bernilai rendah namun lebih tinggi dari nilai gamma ray pada sand 1, dimodelkan dengan warna jingga dalam karakteristik warnanya. **Gambar 3.24** menunjukkan hasil variogram sand 2.



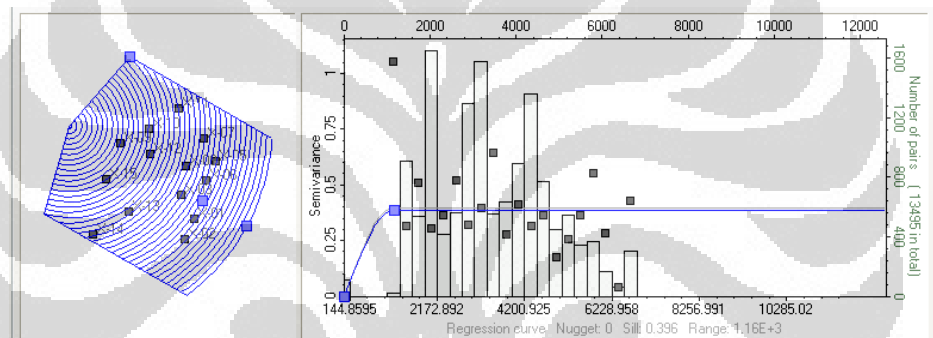
Gambar 3.24 Variogram sand 2

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**

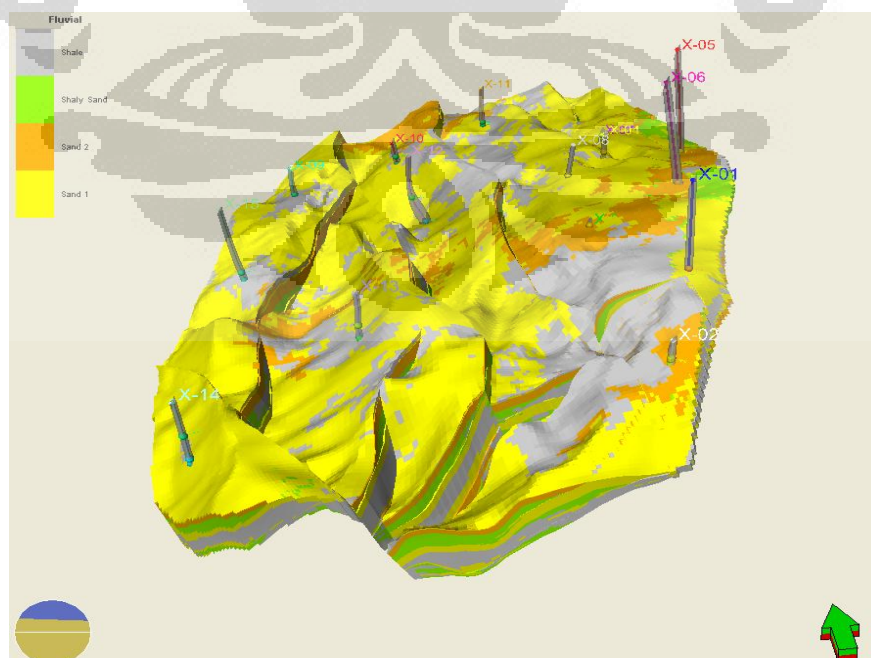
3.25 menunjukkan hasil variogram shaly sand. **Gambar 3.26** menunjukkan variogram shale. Sedangkan **Gambar 3.27** menunjukkan pemodelan facies pada zona reservoir.



Gambar 3.25. Variogram shaly sand



Gambar 3.26. Variogram Shale



Gambar 3.27. Pemodelan facies pada zona reservoir

3.4 PEMODELAN PROPERTI

Parameter-parameter petrofisik dari log dimodelkan pada pemodelan properti. Pemodelan properti di lapangan X 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 X.

3.4.1 Pemodelan Geometri

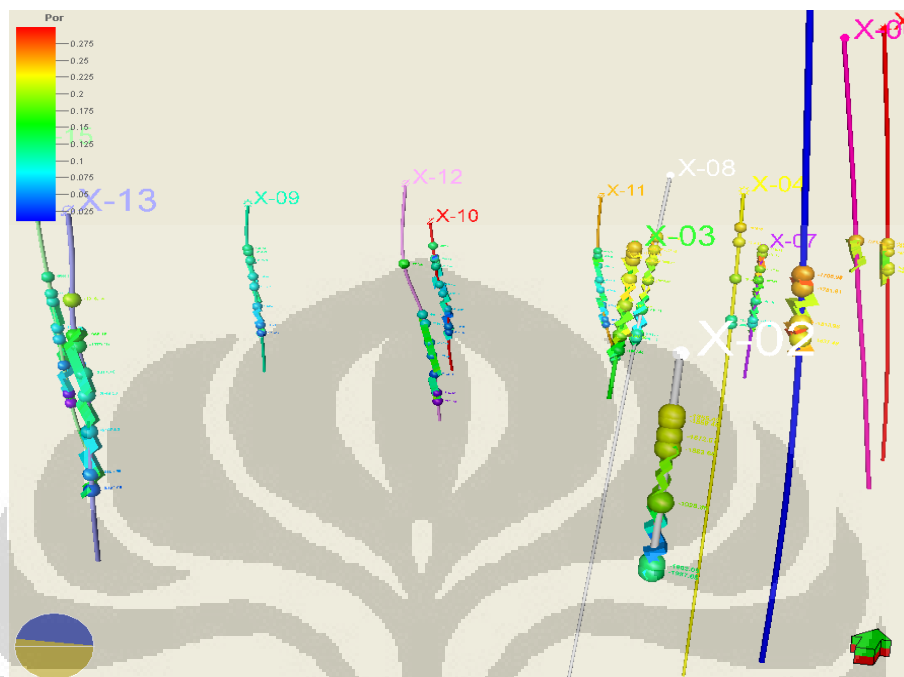
Pembuatan geometri model digunakan untuk mengisi model horison yang telah dibuat. Model-model horison yang berisikan zona-zona dan layer-layer akan diisi oleh properti yang ditentukan pada saat setting properti model. Terdapat beberapa metoda setting properti model seperti, *Constant value*, *Zone index*, *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 setting *Zone index* dalam domain *elevation depth* yang akan digunakan sebagai dasar permodelan properti lebih lanjut.

3.4.2 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 3.28** memperlihatkan hasil *scale up* pada data log porositas. **Gambar 3.30** memperlihatkan hasil *scale up* pada data *net to gross*. Dari semua proses *scale up*, terlihat bahwa tidak terdapat penyimpangan

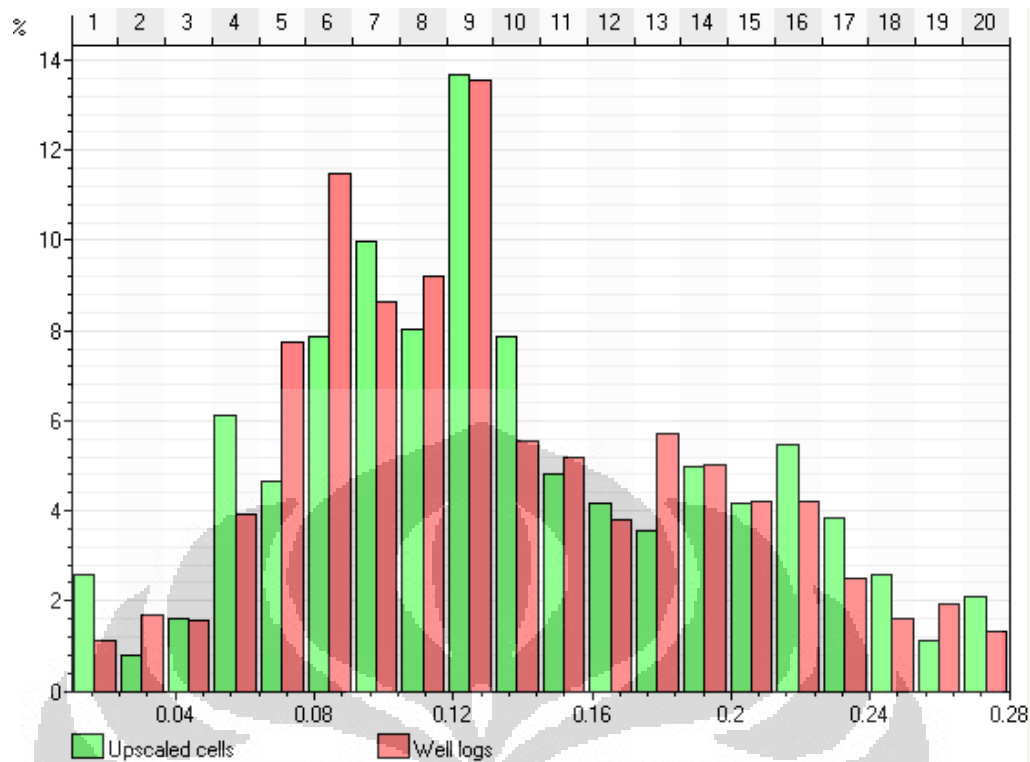
yang signifikan antara data well log dan hasil *scale up*, dengan demikian hasil *scale up* ini memenuhi kualifikasi untuk dilakukan proses berikutnya.



