

**PEMODELAN DAN KARAKTERISASI RESERVOIR
BATUPASIR 1950' DAN 2110' FORMASI BEKASAP
MENGUNAKAN METODA GEOSTATISTIK
DI LAPANGAN RAHMA DAN NALA,
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

TESIS

Karya tulis sebagai salah satu syarat
untuk memperoleh gelar Magister dari
Universitas Indonesia



Oleh
FADHLI RUZI
6305210089

**PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA
BIDANG KHUSUS GEOFISIKA RESERVOIR
PROGRAM PASCASARJANA FMIPA
UNIVERSITAS INDONESIA
J A K A R T A**

LEMBAR PERSETUJUAN

Judul Pemodelan dan Karakterisasi Reservoir Batupasir 1950 dan 2110
Formasi Bekasap Menggunakan Metode Geostatistik di Lapangan
Rahma dan Nala, Cekungan Sumatera Tengah
Nama Fadhli Ruzi
NPM 6305210089

Menyetujui

Pembimbing I

Pembimbing II

(_____)

(_____)

Dr. Abdul Haris

Doni Hernadi, MT

Penguji

(_____)

(_____)

(_____)

Prof. Dr. Suprayitno Munadi Dr. Ricky Adi Wibowo Dr. Adriansyah, M.Sc

Program Studi Magister Fisika

Program Pascasarjana FMIPA UI

Ketua,

Dr. Dedi Suyanto
NIP. 130 935 271

Tanggal Lulus : 31 Mei 2008

KATA PENGANTAR

Bismillah hir Rahman nir Rahim.

Dengan memanjatkan puji dan syukur kepada Allah SWT dan junjungan Nabi Besar Muhammad SAW, atas berkat dan rahmatNya, sehingga karya tulis ini dapat diselesaikan.

Penulisan tesis berjudul PEMODELAN DAN KARAKTERISASI RESERVOIR BATUPASIR 1950 DAN 2110 FORMASI BEKASAP MENGGUNAKAN METODE GEOSTATISTIK DI LAPANGAN RAHMA DAN NALA, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH, ini ditujukan untuk memenuhi kurikulum perkuliahan dan merupakan salah satu persyaratan dalam menempuh ujian Magister Fisika Geofisika Reservoir Program Pascasarjana FMIPA Universitas Indonesia.

Selama penyusunan karya tulis ini, penulis banyak mendapat bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terima kasih yang sebesar – besarnya kepada :

- Papa (Alm), Mama, adik – adik penulis serta seluruh keluarga besar Abrus yang telah memberikan dukungan secara moriil dan materiil, sehingga karya tulis ini dapat diselesaikan.
- Bapak Dr. Abdul Haris selaku Pembimbing I dan Bapak Doni Hernadi, MT selaku Pembimbing II, yang telah banyak memberi petunjuk dan bimbingan dalam penulisan karya tulis ini.
- Bapak Prof. Dr. Suprayitno Munadi, Bapak Dr.Ricky Adi Wibowo, Bapak Dr. Adriansyah, M.Sc yang telah memberikan masukan-masukan dalam penulisan karya tulis ini.
- Bapak Eko Rudi Tantoro yang telah banyak membantu dan membimbing dalam penulisan karya tulis ini.
- Rekan-rekan di BOB PT. BUMI SIAK PUSAKO – PERTAMINA HULU, Reza, Budi, Raihan, Phay, Bundo, Umi, Cak Nur, Mas Deden, Pak Imin, Amat, Pak Is, Mba Ati, Mba Sri, Fani, Devi, dan yang lainnya yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah banyak memberikan bimbingan, dorongan dan bantuan dalam penyusunan karya tulis ini.

- Mas Burhan, Pak Taat, Mas Suryo, Mas Dino, Pak Ildram, Mas Adi, Mas Budi, Hendri, Mas Teguh, Mas Rasyid, Mas Juned dan Mba Narti di Tomang.
- *For my new families*, Eka, Nala, Ari, Rizki, Acong, Tante Tati dan Om Salam, *I love u guys!*
- Seluruh angkatan 2005 Program Pasca Sarjana Geofisika Reservoir Universitas Indonesia.

Penulis menyadari akan keterbatasan kemampuan, sehingga dengan segala kerendahan hati penulis mengharapkan kritik dan saran dari semua pihak demi kesempurnaan tulisan ini. Akhir kata diharapkan agar tulisan ini dapat bermanfaat bagi semua pihak.

Jakarta, Juni 2008

Penulis,

Fadhli Ruzi
6305210089

SARI

PEMODELAN DAN KARAKTERISASI RESERVOIR BATUPASIR 1950 DAN 2110 FORMASI BEKASAP MENGGUNAKAN METODE GEOSTATISTIK DI LAPANGAN RAHMA DAN NALA, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

Oleh:
Fadhli Ruzi

Program Pasca Sarjana Geofisika Reservoir
Universitas Indonesia

Dalam usaha pengembangan lapangan minyak Rahma dan Nala penting untuk dilakukan pemodelan dan karakterisasi reservoir yang meliputi distribusi fasies dan properti reservoir batupasir 1950 dan 2110 Formasi Bekasap yang merupakan salah satu reservoir di lapangan ini. Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan gambaran suatu *play concept* yang lebih baik dalam meningkatkan *performance* lapangan.

Identifikasi distribusi fasies dan properti reservoir menggunakan metoda simulasi kondisional sekuensial yang merupakan salah satu metode geostatistik yang termasuk dalam kategori simulasi berbasis grid dengan mengintegrasikan beberapa data seperti data *core*, data sumur dan data seismik 2D.

Berdasarkan analisa data *core* dan elektrofases, daerah penelitian terdiri dari beberapa fasies pengendapan yakni fasies *channel sand*, fasies *bar sand* dan fasies *marine shale* dimana batupasir 1950 dan 2110 yang menjadi objek penelitian merupakan fasies *channel sand*.

Akibat keterbatasan data maka geometri reservoir fasies *channel sand* tidak dapat diidentifikasi secara pasti. Untuk mengakomodasi ketidakpastian ini maka pemodelan dilakukan berdasarkan tiga skenario yang meliputi lebar dan ketebalan fasies *channel sand* serta arah pengendapan yang akan memberikan 23 realisasi model distribusi fasies. Dari beberapa realisasi model yang dihasilkan, akan di *ranking* dan diuji kebenarannya untuk mendekati kondisi geologi bawah permukaan yang sebenarnya.

ABSTRACT

MODELING AND RESERVOIR CHARACTERIZATION OF 1950 AND 2110 SANDSTONE OF BEKASAP FORMATION USING GEOSTATISTICAL METHOD AT RAHMA AND NALA FIELDS, CENTRAL SUMATERA BASIN

**By :
Fadhli Ruzi**

**Reservoir Geophysics
University of Indonesia**

During the development program of Rahma and Nala fields, it is important to execute modeling and reservoir characterization that is comprised of reservoir properties and facies distribution. The program will focus on two potential reservoir in Bekasap Formation, they are 1950 and 2110 sandstone. The expectation from the evaluation result capability to describe a better play concept in order to increase fields performance.

Identification of reservoir properties and facies distribution in these fields will use Sequential Conditional Simulation. Sequential Conditional Simulation is one of geostatistical method which is categorized as grid base simulation that integrates several data such as core, well data and 2D seismic.

According to core and electrofacies analysis, the field can be differentiated into several depositional facies which are channel sand facies, bar sand facies and marine shale facies while 1950 and 2110 sandstone are known as channel sand facies.

Reservoir geometry cannot be determined easily because of data limitation. To accommodate the uncertainty, the modeling was run by emphasizing 3 scenarios, such as width and thickness of channel sand and azimuth. The scenarios will produce 23 realizations of facies model distribution. All of them will be ranked and will be tested in order to approach real sub surface condition.

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	i
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	xii
BAB I PENDAHULUAN	
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Maksud dan Tujuan Penelitian	2
I.3. Identifikasi dan Batasan Masalah	2
I.4. Ketersediaan Data.....	2
I.5. Metoda Penelitian	3
I.5.1 Geofisika.....	3
I.5.2 Geologi	4
I.5.3 Formasi Evaluasi	4
I.6. Sistematika Penulisan	5
BAB II GEOLOGI REGIONAL	
II.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah	7
II.1.1. Fisiografi	7
II.1.2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah.....	7
II.1.2.1. Formasi Pematang	7
II.1.2.2. Kelompok Sihapas.....	10
II.1.2.3. Formasi Telisa	10
II.1.2.4. Formasi Petani.....	11
II.1.2.5. Formasi Minas	11
II.1.3. Struktur Geologi Sumatera Tengah.....	11
II.2. <i>Petroleum System</i>	12
II.2.1 <i>Trap</i>	12
II.2.2 <i>Reservoir</i>	14
II.2.3 <i>Source Rocks</i>	14
II.2.4 <i>Timing and Migration</i>	14

BAB III KARAKTERISASI RESERVOIR

III.1. Peranan Geostatistik dalam Karakterisasi Reservoir	16
III.2. Alur Kerja Karakterisasi Reservoir	17
III.2.1 <i>Data Gathering</i>	18
III.2.1.1 <i>Horizon dan fault Model</i>	18
III.2.1.2 <i>Marker dan Korelasi Geologi</i>	20
III.2.1.3 <i>Analisa Log</i>	24
III.2.1.4 <i>Analisa Fasies</i>	28
III.2.2 <i>Estimasi Horison FS4,FS5, FS6, FS7 dan FS8</i>	31
III.2.3 <i>Model Grid Reservoir</i>	31
III.2.4 <i>Up-scaling Well (Blocking Well)</i>	33

BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

IV.1 Geologi Batupasir 1950' dan 2110'	36
IV.2 Analisa Data.....	36
IV.2.1. Statistik Univariat	37
IV.2.2 Statistik Bivariat/Multivariat	39
IV.2.3 Pemodelan Variogram	40
IV.2.3.1 <i>Lag</i>	43
IV.2.3.2 <i>Anisotropi</i>	46
IV.3 <i>Multiple Realization</i>	51
IV.4 Teknik Simulasi Bersyarat (<i>Conditional Simulation</i>).....	53
IV.5 Pemodelan Fasies.....	54
IV.6 Pemodelan Porositas	56
IV.7 Pemodelan Permeabilitas	56
IV.8 Pemodelan Swi	56
IV.9 Perhitungan OOIP	58
IV.10 <i>Ranking of Multiple Realization</i>	58

V. KESIMPULAN

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

Lampiran I. Analisa Fasies dan Petrofisika

Lampiran II. Realisasi Pemodelan Fasies dan Properti Reservoir

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Lokasi Penelitian di Blok <i>Coastal Plain Pekanbaru</i>	1
Gambar 1.2. Diagram Alir Metodologi Penelitian	5
Gambar 2.1. Kerangka Tektonik Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)	8
Gambar 2.2. Arah umum patahan pada Cekungan Sumatra Tengah (Mertosono, dan Nayoan, 1974 ; dalam Heidrick and Aulia,1993)	13
Gambar 2.3. Lokasi penelitan yang terletak di jalur migrasi hidrokarbon dari Bengkalis <i>Graben</i>	15
Gambar 3.1. Alur kerja karakterisasi, yang dilakukan penulis hingga <i>multirealization</i> dan <i>rangking</i>	17
Gambar 3.2. Interpretasi seismik 2D line 7635.....	18
Gambar 3.3. Kerangka struktural lapangan Rahma dan Nala.....	19
Gambar 3.4. Peta struktur Lapangan Rahma dan Nala.....	19
Gambar 3.5. Tipikal <i>log</i> dan <i>marker</i> stratigrafi di Lapangan Rahma dan Nala	20
Gambar 3.6. Korelasi stratigrafi antar sumur di Lapangan Rahma dan Nala	23
Gambar 3.7. Rekonstruksi <i>log</i> menunjukkan kesesuaian antara rekonstruksi <i>log</i> dengan <i>log</i> hasil pengukuran.....	24
Gambar 3.8. Kalibrasi estimasi porositas <i>log</i> dengan porositas <i>core</i>	25
Gambar 3.9. Hasil perhitungan porositas pada sumur Rahma-01.....	25
Gambar 3.10. Kalibrasi estimasi permeabilitas <i>log</i> dengan permeabilitas <i>core</i>	26
Gambar 3.11. Hasil perhitungan permeabilitas pada sumur Rahma-01.....	26
Gambar 3.12. Posisi <i>Free Water Level</i> (FWL) pada masing-masing lapangan	27
Gambar3.13. (a) Crossplot harga J dan Sw untuk batupasir 1950 sd (b) Crossplot harga J dan Sw untuk batupasir 2110 sd.....	27
Gambar 3.14. Hasil perhitungan Sw pada sumur Rahma-01	28

Gambar 3.15. Deskripsi <i>core</i> sumur BGS-03	29
Gambar 3.16. Pengelompokkan fasies berdasarkan properti reservoir.....	30
Gambar 3.17. Kalibrasi analisa elektrofases dengan fasies <i>core</i> sumur BGS-03.....	30
Gambar 3.18. Analisa fasies berdasarkan metode neural network pada sumur Rahma-01	31
Gambar 3.19. Peta <i>isochore</i> masing-masing interval horison.....	32
Gambar 3.20. Pembagian zona dalam kerangka 3D	32
Gambar 3.21. Model <i>layer grid</i> 3D Lapangan Rahma dan Nala	33
Gambar 3.22. Perbandingan antara fasies sumur dan fasies hasil <i>up scaling (blocking well)</i> yang memperlihatkan distribusi yang hampir sama	34
Gambar 3.23 <i>Blocking well</i> fasies pada tiap sumur di Lapangan Rahma dan Nala	35
Gambar 4.1 Paleogeografi lingkungan pengendapan Sihapas Group di Cekungan Sumatera Tengah (Williams dan Eurbank, 1995)	37
Gambar 4.2 Histogram dan distribusi normal nilai porositas pada fasies <i>marine shale</i>	38
Gambar 4.3 Histogram dan distribusi normal nilai porositas pada fasies <i>channel sand</i>	38
Gambar 4.4 Histogram dan distribusi normal nilai porositas pada fasies <i>bar sand</i>	38
Gambar 4.5 Histogram dan distribusi normal nilai permeabilitas pada fasies <i>marine shale</i>	39
Gambar 4.6 Histogram dan distribusi normal nilai permeabilitas pada fasies <i>channel sand</i>	39
Gambar 4.7. Histogram dan distribusi normal nilai permeabilitas pada fasies <i>bar sand</i>	39
Gambar 4.8 a. Variogram model linier b. Variogram model parabolik	41
Gambar 4.9 Tiga model variogram dengan <i>sill</i>	41
Gambar 4.10 Tipikal model variogram.....	43

Gambar 4.11	Ilustrasi <i>vertical lag distance</i>	44
Gambar 4.12	Ilustrasi <i>horizontal lag distance</i>	45
Gambar 4.13	a.Variogram dengan anistropi geometrik b.Variogram dengan anistropi zonal.....	47
Gambar 4.14	Analisa variogram terhadap fasies <i>channel sand</i>	48
Gambar 4.15	Analisa variogram terhadap fasies <i>bar sand</i>	48
Gambar 4.16	Analisa variogram terhadap fasies <i>marine shale</i>	49
Gambar 4.17	Analisa variogram tipe <i>exponential</i> terhadap distribusi porositas pada fasies <i>channel sand</i>	50
Gambar 4.18	Analisa variogram tipe <i>exponential</i> terhadap distribusi porositas pada fasies <i>bar sand</i>	50
Gambar 4.19	Analisa variogram tipe <i>exponential</i> terhadap distribusi porositas pada fasies <i>marine shale</i>	51
Gambar 4.20	Histogram ketebalan fasies <i>channel sand</i> di zona 2.....	52
Gambar 4.21	Hubungan antara ketebalan dan lebar <i>distributary channel</i> di modern model Delta Mahakam (Allen,).....	53
Gambar 4.22	Model fasies realisasi 1 pada zona 2 di LapanganRahma dan Nala	55
Gambar 4.23	Model fasies realisasi 2 pada zona 2 di LapanganRahma dan Nala	55
Gambar 4.24	Model distribusi porositas realisasi 1 pada zona 2 di Lapangan Rahma dan Nala	56
Gambar 4.25	Model distribusi permeabilitas realisasi 1 pada zona 2 di Lapangan Rahma dan Nala	57
Gambar 4.26	Model distribusi Swi realisasi 1 pada zona 2 di Lapangan Rahma dan Nala	57
Gambar 4.27	Grafik <i>ranking</i> model reservoir berdasarkan nilai volumetrik	59
Gambar 4.28	Realisasi 18 yang memperlihatkan model fasies dan properti reservoir.....	59
Gambar 4.29	Realisasi 15 yang memperlihatkan model fasies dan properti reservoir.....	60

Gambar 4.30 Realisasi 2 yang memperlihatkan model fasies dan properti reservoir..... 60



DAFTAR TABEL

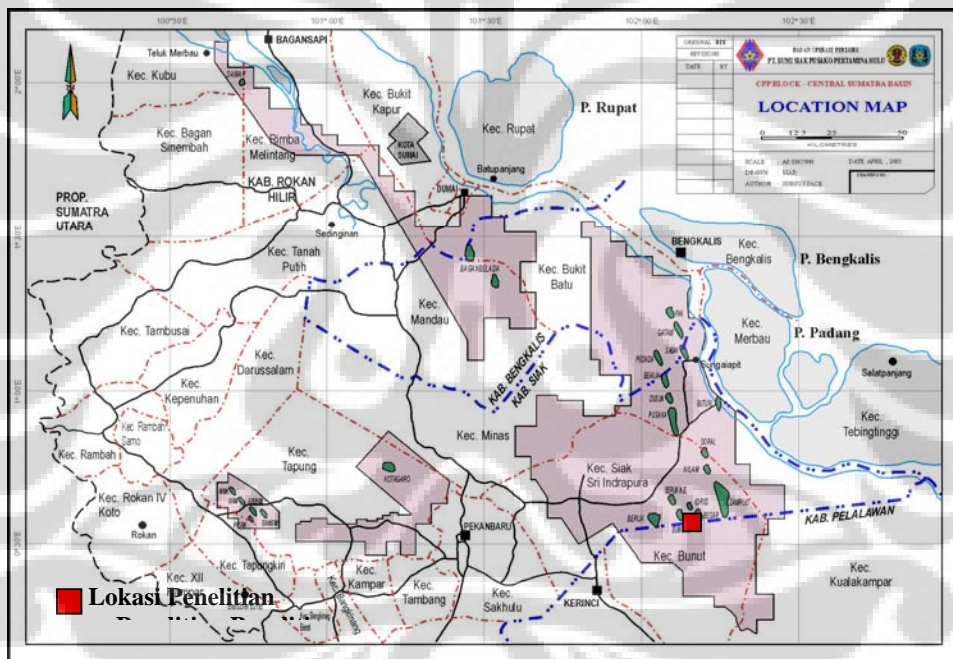
Tabel 1.1.	Data <i>log</i> yang tersedia pada tiap sumur.	3
Tabel 2.1.	Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Hendrick dan Aulia,1993)	9
Tabel 3.1	Pembagian zona berdasarkan metode sekuenstratigrafi di Lapangan Rahma dan Nala	22
Tabel 3.2	Pengelompokkan fasies berdasarkan properti reservoir.....	30
Tabel 3.3	Pembagian grid dalam tiap zona di lapangan Rahma dan Nala	33
Tabel 4.1	Parameter <i>uncertainty</i> geometri fasies channel sand di Lapangan Rahma dan Nala	51
Tabel 4.2	Perhitungan OOIP untuk batupasir 1950 dan 2110 dari metode volumetrik	58

BAB I

PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Blok *Coastal Plains* Pekanbaru (CPP) diserahkan kepada BOB PT. BSP – Pertamina Hulu pada tanggal 9 Agustus 2002. Lapangan Rahma dan Nala merupakan dua lapangan minyak yang terdapat di Blok *Coastal Plains* Pekanbaru (CPP), yang terletak di sebelah timur kota Pekanbaru, kurang lebih berjarak ± 100 km (gambar 1.1). Lapangan Rahma dan Nala terletak saling berdekatan yang dipisahkan oleh suatu *saddle* dan merupakan *against fault structure* dari patahan utama yang berarah baratlaut-tenggara di bagian selatan dari blok CPP.



Gambar 1.1. Lokasi Penelitian di Blok *Coastal Plain* Pekanbaru.

Pemilihan topik tugas akhir ini difokuskan pada pemodelan geologi ke dua lapangan minyak tersebut, dilatarbelakangi oleh ketidakpastian mengenai besaran geometri reservoir serta arah penyebarannya dibawah permukaan bumi, hal ini disebabkan ke dua lapangan tersebut hanya mempunyai data seismik 2D saja yang memiliki keterbatasan dalam dimensi, sehingga sangat sulit membuat model geologi dalam dimensi ruang 3 dimensi serta tidak semua sumur pemboran memiliki data *core* sehingga heterogenitas dari reservoir tidak teridentifikasi dengan baik.

Untuk mengidentifikasi kondisi bawah permukaan bumi dalam ruang dan waktu geologi, maka perlu dikaji dengan menggunakan metode yang tepat, salah satunya dengan menggunakan metoda geostatistik berdasarkan informasi aspek geofisika, geologi dan petrofisika sebagai data *input*.

I.2. Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dari penulisan tesis ini adalah sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan Program Magister Geofisika Reservoir di Universitas Indonesia.

Dan tujuan dari penulisan ini adalah melakukan pemodelan geostatistik untuk memodelkan kondisi geologi lapangan Rahma dan Nala, sehingga mendekati kondisi bawah permukaan yang sebenarnya didalam ruang dan waktu geologi

I.3. Identifikasi dan Batasan Masalah

Permasalahan utama di lapangan Rahma dan Nala adalah keterbatasan data dimana lapangan penelitian hanya dilewati oleh seismik 2D yang mempunyai keterbatasan dimensi dan tidak adanya data *core*, sehingga sangat sulit untuk mengidentifikasi :

- Perkembangan geometri fasies reservoir batupasir penghasil hidrokarbon.
- Heterogenitas reservoir batupasir penghasil hidrokarbon.
- kompartementalisasi struktur lapangan-lapangan produksi ini.

Melihat permasalahan yang cukup kompleks, maka penulis membatasi permasalahan pada perkembangan geometri reservoir penghasil hidrokarbon, yang belum teridentifikasi secara detail yang dititikberatkan pada pemodelan geostatistik untuk menghasilkan beberapa realisasi model geologi (*earth model*) yang akan dipilih berdasarkan validasi statik (properti reservoir dan elektofasies) dengan objek penelitian reservoir batupasir Formasi Bekasap yaitu batupasir 1950' di lapangan Rahma dan batupasir 2110' di lapangan Nala dimana keduanya berhubungan secara genetik.

I.4. Ketersediaan Data

Data yang tersedia terdiri dari data :

- Data log sumur.
- Seismik 2D.

Sampai saat ini jumlah sumur yang terdapat di lapangan Rahma dan Nala berjumlah 7 sumur dan dua diantaranya kering yaitu sumur Rahma-03 dan Nala-02. Masing-masing sumur mempunyai kumpulan data *log* seperti yang terlihat pada tabel 1.1. Data geofisika yang terdapat

di lapangan Rahma dan Nala berupa data seismik 2D terdiri dari 25 lintasan seismik dengan tahun survei yang berbeda-beda.

Tabel 1.1. Data *log* yang tersedia pada tiap sumur.

	CALI	GR	SP	LLD	LLS	MSFL	NPHI	DRHO	RHOB	DT	PEF	XCAL
Rahma-01	√	√	√	√	√	√	-	√	√	√	-	√
Rahma-02	-	√	√	√	√	√	-	√	√	-	-	√
Rahma-03	-	√	√	√	√	√	-	√	√	-	-	√
Rahma-04	√	√	√	√	√	√	√	√	√	-	-	-
Nala-01	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	-
Nala-02	-	√	√	√	√	√	√	-	√	-	-	-
Nala-03	√	√	√	√	√	√	√	√	√	-	√	-

I.5. Metoda Penelitian

Pada penelitian ini, metode yang digunakan adalah simulasi kondisional sekuensial, yang termasuk dalam kategori simulasi berbasis grid. Metode ini merupakan metode *grid base* dimana perkiraan (estimasi) nilai setiap lokasi dilakukan dengan urutan acak sehingga menghasilkan berbagai kemungkinan realisasi. Pada setiap lokasi, nilai variabel dan faktor ketidakpastian lokal disimulasikan berdasarkan nilai estimasi tersebut. Dari beberapa realisasi model yang dihasilkan, akan diranking dan diuji kebenarannya untuk mendekati kondisi geologi bawah permukaan yang sebenarnya.

Ruang lingkup penelitian hanya meliputi analisa geostatistik saja, sedangkan analisa geofisika, geologi dan formasi evaluasi, tidak dilakukan penulis. Penulis hanya menggunakan hasil analisa peneliti sebelumnya sebagai data parameter masukan (data *input*) ke dalam simulator *modelling*. Maka penelitian ini mengacu pada beberapa asumsi, yaitu :

1. Data *input* dari analisa geofisika (horison dan *fault model*), geologi (fasies dan *marker*), dan evaluasi formasi (porositas, permeabilitas serta *Sw initial*), diasumsikan sudah benar.
2. Model fasies *core* lapangan terdekat yang digunakan pada lapangan Rahma dan Nala dan diasumsikan mempunyai kondisi geologi yang relatif sama.
3. Pembuatan lapisan untuk setiap sekuen (zona) dalam grid 3D *geocelular*, berdasarkan asumsi rata-rata tebal dari fasies setiap data sumur.
4. Data *raw* yang berubah akibat dari proses *blocking well*, diasumsikan tidak lebih dari 1%, untuk menghindari penambahan atau pengurangan perhitungan cadangan yang signifikan.

I.5.1. Geofisika

Interpretasi data seismik 2D struktur lapangan Rahma dan Nala, diawali dengan pekerjaan *picking* horison seismik serta *fault*, yang diikat dengan data seismik 3D struktur

lapangan Bungsu, dengan menggunakan aplikasi 2D/3D seismik, sehingga diperoleh horison seismik 3D dan *fault model* 3D.

I.5.2. Geologi

Interpretasi geologi diawali dengan deskripsi *core* yang merupakan data kunci untuk membangun model fasies, akan tetapi pada struktur lapangan Rahma dan Nala, tidak ada data *core*, sehingga digunakan data *core* pada struktur lapangan Bungsu yang merupakan lapangan terdekat. Tahapan selanjutnya adalah melakukan korelasi *log* berdasarkan konsep sekuenstratigrafi untuk mengidentifikasi kedudukan lapisan reservoir objektif didalam susunan lapisan-lapisan batuan yang berhubungan secara genetik, yang dibatasi pada bagian bawah dan atasnya oleh ketidakselarasan atau keselarasan padanannya dalam kerangka kronostratigrafi. Data *log* dan *core* merupakan data utama yang digunakan untuk menghubungkan lapisan-lapisan yang berhubungan secara genetik.

I.5.3. Evaluasi Formasi

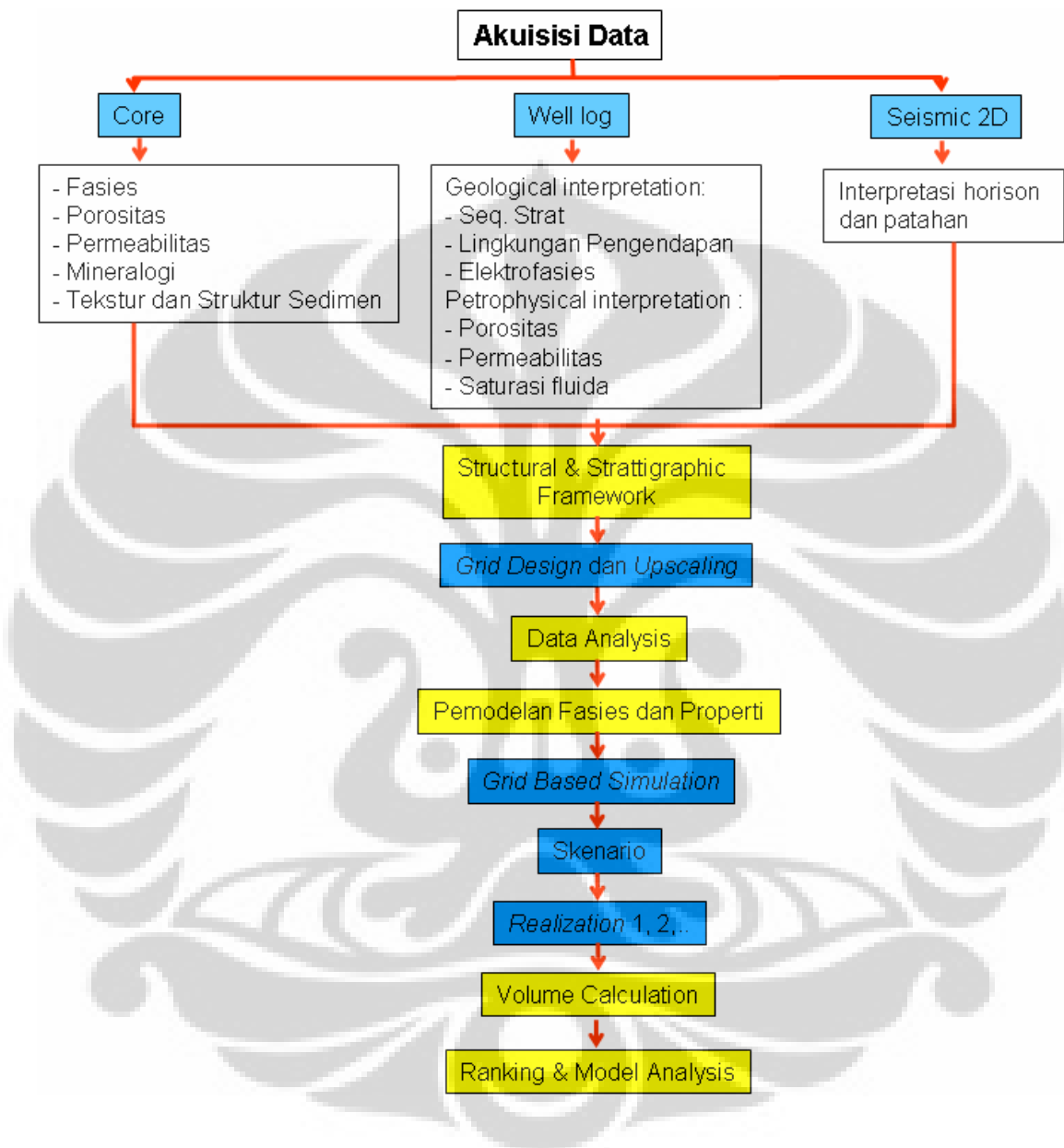
Pekerjaan formasi evaluasi *log*, pada prinsipnya adalah untuk memprediksi :

1. Sifat fisik dari reservoir objektif seperti porositas dan permeabilitas, yang telah dikalibrasi dengan data *core*.
2. Saturasi awal (*initial saturation*) berdasarkan *cross plot* “*best fit*” antara besaran porositas dan permeabilitas dengan menggunakan persamaan saturasi *J function* untuk mendapatkan parameter konstanta petrofisik a dan b, yang akan diinputkan kedalam simulator geostatistik.
3. Elektrofases merupakan interpretasi kuantitatif dari data *log* untuk mendapatkan model fasies berdasarkan klas-klas (*clustering*) pada suatu populasi. Banyak metoda *clustering* yang digunakan diantaranya adalah *Multi Resolution Graph based Clustering* yang mempunyai kelebihan dimana sebaran fasies secara vertikal dapat dikontrol secara statistik dan grafis.

Tahapan penelitian ini secara berurutan sebagai berikut :

1. Memvalidasi data-data geofisika, geologi dan petrofisika yang tidak dilakukan oleh penulis, dan kemudian dimasukkan ke dalam simulator geostatistik, untuk diselaraskan satu dengan yang lainnya hingga sesuai.
2. Membuat *grid cell* 3D dengan mempertimbangkan ketebalan rata-rata fasies untuk setiap sekuen serta melakukan *blocking well* data sumur, dengan ketentuan tidak melebihi dari 1%.
3. Mendistribusikan fasies serta sifat fisiknya ke dalam *grid cell* 3D dengan menggunakan fungsi statistik (*pixel based*) untuk mencari hubungan ruang (*spatial relationship*) antara data sampel.

Secara garis besar alur kerja di dalam penelitian ini dapat dilihat pada gambar 1.2 dibawah ini.



Gambar I.2. Diagram Alur Metodologi Penelitian

I.6. Sistematika Penulisan

Penulisan tesis dibagi kedalam beberapa bab dan sub-bab. Bab satu membahas secara singkat latar belakang, identifikasi dan batasan permasalahan, maksud dan tujuan, metoda penelitian yang meliputi asumsi dan diagram alur yang digunakan studi ini, dan sistematika penulisan tesis. Gambaran keadaan geologi meliputi tektonik dan stratigrafi serta *petroleum*

system pada daerah studi dijabarkan secara detil pada bab dua. Kemudian dilanjutkan dengan bab tiga yang berisi langkah-langkah dan prosedur analisa data meliputi analisa geofisika, geologi dan petrofisik. Hasil analisa dan pembahasan secara detail dibahas pada bab empat, kemudian ditutup dengan kesimpulan dan saran untuk pengembangan di waktu yang akan datang pada bab lima.



BAB II

GEOLOGI REGIONAL

II.1 Geologi Regional Cekungan Sumatra Tengah

II.1.1 Fisiografi

Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan minyak bumi terbesar dan paling produktif di Indonesia yang menghasilkan hampir setengah dari produksi minyak bumi Indonesia.

Cekungan ini merupakan cekungan busur belakang (*back-arc basin*) yang berkembang sepanjang tepi barat daya Paparan Sunda sebagai akibat penunjaman arah N6⁰E Lempeng Samudra Hindia terhadap Lempeng Benua Eurasia dan termanifestasi sebagai ekspulsi *microplate* Asia Tenggara. Akibat lain dari tumbukan tersebut menyebabkan pada dataran utama Sumatra banyak dijumpai struktur aktif dengan arah barat laut yaitu Punggungan Luar Busur (*Outer-Arc Ridge*), Cekungan Luar Busur (*Outer-Arc Basin*), Busur Vulkanik Barisan dan Sesar Besar Sumatra (*Great Sumatra Fault Zone*). Fenomena pada Zaman Kenozoikum Akhir tersebut juga menghasilkan Busur Asahan berarah utara-timur laut, dataran tinggi Lampung dan Busur Tigapuluh berarah timur-timur laut (Gambar 2.1; Hendrick dan Aulia, 1993). Busur dan dataran tinggi ini membatasi cekungan sedimenter di Sumatra menjadi Cekungan Sumatra Utara, Cekungan Sumatra Tengah dan Cekungan Sumatra Selatan.

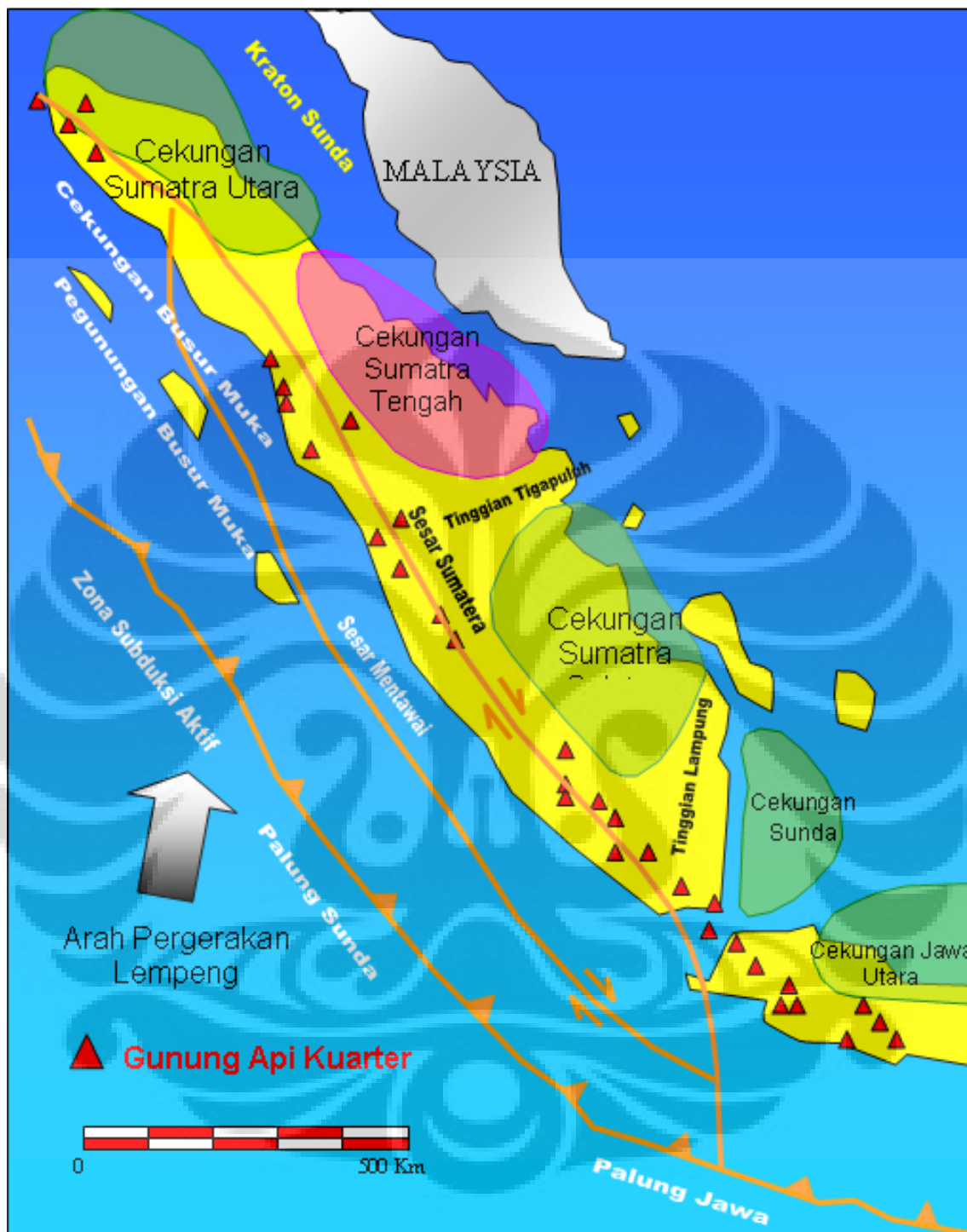
Bagian barat laut Cekungan Sumatra Tengah dibatasi oleh Busur Asahan, bagian barat daya dibatasi Busur Vulkanik dan Pegunungan Barisan, sebelah tenggara oleh Tinggian Tigapuluh dan sebelah timur laut berbatasan dengan Paparan Sunda/Selat Malaka (Gambar 2.1; Hendrick dan Aulia, 1993).

II.1.2 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah

Menurut Mertosono dan Nayoan, 1974 (dalam Heidrick and Aulia, 1993) unit Stratigrafi Tersier regional Cekungan Sumatra Tengah dibagi menjadi lima unit, yang berumur dari Kala Paleogen sampai Kuartar. Kelima kelompok tersebut yaitu Formasi Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani dan terakhir Formasi Minas (Tabel 2.1).

