



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN SIFAT FISIK BATUAN BERDASARKAN KERANGKA
STRUKTUR 3D DIKONSTRAIN SEISMIK ATRIBUTE AI : STUDI
KASUS LAPANGAN “N”**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains

SYAHRUL YANUAR

0806421552

**PROGRAM PASCASARJANA GEOFISIKA RESERVOAR
DEPARTEMEN FISIKA FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU
PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA**

2011

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Syahrul Yanuar

NPM : 0806421552

Tanda tangan :

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Syahrul Yanuar', with a long horizontal stroke extending to the left.

Tanggal : 03 Juni 2011

LEMBAR PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh,

Nama : Syahrul Yanuar
NPM : 0806421552
Program Pascasarjana : Geofisika Reservoir
Judul : Pemodelan Sifat Fisik Batuan Berdasarkan Kerangka Struktur 3D Dikonstrain Seismik Attribute AI : Studi Kasus Lapangan "N"

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

Dewan Penguji

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

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

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

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

Ditetapkan di : Universitas Indonesia, Salemba

Tanggal Lulus: 11 Juni 2011

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT karena dengan segala rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tesis ini.

Laporan Tugas Akhir dengan judul *Pemodelan Sifat Fisik Batuan Berdasarkan Kerangka Struktur 3D Dikonstrain Seismik Attribute AI : Studi Kasus Lapangan "N"* ini disusun untuk memenuhi prasyarat untuk memperoleh gelar Magister Sains dalam program Pascasarjana Geofisika Reservoir, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

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

1. Dr. rer. nat. Abd. Haris, selaku pembimbing yang disela-sela kesibukannya telah banyak membantu, memberikan arahan dan masukan serta memberikan waktunya untuk berdiskusi dengan penulis.
2. Ng Bei Ber Ger. Msi, sahabat dan pembimbing atas waktunya untuk membantu, membimbing dan mengarahkan dalam Tesis ini.
3. Prof. Dr. Suprajitno Munadi, Dr. Waluyo dan Dr. Charli Wu selaku penguji I, II dan III atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini.
4. Pak Parman Spd, selaku admin Program Pascasarjana Geofisika Reservoir, yang telah banyak membantu proses administrasi dalam penyelesaian Tesis ini.
5. Dr. Yunus Daud, selaku Ketua Program Pascasarjana Geofisika Reservoir FMIPA UI.
6. Orang tua, Istri Khairun Nisa dan Anak tercinta Roeni Faatih Al-Ghifari dan segenap keluarga penulis atas doa dan motivasinya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tesis ini.

7. Dosen – dosen FMIPA UI, yang telah memberikan kuliah dan mengajarkan selama berlangsung kegiatan perkuliahan Pascasarjana Geofisika Reservoir.
8. Aryo, Airlangga, Amar dan Base camp beserta isinya atas bantuan dan support selama proses pengerjaan Laporan Tugas Akhir ini.
9. Semua teman-teman Pascasarjana Geofisika Reservoir khususnya seluruh angkatan 2008.
10. Semua pihak yang mungkin belum dapat disebutkan satu persatu, terima kasih untuk semuanya.

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

Akhirnya, penulis berharap agar Tesis ini dapat bermanfaat bagi para pembaca, serta dapat memperkaya pengetahuan kita semua dalam bidang reservoir migas, khususnya dalam pemodelan reservoir dalam lapangan migas.

Depok, Juni 2011

Penulis

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

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

Nama : Syahrul Yanuar
NPM : 0806421552
Program Pascasarjana : Geofisika Reservoar
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Tesis

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

Pemodelan Sifat Fisik Batuan Berdasarkan Kerangka Struktur 3D Dikonstrain Seismik Atribute AI : Studi Kasus Lapangan “N”,

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

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



(... Syahrul Yanuar ...)

ABSTRAK

Nama : Syahrul Yanuar
NPM : 0806421552
Program Pascasarjana : Geofisika Reservoir
Judul : Pemodelan Sifat Fisik Batuan Berdasarkan Kerangka Struktur 3D Dikonstrain Seismik Atribute AI : Studi Kasus Lapangan "N"

Pemodelan sifat fisik batuan yang telah dilakukan dengan menggunakan data seismik, data sumur dan atribut seismik untuk mempelajari penyebaran kualitas reservoir pada daerah laut dangkal Natuna di lapangan N. Pemodelan dimulai dengan menentukan batasan vertikal reservoir dengan membagi litologi sand dan shale kedalam bentuk diskrit. Konstrain antara data litologi dengan atribut seismik ditentukan oleh koefisien dan probabilitas kemunculan pendekatan nilai. Pemodelan sebaran litologi berdasarkan variogram dengan statistik dan analisis atribut impedansi akustik.

Hasil pemodelan sifat fisik batuan pada tiap sumur dijadikan acuan untuk menentukan kualitas reservoir di suatu titik. Penyebaran model petrofisika diprediksi dengan menggunakan *Sequential Gaussian Simulation*. Jumlah sumur yang terbatas pada lapangan ini menjadi isu penting yang menyebabkan variogram kurang berperan dalam analisis data sehingga penyebaran model petrofisika lebih ditekankan dari analisis pengendapan reservoir.

Hasil distribusi facies pada formasi *Upper Arang* terutama pada lapisan AA-20 dan AA-40 dominan berada pada daerah antiklin disekitar sumur dan perkembangan reservoir lebih ke arah barat. Pemodelan facies digunakan sebagai panduan dan kontrol untuk mendistribusikan properti reservoir dalam model geologi 3D yang ditampilkan dalam peta distribusi reservoir yang berupa penyebaran porositas, saturasi air dan Net to Gross.

Kata Kunci: reservoir, inversion seismic, model, petrofisika

ABSTRACT

Nama : Syahrul Yanuar
NPM : 0806421552
Program Pascasarjana : Geofisika Reservoir
Judul : Modelling Physical Properties of the rocks Based
3D Structure framework constraints Seismic
Attributes AI: Case Study Field "N"

Physical properties modeling of rocks that have been done using seismic data, well data and seismic attributes to study the distribution of reservoir quality in shallow marine areas of the field N. Modeling begins by determining the vertical border of the reservoir with sand and shale lithology, which is divided into discrete form. Constraints between data lithology and seismic attribute determined by the coefficients and probability of occurrence value. Lithological distribution is based on variogram modeling with statistics and analysis of acoustic impedance attribute.

The results of the physical properties modeling of rocks in each of the wells is used as a reference for determining the quality of the reservoir at a point. The distribution of petrophysical model is predicted using Gaussian Sequential Simulation. Limited number of wells in this field becomes an important issue that causes less variogram plays a role in data analysis so that the distribution of petrophysical models emphasized more than the analysis of reservoir sedimentation.

The results of facies distribution in Upper Arang formation mainly in the lining of AA and AA-20-40 dominant anticline located on the area around the well and reservoir development further to the west. Facies modeling is used as a guide and control to distribute the reservoir properties in a 3D geological model shown in the map of the spread of the distribution of reservoir porosity, water saturation and Net to Gross.

Keywords: reservoir, seismic inversion, model, petrophysical

DAFTAR ISI

	Hlm.
HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
LEMBAR PERNYATAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vi
ABSTRAK.....	vii
ABSTRACT.....	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR TABEL.....	xiv
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan	3
1.3. Pembatasan Masalah.....	3
1.3. Metodologi Penelitian.....	4
1.4. Sistematika Penulisan	4
BAB 2. TINJAUAN GEOLOGI DAN DATA PEMODELAN.....	6
2.1. Geologi Regional.....	6
2.2. Seting Regional	9
2.2.1. Lingkungan Pengendapan	10
2.3. Sistem Petroleum.....	11
2.4. Konsep Pemodelan	13
2.4.1. Pemodelan Fault.....	14
2.4.2. Gridding Pilar	15
2.4.3. Zonasi dan Pelapisan Vertikal	16
2.4.4. Metode Simulasi Grid	16

2.4.5. Properti Model	17
2.5. Inversi Model Based	19
BAB 3. PENGOLAHAN DATA.....	23
3. 1. Karakteriksasi Reservoir	23
3.2. Data Sumur.....	23
3.2.1. Marker dan Korelasi Geologi.....	24
3.2.2. Analisa Log.....	25
3.3. Sensitivitas Pada Sifat Fisik Batuan	29
3.4. Interpretasi Seismik	30
3.5. Impedansi Akustil.....	32
3.6. Analisa Properti dari Cube AI.....	35
3.7. Analisa Facies.....	36
3.8. Identifikasi Ketebalan Horison AA-20 dan AA-40.....	37
3.9. Zonasi Pelapisan dan Gridding.....	39
3.10. Up-scaling Well (Blocking Well).....	40
BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN	42
4.1. Analisis Sebaran Batupasir pada horison AA-20 dan AA-40.....	42
4.2. Analisa data Geostatistik menggunakan Metode Variogram.....	43
4.3. Analisa Hasil Pemodelan Facies	44
4.3.1. Distribusi Facies Menggunakan Metode Sequential Indicator Simulation	45
4.3.2. Distribusi Facies dengan masukan Probabilitas Atribut AI ..	46
4.3.3. Hasil Dan Perbandingan Model Facies	48
4.4. Analisa Hasil Pemodelan Porositas	49
4.4. Analisa Hasil Pemodelan Saturasi Air.....	51
4.6. Analisa Hasil Pemodelan Net to Gross.....	53
BAB 5. KESIMPULAN.....	56
DAFTAR ACUAN	57

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Daerah Studi yang diarsir menunjukkan daerah Lapangan N.....	3
Gambar 1.2. Diagram alur pada pemodelan reservoir.....	5
Gambar 2.1. Peta Struktur Element Cekungan Barat Laut Natuna (Fainstein and Mayer,1998).....	6
Gambar 2.2. Stratigrafi Upper Arang pada gambar yang diarsir merupakan target formasi (Michael and Bond, 1997).....	9
Gambar 2.3. Peta penyebaran distribusi hidrokarbon dan kronostratigrafi pada lapangan N pada daerah yang diarsir merupakan fomasi Arang dan sumber batuan induk (D.C. Ginger, W.O.Ardjkusumah,1993)...	11
Gambar 2.4. Play konsep pada formasi arang sekuen pada lapangan N, (a) Formasi geologi pada daerah natuna barat, (b) Formasi geologi pada seismik section (Suppe, J, 1983).....	13
Gambar 2.5. Pemodelan fault yang ditunjukkan model 3D.....	14
Gambar 2.6. Pilar gridding yang ditunjukkan model 3D.....	15
Gambar 2.7. Zona dan pelapisan yang ditunjukkan model 3D.....	16
Gambar 2.8. Properti model reservoir yang terdiri dari (a) <i>Facies</i> , (b) <i>Porositas</i> , (c) <i>SW</i> & (d) <i>Net to Gross</i> yang ditunjukkan model 3D.....	18
Gambar 2.9. Tahap 1 Inversi <i>Model Based</i> (Hampson & Russell, 2009).....	20
Gambar 2.10. Tahap 2 Inversi <i>Model Based</i> (Hampson & Russell, 2009).....	20
Gambar 2.11. Hasil Inversi <i>Model Based</i> , (a) <i>Input Volume Seismik</i> , (b) <i>Output Volume Impedansi Akustik</i> (Hampson & Russell, 2009).....	21
Gambar 2.12. Hasil Inversi <i>Model Based</i> (Hampson & Russell, 2009).....	21
Gambar 3.1. Korelasi sumur N-1 dan N-2.....	24
Gambar 3.2. Analisis log curve dari kiri ke kana adalah <i>log curve Gamma Ray</i> , <i>Reisitivity</i> , <i>Density</i> , <i>Prorsity</i> , <i>Vshale</i> , <i>Net to Gross</i> dan <i>Water Saturation</i> pada sumur N-2.....	29
Gambar 3.3. Sensitivitas dan crossplot log Gamma ray dan AI.....	30
Gambar 3.4. Model kerangka struktural 3D untuk lapangan N.....	30
Gambar 3.5. Interpretasi Seismik 3D.....	31

Gambar 3.6. Peta time struktur pada layer AA-20 dan AA-40 di Lapangan N.....	31
Gambar 3.7. Model patahan pada lapangan N.....	31
Gambar 3.8. Well Seismik Tie pada sumur N-1 untuk proses inversi AI.....	33
Gambar 3.9. Well Seismik Tie pada sumur N-2 untuk proses inversi AI.....	33
Gambar 3.10. Hasil Inversi <i>Model Based</i> , (a) <i>Input</i> Volume Seismik, (b) <i>Output</i> Volume model awal inversi, (c) <i>Output</i> Volume Volume Impedansi Akustik pada tampilan inline 1410.....	34
Gambar 3.11. Peta struktur pada horison AA-20 dan AA-40 di <i>overlay</i> terhadap atribut AI.....	35
Gambar 3.12. Properti cube AI pada semua zona.....	35
Gambar 3.13. Analisa facies pada sumur N-1 dan N-2 yang terbagi dalam tiga facies yaitu Sand, Tight Sand, Shale.....	37
Gambar 3.14. Peta Isochore, contoh pada horison AA-20, AA-20.2, AA-40, AA- 40.2.....	38
Gambar 3.15. Zonasi pada horison AA-20 dan AA-40 dalam kerangka 3D.....	38
Gambar 3.16. Model grid 3D lapisan reservoir di Lapangan N.....	40
Gambar 3.17. Kualitas Hasil scale up pada histogram.....	41
Gambar 3.18. Blocking well facies pada sumur N1 dan N2.....	41
Gambar 4.1. Pemodelan Variogram dengan analisa geostatistik.....	44
Gambar 4.2. Pemodelan variogram dengan analisa distribusi attribute Akustik Impedansi (AI).....	44
Gambar 4.3. Distribusi facies dengan metode SIS pada lapisan zona AA-20 dan AA-40.....	46
Gambar 4.4. Probabilitas nilai AI terhadap facies sand, shale dan tight sand (a) Probabilitas kurva terhadap jumlah layer, (b) Penentuan atau cutoff nilai AI terhadap sebaran batuan.....	47
Gambar 4.5. Perbandingan AI Cube dan Distribusi facies dengan Probabilitas Atribut AI, (a) Lapisan zona AA-20, (b) Lapisan zona AA- 40.....	47
Gambar 4.6. Perbandingan hasil model facies pada lapisan Zona AA-20 menggunakan (a) Variogram Geostatistik, (b) attribute AI	48

Gambar 4.7 Perbandingan hasil model facies pada lapisan Zona AA-40 menggunakan (a) Variogram Geostatistik, (b) atribut AI.....	48
Gambar 4.8. Pemodelan Porositas pada kondisi facies Zona AA-20 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI.....	49
Gambar 4.9. Pemodelan Porositas pada kondisi facies Zona AA-40 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI.....	50
Gambar 4.10. Histogram penyebaran porositas pada kondisi facies Variogram Geostatistik, (a) AA-20 dominan sekitar 10%, (b) AA-40 dominan sekitar 10%.....	50
Gambar 4.11. Histogram penyebaran porositas pada kondisi facies AI, (a) AA-20 dominan sekitar 12%, (b) AA-40 dominan sekitar 12%.....	50
Gambar 4.12. Pemodelan Sarurasi Air (SW) pada kondisi facies Zona AA-20 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI..	52
Gambar 4.13. Pemodelan Sarurasi Air (SW) pada kondisi facies Zona AA-40 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI..	52
Gambar 4.14. Histogram harga saturasi air pada kondisi facies Variogram Geostatistik (a) AA-20 sekitar 35% s/d 80%, (b) AA-40 sekitar 35% s/d 80%.....	53
Gambar 4.15. Histogram harga saturasi air pada pada kondisi facies AI (a) AA-20 sekitar 35% s/d 65%, (b) AA-40 sekitar 35% s/d 65%.....	53
Gambar 4.16. Pemodelan Net to Gross pada kondisi facies Zona AA-20 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI.....	54
Gambar 4.17. Pemodelan Net to Gross pada kondisi facies Zona AA-40 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI.....	54
Gambar 4.18. Histogram Net to Gross pada kondisi facies Variogram Geostatistik, (a) AA-20 dominan sekitar 50% s/d 55%, (b) AA-40 dominan sekitar 50% s/d 55%.....	55
Gambar 4.19. Histogram Net to Gross pada kondisi facies AI, (a) AA-20 dominan sekitar 55%, (b) AA-40 dominan sekitar 55%.....	55

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Pengelompokan facies berdasarkan properti reservoir.....	36
Tabel 3.2. pembagian grid dalam tiap zona di lapangan N.....	39



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Lapangan Blok N terletak di Cekungan Natuna pada Barat Laut Natuna, Indonesia dan terdiri dari dua sub blok bersebelahan, dengan luas total 3.237 km persegi. Block ini terbagi dua yaitu N Area "A" dengan luas 3.029 km persegi, dan N area "B" - 208 km persegi.

Blok N pada mulanya adalah pelepasan dari bagian Blok Natuna Sea "A" pada tahun 1985 oleh Sumatera Teluk Minyak (sekarang blok Premier) dan dari Conoco pada Blok South Natuna Sea "B" PSC tahun 1976 dan 1978. Pada area selatan yang lebih besar sub-blok N Area 'A' kemudian oleh Lasmo dari Mei 1991 sampai dengan relinquishment pada tahun 1994 dan 1997. Blok N yang berada pada Cekungan Barat Laut Natuna pada saat ini dikelola oleh Sanyen Oil & Gas Limited (Gambar 1.1).

Semua operator sebelumnya hanya merekam data seismik 2D pada wilayah tersebut, dan hanya tiga sumur yang dibor di daerah yang sekarang dicakup oleh Blok N. Yang pertama adalah sumur N-1 merupakan, sumur pengeboran pertama di laut natuna dan ini pertama kali dibor oleh Agip pada 14 Desember 1970 dan sudah terpasang dan ditinggalkan pada kedalaman total 2.987 meter. Menunjukkan sumur gas yang signifikan ditemui pada formasi Upper Arang, Upper Gabus, Keras dan Gabus batupasir. Sedikit Oil show juga ditemui dalam formasi Keras dan formasi Lower Gabus. Dua DST itu dilakukan atas zona yang sama dalam formasi Upper Gabus dan juga mengalir gas basah pada tingkat yang belum ditentukan yang diperkirakan sebesar 1 MMSCF. Conoco membor sumur Cumi-Cumi 1X pada tahun 1974 di tepi utara Cumi-Cumi Tinggi. Sumur ini dibor hingga fitur tutupan basement dan ditemukan oil show namun sepertinya gagal karena kemungkinan kurangnya perangkap dan tidak cukupnya migrasi hidrokarbon. Selain itu tidak adanya reservoir pasir dengan kualitas baik yang

ditunjukkan dari analisis log sumur. Sumur tersebut terpasang dan ditinggalkan di kedalaman total 2.956 meter.

Lasmo membor sumur Cumi-Cumi East-1X pada tahun 1992, pada suatu antiklin inversi kecil di sebelah timur sumur Cumi-Cumi 1X pada area Cumi-Cumi tinggi. Sumur ini juga ditemui oil shows pada formasi Lower Arang, Upper Gabus dan Lower Gabus, ini juga karena kurangnya perangkat dan tidak cukupnya migrasi hidrokarbon. Sumur tersebut terpasang dan ditinggalkan pada kedalaman total 3.250 meter.

Studi oleh Sanyen Oil & Gas mengindikasikan adanya amplitudo tinggi "bright-spot" dalam Upper Arang pada sparse grid yang ada dari data seismik 2D di area N timur, yang menunjukkan bahwa sumur N-1 terletak kurang baik untuk uji gas di tingkat Upper Arang. Pada tanggal 29 Agustus 2005 Sanyen memulai akuisisi seluas 850 km persegi untuk survei seismik 3D disekitar prospek N. Survey 3D seismik dengan resolusi tinggi dan dataset terkonsentrasi pada amplitudo dan pengolahan koherensi yang memungkinkan saluran pasir yang dipenuhi gas-bearing diidentifikasi dan dipetakan pada seismik di formasi Upper Arang.

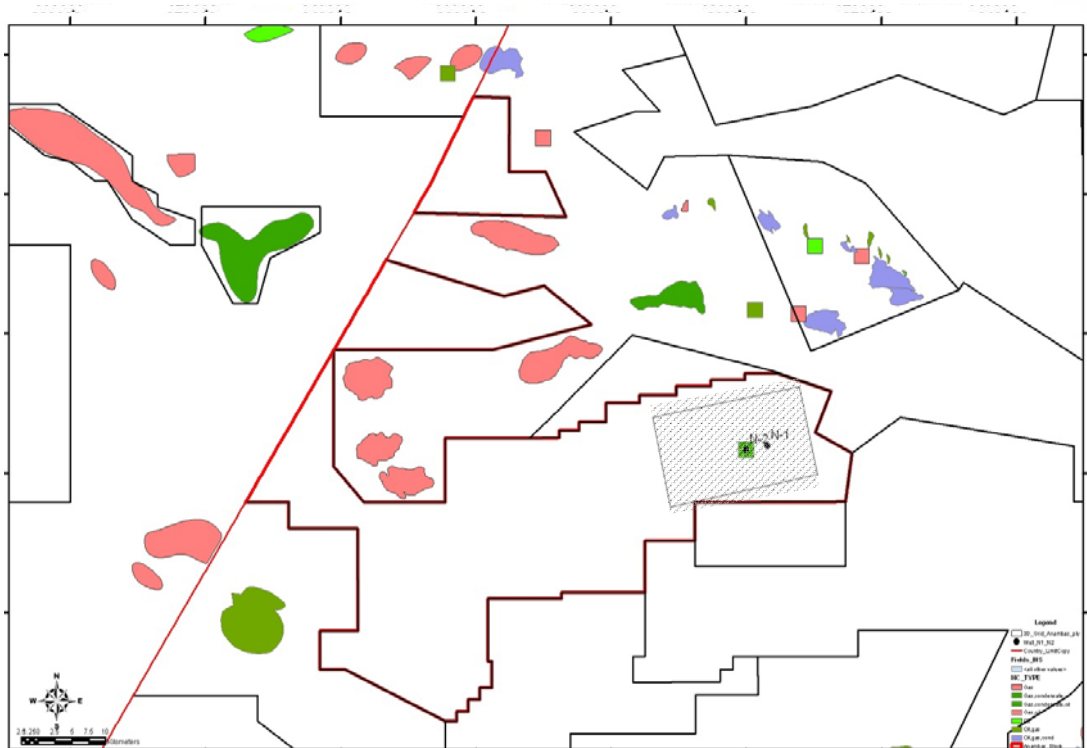
Dilakukan pengeboran pada sumur N-2 pada tahun 2006 untuk menguji kehadiran gas pada potensi channel pasir formasi Upper Arang dalam Prospek N dan terletak sekitar 3km Selatan-Barat dari Sumur N-1. Sumur ini terpasang dan pada kedalaman total 2.825 meter setelah menyelesaikan dua DST dalam formasi Upper Arang dan Keras. Hasil uji gabungan mengindikasikan adanya gas dan kondensat sebesar 15,6 MMSCFD gas dan 488 BPD kondensat.

1.2. Tujuan

Tujuan dari tesis meliputi:

1. Membuat pemodelan 3D dengan kandungan sifat fisik batuan berupa porositas reservoir arang pada lapangan N.
2. Membuat model geologi dalam 3D dengan konstrain seismik atribut impedansi akustik (AI) untuk mendapatkan model yang mendekati kondisi real.

3. Mendapatkan peta penyebaran reservoir pasir formasi upper arang pada lapangan N cekungan Natuna Barat Laut Natuna. Pemetaan reservoir difokuskan pada kesamaan litologi.



Gambar 1.1. Daerah Studi yang diarsir menunjukkan daerah Lapangan N

1.3. Pembatasan Masalah

Daerah studi merupakan area yang tercakup survey seismik 3D seluas 200 km² yang terletak di sub cekungan Natuna, Barat laut Natuna. Penelitian difokuskan pada analisis atribut seismik dalam kaitannya dengan estimasi penyebaran sifat fisik batuan reservoir dan jenis fluida reservoir untuk identifikasi hidrokarbon.

Tesis ini membuat asumsi yang dijadikan dasar analisis dan kajian. Beberapa asumsi tersebut adalah sebagai berikut :

- Data seismik yang digunakan telah diproses secara benar dengan mengacu pada preserve amplitude seismik processing procedure sehingga amplitude

yang ada merupakan data yang valid untuk dijadikan acuan properti lapisan batuan.

- Data log tiap sumur diakusisi secara benar sehingga valid untuk dianalisis.
- Hasil attribute seismik berupa *Acoustic Impedance* dikaitkan dengan litologi dari data well untuk mengetahui penyebaran sifat fisik batuan.
- Hasil ikat seismik dengan sumur sudah benar sehingga marker geologi dalam domain kedalaman sudah berada pada tempat yang tepat di domain waktu.

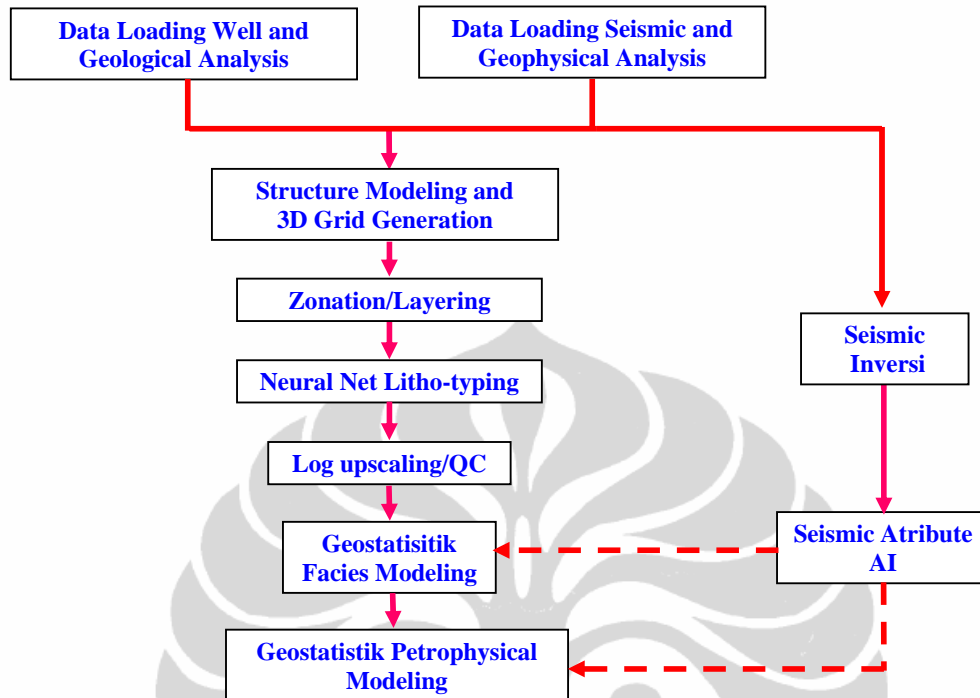
1.3. Metodologi Penelitian

Pembuatan Karakterisasi reservoir menggunakan data geofisika dan geologi, serta alur pengerjaannya dengan proses yang panjang. Dimulai dari interpretasi seismik dan sumur sebagai data masukan untuk membuat model struktur 3D di pemodelan reservoir, selanjutnya membuat zonasi dan layering untuk setiap model lapisan agar dapat menangkap atau menggambarkan heterogenitas pada arah vertikal. Dan dilakukan konversi dari domain waktu ke kedalaman pada model zonasi dengan menggunakan data cube velocity dalam satuan interval velocity. Selanjutnya dilakukan Up-scaling well (Blocking sumur) dan membuat facies model dengan metode geostatistik sampai dengan tahapan akhir yaitu dengan membuat petrofisika model.

Dalam pemodelan karakterisasi reservoir diperlukan proses yang panjang, diagram alur dalam pemodelan reservoir dapat dilihat pada gambar 1.2.

1.4. Sistematika Penulisan

Penulisan penelitian ini secara lengkap dibagi menjadi 5 bab. Pada bab 1 menjabarkan tinjauan latar belakang, tujuan, ruang lingkup dan batasan masalah serta metodologi penelitian. Pada Bab 2 menjabarkan tinjauan geologi dan konsep pemodelan reservoir. Pada bab3 dibahas secara khusus mengenai pengolahan data pada pembuatan reservoir model. Hasil dan pembahasan penelitian dijabarkan secara terperinci pada bab 4. Terakhir pada bab 5 dijabarkan mengenai kesimpulan dan saran pada penelitian ini.



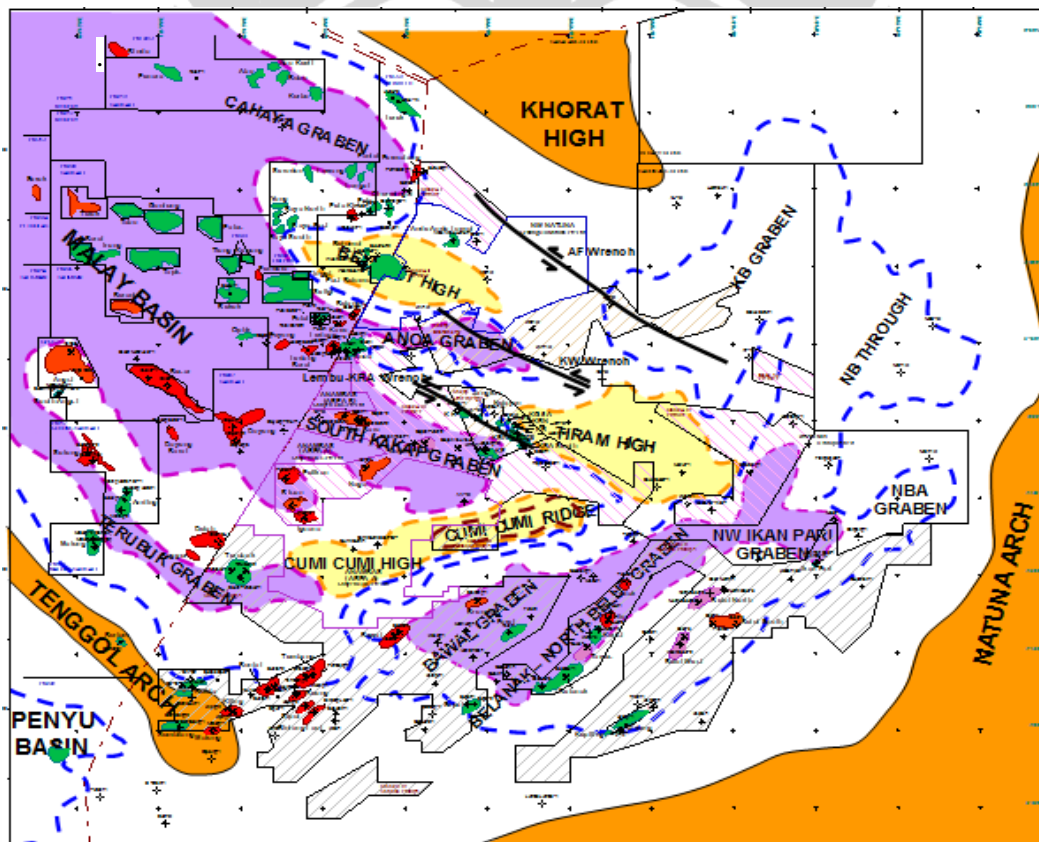
Gambar 1.2. Diagram alur pada pemodelan reservoir

BAB 2

TINJAUAN GEOLOGI DAN DATA PEMODELAN

2.1. Geologi Regional

Cekungan Natuna Barat berbatasan di utara dengan Tinggi Khorat, yang merupakan arah selatan dari kemiringan basemen high. Ke selatan dibatasi oleh Paparan Sunda dan di timur oleh punggung Basemen Busur Natuna. Untuk utara-barat itu terbuka kearah NW-SE Cekungan Malay, dan pada selatan-barat terbuka ke Cekungan Penyau kecil. Cekungan Malay dan Northwest Natuna dipisahkan dari Cekungan Penyau oleh Busur Tenggara, punggung bukit membentang dari timur ke bagian barat di Cekungan Natuna Barat (Gambar 2.1, Sumber, Fainstein and Mayer, 1998 and Phillips et al, 1997)



Gambar 2.1. Peta Struktur Element Cekungan Barat Laut Natuna (Fainstein and Mayer, 1998)

Cekungan Natuna Barat memiliki sejarah struktural bervariasi, terdiri dari tabrakan microplate, intrusi igneous, ekstensi, inversi dan wrenching. Orientasi struktural dominan di Cekungan Natuna Barat adalah SW-NE dan NW-SE, dan termasuk beberapa wrench fault di NW-SE. Cekungan Natuna Barat terbentuk oleh peristiwa beberapa ekstensi pada akhir Eosen dan Oligosen. Post Rift subsidence di awal Miosen diikuti pada pertengahan Miosen oleh kompresi regional yang berlanjut ke akhir Miosen dan untuk tingkat yang lebih rendah masih terlihat saat ini. Antiklines dan trusth anticlines dibentuk oleh inversi Miosen dari deposit graben-fill. Struktur ini sering disebut lipatan sunda, membentuk sasaran awal untuk eksplorasi minyak bumi pada cekungan. Dasar klastik sekuen dari cekungan natuna barat adalah basemen Mesozoikum, yang terdiri dari batuan beku intrusif asam jenis seperti kuarsa-diorit, granit dan phyllite, klorit-sekis, gneiss and amphibolite.