Gambar 3.28. Hasil *scale up* data log porositas

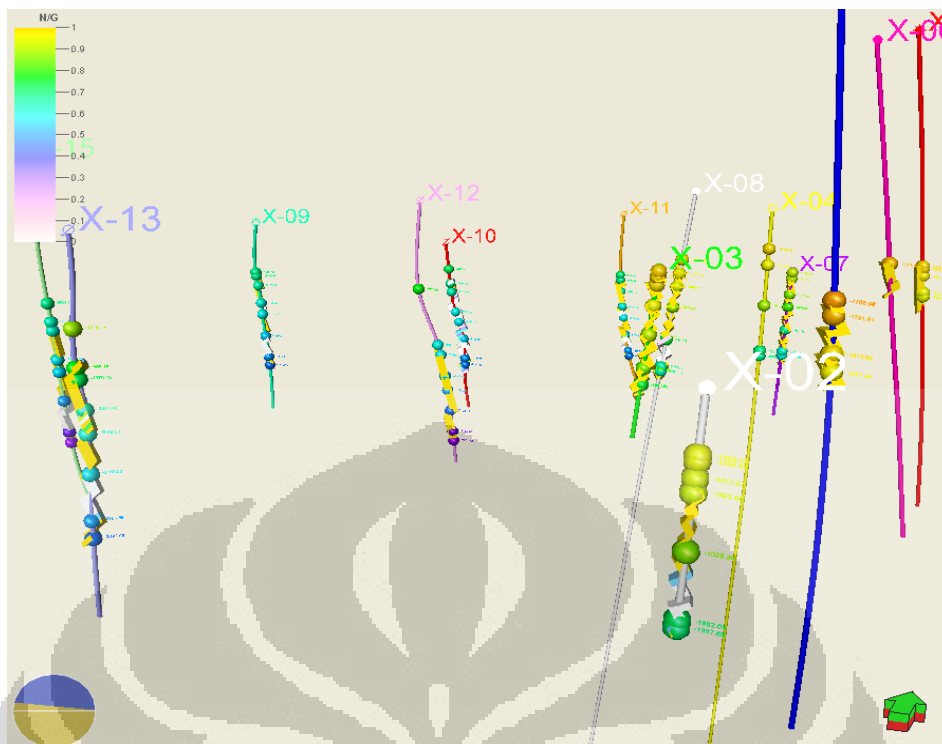
Dari beberapa metode yang diuji pada penelitian ini, secara umum nilai rata-rata yang dihasilkan dari metode RMS merupakan nilai terbesar diikuti oleh aritmetik, geometrik dan yang paling kecil harmonik. Untuk porositas dan NTG formasi, metode *scale up* yang digunakan adalah metode rata-rata aritmetik. 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 3.29**. hasil *upscaling* tersebut sangat representatif dan valid untuk mewakili nilai porositas pada grid.



Gambar 3.29. 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 distribusi normal. 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.



Gambar 3.30. Hasil scale up data log net to gross

3.4.3 Hasil Properti Reservoir

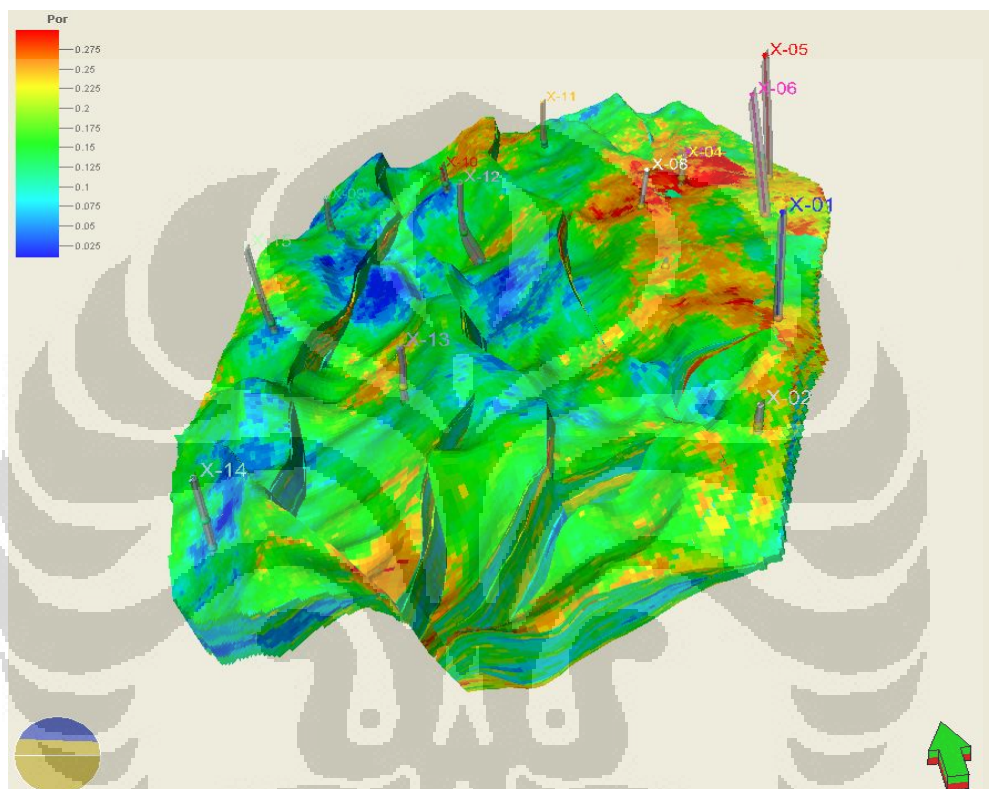
Properti reservoir yang dibutuhkan untuk melakukan perhitungan cadangan meliputi porositas, dan *net to gross*, dan saturasi air (SW). Namun untuk SW tidak dilakukan pemodelan karena keterbatasan data. Properti yang dimodelkan adalah porositas dan *net to gross* dengan persebaran menggunakan metode *Sequential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

3.4.3.1 Porositas

Metode pemodelan porositas pada penelitian kali ini merupakan pemodelan properti yang pengkondisian paling banyak diantara properti reservoir lainnya. Porositas dimodelkan dengan 4 cara, yaitu porositas yang dimodelkan langsung dari *upscaling* data log, porositas berdasarkan facies, porositas dimodelkan dengan menggunakan co-kriging dari data *AI (Acoustic Impedance) seismic cube*

dengan setting korelasi negatif, dan porositas yang dimodelkan berdasarkan facies maupun *AI seismic cube*.