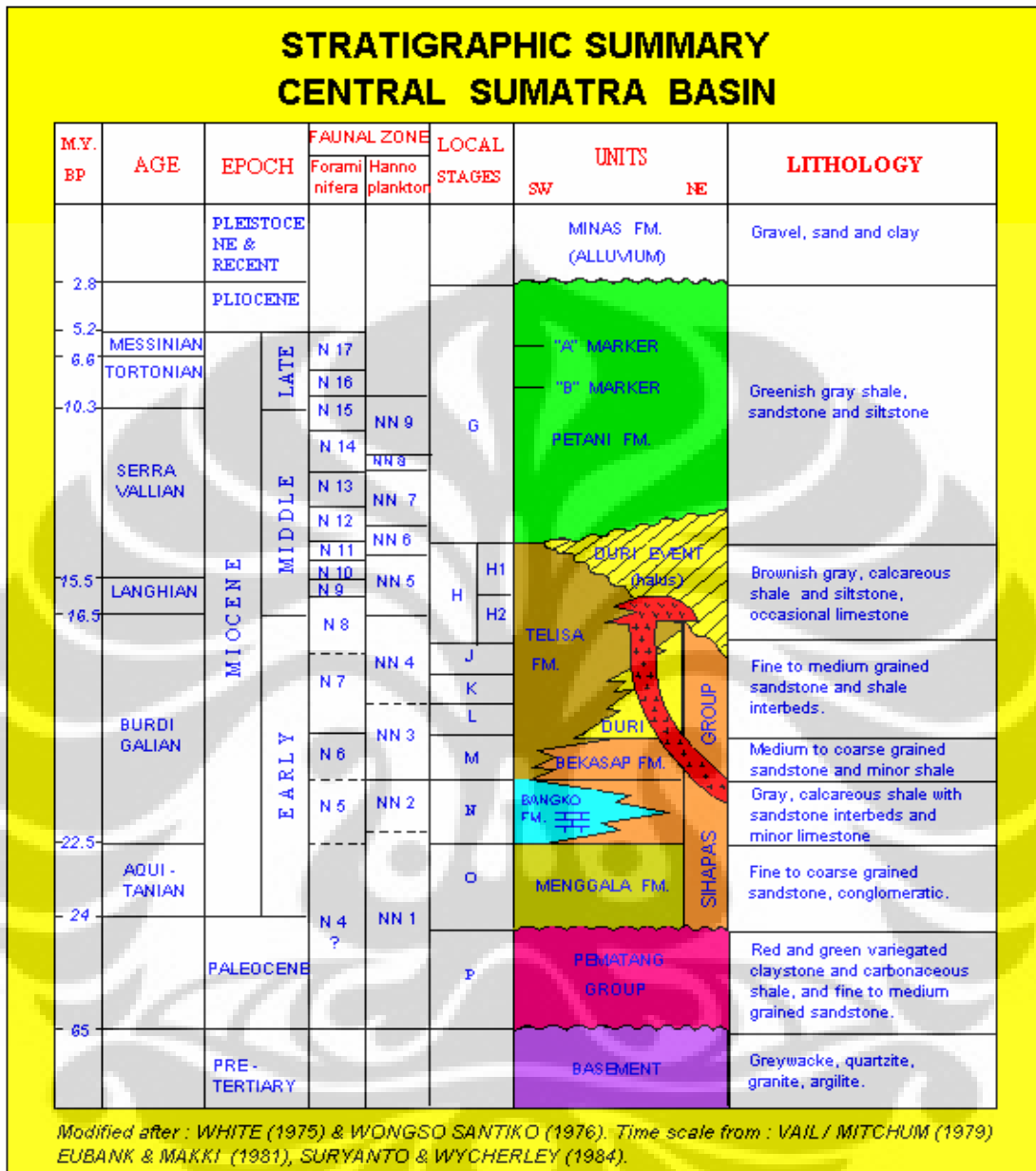
II.1.2.1 Formasi Pematang

Formasi Pematang berumur Eo-Oligosen (50-24 Ma) menumpang tidak selaras di atas batuan dasar. Formasi ini terjadi akibat tektonik ekstensi yang membentuk *half graben*.



Gambar 2.1 : Kerangka Tektonik Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1993).

Tabel 2.1 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Hendrick dan Aulia,1993)



Distribusi sedimen diperkirakan berasal dari blok yang mengalami pengangkatan melalui proses fluviatil, sedangkan blok lain yang turun menjadi danau. Sedimen-sedimen pada kelompok ini umumnya didominasi fasies danau dan fasies sungai. Fasies danau terdiri dari batulempung dan batupasir halus berselingan dengan serpih kaya organik dan menjadi batuan induk di Cekungan Sumatra Tengah. Fasies sungai / aluvial terdiri dari konglomerat, batupasir kasar dan batulempung aneka warna.

II.1.2.2. Kelompok Sihapas

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Pematang pada Kala Oligosen Akhir sampai Miosen Awal dan menjadi sekuen transgresif yang menghalus ke atas. Kedua kelompok tersebut saling berhubungan secara genetik. Kelompok ini didominasi oleh endapan batupasir dan serpih. Kelompok Sihapas meluas ke seluruh cekungan dan tertutup oleh sedimen laut di bagian atas (Formasi Telisa) yang menunjukkan puncak proses transgresi. Kelompok Sihapas terbagi menjadi empat Formasi, dari bagian bawah yaitu:

1. Formasi Menggala

Merupakan formasi paling tua dalam kelompok Sihapas, yang diperkirakan berumur N4 atau Miosen Awal. *Litologinya* tersusun atas batupasir halus sampai kasar yang bersifat konglomeratan. Lingkungan pengendapannya berupa *braided river* sampai *nonmarine* (Dawson, et.al, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 1800 ft.

2. Formasi Bangko

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala dan berumur N5 atau Miosen Awal. Lingkungan pengendapan Formasi ini adalah *open marine shelf* dipengaruhi oleh intertidal dan laut. *Litologinya* berupa serpih abu-abu bersifat gampingan, berselingan dengan batupasir halus sampai sedang. Ketebalan formasi ini mencapai 300 ft.

3. Formasi Bekasap

Diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko pada lingkungan *estuarine intertidal*, *inner-neritic* sampai *middle/outer neritic* (Dawson, et.al, 1997) dan mempunyai kisaran umur dari akhir N5 sampai N8. *Litologi* penyusunnya adalah batupasir glaukonitan di bagian atas serta sisipan serpih, batugamping tipis dan lapisan batubara. Ketebalan formasi ini sekitar 1300 ft.

4. Formasi Duri

Merupakan bagian paling atas dari Kelompok Sihapas. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bekasap dan diperkirakan berumur N9 (Miosen Awal) pada lingkungan *barrier bar complex* dan *prodelta shelf*. *Litologi* penyusunnya berupa batupasir mikaan berukuran halus sampai medium diselingi serpih dan sedikit batugamping. Ketebalan formasi ini maksimum 900 ft.

II.1.2.3 Formasi Telisa

Formasi Telisa yang berumur Miosen Awal - Miosen Tengah (N9-N14) diendapkan secara menjari dengan bagian paling atas Kelompok Sihapas (Formasi Duri). Formasi ini tersusun dari suksesi batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batugamping dan batupasir glaukonitik berbutir halus yang menunjukkan lingkungan pengendapan litoral dalam dan luar.

Pengaruh laut terlihat semakin jelas ke arah atas. Perubahan litologi dan fauna yang cukup jelas terlihat pada bagian atas Formasi Telisa dan menunjukkan awal fase regresif Miosen Tengah dari siklus Neogen yaitu awal pengendapan Formasi Petani.

II.1.2.4 Formasi Petani

Formasi Petani diendapkan tidak selaras di atas Formasi Telisa dan Kelompok Sihapas pada Kala Miosen Tengah - Pleistosen pada lingkungan laut yang berubah menjadi daerah payau sampai darat. Formasi Petani merupakan awal dari fase regresif yang mengakhiri periode panjang transgresi di Cekungan Sumatra Tengah. Formasi ini tersusun oleh sekuen monoton serpih – *mudstone* dan interkalasi batupasir minor dan batulanau yang ke arah atas menunjukkan pendangkalan lingkungan pengendapan dan penyusutan pengaruh laut. Kontak antara Formasi Petani dengan Formasi Telisa kecuali di areal paling barat merupakan suatu hiatus yang diindikasikan oleh zona fauna yang hilang.

II.1.2.5 Formasi Minas

Formasi Minas merupakan Endapan Kuartar yang menumpang secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Formasi ini tersusun oleh lapisan-lapisan tipis kerikil, pasir dan lempung yang mencirikan endapan aluvial. Proses pengendapan Formasi Minas masih berlangsung sampai saat ini.

II.1.3 Struktur Geologi Sumatra Tengah

Pengaruh yang cukup besar dari tumbukan antara Lempeng Samudra Hindia dengan Lempeng Asia terlihat jelas pada struktur geologi Cekungan Sumatra Tengah. Posisi tumbukan yang menyudut menimbulkan *dekstral wrenching stress* yang kuat, sehingga struktur yang banyak di jumpai di Cekungan Sumatra Tengah memiliki karakteristik *tectonic wrench* (sesar besar miring). Struktur tersebut ciri lain tektonik Cekungan Sumatra Tengah adalah patahan blok dan patahan *transcurrent* seperti pengangkatan, tektonik gravitasi pergerakan meluncur dan lipatan kompresi. Arah struktur utama pada Cekungan Sumatra Tengah terbagi menjadi dua arah utara barat laut – selatan tenggara pada struktur yang lebih tua dan arah barat laut – tenggara struktur yang lebih muda (Gambar 2.2).

Menurut Heidrick dan Aulia (1993), ada tiga episode tektonik Kenozoik di Cekungan Sumatra Tengah yang merupakan proses reaktivasi berulang (rejim kompresi-ekstensi) terhadap elemen-elemen struktur yang terjadi sebelumnya atau struktur pre-Kenozoik (F_0). Deformasi F_0 menghasilkan struktur berarah barat laut-tenggara yang tercermin pada zona lipatan-patahan Otak, pengangkatan Rokan-Kempas-Beruk, Sakai *trough* berumur Paleogene, Sinklin Siak Kecil, Antiklin Sembilan, dan zona lipatan-patahan Bimbi. Umurnya adalah Trias Akhir-Jura Awal (Pulunggono dan Cameron, 1984; dalam Heidrick and Aulia, 1993). Episode F_0 ini kemudian diberi nama sebagai Episode Beruk

yang berhubungan dengan pengangkatan Rokan dan Kempas. Deformasi sepanjang Zona Otak adalah *wrenching* ke arah kanan yang menunjukkan bahwa tegasan utamanya berarah utara barat laut – selatan tenggara (Heidrick and Aulia,1993). F_0 ini mengalami reaktivasi kompresi pada Kala Eo-Oligosen dan Mio-Pliosen menyebabkan ketidakhadiran Formasi Pematang (Koning dan Darmono, 1984 dalam Heidrick and Aulia,1993).

Episode pertama Kenozoik (F_1) berlangsung pada Kala *Eo-Oligocene* (50-26 Ma) akibat tumbukan subkontinen India dengan Asia Tenggara (40-45 Ma). Episode ini menghasilkan sistem rekahan *transtensional* berupa *rifting* (utara-utara timur laut) sepanjang batuan alas (barat-barat laut).

Kedua arah yang dihasilkan oleh deformasi F_0 dan F_1 membentuk perpotongan *rhomboid*. Bentuk struktur geologi akibat produk ekstensi F_1 ini adalah sesar tumbuh sepanjang waktu pengendapan Formasi Pematang, Menggala, Bekasap dan bahkan awal Telisa. F_1 juga berperan besar dalam pembentukan *depocenter* batuan induk/ruang akomodasi sebagai dapur pembentukan minyak bumi di Cekungan Sumatra Tengah. Pada periode *rifting* F_1 ini, di *Bengkalis trough* juga terjadi inversi *pop-up* pada Jaman Formasi Pematang sampai dengan Menggala.

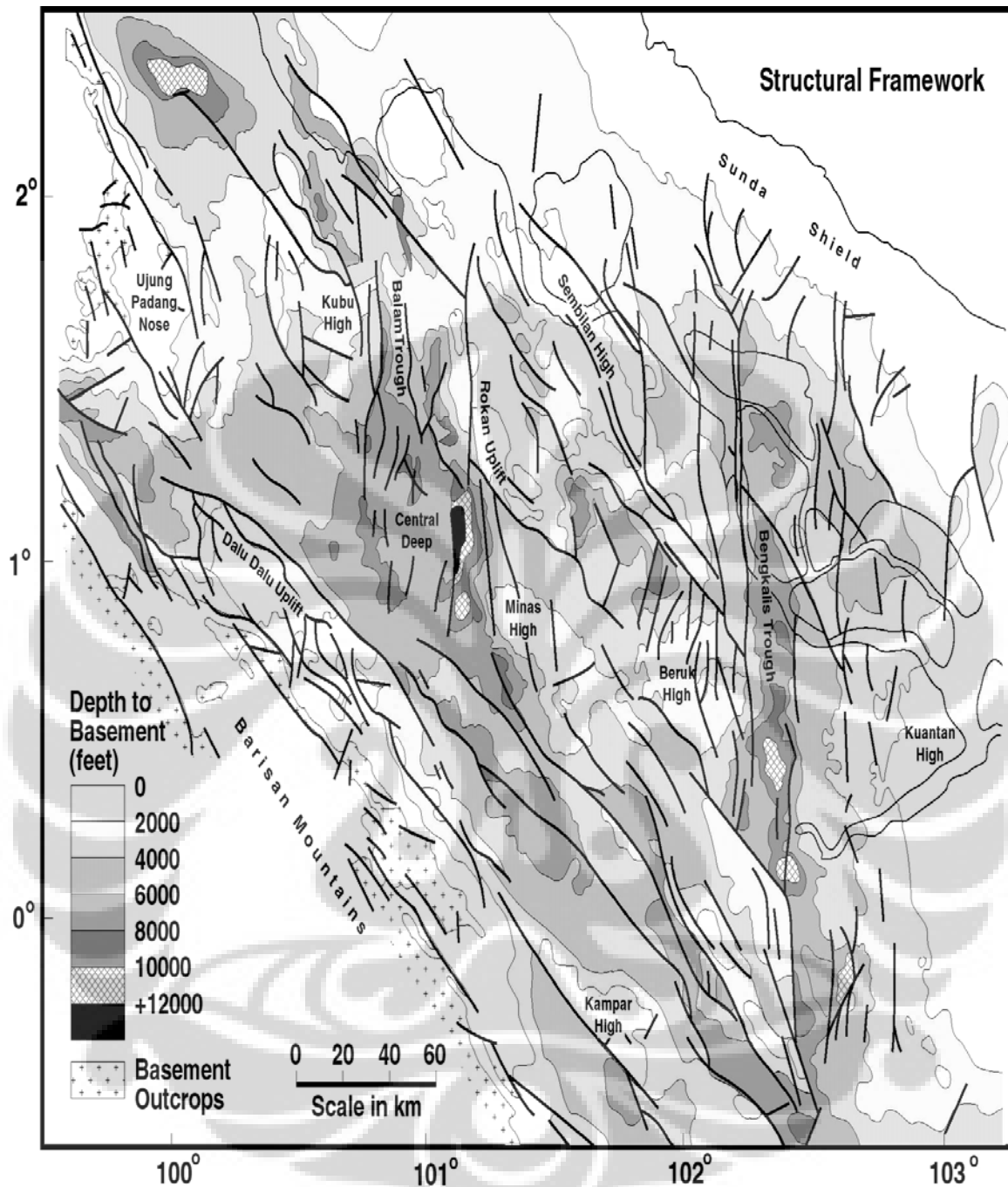
Episode tektonik F_2 pada Kala Miosen Awal (26-31 Ma) terbagi menjadi dua yaitu fase ambelasan Miosen Awal pada struktur F_1 dan fase *transtensional*. Kejadian F_2 tersebut bersamaan dengan proses transgresi yang mengendapkan Formasi Pematang bagian atas, sehingga lingkungan pengendapannya berubah dari darat menjadi *aluvial-fluvial-deltaic-marine*. Awal episode ini terbentuk sesar geser kanan (*dextral*) yang berarah utara-selatan. Episode tektonik ini menghasilkan sedimen yang menyusun Kelompok Sihapas.

Episode tektonik F_3 yang merupakan rejim kompresi berlangsung sejak Miosen Tengah sampai sekarang dan menghasilkan pensesaran naik dan berbalik (*reverse*) sepanjang sesar geser tua berarah utara barat laut, pelengkungan (*flecturing*) pinggir monoklinal berarah selatan barat daya sepanjang patahan batuan alas berarah barat-barat laut serta *rifting* *transtensional* pada sesar geser berarah utara-timur laut. Fase terakhir ini berkaitan dengan perekahan dasar samudra di Laut Andaman, pengangkatan regional dan vulkanisme, sesar besar Sumatra dan pensesaran naik di Cekungan Sumatra Tengah bagian tengah dan utara serta regresi laut pada Formasi Petani bawah (Mertosono dan Nayoan,1974 ; dalam Heidrick and Aulia,1993).

II.2. Petroleum System

II.2.1. Trap

Struktur Rahma dan Nala merupakan suatu jebakan *faulted anticlinal structure*. Dua struktur ini dipisahkan oleh suatu sesar yang merupakan sesar antitetik sehingga secara geologi dua struktur ini



Gambar 2.2 : Arah umum patahan pada Cekungan Sumatra Tengah (Mertosono, dan Nayoan, 1974 ; dalam Heidrick and Aulia,1993).

merupakan kompartemen yang berbeda antara satu sama lainnya. Sesar utama yang berarah baratlaut-tenggara merupakan sesar geser mengangan yang membatasi bagian barat struktur Rahma dan Nala. Luas area tutupan struktur Rahma dan Nala adalah sekitar ± 407 acre.

II.2.2. Reservoir

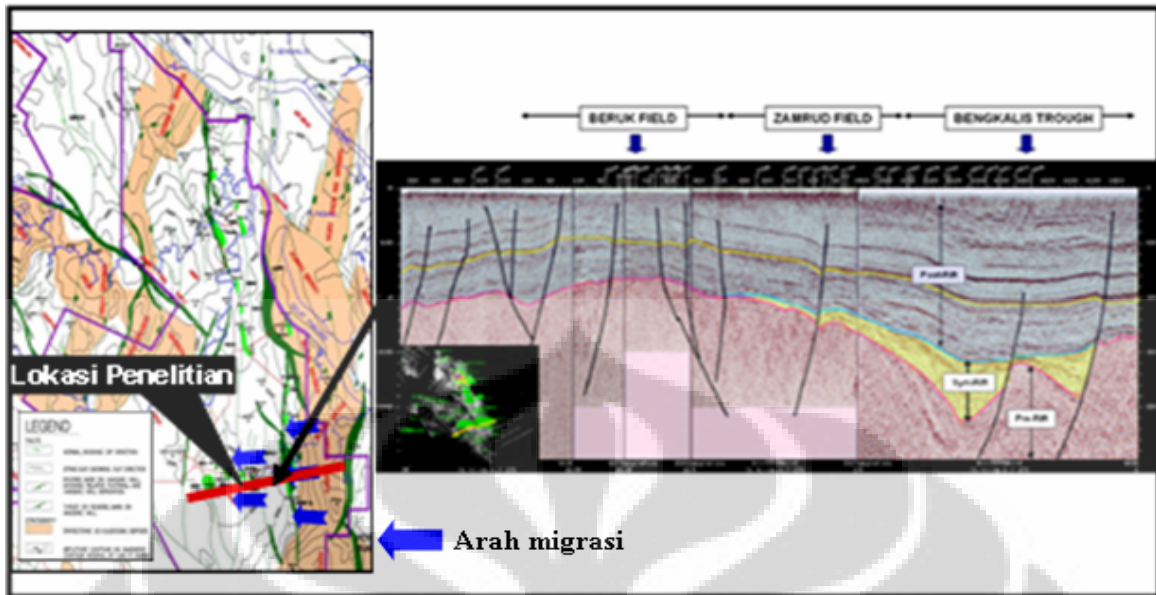
Reservoir yang berkembang pada lapangan penelitian berasal dari batupasir Formasi Bekasap. Batupasir Formasi Bekasap merupakan fasies estuari yang terendapkan pada daerah transisi-*marine* yang diendapkan selama periode *transgressive* pada masa Miosen Awal hingga Miosen Akhir. Batupasir ini memiliki properti reservoir yang baik dengan kisaran porositas 25–35 persen dan permeabilitas 780-980 mD. Pada log GR, batupasir Fm. Bekasap dicirikan dengan pola log relatif *blocky* dengan ketebalan reservoir antara 5-35 ft dan ukuran butir batupasir halus hingga batupasir sedang.

II.2.3. Source Rocks

Kelompok Pematang merupakan batuan sedimen tertua yang diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar yang berumur Eosen sampai Oligosen. Kelompok Pematang terdiri dari Fm. *Lower Red Beds*, Fm. *Brownshale* dan Fm. *Upper Red Beds* yang disusun oleh material klastik darat dan material asal danau yang kaya akan bahan organik, sehingga kelompok batuan ini merupakan batuan induk bagi hidrokarbon yang ada di Cekungan Sumatera Tengah.

II.2.4. Timing and Migration

Bengkalis *graben* terletak di timur lapangan Rahma dan Nala. *Brown shale* dari Fm, Pematang yang terendapkan pada Bengkalis *graben* merupakan batuan induk penghasil hidrokarbon yang mengisi lapangan minyak disekitarnya termasuk lapangan penelitian. Kedalaman Bengkalis *graben* berkisar antara 2500 ms = 14500 ft dan memanjang hingga 150 km berarah utara-selatan dan lebar lebih dari 20 km (gambar 2.3). Berdasarkan hal tersebut, Bengkalis *graben* memiliki volume batuan induk yang besar dan profil kematangan yang tinggi. Kematangan batuan induk diperkirakan mulai pada 45 juta tahun yang lalu. Volume dan kematangan batuan induk telah terbukti di daerah penelitian dimana lapangan penelitian termasuk salah satu struktur yang terletak dalam jalur migrasi minyak dari *Bengkalis Graben*.



Gambar 2.3. Lokasi penelitian yang terletak di jalur migrasi hidrokarbon dari Bengkalis Graben.

BAB III

KARAKTERISASI RESERVOIR

III.1. Peranan Geostatistik dalam Karakterisasi Reservoir

Penyederhanaan model reservoir pada kondisi geologi yang cukup kompleks, tidak dapat dilakukan metoda konvensional, sehingga dibutuhkan suatu pendekatan metoda yang tepat untuk memecahkan problem tersebut diatas dengan melakukan karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses pendeskripsian sifat-sifat reservoir, untuk memahami informasi-informasi geologi dengan berbagai ketidakpastian yang mengakibatkan reservoir mempunyai sifat yang heterogen. Sifat fisik reservoir umumnya meliputi distribusi ruang pori, ukuran butir, porositas dan permeabilitas reservoir, yang terdapat di dalam fasies yang merupakan produk dari lingkungan pengendapannya. Tujuan utama melakukan karakterisasi reservoir adalah mentransfer serta mengkuantifikasi informasi geologi terutama mengenai distribusi sifat-sifat reservoir di dalam ruang 3 dimensi ke dalam simulator numerik sehingga diperoleh prediksi aliran fluida dan kinerja produksi reservoir.

Metode geostatistik merupakan bentuk terapan dari metode statistik untuk menyelesaikan masalah-masalah yang berhubungan dengan ilmu kebumiharian. Dalam industri perminyakan, metode ini dipakai sebagai alat bantu oleh ahli geologi untuk melakukan karakterisasi reservoir yaitu, dengan cara memetakan penyebaran fasies reservoir beserta sifat fisiknya didalam tatanan ruang dan waktu geologi, dengan mempertimbangkan hubungan spasial dari variabel untuk mengestimasi nilai variabel pada lokasi yang tidak memiliki data sampel atau tidak teramati (Kelkar, 2001). Geostatistik memanfaatkan fakta yang diperlihatkan oleh banyak fenomena alam yaitu variabel-variabel yang diukur pada lokasi yang berdekatan memiliki nilai yang mirip satu sama lain. Kemiripan itu semakin berkurang dengan bertambahnya jarak lokasi pengukuran. Berdasarkan prinsip kemiripan ini, geostatistik menangkap hubungan spasial melalui suatu fungsi korelasi tertentu.

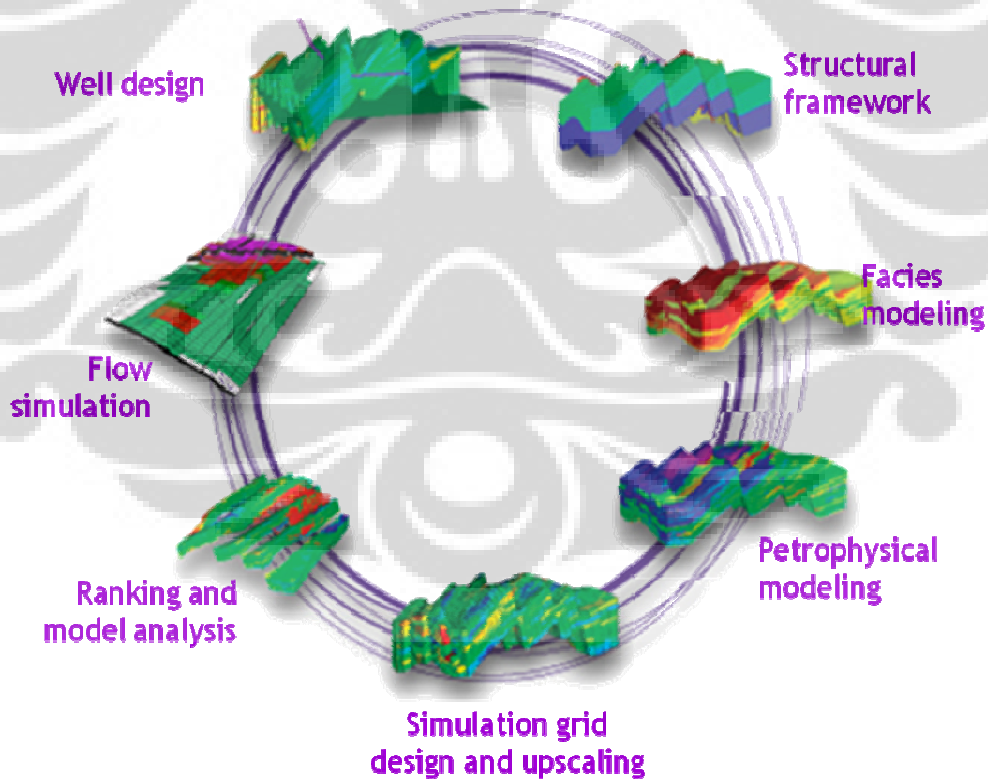
Analisa resiko dilakukan untuk mengantisipasi ketidakpastian (*uncertainties*) yang diakibatkan oleh sifat heterogenities reservoir, sehingga akan menghasilkan beberapa model geologi, yang akan di *rangking* dan diuji kebenarannya untuk mendekati kondisi bawah permukaan yang sebenarnya di alam ini. Pengujian validitas model biasanya menggunakan proses statik dan dan dinamik, dalam hal ini penulis melakukan validitas statik saja, yang mana beberapa sumur tidak dimasukkan kedalam proses pemodelan, hanya untuk membandingkan hasil pemodelan fasies dari proses geostatistik dibandingkan dengan pemodelan fasies dari sumur.

III.2. Alur Kerja Karakterisasi Reservoir

Tahapan pekerjaan karakterisasi reservoir, adalah sebagai berikut (gambar 3.1) :

1. Pengumpulan data meliputi : *Horizon, fault model, well marker*, korelasi geologi, dan data log analisis (elektrofases, porositas, dan permeabilitas).
2. *Structural & Stratigraphic framework* : melakukan penyesuaian anatara *horizon surface* terhadap *marker*.
3. *Facies Modelling dan Petrophysical Modelling*
4. *Ranking dan Model Analysis*

Tahap *flow simulation* dan *well design* tidak dilakukan, penulis hanya menekankan penelitian pada aspek geomteri reservoirnya saja, sedangkan aspek dinamisnya yaitu pergerakan fluida dalam reservoir (*flow simulation*), tidak dilakukan. Pada bab 3 ini hanya dibahas mengenai pengumpulan data bawah permukaan (data geologi, geofisika dan petrofisika) dan tahapan pembuatan *grid* model, sedangkan fokus penelitian adalah data analisis, yang meliputi : *facies modelling, petrophysical modelling, model analysis* dan *rangking*, akan dibahas pada bab 4.



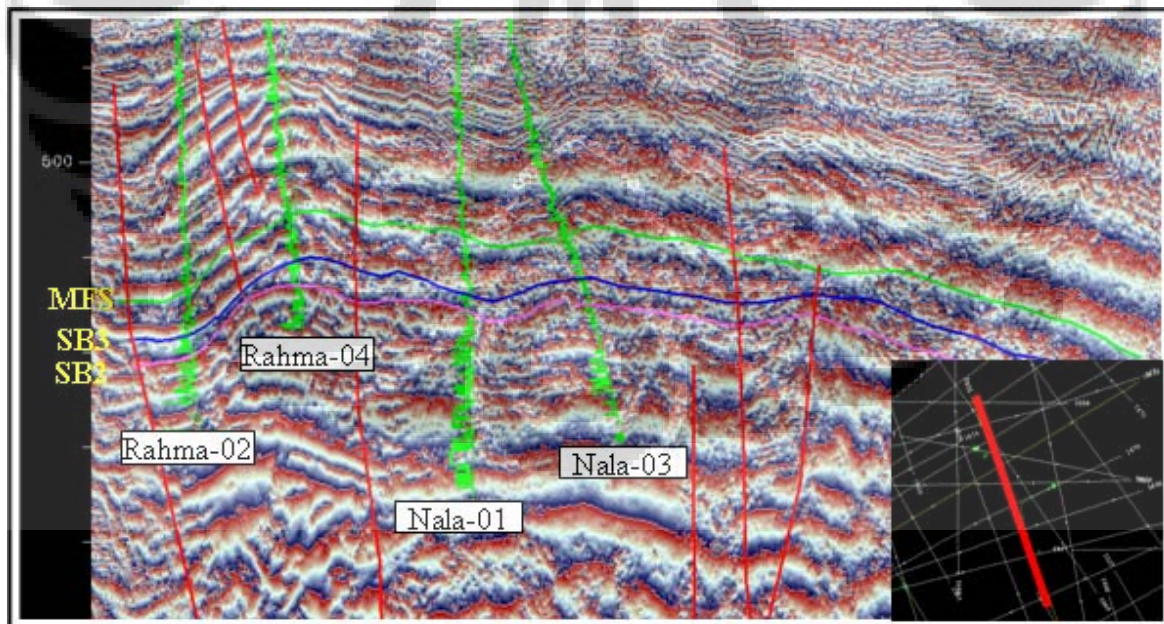
Gambar 3.1. Alur kerja karakterisasi, yang dilakukan penulis hingga *multirealization* dan *rangking*.

III.2.1. Data Gathering

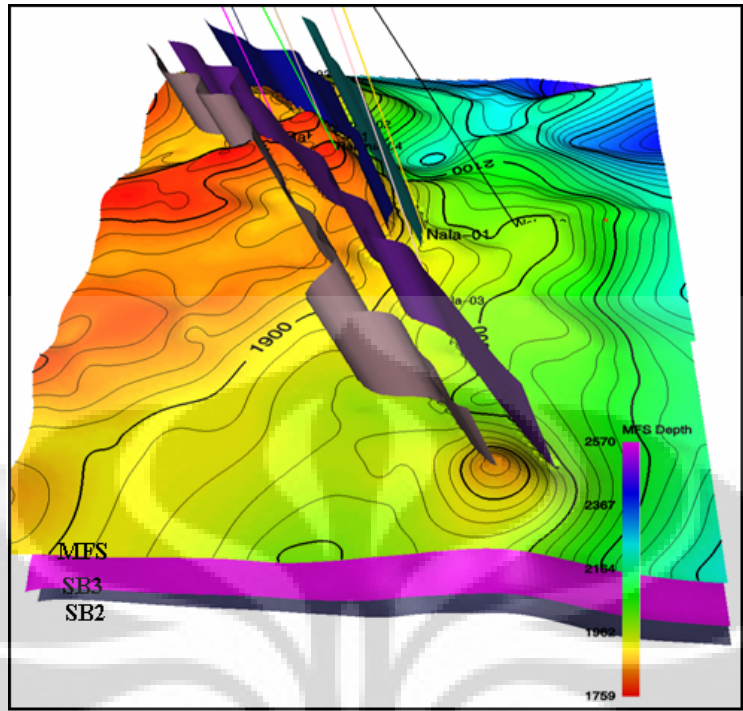
Untuk membangun kerangka struktur lapangan Rahma dan Nala, diperlukan beberapa elemen-elemen geologi yaitu *horizon*, *marker* geologi, korelasi geologi, dan *fault model*. Interpretasi geologi dan geofisika Lapangan Rahma dan Nala, tidak dilakukan penulis, penulis hanya menggunakan hasil interpretasi tersebut sebagai data masukan didalam pemodelan geostatistik. Data-data yang digunakan untuk interpretasi geologi dan geofisika adalah data sumur sebanyak 6 buah sumur yaitu Rahma-01, Rahma-02, Rahma-03, Rahma-04, Nala-01, Nala-02 dan Nala-03, dan data seismik 2D.

III.2.1.1 Horizon dan fault Model

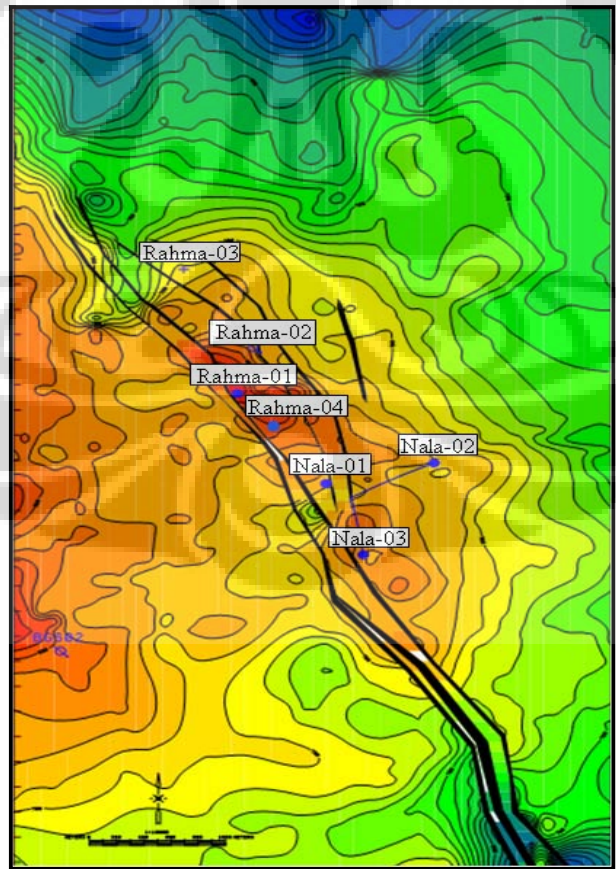
Model kerangka struktural (*skeleton*) untuk Lapangan Rahma dan Nala dihasilkan dari interpretasi *horizon* dan *fault* dari data seismik 2D. Ada 3 (tiga) horison yang teridentifikasi yang dapat dikorelasikan dengan data *marker* log adalah : Horison MFS, Horison SB3 dan Horison SB2 (Gambar 3.2). Sedangkan elemen-elemen struktur yang teridentifikasi dari data seismik adalah berupa 4 (empat) sesar geser menganan yang relatif berarah baratdaya-tenggara, sesar normal yang relatif bearah utara-selatan yang merupakan antitetik dari sesar geser dan suatu *faulted anticline* yang membentuk tutupan lapangan Rahma dan Nala (Gambar 3.3 dan 3.4).



Gambar 3.2. Interpretasi seismik 2D line 7635.



Gambar 3.3. Kerangka struktural lapangan Rahma dan Nala.

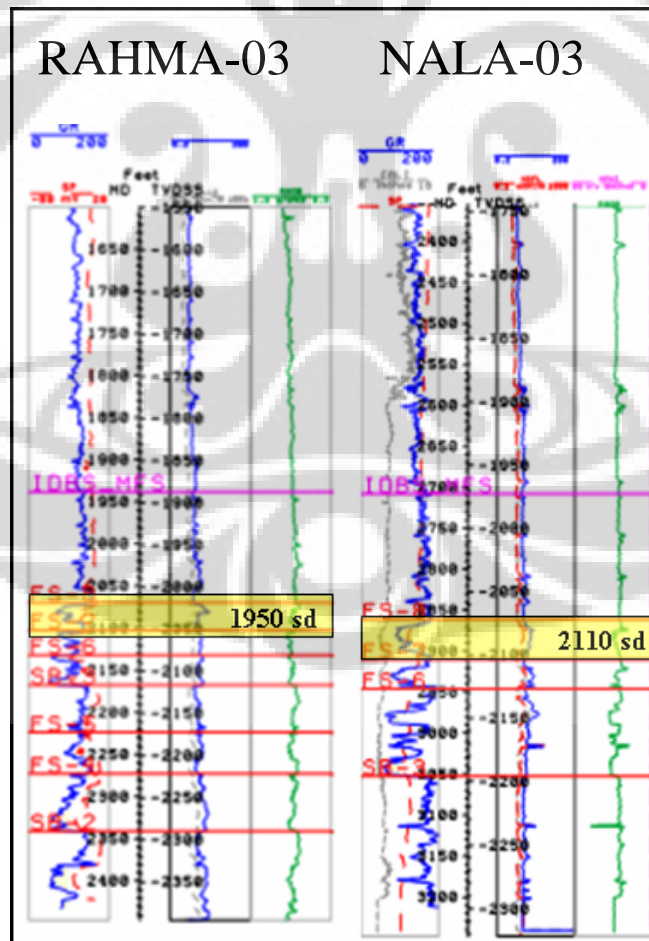


Gambar 3.4. Peta struktur Lapangan Rahma dan Nala

III.2.1.2. Marker dan Korelasi Geologi

Korelasi antar sumur menggunakan konsep sekuenstratigrafi untuk mengidentifikasi fasies reservoir yang berhubungan secara genetik dengan kerangka kronostratigrafi, (Walker dan James, 1992). Dalam sekuen pengendapan ada bidang-bidang kronostratigrafi seperti *maximum flooding surface*, *flooding surface* dan *sequence boundary*, yang terekam didalam data log pemboran.

Maximum flooding surface (MFS) adalah datum yang mencerminkan suatu kondisi kenaikan muka air laut maksimum relatif yang memiliki ciri khas dan penyebarannya yang luas, yaitu lapisan serpih. *Sequence boundary* adalah bidang ketidakselarasan atau bidang keselarasan yang korelatif dengan ketidakselarasan yang terbentuk selama jangka waktu penurunan relatif permukaan air laut. *Flooding surface* adalah bidang yang mencerminkan suatu kondisi muka kenaikan muka air laut. *Marker* geologi yang terlihat dari sumur-sumur Rahma dan Nala yang digunakan pada korelasi stratigrafi tersebut adalah seperti yang terlihat pada gambar 3.5, yaitu berturut-turut dari bawah keatas : SB2, FS4, FS5, SB3, FS6,FS7, FS8 dan MFS.



Gambar 3.5. Tipikal log dan *marker* stratigrafi di Lapangan Rahma dan Nala

Korelasi stratigrafi dilakukan dengan mem-*flattening*-kan datum MFS dengan tujuan untuk mengetahui arah dan pola pengendapan reservoir objektif 1950'SD dan 2110'SD (*paleogeografi*) dibawah datum MFS, yang mencerminkan suatu kondisi kenaikan muka air laut (transgresi) hingga mencapai MFS, yang memiliki ciri khas dan penyebarannya yang luas, yaitu lapisan serpih (gambar 3.6).