Cekungan Natuna Barat mulai berkembang sebagai cekungan. Ini awalnya diisi oleh sedimen lokal berasal melalui sistem drainase pendek dari khorat high, busur natuna, dan paparan sunda. Aluvial fans terjalin pada channel fluvial, delta fan dan endapan serpih danau yang terbatas pada grabens dan tengah grabens. Grabens dibentuk oleh rantai yang berkaitan dengan terbentuknya danau di grabens dengan sedimen yang tidak cukup untuk mengisi dan menumpahkan, tetapi dengan air yang mengalir melalui sistem graben. Grabens pada batas cekungan diisi dengan clastics kasar dan tidak berkembang danau atau batuan sumber. Pada pusat cekungan lebih mungkin mengandung danau dan berkembang sumber batuan seperti benua shale.

Cekungan Natuna Barat mengalami rangkaian ekstensional yang mengubah sejarah ruang akomodasi, menyebabkan terangkat dan sedimen by-pass pada footwall atau cepat tercipta ruang pada hanging wall. Beberapa terjadi jelas pada Upper Lama, base Lower Gabus, Intra Lower gabus dan Upper Gabus sekuen boundari.

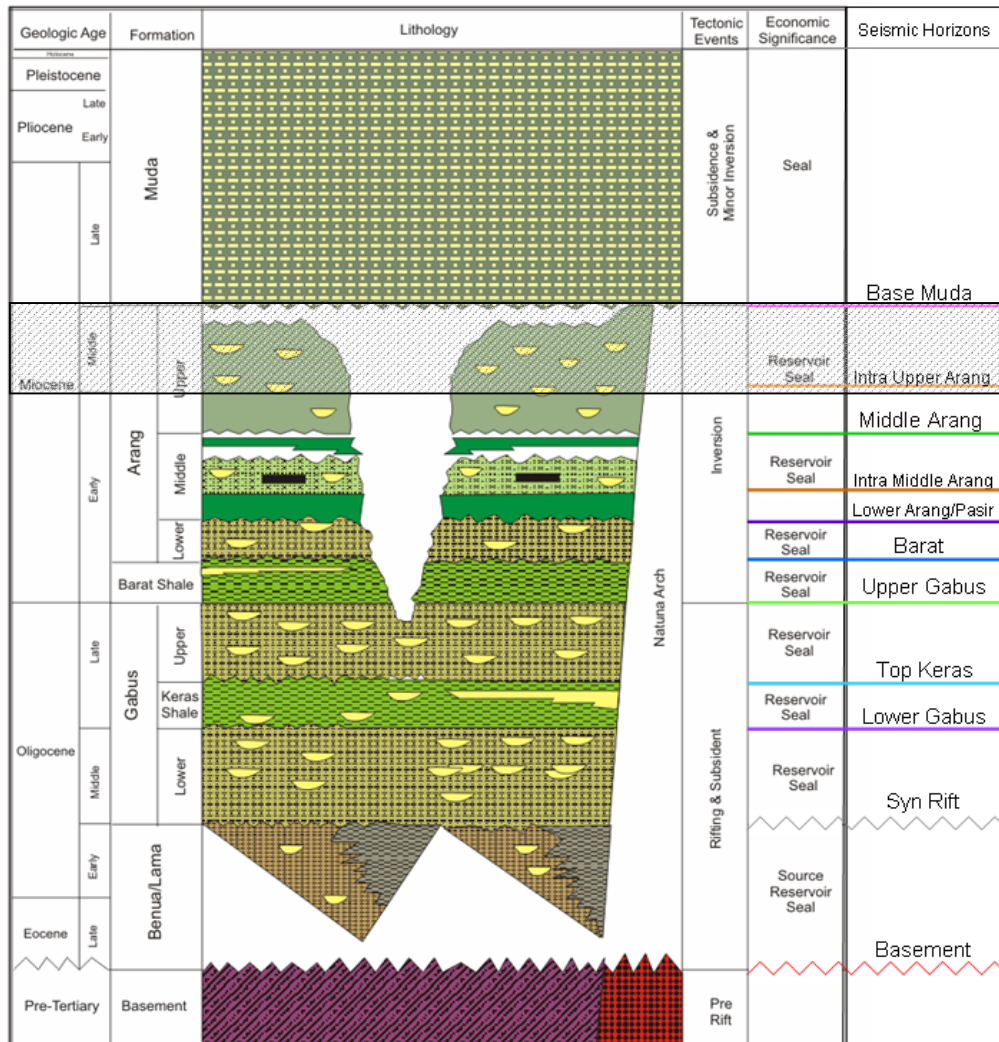
Sebagai cekungan sungai pasang surut dan bersatu membentuk daerah, sistem drainase aksial. Ini mengisi grabens dengan sedimen, onlapping pada yang graben bounding fault dan hanging wall, dan secara bertahap cekungan topografi

terkubur sebagai cekungan subsidence. Setelah ekstensi tektonik, subsidence termal menyebabkan terciptanya tambahan ruang di seluruh cekungan, dan tidak hanya terbatas pada grabens. Selama waktu Lower Gabus, channel fluvial besar terus lolos dari cekungan Malaysia melalui graben Kakap Utara dan dalam perjalanannya ke cekungan Nam Con Son dan Laut Cina Selatan. Penguburan topografi merilis daerah sistem fluvial dari grabens aksial diantaranya dari Bawal dan Utara Kakap, dan distribusi channel menyebar ke Gajah, Pelikan dan Grabens Kakap selatan (Gambar 2.1).

Setelah topografi graben tenggelam, subsidence post rift termal bergabung dengan tingkat suplai sedimen yang cukup untuk mengisi ruang akomodasi mengakibatkan danau dan akumulasi dari endapan danau Keras Shale. Shale tebal yang terletak di sumbu graben utama di mana danau yang tinggal berkembang dan ketebalan shale terletak pada sumbu graben utama. Berbeda dengan graben awal, seperti yang membentuk Shale benua, danau ini lebih luas, dangkal dan memiliki energi gelombang lebih dan sungai aksial memberi energi lebih besar kepada sistem delta yang besar.

Permulaan pertengahan Miosen awal dari kolusi dan rotasi benua terkait dengan blok Laut Cina Selatan mengakibatkan regional terangkat dan akhirnya inversi graben. Kelanjutan subsidence termal akhirnya mengakibatkan perairan laut terbuka memasuki cekungan Natuna Barat antara peristiwa inversi dan menghasilkan pasir transgressive atau Lower Arang Sands, Lower Arang Shale dan banyak shale marine dalam formasi upper arang dan middle arang..

Reservoir batu pasir upper arang adalah diendapkan dalam pengendapan lower delta plain. Fasies reservoir terdiri dari tidal flat dan tidal channel bar dengan kecenderungan arah channel berdasarkan data seismik 3D dari utara ke timur atas cekungan Natuna Barat. Uplift terkait dengan cekungan inversi sebelum pengendapan formasi Muda menghasilkan irisan fluvial dan sedimen terpotong sedikit atau tidak ada sedimentasi dalam basin selama bagian awal dari akhir miosen. Ketidakselarasan formasi Base Muda diikuti oleh post kompresi subsidence atas seluruh cekungan. Stratigrafi umum dari Cekungan Barat Natuna ditampilkan pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2. Stratigrafi Upper Arang pada gambar yang diarsir merupakan target formasi (Michael and Bond, 1997)

2.2. Seting Regional

Blok N meliputi sebagian besar dari Cumi-Cumi High, daerah terangkat yang memisahkan cekungan Malay ke utara selatan dari Cekungan Barat Natuna ke selatan timur (Gambar 2.1). Sisi utara blok N adalah dalam graben Kakap Selatan yang merupakan perpanjangan ke tenggara cekungan Malay). Sumur N-2 dan N-1 terletak di ujung timur graben Kakap Selatan. Sisi selatan blok N terletak di Cumi-Cumi High dan sangat dekat ke utara graben Bawal. Sedimen di daerah blok N memiliki sejarah tektonik bervariasi, yang termasuk ekstension cekungan

eosen ke oligosen perpanjangan basin dan inversi miosen ke Pliosen yang timbul dari syn-rift atau kegiatan kompresional syn sedimentari dan post rift dan wrench yang saling berhubungan.

Orientasi struktural dominan di daerah tersebut karena itu terkait erat dengan ini proses tektonik arah barat daya ke timur laut dan barat laut ke tenggara yang khas berhubungan. Penemuan hidrokarbon pada blok N adalah pada arah barat daya ke timur laut memanjang inversi antiklin.

2.2.1. Lingkungan Pengendapan

Lingkungan pengendapan pada formasi arang sekuen terjadi dalam beberapa formasi Arang yaitu Upper Arang, Middle Arang, Lower Arang. Akhir Lingkungan pengendapan pasir laut dangkal dan lumpur dengan dataran pantai dan fluvio / pasir delta, silts, lumpur dan lignites, baik terkikis oleh lembah gores eustatic diisi dengan deposito fluvial dan muara.

Sekuen upper arang atau pada miosen tengah merupakan sekuen dengan rendah energi pada laut dangkal dan eustuarin mengandung lempung. Bukti seismik menunjukkan bahwa beberapa energi rendah di eustuarin dan channel atau saluran pasang surut telah terjadi di dalam daerah studi. Kontrol pengendapan terdiri dari inversi kompresi sebelum dan selama deposisi upper arang sekuen.

Sekuen middle arang pada awal mid miosen terjadi kompresi inversi menghasilkan inversi cekungan menjadi lazim, khususnya pada daerah graben bawah dan kamping. Aggradational tumpukan channel fluvial dengan overbank fines dan rawa-rawa gambut yang dipisahkan oleh pasir transgressive dan shale marine. Permukaan transgressive di dasar sekuen upper arang memiliki peneplain yang inversi antiklin. Hal ini paling jelas pada sisi barat graben bawah.

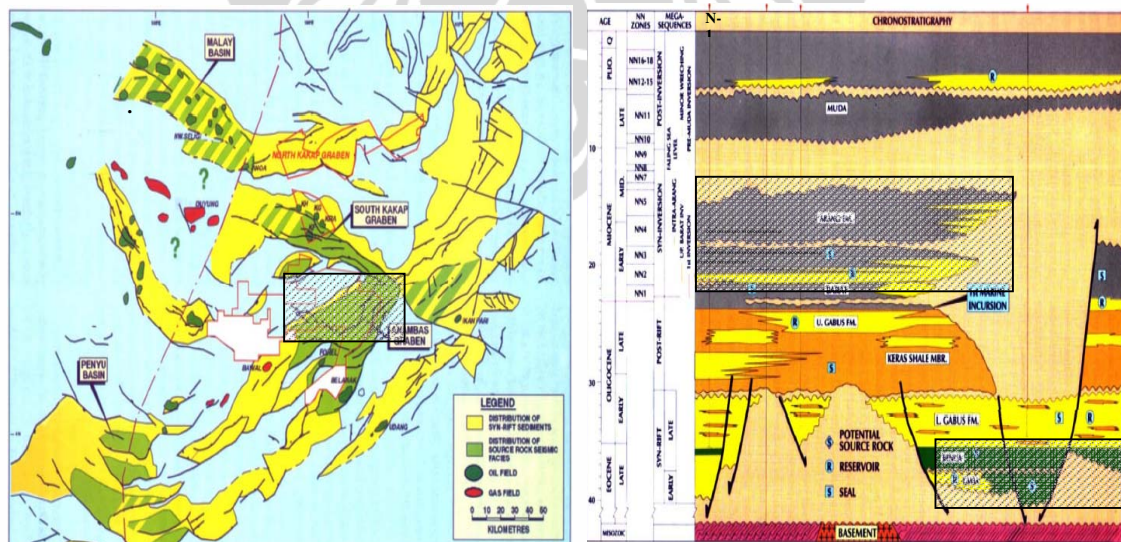
Sekuen lower arang pada awal miosen adalah kontrol utama pengendapan dimana peristiwa kompresi yang menghasilkan inversi cekungan, terutama dengan graben kakap selatan. Lingkungan pengendapan terutama dari laut dangkal lumpur transgressive ditutupi oleh tumpukan regresif atau transgressive laut marjinal untuk pasir laut dangkal, silts, lumpur dan rawa-rawa gambut.

Subsidence post inversi dan transgresi terus mengasihkan shale pada lower arang bagian laut dangkal yang berpotensi sebagai seal untuk pasir basal transgressive.

2.3. Sistem Petroleum

Konsep petroleum system menjelaskan distribusi hidrokarbon didalam kerak bumi yaitu dari batuan sumber (source rock) menuju batuan reservoir. Beberapa elemen pokok dalam petroleum system adalah Batuan Sumber (Source Rock), Arah Migrasi (Migration Path), Batuan Reservoir (Reservoir Rock), Batuan Tudung (Seal Rock).

Source rocks adalah endapan sedimen yang mengandung bahan-bahan organik yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi ketika endapan tersebut tertimbun dan terpanaskan. Pada formasi arang terdapat reservoir dan seal dimana pada batuan pasir terdapat hidrokarbon. Hidrokarbon bersumber dari batuan induk yang merupakan tempat terdistribusinya hidrokarbon. Dari beberapa referensi pada Lapangan N batuan induk bersumber umur eocene late dan sekuen syn Rift, dimana urutan kronostatigrafi dan peta penyebaran distribusi hidrokarbon dijelaskan pada gambar 2.3.



Gambar 2.3. Peta penyebaran distribusi hidrokarbon dan kronostratigrafi pada lapangan N pada daerah yang diarsir merupakan fomasi Arang dan sumber batuan induk (D.C. Ginger, W.O. Ardjkusumah, 1993)

Pada formasi arang di lapangan N terdiri dari beberapa sekuen yaitu upper arang, middle arang, lower arang dan basal arang. Setiap sekuen terdapat reservoir dan seal yang memungkinkan terperangkapnya hidrokarbon.

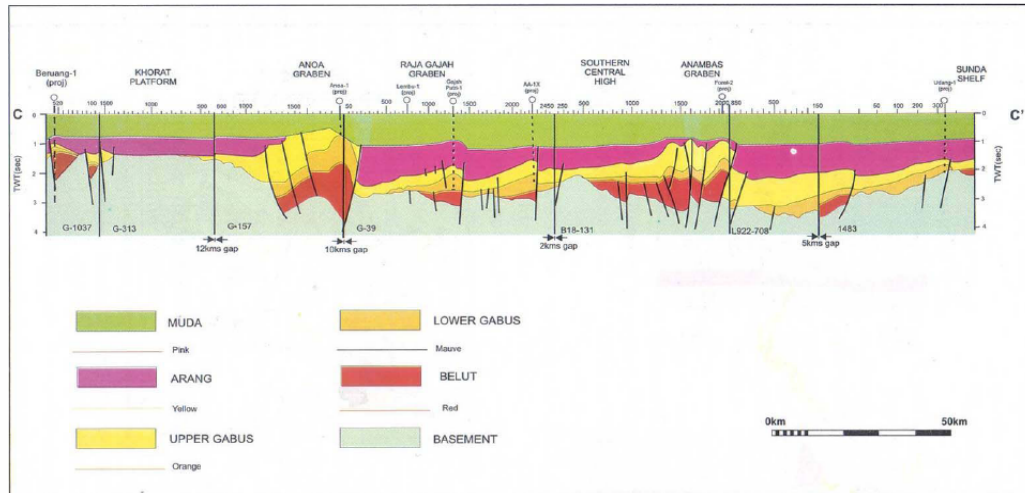
Upper Arang Sekuen mempunyai play potensi terbatas karena tidak adanya reservoir kualitas dan erosi urutan atas inversi antiklin. Perangkap termasuk inversi antiklin terciptakan pada ketidakselarasan Muda Base dan sebelumnya. Reservoir utama terdapat pada eustuarin dengan umumnya kualitas pasir buruk. Bagian atas dari Arang Hulu terdiri dari beberapa seal serpih. Tidak ada sumber batuan diketahui dan Arang Hulu tidak dewasa untuk generasi hidrokarbon. Penemuan akumulasi gas baru-baru ini hanya dikenal dan diuji dalam Arang Hulu. Pemboran sumur N-2 pada formasi ini menunjukkan gas yang ditemui di upper Arang dan juga berdasarkan referensi dari sumur N-1 yang pernah dibor pada tahun 1970. Sumur pelikan-1 di dekatnya juga memiliki pasir gas kecil tetapi belum teruji baik

Middle Arang Sekuen mempunyai potensi play juga menjanjikan, termasuk pasir laut berpotensi baik fluvial, muara dan dangkal serpih Tengah ditutup oleh Arang laut. Perangkap antiklin telah berkembang di upper arang dan batas sekuen muda. Ada potensi yang baik untuk mengembangkan perangkap stratigrafi tetapi potensi stratigrafi juga menyiratkan bahwa tidak semua struktur berisi pasir di atas penutupan seluruh struktural. Berkualitas baik berpotensi reservoir ada, termasuk pasir fluvial dan eustuarin, pasang surut yang terletak di dalam lembah gores, Variabel, pasir laut dan endapan pasir transgressive fluvial channel. Seal transgressive dan endapan serpih laut middle arang ada. Sumber batu bara dari lignit ada dan dianggap dewasa di bagian-bagian yang lebih dalam dari cekungan west natuna.

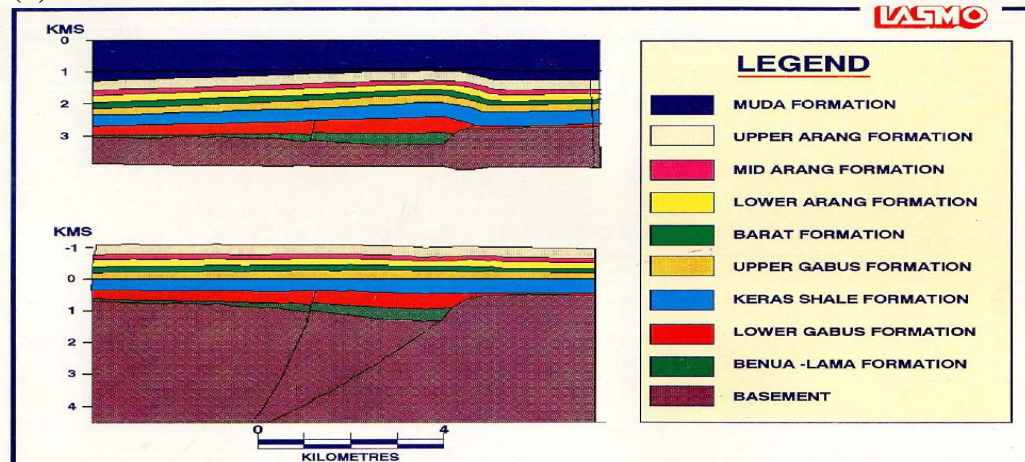
Lower Arang Sekuen mempunyai potensi play yang dianggap baik, dengan Lower Arang serpih pasir menutup arang transgressive laut. Tapi kualitas reservoir memburuk ke atas dan bioturbation mungkin dapat menurunkan kualitas reservoir. Perangkap terdiri dari antiklin inversi, tetapi dengan potensi perangkap stratigrafi terbatas karena ini mungkin terdiri dari pasir. Reservoir terdiri dari pasir laut transgressive sementara seal terdiri dari endapan serpih

transgressive dan laut. Tidak ada batuan sumber yang dikenal dan belum menghasilkan selama generasi hidrokarbon. Play konsep formasi arang sekuen pada lapangan N dapat dilihat pada gambar 2.4.

(a)



(b)



Gambar 2.4. Play konsep pada formasi arang sekuen pada lapangan N, (a) Formasi geologi pada daerah natuna barat, (b) Formasi geologi pada seismik section (Suppe, J, 1983)

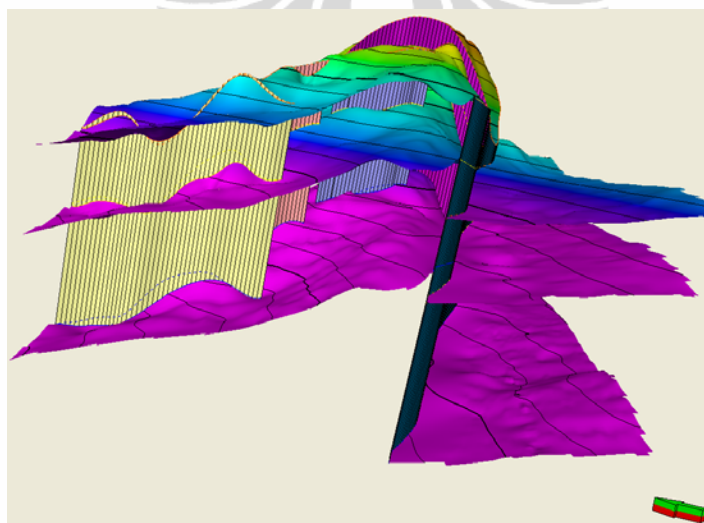
2.4. Konsep Pemodelan

Dalam industri minyak dan gas bumi, pemodelan reservoir melibatkan pembuatan model dengan komputer dari suatu reservoir minyak dan gas, untuk tujuan meningkatkan estimasi cadangan dan membuat keputusan mengenai pengembangan lapangan. Model reservoir merupakan ruang fisik reservoir oleh

susunan sel diskrit, digambarkan dengan grid yang dapat teratur atau tidak teratur dimana susunan sel dalam bentuk tiga dimensi. Pemodelan reservoir dibuat untuk menganalisa dan mengetahui kondisi geologi bawah permukaan. Beberapa hal yang penting dalam pemodelan reservoir adalah dengan membuat pemodelan fault, melakukan pilar gridding menghasilkan bentuk grid 3D, penentuan zona dan pelapisan dan data masukan properti reservoir.

2.4.1. Pemodelan Fault

Pada pemodelan fault didefinisikan fault dalam model geologi yang akan dibentuk sebagai dasar untuk menghasilkan grid 3D. Fault ini akan mendefinisikan perberhentian pada grid, sepanjang lintasan yang diinterpretasikan horison mungkin nantinya akan saling ada jarak. Jarak yang terjadi sepenuhnya tergantung pada data input, sehingga pemodelan reverse fault adalah hanya memudahkan pemodelan fault normal. Semua pilar dalam grid 3D akan diperpanjang untuk memenuhi puncak dan dasar horison yang mendefinisikan grid. Dalam membuat horison dan membuat zona, dipastikan bahwa semua fault model dimodelkan atas horison puncak dan dasar. Suatu pemodelan fault tidak harus cross dengan fault lainnya tanpa terhubung. Pemodelan fault pada model 3D ditunjukkan pada gambar 2.5.

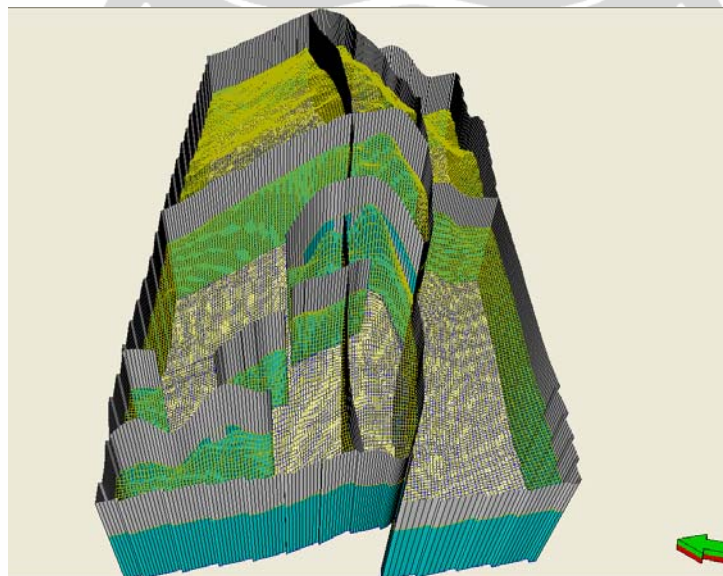


Gambar 2.5. Pemodelan fault yang ditunjukkan model 3D

2.4.2. Gridding Pilar

Proses Pilar gridding akan menghasilkan grid 3D dari model fault. Pilar gridding adalah proses pembuatan 'Framework Skeleton'. Kerangka adalah suatu grid yang terdiri dari atas, tengah dan bawah kerangka grid masing-masing melekat pada atas, tengah dan bawah point dari kunci pilar atau model sesar. Selain tiga kerangka grid, ada pilar menghubungkan setiap titik sudut setiap sel grid untuk sudut yang sesuai pada kerangka grid yang berdekatan. Saat membuat kerangka grid akan bekerja dengan kerangka grid tengah. Kerangka grid tengah adalah grid yang melekat pada-garis pertengahan yang menghubungkan kunci pilar. Tujuannya adalah untuk membuat grid agar terlihat pas dilevel titik tengah, sehubungan dengan ukuran sel grid, orientasi dan tampilan sel (gambar 2.6).

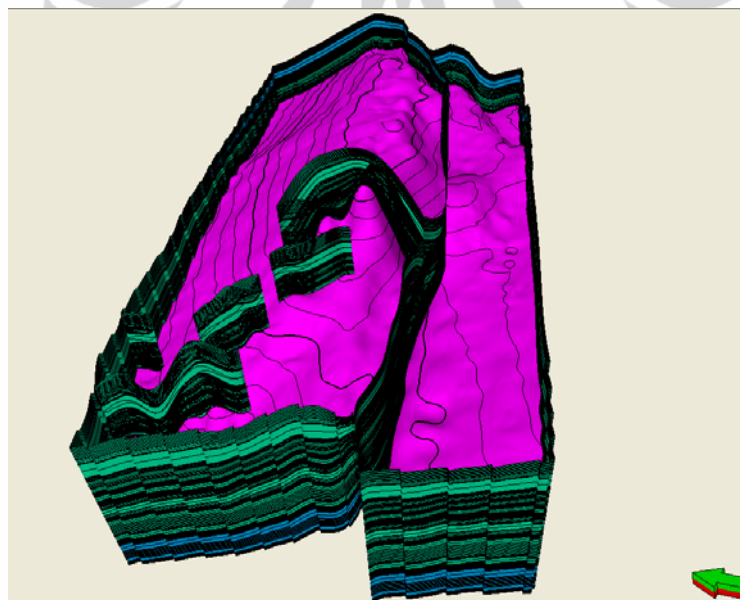
Langkah selanjutnya adalah ekstrapolasi kerangka grid tengah ini ke atas dan ke bawah dalam rangka membuat kerangka atas dan bawah. Hasil pilar gridding harus diperiksa untuk pilar yang bersimpangan, dan pada persimpangan adalah cara yang paling efisien untuk mengecek hasil kualitas pilar gridding. Setelah proses kerangka ok dan pas lalu data surface dapat dapat dimasukkan ke dalamnya, dengan mengacu pada fault model yang telah dibuat.



Gambar 2.6. Pilar gridding yang ditunjukkan model 3D

2.4.3. Zonasi dan Pelapisan Vertikal

Penentuan zona dan pelapisan vertikal atau pembuatan dari horison stratigrafik merupakan langkah terakhir dalam pemodelan struktural. Interpretasi horison atau input data horison dimana juga menentukan jarak pada pembuatan fault yang didefinisikan. Untuk menghasilkan horison tambahan menggunakan jarak relatif terhadap horison yang ada, misalnya ketebalan menggunakan pembuatan Zona. Ketika horison dimasukkan ke dalam grid 3D, kerangka grid dimodifikasi jika atas dan bawah data masukan diperluas atau diteruskan ke atas dan bawah bawah titik horison. Pilar dalam grid 3D dipotong oleh pembatasan horison pada bagian atas dan bawah horison, selama proses pembuatan horison jika melebihi seluruh pilar pembatas horison, hal ini diilustrasikan pada gambar 2.7 di bawah. Jika zona tambahan yang ditambahkan di atas atau di bawah batas-batas grid 3D (Membuat Zona), pilar akan diperpanjang untuk memenuhi atas dan bawah dari zona baru.



Gambar 2.7. Zona dan pelapisan yang ditunjukkan model 3D

2.4.4. Metode Simulasi Grid

Pendistribusian facies dan properti reservoir menggunakan metode simulasi kondisional yang berbasis grid yaitu metode yang bertujuan untuk

menghasilkan suatu gambaran distribusi variabel dengan varian yang minimum dan metode ini termasuk dalam metode stokastik. Metode simulasi berbasis grid ini mengasumsikan bahwa reservoir dapat difragmentasi menjadi grid-grid yang sangat kecil dimana setiap individu grid dianggap memiliki satu nilai properti dan teknik simulasi yang sering dipakai pada metode ini adalah Sequential simulation yang terdiri dari Sequential Indicator Simulation dan Sequential Gaussian Simulation.

Sequential Indicator Simulation merupakan salah satu teknik simulasi yang biasanya digunakan untuk membuat distribusi facies. Nilai property 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 suatu sel.

Sequential Gaussian Simulation merupakan metode simulasi berbasis kriging dimana semua unsample location di estimasi 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 juga data hasil estimasi sebelumnya, munculnya multiple realization dimungkinkan oleh acaknya urutan unsample location yang akan di estimasi.

2.4.5. Properti Model

Pemodelan properti adalah proses mengisi sel-sel grid dengan sifat petrofisika. Pemodelan mengasumsikan bahwa geometri lapisan diberikan kepada grid selama proses layering mengikuti layering Geologi di daerah model. Oleh karena itu proses-proses tersebut tergantung pada geometri dari grid yang ada. Ketika interpolasi antara titik data, pemodelan akan menyebarkan nilai properti di sepanjang lapisan grid (Gambar 2.8).

Properti pemodelan dibagi menjadi beberapa proses yang terpisah yaitu :

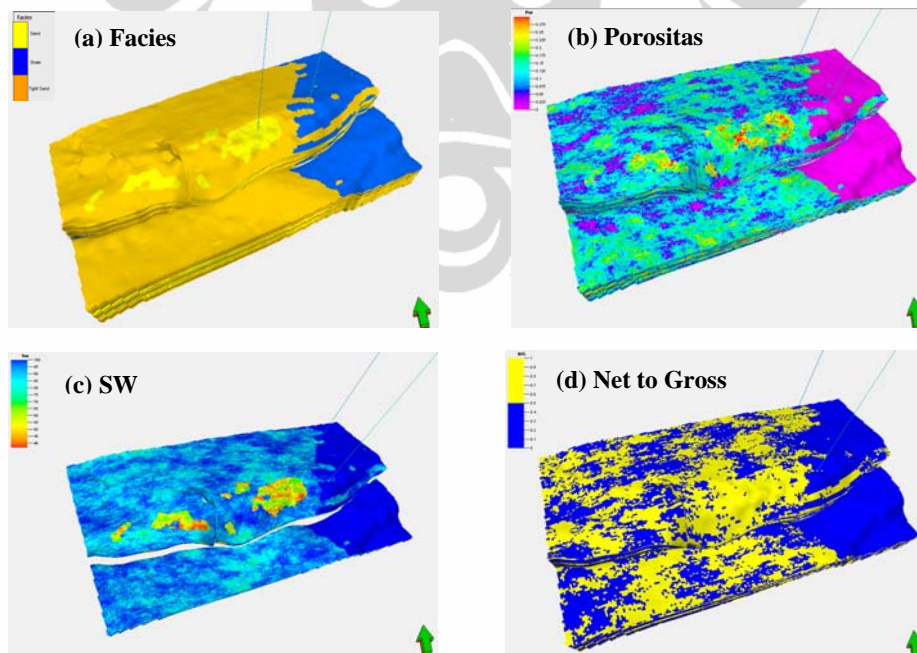
- Pemodelan Geometri, properties dibangun berdasarkan sifat geometri dari sel grid sendiridan jarak ke objek lain, beberapa algoritma juga

memerlukan input data namun data ini hanyalah sampel ke dalam grid, misalnya seismik.

- Pemodelan Fasies, interpolasi data diskrit misalnya fasies.
- Pemodelan Petrofisika, interpolasi data kontinu misalnya porositas, permeabilitas dan saturasi.

Selain itu ada tahap proses lainnya yang dapat digunakan pada sifat pemodelan yaitu :

- Scale Up Well Log, proses sampling nilai dari sumur atau sumur log atribut ke dalam grid digunakan sebagai input untuk model fasies dan pemodelan petrofisika.
- Analisis Data, penerapan proses transformasi pada data input (biasanya upscaled well logs) mengidentifikasi tren dan mendefinisikan gambaran data Variogram. Ini kemudian digunakan di dalam fasies dan pemodelan petrofisika untuk memastikan bahwa tren yang sama muncul dalam hasilnya.