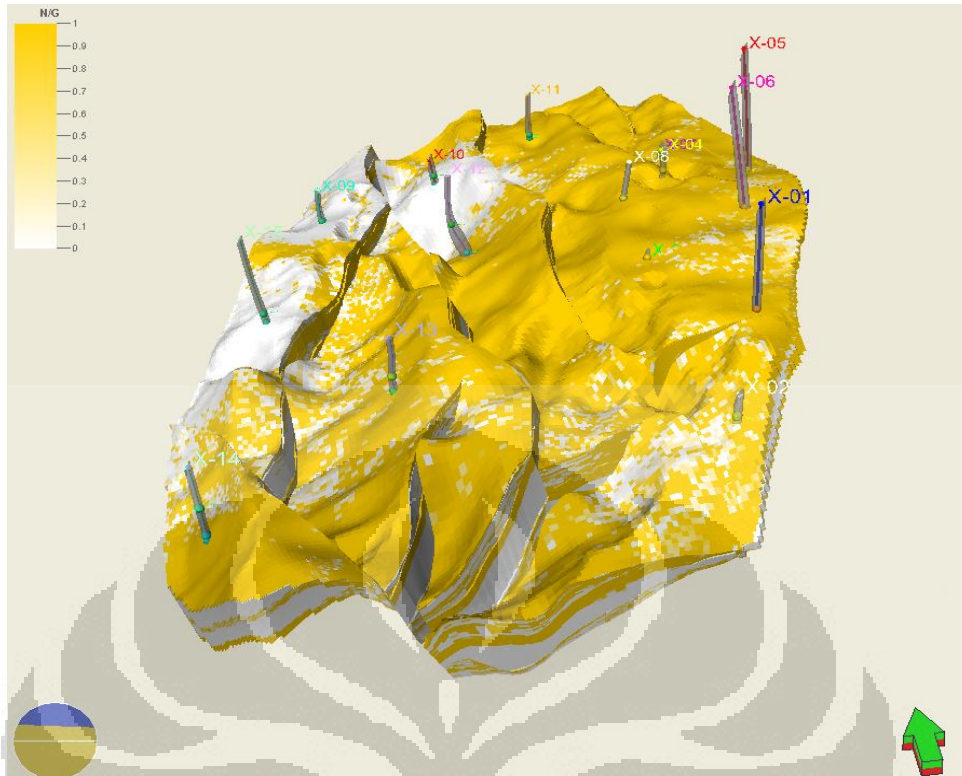
Berikut ini hasil-hasil permodelan dengan menggunakan sebaran distribusi properti tersebut. **Gambar 3.31** menunjukkan distribusi porositas pada zona reservoir.



Gambar 3.31. Distribusi porositas pada zona reservoir

3.4.3.2 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 $1 - V_{\text{shale}}$, NTG dapat menggambarkan persebaran volume sand atau non-shale. Hasil dari NTG juga dapat menggambarkan daerah delineasi reservoir yang digunakan untuk perhitungan volumetrik. **Gambar 3.32** menunjukkan distribusi NTG pada zona reservoir.



Gambar 3.32. Distribusi NTG pada zona reservoir

3.4.3.3 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 log resistivitas maupun log SW sendiri. Nilai SW diambil nilai konstanta pada reservoir yang berisi minyak yaitu 0.3.

BAB 4

PERHITUNGAN VOLUMETRIK

4.1 PARAMETER VOLUMETRIK

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 *oil formation volume factor* (1.3), dan Rfo atau *recovery factor* (0.3). **Tabel 4.1** menunjukkan kebutuhan data secara umum untuk melakukan perhitungan cadangan.

Tabel 4.1. 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)

4.2 SKENARIO PERHITUNGAN

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 X untuk dilanjutkan melalui studi lanjutan.

Properti-properti reservoir hasil pemodelan sebelumnya dibuat sebagai input utama dalam penentuan skenario perhitungan cadangan yang ditunjukkan oleh **Tabel 4.2**. Sedangkan kondisi skenarionya ditunjukkan oleh **Tabel 4.3**.

Tabel 4.2. Properti reservoir sebagai input skenario perhitungan

No.	Pemodelan Properti	Skenario	Simbol
1	Facies	Sequential Indicator Simulation Kriging	A B
2	Porosity	Langsung Dengan Facies Dengan AI Dengan Facies dan AI	A B C D
3	SW	Konstanta	
4	NTG	Langsung Dengan Facies	A B

Tabel 4.3. Skenario perhitungan OIIP dengan kondisinya

No.	OIIP Skenario	Conditional
1	OIIP Case 1	Facies A, Por A, SW A, NTG A
2	OIIP Case 2	Facies A, Por A, SW A, NTG B
3	OIIP Case 3	Facies A, Por B, SW A, NTG A
4	OIIP Case 4	Facies A, Por B, SW A, NTG B
5	OIIP Case 5	Facies A, Por C, SW A, NTG A
6	OIIP Case 6	Facies A, Por C, SW A, NTG B
7	OIIP Case 7	Facies A, Por D, SW A, NTG A
8	OIIP Case 8	Facies A, Por D, SW A, NTG B
9	OIIP Case 9	Facies B, Por A, SW A, NTG B
10	OIIP Case 10	Facies B, Por B, SW A, NTG A
11	OIIP Case 11	Facies B, Por B, SW A, NTG B
12	OIIP Case 12	Facies B, Por C, SW A, NTG B
13	OIIP Case 13	Facies B, Por D, SW A, NTG A
14	OIIP Case 14	Facies B, Por D, SW A, NTG B

4.3 HASIL PERHITUNGAN

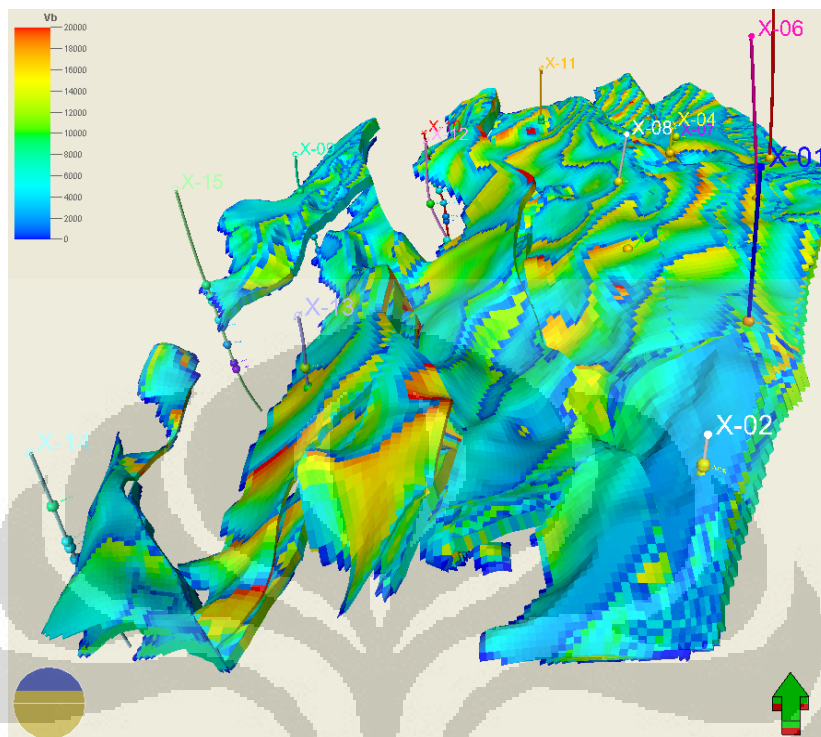
Perhitungan volumetrik reservoir meliputi perhitungan *bulk volume*, *net volume*, *hydrocarbon pore volume*, dan *Oil Initially In Place* (OIIP). Setelah model reservoir dibangun, semua property reservoir ditransfer ke dalam sel masing-masing, kemudian perhitungan OIIP dapat dilakukan. **Gambar 4.1** menunjukkan distribusi bulk volume pada zona reservoir, **Gambar 4.2** menunjukkan distribusi net volume pada zona reservoir, **Gambar 4.3** menunjukkan distribusi pore volume pada zona reservoir, dan **Gambar 4.4** menunjukkan distribusi HCPV oil pada zona reservoir, **Gambar 4.5** menunjukkan distribusi STOIIP pada permukaan. Sedangkan **Gambar 4.6** (a,b,c,d) hingga **Gambar 4.8** (a,b,c,d) menunjukkan distribusi pada beberapa contoh zona dari zona-zona reservoir utama. **Tabel 4.4** dan **Persamaan 4.1** menunjukkan formulasi dalam perhitungan cadangan hidrokarbon.

$$\text{STOIIP} = \text{Bulk Volume} * \text{N/G} * \text{Porosity} * (1-S_w) / B_o$$