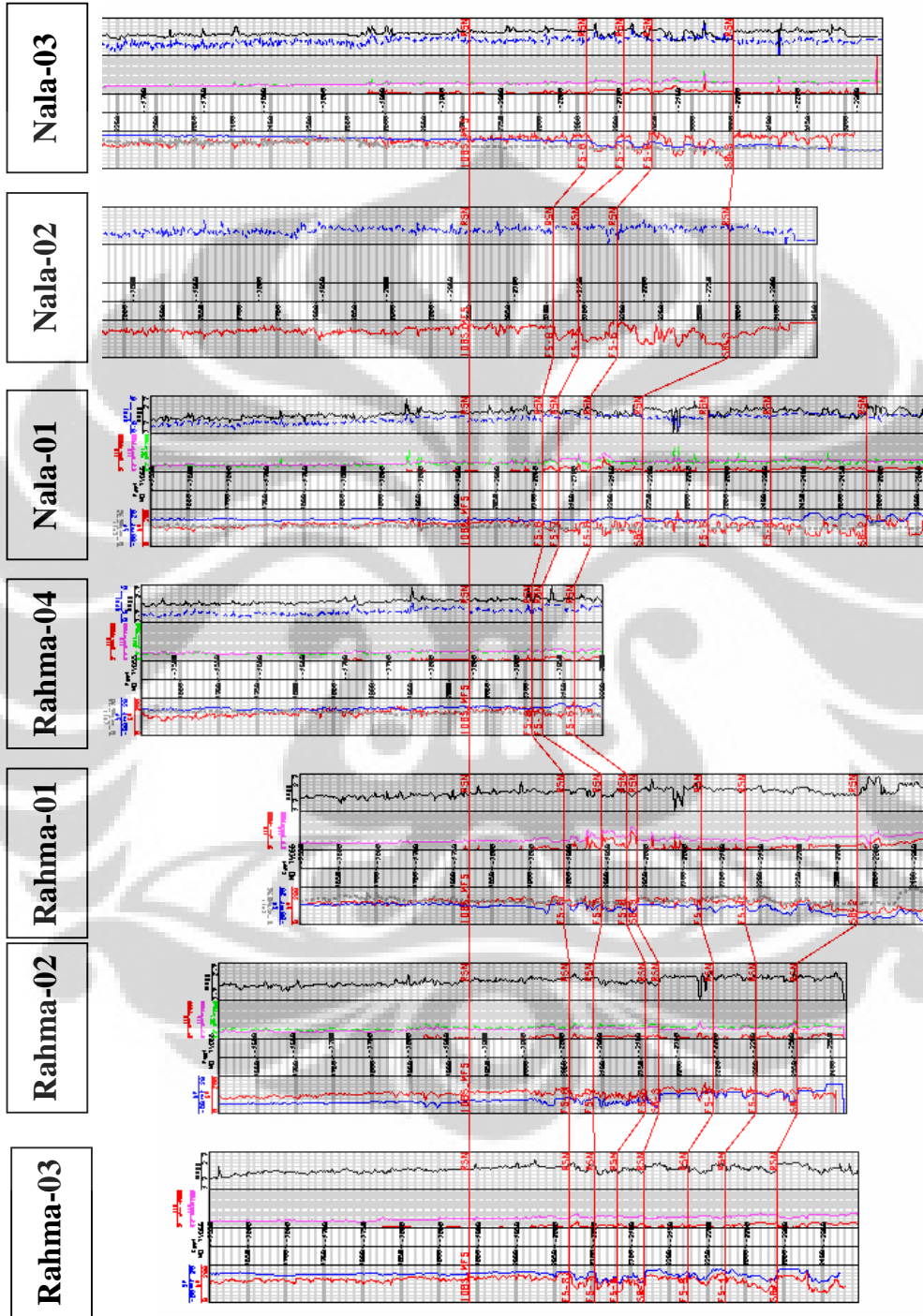
Berdasarkan sekuenstratigrafi pada sumur-sumur di lapangan Rahma dan Nala dibagi menjadi 7 sekuen atau zona (tabel 3.1) sebagai berikut:

1. Zona 1 dibatasi oleh dua kondisi naiknya muka air laut relatif yaitu FS-8 dan MFS. MFS merupakan kondisi naiknya muka air laut relatif maksimum yang ditandai oleh nilai log GR maksimum akibat respon lapisan *marine condense section* yang mencerminkan sudah tidak ada lagi pengaruh dari darat. Bila dilihat secara vertikal di dalam satu zona, maka sistem pengendapan yang berkembang pada interval ini dari atas kebawah adalah *Transgressive System Tract*. Pada data log GR, TST dicirikan oleh pola kurva log yang berbentuk *bell shape* akibat respon dari naiknya muka air laut relatif sehingga membentuk pola pengendapan yang cenderung menghalus keatas (*fining upward*). Secara regional interval ini termasuk dalam Formasi Bekasap yang terbentuk pada lingkungan pengendapan transisi.
2. Zona 2 dibatasi oleh dua kondisi naiknya muka air laut relatif yaitu FS-7 dan FS-8. Bila dilihat secara vertikal di dalam satu zona, maka sistem pengendapan yang berkembang pada interval ini dari atas kebawah adalah *Lowstand System Tract*. Pada data log GR, LST dicirikan dengan pola kurva log yang berbentuk *blocky* akibat respon dari turunnya muka air laut relatif sehingga membentuk pola pengendapan aggradational. Pola pengendapan seperti ini biasanya berasosiasi dengan pengendapan fasies *channel sand*. Secara regional interval ini termasuk dalam Formasi Bekasap yang terbentuk pada lingkungan pengendapan transisi. Batupasir 1950 sd dan 2110 sd terdapat pada zona ini.
3. Zona 3 dibatasi oleh dua kondisi naiknya muka air laut relatif yaitu FS-6 dan FS-7. Bila dilihat secara vertikal di dalam satu zona, maka sistem pengendapan yang berkembang pada interval ini dari atas kebawah adalah *Highstand System Tract*. Pada data log GR, HST dicirikan dengan pola kurva log yang berbentuk *funnel shape* akibat respon dari turunnya muka air laut relatif sehingga membentuk pola pengendapan yang cenderung mengasar keatas (*coarsening upward*). Pola seperti ini biasanya berasosiasi dengan pola pengendapan fasies *bar sand*. Secara regional interval ini termasuk dalam Formasi Bekasap yang terbentuk pada lingkungan pengendapan transisi.

4. Zona 4 dibatasi oleh suatu kondisi bidang erosi yaitu SB-3 (Top Bangko) dan suatu kondisi naiknya muka air laut relatif yaitu FS-6. Secara regional interval ini termasuk dalam Formasi Bekasap yang terbentuk pada lingkungan pengendapan transisi.
5. Zona 5 dibatasi oleh suatu kondisi naiknya muka air laut relatif yaitu FS-5 dan suatu kondisi bidang erosi yaitu SB-3 (Top Bangko). Bila dilihat secara vertikal di dalam satu zona, maka sistem pengendapan yang berkembang pada interval ini dari atas kebawah adalah *Transgressive System Tract*. Pada data log GR, TST dicirikan dengan pola kurva log yang berbentuk *bell shape* akibat respon dari naiknya muka air laut relatif sehingga membentuk pola pengendapan yang cenderung menghalus keatas (*fining upward*). Secara regional interval ini termasuk dalam Formasi Bangko yang terbentuk pada lingkungan pengendapan terestrial.
6. Zona 6 dibatasi oleh dua kondisi naiknya muka air laut relatif yaitu FS-4 dan FS-5. Bila dilihat secara vertikal di dalam satu zona, maka sistem pengendapan yang berkembang pada interval ini dari atas kebawah adalah *Hightstand System Tract*. Pada data log GR, HST dicirikan dengan pola kurva log yang berbentuk *funnel shape* akibat respon dari turunnya muka air laut relatif sehingga membentuk pola pengendapan yang cenderung mengasar keatas (*coarsening upward*). Secara regional interval ini termasuk dalam Formasi Bangko yang terbentuk pada lingkungan pengendapan terestrial.
7. Zona 7 dibatasi oleh suatu kondisi bidang erosi (*sequence boundary*) yang selanjutnya disebut sebagai SB-2 dan kondisi naiknya muka air laut relatif (*flooding surface*) yang selanjutnya disebut sebagai FS-4. Bila dilihat secara vertikal di dalam satu zona, maka sistem pengendapan yang berkembang pada interval ini dari atas kebawah adalah *Transgressive System Tract*. Pada data log GR, TST dicirikan dengan pola kurva log yang berbentuk *bell shape* akibat respon dari naiknya muka air laut relatif.

Tabel 3.1. Pembagian zona berdasarkan metode sekuenstratigrafi di Lapangan Rahma dan Nala.

Subgrid	Zone	Rahma-01	Rahma-02	Rahma-03	Rahma-04	Nala-01	Nala-02	Nala-03
1	MFS-FS8	√	√	√	√	√	√	√
2	FS8-FS7	√	√	√	√	√	√	√
3	FS7-FS6	√	√	√	√	√	√	√
4	FS6-SB3	√	√	√	-	√	√	√
5	SB3-FS5	√	√	√	-	√	-	-
6	FS5-FS4	√	√	√	-	√	-	-
7	FS4-SB2	√	√	√	-	√	-	-



Gambar 3.6. Korelasi stratigrafi antar sumur di Lapangan Rahma dan Nala.

Porositas Total (PHIT)

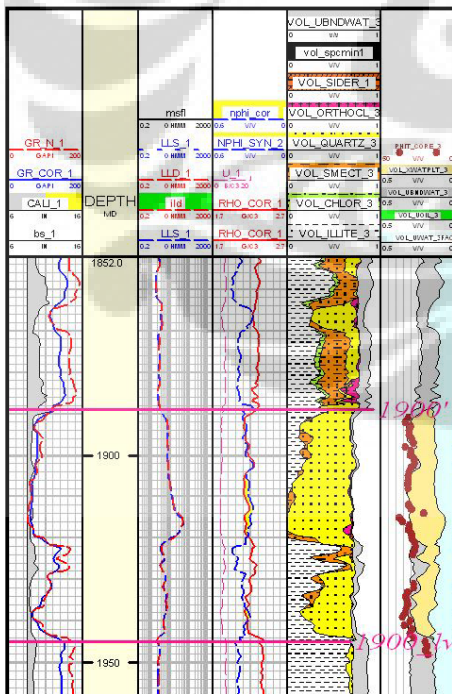
Porositas total yang dibangun berdasarkan persamaan log densitas dan log neutron, yang dikalibrasi dengan data porositas core, (gambar 3.8) memperlihatkan korelasi yang baik antara porositas total dengan porositas core. Porositas efektif adalah porositas yang saling berhubungan, yang dihasilkan dari pengurangan porositas total terhadap *volume shale*. Hasil perhitungan porositas pada sumur Rahma-01 dapat dilihat pada gambar 3.9 dan untuk perhitungan porositas seluruh sumur dapat dilihat pada lampiran 1.

Permeabilitas (K)

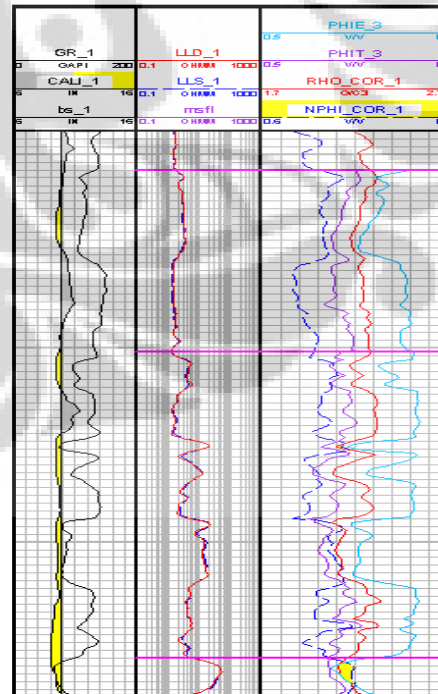
Perkiraan permeabilitas didasarkan pada hubungan empiris, antara porositas dan *volume shale*, yang dikalibrasikan dengan permeabilitas *core* (gambar 3.10), diperoleh persamaan sebagai berikut :

$$K_{-}Vsh = 10^{(17.075.PHIT - 4.955.Vsh^{0.27})} \quad (3.1)$$

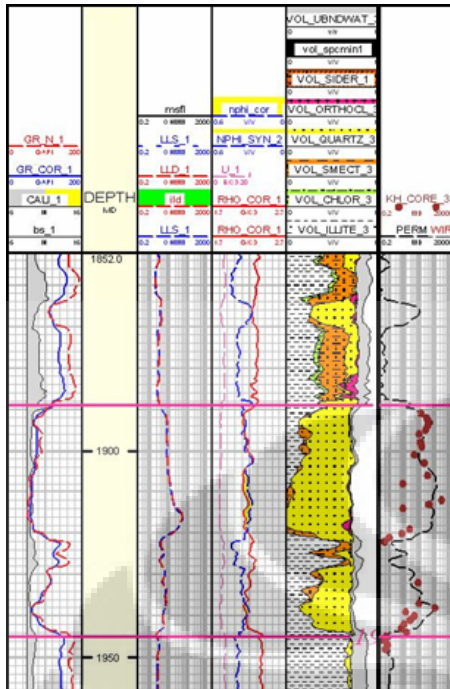
Dari persamaan tersebut diatas, terlihat makin besar *volume shale* yang terkandung didalam reservoir, makin kecil permeabilitasnya. Hasil perhitungan permeabilitas dapat dilihat pada gambar 3.11 dan untuk perhitungan permeabilitas seluruh sumur dapat dilihat pada lampiran 1.



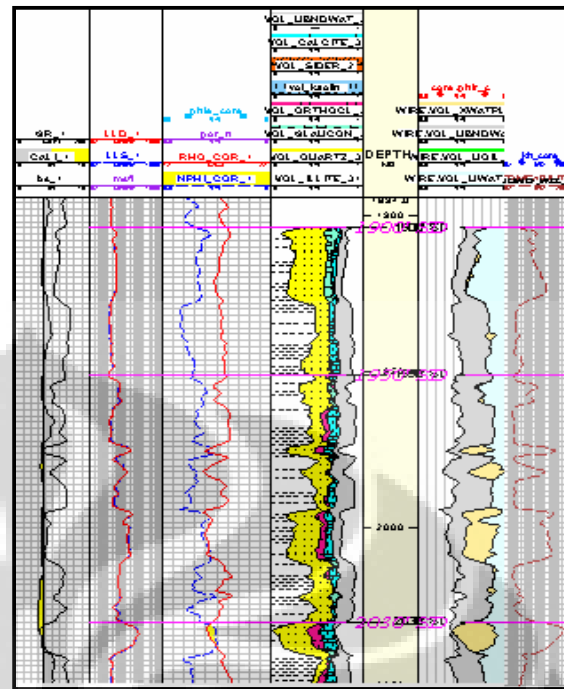
Gambar 3.8 . Kalibrasi estimasi porositas log dengan porositas *core*.



Gambar 3.9. Hasil perhitungan porositas pada sumur Rahma-01.



Gambar 3.10. Kalibrasi estimasi permeabilitas log dengan permeabilitas *core*.



Gambar 3.11. Hasil perhitungan permeabilitas pada sumur Rahma-01.

Saturasi Air Awal (S_{wi})

Perhitungan saturasi air awal, digunakan pendekatan berdasarkan formula *J function*, dimana S_w merupakan fungsi dari porositas dan permeabilitas. Persamaan yang digunakan adalah *J function simplified (Roxar manual book)* :

$$J = H \sqrt{\frac{Perm}{Poro}} \quad 3.2$$

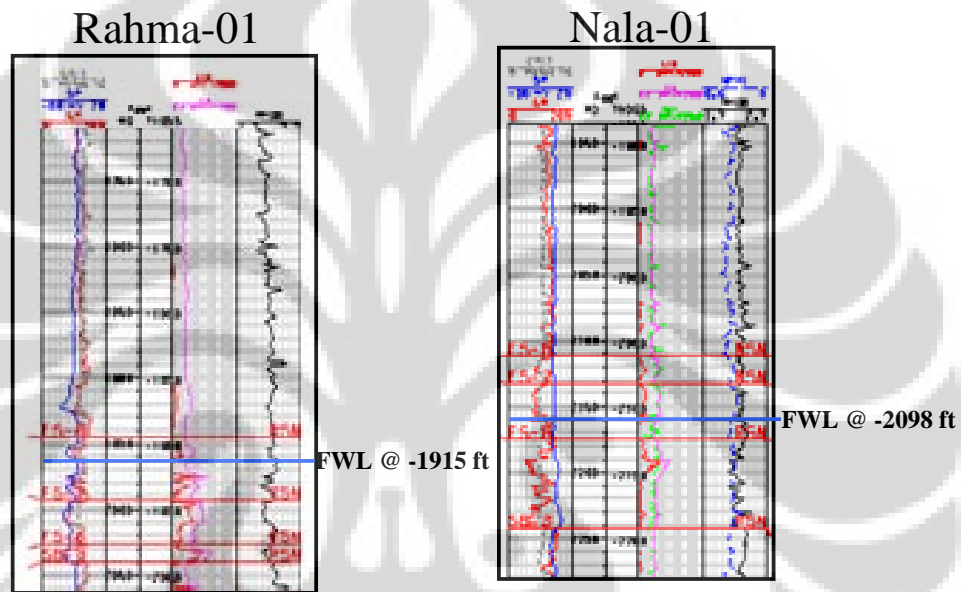
$$S_{wn} = \left(\frac{J}{a}\right)^{\frac{1}{b}} \quad 3.3$$

$$S_{wn} = \left(\sqrt{\frac{Perm H}{Poro a}}\right)^{\frac{1}{b}} \quad 3.4$$

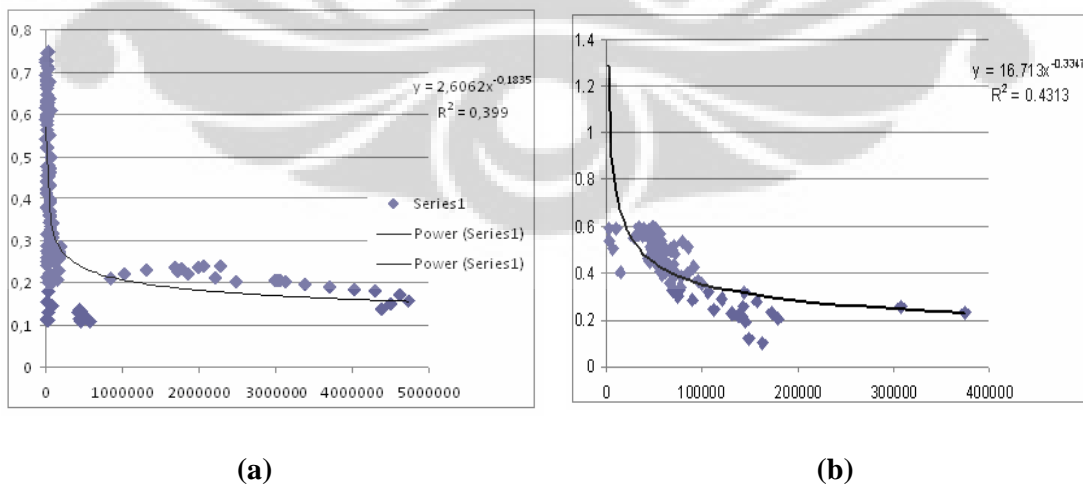
$$S_w = S_{wirr} + (S_{wmax} - S_{wirr}) S_{wn} \quad 3.5$$

Dimana variabel untuk persamaan tersebut diatas adalah: permeabilitas, porositas dan *petrophysical constants* (a dan b), yang merupakan konstanta dari regresi *power low* antara harga J dan S_w dimana J adalah variabel yang independen. Perhitungan ketinggian (H) ditentukan berdasarkan jarak antara *Free Water Level* (FWL) terhadap kedalaman top struktur.

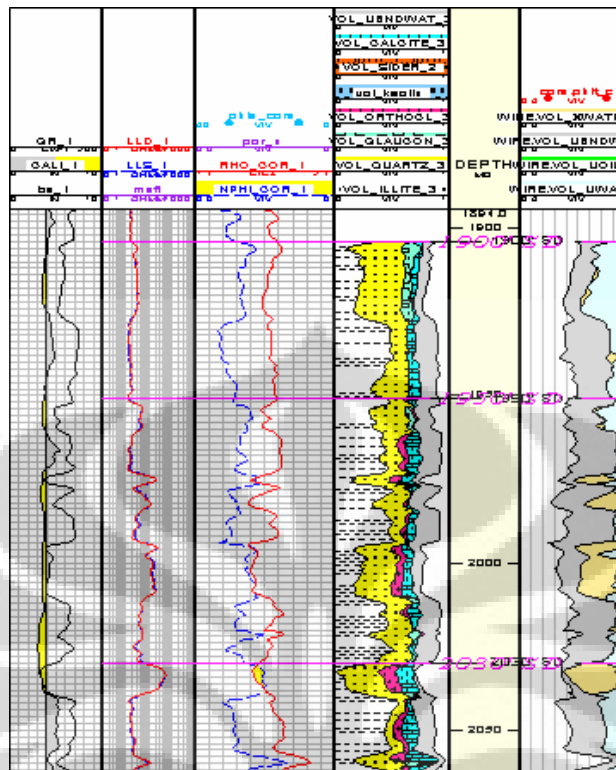
Untuk Lapangan Rahma dan Nala FWL batupasir 1950 sd terletak pada kedalaman -1915 ftSS dan batupasir 2110 terletak pada kedalaman -2098 ftSS (gambar 3.12). Gambar 3.13 memperlihatkan *crossplot* antara harga J dengan Sw untuk mendapatkan harga konstanta a dan b untuk digunakan pada perhitungan semua sumur di Lapangan Rahma dan Nala. Pada lapangan Rahma diperoleh konstanta petrofisik a= 0.38 dan b=-5.4 sedangkan lapangan Nala diperoleh konstanta petrofisik a= 0.059 dan b=-2.9 Hasil perhitungan Swi dapat dilihat pada gambar 3.14 dan untuk perhitungan saturasi air seluruh sumur dapat dilihat pada lampiran .



Gambar 3.12 . Posisi Free Water Level (FWL) pada masing-masing lapangan.



Gambar 3.13. (a) *Crossplot* harga J dan Sw untuk batupasir 1950 sd (b) *Crossplot* harga J dan Sw untuk batupasir 2110 sd.



Gambar 3.14. Hasil perhitungan Sw pada sumur Rahma-01.

III.2.1.4 Analisa Fasies

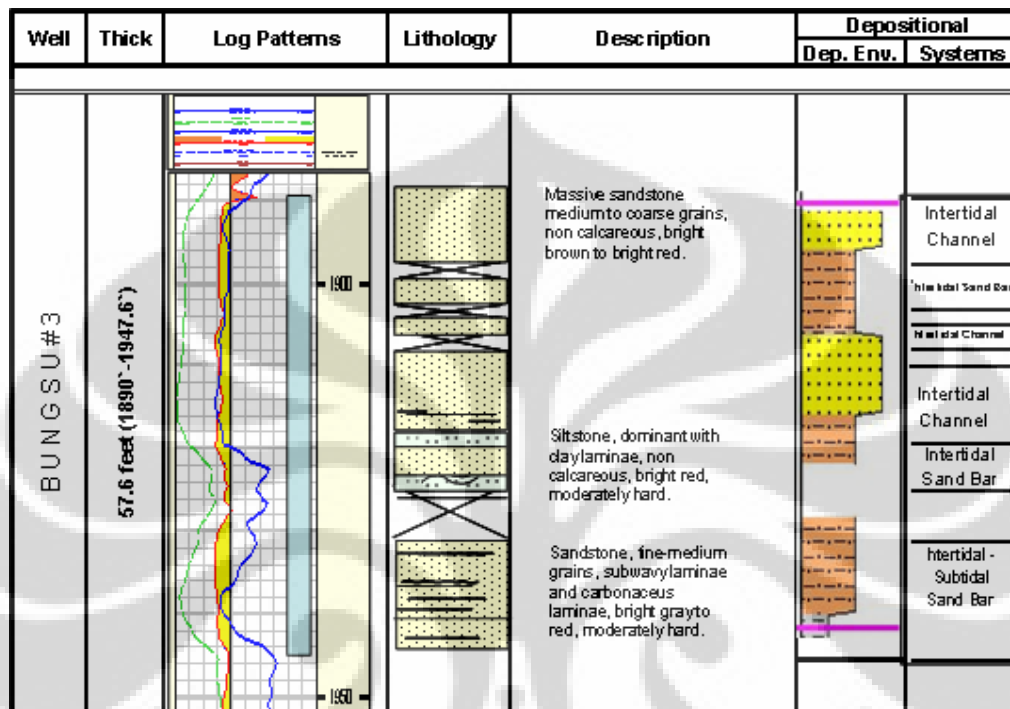
Pada tahap ini, dilakukan analisa fasies dan petrofisika menggunakan data *core* dan *log*. Analisa fasies ditentukan berdasarkan data *core* yang berasal dari lapangan terdekat yang dipercaya memiliki kondisi geologi yang sama. Hasil analisa fasies *core* ini digunakan sebagai validasi dari hasil analisa elektrofasis. Analisa petrofisika difokuskan pada penentuan sifat-sifat fisik reservoir yang utama, seperti *volume shale*, porositas dan permeabilitas dan saturasi air. Sifat-sifat fisik ini merupakan *input* untuk proses pemodelan fasies.

Analisa Fasies Core

Semua sumur di lapangan Rahma dan Nala tidak pernah dilakukan pengambilan data *core*. Sehingga analisa fasies dilakukan menggunakan data *core* yang berasal dari sumur lapangan terdekat yaitu sumur BGS-03 (gambar 3.15). Pada tahap analisa fasies *core*, analisa petrofisika dan analisa elektrofasis tidak dilakukan oleh peneliti melainkan oleh peneliti sebelumnya yang telah diasumsikan benar.

Hasil deskripsi *core* dari sumur-sumur BSG-03 memperlihatkan bahwa batuan reservoir umumnya terdiri dari batupasir (*sandstone*) dan *pebbly sandstone* dengan sedikit batulanau dan konglomerat, yang diendapkan pada lingkungan pengendapan *tidal channel* dan *tidal sand bar*

dari kompleks *estuarine/tidal delta*. Model pengendapan yang direkomendasikan adalah berupa lingkungan *estuarine* dengan pengaruh laut (*marine*), dan transportasi sedimen berarah relatif utara-timur, yang kemungkinan juga berasal dari *shelf* karena pengaruh arus tidal (*tidal current*) (Yarra, 2006).



Gambar 3.15. Deskripsi *core* sumur BGS-03.

Analisa Elektrofasis

Elektrofasis adalah *set* kurva log yang menunjukkan karakteristik suatu lapisan yang dapat dibedakan dengan yang lainnya (Serra, 1970; dalam M. Rider, 1996). Elektrofasis merupakan interpretasi kuantitatif dari data log untuk mendapatkan fasies litologi. Metoda yang digunakan dalam membuat elektrofasis ini adalah *Multigraph Resolution Graphic Clustering (MRGC)* dengan menggunakan integritas data porositas, permeabilisasi dan volume *shale* (tabel 3.2 dan gambar 3.16).

Pemodelan *facies* pada arah vertikal dilakukan berdasarkan data sumur hasil analisa petrofisika yang dikontrol oleh hasil analisa *core* sumur BGS-03. Sifat-sifat fisik reservoir yang diperoleh dari pengukuran laboratorium terhadap sampel-sampel *core* merupakan data penting untuk mengkalibrasi kevalidan sifat-sifat reservoir yang dihasilkan oleh log.

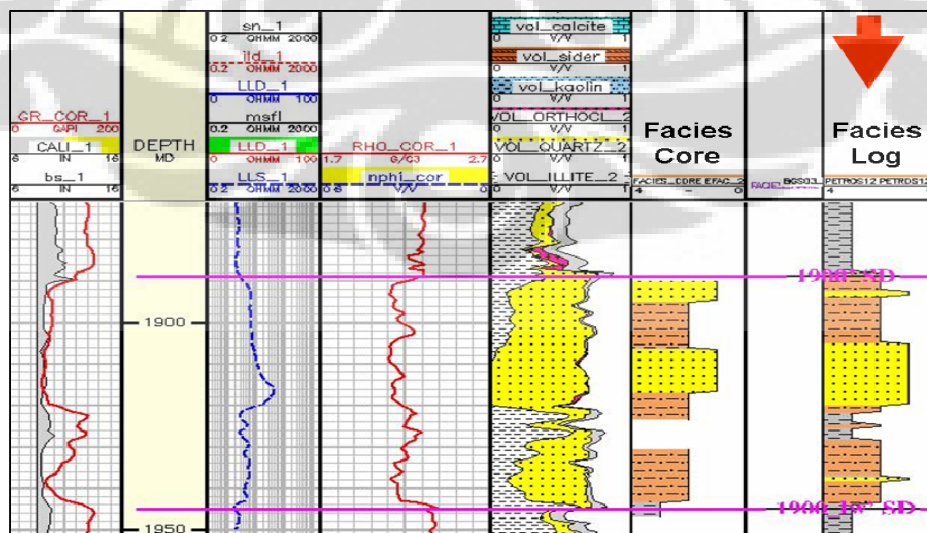
Tabel 3.2. Pengelompokan fasies berdasarkan properti reservoir.

Fasies	Porositas	Permeabilitas	Vshale
Channel sand	13-33	>300	0-0.1
Bar sand	12-32	5-200	0.12-0.4
Marine shale	18-31	0-0.3	>43

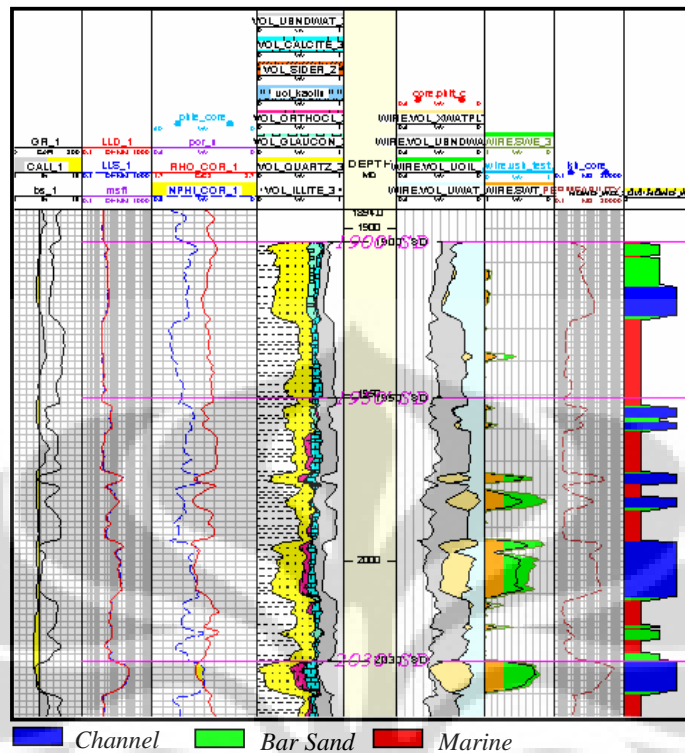
Setelah mendapatkan model elektrofasis yang sesuai dengan fasies *core* (gambar 3.17), maka model tersebut diaplikasikan ke seluruh sumur pemboran yang terdapat pada Lapangan Rahma dan Nala. Berdasarkan hasil analisa, fasies sepanjang interval sumur dibagi dalam tiga fasies batuan yaitu *channel sand*, *bar sand* dan *marine shale*. Gambar 3.18 memperlihatkan model elektrofasis yang diaplikasikan ke sumur Rahma-01.



Gambar 3.16. Pengelompokan fasies berdasarkan properti reservoir.



Gambar 3.17. Kalibrasi analisa elektrofasis dengan fasies core sumur BGS-03.



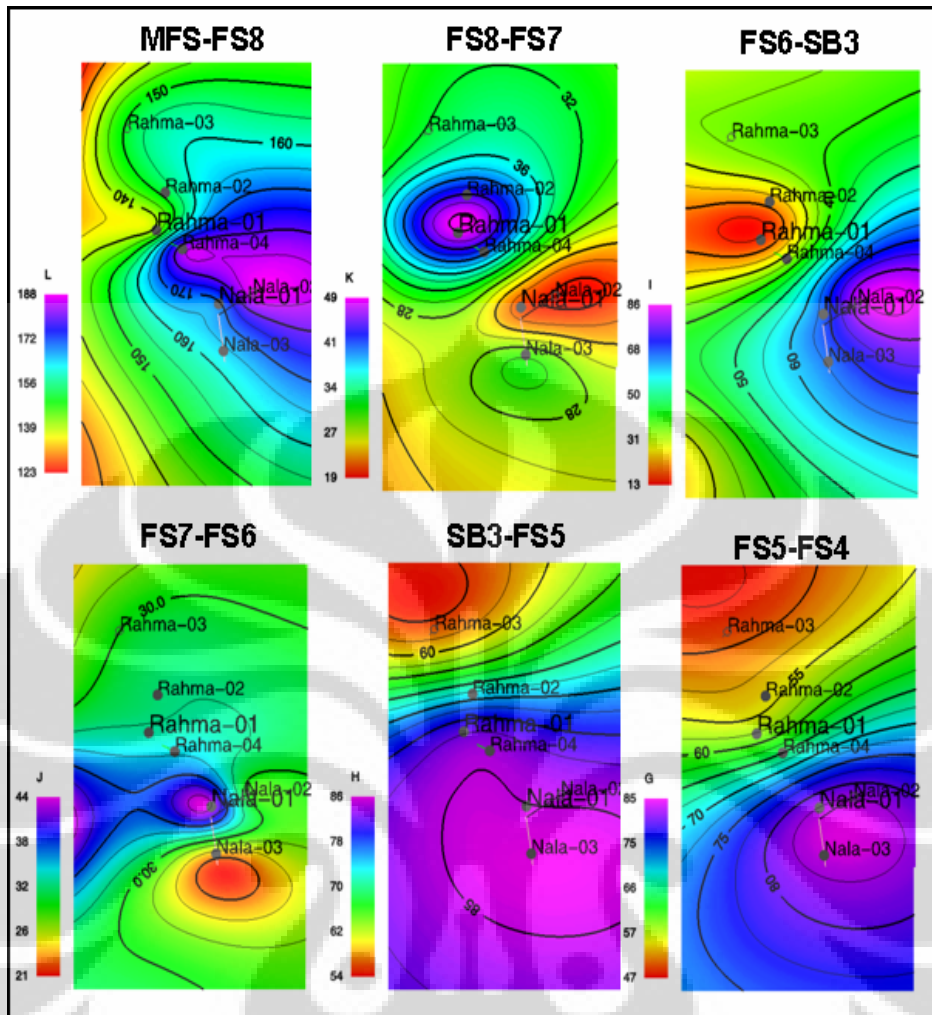
Gambar 3.18. Analisa fasies berdasarkan metode neural network pada sumur Rahma-01.

III.2.2 Estimasi Horison FS4, FS-5, FS-6, FS-7 dan FS-8

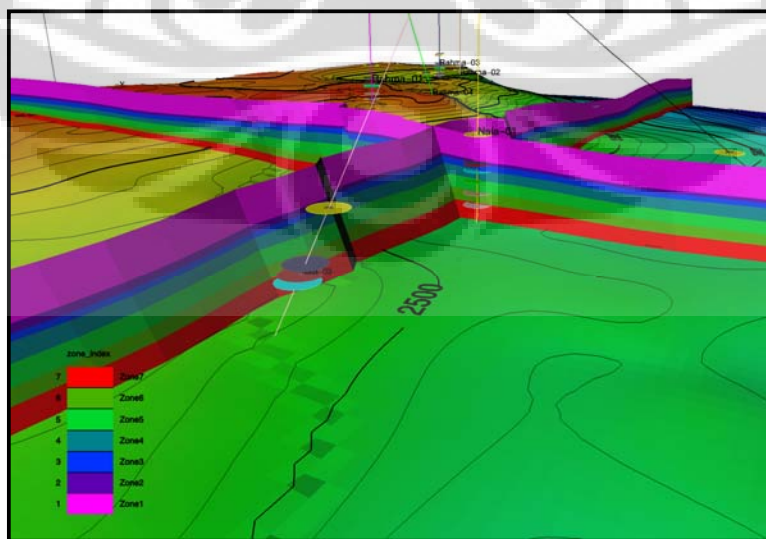
Untuk lapisan yang tidak dapat diidentifikasi dari data seismik di *gridding* secara *conformal frame work* terhadap lapisan di atasnya dengan kontrol peta *isochore* dari data kedalaman *marker* masing-masing sumur yaitu horison FS4, FS5, FS6, FS7 dan FS8 (gambar 3.19). *Conformal gridding* digunakan sebagai batas dari masing-masing zona yang dapat menggambarkan stratigrafi dari tiap zona dalam kerangka 3D (gambar 3.20).

III.2.3. Model *Grid Reservoir*

Pada setiap pemodelan model reservoir dengan pendekatan geostatistik diperlukan blok *grid* dengan jumlah yang cukup agar diperoleh jumlah sampel antar sumur yang memadai. Hal terpenting dalam membangun *grid* lapisan adalah bahwa model lapisan harus dapat menangkap atau menggambarkan heterogenitas pada arah vertikal. Di samping itu, ukuran *grid* dipengaruhi pula oleh korelasi stratigrafi. Dalam penelitian ini model reservoir didekati dengan *grid* bertipe *corner point* dengan dimensi 41 x 69 x 111 dengan ukuran setiap sel adalah 75 ft (Δx) x 75 ft (Δy). Total *grid* yang digunakan adalah 314019 *grid*. Tabel 3.3 memperlihatkan pembagian *grid* dalam tiap zona. Model *grid* 3D lapisan reservoir di Lapangan Rahma dan Nala ditunjukkan pada Gambar 3.21.



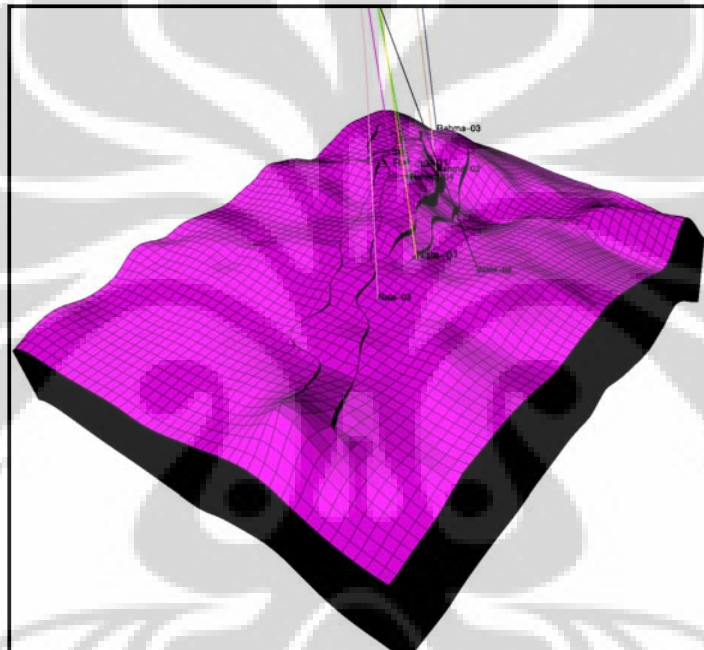
Gambar 3.19. Peta *isochore* masing-masing interval horizon.



Gambar 3.20. Pembagian zona dalam kerangka 3D.

Tabel 3.3. Pembagian *grid* dalam tiap zona di lapangan Rahma dan Nala.