Gambar 2.8. Properti model reservoir yang terdiri dari (a) *Facies*, (b) *Porositas*, (c) *SW* & (d) *Net to Gross* yang ditunjukkan model 3D

2.5. Inversi Model Based

Inversi *model based* adalah algoritma inversi linear yang digeneralisasi dimana berusaha untuk mengubah model sampai dihasilkan sintetik yang yang cocok dengan *trace* seismik dalam suatu batasan yang dapat diterima. Diasumsikan bahwa *wavelet* pada data seismik diketahui. Untuk setiap *trace*, suatu seismogram sintetik dikalkulasi menggunakan perkiraan impedansi awal dan *wavelet* yang diketahui. Impedansi tersebut kemudian diubah secara bertahap, sampai *trace* sintetik yang dihasilkan cocok dengan *trace real* dalam suatu level toleransi. Pengguna yang mengontrol seberapa jauh algoritma dapat menyimpang dari perkiraan awal untuk mencocokkan dengan data *real*.

Dua metode yang menggunakan algoritma ini adalah *stochastic model* dan *constrained model*. *Stochastic model* menggabungkan *trace* dan model perkiraan awal sedangkan *constrained model* mengatur batas seberapa jauh parameter dapat menyimpang dari perkiraan awal. Metode ini baik digunakan ketika kita memiliki pengetahuan yang cukup mengenai geologi dan dapat menciptakan model yang dapat diandalkan.

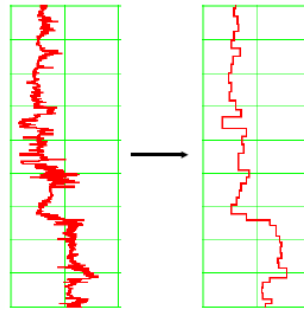
Inversi *model based* dimulai dengan persamaan model konvolusi seperti pada persamaan sebagai berikut :

$$S = W * R + Noise \quad (2.1)$$

dimana:

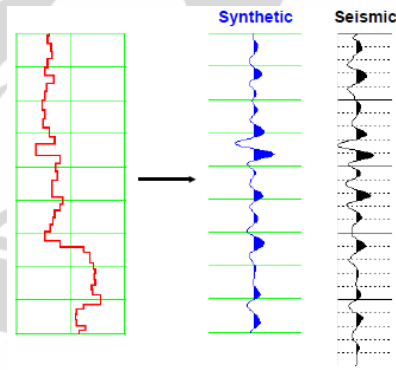
S = *trace* seismik
 W = *wavelet*
 R = reflektivitas

Diasumsikan bahwa *trace* seismik dan *wavelet* diketahui sedangkan *noise* adalah *random* dan tidak berkorelasi dengan sinyal. Selesaikan persamaan ini secara iterasi untuk mendapatkan nilai reflektivitas.



Gambar 2.9. Tahap 1 Inversi *Model Based* (Hampson & Russell, 2009)

Proses inversi ini dapat diilustrasikan pada Gambar 2.9 dan 2.10. Pada Gambar 2.9 diilustrasikan tahap 1 inversi *model based* berupa pembuatan model awal inversi *model based* yang dibentuk dengan memblok log impedansi sumur. Pengguna menentukan ukuran lapisan dalam milidetik. Semua lapisan pada awalnya ditentukan memiliki ukuran yang sama (dalam waktu).

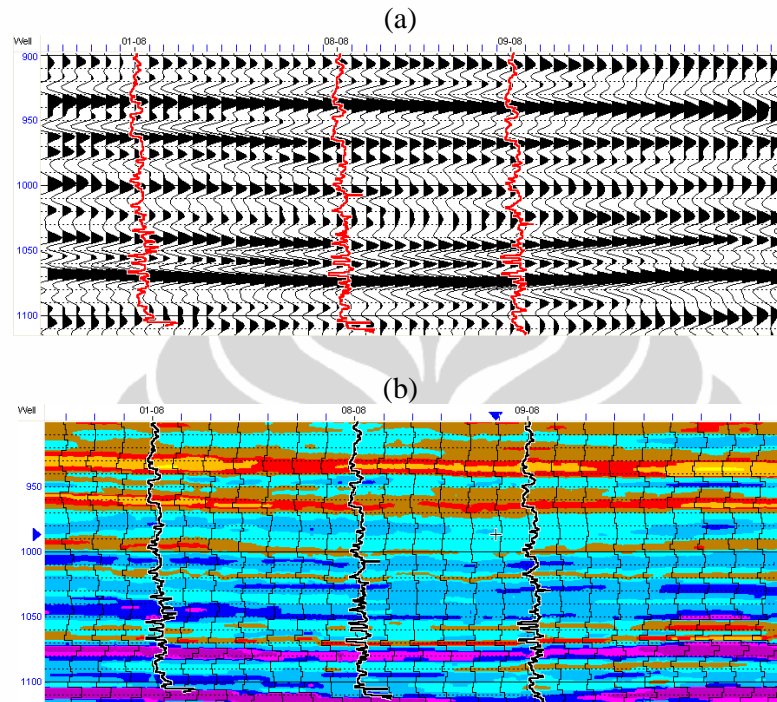


Gambar 2.10. Tahap 2 Inversi *Model Based* (Hampson & Russell, 2009)

Tahap selanjutnya adalah mengkalkulasi *trace* sintetik menggunakan model dari tahap 1 inversi *model based* dan *wavelet* yang diketahui. *Trace* sintetik ini kemudian dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya. Dengan menganalisis *error* atau "*misfit*" antara *trace* sintetik dan *trace* sebenarnya, setiap lapisan disesuaikan ketebalan dan amplitudonya untuk mengurangi *error*. Hal ini diulangi melalui serangkaian iterasi.

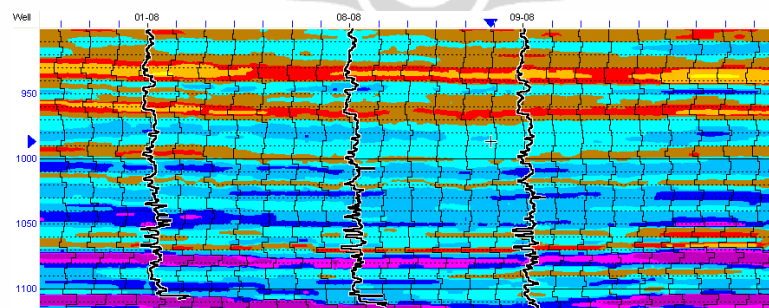
Hasil inversi *model based* seperti yang terlihat pada Gambar 2.11 memiliki jangkauan frekuensi yang lebar dan tinggi. Problem yang potensial muncul adalah detail frekuensi tinggi yang mungkin muncul dari model perkiraan

awal dan bukan dari data seismik. Hal ini dapat diminimalisasi dengan cara menggunakan model awal yang *smooth*.



Gambar 2.11. Hasil Inversi *Model Based*, (a) *Input Volume Seismik*, (b) *Output Volume Impedansi Akustik* (Hampson & Russell, 2009)

Gambar 2.12 adalah hasil inversi *model based*.. Secara umum dapat dilihat bahwa algoritma *model based* memberi lebih banyak detail.



Gambar 2.12. Hasil Inversi *Model Based* (Hampson & Russell, 2009)

Karena *wavelet* pada algoritma inversi *model based* diketahui, maka efeknya dihilangkan dari seismik selama proses kalkulasi. Sebagai contoh, data

seismik tidak harus berfase nol selama *wavelet* memiliki fase yang sama dengan seismik. *Error* dalam mengestimasi *wavelet* ini akan menimbulkan *error* pada hasil inverse.

Algoritma inversi *model based* ini meningkatkan resolusi efektif seismik. Namun hasil yang diperoleh dapat bergantung pada model perkiraan awal. Hal ini dapat dikurangi dengan memfilter model. Inversi *model based* tidak memiliki solusi yang unik sama seperti semua algoritma inversi.



BAB 3

PENGOLAHAN DATA

3. 1. Karakterisasi Reservoir

Proses pembuatan model reservoir dibutuhkan suatu pendekatan metode yang tepat untuk memecahkan problem dengan melakukan karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses penggambaran sifat-sifat reservoir untuk memahami informasi-informasi geologi bawah permukaan 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 didalam fasies yang merupakan produk dari lingkungan pengendapan. Tujuan utama melakukan karakterisasi reservoir adalah membuat model reservoir yang mungkin mendekati model bawah permukaan yang sebenarnya dan melihat distribusi sifat-sifat reservoir dan sifat fisik batuan dalam struktur ruang 3D sehingga bisa diperoleh prediksi aliran fluida dan kinerja produksi reservoir.

Tahapan umum dalam pengerjaan karakterisasi reservoir adalah pengumpulan data meliputi yang meliputi data geofisika, data geologi, petrofisika facies modelling, petrofisika modelling dan terakhir dilakukan model analisis.

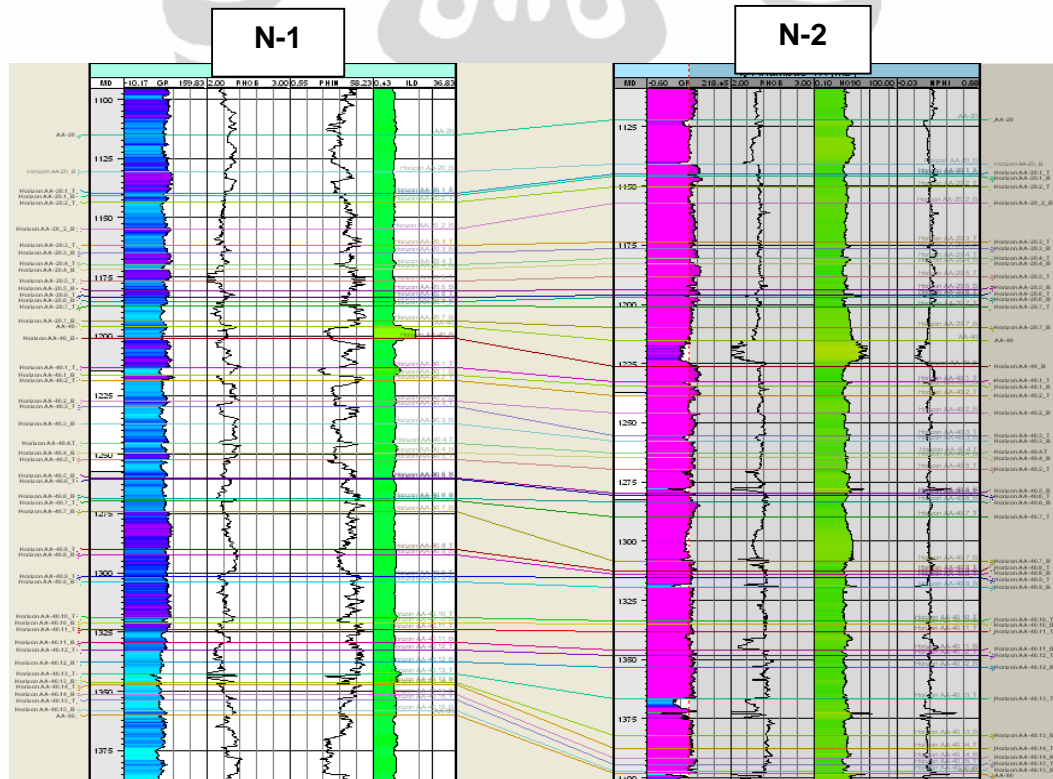
3.2. Data Sumur

Pada area lapang N terdapat 2 sumur eksplorasi yang dijadikan acuan dalam penelitian ini yaitu sumur N-1 dan sumur N-2. Kedua sumur tersebut memiliki kelengkapan data Log yang meliputi Gamma Ray, Sonic, Density, Resistivity, Porosity, etc. Selain data log, input yang digunakan pada penelitian ini adalah data Petrophysics yang terdiri dari Porositas, Permeabilitas, Saturasi Air dan juga data marker geologi (Lampiran1). Pada Interpretasi marker berdasarkan analisis korelasi antar sumur.

3.2.1. Marker dan Korelasi Geologi

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

Maximum flooding surface (MFS) adalah datum yang mencerminkan suatu kondisi kenaikan muka air laut maksimum relative yang memiliki ciri khas dan penyebarannya yang luas yaitu lapisan serpih. Sekuen boundary adalah bidang ketidakselarasan yang terbentuk selama jangka waktu penurunan relative permukaan air laut. Flooding surface adalah bidang yang mencerminkan suatu kondisi muka kenaikan muka air laut. Marker geologi yang terlihat pada sumur N-1 dan N-2 yang digunakan pada korelasi stratigrafi tersebut, yaitu terdiri dari marker utama berturut-turut adalah dari atas kebawah AA-20, AA-40, AA80 (Gambar 3.1 & Lampiran 1).



Gambar 3.1. Korelasi sumur N-1 dan N-2

3.2.2. Analisa Log

Evaluasi formasi menggunakan pendekatan multimineral analisis dengan menggunakan prinsip probabilistik. Berdasarkan data sumur N-2 yang merupakan sumur didalam lapangan N, lithology yang dominan pada formasi Upper Arang terutama pada zona AA-20 dan AA-40 adalah sebagai berikut:

Pada interval kedalaman 1215,1 - 1224,5 BRT m adalah AA-40 unit batupasir

- Batu pasir 30-100%: Sedang abu-abu, abu-abu gelap sedang, abu-abu kecoklatan langka, abu-abu zaitun cahaya untuk abu-abu zaitun, quartzose sebagian, lanauan untuk berbutir sangat halus, jarang sangat halus hingga berbutir halus, sedang diurutkan, sub sudut untuk bulat, dominan sub memanjang, kuarsa tembus, lembut, gembur, lunak, gembur, lemah indurated, seperti di atas, kecil untuk berlempung lengket umum matriks, feldspar langka, jarang disebarluaskan bahan karbonan halus, sangat miskin untuk porositas terlihat sesekali miskin.
- Batulanau 20%: abu-abu gelap kecoklatan ke hitam kecoklatan, pasir kuarsa kasar, lembut untuk perusahaan, berkapur non, umum untuk lokal karbon berlimpah untuk bahan hitam legam, nilai untuk Batubara membosankan sebagian.
- Batulempung 10-100%: abu-abu kehijauan dominan gelap, abu-abu gelap kehijauan, abu-abu gelap, lembut, dispersif, berbintik-bintik / beraneka ragam, coklat kehitaman, gelap coklat kekuningan, abu-abu kehijauan umum gelap sampai keabu kehijauan hitam, jarang merah merah kehitaman, lembut untuk perusahaan, sub gumpal untuk gumpal, jarang sub fisil, masif, tidak berkapur, sedikit lengket, non sedikit kelanauan sebagian, sedikit plastik, jejak disebarluaskan bintik karbonan dan bintik-bintik, jejak agregat pirit kecil (mikrokristalin untuk besar granular), jejak serpih mika halus di bagian, jejak benthonic foram.
- Lignit 0-Trace%: Trace saja. Hitam kecoklatan, kusam, keras, sub blocky, karbonat shale.

- Batubara (Coal) 0-40%: Hitam, hitam kecoklatan, dominan kusam, lignitic, keras, gembur, goresan coklat gelap, jarang cukup keras dan rapuh (material terang), sub gumpal gumpal untuk sebagian, buruk Kehadiran ", nilai untuk Shale karbon sebagian. Pada interval: 1278-1278,2 mBRT, 1372,2-1373 mBRT, 1398,1-1399 mBRT, 1516-1516,1 mBRT, 1564-1565 mBRT.
- Batu lanau 0-60%: Sedang abu-abu untuk abu-abu gelap media, meningkat dengan kedalaman: abu-abu kecoklatan gelap sampai hitam kecoklatan, kehitaman coklat kekuningan, berlempung, gembur, pasir kuarsa kasar sesekali grading untuk kelanauan untuk Batupasir berbutir sangat halus, kuning ke kuning, lembut, lempung lengket (dispersif sub matriks), berkapur non, jarang bintik kecil karbon disebarluaskan dan meningkat dengan kedalaman: umum untuk lokal berlimpah karbon untuk bahan hitam legam, Batubara kusam, trace agregat pirit (besar granular), trace glaukonit, nihil untuk porositas terlihat sangat miskin . Mungkin terjadi sebagai laminasi pada bagian batulempung.
- Batu Gamping 0-5%: Gelap kehitaman coklat kekuningan, mikrokristalin untuk sangat halus kristal, sucrosic sebagian, agak sulit untuk keras, rapuh, variabel berlempung, nilai untuk batulanau berkapur di bagian, trace karbonan, ketat, agak sulit untuk keras di bagian, gumpal, tidak terlihat porositas.
- Batu Gamping berlempung 0-10%: Pucat sampai sedang nilai coklat, variabel berlempung (kecil untuk kandungan clay sesekali umum), cryptocrystalline, kekuningan sebagian untuk batulanau dolomitic, perusahaan untuk sedikit keras, jarang agak keras, gumpal sub gumpal, agak berkapur ketika dilumatkan, ketat, tidak terlihat porositas.
- Gas Show: Bagian dengan Low Beracun Oil Base Mud melalui 9,5 ppg. Latar Belakang gas rata-rata 30-40 unit, gas puncak pada kedalaman 1033,5 mBRT melalui 154 unit, terdiri dari C1, C2 dan C3; puncak rata-rata 50-60 unit gas gas latar belakang pada kedalaman 1126,5 mBRT melalui 540 unit yang terdiri dari C1, C2, C3, IC4 dan nC4 dan puncak gas

pada kedalaman 1211,0 mBRT melalui 590 terdiri dari C1, C2, C3, IC4, nC4 dan C5. Koneksi Gas tercatat sebesar 1.564,5 interval - 1.564,5 melalui 218 Unit terdiri dari C1, C2 dan C3.

Elemen-elemen mineral tersebut masuk didalam lapisan sand dan shale pada zona AA-20, AA-40 sampai AA-80. Lalu pada zona tersebut dimodelkan dengan dan diaplikasikan pada Lapangan N. Hasil analisis petrofisika pada sumur N-2 menunjukkan rekontruksi log dan estimasi properti reservoir yang meliputi volume shale, porositas, saturasi air dan permeabilitas (Gambar 3.2 & Lampiran 1).

Porositas (PHI)

Porositas yang dibangun berdasarkan persamaan dan perhitungan log densitas dan log neutron. Efektif porositas (PHI_e) adalah porositas dalam reservoir rock diluar clay bound water (CBW) atau clay yang terikat air dan merupakan jumlah dari kondisi bebas air atau disebut free water termasuk dan hidrokarbon. Formulasi pengukuran efektif porositas adalah sebagai berikut :

$$PHI_e = PHI_t * (1 - V_{Shale}) \quad (3.1)$$

Log curve dan hasil perhitungan porositas pada sumur N-2 terlampir pada gambar 3.2.

Volume Shale

Shale (serpih) atau Clay (lempung) dimaksudkan untuk memberi nama kumpulan endapan sedimenter yang terdiri dari mineral-mineral tipis lempengan alumunium-silikat yang terhidrasi. Dalam formasi terdapat batuan shale dimana keberadaan shale dalam formasi mempengaruhi pembacaan log - log porosity menjadi cenderung membaca porosity lebih tinggi dari semestinya. hal ini disebabkan adanya pori - pori non efektif yang dimiliki shale, dengan kata lain shale memiliki porositas yang tinggi namun tidak melalukan aliran fluida. Dalam pengukuran volume shale didalam industri migas log gamma ray kerap kali digunakan untuk memprediksi besaran volume shale atau dikenal dengan V_{shale} dan log gamma ray memiliki kapabilitas untuk mengukur derajat kandungan shale di dalam lapisan batuan.

Formulasi pengukuran volume shale dengan menggunakan log gamma ray adalah sebagai berikut :

$$V_{shale} = \frac{(GR_{log} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \quad (3.2)$$

Berdasarkan analisa petrofisika pada sumur N-2, volume shale yang terdapat pada didalam Formasi Upper Arang sekitar 20% dengan mendominasi claystone 10-100%. Log curve dan hasil perhitungan volume shale pada sumur N-2 terlampir pada gambar 3.2.

Net to Gross

Batuan pasir yang tersebar dan juga terakumulasi di reservoir adalah batuan tempat terperangkapnya hidrokarbon. Batuan pasir tersebar di reservoir upper arang dan yang menjadi tempat terperangkapnya hidrokarbon di daerah antiklin. Hasil net to gross adalah perbandingan pasir bersih terhadap volume shale dalam suatu ukuran volume, dimana formulasi pengukurannya adalah sebagai berikut :

$$NTG = 1 - V_{shale} \quad (3.3)$$

Log curve dan hasil perhitungan net to gross pada sumur N-2 terlampir pada gambar 3.2.

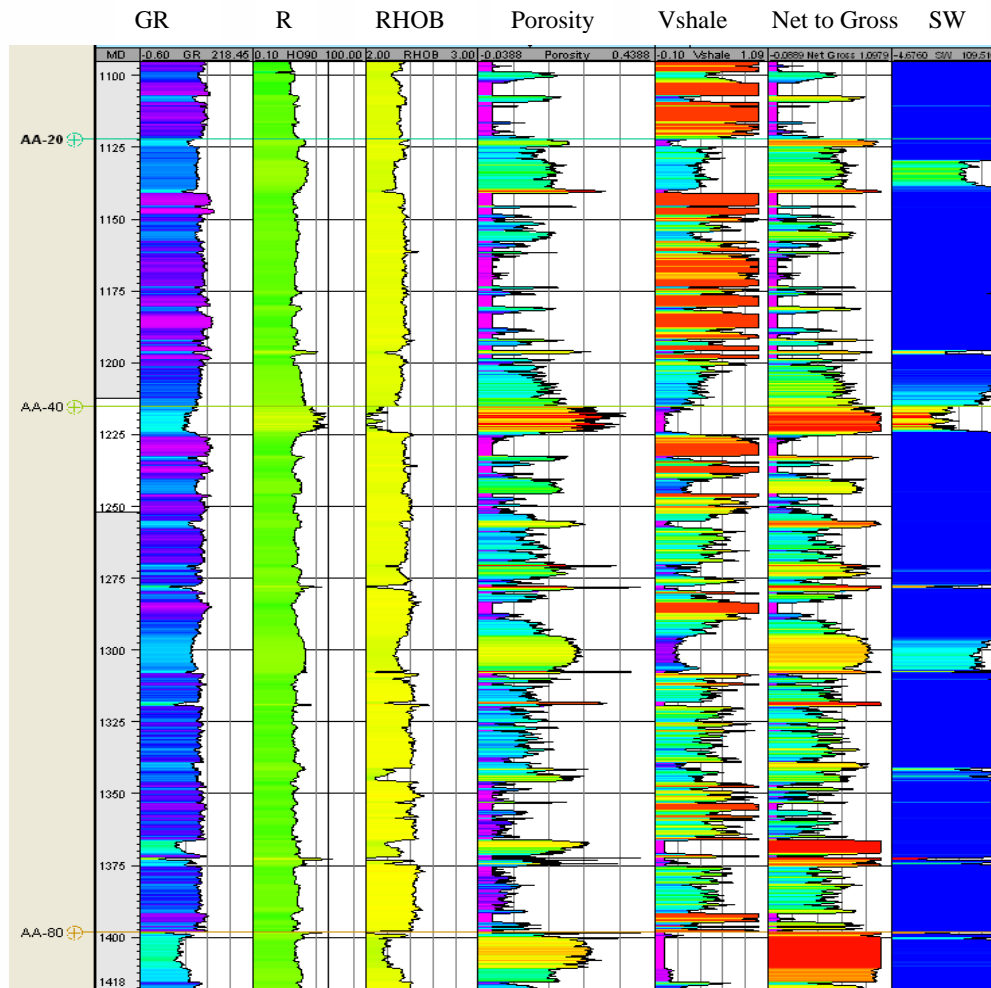
Saturasi Air (SW)

Perhitungan saturasi air melibatkan begitu banyak hal yang tingkat ketidakmenentuannya besar yang melibatkan perhitungan porosity dan penetapan beberapa exponent parameter.

Perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Simandoux equation, yaitu :

$$SW = -V_{sh}/R_{sh} + \left(\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + 4\Phi e^{m/a} RW(1-V_{sh})R_t \right)^{1/2} \left(2\Phi e^{m/a} RW(1-V_{sh}) \right) \quad (3.4)$$

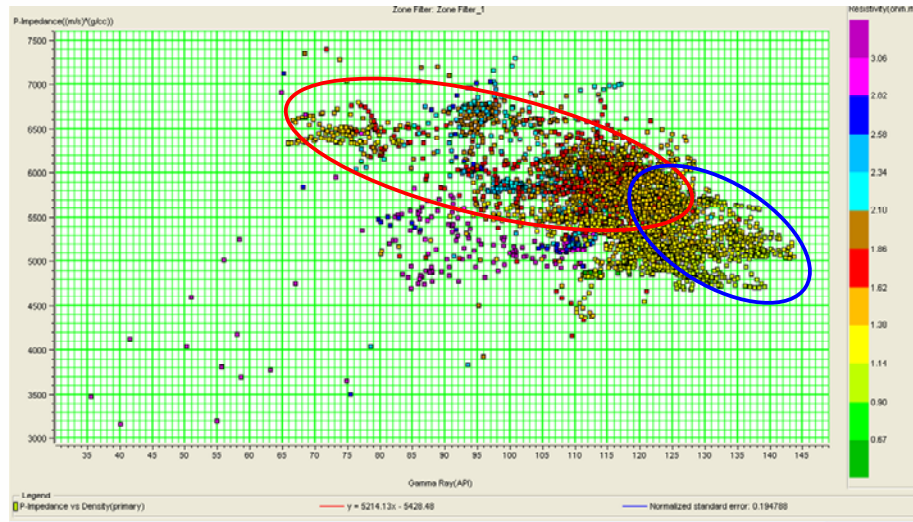
Untuk Lapangan N batupasir AA-20 terletak pada kedalaman 1122 meter dan batupasir AA-40 terletak pada kedalaman 1122 meter dan log analisis dari SW dapat dilihat pada gambar 3.2.



Gambar 3.2. Analisis log curve dari kiri ke kanan adalah *log curve Gamma Ray, Resistivity, Density, Porosity, Vshale, Net to Gross dan Water Saturation* pada sumur N-2

3.3. Sensitivitas Pada Sifat Fisik Batuan

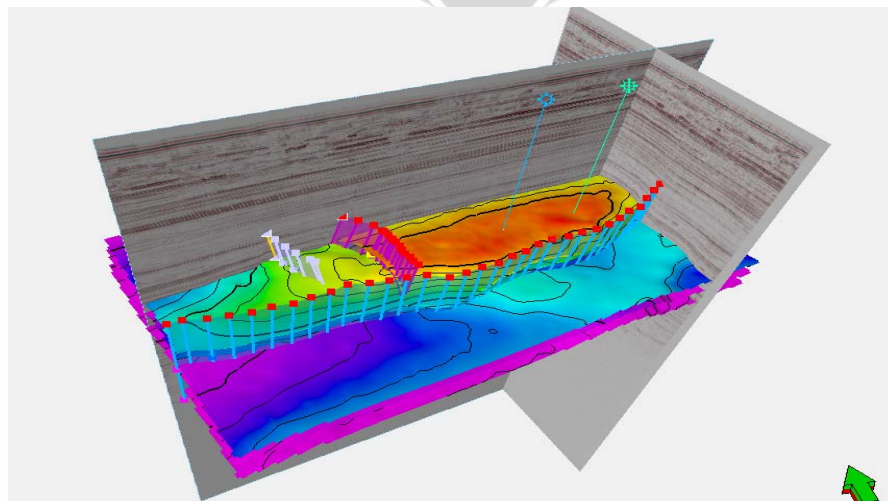
Untuk mengetahui parameter yang sensitif berdasarkan data log, dilakukan cross plot antara data log Gamma Ray dan Akustik Impedance. Dari hasil crossplot kedua log tersebut didapatkan sensitivitas nilai Gamma ray dan AI dimana mencerminkan sebaran litologi. Untuk nilai Gamma ray rendah dan AI tinggi adalah pasir atau sand, dan nilai Gamma ray tinggi dan AI rendah adalah tight sand dan shale (Gambar 3.3).



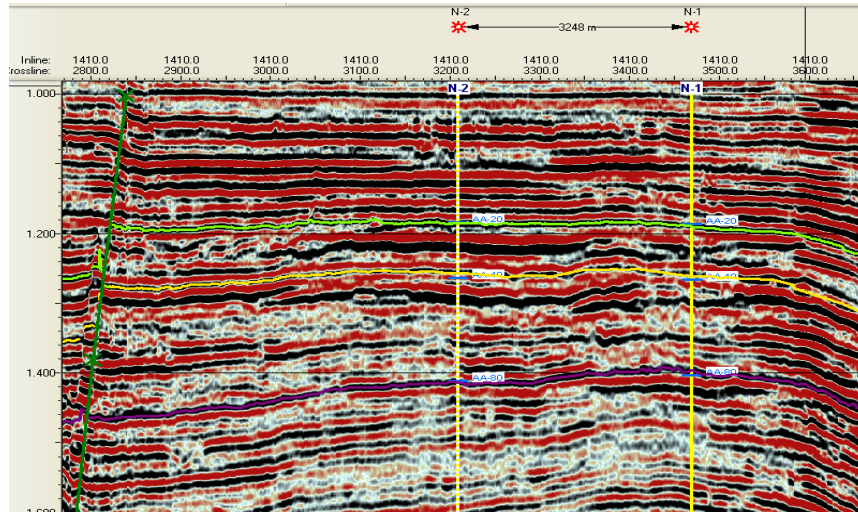
Gambar 3.3. Sensitivitas dan crossplot log Gamma ray dan AI

3.4. Interpretasi Seismik

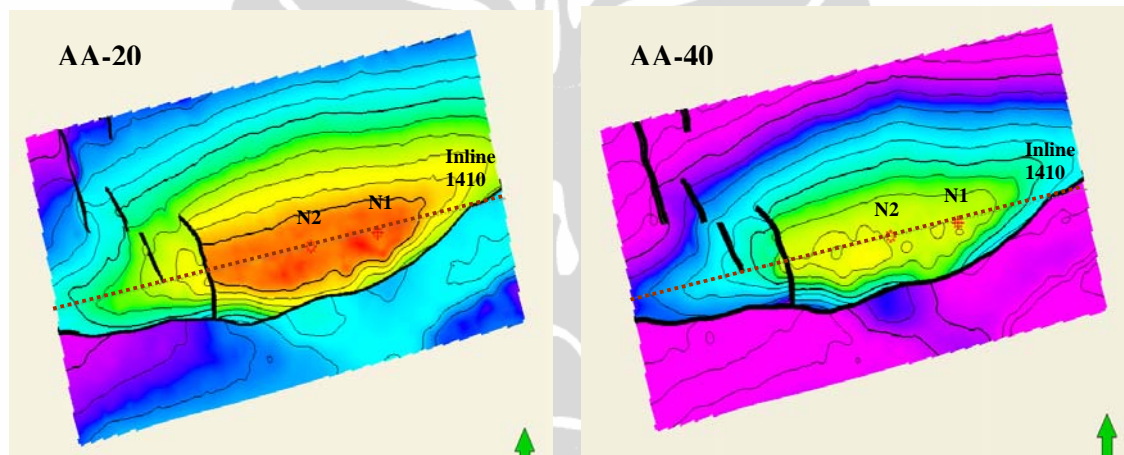
Model kerangka struktural 3D untuk lapangan N dihasilkan dari interpretasi horison dari data seismik 3D (Gambar 3.4). Ada tiga horison yang diidentifikasi yang dapat dikorelasikan dengan data marker log adalah : Horison A20 dan A40, A80 (Gambar 3.5). Tetapi interpretasi seismik berfokus pada layer AA-20 dan AA-40. Dilakukan interpretasi horison dan sesar patahan pada seismik dan selanjutnya dilakukan gridding dan konturing (Gambar 3.6). Interpretasi sesar patahan yang teridentifikasi dari data seismik adalah 1 major fault relatif berarah timur ke barat dan 5 minor fault berarah selatan-utara (Gambar 3.7).