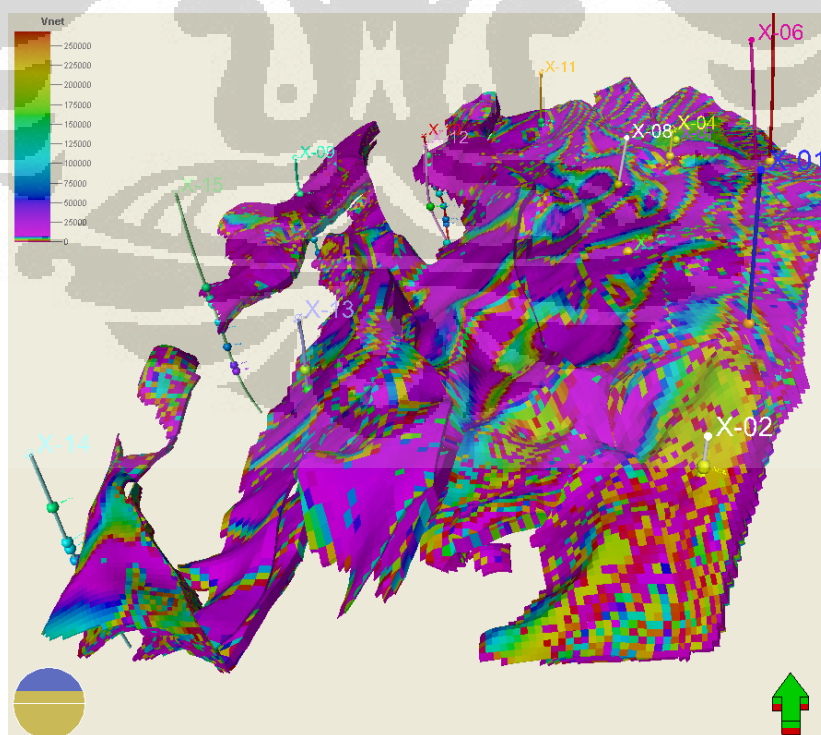
Persamaan 4.1. Persamaan STOIIP pada umumnya

Tabel 4.4. Formulasi perhitungan volumetrik dan cadangan hidrokarbon

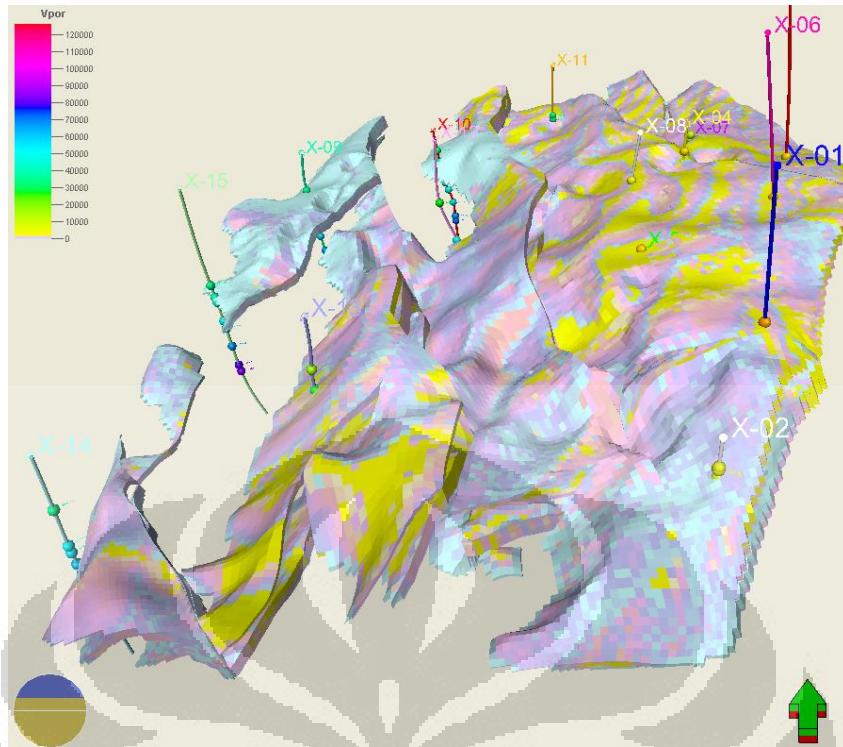
Formulas used in volume computations	
V_N	Net = Bulk volume * N/G
V_ϕ	Pore = Net Volume * Porosity
$HCPV_o$	HCPVo = Pore Volume * S_o
$HCPV_g$	HCPVg = Pore Volume * S_g
STOIIP	STOIIP = $HCPV_o/B_o + (HCPV_g/B_g) * R_v$
GIIP	GIIP = $HCPV_g/B_g + (HCPV_o/B_o) * R_s$
Recoverable oil	= STOIIP * RecFo
Recoverable gas	= GIIP * RecFg



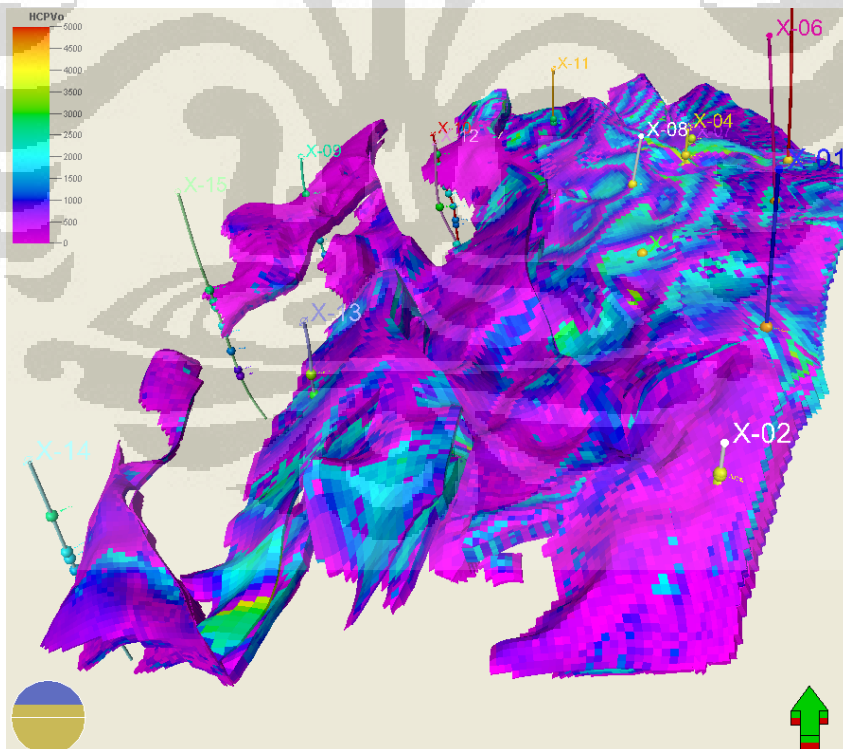
Gambar 4.1. Distribusi Bulk volume pada zona reservoir



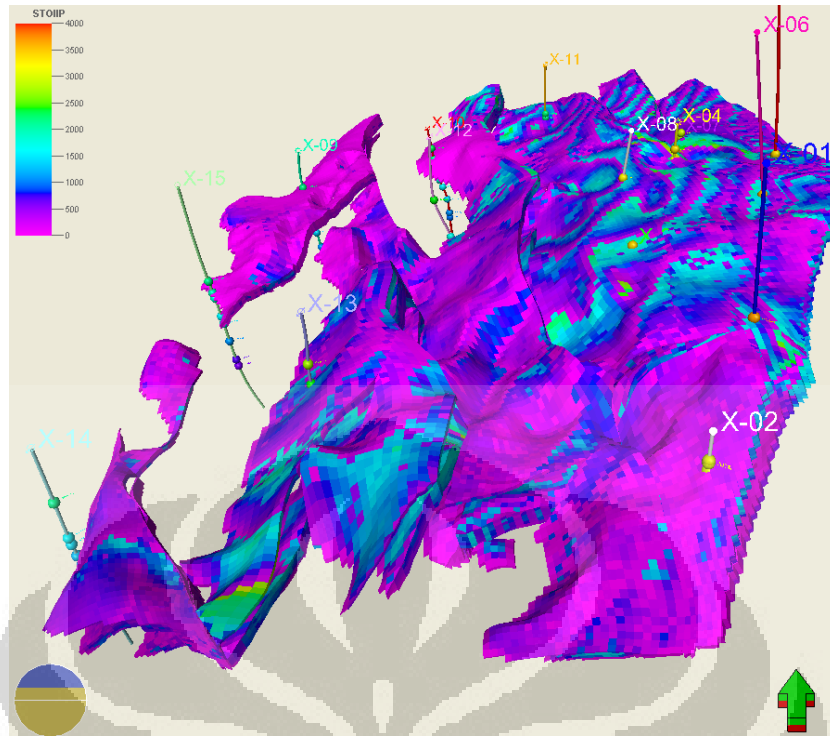
Gambar 4.2. Distribusi Net volume pada zona reservoir