Subgrid	Zona	Average Isochore Thickness	Average Facies Thickness	Cell Sum per Facies	Cell Thickness	Geological layer
0	MFS-FS8	129.707				
1	FS8-FS7	20.6735	12.526	7	1.79	12
2	FS7-FS6	26.4942	3.8822	3	1.29	20
3	FS6-SB3	44.8487	3.5881	2	1.79	25
4	SB3-FS5	38.1679	6.2299	3	2.08	18
5	FS5-FS4	23.6505	6.6161	4	1.65	14
6	FS4-SB2	42.8239	5.8493	3	1.95	22

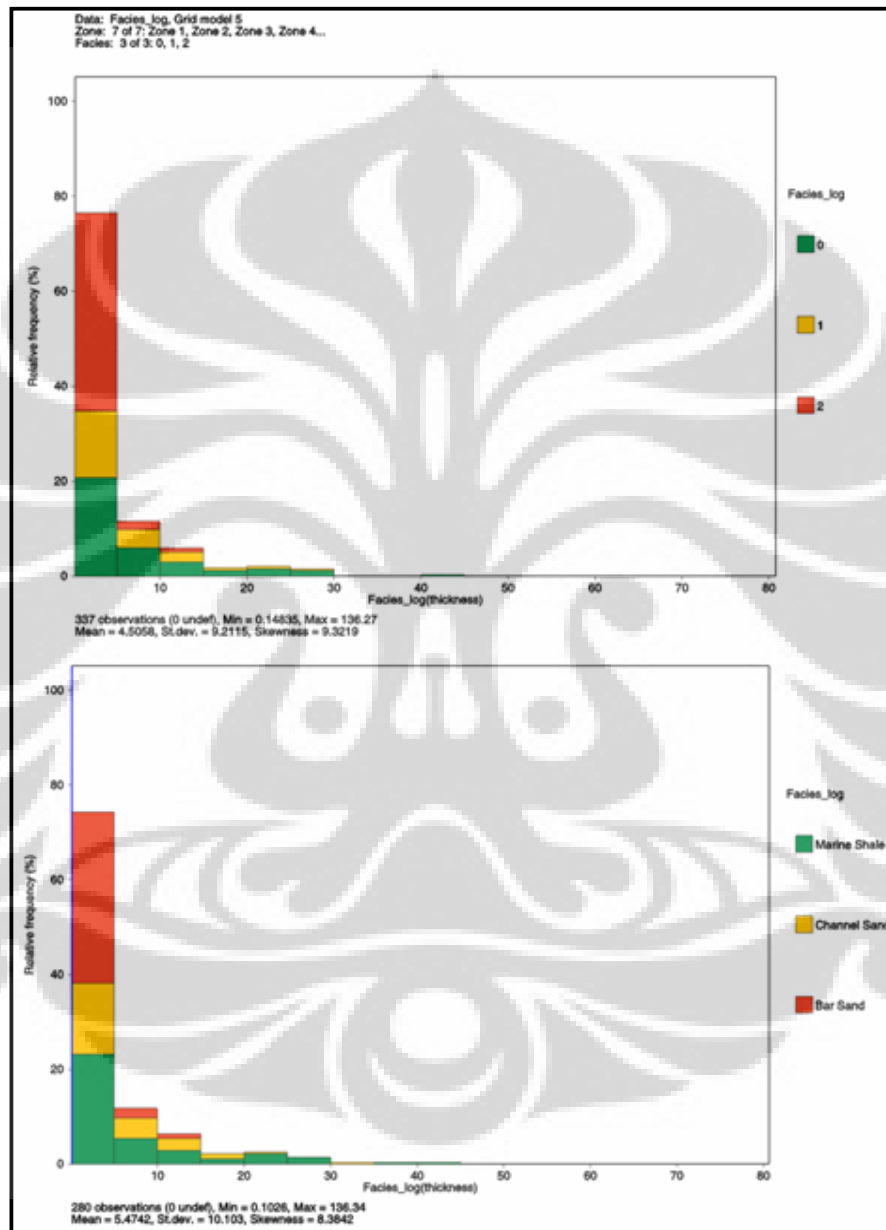


Gambar 3.21. Model *layer grid* 3D Lapangan Rahma dan Nala.

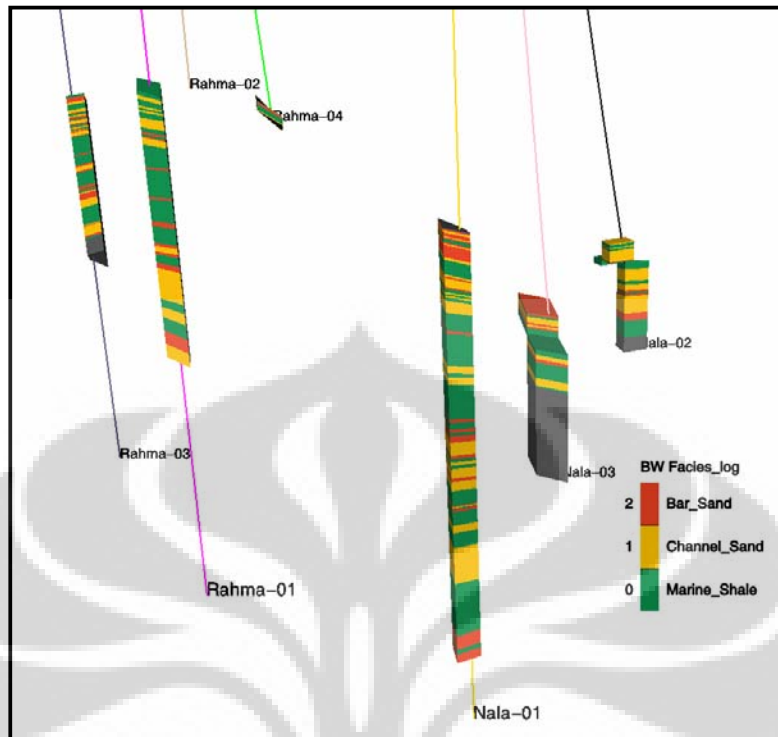
III.2.4. *Up-scaling Well (Blocking Well)*

Up-scaling well data dimaksudkan untuk mengubah data yang diperoleh dari hasil analisa sumur baik berupa data *countionus* atau *discrete* kedalam model *grid* sehingga masing-masing *grid* pada arah vertikal pada lokasi sumur akan memiliki harga properti reservoir. *Electrofacies* dan properti reservoir yang diperoleh dari analisa petrofisik pada tiap-tiap sumur akan dimasukkan menjadi nilai *grid* sel untuk masing-masing *layer* yang telah didefinisikan. Setiap sel memiliki nilai tunggal untuk setiap variabel. Untuk memenuhi prinsip *support effect*, maka nilai variabel data di *up scale* terlebih dahulu agar kompatibel dengan dimensi *grid*. Metode yang digunakan untuk *up-scaling well* data yang digunakan yaitu *most of* untuk *facies* dan metode perata-rataan untuk harga *block facies* properti reservoir.

Untuk menguji kualitas hasil *scale up* adalah dengan menggunakan histogram (Gambar 3.22). Kedua histogram terlihat memiliki distribusi yang hampir sama. Secara umum dapat dikatakan bahwa hasil *scale up* tersebut cukup representatif untuk digunakan mewakili nilai porositas skala *grid* (gambar 3.23).



Gambar 3.22. Perbandingan antara fasies sumur dan fasies hasil *up scaling* (*blocking well*) yang memperlihatkan distribusi yang hampir sama.



Gambar 3.23. *Blocking well* fasies pada tiap sumur di Lapangan Rahma dan Nala.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

IV.1. Geologi Batupasir 1950' dan 2110'

Pemodelan reservoir statik dimaksudkan untuk mendapatkan variasi *lithofacies* dan properti reservoir pada arah vertikal dan lateral secara tiga dimensi. Model statik 3D selanjutnya dibangun untuk mendistribusikan *lithofacies* dan properti reservoir kedalam model *grid* 3D dengan menggunakan pendekatan deterministik dan atau stokastik.

Kesulitan umum yang sering dihadapi para praktisi adalah memodelkan variogram yang tepat dan mengintegrasikan data geologi sebagai informasi dalam pemodelan tersebut dimana hasil variogram merupakan *input* dalam proses simulasi distribusi data. Oleh karena itu pemahaman geologi suatu lapangan merupakan unsur penting dalam keberhasilan proses karakterisasi reservoir.

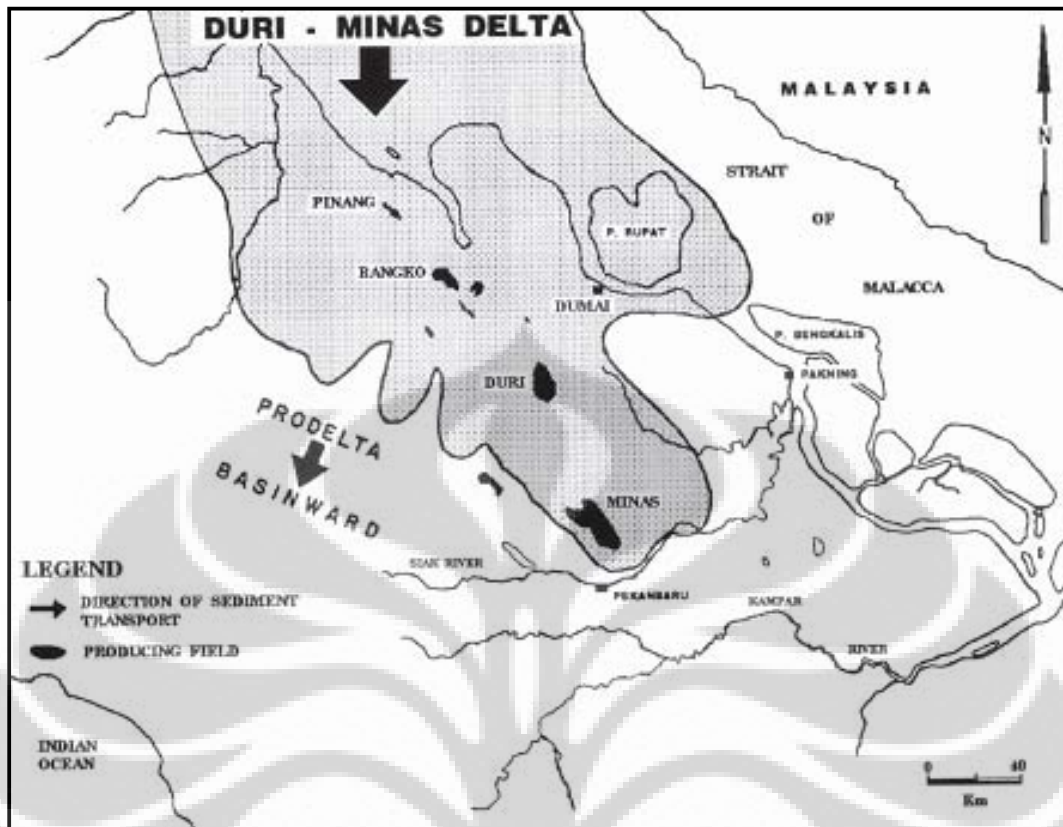
Secara umum, batuan reservoir di Cekungan Sumatera Tengah berasal dari batupasir Formasi Bekasap demikian pula dengan reservoir di Lapangan Rahma dan Nala. Maka pembahasan hanya difokuskan pada batupasir Formasi Bekasap. Berdasarkan referensi geologi regional Formasi Bekasap terendapkan pada lingkungan *estuarine intertidal, inner-neritic* sampai *middle/outer neritic* (Dawson, et.al, 1997). Formasi Bekasap termasuk dalam Kelompok Sihapas (*Sihapas Group*) yang terendapkan selama Awal Miosen. *Source* sedimen Kelompok Sihapas berasal dari semenanjung Malaysia yang terletak di bagian timurlaut-baratdaya daerah penelitian (gambar 4.1).

Dengan diketahuinya lingkungan pengendapan serta *lithofasies* yang berkembang di Lapangan Rahma dan Nala maka kita dapat memperkirakan ukuran geometri, arah pengendapan serta kisaran nilai properti reservoir pada masing-masing fasies. Informasi-informasi tersebut dapat digunakan sebagai acuan dalam pemodelan variogram, pemodelan fasies dan pemodelan properti reservoir sehingga diharapkan dapat menciptakan model yang mendekati sebenarnya.

IV.2. Analisa Data

Statistik pada dasarnya berurusan dengan mengorganisir data, mempresentasikannya, kemudian menarik kesimpulan dari data tersebut. Analisa antar data penting dilakukan sebelum pembuatan model distribusi fasies dan sifat-sifat petrofisik reservoir yang menggunakan pendekatan geostatistik. Berdasarkan jumlah objek data maka analisa data dapat dibagi dalam dua proses yaitu :

- Statistik univariat
- Statistik multivariat



Gambar 4.1. Paleogeografi lingkungan pengendapan Sihapas Group di Cekungan Sumatera Tengah (Williams dan Eurbank, 1995).

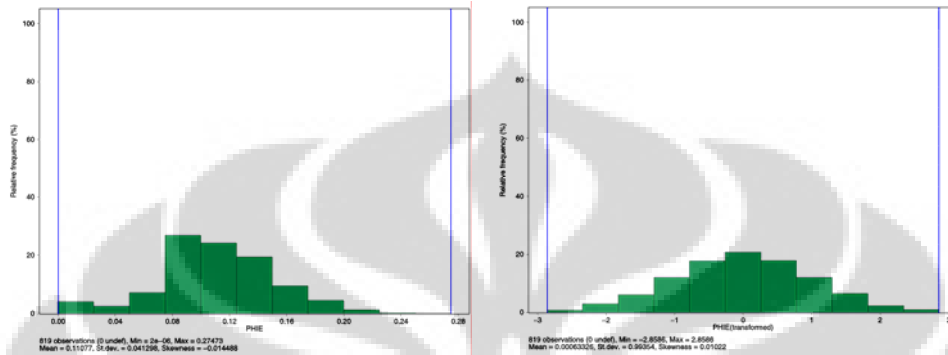
IV.2.1. Statistik Univariat

Statistik univariat digunakan sebagai alat deskripsi distribusi suatu variabel tunggal untuk mengetahui sifat dari sampel yang meliputi kecenderungan pemusatan (dilihat dari nilai *mean* dan median), pola distribusi data (dilihat dari bentuk histogram dan nilai *skewness*) dan besaran variabilitas data tersebut (tercermin pada nilai variannya). Salah satu teknik yang banyak digunakan untuk mempresentasikan data adalah tabel histogram. Tabel histogram secara implisit menjelaskan peluang suatu variabel berada di antara interval tertentu.

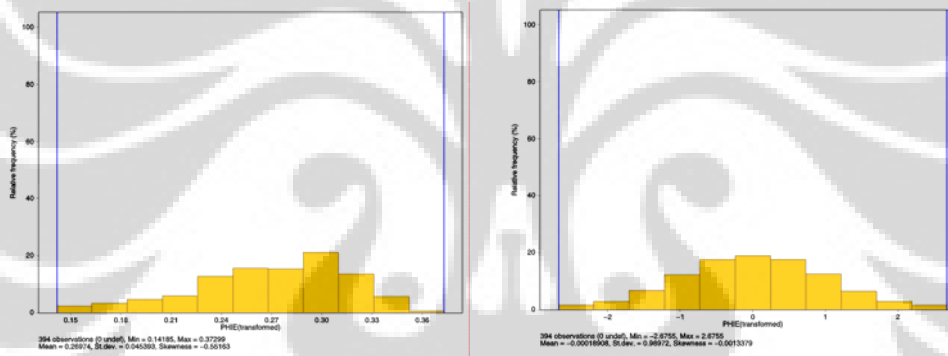
Agar data sampel yang biasanya memiliki pola distribusi acak menjadi lebih teratur distribusinya atau mendekati pola distribusi normal maka perlu dilakukan transformasi. Pola distribusi yang teratur diharapkan dapat memberikan struktur variogram yang lebih baik sehingga pemodelan variogram dapat dibuat dengan lebih mudah dan menyenangkan. Distribusi ini dikenal dengan distribusi normal (*Gaussian*). Jenis distribusi ini biasanya digunakan dalam transformasi properti reservoir seperti porositas dan permeabilitas (gambar 4.2 s/d 4.7). Transformasi data diperlukan karena teknik geostatistik yang ada mensyaratkan harga *mean* sama dengan 0 dan standar deviasi sama dengan 1. Persamaan distribusi normal (*Gaussian*):

$$g(z) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\left[\frac{1}{2}\left(\frac{z-m}{\sigma}\right)^2\right]}$$

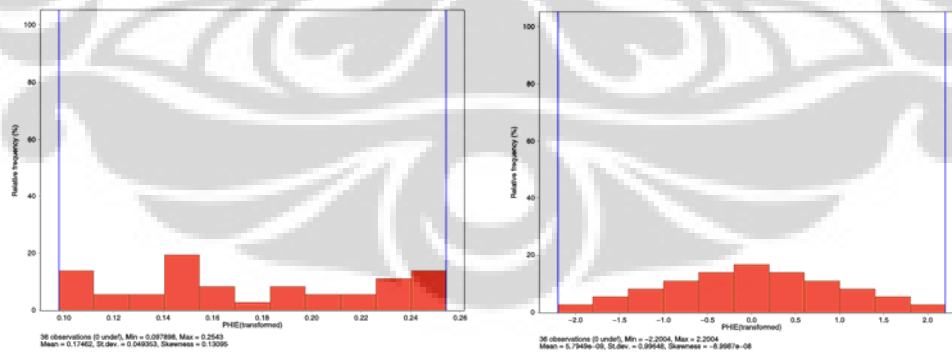
dimana: $g(z)$ = frekuensi, m = *arithmetic mean* dan σ^2 = *variance*



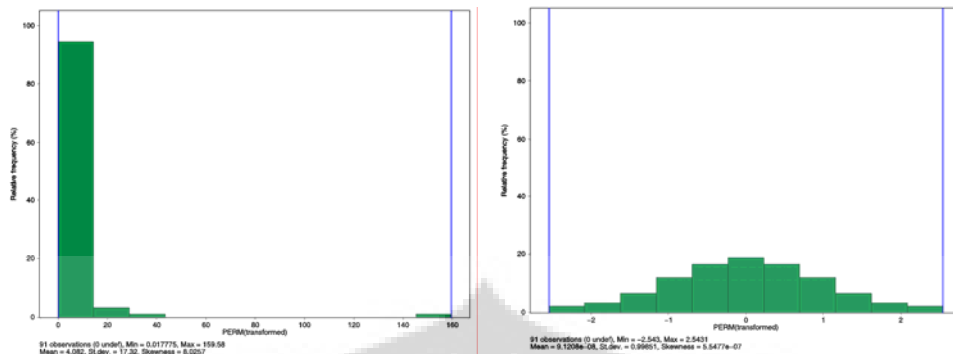
Gambar 4.2 Histogram dan distribusi normal nilai porositas pada fasies *marine shale*.



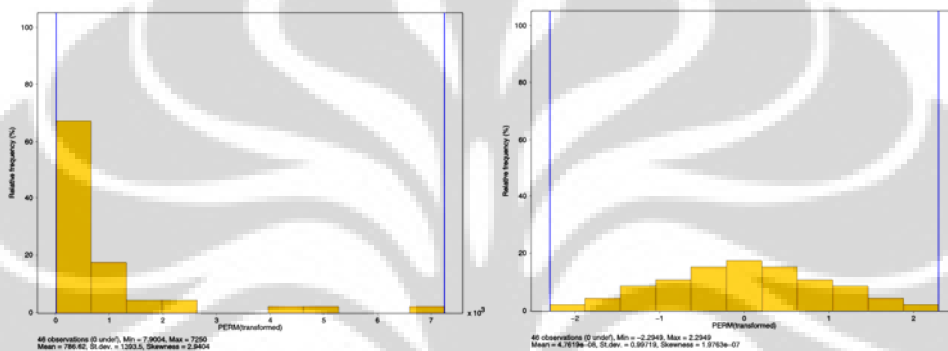
Gambar 4.3 Histogram dan distribusi normal nilai porositas pada fasies *channel sand*.



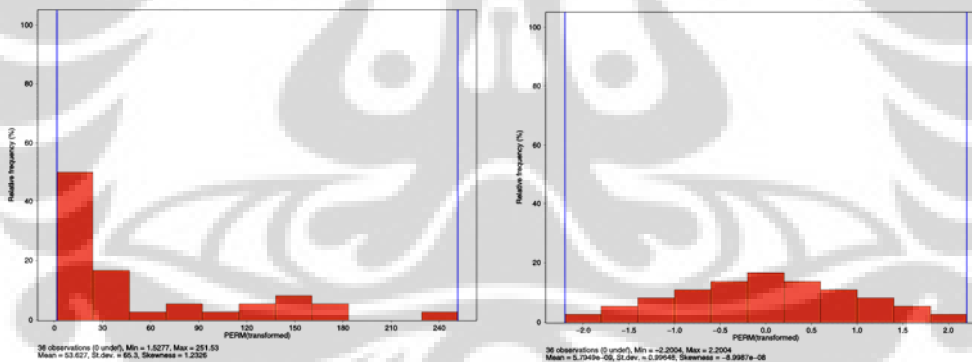
Gambar 4.4 Histogram dan distribusi normal nilai porositas pada fasies *bar sand*.



Gambar 4.5 Histogram dan distribusi normal nilai permeabilitas pada fasies *marine shale*.



Gambar 4.6 Histogram dan distribusi normal nilai permeabilitas pada fasies *channel sand*.



Gambar 4.7 Histogram dan distribusi normal nilai permeabilitas pada fasies *bar sand*.

Hasil transformasi nilai porositas dan permeabilitas sebelum digunakan pada pemodelan variogram terlebih dahulu ditransformasikan kembali (*back transform*) hasilnya menggunakan tranformasi yang sama.

IV.2. 2. Statistik Bivariat/Multivariat

Deskripsi bivariat sangat diperlukan dalam proses analisis yang melibatkan lebih dari satu variabel data dan ciri yang terpenting adalah hubungan dan saling ketergantungan antar

variabel. Analisa ini menunjukkan bagus tidaknya relasi antara dua variabel yang akan digunakan dalam estimasi atau simulasi. Pada penelitian ini statistik bivariat akan digunakan pada saat estimasi nilai permeabilitas dan saturasi dengan melakukan *crossplot* dengan porositas yang telah dibahas dilakukan pada bab III.

IV.2.3. Pemodelan Variogram

Roman geologi dan asosiasi properti petrofisika umumnya tidak terdistribusi secara seragam/isotropi dalam suatu lingkungan pengendapan. Prinsip dasar ini biasanya tidak diakomodasi dalam kebanyakan algoritma interpolasi sehingga menjadikan kelemahan dalam pemetaan berbasis komputer. Geostatistik memiliki metode yang dapat mengidentifikasi fenomena anisotropi dalam kumpulan data yang digunakan saat interpolasi atau simulasi dengan mempertahankan arah dan jarak/skala kontinuitas data orisinal. Metode tersebut adalah variogram.

Variogram adalah plot variabilitas dalam bentuk *semi-variance* terhadap jarak yang dibangun dari kelompok data pada jarak yang relatif sama yang selanjutnya akan dihitung derajat ketidaksamaannya.

Prinsip dalam pemodelan variogram adalah menangkap fitur-fitur dasar yang teramati dan tidak perlu menangkap setiap detail estimasi variogram. Pemilihan model variogram dipengaruhi oleh beberapa hal antara lain :

- a. Perilaku variogram dekat titik awal, perilaku ini biasanya mudah dikenali. Ada tidaknya *nugget variance* dapat diperoleh dengan eksploitasi $\gamma(h)$ memotong sumbu tegak (untuk $h=0$).
- b. Kehadiran *sill*, pada awalnya varian statistik dari data dapat dianggap sebagai harga *sill*.

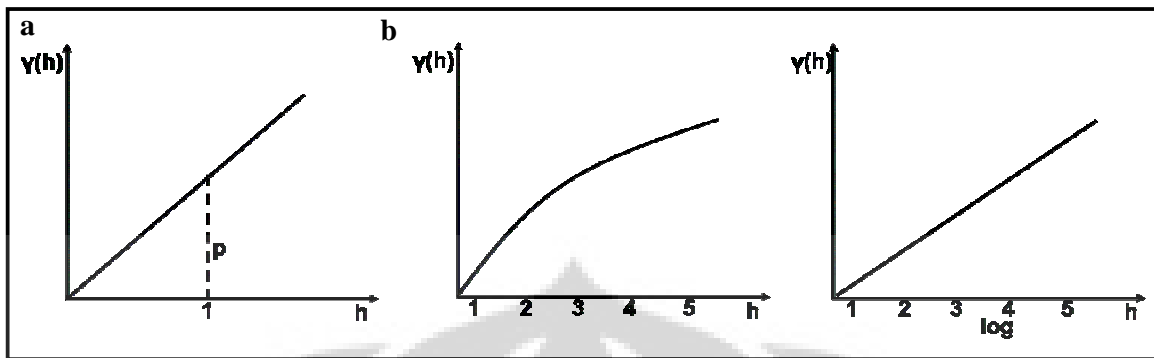
Berdasarkan hadir tidaknya *sill* dan *range* tersebut, maka model variogram dikelompokkan menjadi dua yaitu :

1. Model Tanpa *Sill*

Model tanpa *sill* terdiri dari (gambar 4.8.):

- a. Model linier : $\gamma(h) = p |h|$ 4.2
 atau secara umum : $\gamma(h) = p |h|^\lambda$ 4.3
 dimana : p adalah konstanta yang proporsional terhadap h absolut $0 < \lambda < 2$ jika $\lambda=2$, maka akan menjadi model parabola.
- b. Model logaritmik : $\gamma(h) = 3\alpha \log |h| + B$ 4.4
 dimana : $B = C_0 + 3\alpha(3/2 - \log |)$ 4.5
 3α adalah koefisien dispersi absolut dan sama dengan kenaikan variogram jika h diekspresikan secara logaritmik.

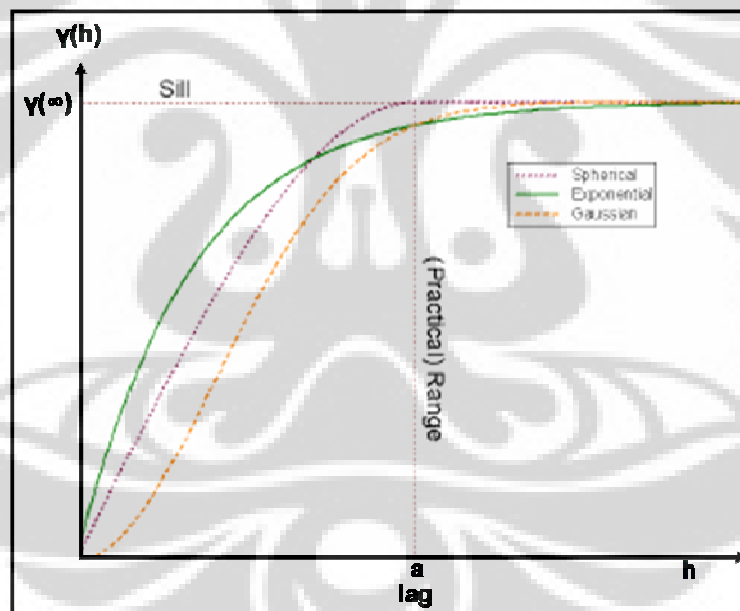
| adalah panjang ekivalen sampel.



Gambar 4.8. a. Variogram model linier b. Variogram model parabolik

2. Model Dengan Sill

Model dengan *sill* terdiri dari (gambar 4.9):



Gambar 4.9. Tiga model variogram dengan *sill*.

a. Model *Spherical*, berperilaku linier dekat titik awal.

$$\gamma(h) = C \left(3/2 \frac{|h|}{a} - 1/2 \left(\frac{|h|}{a} \right)^3 \right), \quad h \leq a \quad 4.6$$

$$\gamma(h) = C, \quad h \geq a \quad 4.7$$

dimana : a adalah *range*, merupakan absis dari titik potong antara garis tangensial variogram dengan *sill*. C adalah *sill* ($\gamma(\infty)$)

b. Model *Exponential*, berperilaku linier dekat titik awal.

$$\gamma(h) = C \left[1 - e^{-(h/a)} \right] \quad 4.8$$

c. Model *Gaussian*, berperilaku parabolik parabolik dekat titik awal.

$$\gamma(h) = C \left[1 - e^{-(h/a)^2} \right] \quad 4.9$$

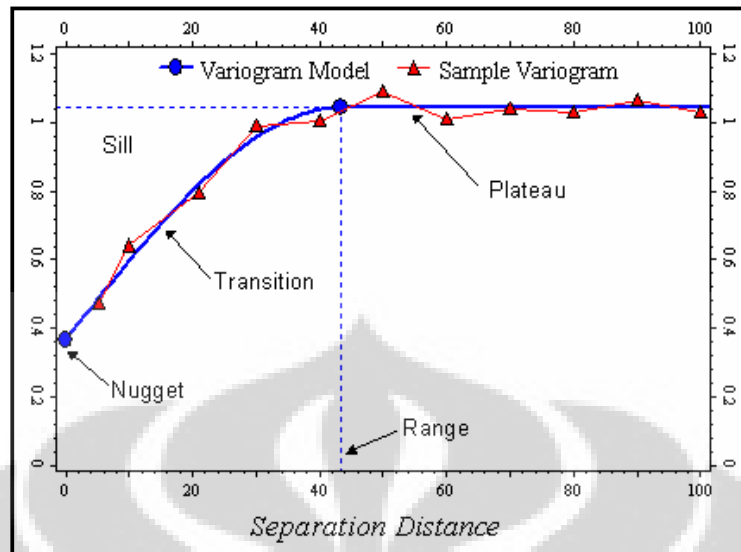
Grafik variogram terdiri dari beberapa elemen- elemen yaitu (gambar 4.10):

- **Sample variogram** : variogram yang dihitung dari kumpulan sampel data dengan menggunakan arah dan *separation distance*.
- **Variogram model** : merupakan hubungan *spatial* secara matematik yang digunakan untuk menggambarkan sampel variogram termasuk informasi mengenai *anisotropy*.
- **Range**: harga yang menggambarkan bagaimana variogram model akan mencapai garis lurus atau jarak dimana tidak ada lagi perubahan derajat korelasi antar data.
- **Sill** : harga *semi-varian* dimana pada harga *separation distance* yang lebih besar dari *range* sampel tidak lagi saling berhubungan.
- **Nugget** : harga *semi-variance* dimana jarak yang memisahkan adalah nol yang menggambarkan skala terendah variasi data. *Nugget* umumnya lebih akurat diperkirakan dari vertikal data dimana terdapat cukup sampel data pada arah vertikal.
- **Plateau** : nilai tertinggi dari variogram model dimana peningkatan *separation distance* tidak akan berpengaruh terhadap harga *semi-varian*.
- **Transition** : harga variogram sebelum mencapai *plateau*.

Dalam statistik variogram diartikan sebagai setengah *variance* dari perbedaan dua sampel data yang dipisahkan oleh suatu jarak, yang secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{(i,j)|h_{ij} \approx h} (V_i - V_j)^2 \quad 4.10$$

Estimasi dengan variogram ini memerlukan kehati-hatian dan berbagai pertimbangan karena melibatkan unsur subjektifitas. Faktor-faktor tersebut adalah *lag distance*, toleransi jarak, sudut arah dan toleransi sudut arah.



Gambar 4.10. Tipikal model variogram.

IV.2.3.1 Lag

Variogram diproses dengan menganalisa pasangan-pasangan data. Pasangan-pasangan data tersebut dapat berbentuk *continuous variable* seperti data porositas atau berbentuk *discrete variables* seperti fasies geologi yang dapat dihitung dengan variogram pada segala arah yaitu horisontal dan vertikal. Konsep yang membandingkan pasangan-pasangan data pada perbedaan jarak yang tetap disebut dengan *lag*. Perhitungan harga setiap sampel data misalnya porositas, permeabilitas, dan lain sebagainya yang berpasangan dikurangi satu sama lainnya dan hasilnya dikuadratkan sehingga menghasilkan nilai yang positif. Apabila hasil perhitungan mendekati nol maka menunjukkan perbedaan yang kecil sedangkan perhitungan yang menghasilkan perbedaan kuadrat yang besar menunjukkan *separation distance* yang besar.

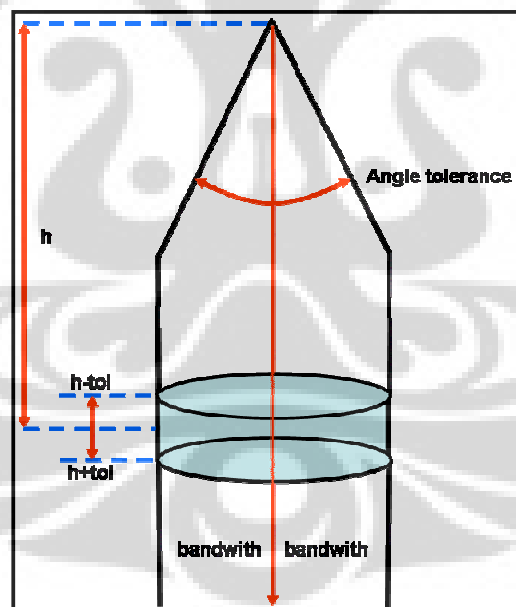
Setelah penentuan arah untuk kalkulasi variogram dipilih selanjutnya dilakukan penentuan jarak *lag*. Penentuan jarak *lag* pada *grid* data yang teratur tapi akan menjadi lebih kompleks pada *grid* data yang tidak teratur atau acak. Jarak *lag* diukur pada arah vertikal dan horisontal. Perbedaan jarak data yang signifikan antara jarak vertikal dan horisontal mengakibatkan proses kalkulasi dilakukan secara terpisah walaupun akhirnya akan dimodelkan secara bersamaan. Oleh karena itu penentuan parameter toleransi untuk arah vertikal dan horisontal yang tepat penting dilakukan sehingga akan memberikan detail resolusi jarak dan arah anisotropi yang maksimal.

Vertikal Lag Distance

Gambar 4.11 memperlihatkan parameter toleransi untuk *vertical lag* yang terdiri dari

jarak (h), toleransi jarak (h_{tol}), toleransi sudut (a_{tol}) dan *bandwith*. Beberapa pedoman dalam penentuan parameter-parameter yaitu :

- Separasi jarak *lag* h biasanya dipilih sesuai dengan jarak data. Misalnya harga porositas log berjarak setiap 0.5 ft maka unit *lag distance* yang dipilih $h=0.5$ atau kelipatan 0.5.
- Toleransi jarak (h_{tol}) seringkali dipilih setengah dari unit *lag distance* (h). Nilai toleransi jarak dapat juga dikurangi misalnya $\frac{1}{4}$ dari unit *lag distance* jika jumlah data banyak dan berdekatan. Dan juga dapat dinaikkan misalnya $\frac{3}{4}$ dari unit *lag distance* apabila jumlah data sedikit. Menaikkan nilai toleransi jarak lebih dari setengah unit *lag distance* biasanya akan mengakibatkan kontribusi data menjadi *multiple* sehingga disarankan nilai toleransi jarak kurang dari setengah dari unit *lag distance* (h).
- Toleransi sudut (a_{tol}) dibutuhkan apabila sumur tidak vertikal. Nilai toleransi sudut yang biasanya digunakan adalah 10° s/d 20° . Sedangkan pada sumur horizontal tidak dapat dilakukan kalkulasi variogram vertikal.
- Parameter *bandwith*, digunakan untuk membatasi deviasi maksimum dari arah vertikal. Penentuan *bandwith* harus mempertimbangkan deviasi sumur.



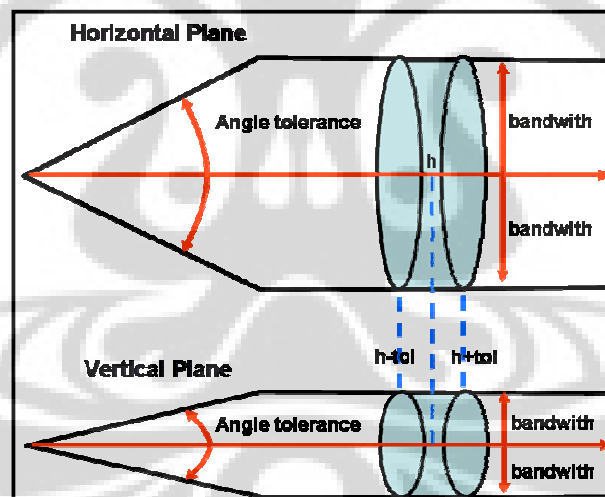
Gambar 4.11. Ilustrasi *vertical lag distance*.

Horizontal Lag Distance

Gambar 4.12 memperlihatkan parameter toleransi untuk *horizontal lag* yang terdiri dari jarak (h), toleransi jarak (h_{tol}), toleransi sudut horisontal (a_{tol}^h) dan *horizontal bandwith*, toleransi

sudut vertikal (a_{tol}^v) dan *vertical bandwidth*. Beberapa pedoman dalam penentuan parameter-parameter yaitu :

- Apabila tidak ada anisotropi data horisontal maka parameter toleransi sudut horisontal bisa di *set* pada 90° atau lebih yang dapat mengakomodasi semua arah horisontal.
- Apabila ada anisotropi data horisontal maka parameter toleransi sudut horisontal harus dibatasi. Apabila a_{tol}^h terlalu kecil maka hanya akan ada sedikit pasangan data yang dapat dikalkulasi dan apabila terlalu besar akan menghasilkan gambar anisotropi yang tidak jelas.
- Parameter *horizontal bandwidth*, digunakan untuk membatasi deviasi maksimum dari arah horisontal. Nilai parameter besar digunakan untuk kalkulasi omnidirectional variogram atau jika memiliki jumlah data sedikit misalnya 1 atau 3 kali *lag distance*.
- Nilai toleransi sudut vertikal sebaiknya kecil apabila memiliki variabilitas yang besar pada arah vertikal. Biasanya kombinasi nilai toleransi sudut vertikal yang kecil misalnya 5° dan nilai *vertical bandwidth* yang juga kecil dapat secara efektif membatasi kalkulasi data yang terdapat pada posisi stratigrafi yang sama.



Gambar 4.12. Ilustrasi *horizontal lag distance*.

Toleransi yang sesuai akan menghasilkan variogram yang stabil. Toleransi yang terlalu kecil menghasilkan variogram dengan interval yang kecil tapi tidak stabil (fluktuatif). Sebaliknya, toleransi yang terlalu besar membuat variogram menjadi tidak jelas dan terjadinya *overlap* data. Persamaan variogram yang telah dimodifikasi dengan faktor toleransi jarak menjadi:

$$\gamma(h \pm \Delta h) = \frac{1}{2N(h \pm \Delta h)} \sum_{(i,j)|h_{ij} \approx h} (V_i - V_j)^2 \quad 4.11$$

IV.2.3.2. Anisotropi

Dua variogram dengan model yang sama jika di *plot* berdasarkan data dengan dua arah yang berbeda akan menghasilkan karakteristik variogram yang bisa sama atau berbeda. Dua variogram yang menunjukkan kesamaan merupakan indikasi bahwa reservoir bersifat isotropi. Sebaliknya, variogram yang berbeda adalah indikasi anisotropi. Dalam analisis data reservoir, data anisotropi dibedakan atas anisotropi geometrik dan anisotropi zonal.

Anisotropi Geometrik

Anisotropi geometri diindikasikan oleh dua variogram dengan nilai *sill* yang sama tetapi dengan nilai *range* yang berbeda. Seperti terlihat pada gambar 4.13a, dua variogram memberikan hasil yang sama, tetapi variogram dengan arah sejajar sumbu X yang disimbolkan dengan $\gamma(h_x)$ menghasilkan nilai *range* yang lebih besar. Untuk itu, arah sejajar sumbu X disebut dengan arah dengan kontinuitas maksimum, sedangkan arah sejajar sumbu Y disebut arah dengan kontinuitas minimum. *Range* untuk arah maksimum disebut *major range* dan untuk arah minimum disebut *minor range*. Pada prakteknya, arah kontinuitas tidak selalu sejajar dengan sumbu koordinat. Tipe anisotropi geometrik ini umumnya ditemukan pada analisis data areal dengan arah yang berbeda.

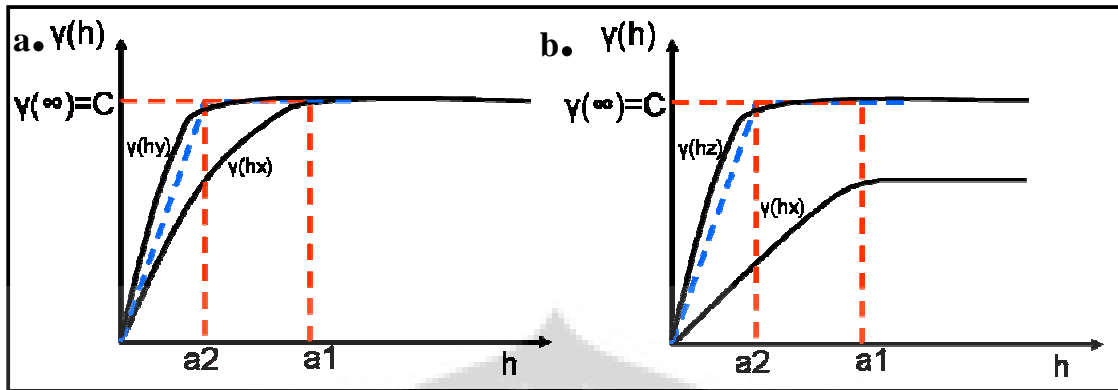
Anisotropi Zonal

Anisotropi jenis kedua adalah anisotropi zonal. Pada anisotropi jenis ini, baik nilai *sill* maupun *range* dari arah maksimum dan minimum tidak mesti sama. Gambar 4.13b memperlihatkan contoh dua variogram yang merefleksikan anisotropi zonal. Kasus seperti umumnya ditemukan pada analisis data yang dihasilkan dari sumur vertikal dimana data diambil dengan kedalaman yang berbeda-beda. Pemodelan variogram pada anisotropi zonal memerlukan persyaratan yang sama dengan pemodelan anisotropi geometrik. Pertama, arah kontinuitas maksimum diasumsikan tegak lurus terhadap arah kontinuitas minimum. Kedua, model yang digunakan pada arah maksimum dan minimum harus dengan tipe yang sama.