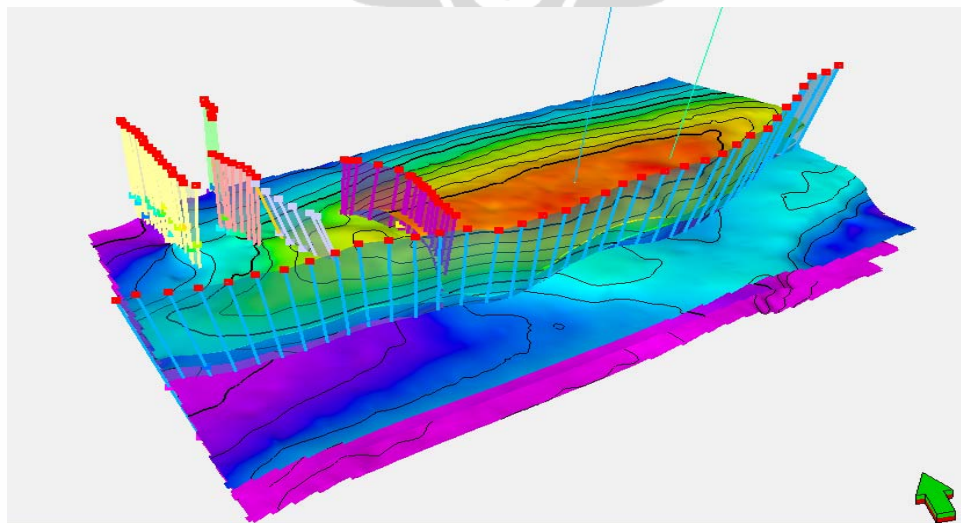
Gambar 3.4. Model kerangka struktural 3D untuk lapangan N



Gambar 3.5. Interpretasi Seismik 3D



Gambar 3.6. Peta time struktur pada layer AA-20 dan AA-40 di Lapangan N



Gambar 3.7. Model patahan pada lapangan N

3.5. Impedansi Akustik

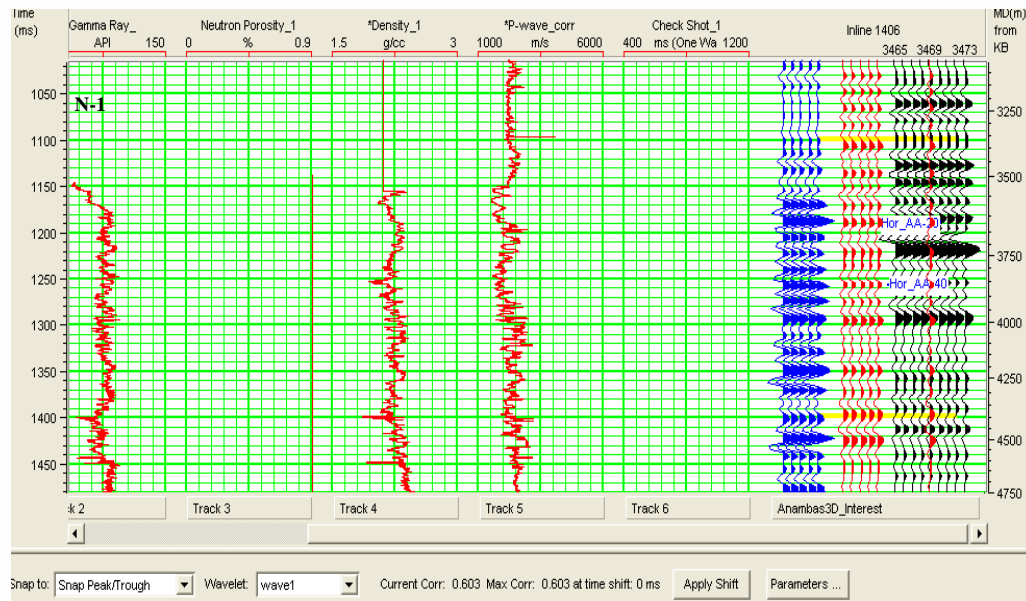
Impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, Impedansi Akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan. Impedansi Akustik terhadap sifat batuan dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Oleh karena itu AI dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, pemetaan litologi. Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung.

Impedansi akustik biasanya dilambangkan dengan (Z).

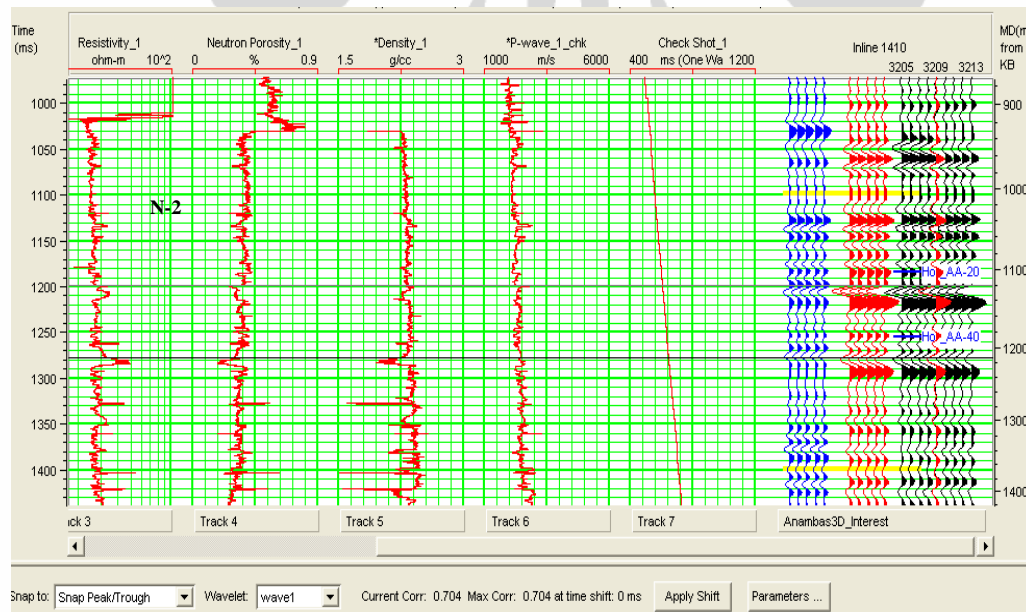
$$Z = V * \rho (ms^{-1} * kgm^{-3}) \quad (3.5)$$

Dimana ρ = densitas, V = kecepatan gelombang seismik.

Dilakukan proses well Seismik Tie adalah proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Data sumur yang diperlukan untuk well seismic tie adalah sonic (DT), density (RHOB), dan checkshot. Sebagaimana yang kita ketahui, data seismic umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data well berada dalam domain kedalaman (depth). Sehingga, sebelum kita melakukan pengikatan, langkah awal yang harus kita lakukan adalah konversi data well ke domain waktu. Untuk konversi ini, kita memerlukan data sonic log dan checkshot. Dilakukan proses well Seismik Tie pada sumur N1 dan N2 terhadap seismik untuk mendapatkan seismogram synthetic dan wavelet dalam proses inversi AI (Gambar 3.8 & Gambar 3.9).



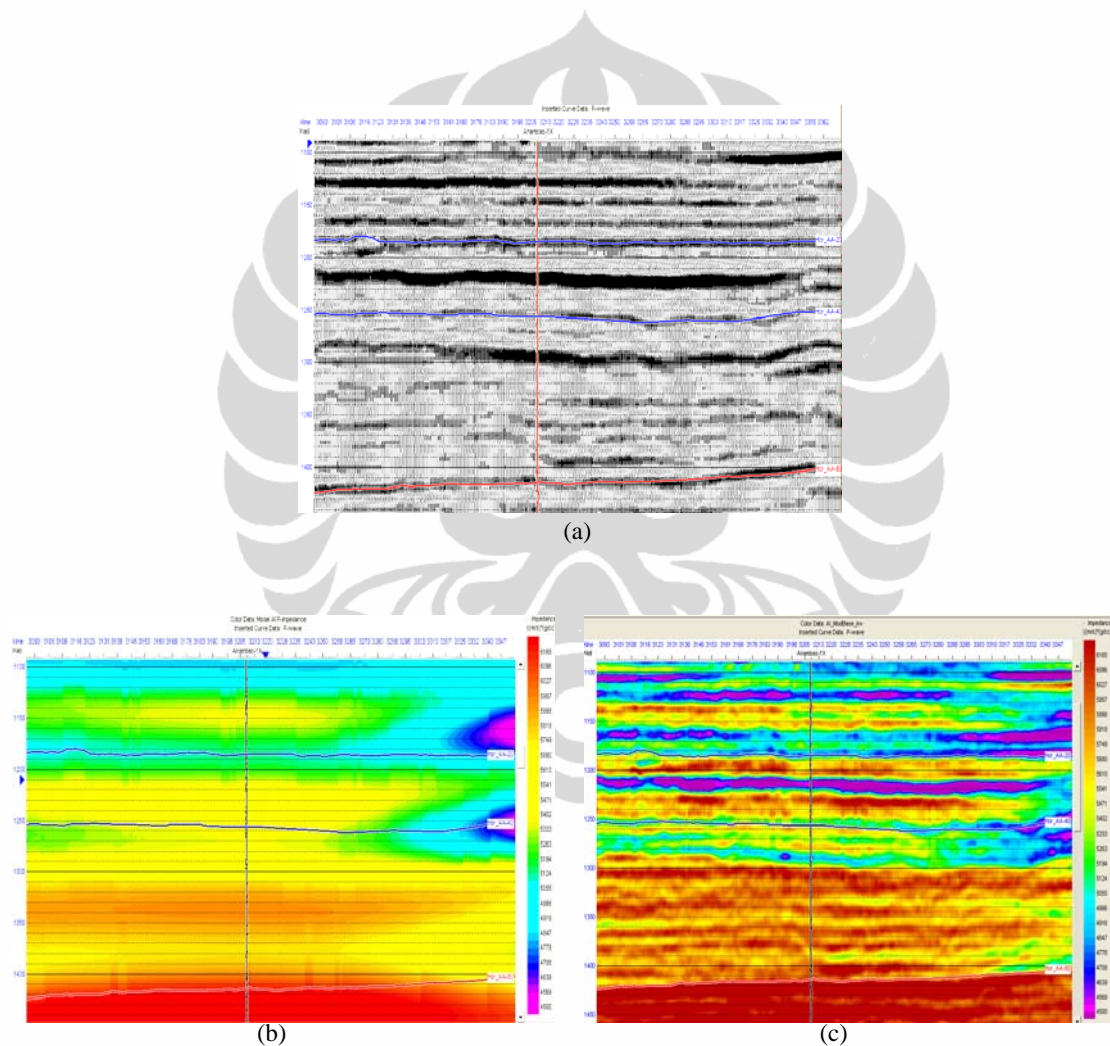
Gambar 3.8. Well Seismik Tie pada sumur N-1 untuk proses inversi AI



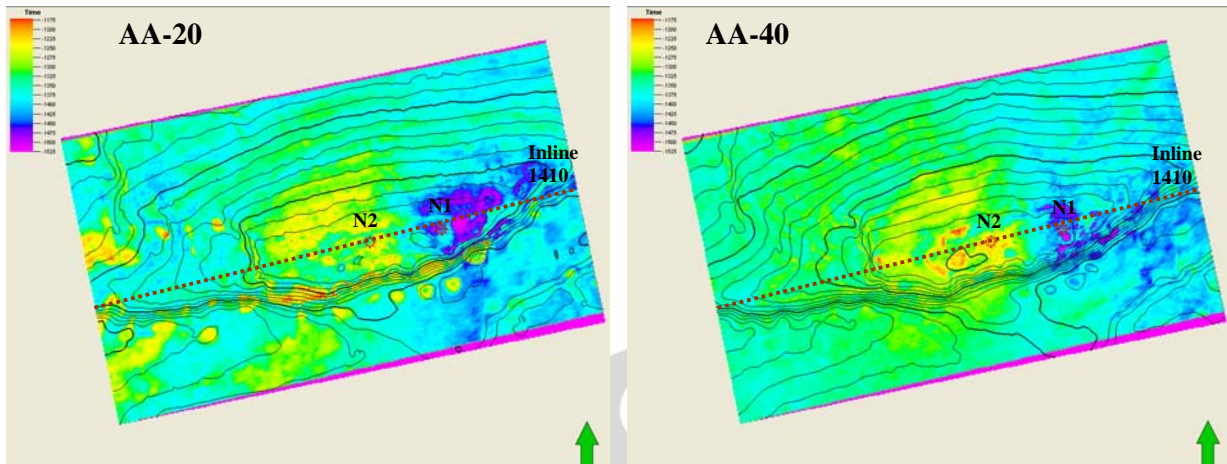
Gambar 3.9. Well Seismik Tie pada sumur N-2 untuk proses inversi AI

Sebelum dilakukan inversi seismik dibuat model awal dari seismik yang masih dalam migration full stack dan dilakukan analisa inversi. Selanjutnya dilakukan inversi seismik AI dengan menggunakan metode model base inversion. Hasil inversi seismik dengan range kedalaman domain waktu yaitu antara 1000-2000

milisecond dimana interpretasi horison berkisar pada kedalaman tersebut (Gambar 3.10). Pada horison AA-20 dan AA-40 di overlay terhadap atribut AI, dimana menunjukkan pada struktur antiklin dekat dengan sumur nilai AI dominan besar yang ditunjukkan dengan warna kuning dan merah (Gambar 3.11). Seismik atribut AI digunakan sebagai secondary variable dalam melakukan distribusi properti reservoir.



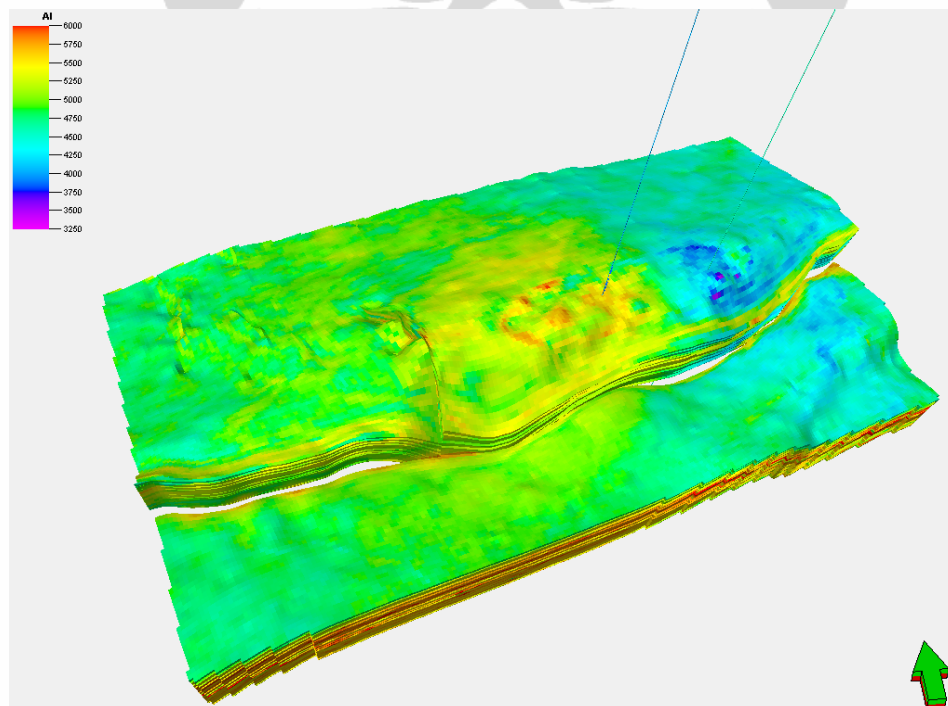
Gambar 3.10. Hasil Inversi *Model Based*, (a) *Input* Volume Seismik, (b) *Output* Volume model awal inversi, (c) *Output* Volume Volume Impedansi Akustik pada tampilan inline 1410



Gambar 3.11. Peta struktur pada horoson AA-20 dan AA-40 di *overlay* terhadap atribut AI

3.6. Analisa Properti dari Cube AI

Cube AI dimasukkan kedalam properti modelling sebatas zona yang ada yang ada di model (Gambar 3.12). Properti AI dapat melihat sebaran litologi secara lateral berdasarkan nilai AI dan digunakan pada waktu analisa data facies dengan menggunakan kalkulasi dari histogram atribut AI.



Gambar 3.12. Properti cube AI pada semua zona

3.7. Analisa Facies

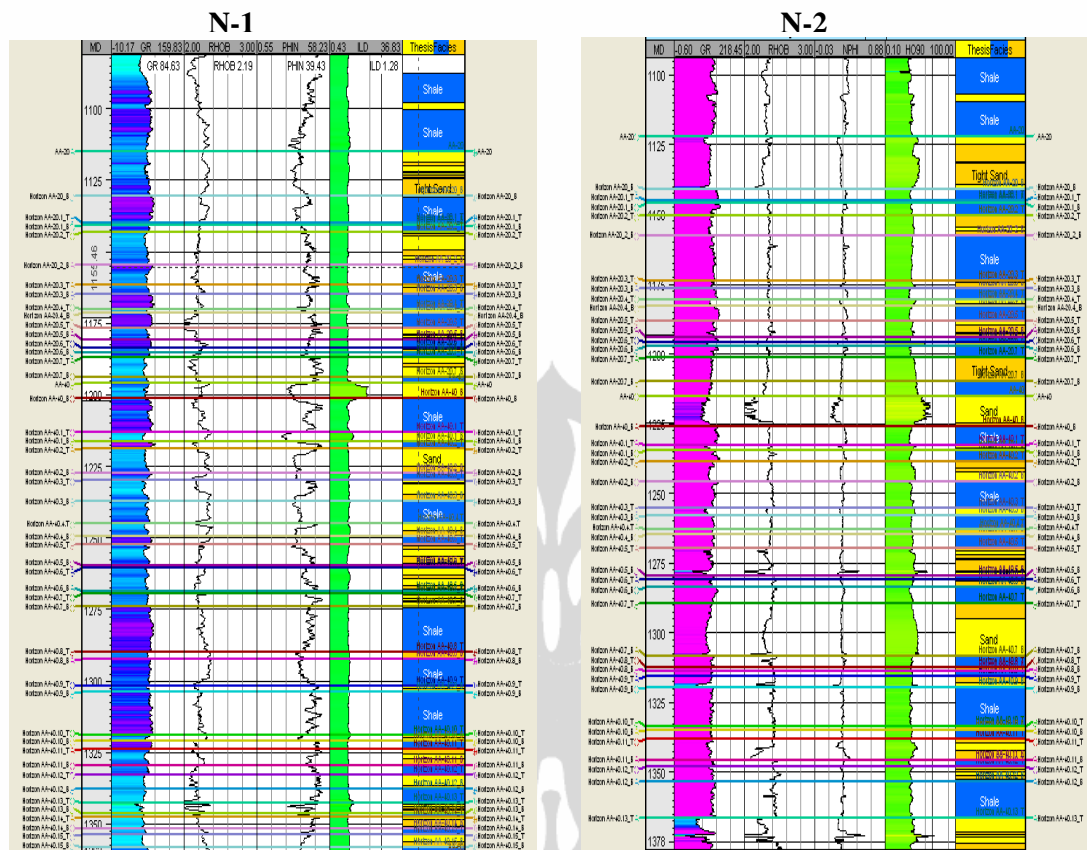
Analisa facies dan petrofisika menggunakan data log dari well dan juga data nilai sebaran dari Seismik atribut Impedansi Akustik (AI). Analisa facies ditentukan berdasarkan data log dari sumur N-1 dan N2 pada lapangan N. Lalu dilakukan analisa petrofisika yang difokuskan untuk penentuan sifat-sifat fisik reservoir yang utama, yaitu seperti Porositas, Permeabilitas, Saturasi Air, net to gross. Analisa facies menggunakan data log bisa juga disebut analisa Elektrofacies yaitu set kurva log yang menunjukkan karakteristik suatu lapisan yang dapat dibedakan dengan lainnya (Sierra, 1970; dan M. Rider, 1996).

Elektrofacies merupakan interpretasi kuantitatif dari data log untuk mendapatkan facies litologi. Metode yang digunakan dalam membuat elektrofacies adalah Multigraph Resolution Graphic Clustering (MGRC) dengan menggunakan integritas data Gamma Ray, Porositas, Permeabilitas, Volume Shale (Tabel 3.1).

Setelah mendapatkan model elektrofacies maka dapat diaplikasikan ke semua sumur pemboran yang terdapat pada lapangan N. Berdasarkan hasil analisa, facies sepanjang interval sumur dibagi dalam tiga facies yaitu Sand, Tight Sand, Shale (Gambar 3.13).

Tabel 3.1. Pengelompokan facies berdasarkan properti reservoir

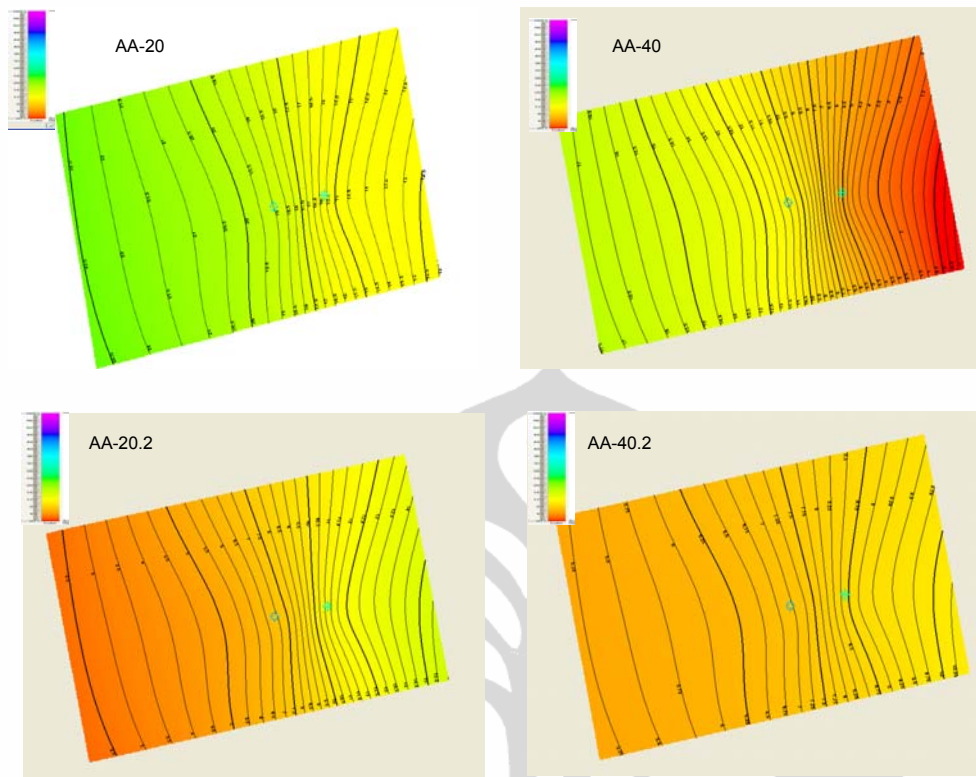
Name	Gamma Ray	Porositas	Vshale	Permeabilitas
Sand	< 108	> 20%	< 20 %	> 30 mD
Shally Sand	108 -120	10% - 20%	20% - 40%	30 mD
Shale	> 120	< 10%	> 40%	< 30 mD



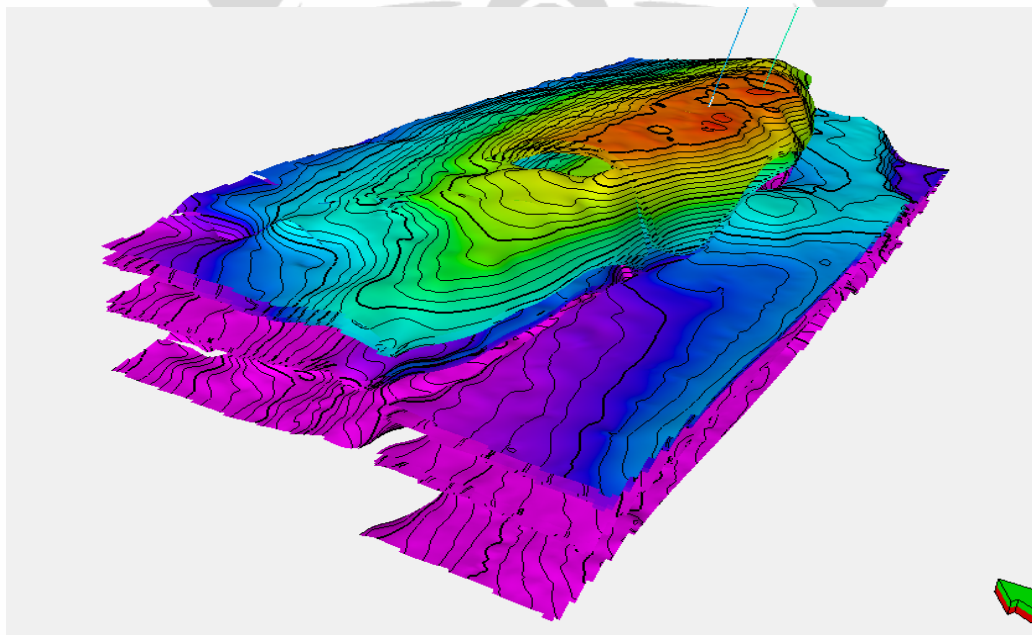
Gambar 3.13. Analisa facies pada sumur N-1 dan N-2 yang terbagi dalam tiga facies yaitu Sand, Tight Sand, Shale

3.8. Identifikasi Ketebalan Horison AA-20 dan AA-40

Untuk lapisan yang tidak Darth diidentifikasi pada data seismik dilakukan gridding secara conformal frme work terhadap lapisan diatasnya dengan kontrol peta isochore dari data kedalaman marker atau Z Thickness pada masing-masing sumur yaitu pada horison AA-20 terbagi atas 7 zona dari AA-20.1_Top, AA-20.1_Bottom sampai AA-20.7_Top, AA-20.7_Bottom dan horison AA-40 terbagi atas 15 zona dari AA-40.1_Top, AA-40.1_Bottom sampai AA-40.15_Top, AA-40.15_Bottom. (Gambar 3.14). Conformal gridding digunakan sebagai batas dari masing-masing zona yang dapat menggambarkan stratigrafi dari tiap zona dalam kerangka 3D (Gambar 3.15).



Gambar 3.14. Peta Isochore, contoh pada horison AA-20, AA-20.2, AA-40, AA-40.2



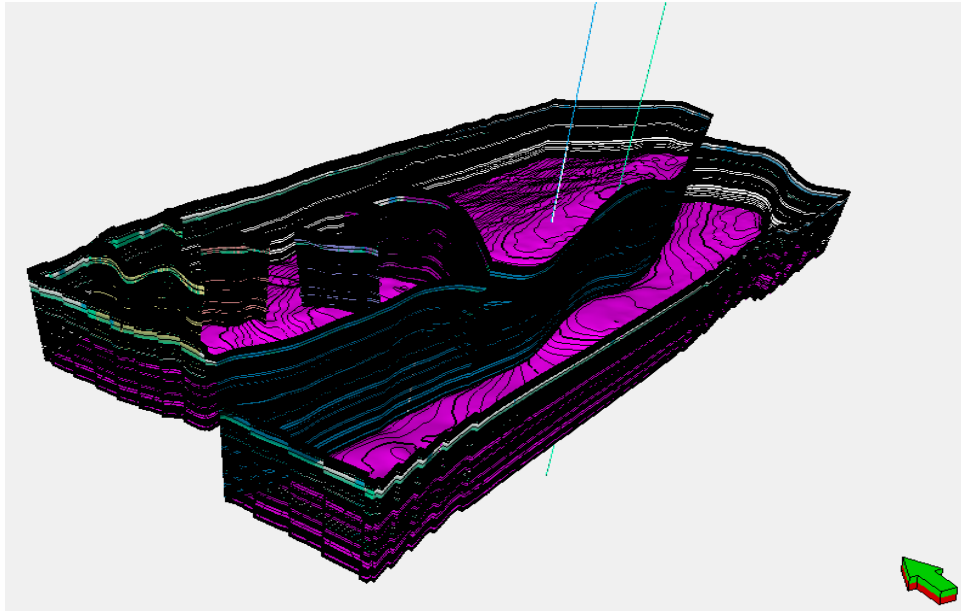
Gambar 3.15. Zonasi pada horison AA-20 dan AA-40 dalam kerangka 3D

3.9. Zonasi Pelapisan dan Gridding

Pada setiap pemodelan reservoir dengan pendekatan geostatistik diperlukan blok grid dengan jumlah yang cukup agar diperoleh sample 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. Pembagian grid pada tiap zona terutama yang dengan litologi sand dibagi berdasarkan range dari ketebalan grid tiap zona, yaitu ketebalan < 3 meter dibagi atas 4 layer, ketebalan 4-6 meter dibagi atas 6 layer dan ketebalan 8-10 meter dibagi atas 8 layer dan ketebalan > 10 meter dibagi atas 10 layer dan untuk zona dengan litologi shale dibagi atas 2 layer . Total grid yang digunakan adalah 217 grid. Pembagian grid dalam tiap zona dapat dilihat pada table 3.2. Model grid dan layering 3D lapisan reservoir di Lapangan N ditunjukkan pada Gambar 3.16.

Grid	Zone division		Grid	Zone division	
Iso AA-20_T	Number of layers:	10	Iso AA-40.4.T	Number of layers:	8
Iso AA-20_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.4_B	Number of layers:	2
Iso AA-20.1_T	Number of layers:	4	Iso AA-40.5_T	Number of layers:	8
Iso AA-20.1_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.5_B	Number of layers:	2
Iso AA-20.2_T	Number of layers:	10	Iso AA-40.6_T	Number of layers:	10
Iso AA-20_2_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.6_B	Number of layers:	2
Iso AA-20.3_T	Number of layers:	4	Iso AA-40.7_T	Number of layers:	10
Iso AA-20.3_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.7_B	Number of layers:	2
Iso AA-20.4_T	Number of layers:	6	Iso AA-40.8_T	Number of layers:	6
Iso AA-20.4_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.8_B	Number of layers:	2
Iso AA-20.5_T	Number of layers:	4	Iso AA-40.9_T	Number of layers:	6
Iso AA-20.5_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.9_B	Number of layers:	2
Iso AA-20.6_T	Number of layers:	4	Iso AA-40.10_T	Number of layers:	6
Iso AA-20.6_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.10_B	Number of layers:	2
Iso AA-20.7_T	Number of layers:	8	Iso AA-40.11_T	Number of layers:	8
Iso AA-20.7_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.11_B	Number of layers:	2
Iso AA-40_T	Number of layers:	10	Iso AA-40.12_T	Number of layers:	4
Iso AA-40_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.12_B	Number of layers:	2
Iso AA-40.1_T	Number of layers:	8	Iso AA-40.13_T	Number of layers:	10
Iso AA-40.1_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.13_B	Number of layers:	1
Iso AA-40.2_T	Number of layers:	6	Iso AA-40.14_T	Number of layers:	4
Iso AA-40.2_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.14_B	Number of layers:	2
Iso AA-40.3_T	Number of layers:	10	Iso AA-40.15_T	Number of layers:	6
Iso AA-40.3_B	Number of layers:	2	Iso AA-40.15_B	Number of layers:	2

Tabel 3.2. pembagian grid dalam tiap zona di lapangan N

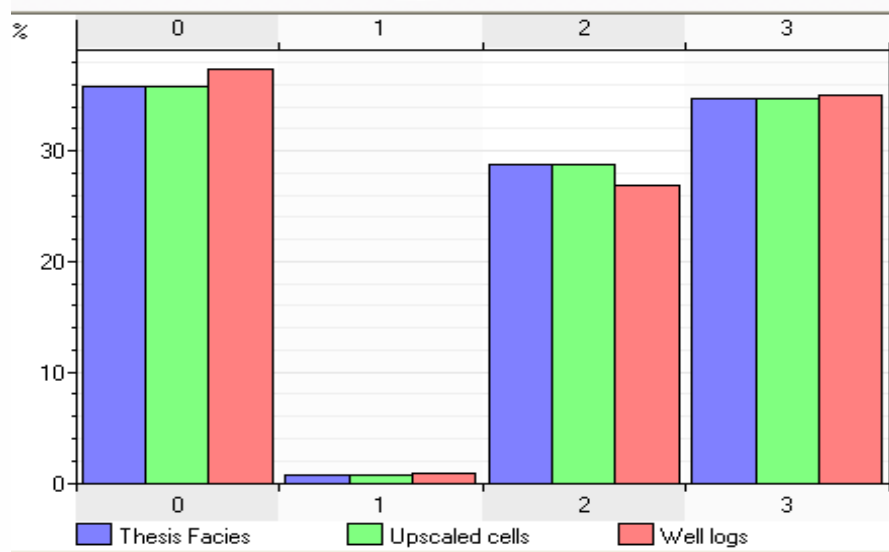


Gambar 3.16. Model grid 3D lapisan reservoir di Lapangan N

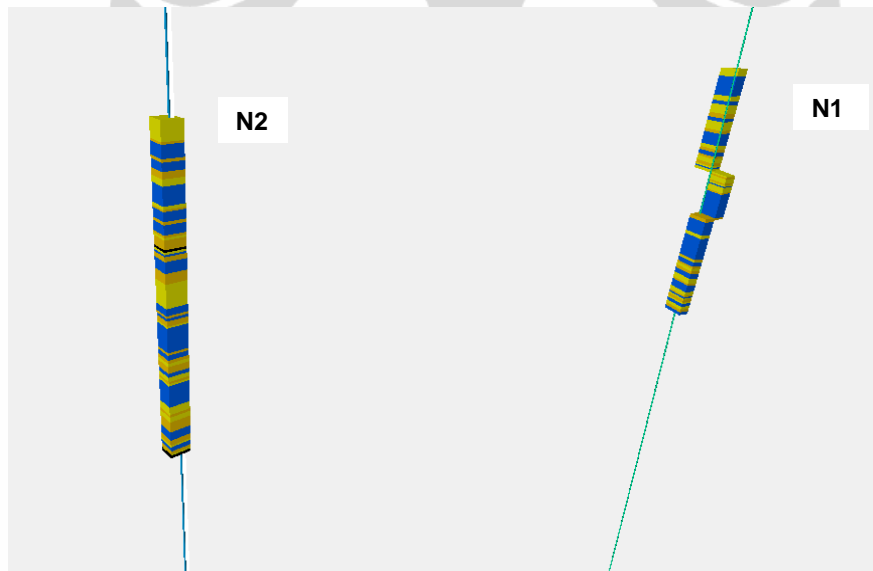
3.10. *Up-scaling Well Log*

Up-scaling well data dimaksudkan untuk mengubah data yang diperoleh dari hasil analisa sumur baik berupa data continuous atau discrete ke dalam model grid sehingga masing-masing grid pada arah vertical pada lokasi sumur akan memiliki harga property reservoir. Electrofacies dan property 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 property reservoir.