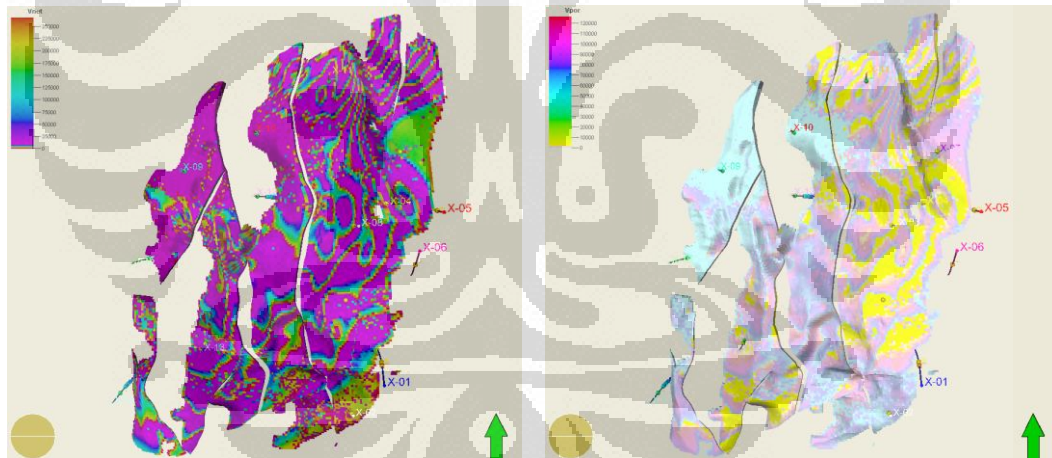
Gambar 4.3. Distribusi Pore volume pada zona reservoir



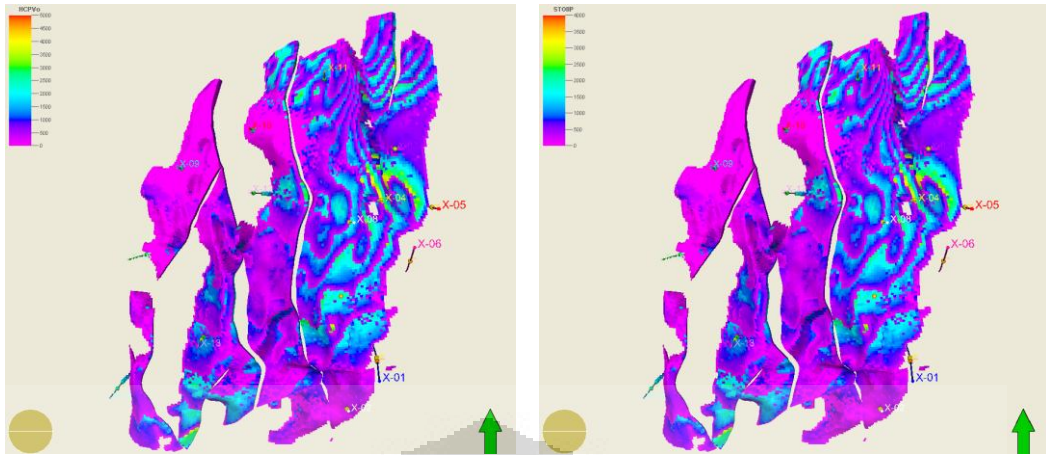
Gambar 4.4. Distribusi HCPV Oil pada zona reservoir



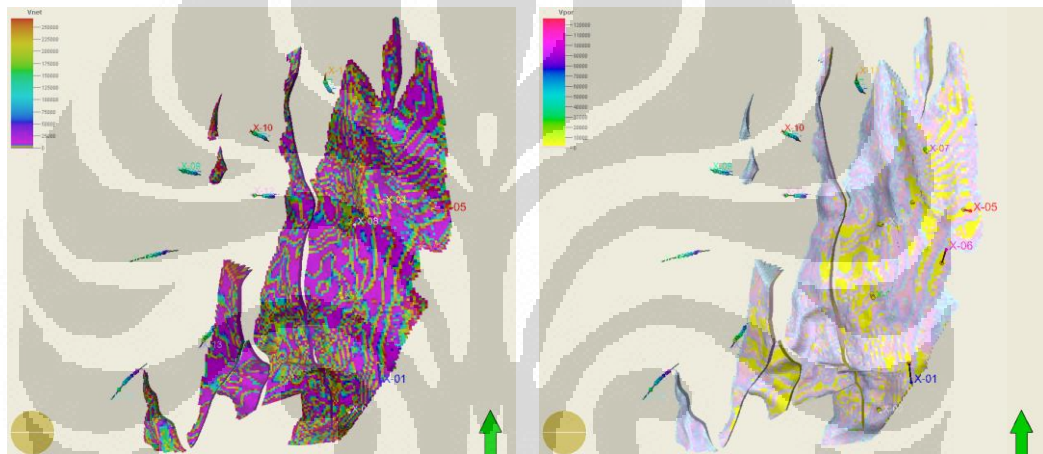
Gambar 4.5. Distribusi STOIP pada zona reservoir



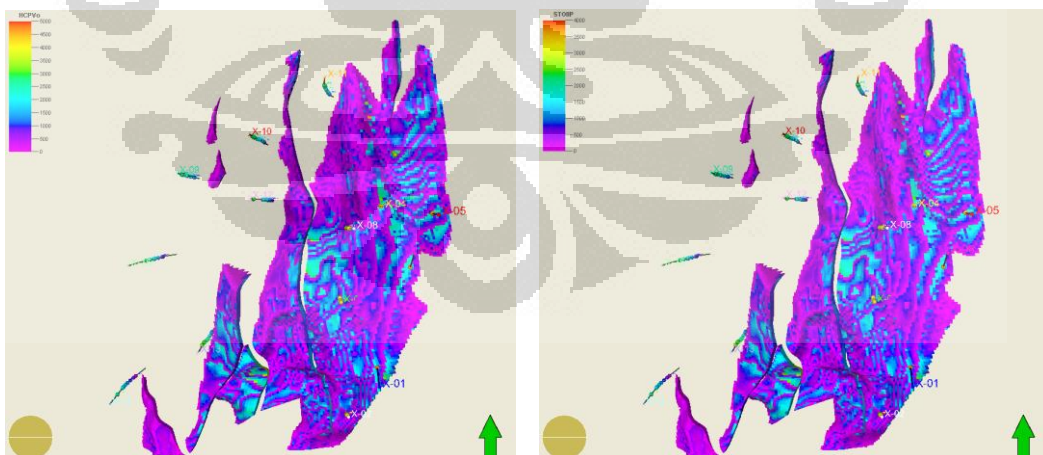
Gambar 4.6. a. Net volume A1; b. Pore Volume A1