Konsep anisotropi geometrik dan zonal tersebut diaplikasikan pada pemodelan tiga dimensi. Anisotropi geometrik diterapkan pada arah sumbu X dan sumbu Y, sementara anisotropi zonal diterapkan pada arah sumbu Z.

Untuk kasus anisotropi dimana hubungan spasial berubah terhadap arah, variogram dimodifikasi sebagai berikut:

$$\gamma(h \pm \Delta h, \theta \pm \Delta \theta) = \frac{1}{2N(h \pm \Delta h, \theta \pm \Delta \theta)} \sum_{(i,j)|h_{ij} \approx h} (V_i - V_j)^2 \quad 4.12$$



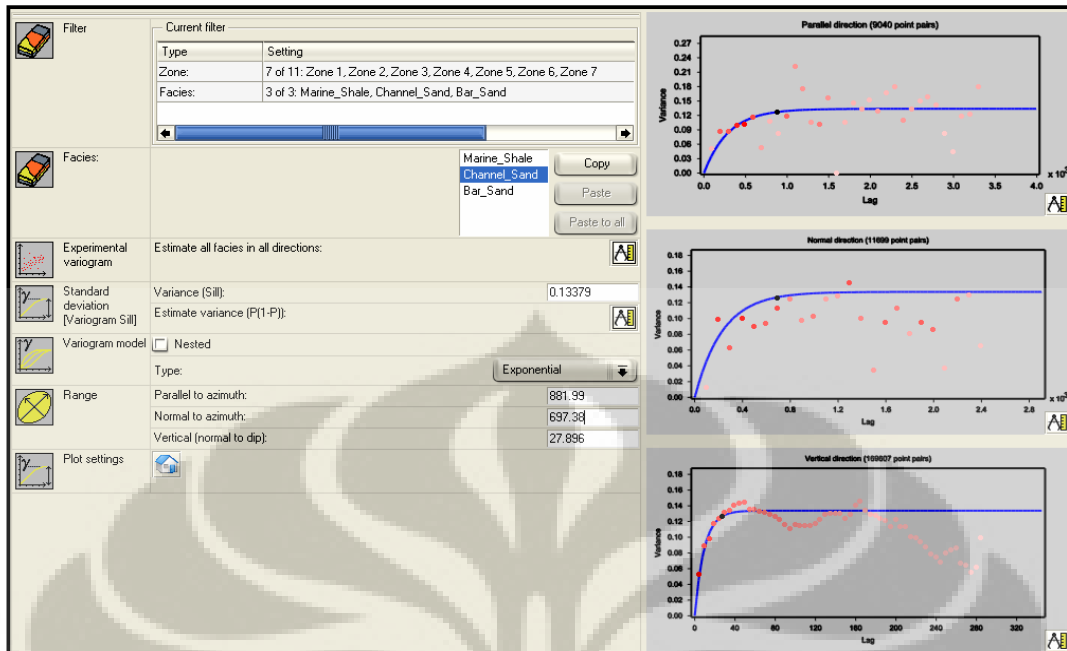
Gambar 4.13. a. Variogram dengan anisotropi geometrik b. Variogram dengan anisotropi zonal.

Pada penelitian ini dilakukan pemodelan variogram untuk fasies *channel sand*, fasies *bar sand* dan fasies *marine shale*, porositas dan permeabilitas dan saturasi. Seperti yang telah dijelaskan diatas saat pemodelan variogram kita harus terlebih dahulu menentukan parameter-parameter seperti *azimuth* dan *lag distance*. Apabila parameter yang ditentukan telah dianggap benar selanjutnya dilakukan *fitting* variogram sesuai model variogram yang digunakan.

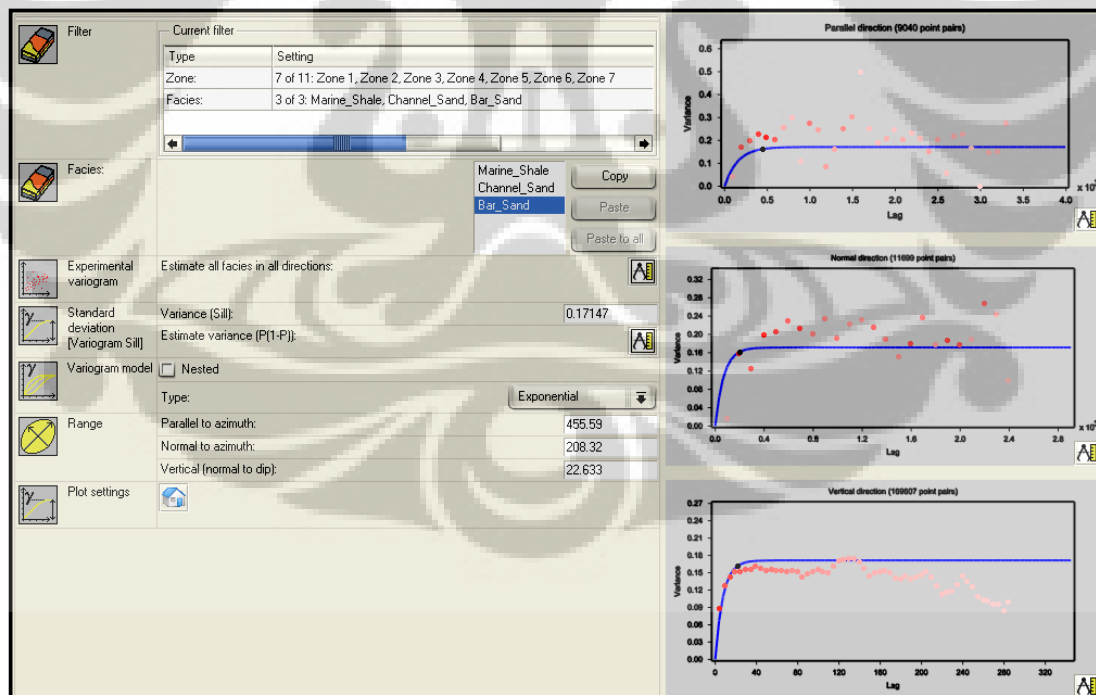
Fitting variogram adalah usaha untuk mencocokkan model variogram teoritis dengan variogram eksperimental. Dua metode yang umum digunakan untuk mem *fit* variogram eksperimental dengan variogram teoritisnya yaitu metode visual dan metode *least square*. Dengan metode visual (manual) biasanya sudah cukup memuaskan, dan banyak digunakan oleh para ahli geostatistik (David, 1979). Karena *sense* yang banyak berperan dalam melakukan *fitting* tersebut maka dalam pekerjaan ini pengalaman akan sangat menentukan kualitas *fitting*. Tujuan utama dari *fitting* ini adalah untuk mengetahui parameter geostatistik *range* dan *sill*. Berdasarkan pengamatan tipe *exponential* merupakan tipe yang paling sesuai (*matching*) dengan fitur-fitur geologi bawah permukaan di Lapangan Rahma dan Nala, maka model variogram yang digunakan adalah tipe *exponential*.

Variogram fasies *channel sand* diperlihatkan pada gambar 4.14 yang menunjukkan arah *major* 200° dengan jarak 881.99 ft dan arah *minor* dengan arah 110° dengan jarak 697.38 ft. Sampel variogram menunjukkan hubungan anisotropi berdasarkan nilai *major range* dan *minor range* yang berbeda. Harga *sill* 0.13379.

Variogram fasies *bar sand* diperlihatkan pada gambar 4.15 yang menunjukkan arah *major* 200° dengan jarak 455.59 ft dan arah *minor* dengan arah 110° dengan jarak 208.32 ft. Sampel variogram menunjukkan hubungan anisotropi berdasarkan nilai *major range* dan *minor range* yang berbeda. Harga *sill* 0.17147.



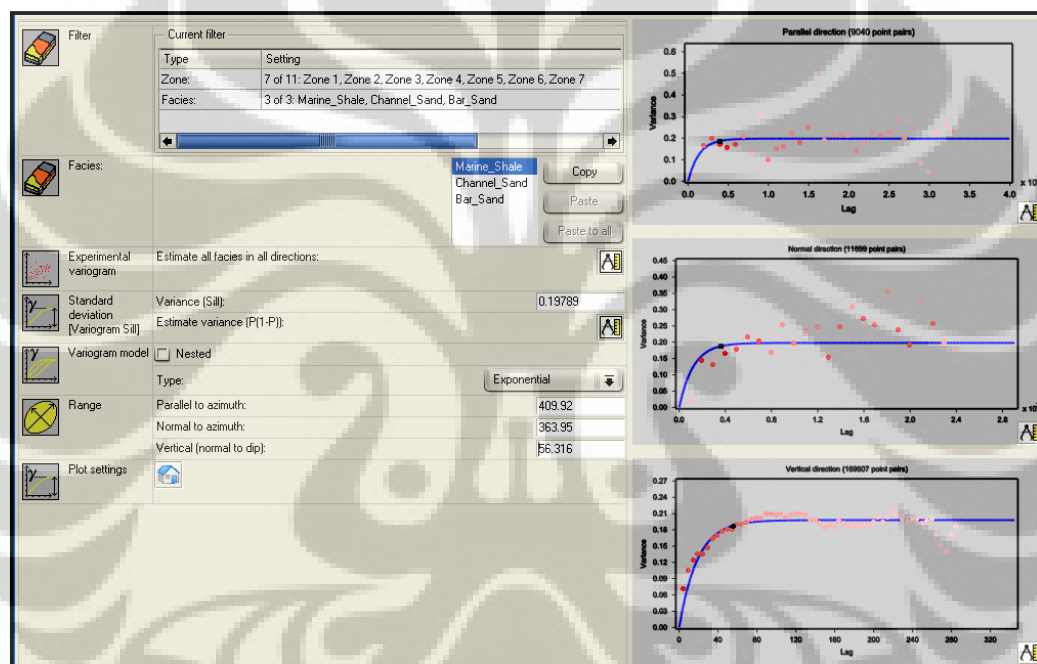
Gambar 4.14. Analisa variogram terhadap fasies *channel sand*.



Gambar 4.15. Analisa variogram terhadap fasies *bar sand*.

Variogram fasies *marine shale* diperlihatkan pada gambar 4.16 yang menunjukkan arah *major* 200° dengan jarak 409.92 ft dan arah minor dengan arah 110° dengan jarak 363.95 ft. Sampel variogram menunjukkan hubungan anisotropi berdasarkan nilai *major range* dan *minor range* yang berbeda. Harga *sill* 0.19789.

Variogram porositas pada fasies *channel sand* diperlihatkan pada gambar 4.17, yang ditunjukkan oleh arah paralel terhadap *azimuth* dengan jarak 410.05 ft, arah normal dengan jarak 337.02 ft. Arah *major range* diperoleh dari variogram dengan *major range* paling besar. Dalam hal ini adalah arah timurlaut-baratdaya (normal terhadap *azimuth*). *Range* vertikal yang diperoleh dari analisa adalah 21.911 ft.

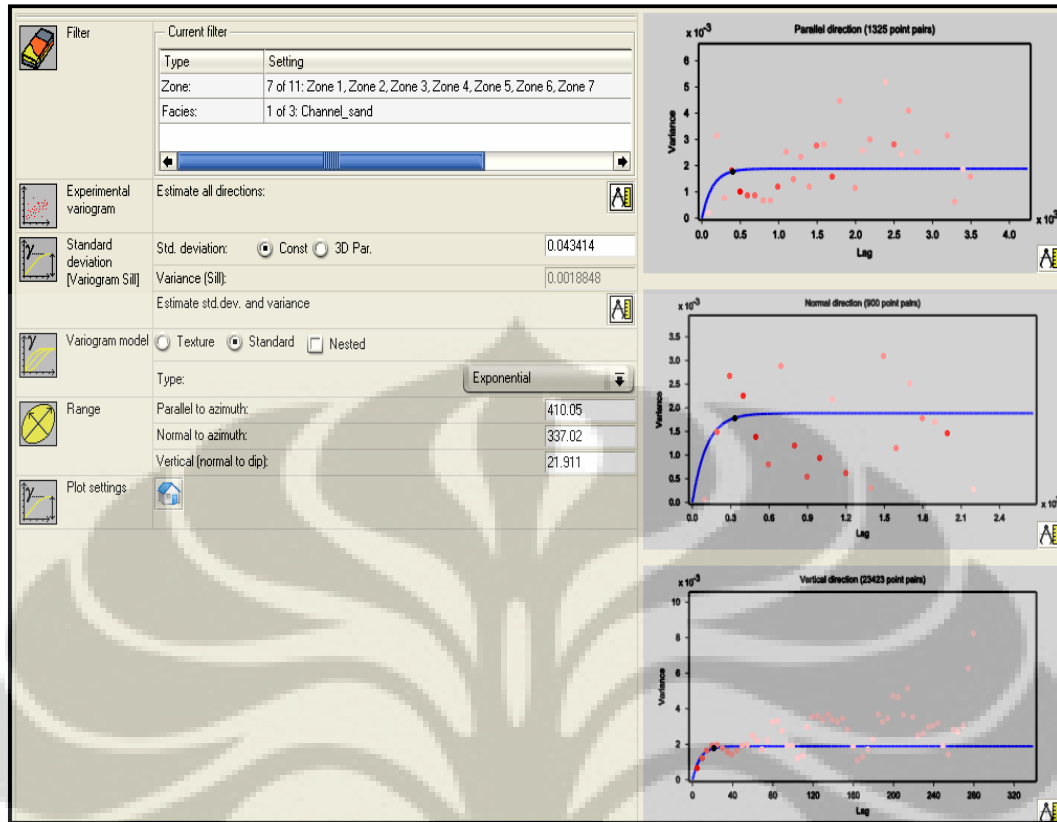


Gambar 4.16. Analisa variogram terhadap fasies *marine shale*.

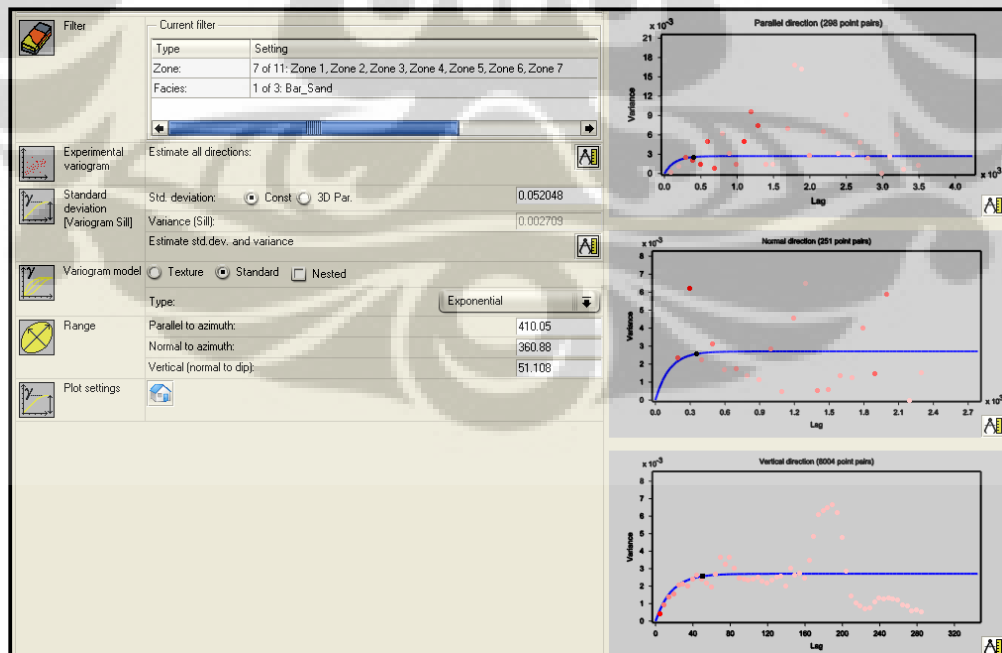
Variogram porositas yang terakhir pada fasies *bar sand* diperlihatkan pada gambar 4.18, dengan *major range* yaitu 410.05 ft berupa arah paralel (barat-timur), dan *minor range* 360.88 ft berupa arah normal. Sedangkan *range* vertikal yang diperoleh adalah 51.108 ft.

Variogram porositas yang terakhir pada fasies *marine shale* diperlihatkan pada gambar 4.19, dengan *major range* yaitu 283.39 ft berupa arah paralel (barat-timur), dan *minor range* 138.64 ft berupa arah normal. Sedangkan *range* vertikal yang diperoleh adalah 39.408 ft.

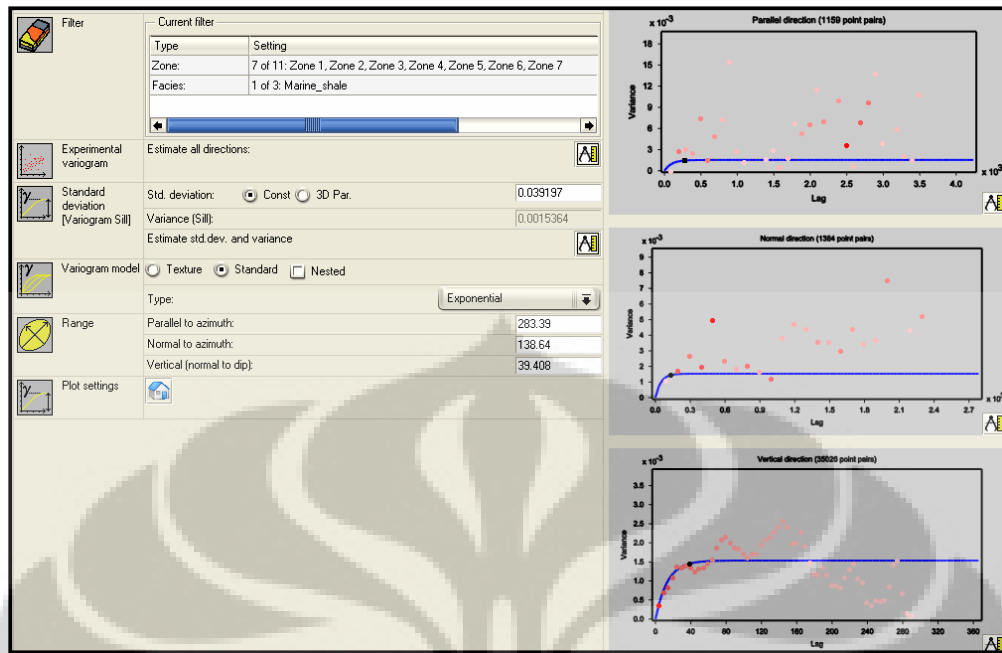
Dari beberapa arah yang dicoba, terindikasi adanya perbedaan nilai *range* pada setiap variogram. Hal ini menunjukkan bahwa porositas reservoir Lapangan Rahma dan Nala bersifat anisotropi.



Gambar 4.17 Analisa variogram tipe *exponential* terhadap distribusi porositas pada fasies *channel sand*.



Gambar 4.18 Analisa variogram tipe *exponential* terhadap distribusi porositas pada fasies *bar sand*.



Gambar 4.19 Analisa variogram tipe *exponential* terhadap distribusi porositas pada fasies *marine shale*.

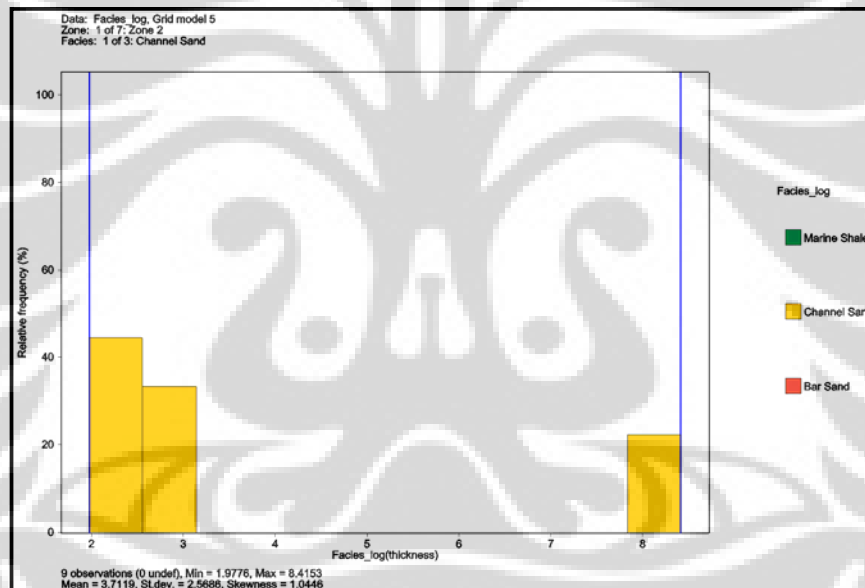
IV.3. Multiple Realization

Keterbatasan data merupakan kendala utama yang dihadapi dalam penelitian ini. Seperti ketersediaan data seismik 2D sehingga pencitraan fasies seperti fasies *channel sand* di Lapangan Rahma dan Nala tidak dapat dilakukan seperti halnya data seismik 3D yang umumnya mampu untuk mencitrakan penyebaran fasies serta properti reservoir. Maka untuk meminimalisasi keterbatasan tersebut, penyebaran fasies *channel sand* dibuat berbagai realisasi untuk mengkuantifikasi ketidakpastian/*uncertainty* dari arah pengendapan dan geometri reservoir yang sangat berpengaruh terhadap perhitungan cadangan minyak. Parameter *uncertainty* yang berhubungan dengan geometri reservoir *channel sand* antara lain *channel width* dan *channel thickness* yang dapat diklasifikasikan menjadi tiga nilai yaitu *low*, *base* dan *high*. Berdasarkan tiga skenario yang dibuat dengan menggunakan *software modelling* Roxar maka secara keseluruhan diperoleh 23 realisasi. Parameter *uncertainty* dari geometri fasies dapat dilihat pada tabel 4.1:

Tabel 4.1 Parameter *uncertainty* geometri fasies channel sand di Lapangan Rahma dan Nala

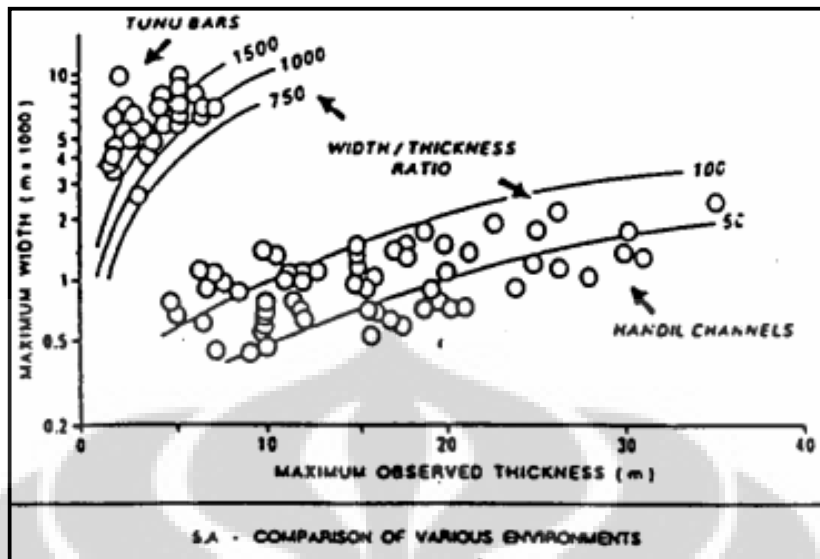
	<i>Low</i>	<i>Base</i>	<i>High</i>
<i>Channel width</i>	200 m	500 m	900 m
<i>Channel thickness</i>	1.9 ft	3.7 ft	8.4 ft
<i>Azimuth</i>	170°	200°	230°

Kisaran nilai parameter ketebalan fasies *channel sand* didasarkan atas nilai minimum, maksimum dan rata-rata ketebalan fasies *channel sand* di zona 2 (gambar 4.20). Sedangkan penentuan kisaran lebar fasies *channel sand* dilakukan berdasarkan studi referensi dari model modern Delta Mahakam yang sama-sama merupakan lingkungan transisi yang menggambarkan bahwa lebar *distributary channel* berkisar antara 200 m hingga 2000 m (Allen,) (gambar 4.21). Untuk lapangan Rahma dan Nala lebar fasies *channel sand* ditentukan berdasarkan *crossplot* antara ketebalan fasies dan lebar fasies *channel*. Untuk penentuan *azimuth* mengacu pada arah pengendapan batupasir Formasi Bekasap di Lapangan Rahma dan Nala. Arah pengendapan ini dapat di perkirakan berdasarkan arah pengendapan regional pengendapan batupasir Formasi Bekasap yaitu timurlaut-baratdaya yang berasal dari semenanjung Malaysia, maka kisaran *azimuth* ditentukan antara N170°E hingga N230°E .



Gambar 4.20. Histogram ketebalan fasies *channel sand* di zona 2.

Tahap selanjutnya yang dilakukan setelah mendefinisikan hubungan spasial data dan pemodelan variogram adalah memetakan nilai variabel reservoir pada lokasi-lokasi yang tidak memiliki sampel data. Proses tersebut pada dasarnya adalah memberikan nilai sifat-sifat petrofisik pada setiap model *grid* 3D untuk suatu reservoir. Proses ini dapat dilakukan dengan dua metode yaitu metode estimasi *kriging* dan metode simulasi bersyarat (*conditional simulation*). Model distribusi dari fasies dan properti reservoir yang dihasilkan kemudian dianalisa dan dibandingkan secara kualitatif dan kuantitatif dengan nilai *original oil in place*.



Gambar 4.21. Hubungan antara ketebalan dan lebar *distributary channel* di modern model Delta Mahakam (Allen,).

IV.4. Teknik Simulasi Bersyarat (*Conditional Simulation*)

Pendistribusian fasies dan properti reservoir menggunakan prosedur *Conditional Simulation* (CS). Istilah kondisional digunakan karena dalam CS simulasi dilakukan dengan mempertimbangkan beberapa syarat/kondisi. *Conditional Simulation* adalah suatu prosedur yang bertujuan untuk menghasilkan suatu gambaran distribusi variabel dengan varian yang minimum. Metode ini termasuk dalam metode stokastik.

Metode simulasi kondisional mensimulasikan berbagai atribut pada lokasi-lokasi yang tidak memiliki sampel berdasarkan kondisi dan persyaratan yang diperoleh dari informasi awal. Jika metode estimasi menghasilkan gambaran reservoir dengan cara meminimalkan *variance* galat, metode simulasi kondisional menghasilkannya dengan cara mensimulasikan realitas.

Ada 2 metode simulasi yang umum digunakan, yaitu :

- Metode simulasi berbasis *grid*

Metode ini mengsumsikan bahwa reservoir dapat difragmentasi menjadi *grid-grid* yang sangat kecil dimana setiap individu *grid* dianggap memiliki satu nilai properti. Teknik simulasi yang sering dipakai pada metode ini adalah *sequential simulation* dan *simulated annealing*. Teknik *sequential simulation* sendiri dibagi lagi menjadi *sequential gaussian simulation* dan *sequential indicator simulation*.

- Metode simulasi berbasis obyek

Pada metode ini, atribut geologi tidak didefenisikan sebagai *grid* namun digambarkan sebagai sebuah obyek. Keuntungan utama dari metode ini adalah kemampuannya untuk

mengakomodasi bentuk dan ukuran obyek-obyek geologi. Bagaimanapun, metode ini tetap menghadirkan beberapa kesulitan yaitu :

- a. Asumsi mengenai bentuk dan ukuran obyek geologi diperoleh dari gambaran yang ada di permukaan sedangkan obyek yang akan disimulasi berada dibawah permukaan. Obyek ini seringkali telah mengalami proses-proses yang merubah sifat fisik, ukuran dan bentuknya. Proses-proses tersebut antara lain bisa diakibatkan oleh diagenesa dan struktur.
- b. Tujuan akhir dari simulasi adalah peramalan *reservoir performance*. Hal ini hanya bisa dilakukan jika kita memperlakukan reservoir sebagai sekumpulan *grid*.

Pada penelitian ini metode simulasi yang dipakai adalah metode simulasi dengan *grid* menggunakan metode *sequential gaussian simulation* dan *sequential indicator simulation*.

Sequential Gaussian Simulation (SGS) merupakan metode simulasi berbasis *kriging* dimana semua *unsampled location* diestimasi nilainya dalam urutan yang acak. Satu hal yang membedakan adalah pemilihan data yang dipakai untuk menghitung nilai variabel pada lokasi estimasi. Pada metode simulasi, selain data sampel dipakai pula data hasil estimasi sebelumnya. Munculnya *multiple realization* dimungkinkan oleh acaknya urutan *unsampled location* yang akan diestimasi.

Sequential Indicator Simulation (SIS) merupakan salah satu teknik simulasi yang biasanya digunakan untuk membuat distribusi *facies*. Nilai properti yang dihasilkan adalah diskrit dan setiap nilai diasosiasikan dengan suatu kategori *facies*. Asumsi yang mendasar adalah bahwa setiap *facies* bersifat eksklusif. Hanya ada satu *facies* pada satu sel.

IV.5. Pemodelan Fasies

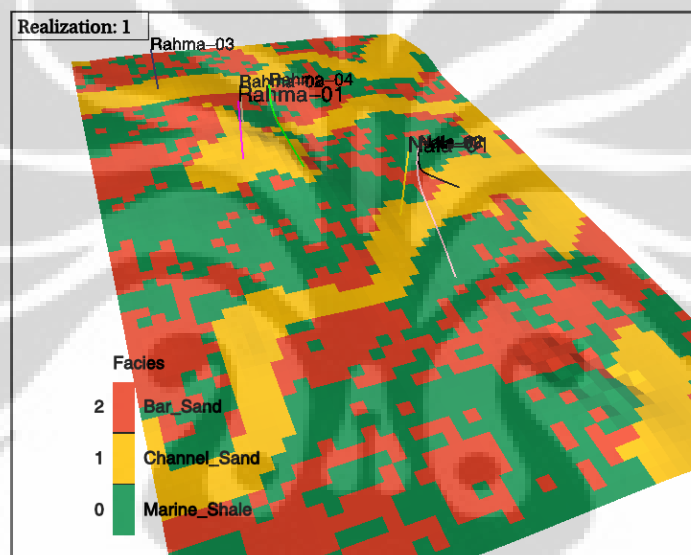
Pendistribusian fasies yang merupakan data *discrete* pada arah lateral dan vertikal untuk memperoleh gambaran fasies dalam 3D *grid* menggunakan metode *Sequential Indicator Simulation (SIS)*. Hal ini dilakukan dengan bantuan *software RMS*. Pemodelan fasies dimaksudkan sebagai panduan dan kontrol dalam mendistribusikan properti reservoir karena setiap model fasies pengendapan sangat mempengaruhi distribusi heterogenitas sifat fisik batuan seperti porositas dan permeabilitas. Dengan bantuan *software RMS* akan dibuat beberapa realisasi untuk mengakomodasi ketidakpastian/*uncertainty* geometri reservoir.

Kelebihan dalam membangun model fasies adalah sebagai berikut:

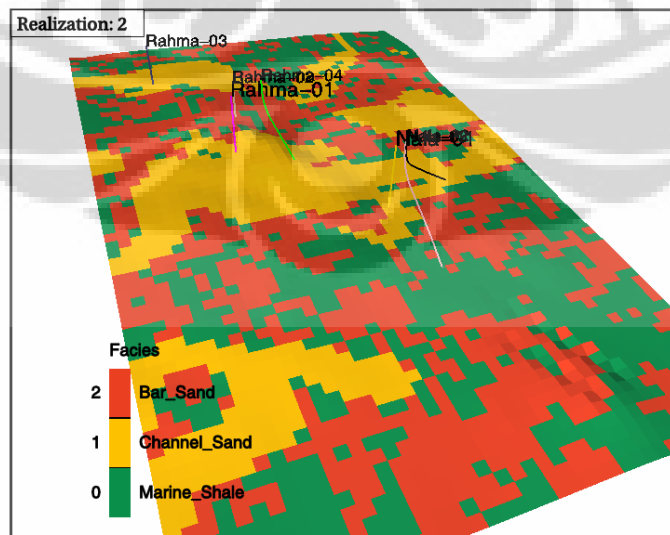
- Distribusi detil *grid* reservoir memiliki nilai properti reservoir yang dihasilkan.
- Sensitifitas dan ketidakpastian dalam arsitektur reservoir dapat dipelajari karena metode stokastik dapat menghasilkan beberapa realisasi berdasarkan *input* data.

- Dapat langsung melakukan perhitungan volumetrik per tipe fasies.
- Komunikasi reservoir antar fasies yang berbeda dapat dianalisa.
- Model dapat langsung di ubah saat memperoleh input data yang baru sehingga tidak mengulangi pekerjaan dari awal proses.

Hasil kajian geologi, lapangan Rahma dan Nala terdiri dari tiga fasies pengendapan yaitu fasies *channel sand*, fasies *bar sand* dan fasies *marine shale*. Hasil estimasi setiap fasies pada 2 model dari 23 realisasi di Lapangan Rahma dan Nala yang dihasilkan dari metode *Sequential Indicator Simulation* dapat dilihat pada gambar 4.22 sampai 4.23 dan untuk keseluruhan hasil realisasi model fasies dapat dilihat pada lampiran 2.



Gambar 4.22. Model fasies realisasi 1 pada zona 2 di LapanganRahma dan Nala.

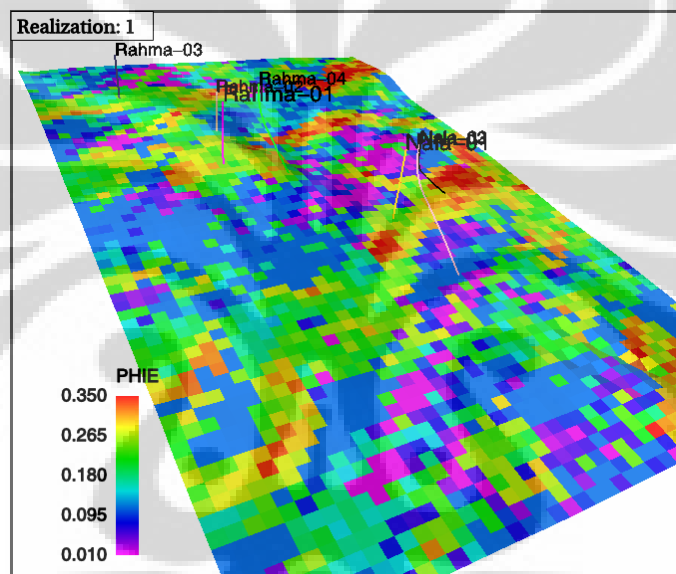


Gambar 4.23. Model fasies realisasi 2 pada zona 2 di LapanganRahma dan Nala.

IV.6. Pemodelan Porositas

Pendistribusian porositas digunakan distribusi yang sama dengan distribusi porositas hasil *blocking well* di masing-masing fasies dalam *grid* 3D dan dilakukan menggunakan metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS). *Sequential Gaussian Simulation* dipilih karena merupakan metode stokastik untuk interpolasi yang didasarkan pada *kriging* yang mempertimbangkan data masukan, distribusi, variogram dan distribusi fasies.

Hasil estimasi nilai porositas untuk setiap *grid* model reservoir pada Lapangan Rahma dan Nala yang dihasilkan dari metode *Sequential Gaussian Simulation* dapat dilihat pada gambar 4.24 dan untuk keseluruhan hasil realisasi model distribusi porositas dapat dilihat pada lampiran 2.



Gambar 4.24. Model distribusi porositas realisasi 1 pada zona 2 di Lapangan Rahma dan Nala.

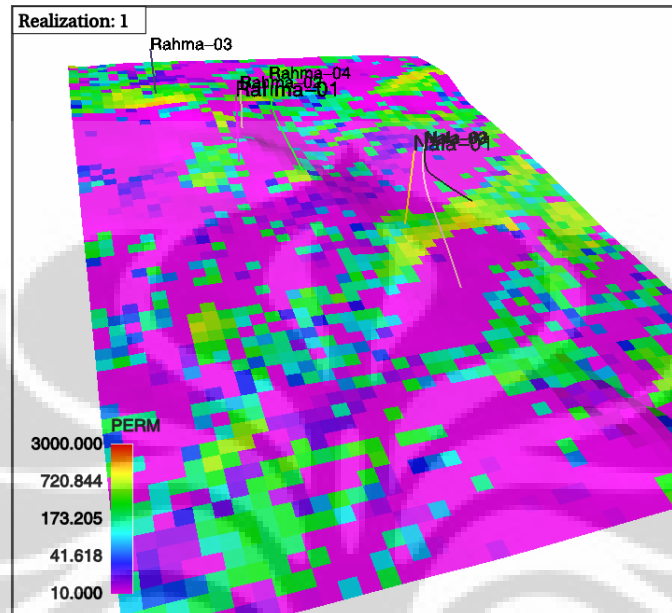
IV.7. Pemodelan Permeabilitas

Pemodelan permeabilitas dalam *grid* 3D menggunakan metode *cross variogram* porositas-permeabilitas. Hasil estimasi nilai permeabilitas untuk setiap *grid* model reservoir pada Lapangan Rahma dan Nala yang dihasilkan dari metode *Sequential Gaussian Simulation* dapat dilihat pada gambar 4.25 dan untuk keseluruhan hasil realisasi model distribusi permeabilitas dapat dilihat pada lampiran 2.

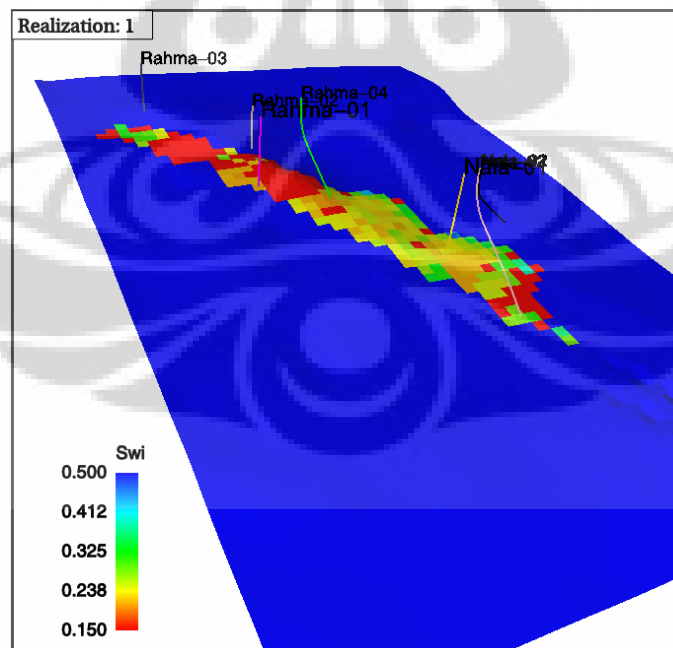
IV.8. Pemodelan Swi

Distribusi Swi merupakan hasil *transform* porositas dan permeabilitas dari persamaan *J Function*. Batas kontak minyak-air batupasir 1950 terdapat pada kedalaman 1954 ft (-1915 ftSS) dan batas kontak minyak-air batupasir 2110 terdapat pada kedalaman 2206 ft (-2098 ftSS).

Hasil estimasi nilai Swi untuk setiap *grid* model reservoir pada Lapangan Rahma dan Nala dapat dilihat pada gambar 4.26 dan untuk keseluruhan hasil realisasi model distribusi Swi dapat dilihat pada lampiran 2.



Gambar 4.25. Model distribusi permeabilitas realisasi 1 pada zona 2 di Lapangan Rahma dan Nala.



Gambar 4.26. Model distribusi Swi realisasi 1 pada zona 2 di Lapangan Rahma dan Nala.