Untuk menguji kualitas hasil scale up adalah dengan menggunakan histogram (Gambar 3.17). Histogram terlihat memiliki distribusi yang hampir sama yaitu antara hasil electrofacies, Upscaled cells dan Well Logs. Secara umum dapat dikatakan bahwa hasil scale up tersebut cukup representatif untuk digunakan mewakili nilai porositas skala grid (Gambar 3.18).



Gambar 3.17. Kualitas Hasil scale up pada histogram



Gambar 3.18. Blocking well facies pada sumur N1 dan N2

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Analisis Sebaran Batupasir pada horison AA-20 dan AA-40

Pemodelan reservoir bermaksud untuk mendapatkan variasi lithofacies dan properti reservoir pada arah vertikal dan lateral secara tiga dimensi. Model 3D pada selanjutnya dibangun untuk mendistribusikan lithofacies, atribut nilai AI dan properti reservoir kedalam model grid 3D dengan menggunakan pendekatan deterministik 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. Karena itu pemahaman geologi suatu lapangan merupakan unsur penting dalam keberhasilan proses karakterisasi reservoir.

Sumur N-2 dibor dan menegaskan bahwa kehadiran gas dan kondensat reservoir pada interval Atas Arang mengacu pada seismic 3D baru dengan resolusi tinggi berkonsentrasi pada pengolahan amplitudo dan koherensi berhasil menentukan gas bearing yang terisi pada pasir channel dengan jelas teridentifikasi pada seismic di sekitar formasi Atas Arang terdapat anomali seismic seperti amplitudo, frekuensi, kerataan dan struktur conformity. Sumur N-2 adalah eksplorasi sumur vertikal dirancang terutama untuk menguji kehadiran gas dan reservoir dalam anomali amplitudo seperti yang diamati dalam potensi pasir Arang Atas channel di prospek N, yaitu pasir AA-20 dan AA-40. Hasil uji tes pada sumur N-2 pada formasi atas arang pasir pada interval kedalaman 1215-1224 meter menghasilkan kondensat pada 54 derajat API dan gas 0,566 Sp Gr dengan rata-rata terdapat 15,6 MMSCFD gas dan 488 BCPD.

Secara umum batuan reservoir di formasi upper arang sekuen berada umur miosen tengah dan pembentukannya diendapkan dalam lingkungan over estuarine. Arang Hulu adalah urutan rendah energi deposito berlempung laut dangkal dan muara. Bukti seismic menunjukkan bahwa muara beberapa energi rendah dan channel pasang surut telah terjadi di dalam daerah studi. Kontrol

pengendapan terdiri dari inversi kompresi sebelum dan selama deposisi urutan atas Arang.

4.2. Analisa data Geostatistik menggunakan Metode Variogram

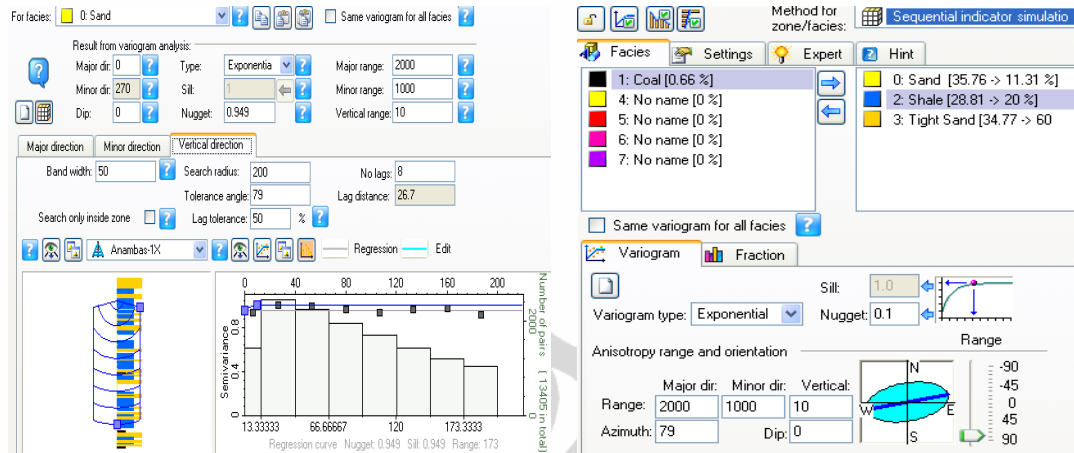
Pemodelan geologi umumnya tidak terdistribusi secara seragam atau isotropi, dalam suatu lingkungan pengendapan. Prinsip dasar ini biasanya tidak diakomodasi dalam kebanyakan algoritma interpolasi sehingga menjadikan kelemahan dalam pemetaan berbasis komputer. Geostatistik memiliki metode yang dapat mengidentifikasi fenomena anistropi dalam kumpulan data yang digunakan saat interpolasi dengan mempertahankan arah dan jarak atau skala kontinuitas data orisinal. Metode yang digunakan 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.

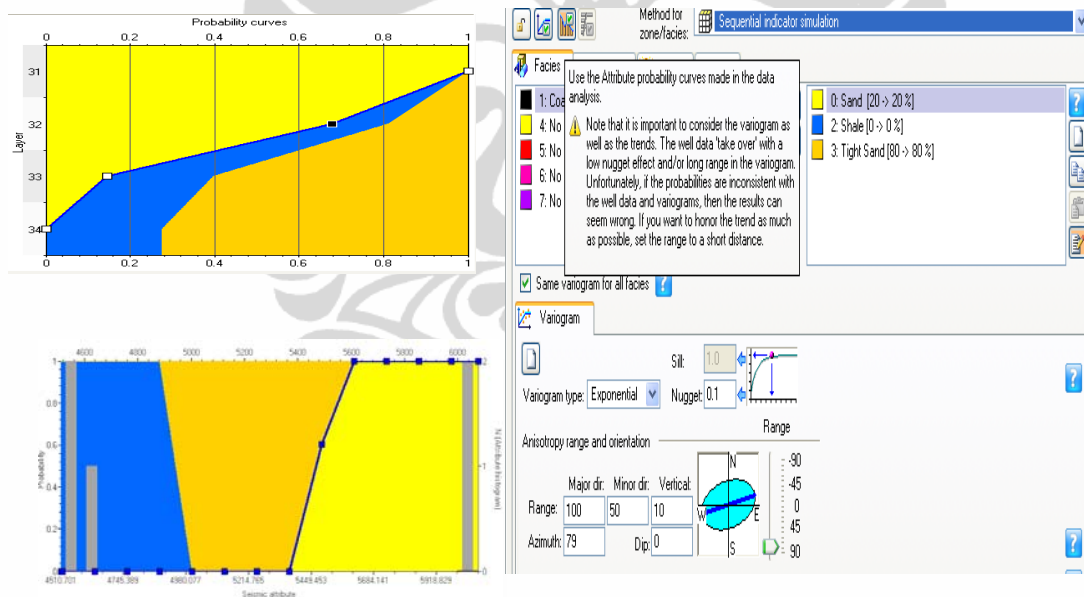
Pada penelitian ini dilakukan pemodelan variogram untuk facies Sand, Shale dan Shally Sand, porositas, permeabilitas, saturasi air. Pemodelan variogram harus terlebih dahulu menentukan parameter-parameter seperti Anistropi range yang terdiri dari arah atau range major dan minor serta Azimuth. Model atau tipe yang digunakan pada pembahasan ini adalah variogram eksponensial yaitu berlaku linier dekat titik awal dan tipe yang mendekati fitur-fitur geologi bawah permukaan di Lapangan N.

Pada pemodelan dari variogram terutama untuk pemodelan facies dilakukan 2 macam yaitu,

- Pemodelan variogram dengan analisa geostatistik (Gambar 4.1)
- Pemodelan variogram dengan analisa distribusi atribut Akustik Impedansi (AI). (Gambar 4.2)



Gambar 4.1 Pemodelan Variogram dengan analisa geostatistik



Gambar 4.2 Pemodelan variogram dengan analisa distribusi atribut Akustik Impedansi (AI)

4.3. Analisa Hasil Pemodelan Facies

Pemodelan facies adalah pendistribusian data facies yang merupakan data diskrit pada arah lateral dan vertikal untuk memperoleh facies dalam 3D grid. Pemodelan facies dimaksudkan sebagai panduan dan kontrol dalam mendistribusikan properti reservoir karena setiap model facies pengendapan sangat mempengaruhi distribusi heterogenitas sifat fisik batuan seperti porositas,

permeabilitas dan lainnya. Dalam thesis ini dilakukan Pemodelan facies dengan 2 cara, yaitu :

- Pemodelan facies menggunakan metode Sequential Indicator Simulation
- Pemodelan facies dengan data masukan distribusi atribut Impedansi Akustik (AI) dan menggunakan metode Sequential Indicator Simulation

Pada lapangan N yang dikaji terdiri dari tiga facies pengendapan yaitu facies sand, shale dan shally sand.

Kelebihan dalam membangun model facies adalah sebagai berikut :

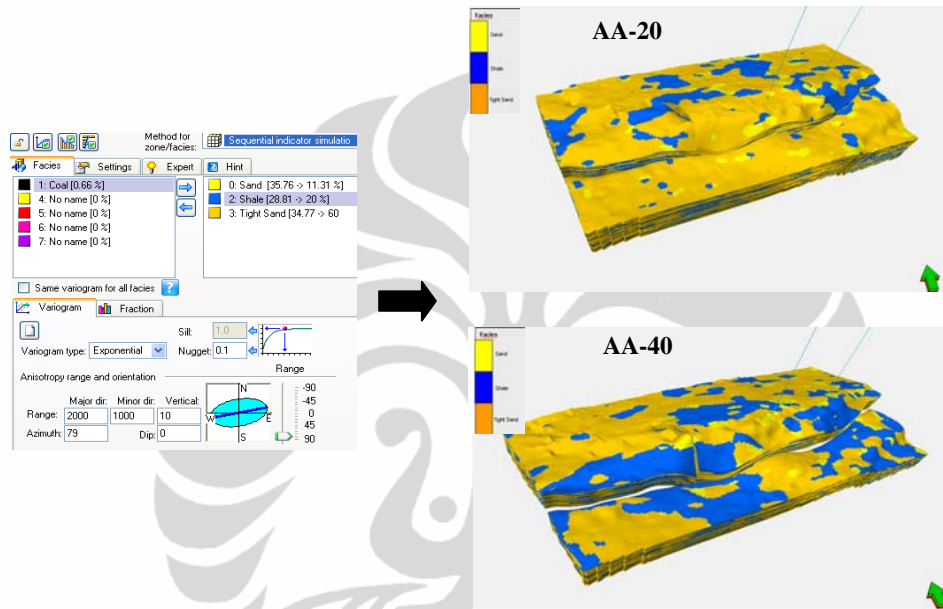
- Distribusi detil grid reservoir memiliki nilai properti reservoir yang dihasilkan
- Sensitifitas dan ketidakpastian dalam arsitektur reservoir dapat dipelajari karena metode stokastik dapat menghasilkan beberapa realisasi berdasarkan input data.
- Dapat melakukan perhitungan volumetrik per tipe facies.
- Komunikasi reservoir antar facies yang berbeda dapat dianalisa
- Model dapat langsung diubah saat memperoleh input data yang baru sehingga tidak mengulangi pekerjaan dari awal proses.

4.3.1. Distribusi Facies Menggunakan Metode Sequential Indicator Simulation

Pemodelan facies pada tahapan ini menggunakan metode *Sequential Indicator Simulation* untuk pendistribusian facies pada arah lateral dan vertikal untuk memperoleh gambaran facies dalam 3D grid. Pendistribusian facies berdasarkan input facies 2 sumur yaitu N-1 dan N-2, dan hanya metode SIS dan input dari analisa variogram. Pada analisa variogram dibuat sampel variogram yang menunjukkan hubungan anistropi berdasarkan nilai major range dan minor range. Variogram facies ditunjukkan pada nilai range major 2000 dan range minor 1000 dan nilai azimut 79 derajat dari arah utara disesuaikan dengan model struktur.

Pada lapangan N yang dikaji terdiri dari 3 facies pengendapan yaitu facies sand, shale dan shally sand. Hasil distribusi facies dimana pengendapan

shally sand dan shale lebih besar dan dominan dan pengendapan sand sedikit dan di area sekitar sumur terutama pada zona lapisan AA-20 dan AA-40 (Gambar 4.3). Hasil estimasi model facies ini digunakan sebagai panduan dan kontrol untuk mendistribusikan properti reservoir yaitu porositas, saturasi air, net to gross. Hasil realisasi model facies terhadap properti reservoir dapat dilihat pada lampiran 2.



Gambar 4.3. Distribusi facies dengan metode SIS pada lapisan zona AA-20 dan AA-40

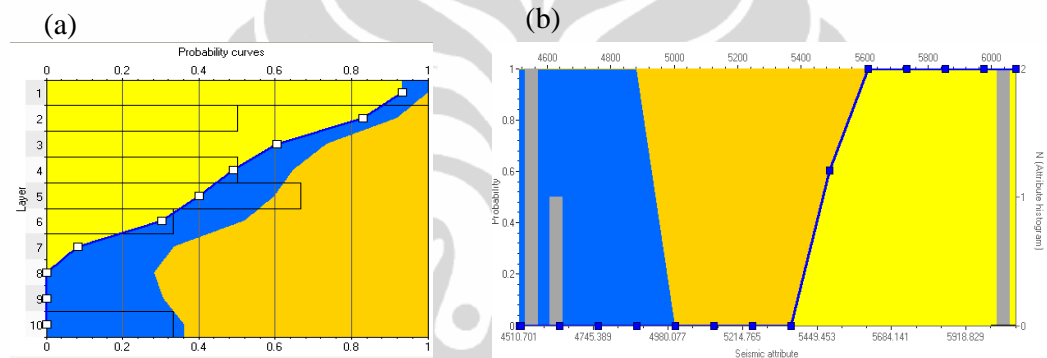
4.3.2. Distribusi Facies dengan masukan Probabilitas Atribut AI

Pemodelan facies ini menggunakan data masukan dari hasil probabilitas atribut AI dan juga memakai metode SIS untuk pendistribusian facies pada arah lateral dan vertikal untuk memperoleh gambaran facies dalam 3D grid.

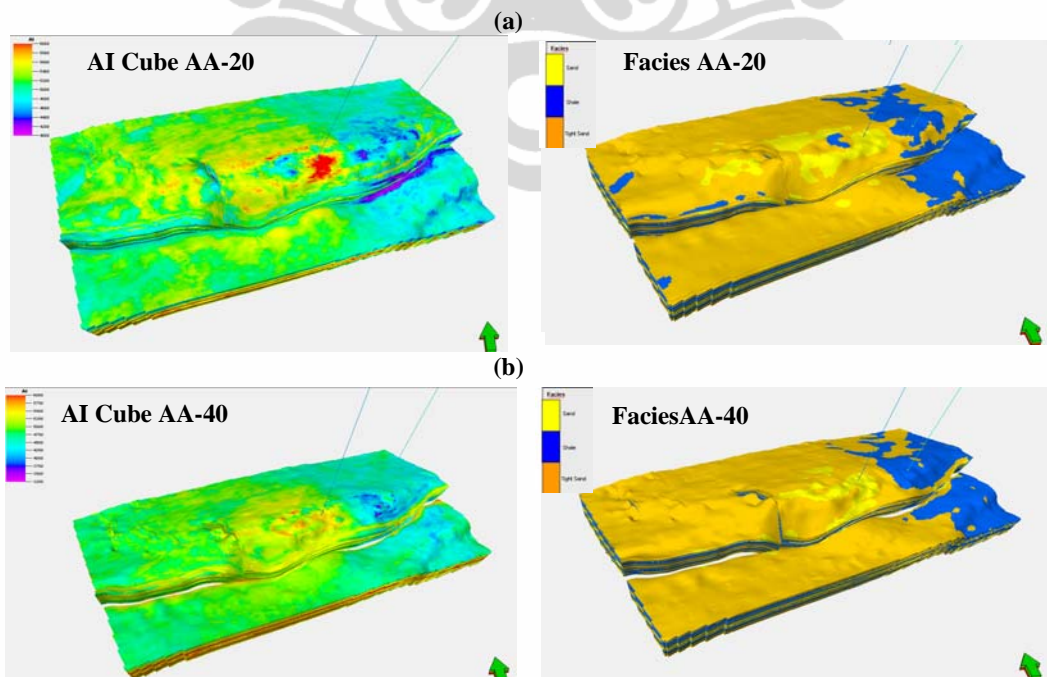
Pada proses analisa data dilakukan analisa atribut AI dengan menentukan probabilitas nilai AI terhadap facies sand, shale dan tight sand Hasil analisa probabilitas nilai AI berdasarkan tiga facies adalah probabilitas nilai AI besar adalah Sand dan probabilitas nilai AI kecil adalah Tight Sand dan Shale (Gambar 4.4). Pada analisa data variogram juga dibuat sampel variogram yang menunjukkan hubungan anistropi berdasarkan nilai major range dan minor range.

Variogram facies ditunjukkan pada nilai range major 100 dan range minor 50 dan nilai azimuth 79 derajat dari arah utara disesuaikan dengan model

struktur. Nilai major dan minor lebih kecil karena sudah dipengaruhi oleh probabilitas nilai AI yang memungkinkan hasil grid mendekati lapisan struktur sebenarnya berdasarkan dari lapisan cube attribute AI. Hasil distribusi facies dimana pengendapan shally sand dan shale lebih besar dan dominan dan pengendapan sand sedikit, dan di area sekitar sumur terutama pada zona lapisan AA-20 dan AA-40 (Gambar 4.5). Pemodelan facies ini nanti digunakan sebagai panduan dan kontrol untuk mendistribusikan properti reservoir yaitu porositas, saturasi air, net to gross dan hasil realisasi model facies terhadap properti reservoir dapat dilihat pada lampiran 3.



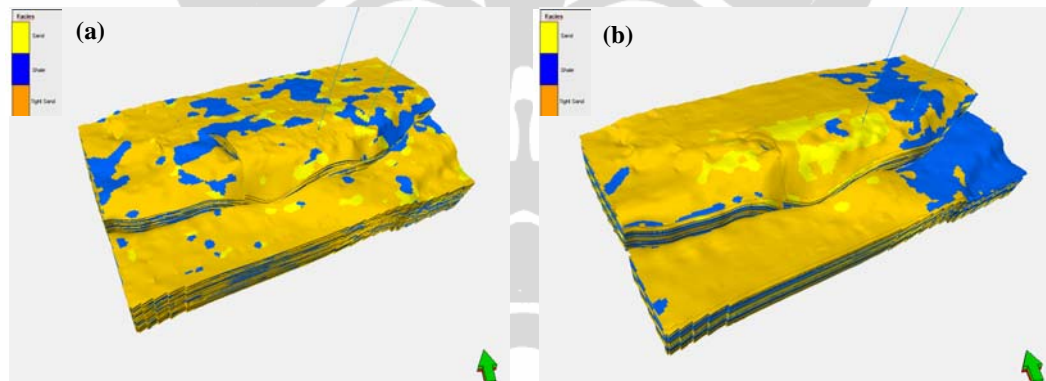
Gambar 4.4. Probabilitas nilai AI terhadap facies sand, shale dan tight sand (a) Probabilitas kurva terhadap jumlah layer, (b) Penentuan atau cutoff nilai AI terhadap sebaran batuan



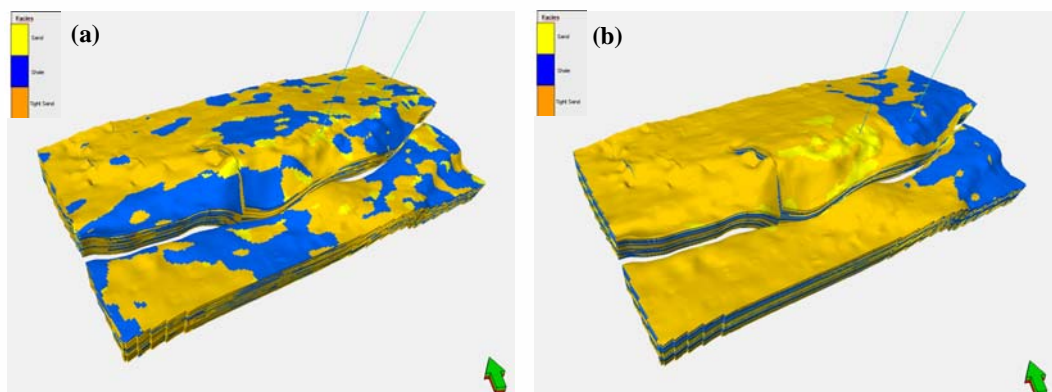
Gambar 4.5 Perbandingan AI Cube dan Distribusi facies dengan Probabilitas Atribut AI, (a) Lapisan zona AA-20, (b) Lapisan zona AA-40

4.3.3. Hasil Dan Perbandingan Model Facies

Dari hasil 2 pemodelan facies yaitu dengan menggunakan pendekatan geostatistik dengan metode *Sequential Indicator Simulation* dan menggunakan data masukan probabilitas atribut AI, dapat dilihat dan disimpulkan model facies yang mendekati struktur lapisan dan pengendapan Sand, Tight Sand, Shale pada bawah permukaan adalah hasil model facies dengan input atribut AI. Dimana seismik cube AI dapat digunakan sebagai acuan untuk melihat pola struktur lapisan bawah permukaan. Perbandingan model facies terutama pada Zona AA-20 dan AA-40 dapat dilihat pada Gambar 4.6 dan Gambar 4.7.



Gambar 4.6. Perbandingan hasil model facies pada lapisan Zona AA-20 menggunakan (a) Variogram Geostatistik, (b) attribute AI

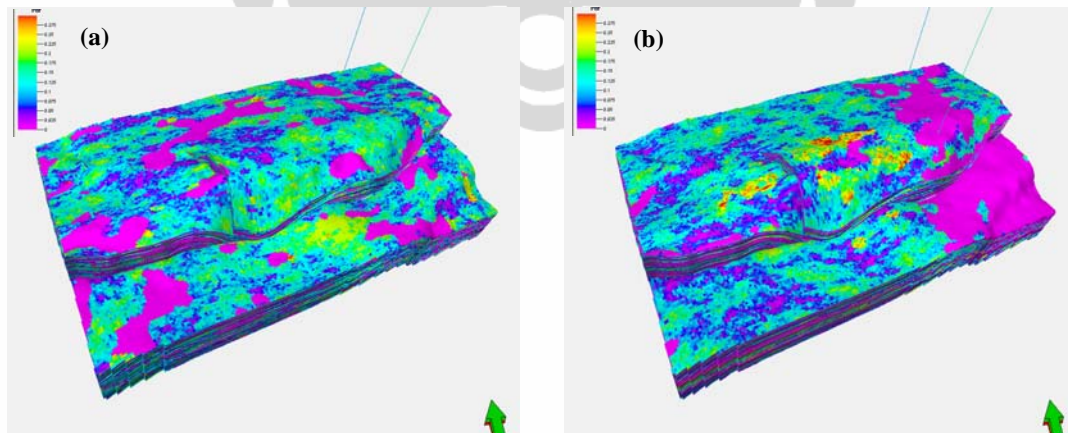


Gambar 4.7. Perbandingan hasil model facies pada lapisan Zona AA-40 menggunakan (a) Variogram Geostatistik, (b) attribute AI

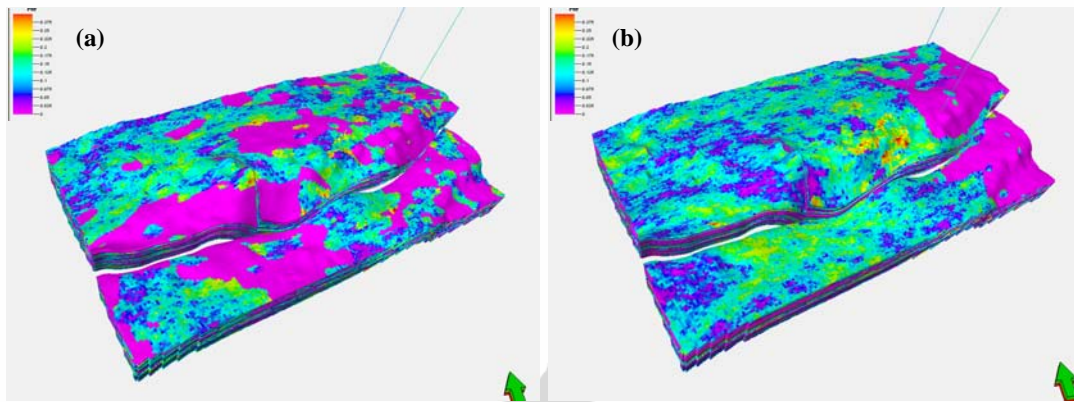
4.4. Analisa Hasil Pemodelan Porositas

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

Hasil estimasi nilai porositas untuk grid model reservoir AA-20 dan AA-40 pada lapangan N yang dihasilkan dengan metode SGS, dibuat dua macam yaitu dari model facies yang hanya menggunakan metode Sequential Indicator Simulation dan model facies dengan masukan probabilitas atribut AI (Gambar 4.8 & Gambar 4.9). Hasil distribusi porositas pada AA-20 dan AA-40 bisa melihat batasan porositas rendah dan porositas tinggi terlihat pada model. Distribusi porositas dominan berada pada daerah antiklin disekitar sumur dan perkembangan reservoir lebih ke arah barat, terutama terlihat pada distribusi porositas dengan kondisi facies atribut AI. Sedangkan pada distribusi porositas dengan kondisi facies variogram geostatistik, distribusi porositas lebih acak karena kurangnya kontrol dan keterbatasan dari data sumur. Untuk keseluruhan hasil realisasi model distribusi porositas dapat dilihat pada lampiran 2 dan 3.

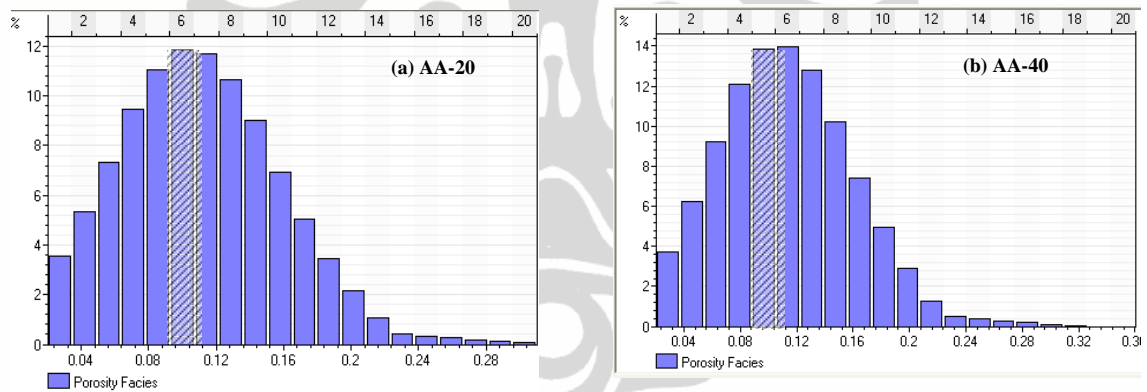


Gambar 4.8. Pemodelan Porositas pada kondisi facies Zona AA-20 dengan menggunakan (a) Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI

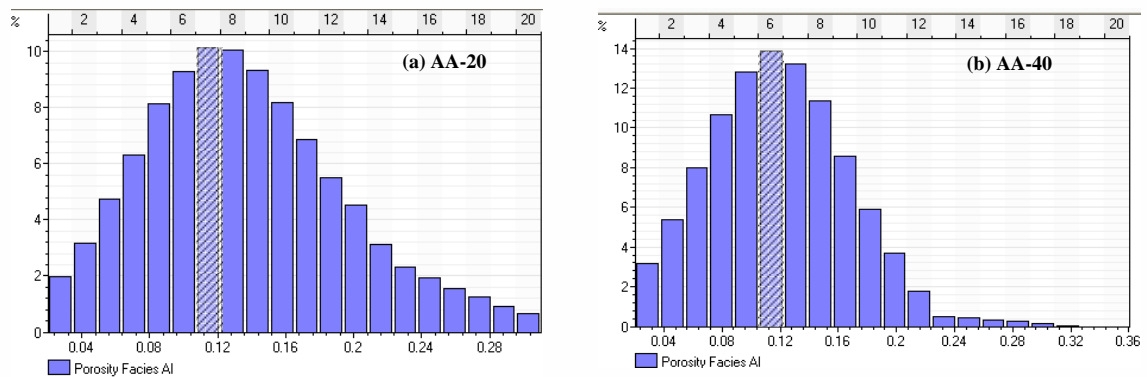


Gambar 4.9. Pemodelan Porositas pada kondisi facies Zona AA-40 dengan menggunakan (a) Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI

Penyebaran porositas di lapangan N pada AA-20 dan AA-40 pada porositas dari kondisi facies Variogram Geostatistik harga porositas yang dominan sekitar 10% (Gambar 4.10) dan harga porositas kondisi facies AI yang dominan sekitar 12%, dapat dilihat secara statistik pada histogram (Gambar 4.11).



Gambar 4.10. Histogram penyebaran porositas pada kondisi facies Variogram Geostatistik, (a) AA-20 dominan sekitar 10%, (b) AA-40 dominan sekitar 10%



Gambar 4.11. Histogram penyebaran porositas pada kondisi facies AI, (a) AA-20 dominan sekitar 12%, (b) AA-40 dominan sekitar 12%

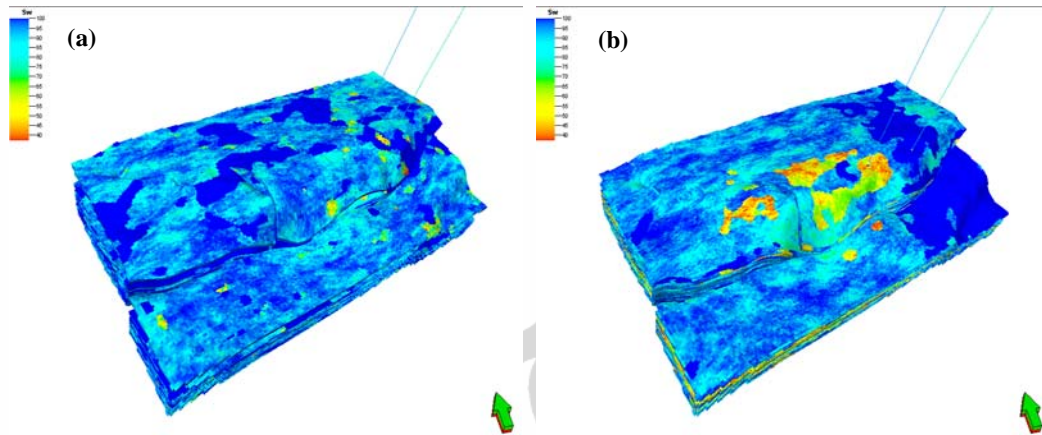
4.5. Analisa Hasil Pemodelan Saturasi Air (SW)

Distribusi Saturasi air (SW) merupakan transformasi perhitungan saturasi air dan penetapan beberapa exponent parameter dimana menggunakan persamaan Simandoux equation. Batas kontak Gas-Air pada batupasir atas arang terdapat pada kedalaman 1224.6 m, kontak air hanya dibagian bawah pasir.