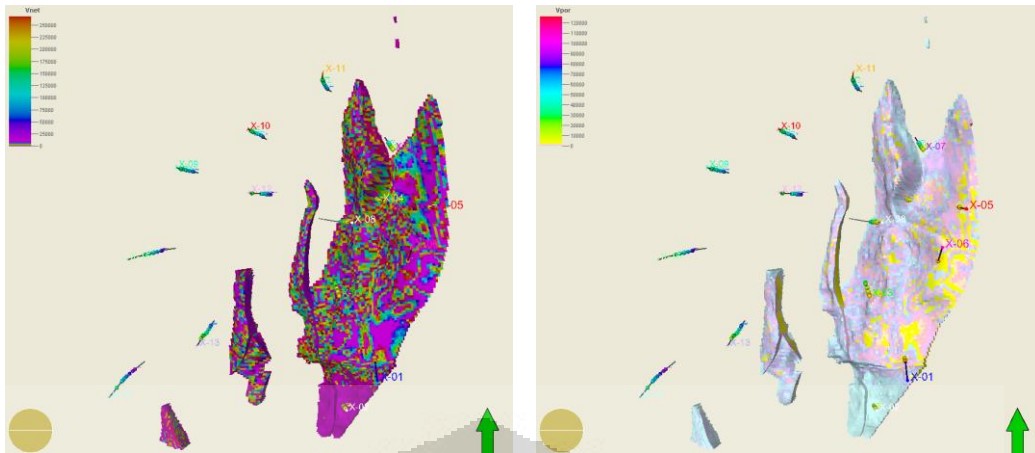
Gambar 4.6. c. HCPV oil A1; d. STOIP A1



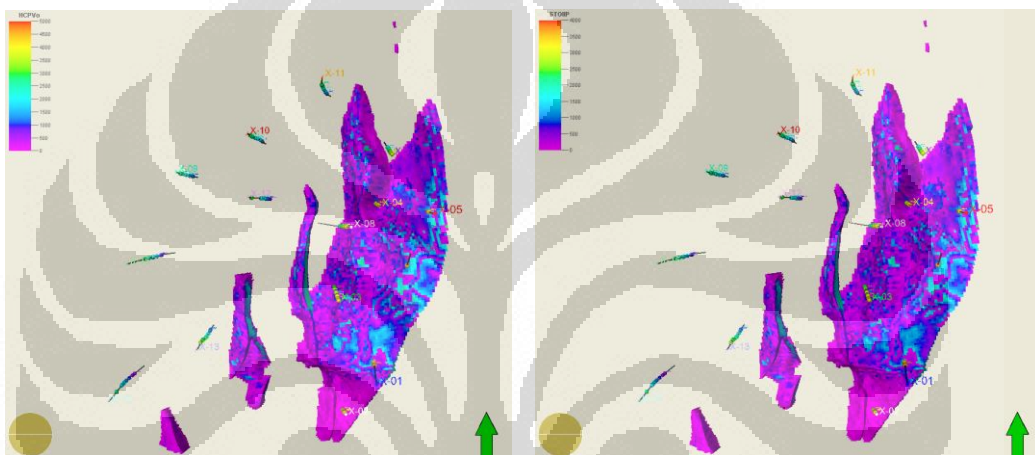
Gambar 4.7. a. Net volume B1; b. Pore Volume B1



Gambar 4.7. c. HCPV oil B1; d. STOIP B1



Gambar 4.8. a. Net volume C; b. Pore Volume C



Gambar 4.8. c. HCPV oil C; d. STOIIP C

Proses perhitungan volumetrik reservoir menggunakan fasilitas kalkulasi volumerik.

Berikut ini adalah hasil awal perhitungan volumetrik reservoir lapangan X pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5. Perkiraan awal volumetrik reservoir lapangan X

Case	Bulk volume[*10 ⁶ m ³]	Net volume[*10 ⁶ m ³]	Pore volume[*10 ⁶ m ³]	HCPV oil[*10 ⁶ m ³]	STOIIP[*10 ⁶ sm ³]	Recoverable oil[*10 ⁶ sm ³]
Perkiraan1	5074	2865	469	281	216	64.8

Segments	Bulk volume[*10 ⁶ m ³]	Net volume[*10 ⁶ m ³]	Pore volume[*10 ⁶ m ³]	HCPV oil[*10 ⁶ m ³]	STOIIP[*10 ⁶ sm ³]	Recoverable oil[*10 ⁶ sm ³]
Segment 1	555	411	79	47	36	10.8
Segment 2	409	321	64	38	29	8.7
Segment 3	1210	830	139	83	64	19.2
Segment 4	1259	634	88	53	41	12.3
Segment 5	785	311	44	27	21	6.3
Segment 6	198	75	8	5	4	1.2
Segment 7	102	23	3	2	1	0.3
Segment 8	213	83	13	8	6	1.8
Segment 9	178	65	10	6	5	1.5
Segment 10	164	113	19	12	9	2.7

4.4 ANALISA PERBANDINGAN DAN KETIDAKPASTIAN HASIL VOLUMETRIK

Beberapa metode digunakan untuk dapat mengukur atau menghubungkan ketidakpastian pada bawah permukaan. Visualisasi dalam hal ini menjadi peran penting dalam menghubungkan hal ini. Tidak semua data seismik menunjukkan lapisan bawah permukaan dengan jelas dimanapun dengan berbagai alasannya, termasuk keadaan geologi yang berada dekat permukaan atau persebaran dari struktur yang kompleks. Visualisasi dapat menjadi cara yang sangat efektif untuk memprediksikan keadaan bawah permukaan dari data seismik, dapat menunjukkan hasil yang baik ataupun juga bisa kurang baik tergantung dari pengelolaan visualisasi itu sendiri.

Sejalan dengan visualisasi, ketidakpastian dapat juga diilustrasikan dengan model perambatan gelombang pada bawah permukaan. Sebagai contoh, visualisasi dapat menjadi metode yang penting ketika terdapat daerah yang tidak terjangkau oleh data sumur dan menunjukkan dimana karakteristik dari reservoir disana menjadi tidak pasti. Ketidakpastian juga berperan penting dalam proses prediksi properti reservoir. Model statistik dari properti reservoir diantara sumur dapat digunakan bila konsep geologi dapat diterapkan dan keadaan perubahan properti spasial

dapat dibuat berdasarkan data sumur yang terdekat disana. Data seismik dapat menjadi pemandu untuk membantu mengatasi ketidakpastian dari parameter reservoir.

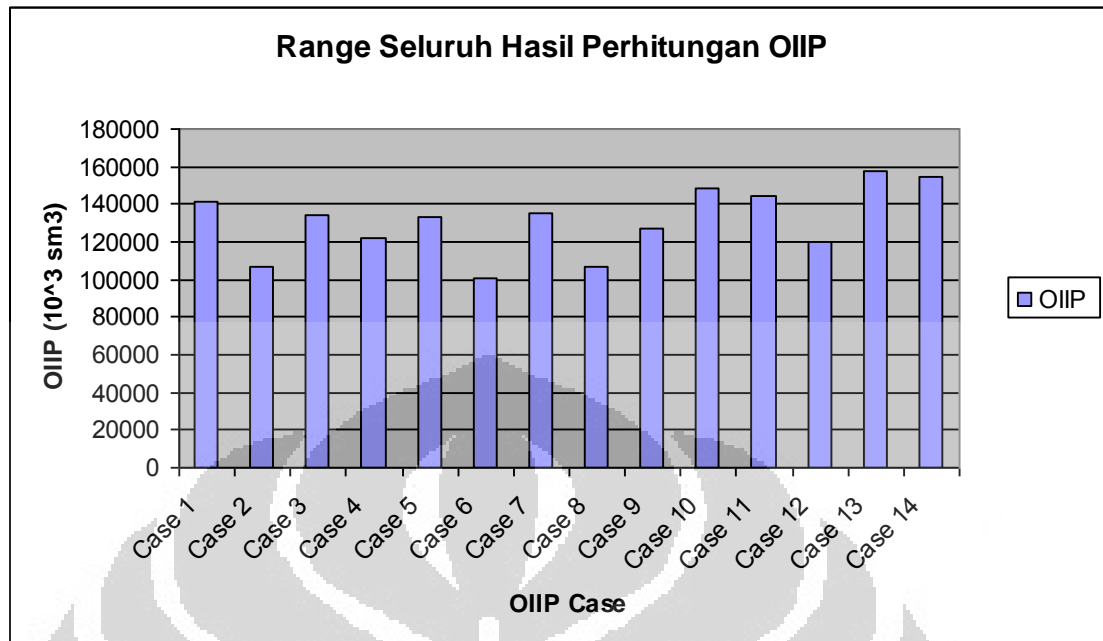
Ketidakpastian dari nilai-nilai tersebut dapat mempengaruhi estimasi metode geofisika untuk dilakukan penelitian selanjutnya. Informasi tersebut sangat penting untuk menghitung biaya dan estimasi nilai keekonomian dari pengembangan suatu lapangan tersebut. Besarnya cadangan total (*resource*) hidrokarbon dan estimasi dari data produksi sumur dapat digunakan sebagai faktor utama untuk menentukan nilai keekonomian dari lapangan migas. Namun, pada penelitian lapangan X kali ini, data produksi sumur tidak tersedia, sehingga hanya nilai keekonomian lapangan ini ditentukan dari besarnya cadangan total dari hidrokarbon minyak.

Definisi cadangan pada lapangan X ini secara kualitatif dapat dikategorikan menjadi 3 kategori, yaitu Min, Medium, dan Max. Min (*Minimum*) merupakan estimasi cadangan yang lebih pesimistik karena mempunyai nilai cadangan yang kecil, Medium (*Mid value*) merupakan estimasi cadangan yang moderat dengan nilai menengah, dan Max (*Maximum*) merupakan estimasi cadangan yang lebih optimistik dengan nilai cadangan yang relatif besar.