IV.9. Perhitungan *Original Hydrocarbon In Place* (OOIP)

Perhitungan volume *Original Hydrocarbon In Place* (OOIP) minyak dilakukan untuk ke 23 realisasi model yang dihasilkan dan hanya dihitung pada zona 2 dimana batupasir 1950 dan 2110 yang menjadi reservoir di Lapangan Rahma dan Nala berada. Hasil perhitungan dari metode statistik/geostatistik diperlihatkan pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Perhitungan OOIP untuk batupasir 1950 dan 2110 dari metode geostatistik.

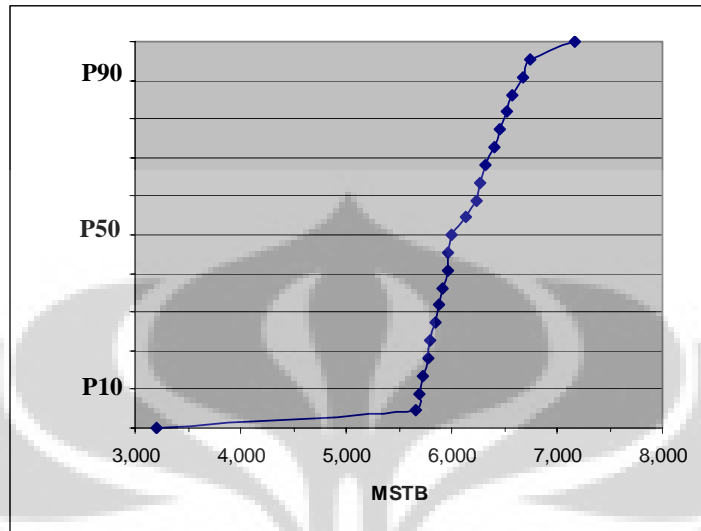
Realisasi	Rahma	Nala	Total
	STB	STB	STB
1	3,145,069	2,996,733	6,141,802
2	2,862,618	3,136,168	5,998,786
3	2,397,705	3,264,176	5,661,881
4	3,006,459	3,577,318	6,583,777
5	2,746,073	3,163,643	5,909,716
6	2,935,749	3,802,462	6,738,211
7	2,628,797	3,697,451	6,326,248
8	2,604,017	3,270,250	5,874,267
9	2,603,752	3,182,482	5,786,234
10	2,443,005	3,514,755	5,957,760
11	2,759,503	3,476,909	6,236,412
12	2,401,444	3,400,332	5,801,776
13	3,376,684	3,785,093	7,161,777
14	3,000,465	3,519,973	6,520,438
15	2,956,600	3,719,935	6,676,535
16	2,332,899	3,394,266	5,727,165
17	2,643,323	3,200,265	5,843,588
18	2,575,531	3,124,627	5,700,158
19	2,980,104	3,479,385	6,459,489
20	2,805,431	3,471,014	6,276,445
21	2,482,460	3,488,351	5,970,811
22	3,060,494	3,341,610	6,402,104
23	2,492,163	716,597	3,208,760

Perhitungan dengan metode geostatistik memberikan nilai total OOIP kedua lapangan yang bervariasi mulai dari yang terendah 3,208,760 STB (realisasi 23) hingga yang tertinggi 7,161,777 STB (realisasi 13).

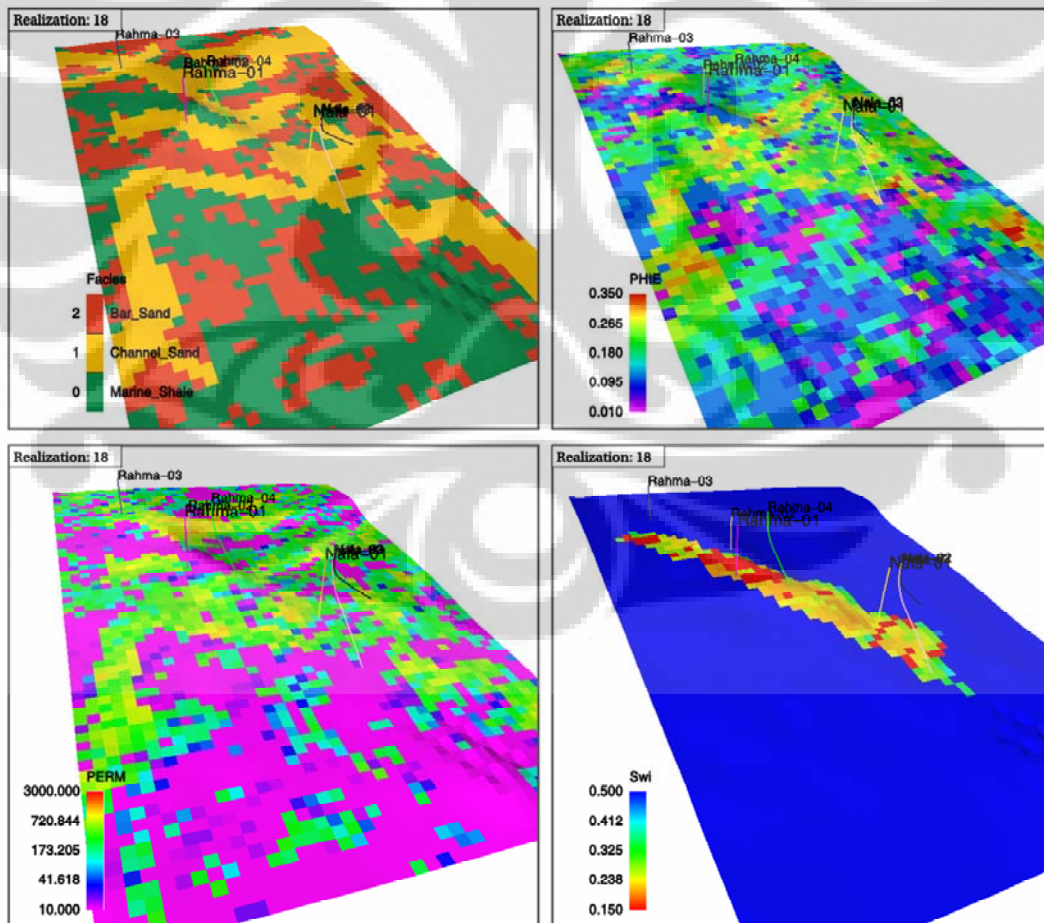
IV.10. *Ranking of Multiple Realization*

Kriteria yang digunakan dalam *me-ranking* model geologi adalah berdasarkan nilai volumetrik (STOIP) menggunakan metode persentil yang terdiri dari nilai P10, P50 dan P90 (gambar 4.27). Model yang di *ranking* berdasarkan penentuan nilai volumetrik (P10, P50 dan

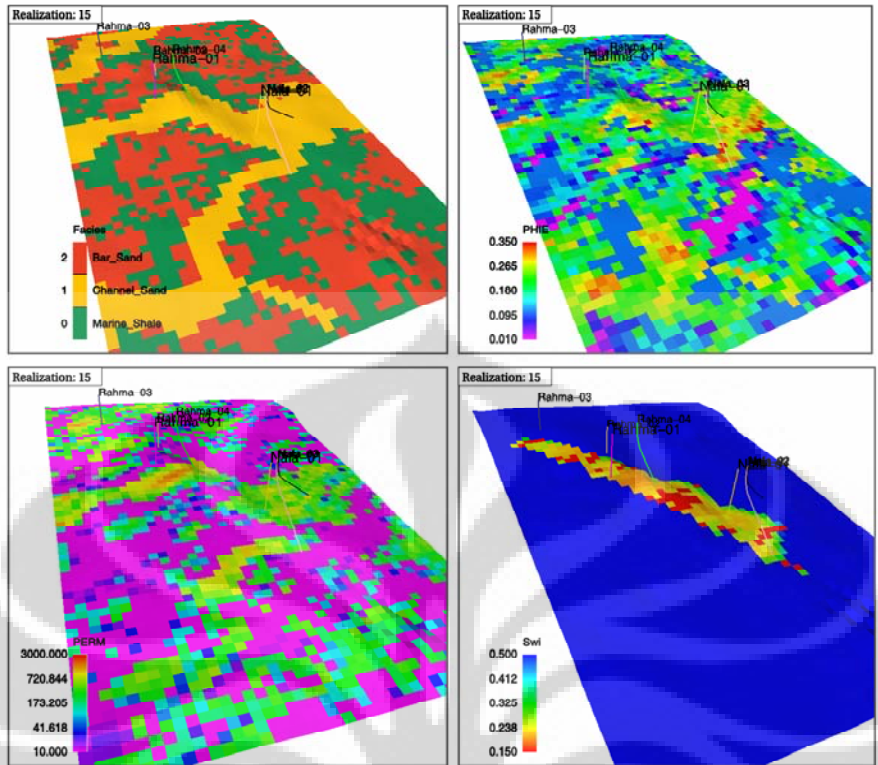
P90) ini dapat dijadikan sebagai masukan untuk analisa simulasi reservoir selanjutnya yaitu model realisasi 18 (P10), realisasi 15 (P50) dan realisasi 2 (P90) (gambar 4.28 – 4.30).



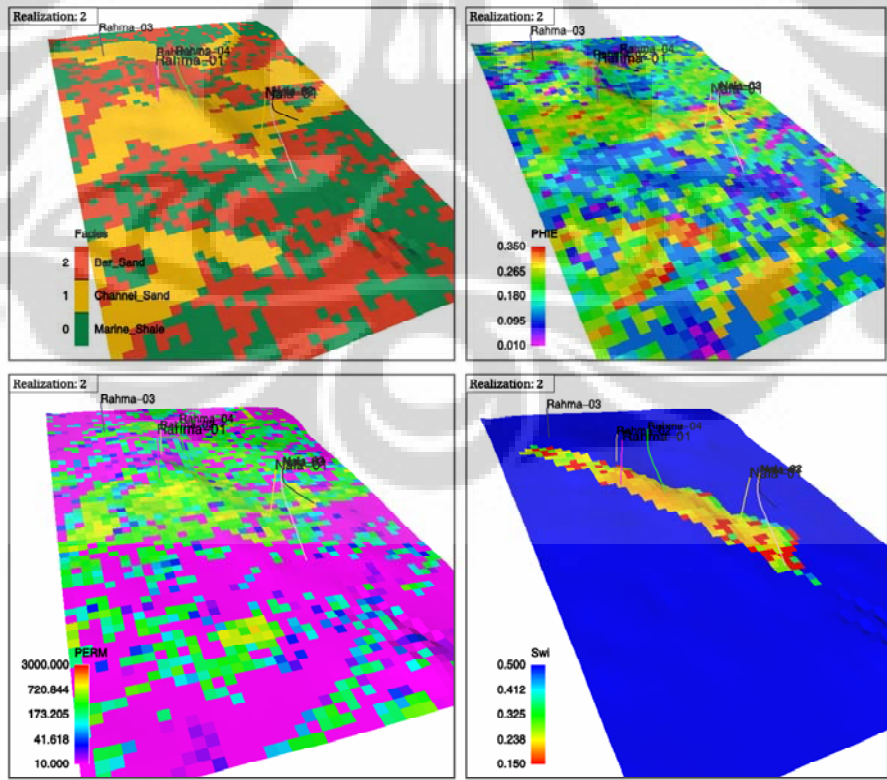
Gambar 4.27 Grafik *ranking* model reservoir berdasarkan nilai volumetrik



Gambar 4.28. Realisasi 18 yang memperlihatkan model fasies dan properti reservoir.



Gambar 4.29. Realisasi 15 yang memperlihatkan model fasies dan properti reservoir.



Gambar 4.30. Realisasi 2 yang memperlihatkan model fasies dan properti reservoir.

BAB V

DISKUSI DAN KESIMPULAN

Diskusi :

Kendala yang dihadapi penulis akan diungkapkan untuk didiskusikan, guna mencari pemecahan masalah agar penulisan tugas akhir ini menjadi lebih sempurna. Tingkat keyakinan penulis di dalam melakukan validasi untuk *merangking* model geologi yang telah dihasilkan hanya berdasarkan jumlah cadangan awal saja dan *recovery factor* saja. Diperlukan beberapa usaha validasi lagi untuk menguji model-model geologi yang dihasilkan dari proses pemodelan geostatistik.

Kesimpulan :

1. Pemahaman geologi daerah penelitian sangat penting dalam pemodelan variogram untuk mengurangi faktor ketidakpastian hubungan spasial data serta mempengaruhi penentuan parameter seperti geometri reservoir dan arah pengendapan.
2. Berdasarkan ketidakpastian parameter geologi yang meliputi arah pengendapan dan geometri reservoir dapat menghasilkan 23 realisasi distribusi model fasies dan properti reservoir dengan menggunakan metoda *conditional simulation*.
3. Semakin banyak data yang digunakan maka pemodelan karakterisasi reservoir akan semakin mendekati kondisi sebenarnya.
4. Dari analisis hubungan spasial diperoleh indikasi bahwa fasies dan properti reservoir batupasir reservoir Formasi Bekasap bersifat anisotropi berdasarkan pemodelan variogram.
5. Distribusi porositas, permeabilitas dan saturasi air inisial yang dimodelkan dengan pembatasan adanya *lithofacies* yang berbeda yaitu *channel sand*, *bar sand* dan *marine shale*, dengan mempertimbangkan hubungan spasial yang berbeda memberikan hasil yang lebih menggambarkan heterogenitas reservoir karena diskontinuitas antara *lithofacies* yang berbeda dapat dimodelkan.
6. Penyebab tidak berhasil sumur Rahma-03 dan Nala-02 berdasarkan hasil realisasi model distribusi properti dikarenakan berada dibawah level batas kontak minyak-air sehingga untuk pengembangan lapangan selanjutnya perlu dipertimbangkan untuk melakukan pemodelan reservoir statik.
7. Penilaian model geologi dari 23 realisasi dilakukan berdasarkan perhitungan cadangan awal menggunakan metoda geostatistik yaitu persentil (P10, P50 dan P90) didapatkan 3 realisasi

yaitu realisasi 18, 15, dan 2. Untuk memilih model geologi yang terbaik perlu dilakukan uji *flow simulation* untuk mengetahui pergerakan fluida didalam reservoir namun hal ini tidak dilakukan.



DAFTAR PUSTAKA

- Darijanto, T., 1999, *Diktat Kuliah Geostatistika*, Departemen Pertambangan ITB, Bandung.
- Davis, J.C., 1986, *Statistics and Data Analysis in Geology*, 2nd Edition, John Wiley & Sons Inc., Canada.
- Dawson C, William., 1997, *Regional Sequence Stratigraphic Correlation Central Sumatera*, PT. Caltex Pacific Indonesia: Rumbai.
- Deutsch, Clayton V., 2002, *Geostatistical Reservoir Modeling*, Oxford University Press, New York
- Emery, D & Myers, K., 1996, *Sequencestratigraphy*, Blackwell Science : United Kingdom.
- Gringarten E, 1999, Methodology for Variogram Interpretation and Modeling for Improved Reservoir Characterization, Society of Petroleum Engineers Paper #56654 : Houston, Texas, USA.
- Heidrick, T & Aulia, K., 1993, *Structural and Tectonic Model of the Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia*, Proceedings International Petroleum Association 21st Annual Convention.
- Journel, A.G., 1990, *Geostatistics for Reservoir Characterization*, Society of Petroleum Engineers Paper #20750, Houston, Texas, USA
- Kelkar, M., dan Perez, G., 2002, *Applied Geostatistics for Reservoir Characterization*, Society of Petroleum Engineer, Texas.
- Posamentier, H.W. & Allen, G.P., 1999, *Siliclastic Sequence Stratigraphy – Concepts and Applications*, Society for Sedimentary Geology (SEPM) Concepts in Sedimentology and Paleontology #7 : Oklahoma, USA.
- Raihan, 2004, *Karakterisasi Reservoir Dengan Pendekatan geostatistik: Analisis Heterogenitas dan Pemodelan Sifat-sifat Petrofisik Pada Kasus Lapangan*, Departemen Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung, Bandung (tidak dipublikasikan).
- Roxar Software Solution, RMS User Guide Manual (tidak dipublikasikan)
- Rider, Malcolm., 1996, *The Geological Interpretation of Well Log*, Whittles Publishing : Sutherland.
- Sutadiwiria, Yarra, 2006, *Thesis: Pemodelan Geologi Lapangan Bungsu Berdasarkan Metoda Stokastik dan Deterministik Blok CPP Cekungan Sumatera Tengah*, Universitas Indonesia, Jakarta.

Tearpock, Daniel J & Bischke, Richard E., 1990, *Applied Subsurface Geological Mapping*,
Prentice Hall International.

Walker, R.G. & James, N.P., 1992, *Facies Model Response To Sea Level Changes*, Geological
Association of Canada.

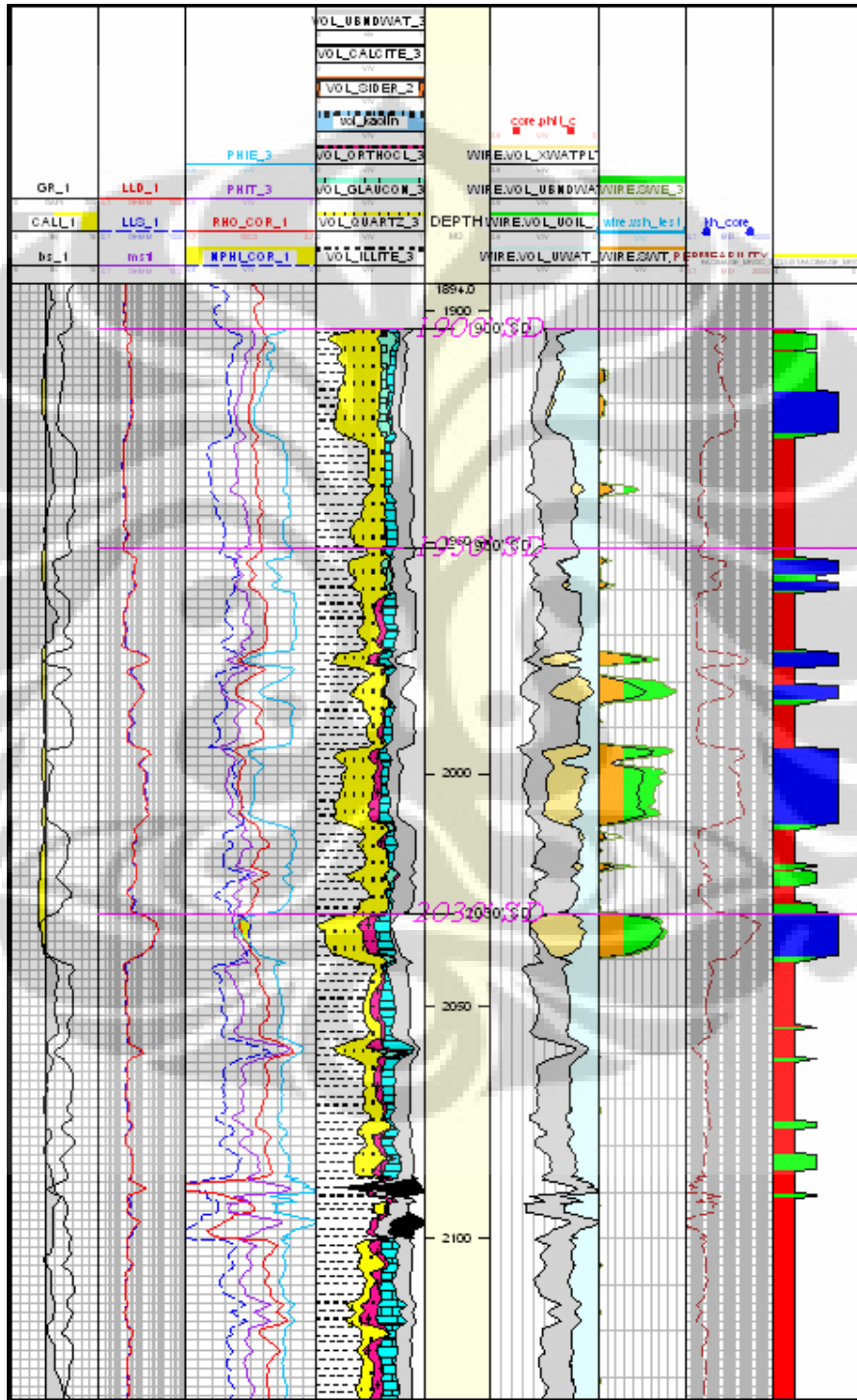
Yarus, Jeffrey M. & Chambers Richard, 2006, *Practical Geostatistics—An Armchair Overview
for Petroleum Reservoir Engineers*, Society of Petroleum Engineers Paper #103537 :
Houston, Texas, USA