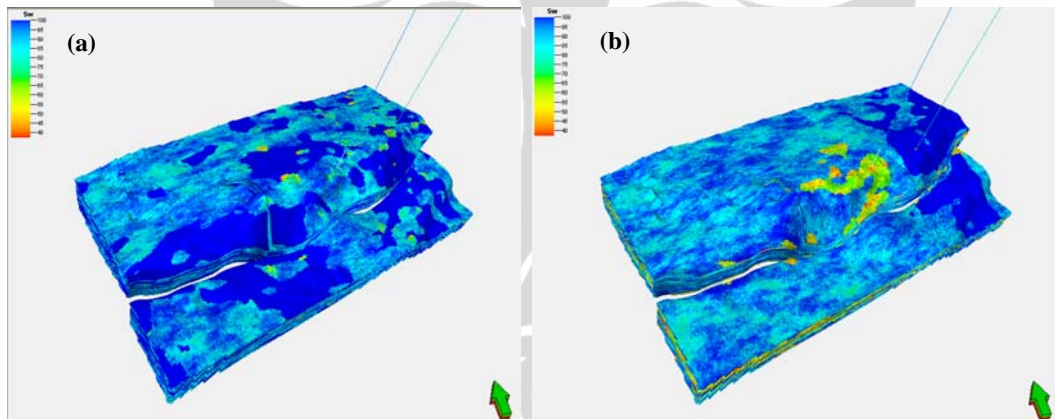
Pemodelan Saturasi Air dalam grid 3D dan estimasi nilai saturasi air untuk setiap grid model reservoir pada lapangan N juga dilakukan dengan metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS). Menggunakan model facies yang dibuat dua macam yaitu dari model facies yang hanya menggunakan metode *Sequential Indicator Simulation* dan model facies dengan masukan probabilitas atribut AI (Gambar 4.12 & Gambar 4.13).

Hasil distribusi saturasi air pada AA-20 dan AA-40 bisa melihat batasan saturasi air rendah dan saturasi air tinggi, dimana perhitungan saturasi air dilakukan pada sand dan tight sand pada zona reservoir sedangkan pada shale tidak dilakukan perhitungan saturasi air dan dianggap saturasi air 100 % karena bukan batuan reservoir. Distribusi saturasi air rendah dominan berada pada daerah antiklin disekitar sumur terutama terlihat pada distribusi saturasi air dengan kondisi facies atribut AI. Sedangkan pada kondisi facies variogram geostatistik, distribusi saturasi air rendah juga disekitar sumur tetapi lebih acak karena kurangnya kontrol dan keterbatasan dari data sumur

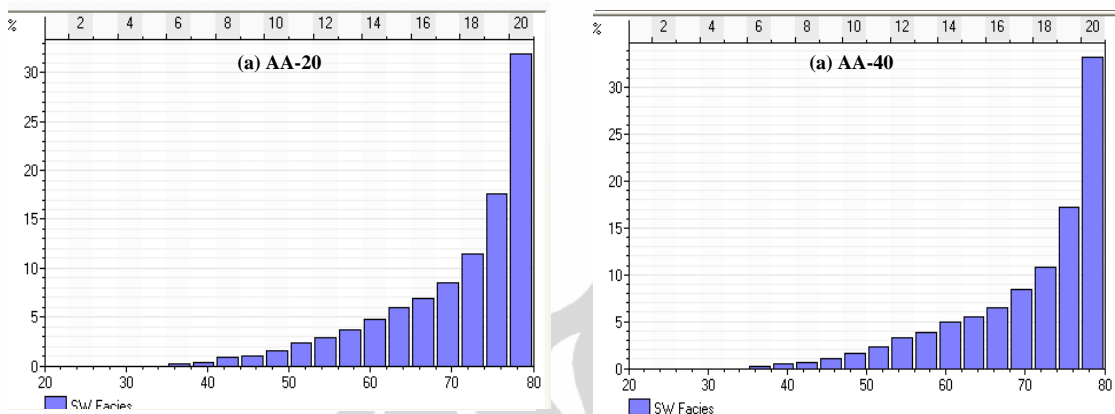
Nilai saturasi air pada reservoir AA-20 dan AA-40 di lapangan N pada kondisi facies Variogram Geostatistik harga saturasi air dari yang terendah sampai tinggi adalah sekitar 35% s/d 80% (Gambar 4.14), dan harga saturasi air pada kondisi facies AI dari yang terendah sampai tinggi adalah pada reservoir AA-20 sekitar 35% s/d 85% dan reservoir AA-40 sekitar 35% s/d 65% (Gambar 4.15), dapat dilihat secara statistik pada histogram dimana nilai saturasi air reservoir yang dominan pasir terlihat pada gambar dengan daerah yang diarsir.



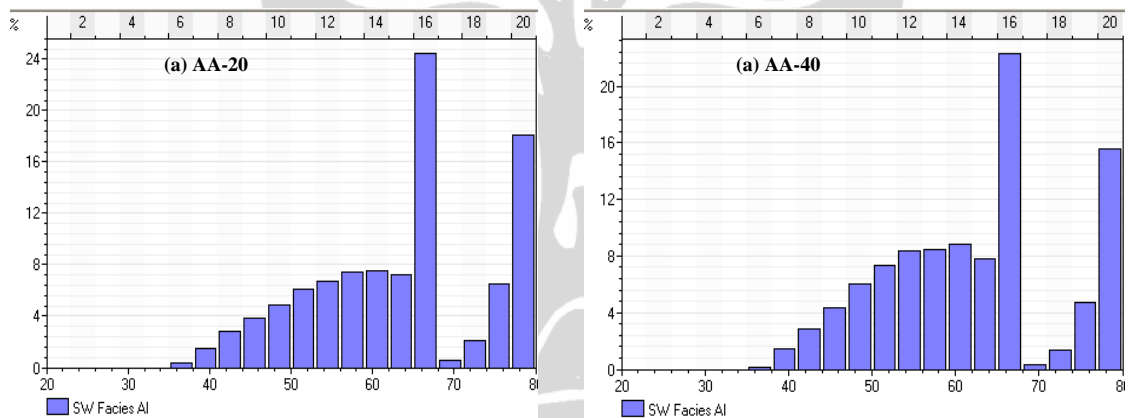
Gambar 4.12. Pemodelan Sarurasi Air (SW) pada kondisi facies Zona AA-20 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI



Gambar 4.13. Pemodelan Sarurasi Air (SW) pada kondisi facies Zona AA-40 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI



Gambar 4.14. Histogram harga saturasi air pada kondisi facies Variogram Geostatistik (a) AA-20 sekitar 35% s/d 80%, (b) AA-40 sekitar 35% s/d 80%



Gambar 4.15. Histogram harga saturasi air pada pada kondisi facies AI (a) AA-20 sekitar 35% s/d 65%, (b) AA-40 sekitar 35% s/d 65%

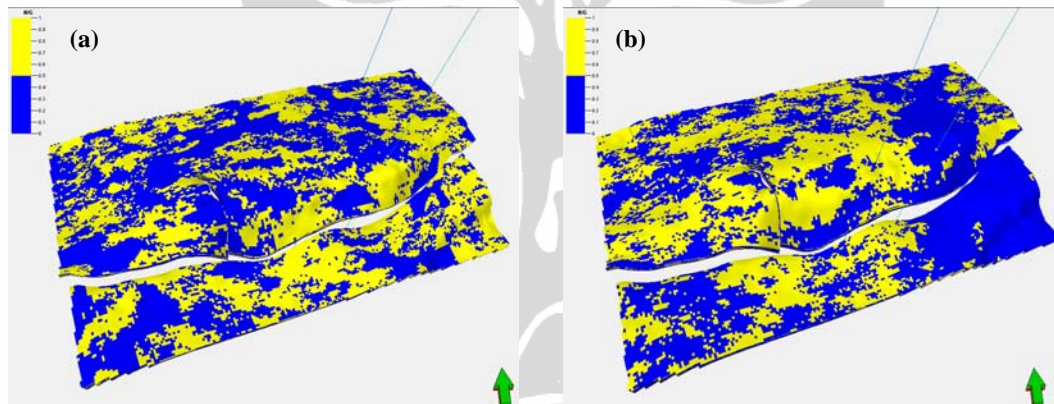
4.6. Analisa Hasil Pemodelan Net to Gross

Perhitungan Net to Gross adalah hasil pengurangan nilai 1 terhadap nilai Vshale. Pendistribusian digunakan distribusi hasil blocking well dalam grid 3D dan dilakukan dengan menggunakan metode *Sequential Gaussian Simulation*.

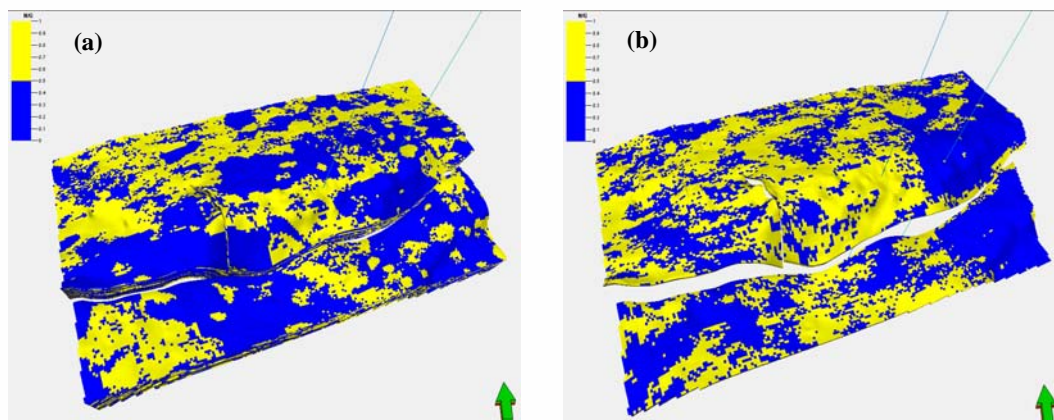
Hasil estimasi nilai net to gross untuk grid model reservoir AA-20 dan AA-40 pada lapangan N juga dibuat dua macam yaitu dari model facies yang hanya menggunakan metode Sequential Indicator Simulation dan model facies dengan masukan probabilitas atribut AI (Gambar 4.16 & Gambar 4.17). Hasil distribusi net to gross pada AA-20 dan AA-40 bisa melihat batasan pasir dengan kualitas rendah dan pasir dengan kualitas tinggi terlihat pada model. Distribusi

pasir dominan berada pada daerah antiklin disekitar sumur dan perkembangan reservoir lebih ke arah barat, terutama terlihat pada distribusi pasir dengan kondisi facies atribut AI. Sedangkan pada distribusi pasir dengan kondisi facies variogram geostatistik terlihat lebih acak karena kurangnya kontrol dan keterbatasan dari data sumur. Untuk keseluruhan hasil realisasi model distribusi porositas dapat dilihat pada lampiran 2 dan 3.

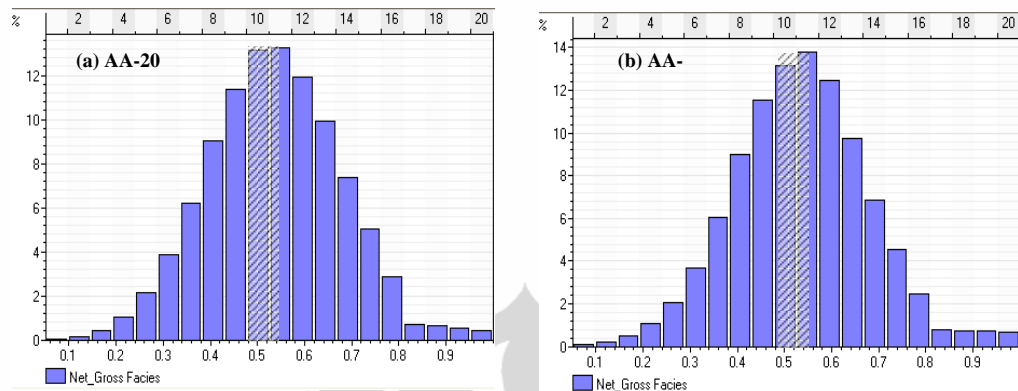
Penyebaran pasir di lapangan N pada AA-20 dan AA-40 pada kondisi facies Variogram Geostatistik harga net to gross yang dominan sekitar 50% s/d 55% (Gambar 4.18) dan harga net to gross kondisi facies AI yang dominan sekitar 55%, dapat dilihat secara statistik pada histogram (Gambar 4.19).



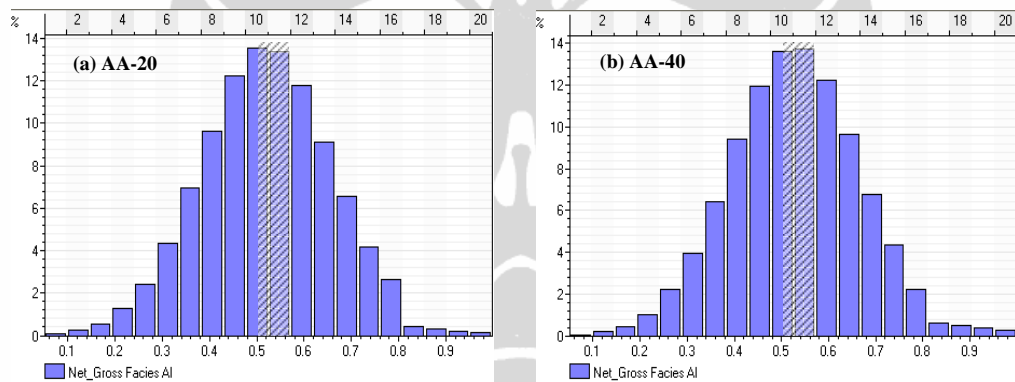
Gambar 4.16. Pemodelan Net to Gross pada kondisi facies Zona AA-20 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI



Gambar 4.17. Pemodelan Net to Gross pada kondisi facies Zona AA-40 dengan menggunakan (a)Variogram Geostatistik, (b) Atribut AI



Gambar 4.18. Histogram Net to Gross pada kondisi facies Variogram Geostatistik, (a) AA-20 dominan sekitar 50% s/d 55%, (b) AA-40 dominan sekitar 50% s/d 55%



Gambar 4.19. Histogram Net to Gross pada kondisi facies AI, (a) AA-20 dominan sekitar 55%, (b) AA-40 dominan sekitar 55%

BAB 5

KESIMPULAN

1. Pemodelan facies dengan hanya menggunakan metode geostatistik yaitu SIS belum begitu mendekati model geologi bawah permukaan sebenarnya karena keterbatasan data sumur yang hanya 2 sumur N-1 dan N-2.
2. Pemodelan facies dengan masukan data atribut AI sebagai secondary variable mendekati model geologi bawah permukaan sebenarnya dimana penyebaran distribusi sand, shale dan tight sand lebih terlihat.
3. Analisa sifat fisis batuan pada lapangan N secara umum menunjukkan bahwa parameter impedansi akustik (AI) dapat memisahkan distribusi antara pasir dengan shale.
4. Reservoir lapangan N pada batuan pasir memiliki nilai impedansi akustik lebih besar dengan range nilai AI 5500 - 6800 (m/s)(g/cc) dan pada batuan shale memiliki nilai akustik impedansi lebih kecil dengan range nilai AI 5400 – 4500 (m/s)(g/cc) .
5. Hasil distribusi facies pada formasi *Upper Arang* terutama pada lapisan AA-20 dan AA-40 dominan berada pada daerah antiklin disekitar sumur dan perkembangan reservoir lebih ke arah barat. Pemodelan facies digunakan sebagai panduan dan kontrol untuk mendistribusikan properti reservoir dalam model geologi 3D yang ditampilkan dalam peta distribusi reservoir yang berupa penyebaran porositas, saturasi air dan Net to Gross.
6. Zona hidrokarbon pasir pada lapangan N dicirikan pada kondisi facies Variogram Geostatistik dengan harga porositas 10%, saturasi air 35% s/d 80%, Net to Gross 50%-55% dan pada kondisi facies AI dengan harga porositas 12%, saturasi air 35% s/d 65%, Net to Gross 55%.

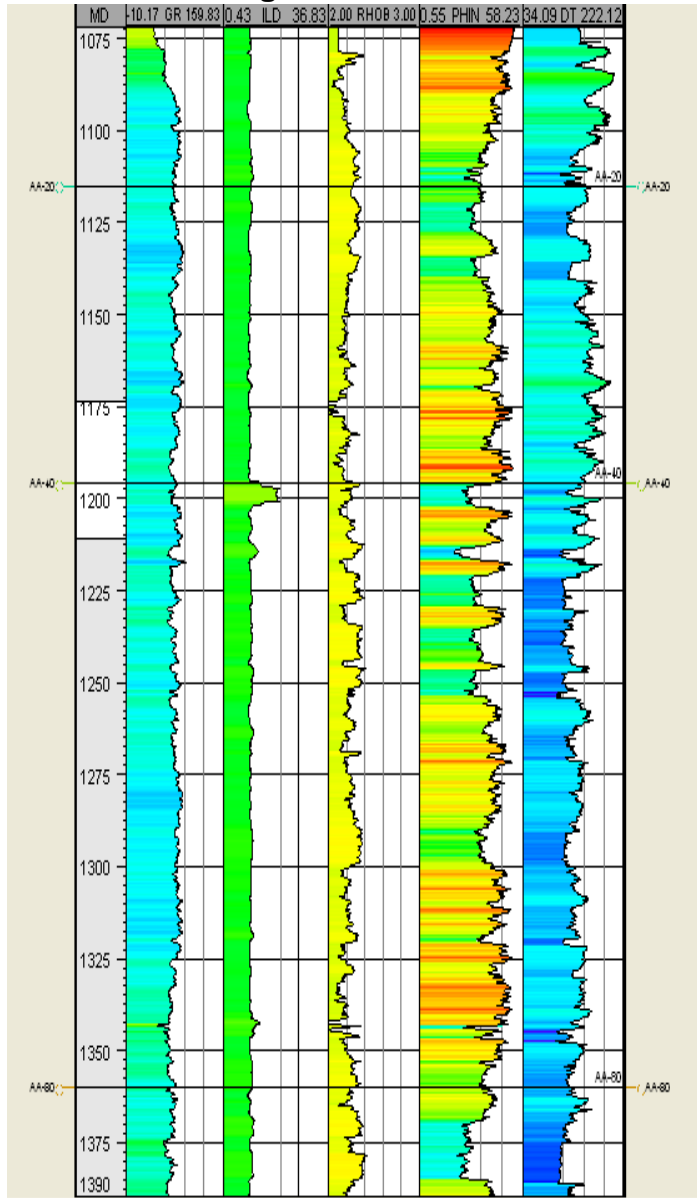
DAFTAR ACUAN

- Munadi, Suprajitno, 1998, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, Universitas Indonesia.
- Awang Satyana, 2005, *West Natuna Basin*, Proceedings IPA, Indonesia
- Munadi, Suprajitno, 2001, *Instrumentasi Geofisika*, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Indonesia, Depok
- Fainstein and Mayer, 1998, *Play Concept for East Natuna Basin*, Proceedings IPA, Indonesia
- Michael and Bond, 1997, *General Stratigraphic chart for West Block Natuna Sea*
- D.C. Ginger, W.O. Ardjkusumah, 1993, *Inversion History of The West Natuna Basin: Examples From The Cumi-Cumi PSC*, Proceedings IPA, Twenty Second Annual Convention, Indonesia
- Suppe, J, 1983. *Geometry and Kinematics of Fault Bend Folding*. American Journal of Science, 283, 684-721.
- Jensen L. Jerry. 1997, *Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists*, Prentice Hall, New Jersey
- D.C. Ginger, W. O. Ardjakusumah, R.J. Hedley, and J. Potheary., 1993, *Inversion History of The West Natuna Basin*, Proceedings IPA, Twenty Second Annual Convention, Indonesia
- Dadang Rukmana., 2009, *Pembuatan Model Geologi Reservoir dan Simulasi reservoir*, Workshop Pedoman Studi GGR, BPMIGAS, Indonesia
- Journel, A.G., 1990, *Geostatistic for Reservoir Characterization*, Society of Petroleum Engineers Paper, Houston, Texas, USA
- Sukmono, S., 2000, *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung
- Tearpock, Daniel J & Bischke, Richard E., 1990, *Applied Subsurface Geological Mapping*, Prentice Hall International

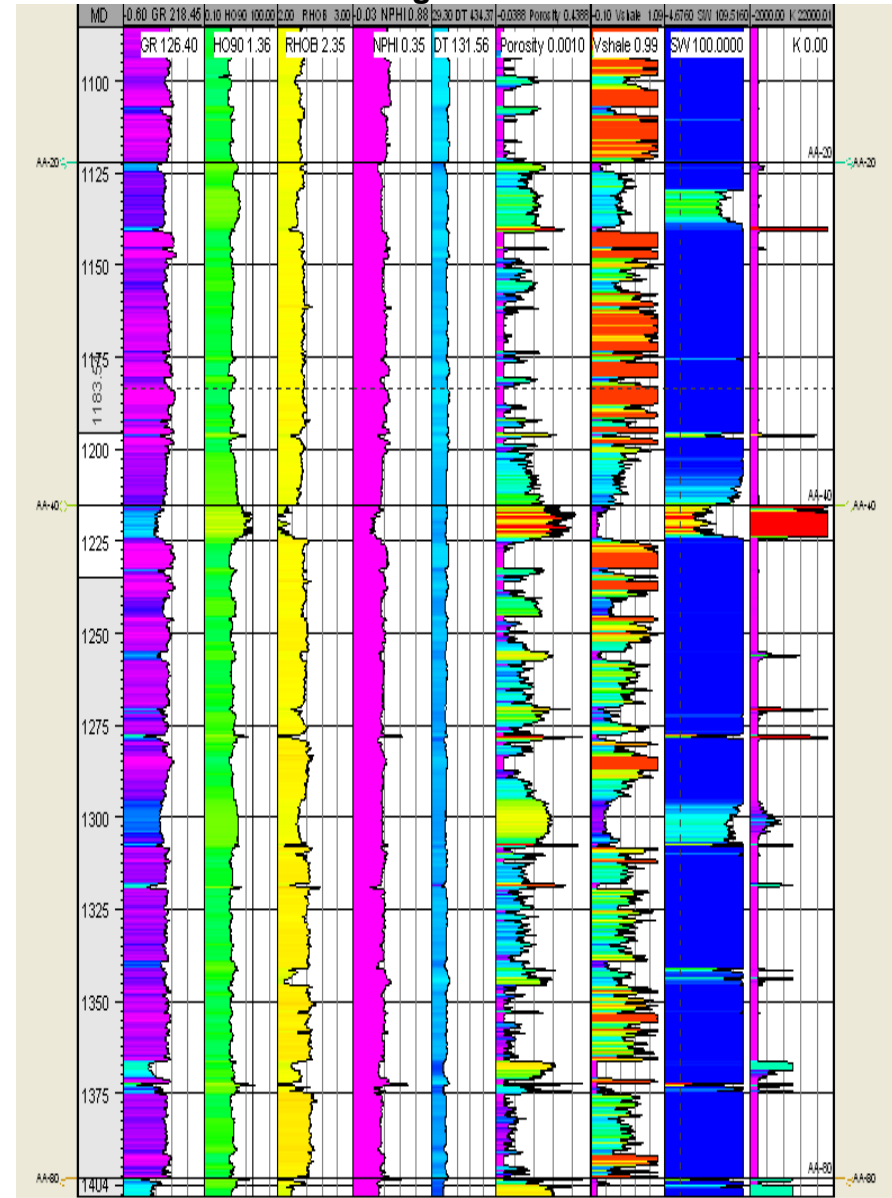
- Emery, D & Myers, K., 1996, *Sekuen Stratigraphic*, Oxford University Press, New York
- Walker, R.G. & James, N.P. 1992, *Facies Model Response To Sea Level Changes*, Geological Association of Canada.
- Gerke H.H. and Van Genuchten M.T., 1993, *Evaluation of a First Order Water Transfer Term for Variably Saturated Dual-Porosity Flow Models*. Water Resources Res., 1993.
- Richard L. Chambers and Jeffrey M. Yarus, *Quantitative Use of Seismic Attributes for Reservoir Characterization*, Quantitative Geosciences, Inc.
- Calderon, J.E, Castagna, J. *Porosity and Lithologic Estimation Using Rock Physics and Multi-attribute transforms in Balcon Field Colombia*. Society of Eksplorasi Geophysics The Leading Edge, February 2007 Vol 26, No. 2; P.142-150.
- Chen, Q. and Sidney, S. 1997. *Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring*, The leading Edge, May 1997.
- Schlumberger, 2007, *Petrel Introduction*, Schlumberger Innovation Solutions
- Schlumberger, 2007, *Petrel Workflow Tools: Property Modeling*, Schlumberger Innovation Solutions

LAMPIRAN 1

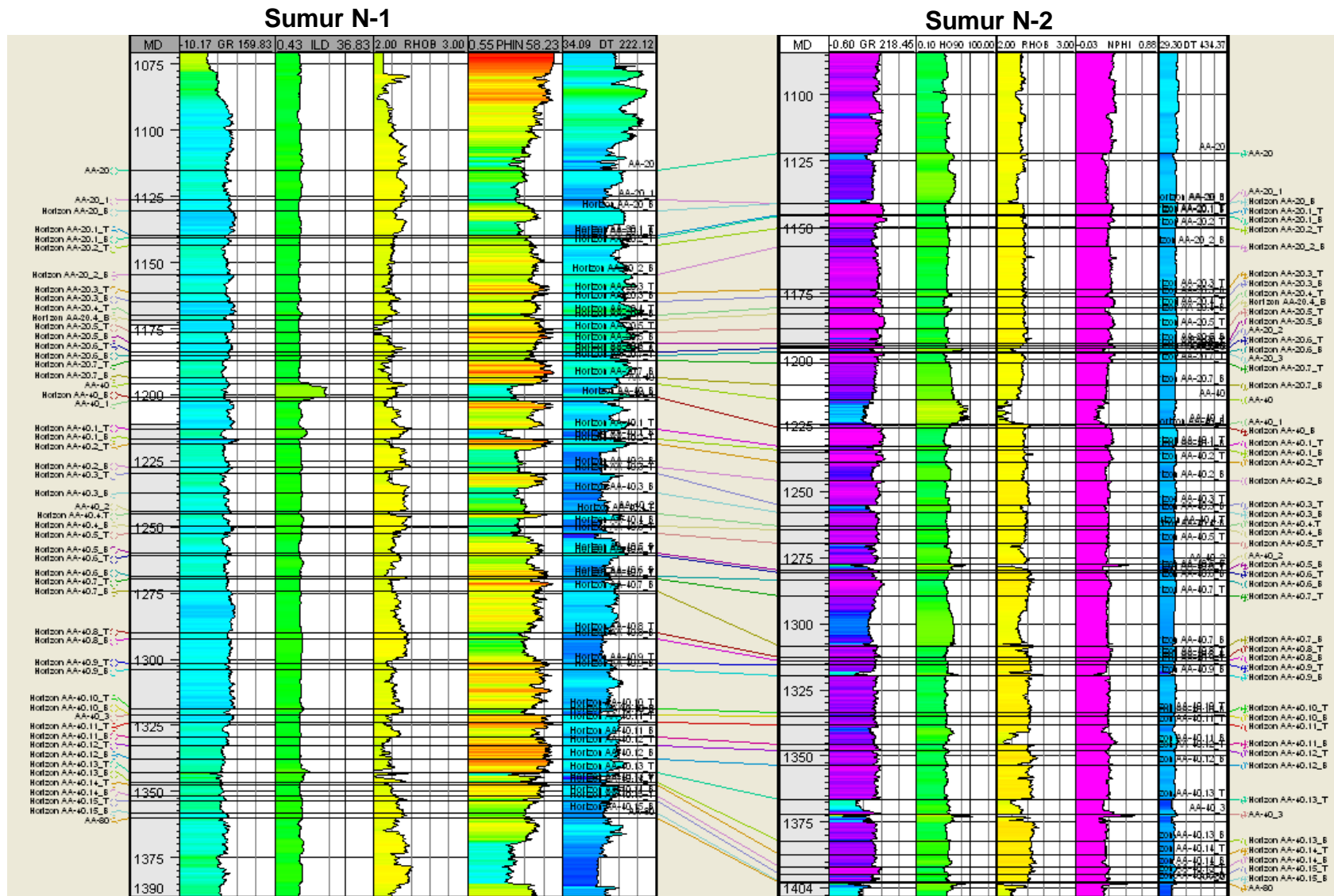
Log Sumur N-1



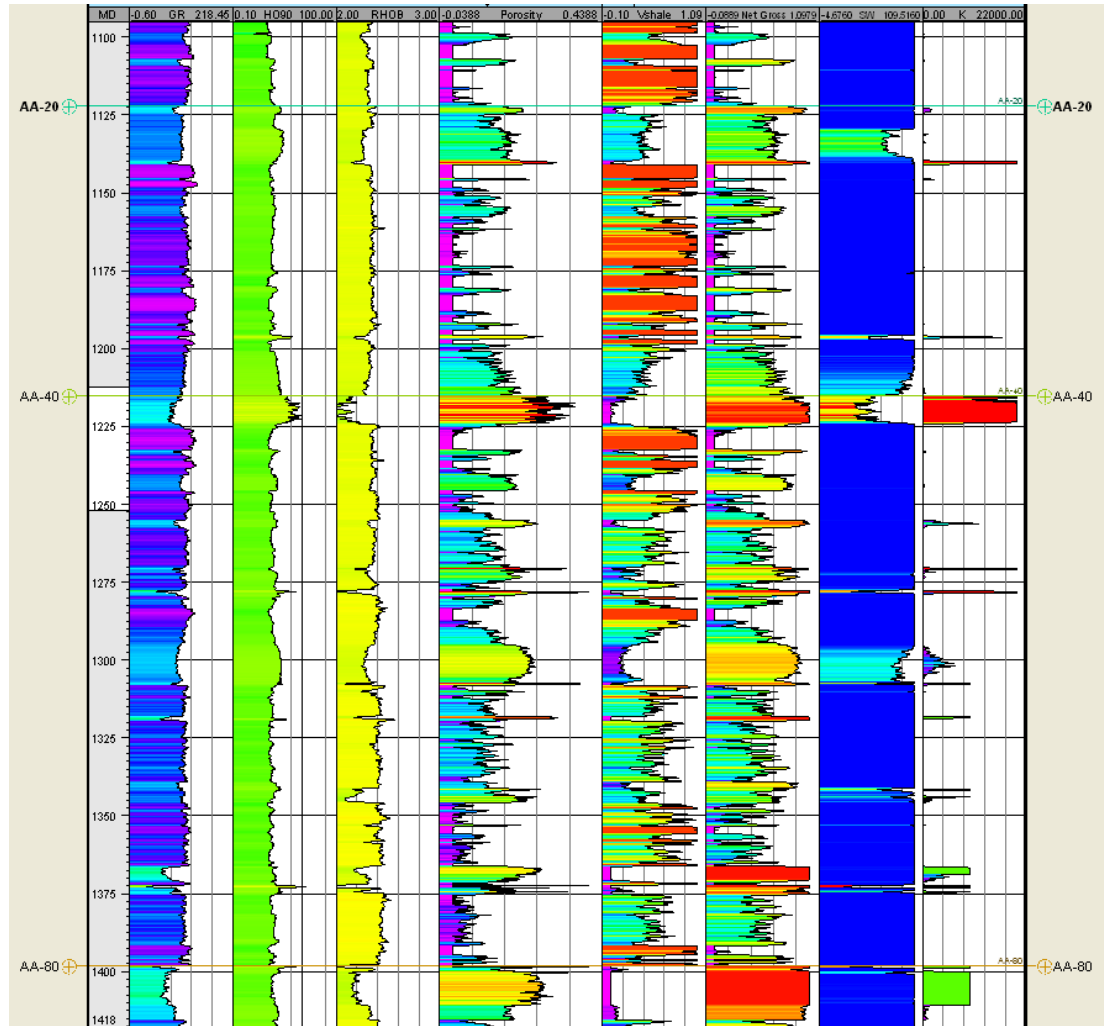
Log Sumur N-2



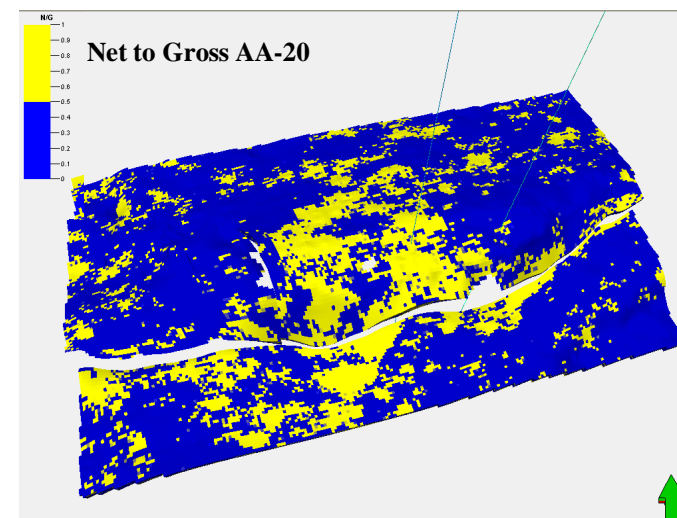
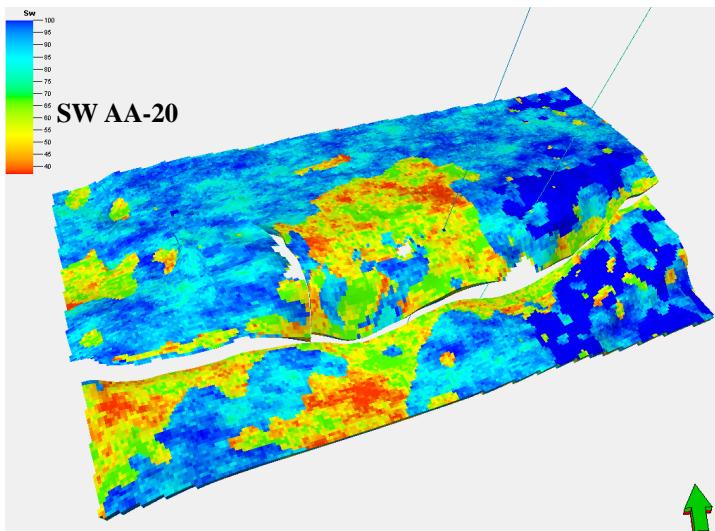
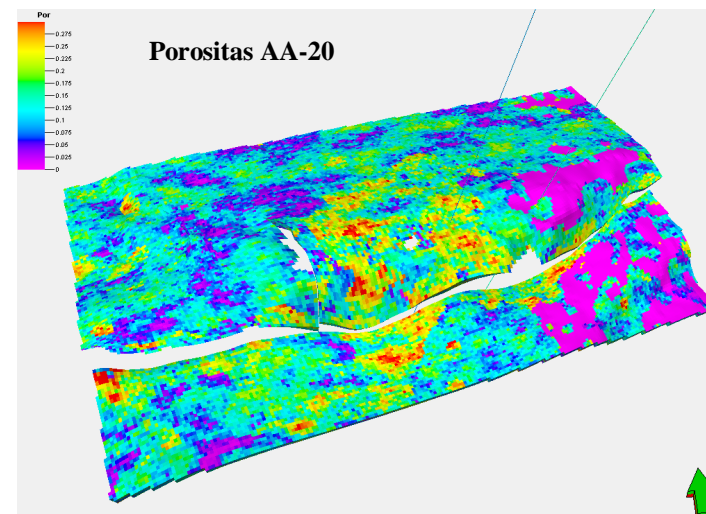
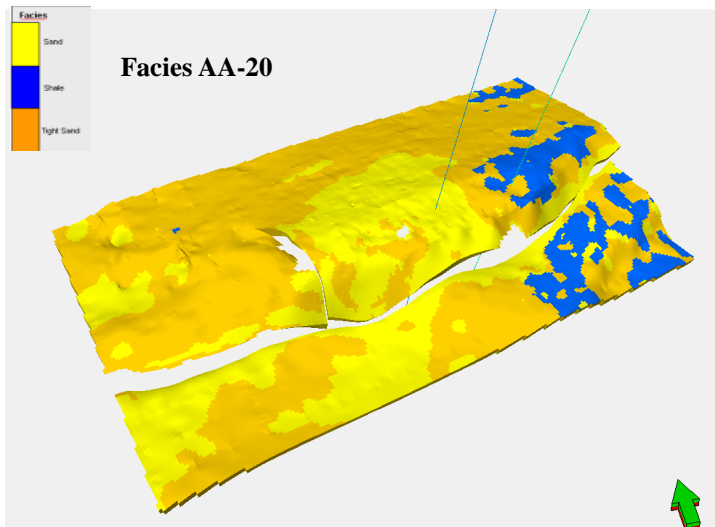
Korelasi Sumur N-1 dan N-2