Pada penelitian ini, telah diidentifikasi beberapa faktor yang menyebabkan ketidakpastian dalam perhitungan nilai cadangan hidrokarbon dalam model geologi yang telah dibangun, diantaranya:

- Kontinuitas lapisan pasir (*facies*)
- Rasio Porositas
- Rasio NTG

Dalam hal ini, telah dilakukan 14 kasus untuk mengakomodir perhitungan OIIP. Secara umum ketidakpastian OIIP pada lapangan X ini mempunyai nilai sebagai berikut yang ditunjukkan oleh **Gambar 4.9** dan **Tabel 4.6**



Gambar 4.9 Range seluruh hasil perhitungan OIIP

Tabel 4.6 Pengkategorian seluruh hasil perhitungan OIIP pada zona reservoir

Kategori	OIIP			
	A-A1 [$*10^3$ sm ³]	B-B1 [$*10^3$ sm ³]	C [$*10^3$ sm ³]	TOTAL OIIP [$*10^3$ sm ³]
Min	25758	64046	8009	100848
Medium	38302	73071	19563	130937
Max	51174	83394	32973	157274

4.4.1 Kontinuitas Lapisan Pasir (*facies*)

Kontinuitas lapisan pasir (*facies*) merupakan pertimbangan yang paling penting dalam faktornya yang mempengaruhi ketidakpastian cadangan hidrokarbon. Dalam hal ini faktor pemilihan *facies* dan distribusinya menjadi fokus utama. Pemilihan *facies* A yang merupakan hasil *facies* dari persebaran *Sequential Indicator Simulation* (SIS) yang merupakan metode geostatistik dengan memunculkan variasi lokal pada pemodelannya, menunjukkan hasil yang relatif lebih kecil dibandingkan dengan *facies* B yang merupakan model dari persebaran *Kriging* yang lebih besar 16-20%. Perolehan probabilitas estimasi nilai cadangan

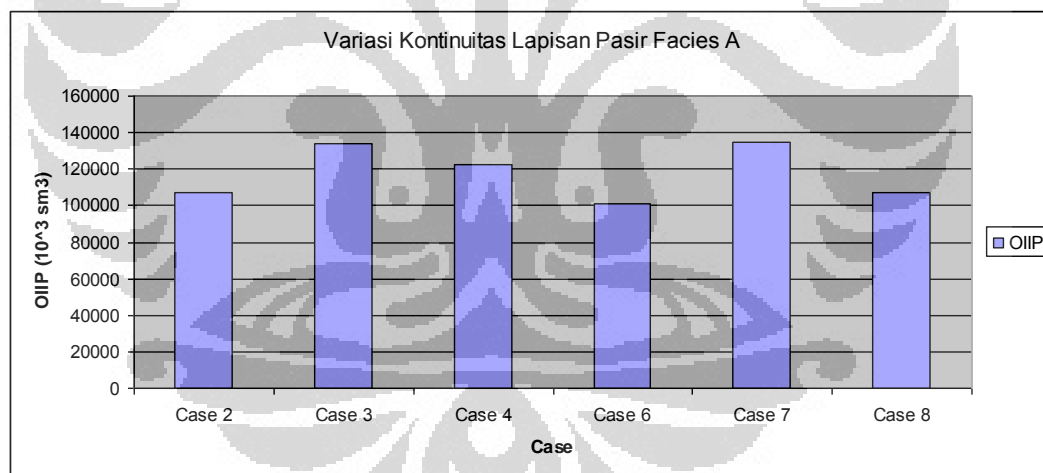
berdasarkan facies ditunjukkan oleh **Tabel 4.7** dan **Tabel 4.8**. Sedangkan varisasi nilai cadangannya ditunjukkan oleh **Gambar 4.10** dan **Gambar 4.11**.

Tabel 4.7 Probabilitas OIIP berdasarkan Facies A

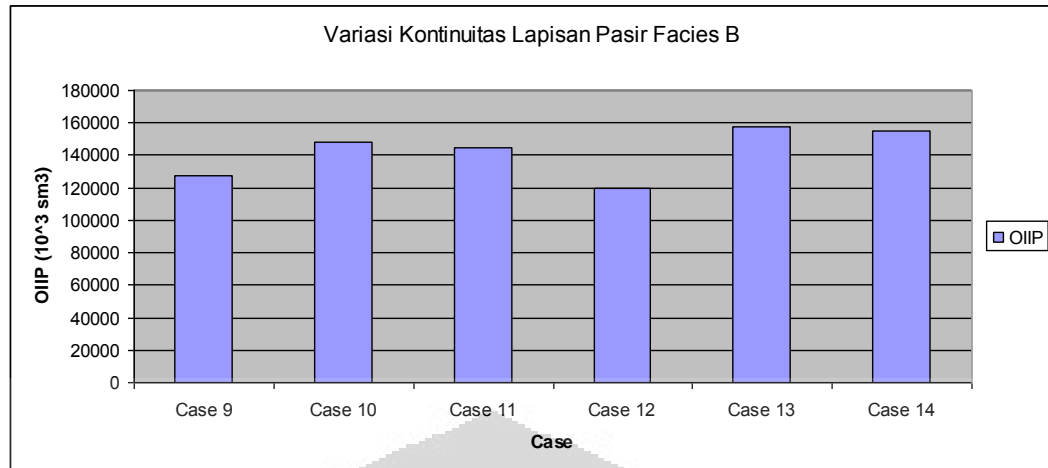
Kategori	OIIP			
	A-A1 [$*10^3$ sm ³]	B-B1 [$*10^3$ sm ³]	C [$*10^3$ sm ³]	TOTAL OIIP [$*10^3$ sm ³]
Min	25758	65197	9893	100848
Medium	34689	79550	8009	122248
Max	36022	66941	31875	134838

Tabel 4.8 Probabilitas OIIP berdasarkan Facies B

Kategori	OIIP			
	A-A1 [$*10^3$ sm ³]	B-B1 [$*10^3$ sm ³]	C [$*10^3$ sm ³]	TOTAL OIIP [$*10^3$ sm ³]
Min	33992	68432	17638	120062
Medium	49063	77141	18300	144504
Max	49880	82784	24610	157274



Gambar 4.10 Variasi perhitungan pada Facies A



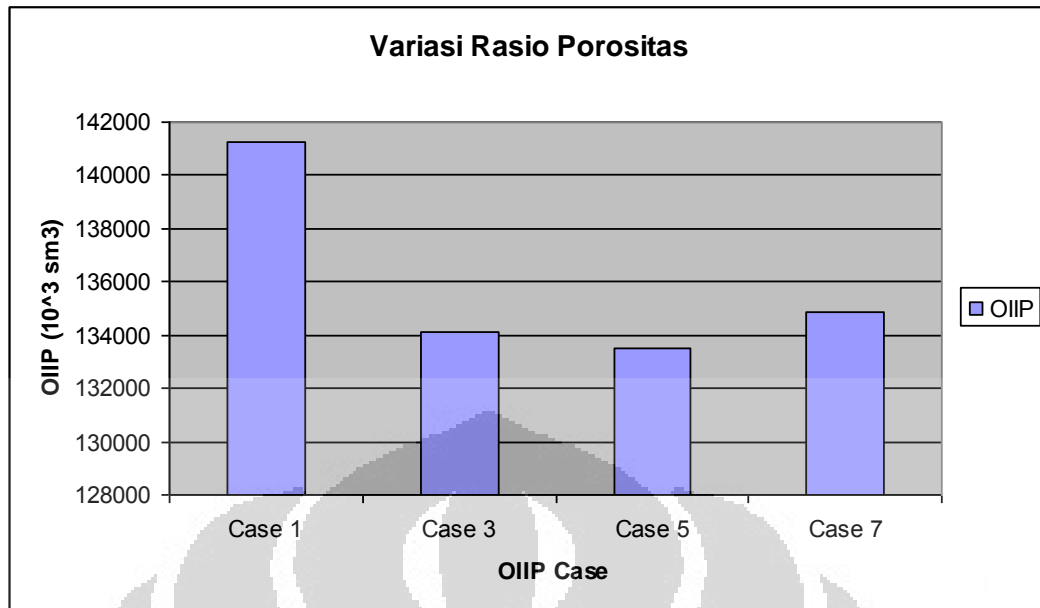
Gambar 4.11 Variasi perhitungan pada Facies B

4.4.2 Rasio Porositas

Properti reservoir porositas dimodelkan dengan 4 skenario, yaitu: secara langsung, dengan facies (A/B) sebagai porositas B, dengan *co-kriging seismic cube AI* (AI Cube) sebagai porositas C, dan dengan facies (A/B) berikut *co-kriging seismic cube AI* (AI Cube) sebagai porositas D. Perolehan probabilitas estimasi nilai cadangan dari 4 variasi nilai porositas ditunjukkan oleh **Tabel 4.9**. Nilai cadangan pada skenario persebaran porositas secara langsung (Porositas A) merupakan nilai terbesar. Diikuti selanjutnya oleh Porositas D, Porositas B, dan nilai yang terkecil pada porositas C. Variasi nilai porositas berkisar antara 5-6% saja, sehingga rasio porositas pada lapangan X ini merupakan faktor ketidakpastian yang kecil. **Gambar 4.12** menunjukkan variasi perhitungan pada porositas.