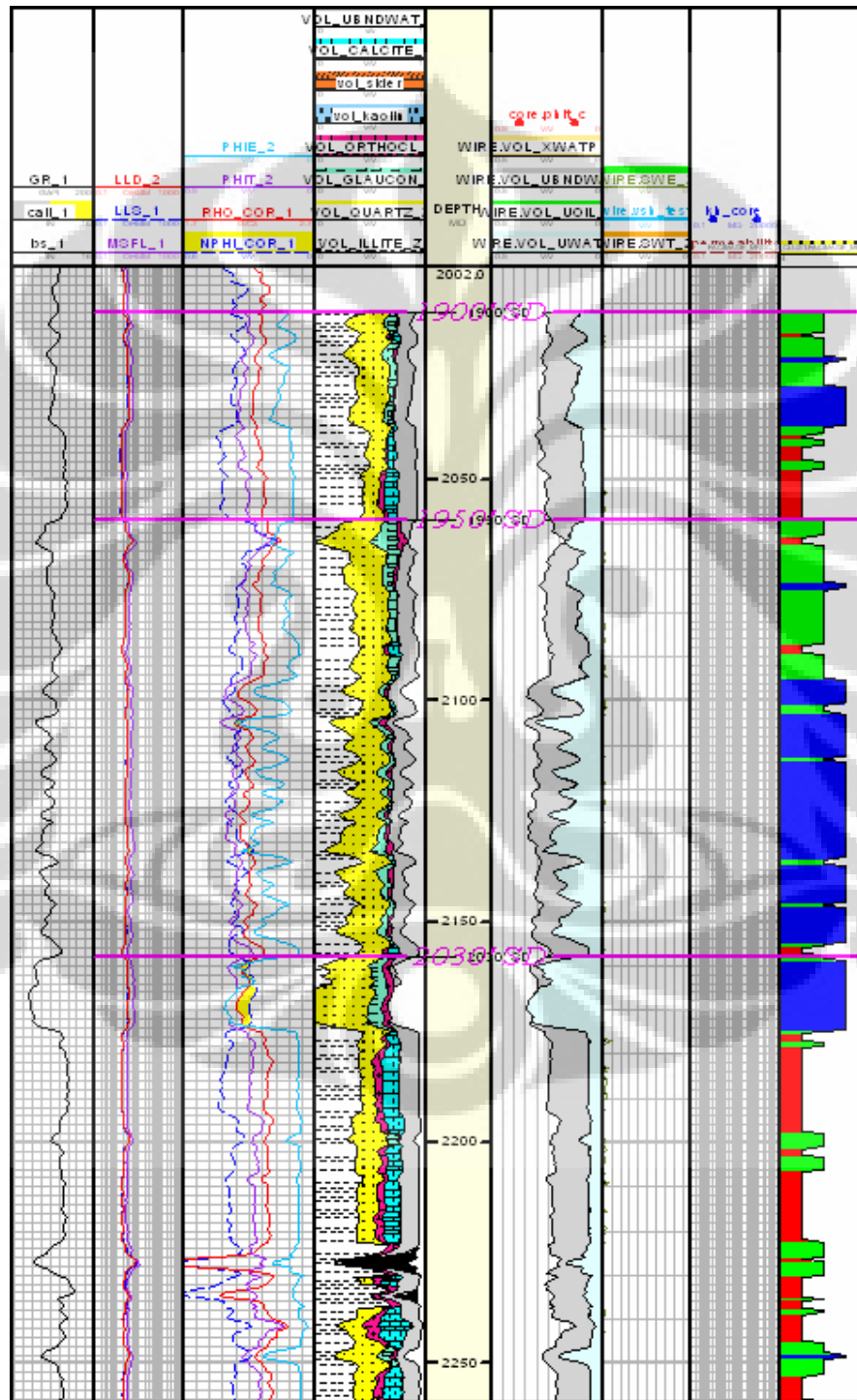


LAMPIRAN I
ANALISA FASIES DAN PETROFISIKA

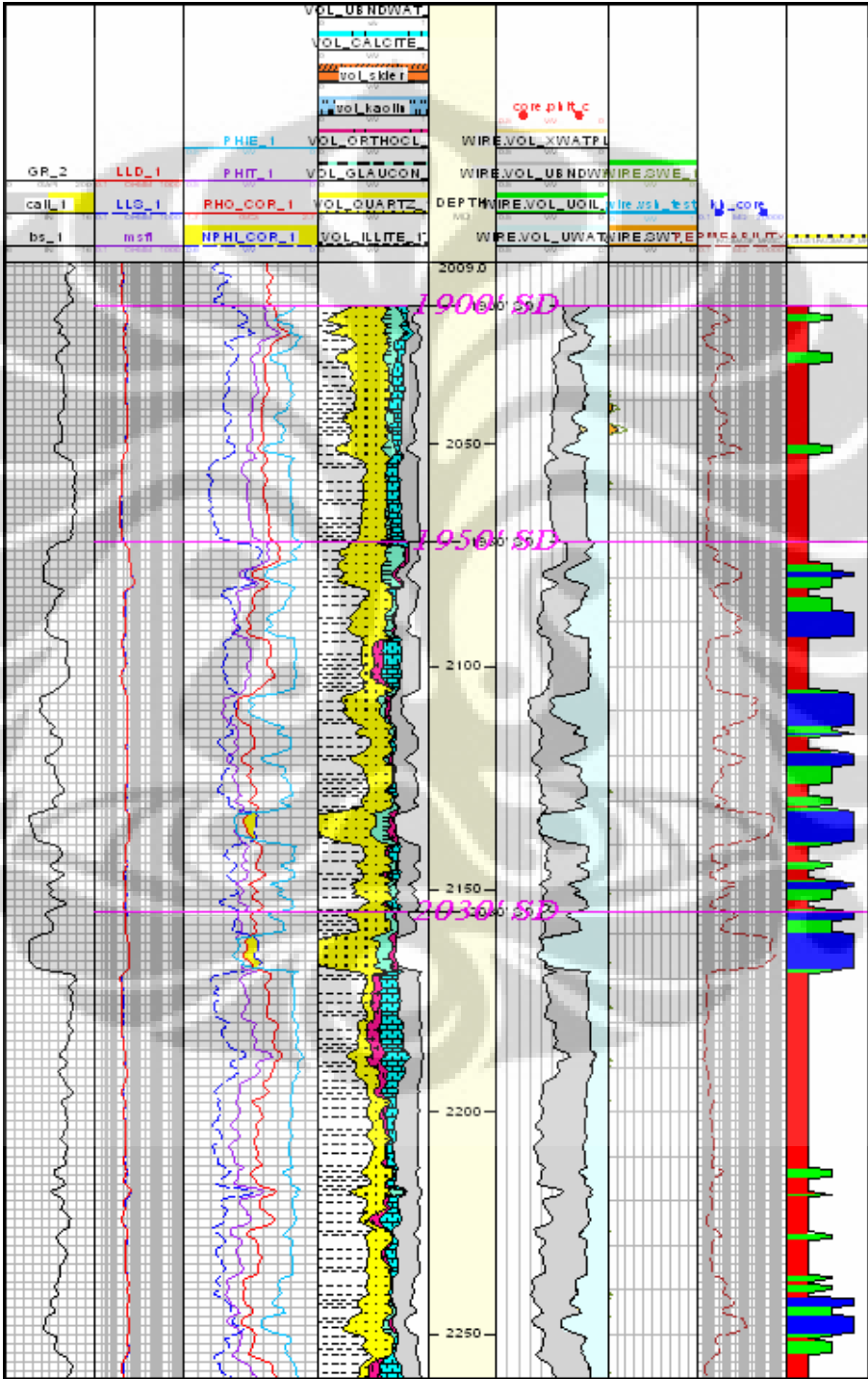
RAHMA-01



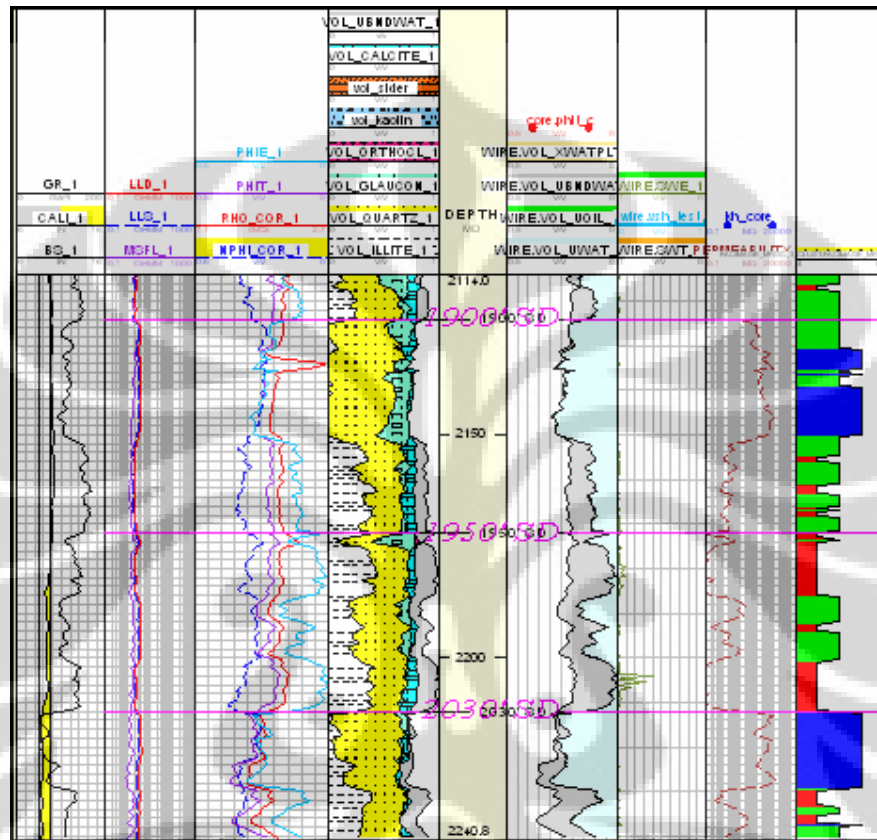
RAHMA-02



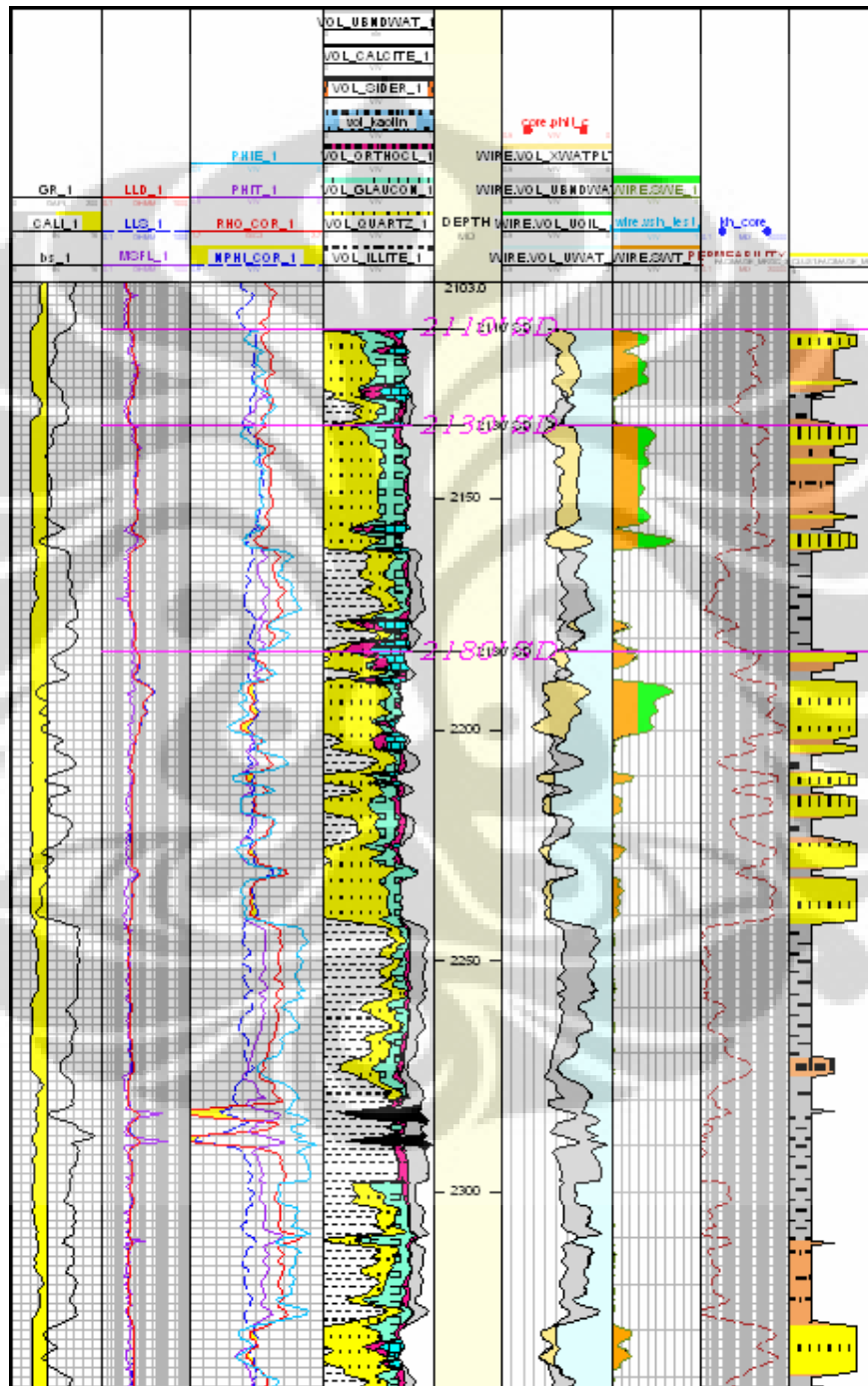
RAHMA-03



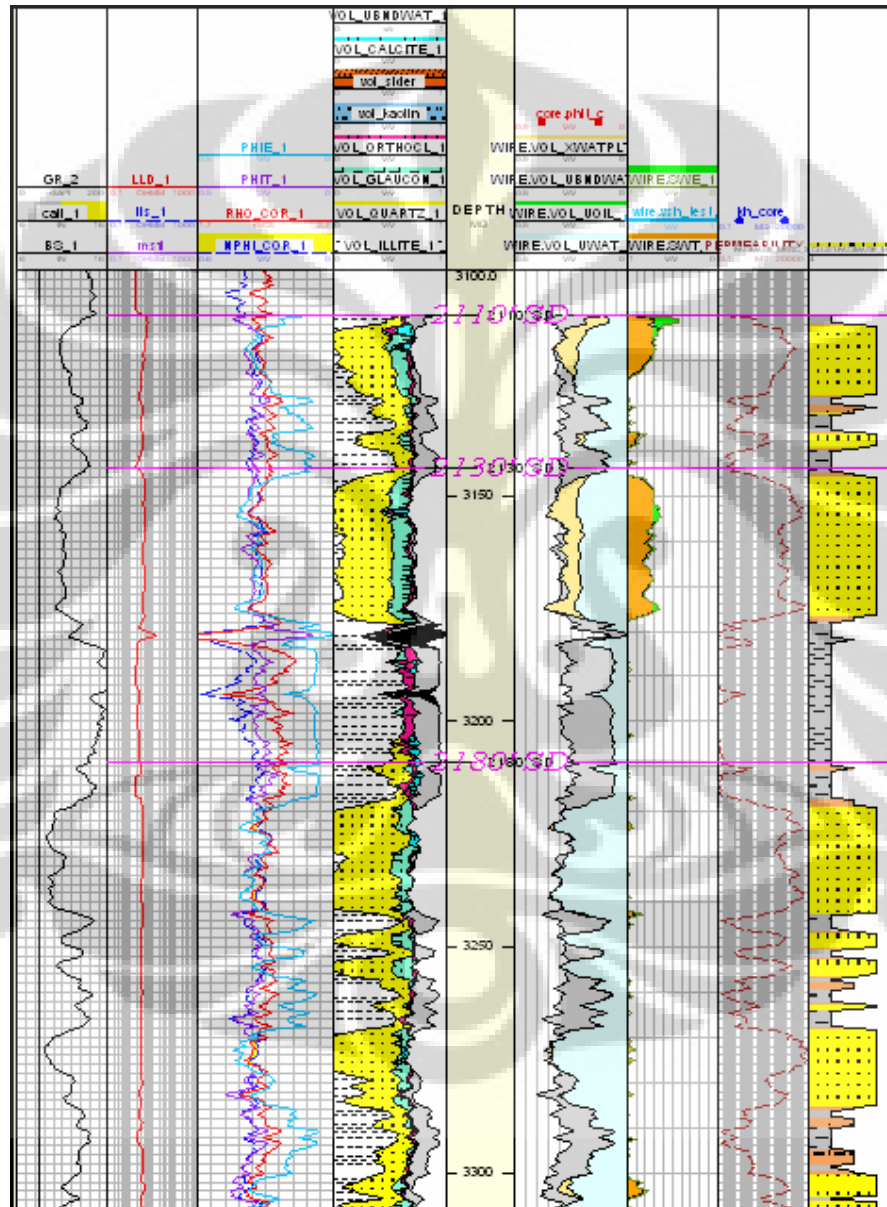
RAHMA-04



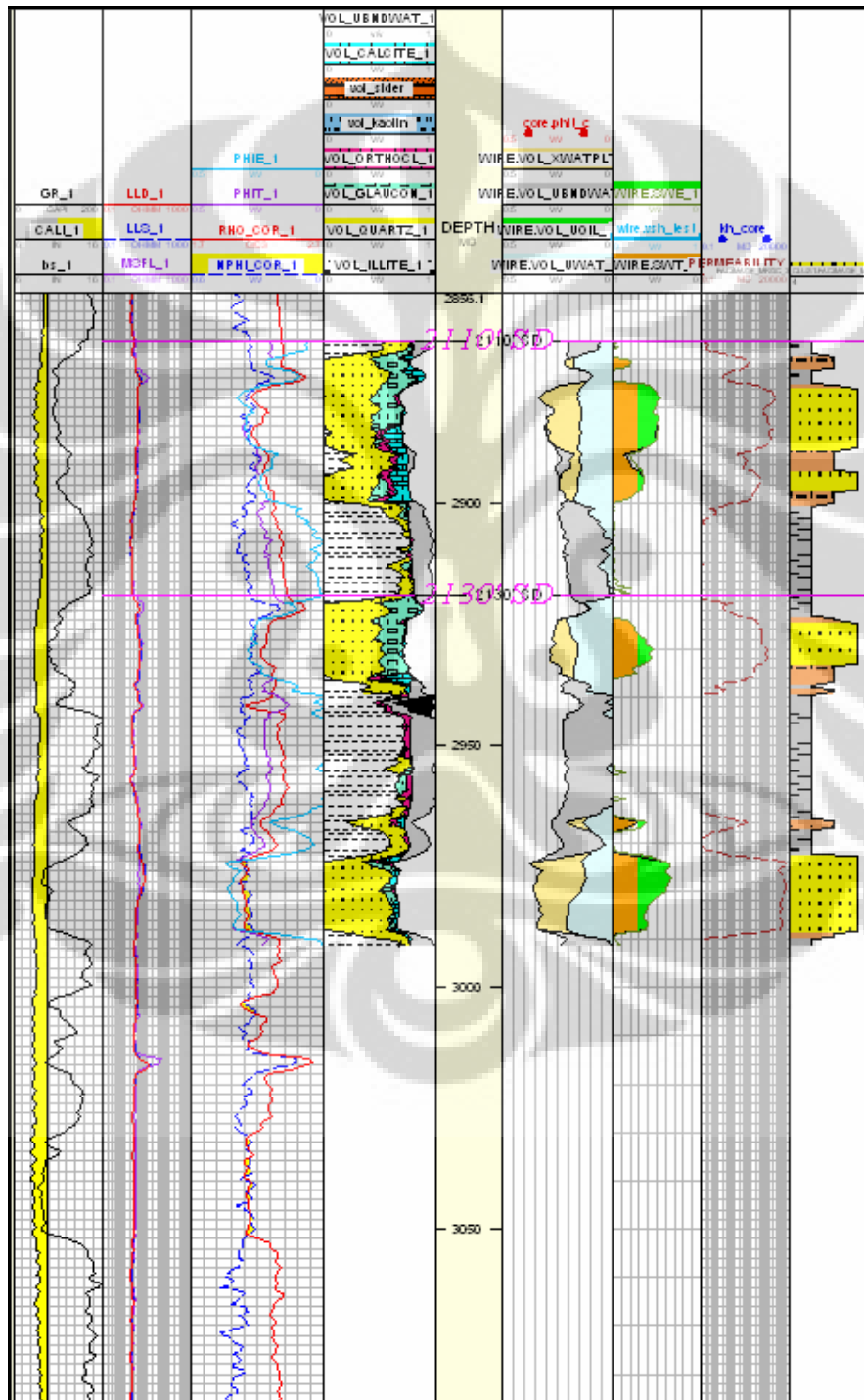
NALA-01



NALA-02



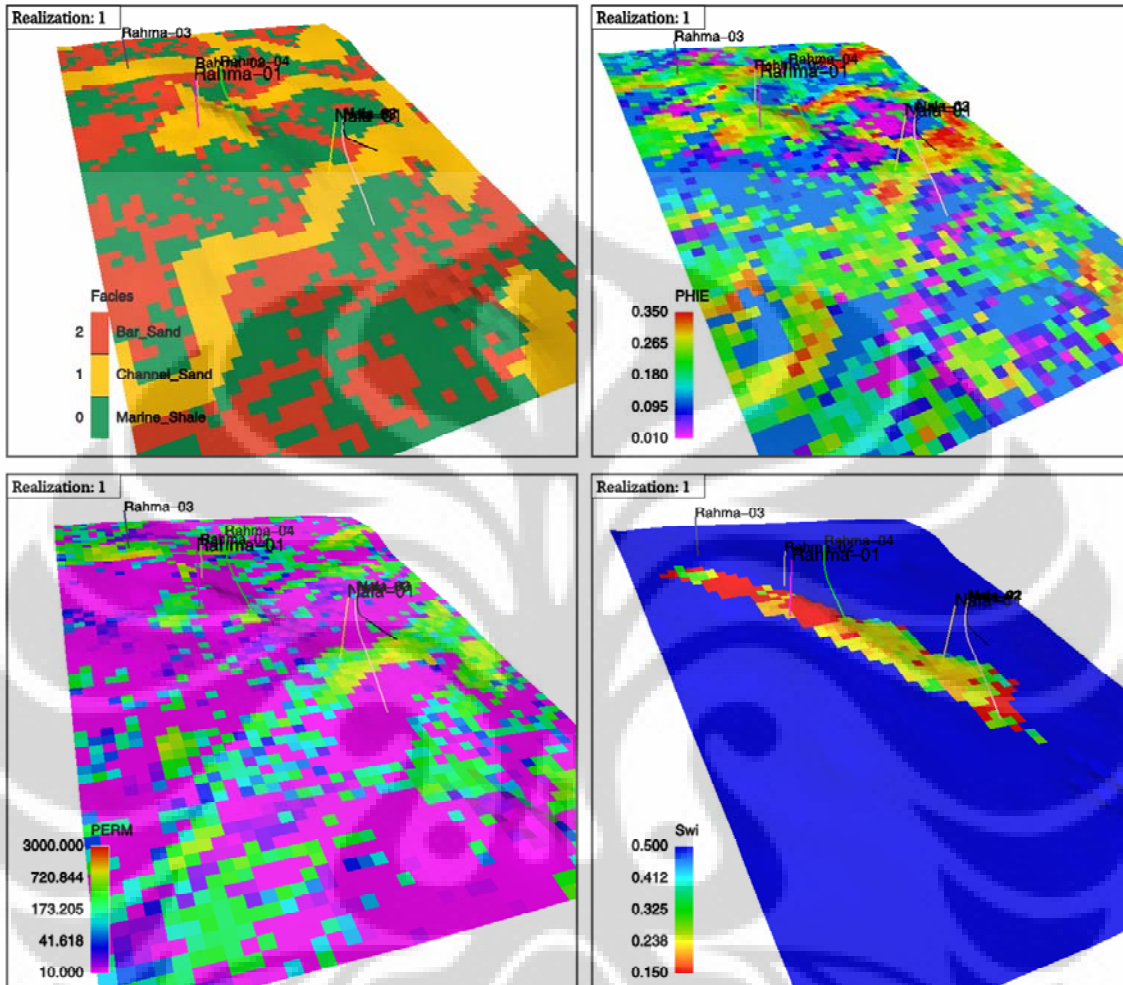
NALA-03



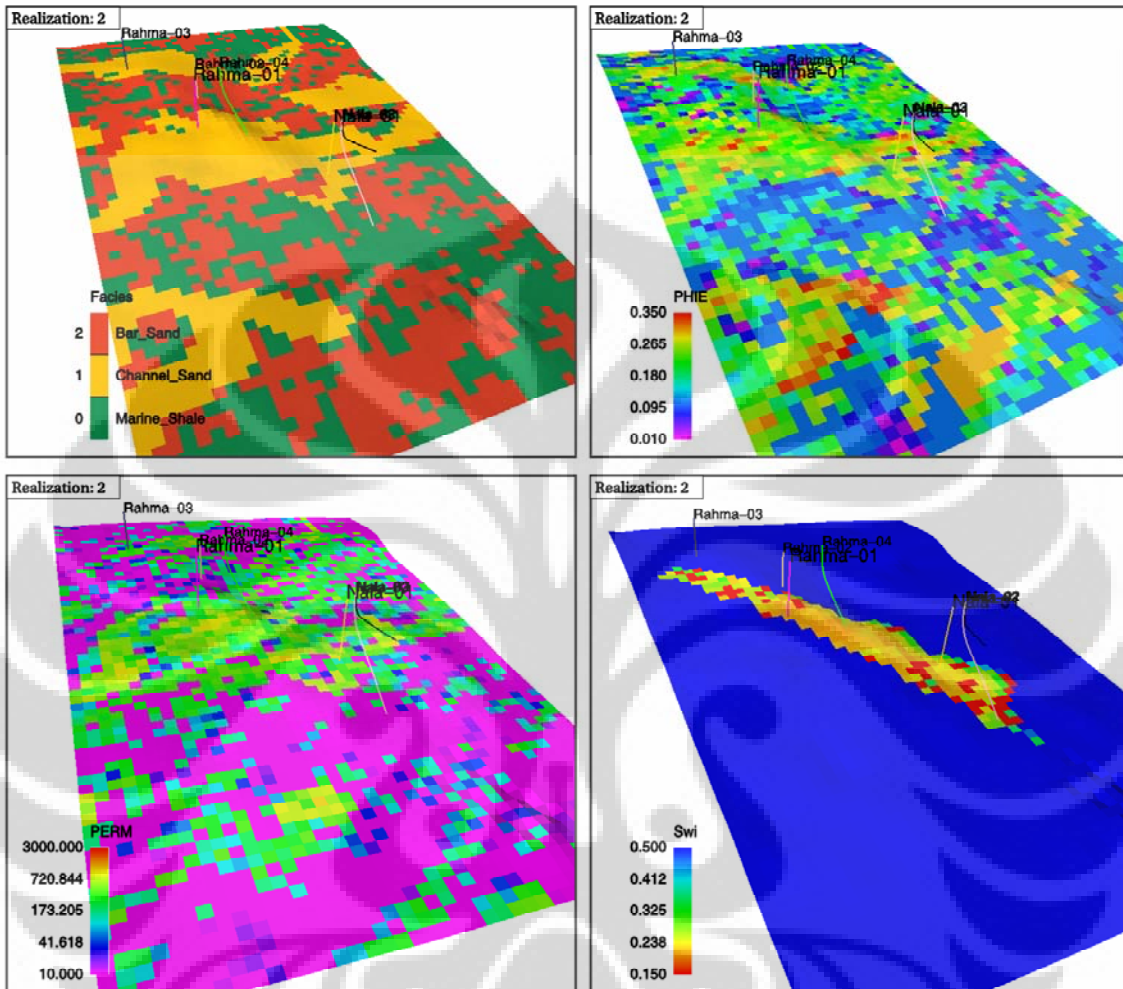


LAMPIRAN II
REALISASI PEMODELAN FASIES
DAN PROPERTI RESERVOIR

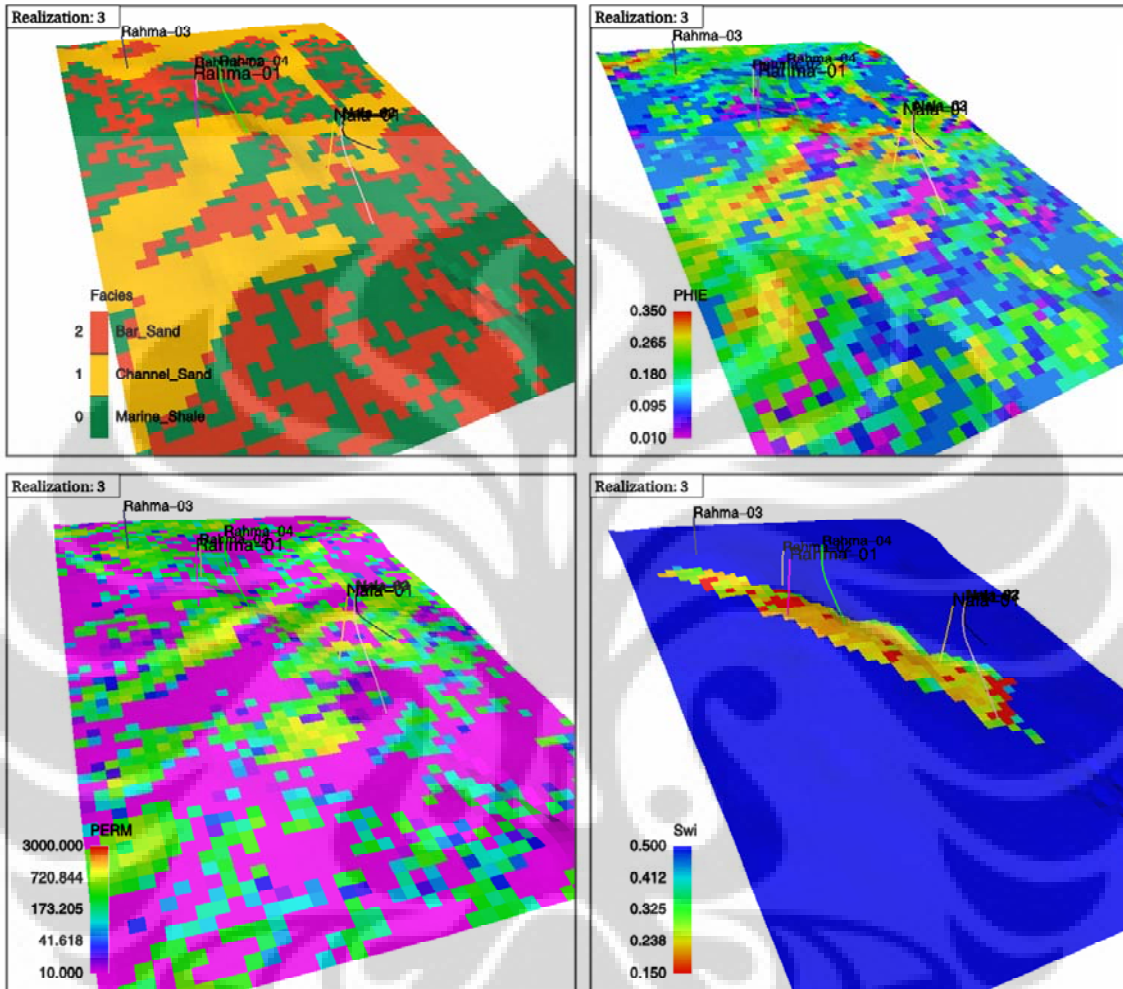
REALISASI 1



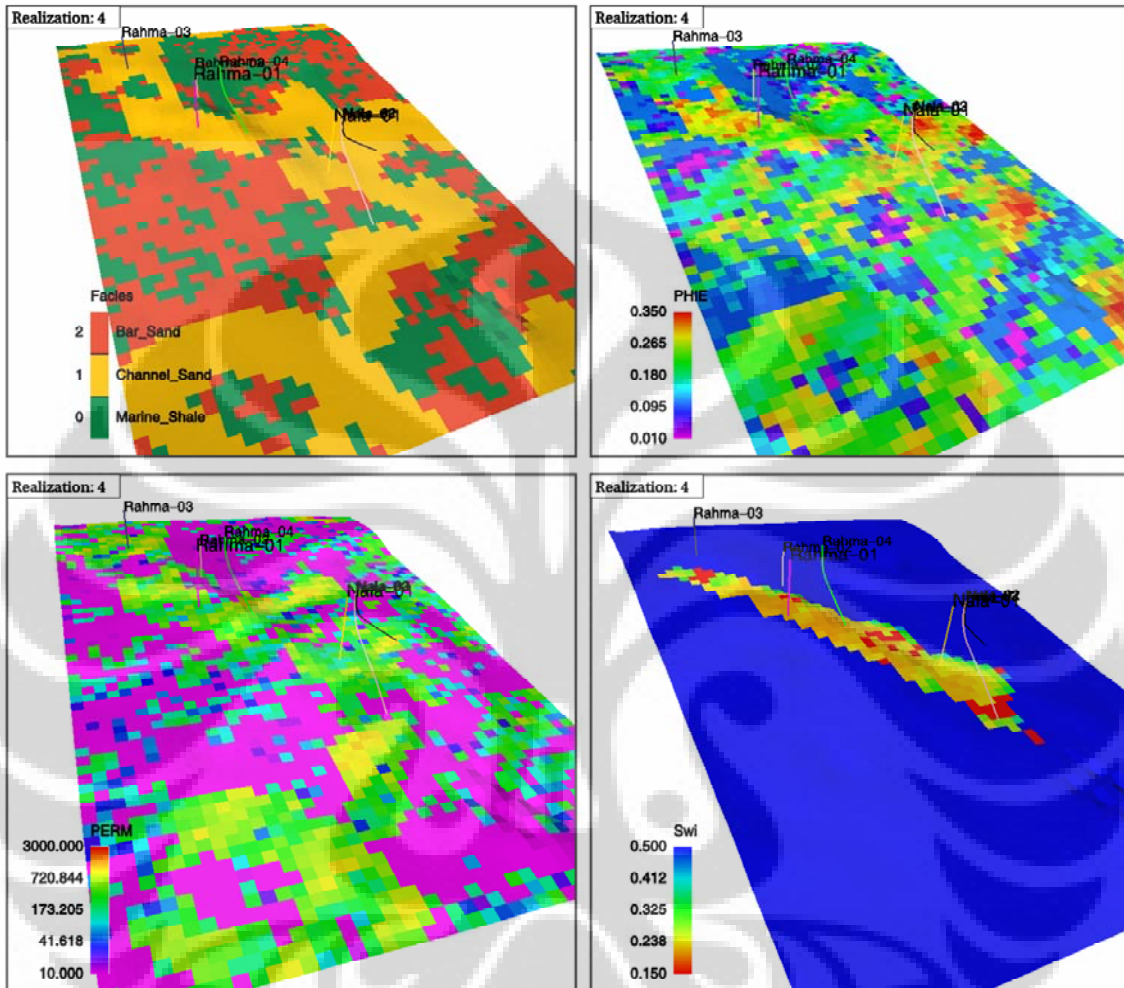
REALISASI 2



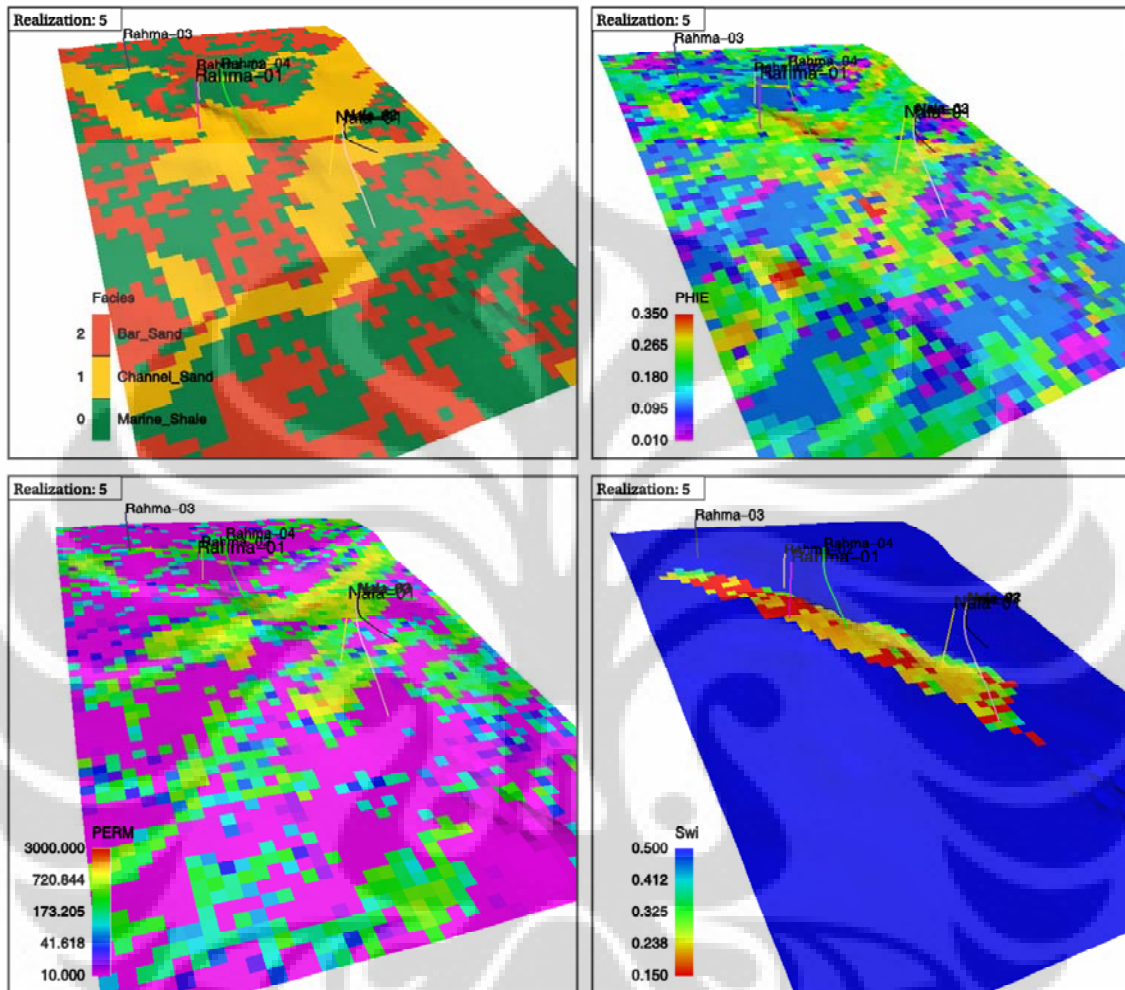
REALISASI 3



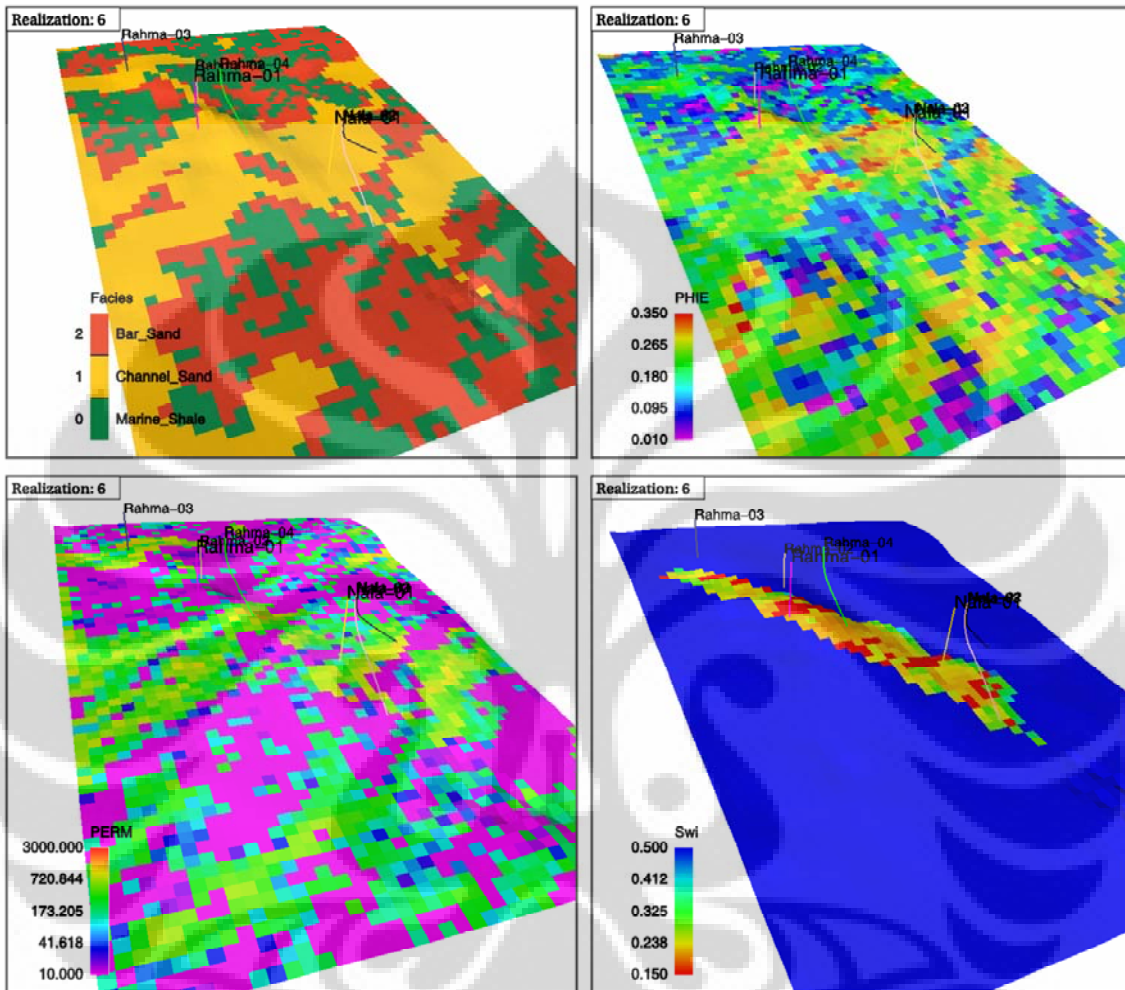
REALISASI 4



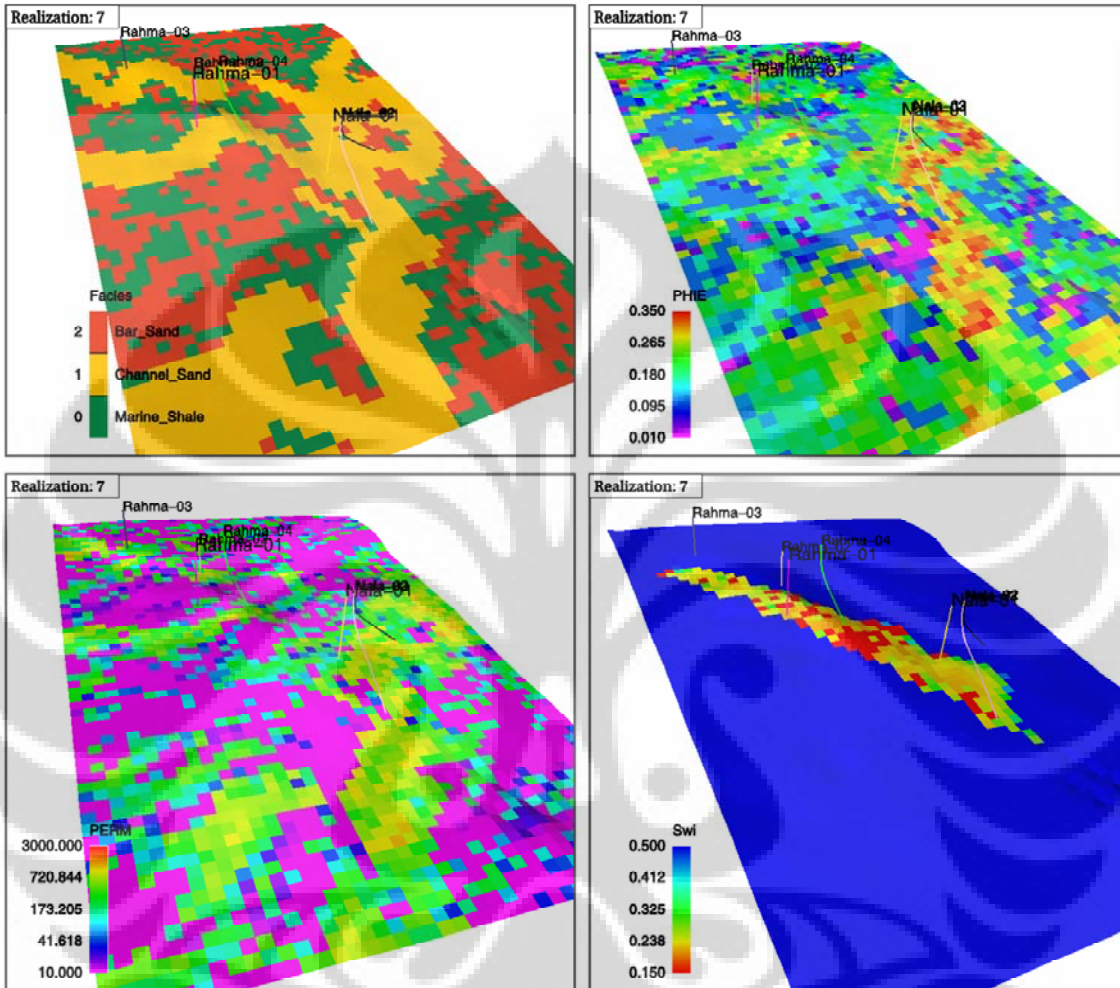
REALISASI 5



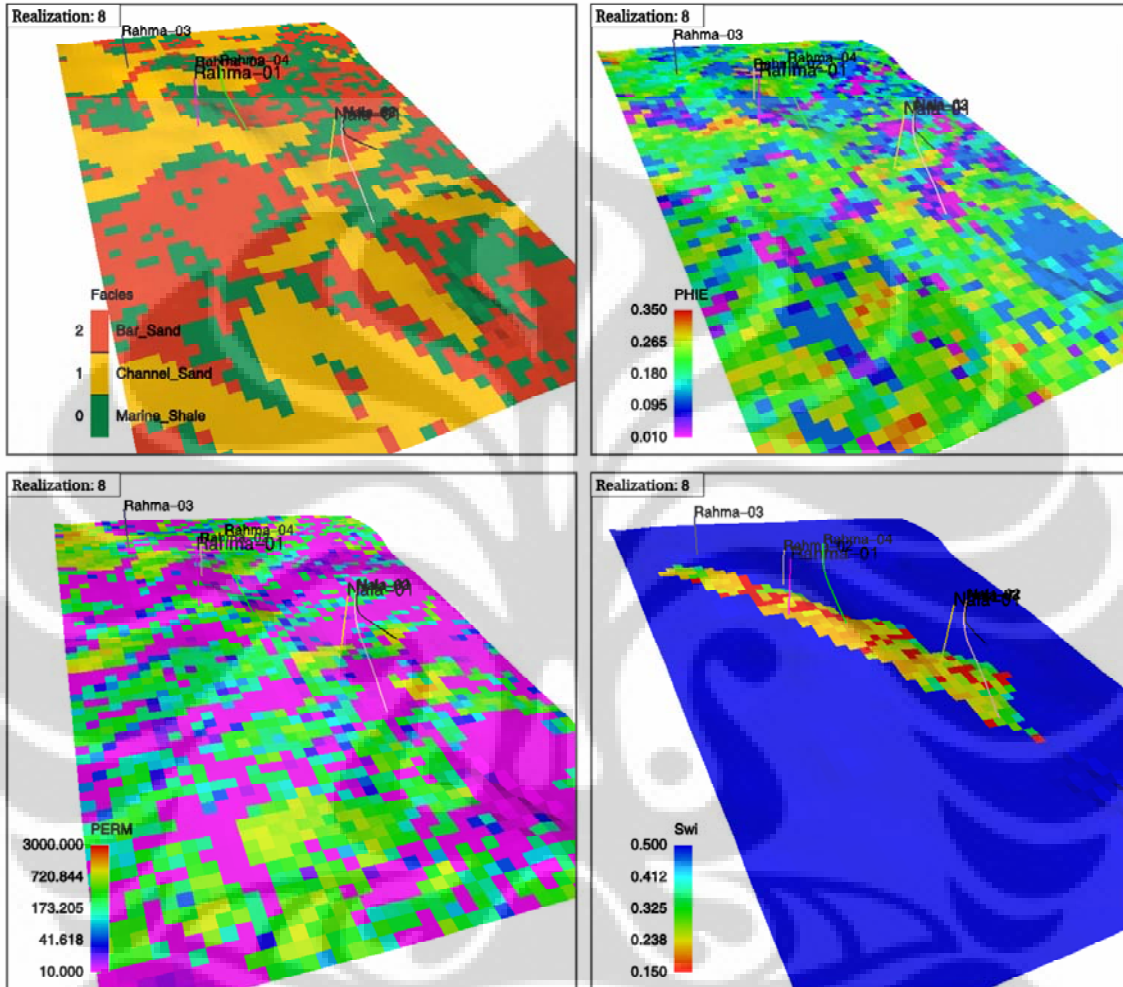
REALISASI 6