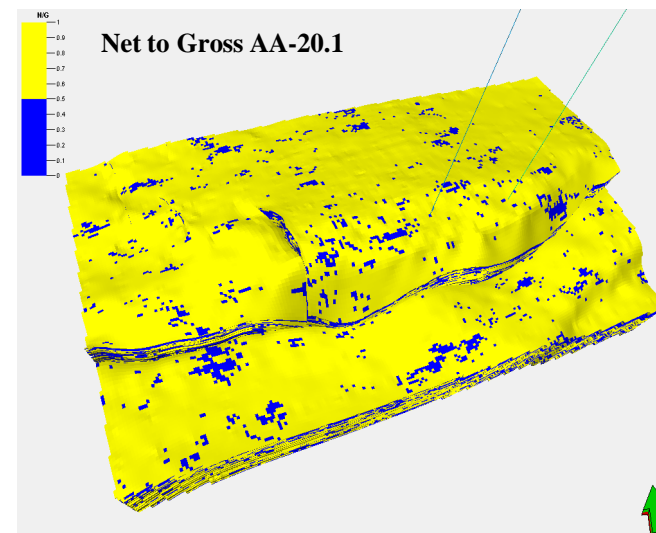
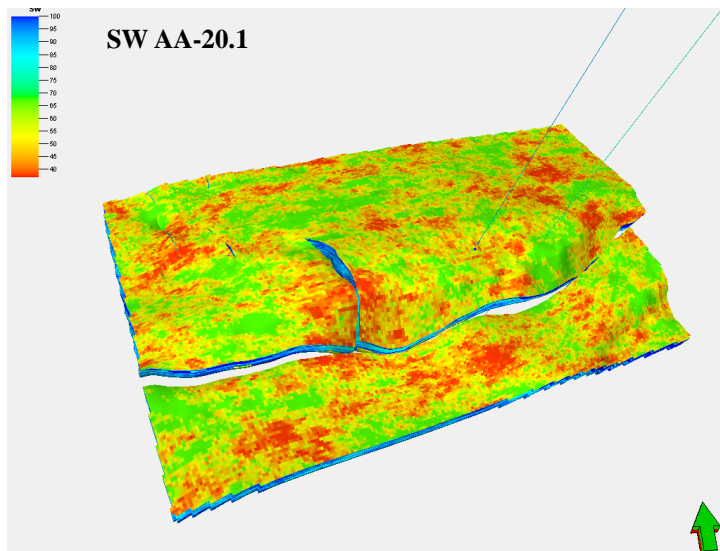
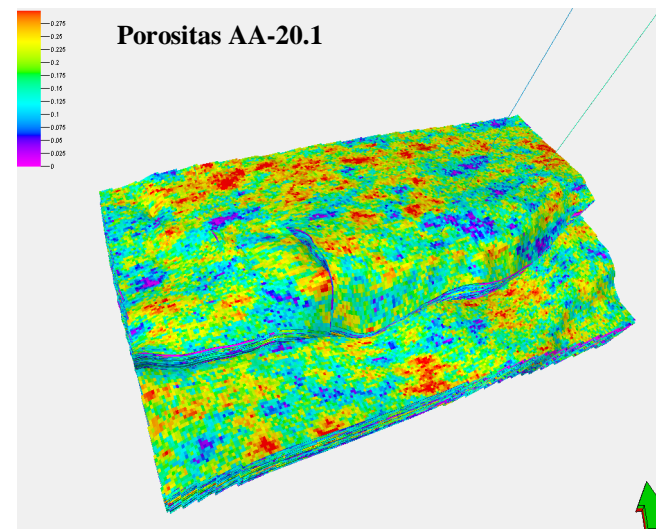
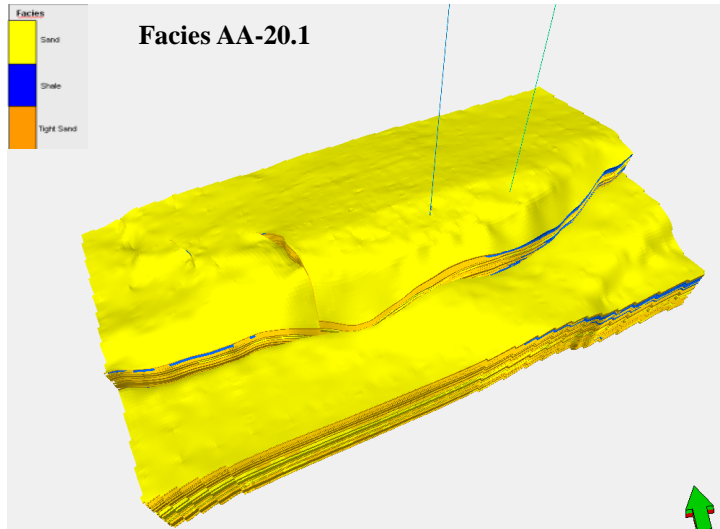


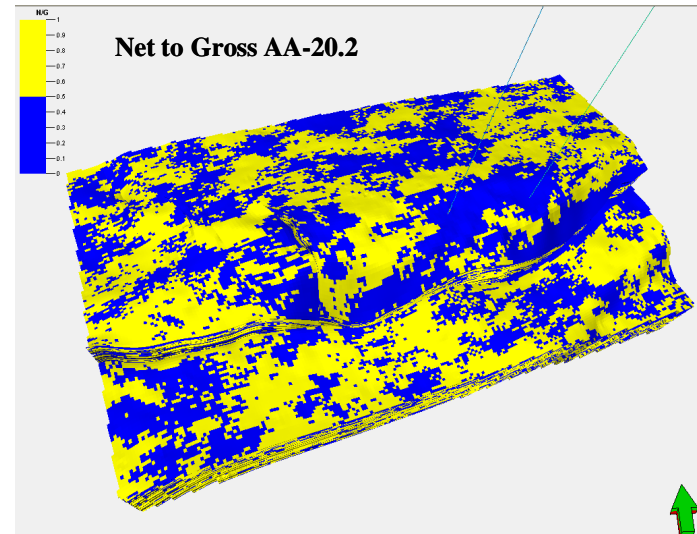
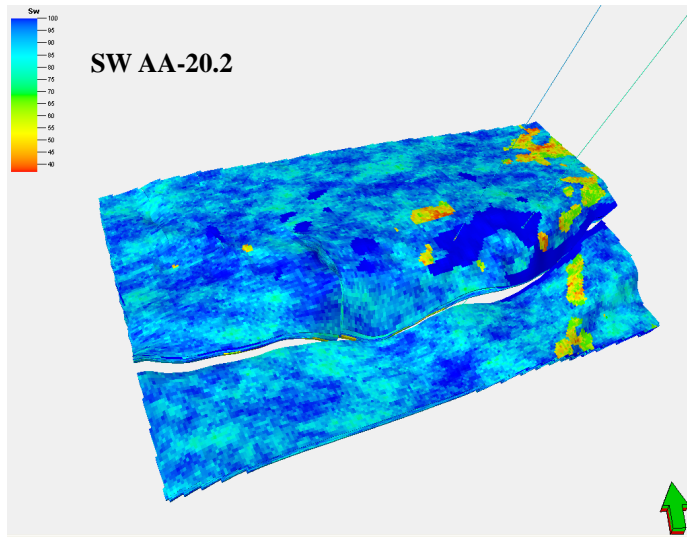
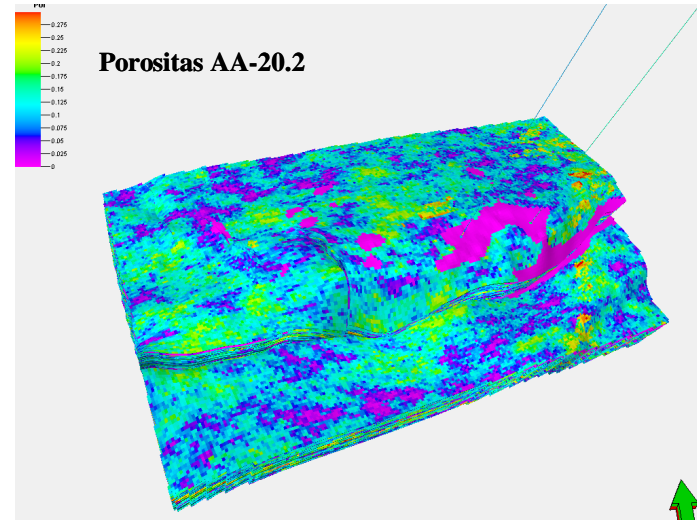
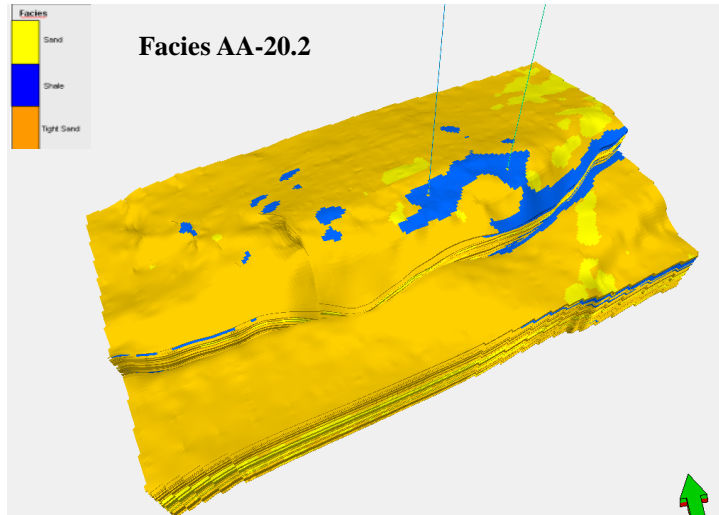
Petrofisika Sumur N-2

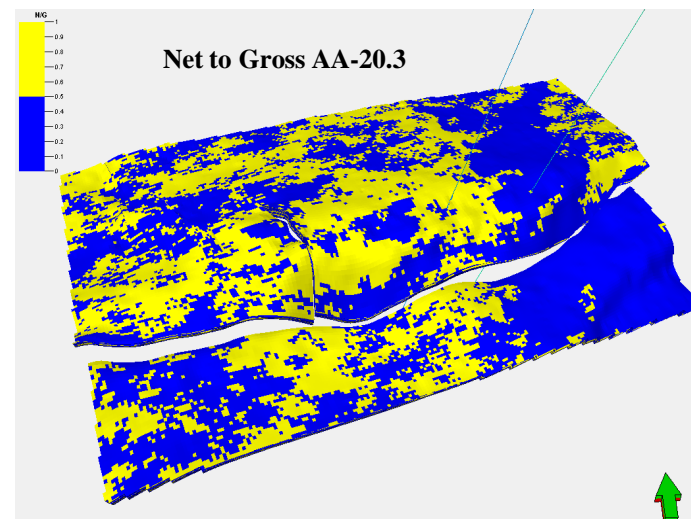
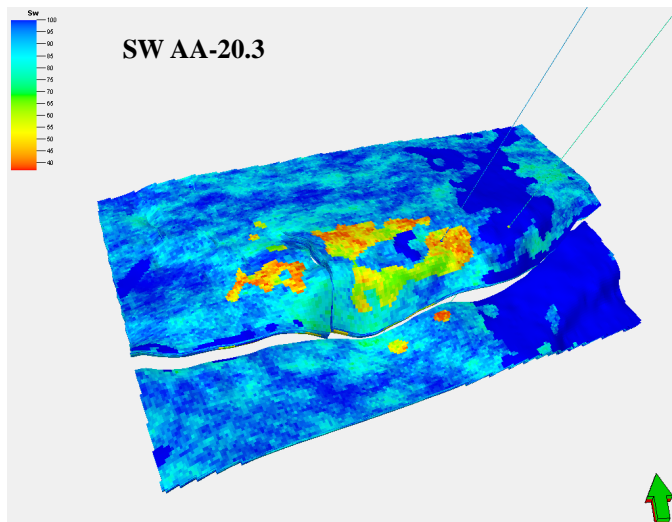
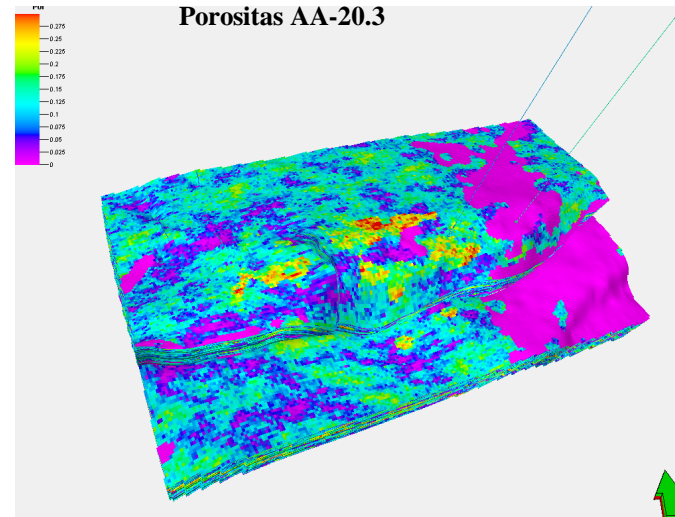
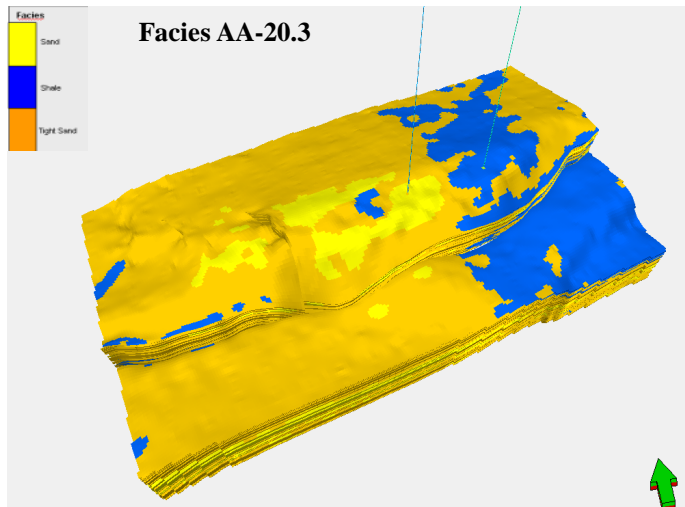


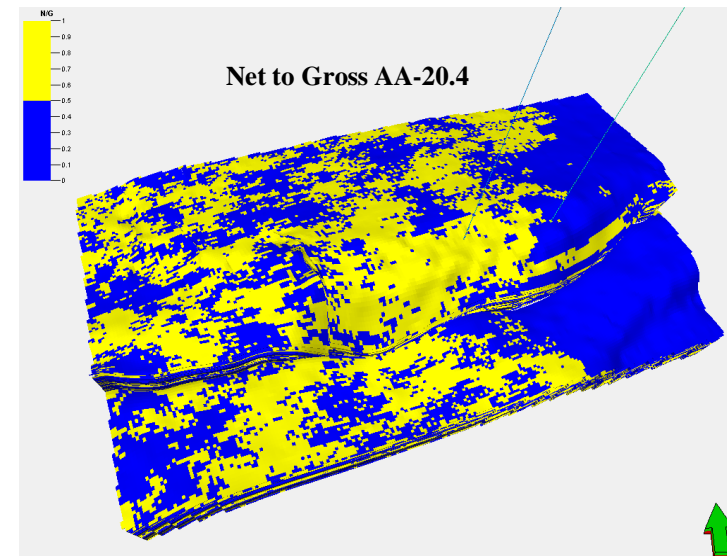
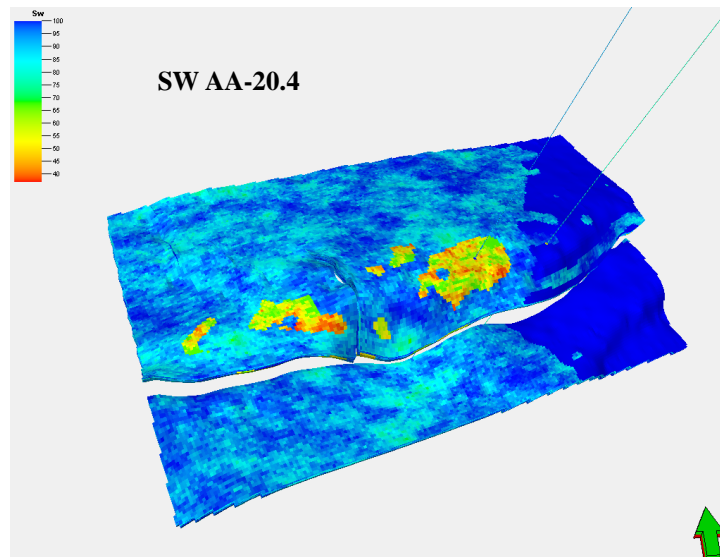
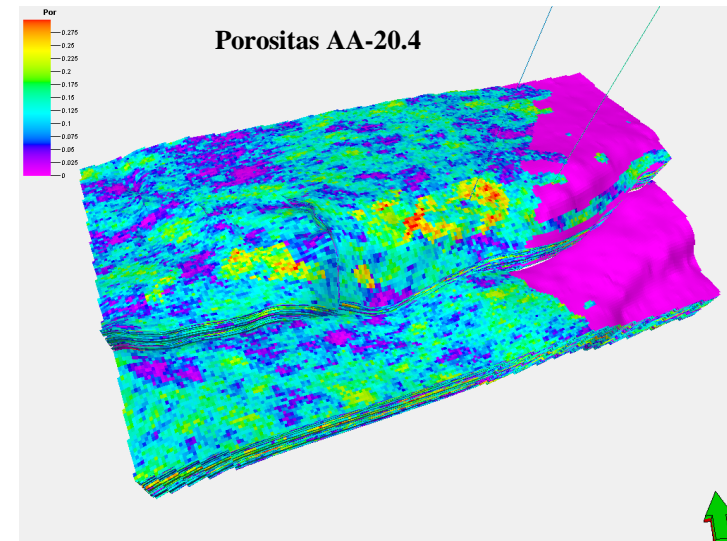
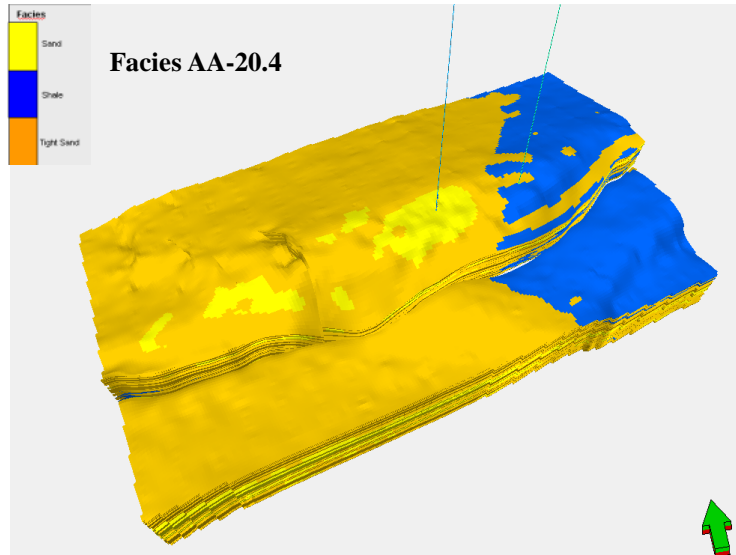
LAMPIRAN 2

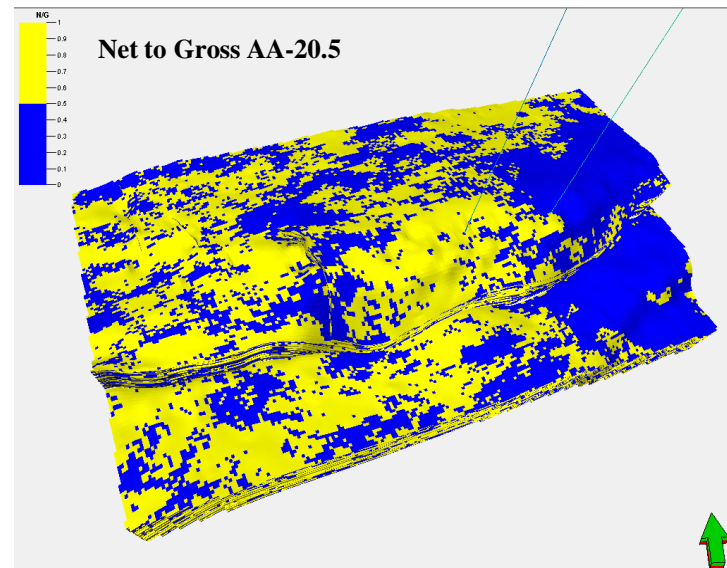
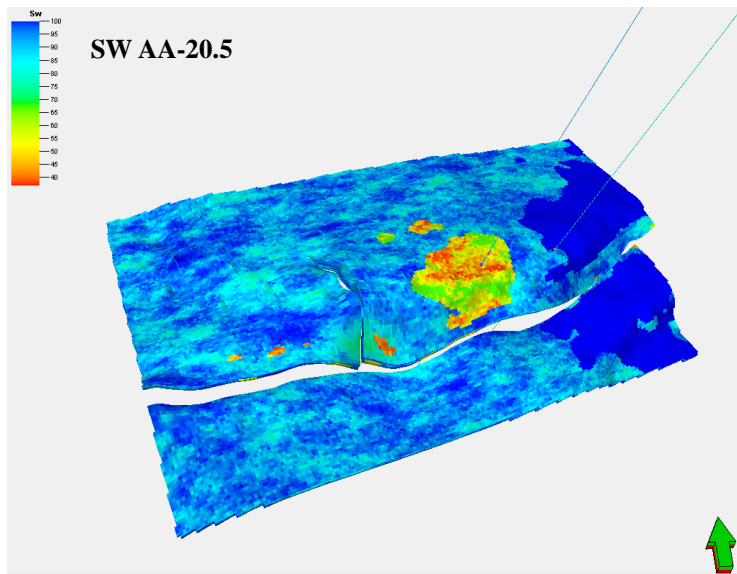
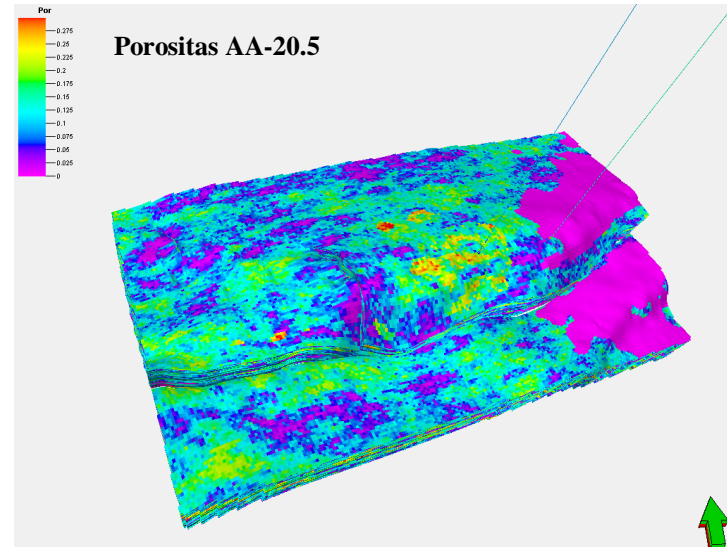
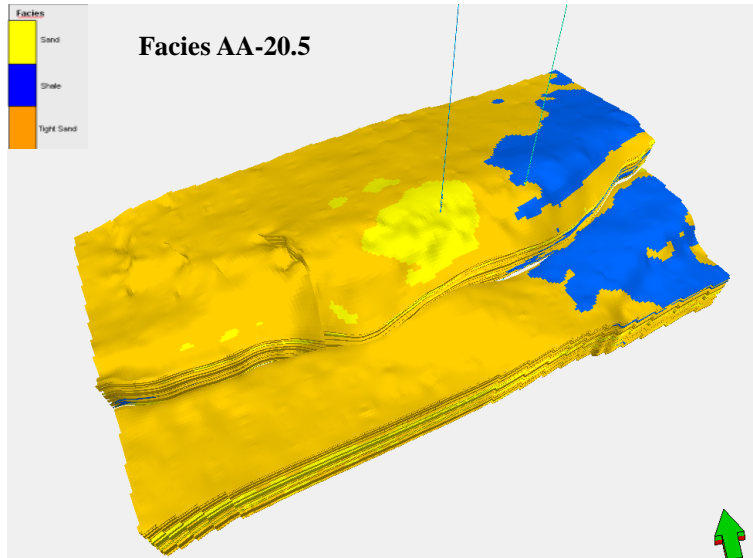


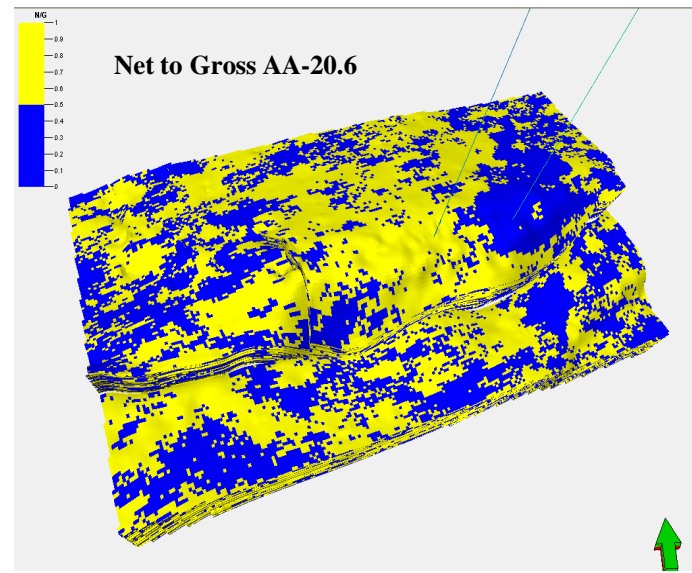
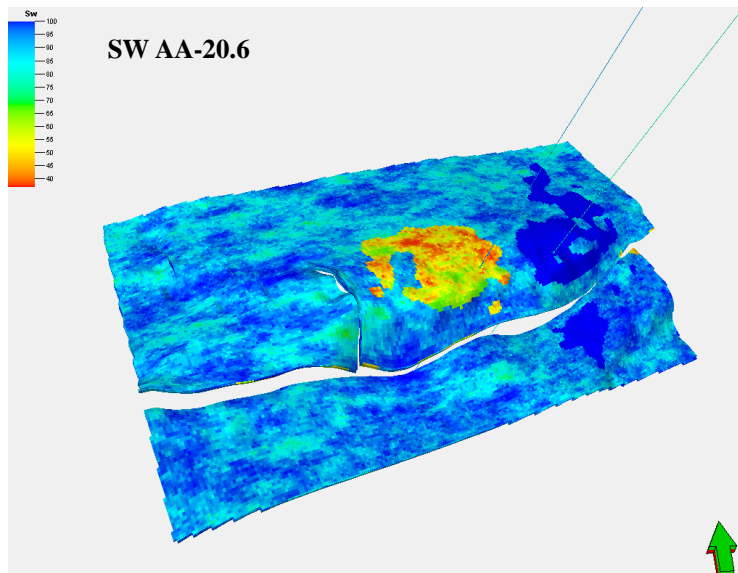
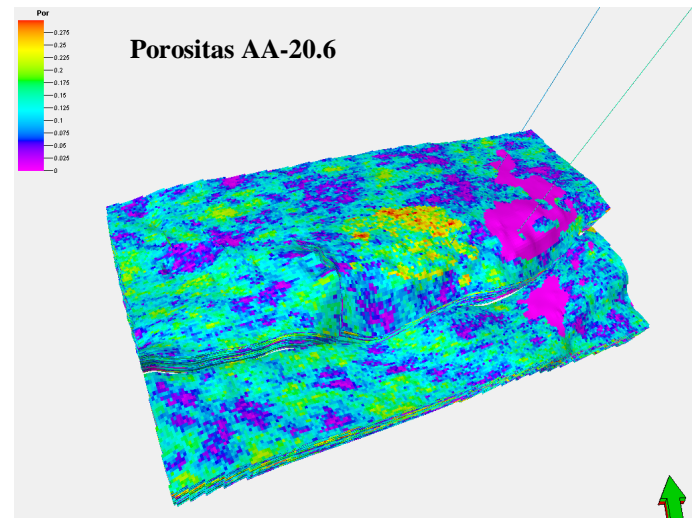
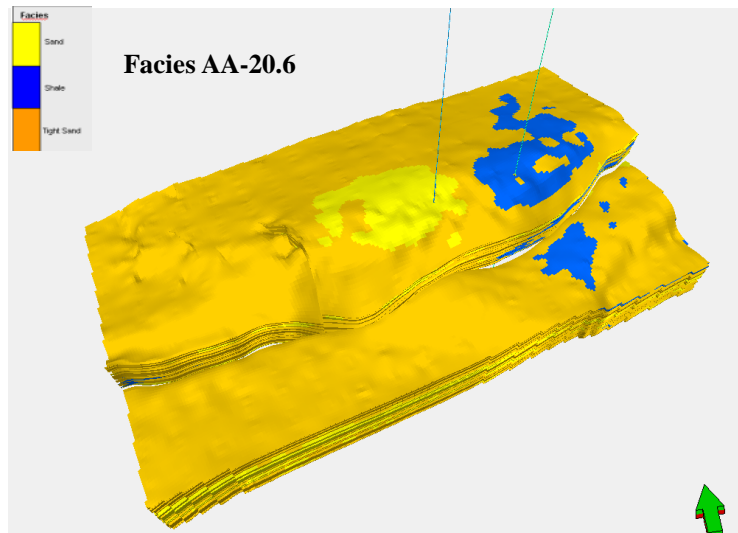