Tabel 4.9 Probabilitas OIIP berdasarkan variasi porositas

Kategori	OIIP			
	A-A1 [*10 ³ sm ³]	B-B1 [*10 ³ sm ³]	C [*10 ³ sm ³]	TOTAL OIIP [*10 ³ sm ³]
Min	33470	66941	16760	133479
Medium	36022	66941	31875	134838
Max	37695	80869	32973	141254



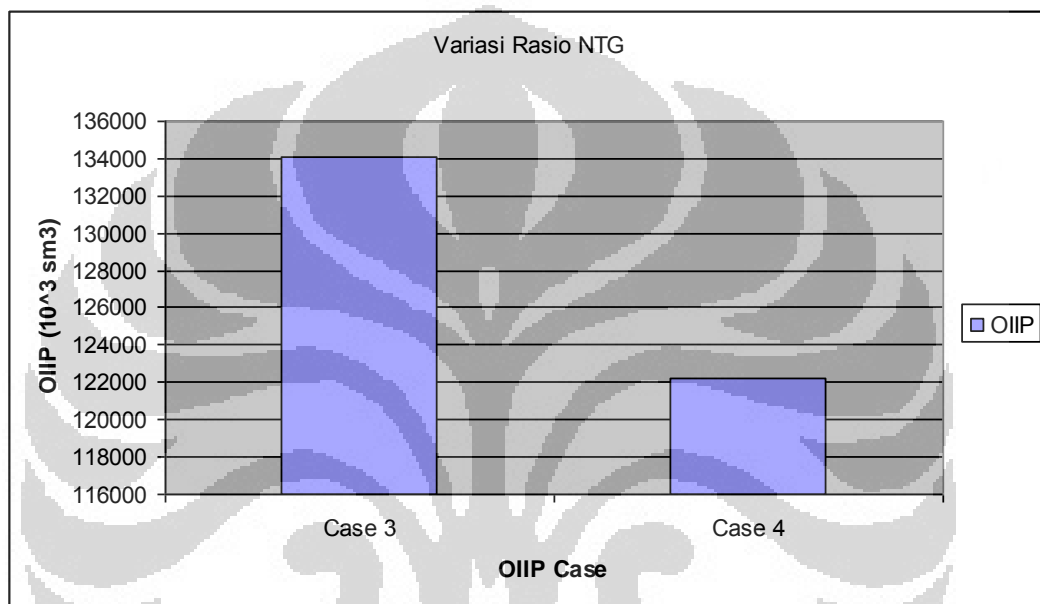
Gambar 4.12 Variasi perhitungan pada porositas

4.4.3 Rasio NTG

Nilai NTG pada dasarnya dapat menggambarkan persebaran volume sand atau non-shale. Hasil dari NTG juga dapat menggambarkan daerah delineasi reservoir yang digunakan untuk perhitungan volumetrik. Pada penelitian ini, skenario NTG dibagi dua, yaitu NTG yang disebar secara langsung (NTG A) dan NTG yang disebar berdasarkan facies (NTG B). Variasi nilai NTG sekitar 9%, sehingga mengategorikan NTG pada ketidakpastian yang moderat. Nilai variasi NTG seharusnya cukup kecil, namun hal ini dikarenakan log pemodelan NTG pada NTG A dan NTG B yang berbeda, dalam NTG B digunakan distribusi normal dengan perata-rataan pada pengelompokannya berdasarkan facies karena log NTG cenderung menunjukkan nilai nol (0) dan satu (1). Probabilitas nilai cadangan berdasarkan variasi NTG ditunjukkan oleh **Tabel 4.10**. **Gambar 4.13** menunjukkan variasi NTG.

Tabel 4.10 Probabilitas OIIP berdasarkan varisasi NTG

Kategori	OIIP			
	A-A1 [$*10^3$ sm ³]	B-B1 [$*10^3$ sm ³]	C [$*10^3$ sm ³]	TOTAL OIIP [$*10^3$ sm ³]
Min	34689	79550	8009	122248
Max	36492	80869	16760	134121



Gambar 4.13 Variasi perhitungan pada NTG

BAB 5

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

5.1 KESIMPULAN

- Dari hasil interpretasi, telah diidentifikasi 5 horison utama (Top, A, B, C, dan D), 10 patahan utama dan 4 patahan batas yang membentuk model reservoir.
- Horison dan patahan tersebut memberikan gambaran struktural dan model reservoir yang terbagi dalam 10 segmen.
- 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 adanya log resistivitas maupun SW, sehingga nilai SW digunakan nilai konstanta 0,3.
- Pemodelan untuk perhitungan cadangan hidrokarbon difokuskan pada 3 layer (A1, B1, dan C) dan dilakukan pada semua segmen dimana sumur-sumur tersebut terdistribusi cukup merata pada areal lingkup data seismik.
- Skenario dalam perhitungan cadangan pada fasies meliputi 2 skenario, Porositas 4 skenario, dan NTG 2 skenario.
- Sebanyak 14 kasus perhitungan dengan pengkondisian tertentu telah dilakukan untuk mengetahui ketidakpastian perhitungan cadangan hidrokarbon.
- Kontinuitas lapisan pasir (*facies*) merupakan faktor ketidakpastian yang paling besar dengan variasi 16-20%, disusul NTG dengan variasi 9%, dan porositas dengan variasi 5-6%.

- Pemodelan properti reservoir dengan melalui pemodelan fasies akan memberikan nilai yang lebih kecil daripada pemodelan secara langsung, namun lebih realistis dibandingkan dengan tanpa dimodelkan fasies karena dapat memisahkan batuan reservoir dengan non-reservoir.

5.2 REKOMENDASI

- Melakukan validasi fasies dengan data sampel batuan inti (*core*) untuk menyesuaikan fasies dari hasil pemodelan stratigrafi berdasarkan log terhadap sampel batuan inti (*core*).
- Melakukan studi atribut seismik seperti amplitude untuk dapat membantu memodelkan fasies.
- Membuat perhitungan nilai pseudo log resistivitas untuk dapat menghitung nilai SW (exp. *Mendrofa's Equation for pseudo resistivity*).
- Hasil pemodelan reservoir (struktural dan properti) dapat digunakan sebagai model input untuk melakukan simulasi reservoir.

DAFTAR ACUAN

- Abriell, William L., 2008, *Reservoir Geophysics: Applications*, Distinguished Instructor Short Course Series No.11, SEG - EAGE
- 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.
- Calderon, J.E, Castagna, J. *Porosity and Lithologic Estimation Using Rock Physics and Multi-attribute transforms in Balcon Field Colombia*. Society of Exploration Geophysics The Leading Edge, February 2007 Vol 26, No. 2; P.142-150.
- Dobrin, Milton B and Savit, Carl H, 1988. *Introduction to Geophysical Prospecting*. McGraw-Hill.
- Fargin, Stuart, 1999. *Model-Based Depth Imaging*, Society of Exploration Geophysicist.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi log*. Schlumberger Oilfield Services
- Koesomadinata, R.P., 1978, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Penerbit ITB
- Margrave, G. F., 2001, *Numerical Methods of Exploration Seismology with Algorithms in Matlab*, Department of Geology and Geophysics, University of Calgary
- Munadi, Suprajitno, 1998, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, Universitas Indonesia.
- Mussett, Alan and Khan, M. Aftab. 2000. *Looking Into the Earth*. Cambridge University Press.
- 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
- Sharma, Prem V. 1997. *Environmental and Engineering Geophysics*. University of Copenhagen. Cambridge University Press.
- Sherrif, Robert E., and Geldart, Lloyd P., 1995, *Exploration Seismology*, Cambridge : Cambridge University Press.
- Singh, V., Hegazy M., and Fontanelli L.. 2009. *Assessment of Reservoir Uncertainties for Development Evaluation and Risk Analysis*. Interpreter's Corner, TLE Buletin, SEG.
- Spectratama Nusantara. 2009. *Studi GGR Tapus*. Joint Study with Pertamina Sumbagsel
- 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.
- Yilmaz, Oz, 1987. *Seismic Data Processing*. Society of Exploration Geophysics, Tulsa.