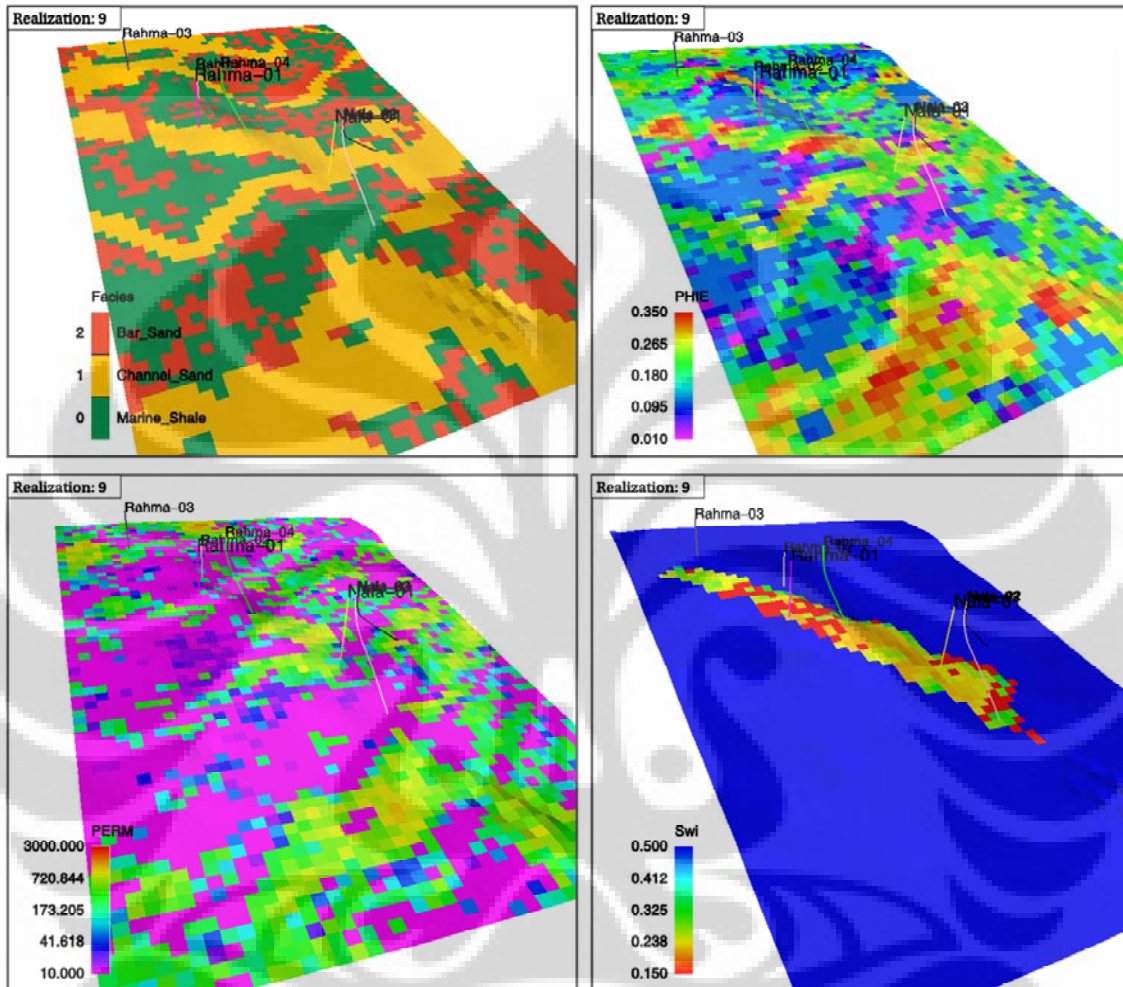
REALISASI 7



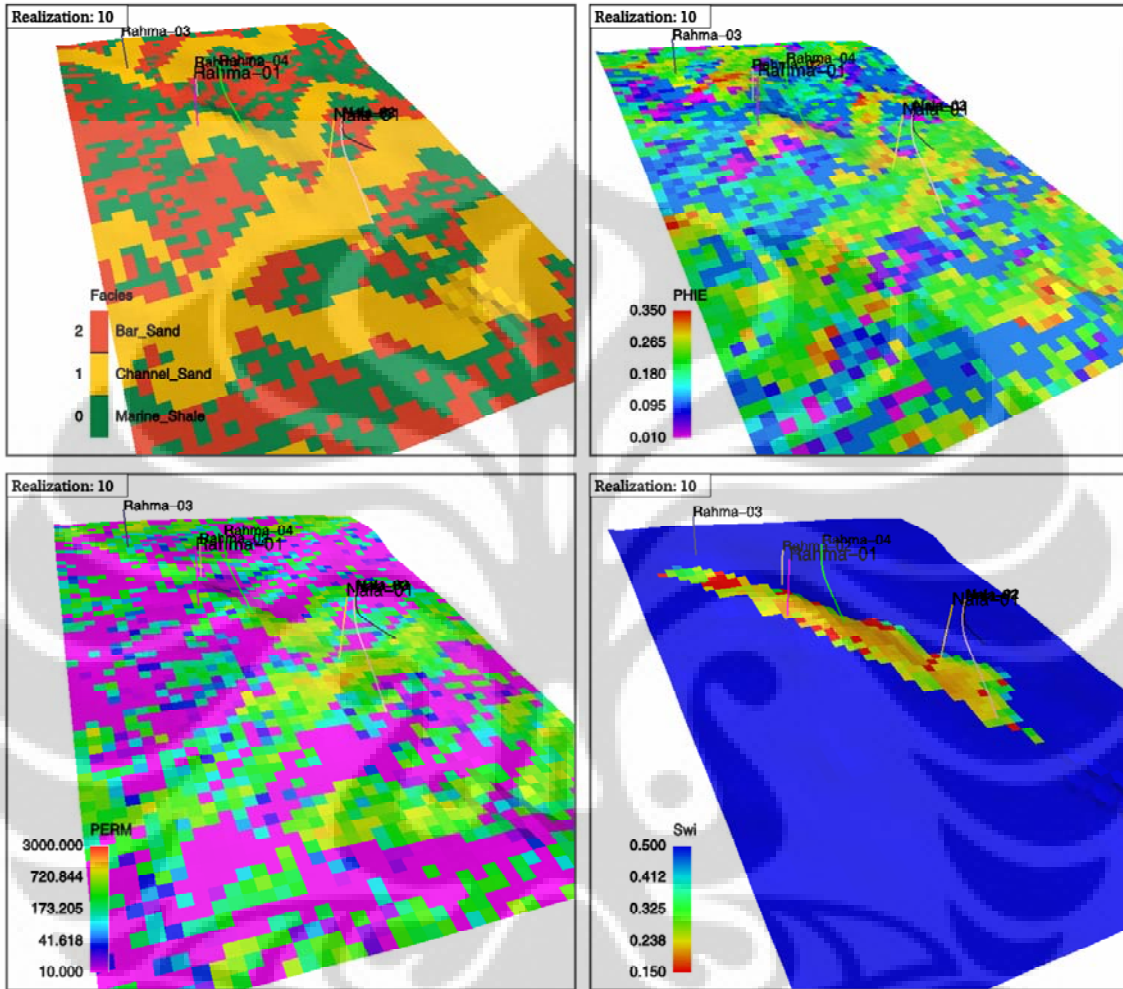
REALISASI 8



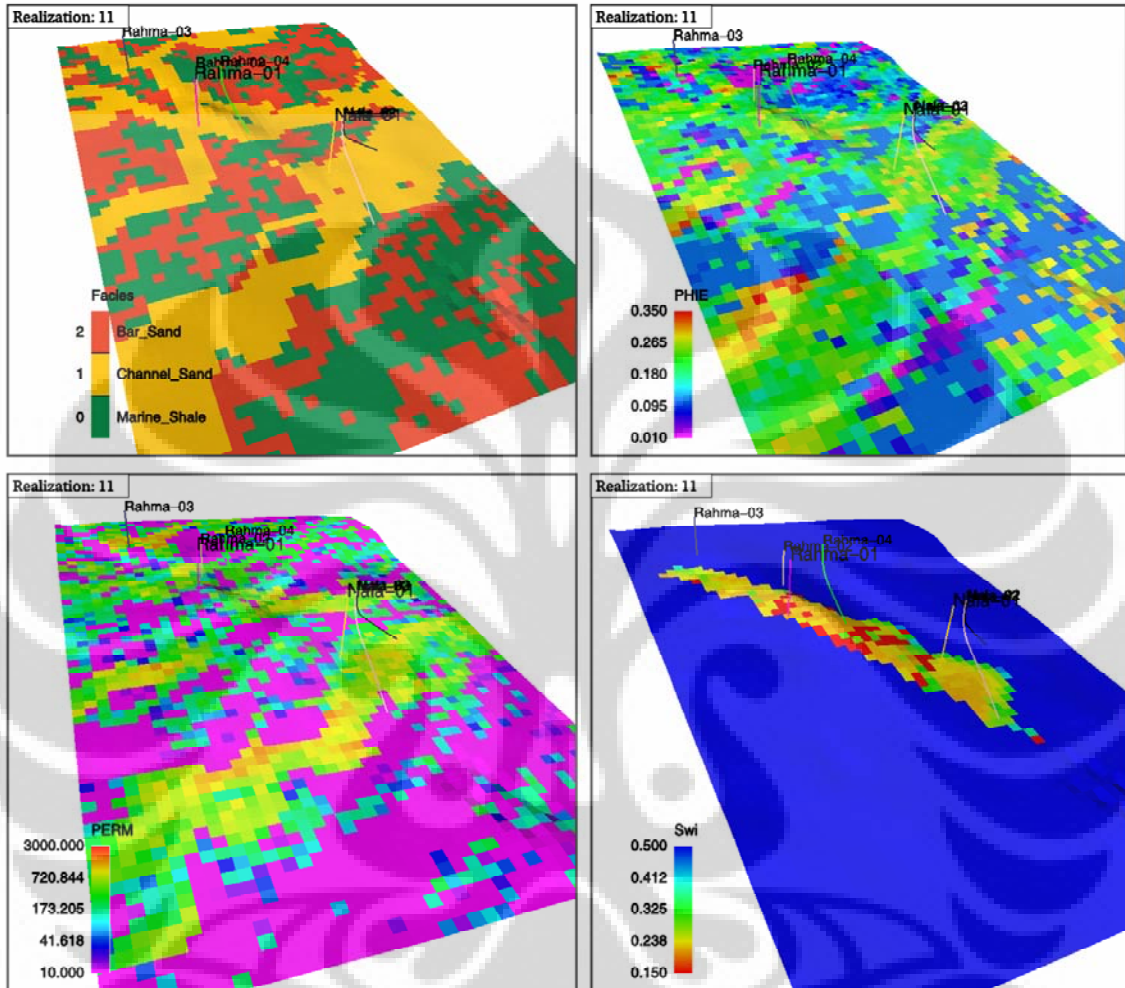
REALISASI 9



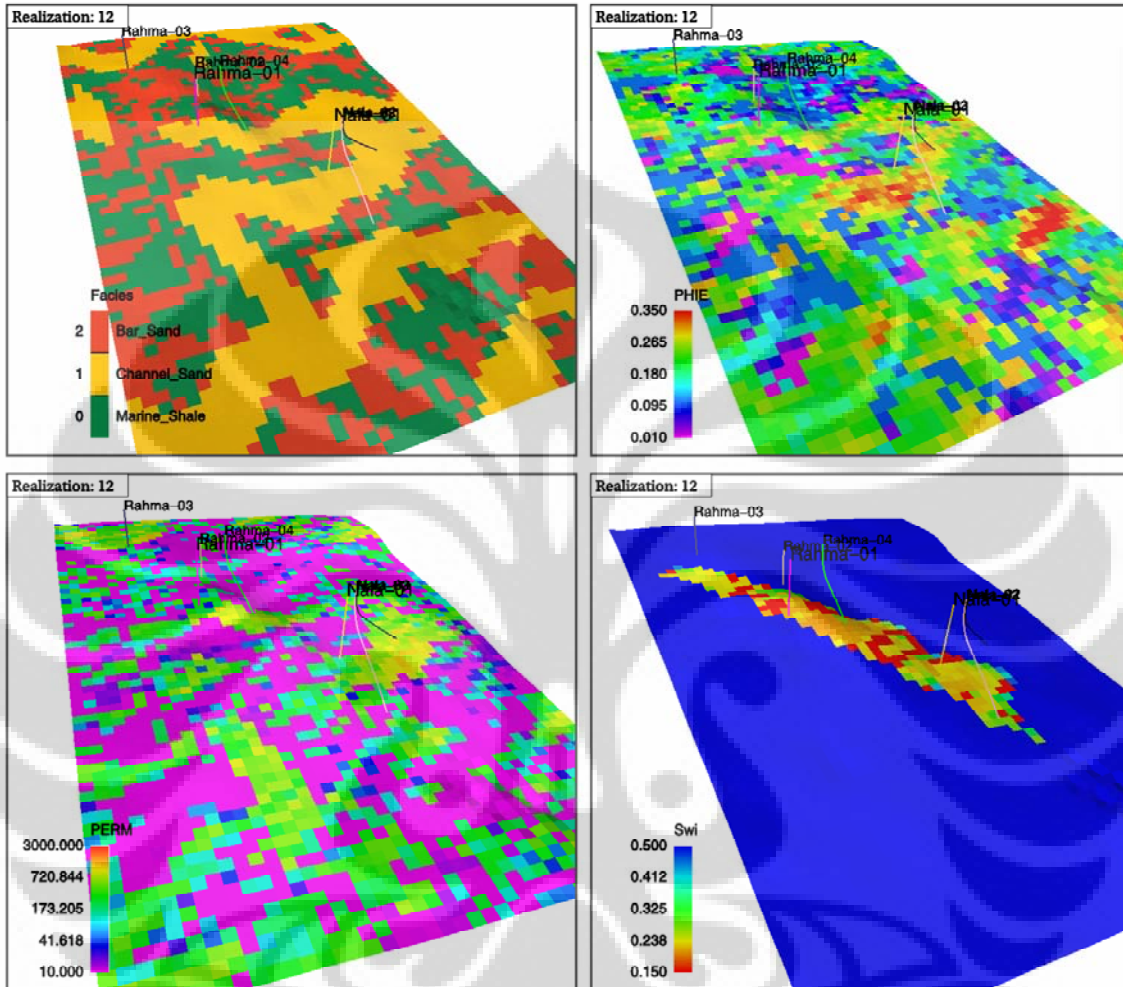
REALISASI 10



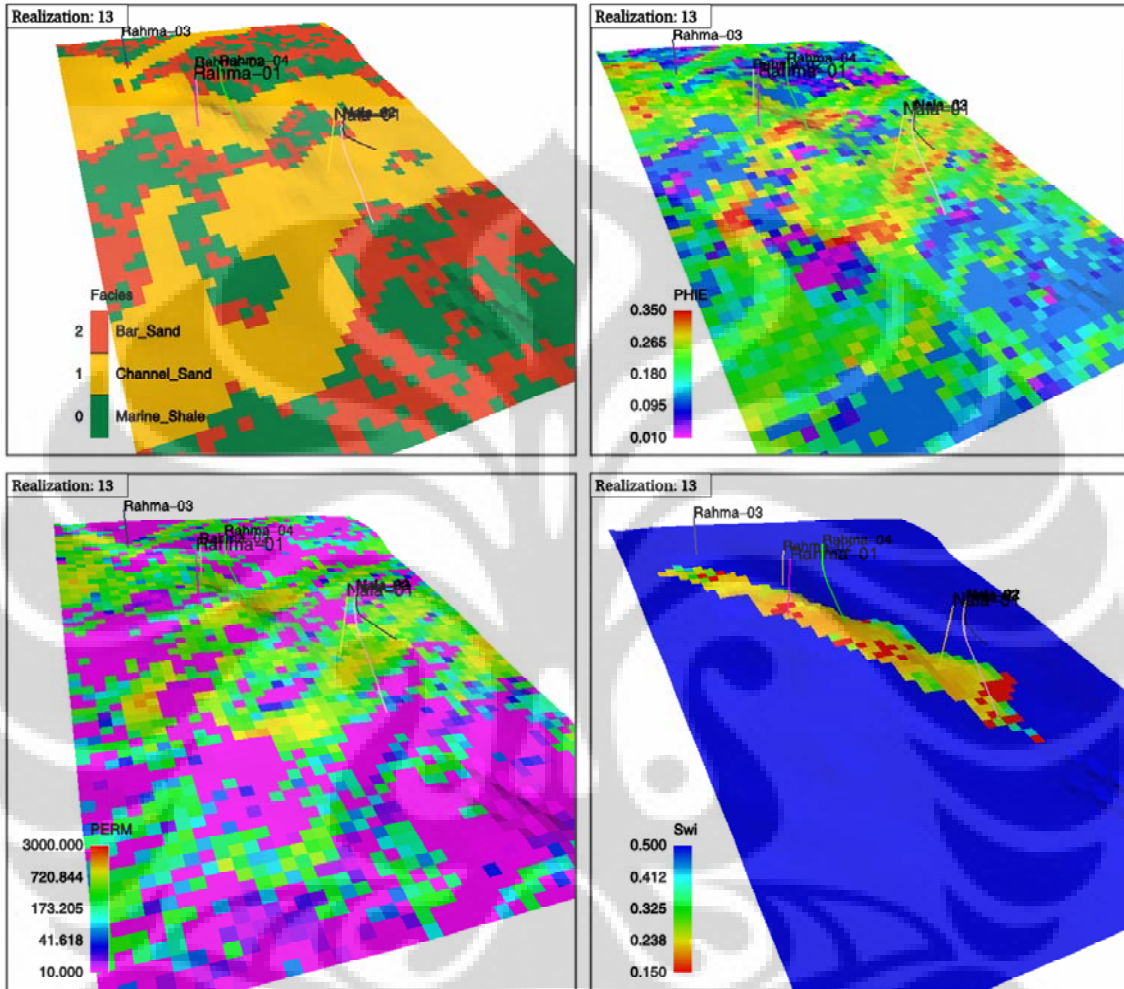
REALISASI 11



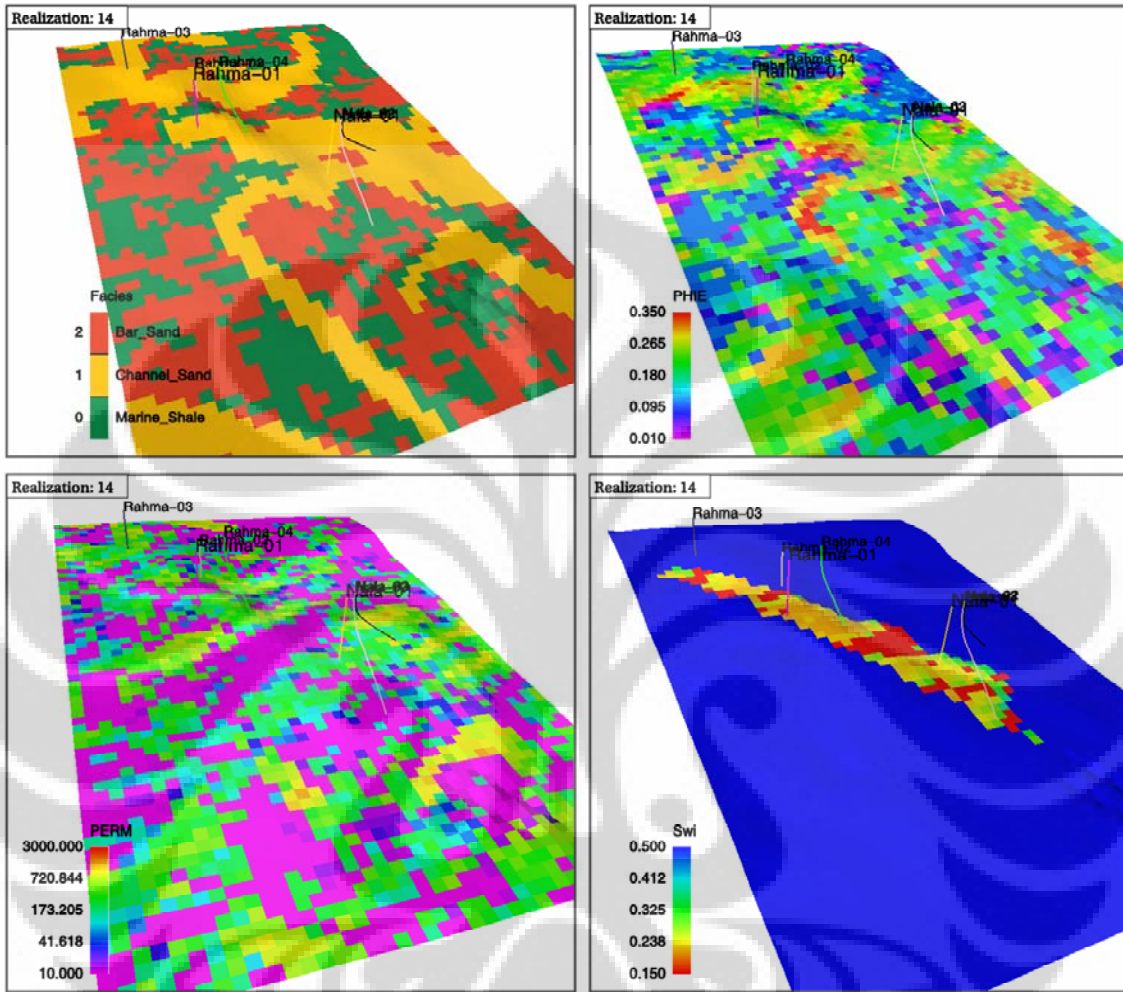
REALISASI 12



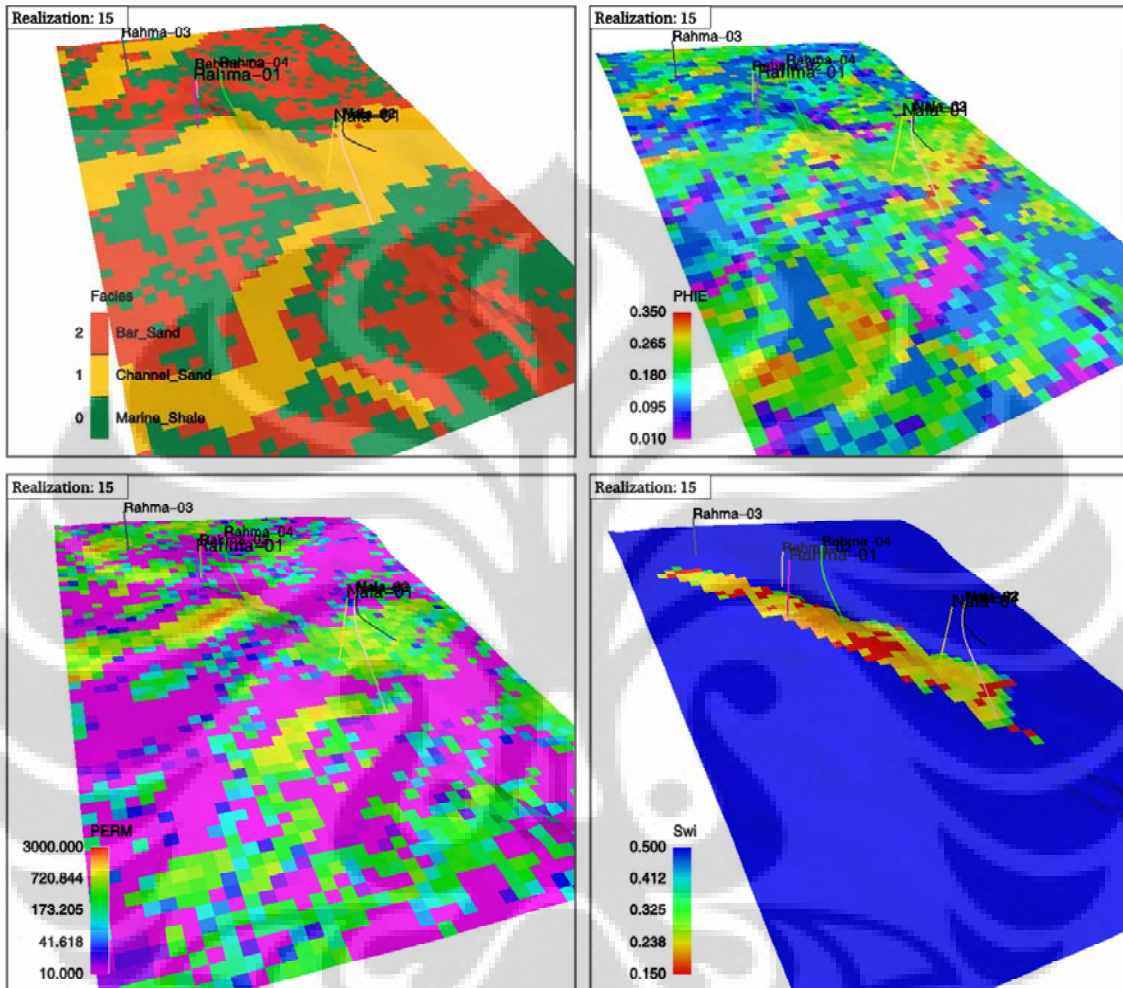
REALISASI 13



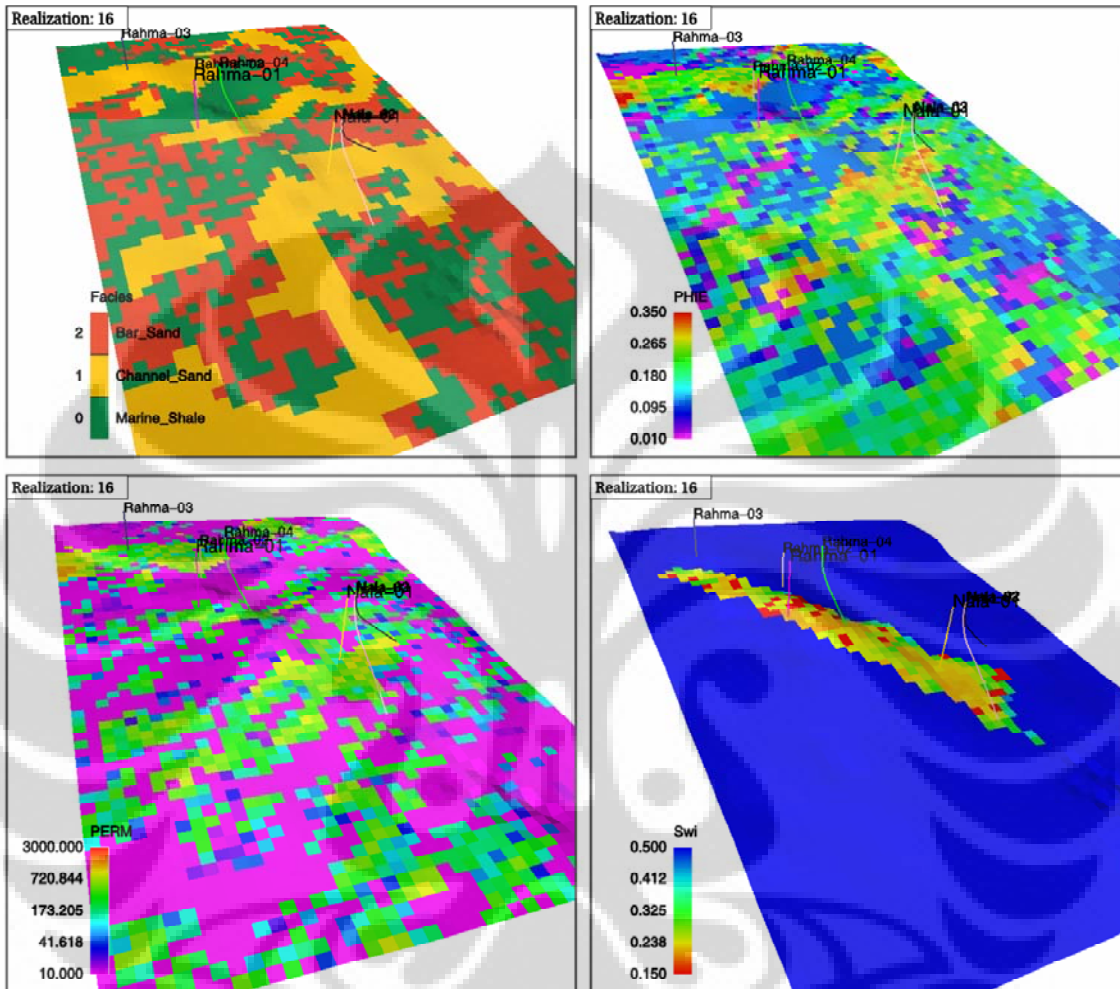
REALISASI 14



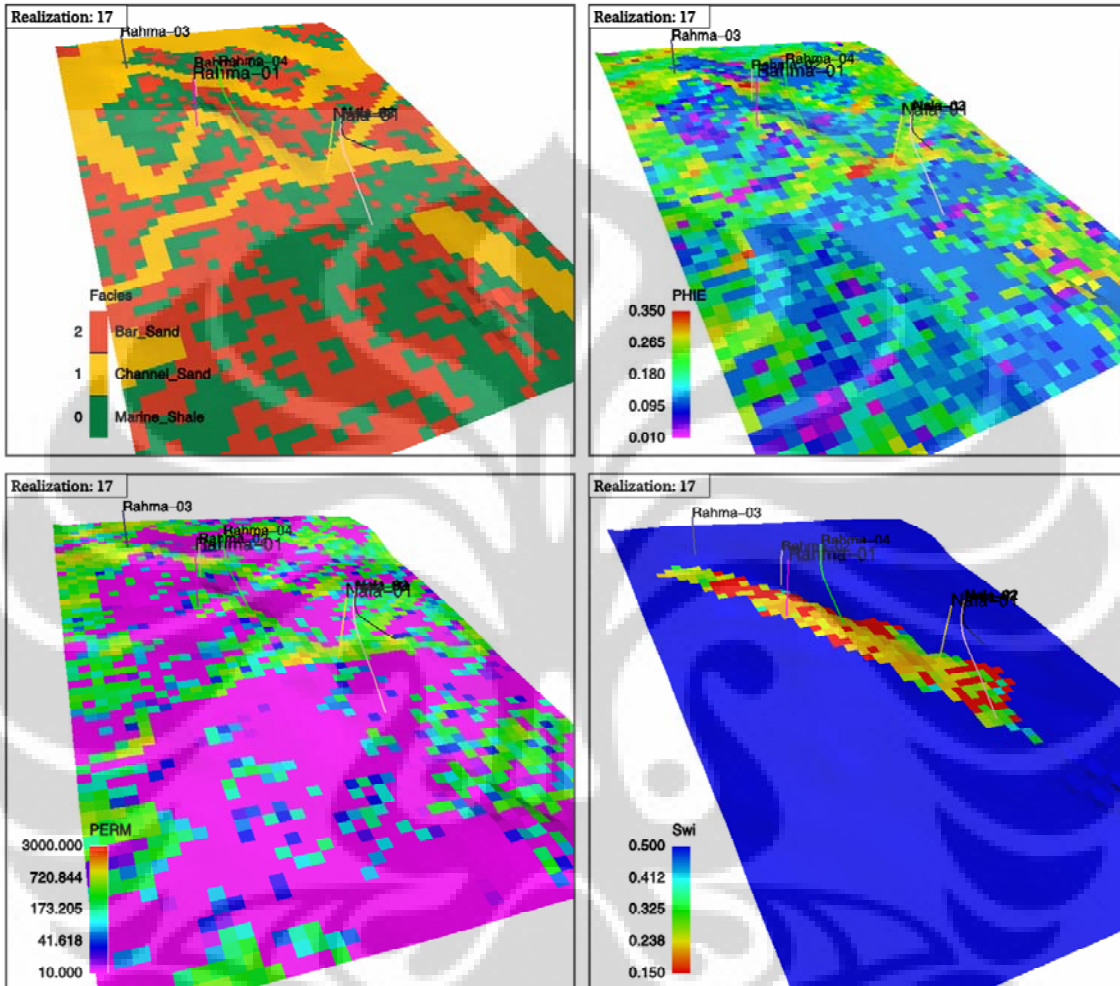
REALISASI 15



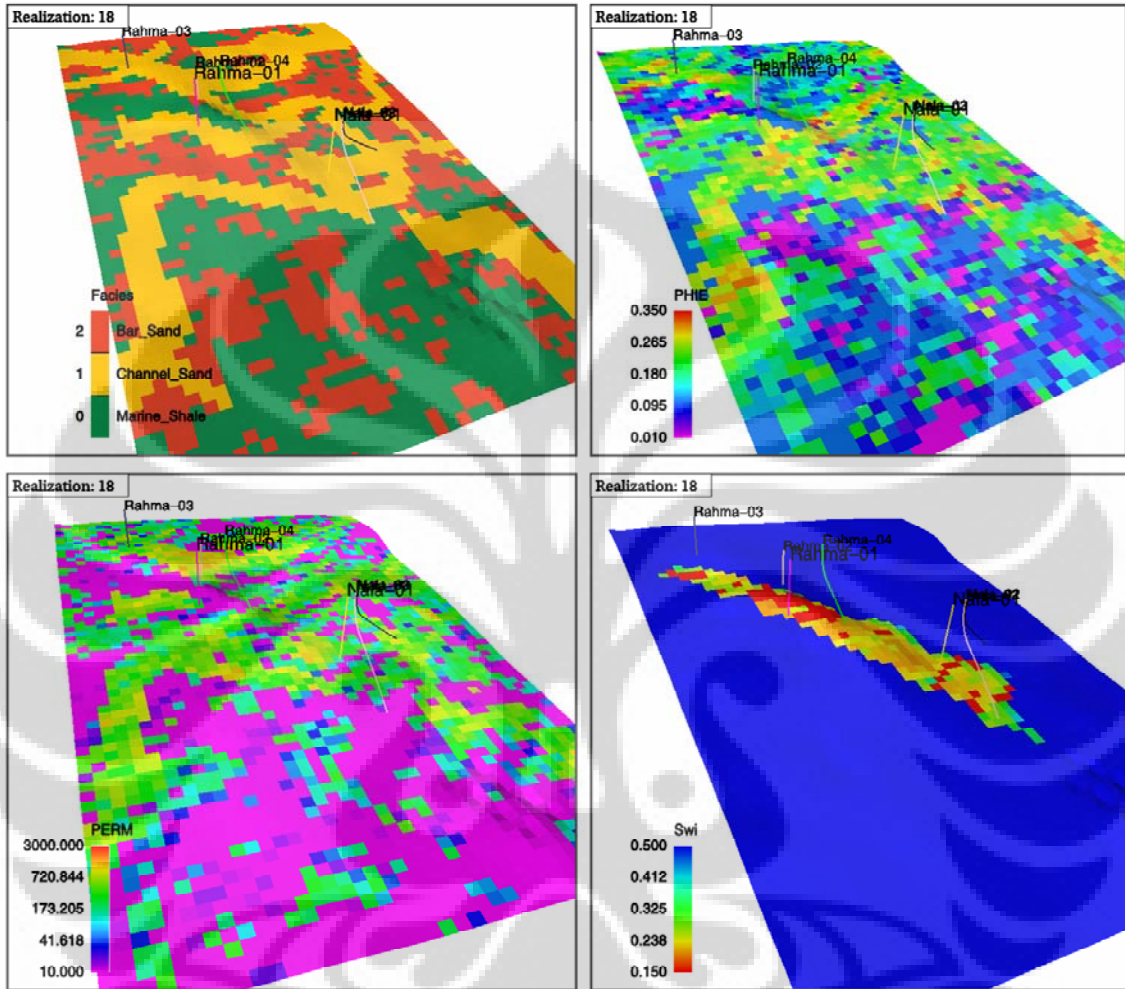
REALISASI 16



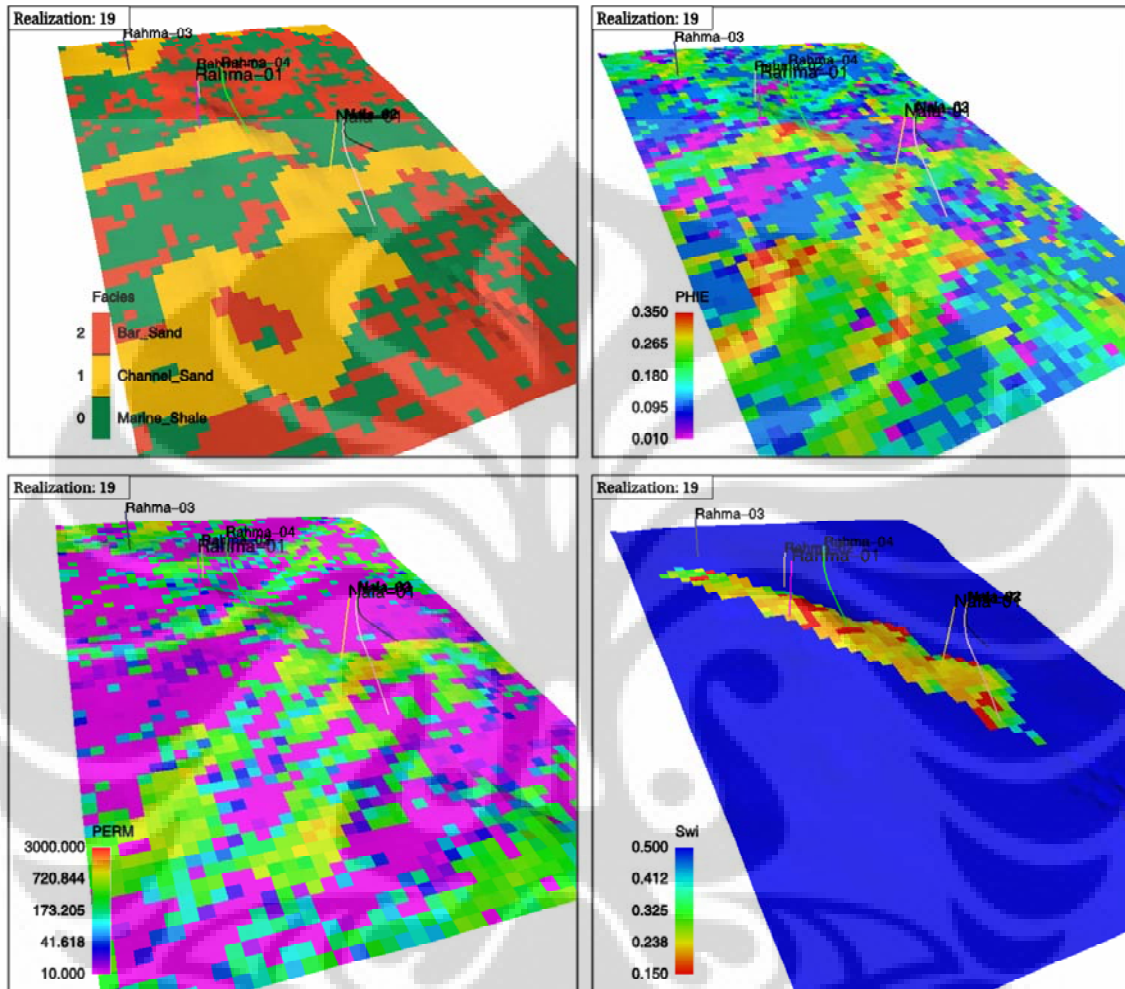
REALISASI 17



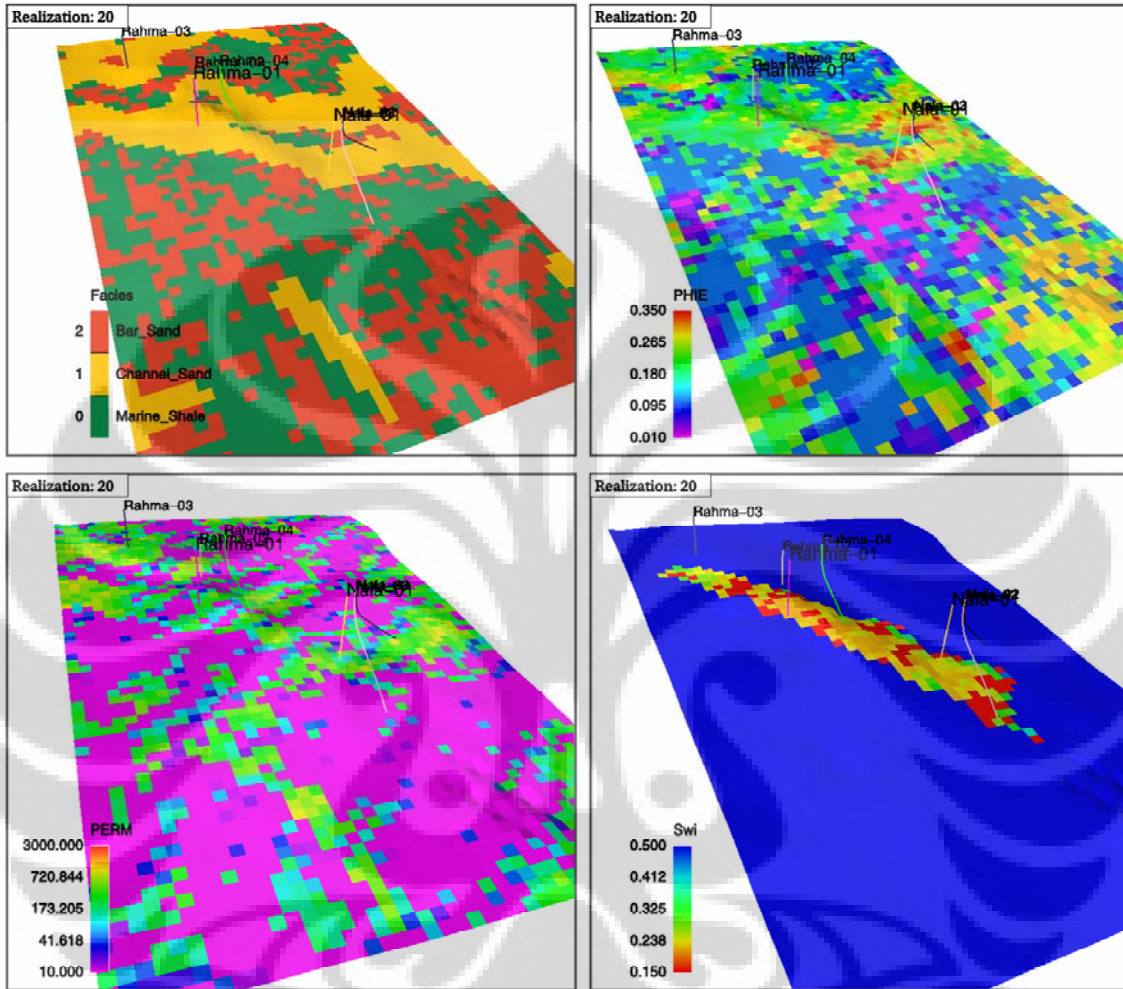
REALISASI 18



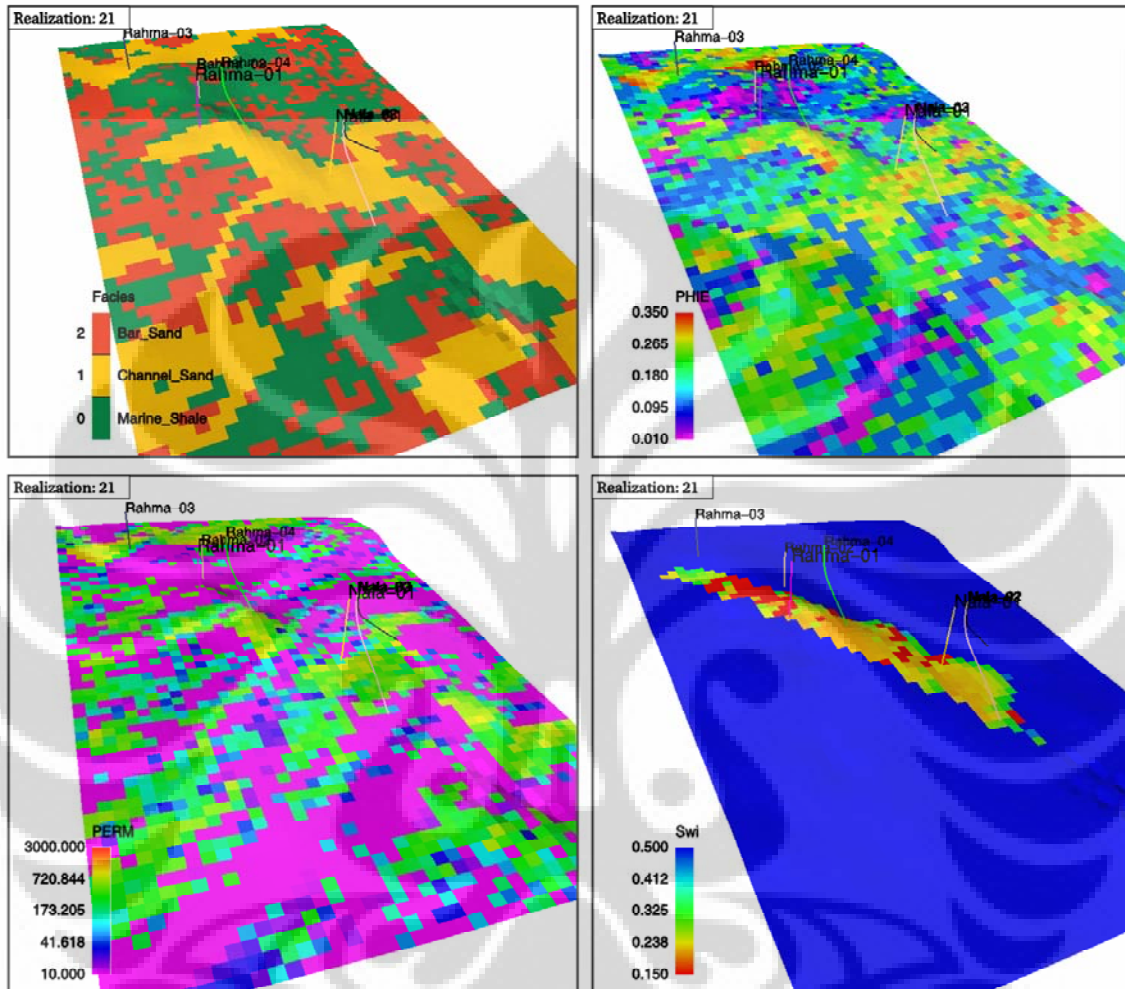
REALISASI 19



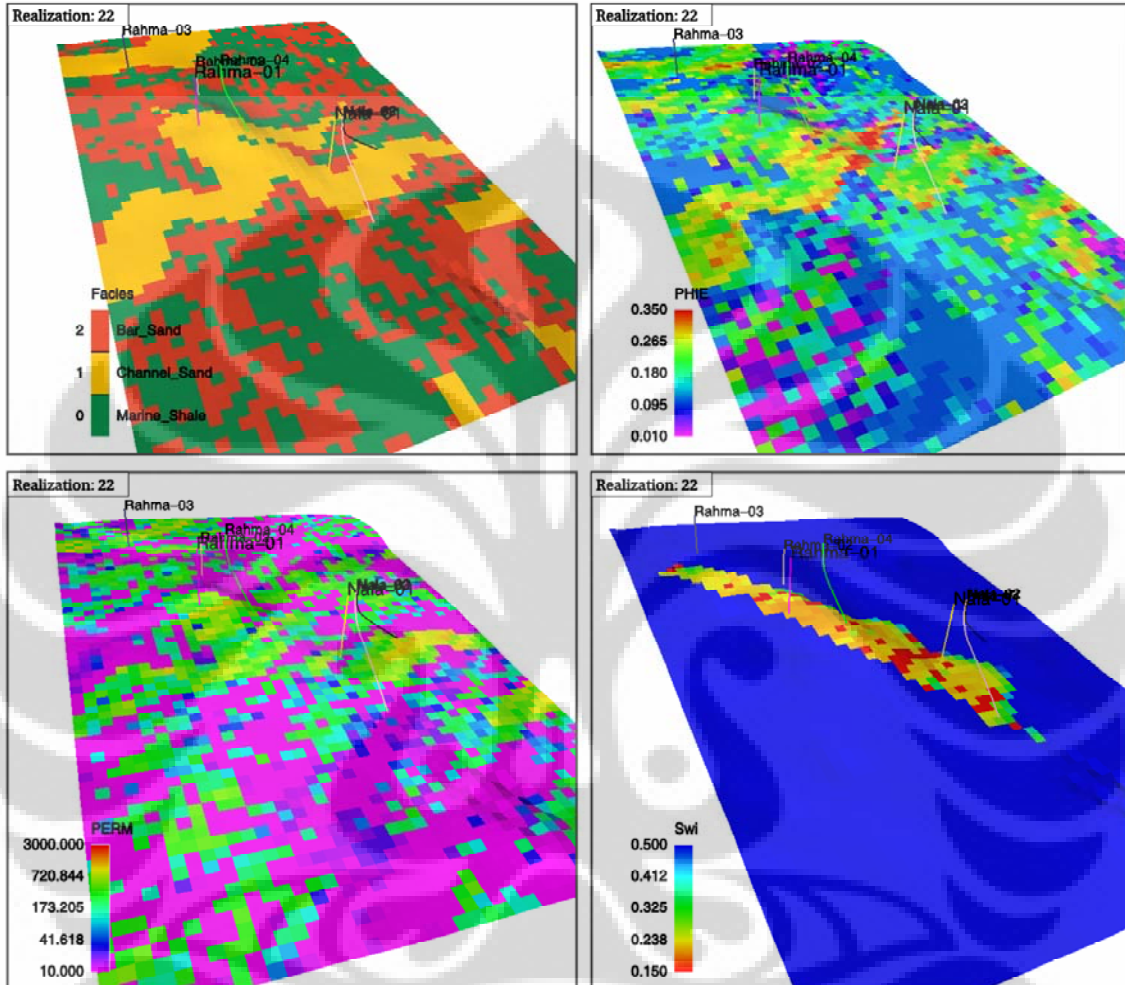
REALISASI 20



REALISASI 21



REALISASI 22



REALISASI 23