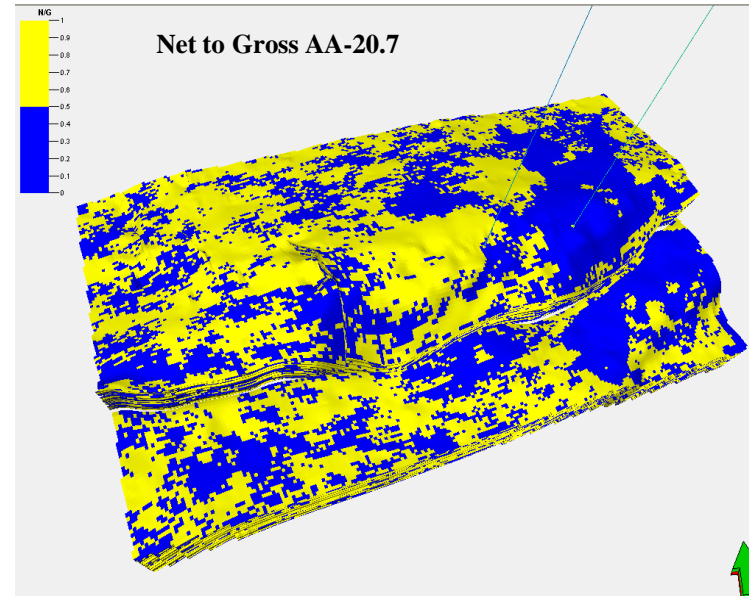
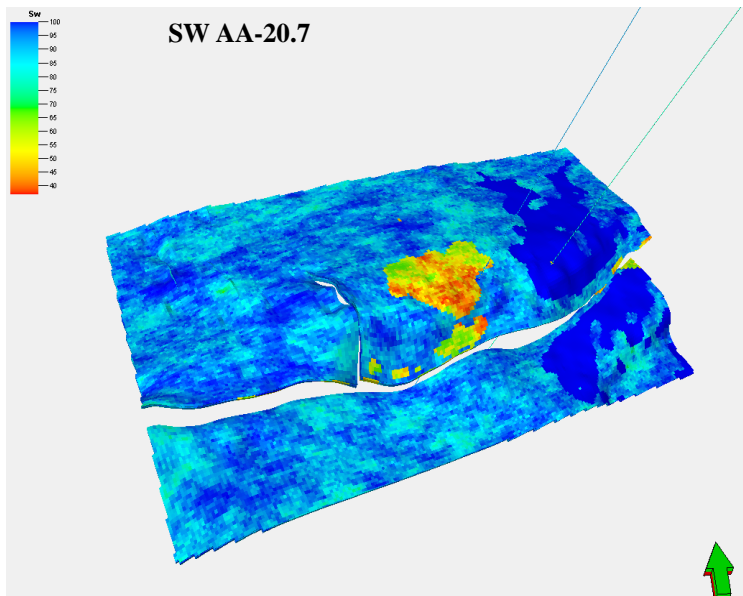
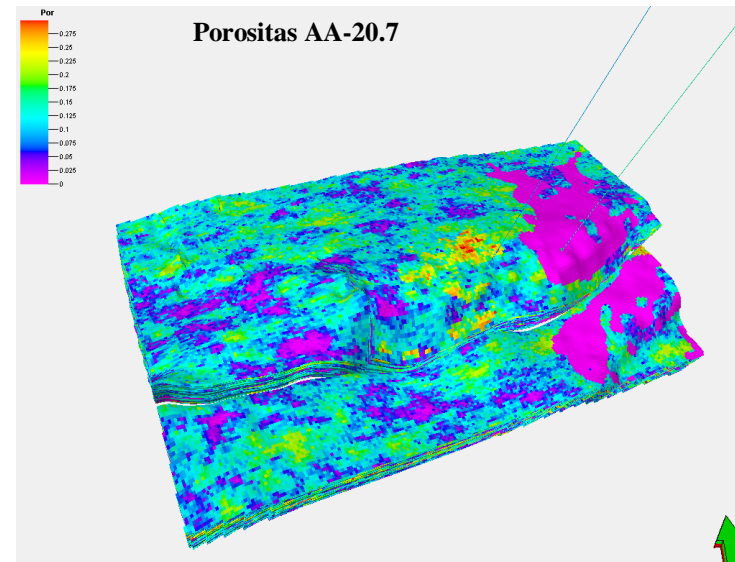
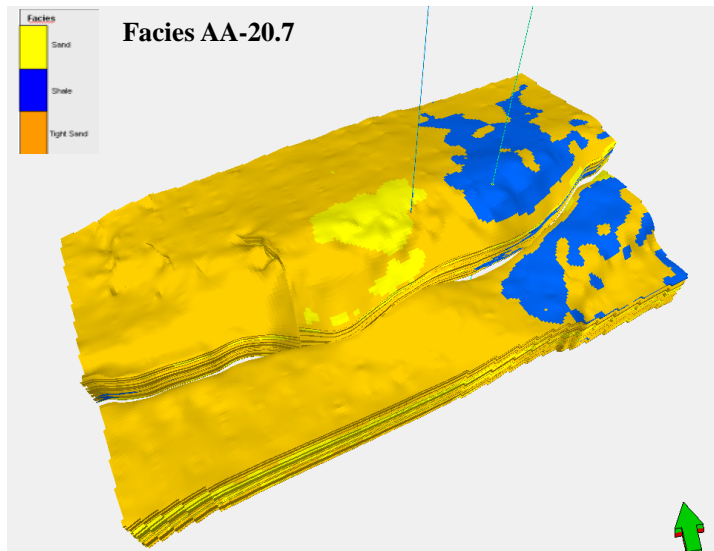


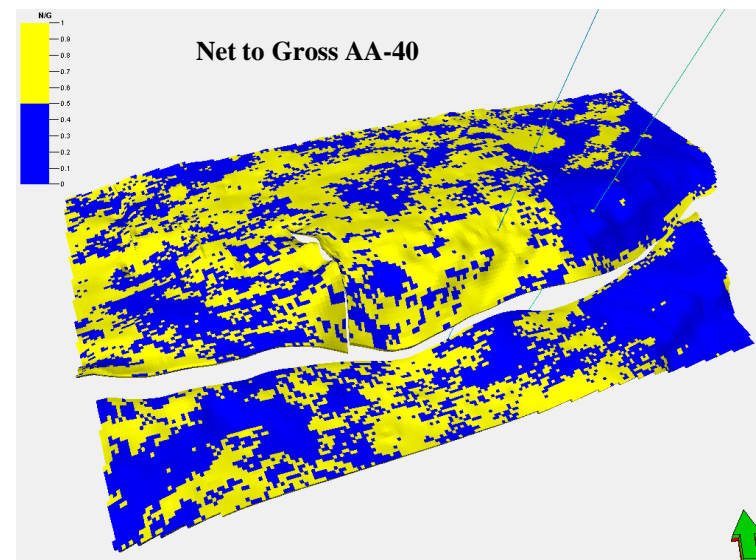
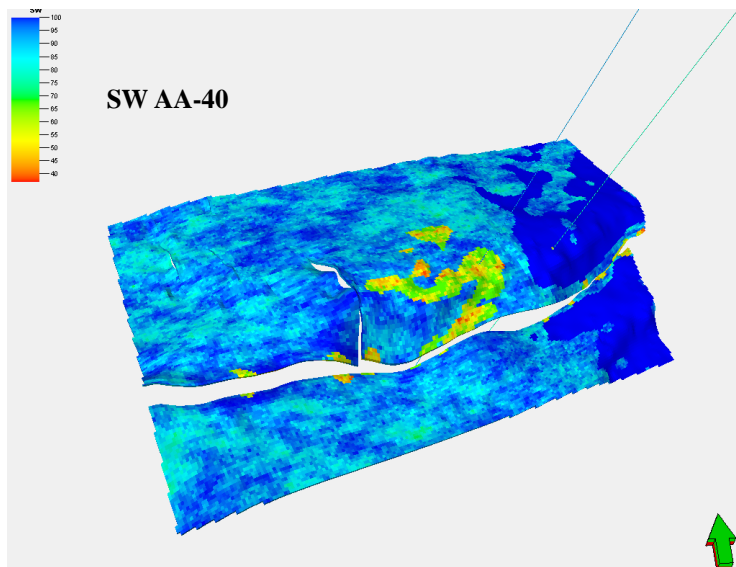
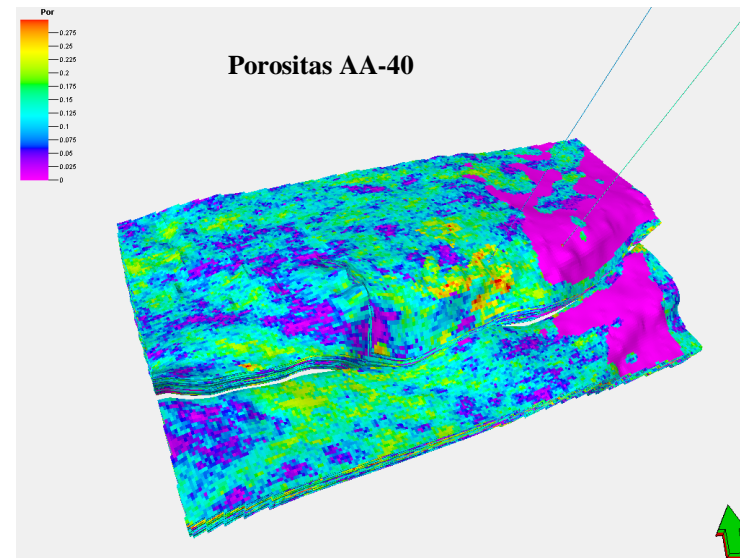
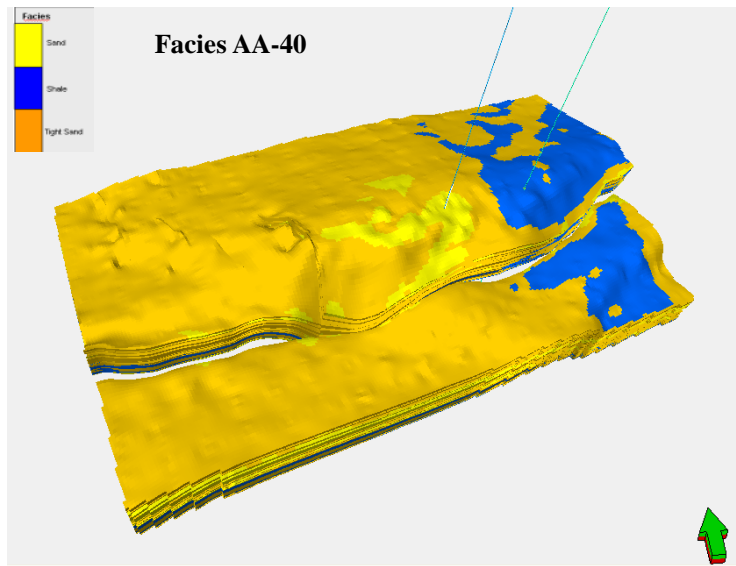


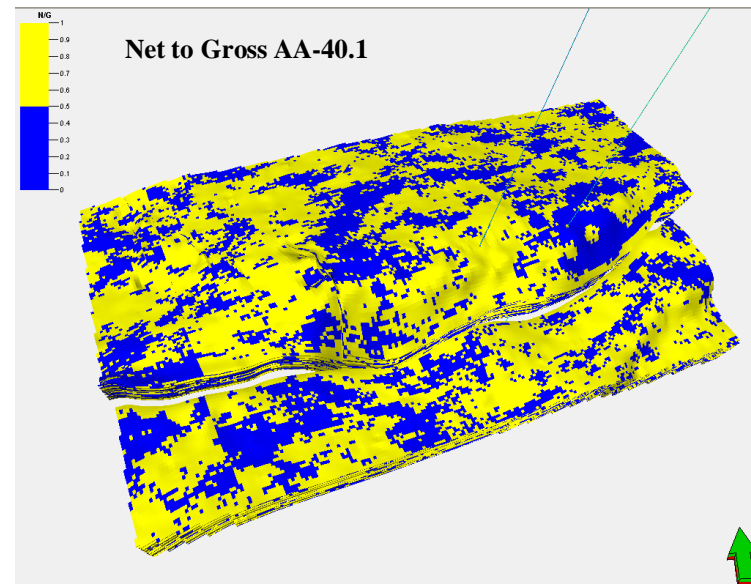
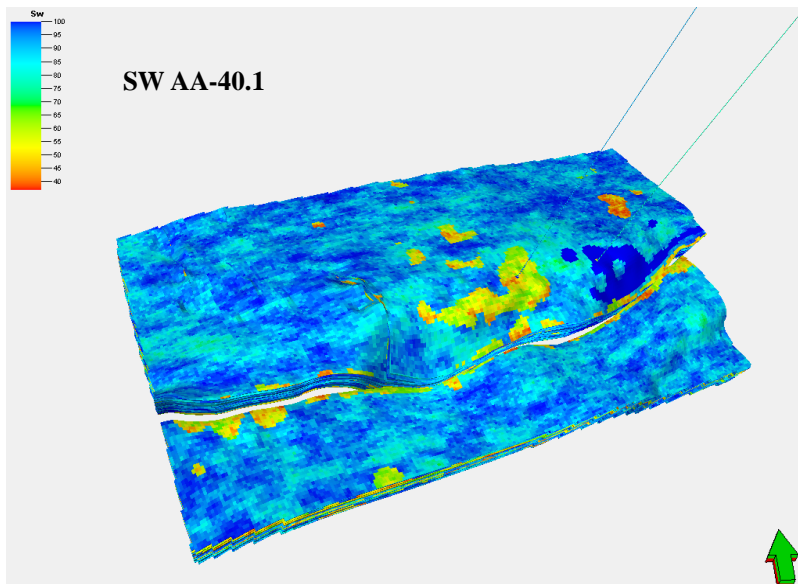
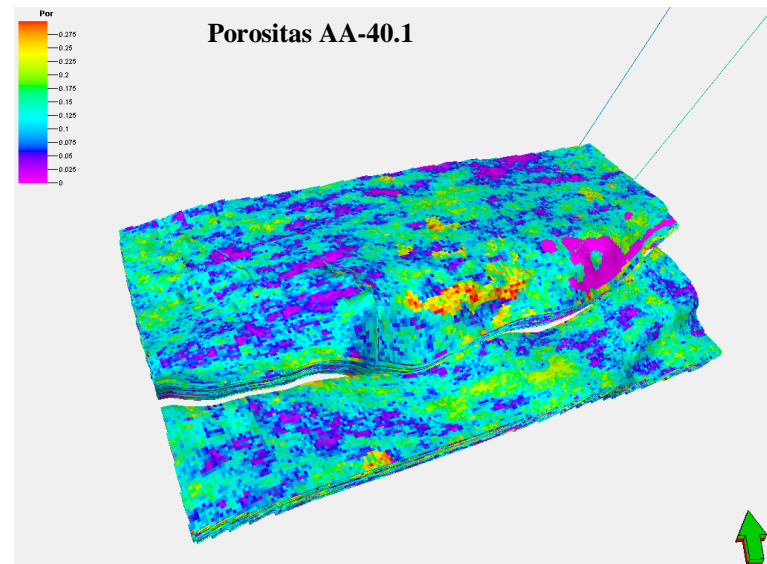
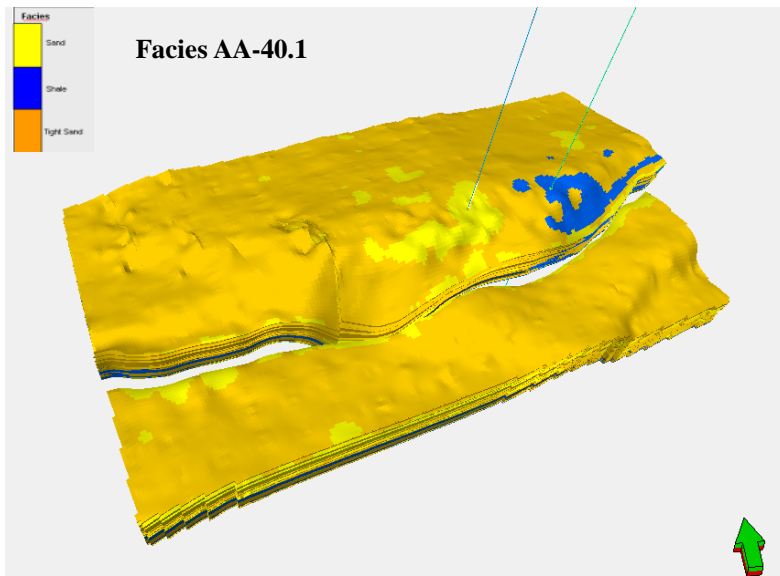


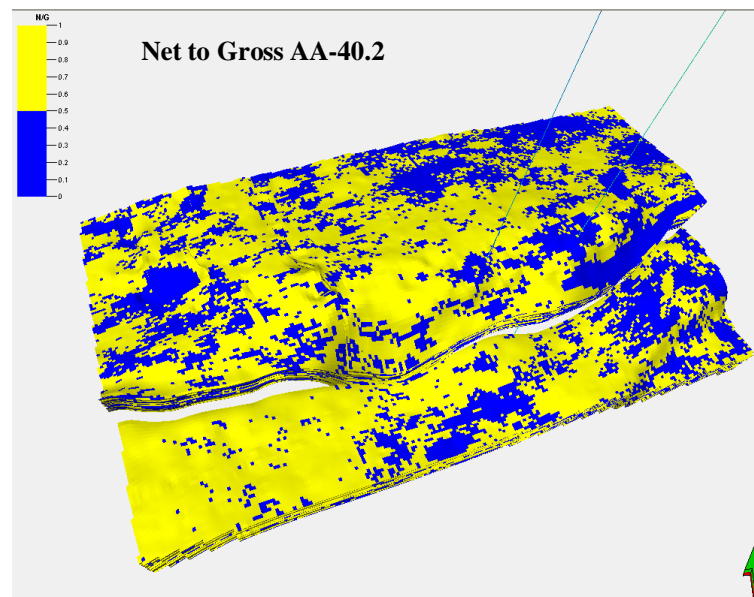
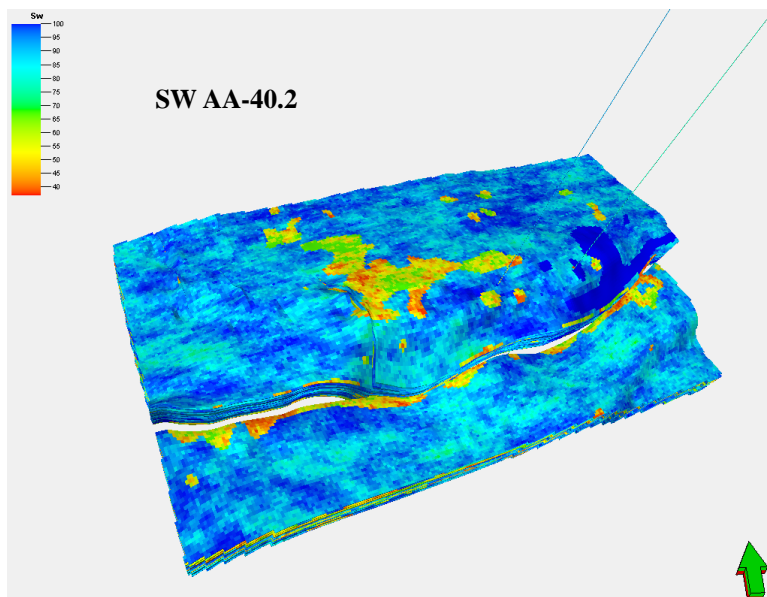
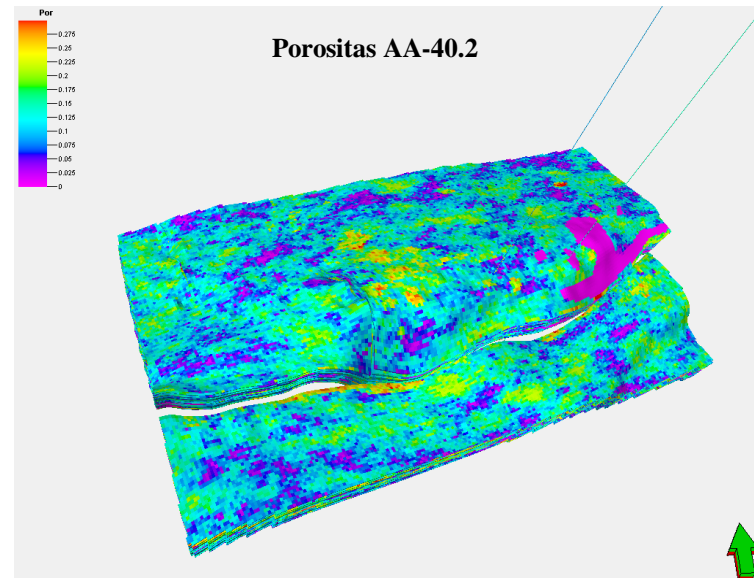
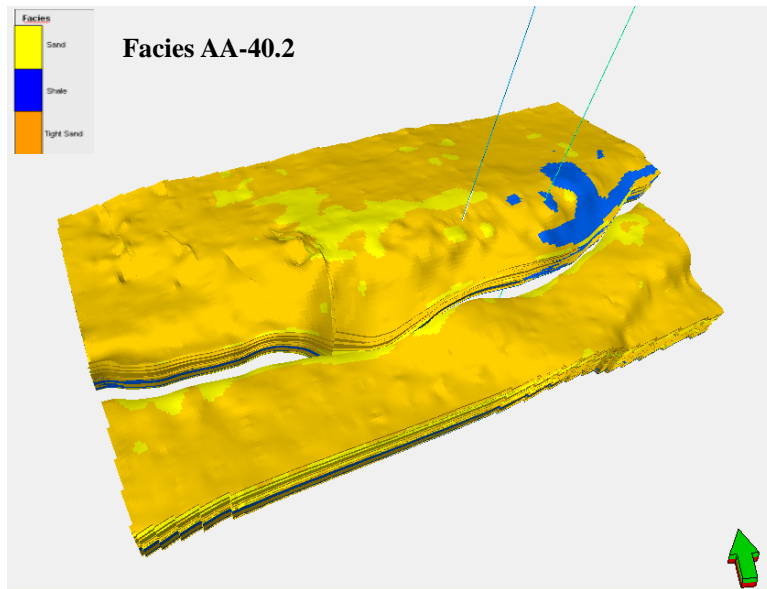


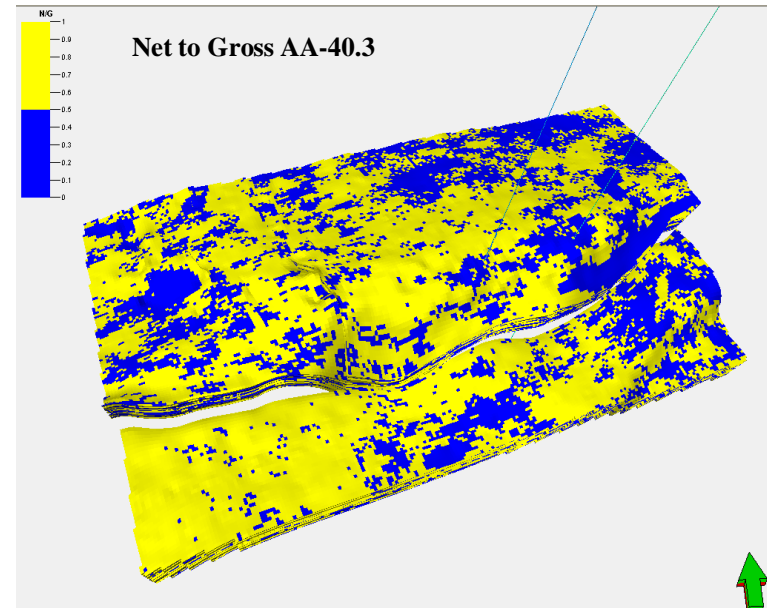
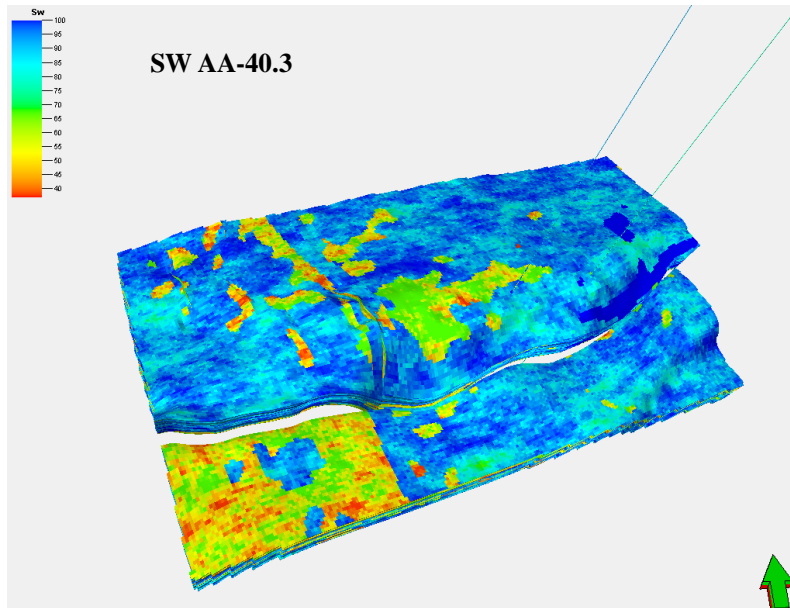
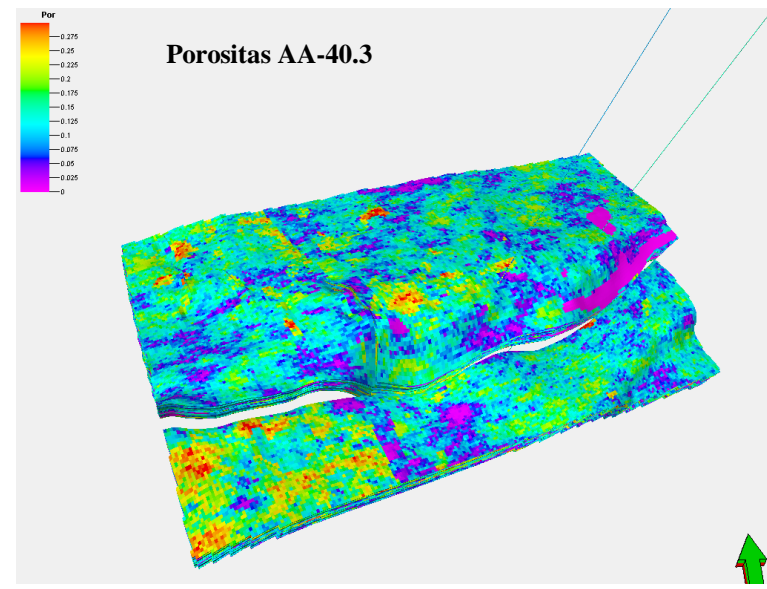
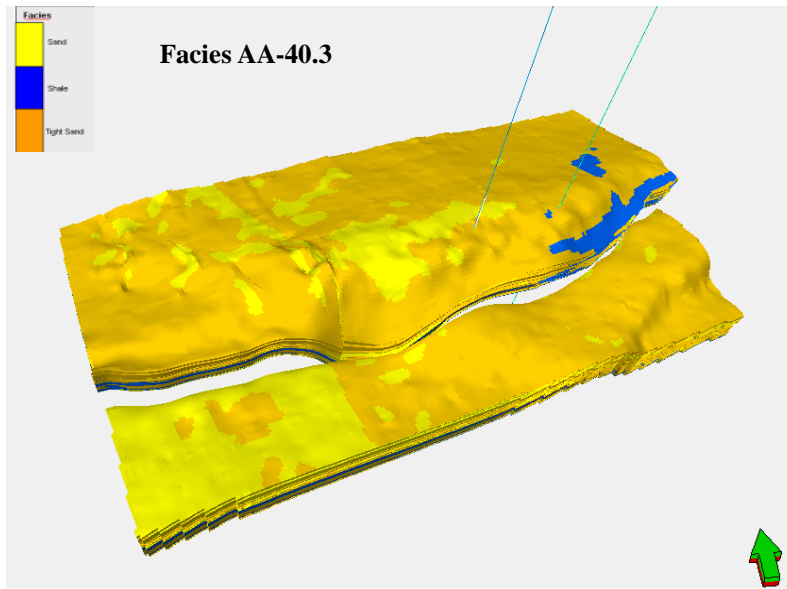


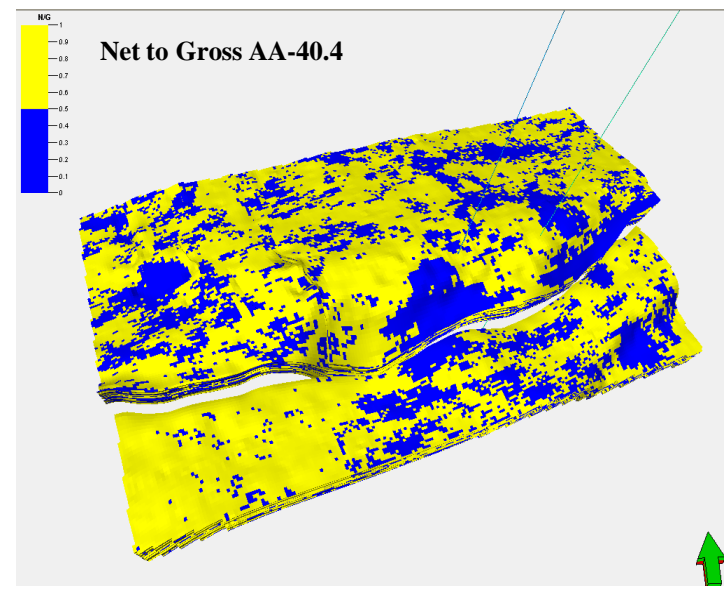
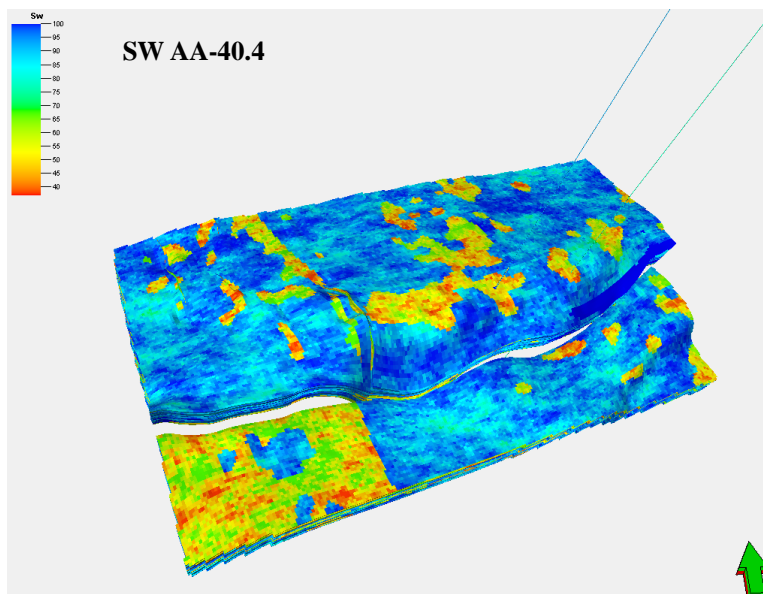
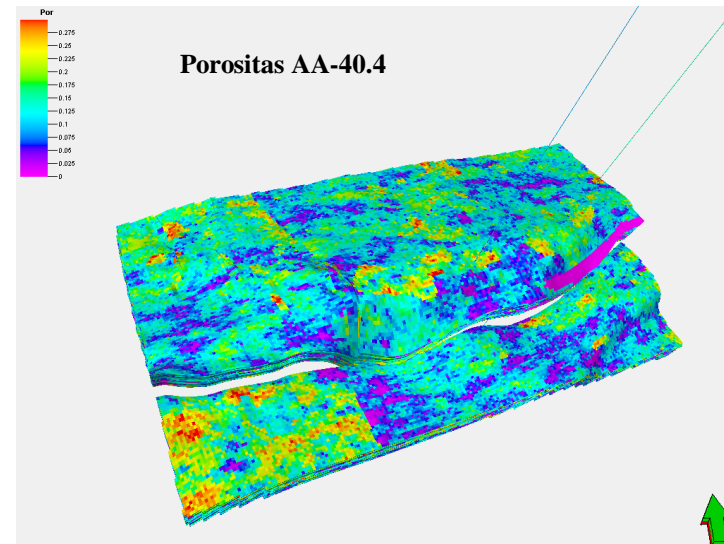
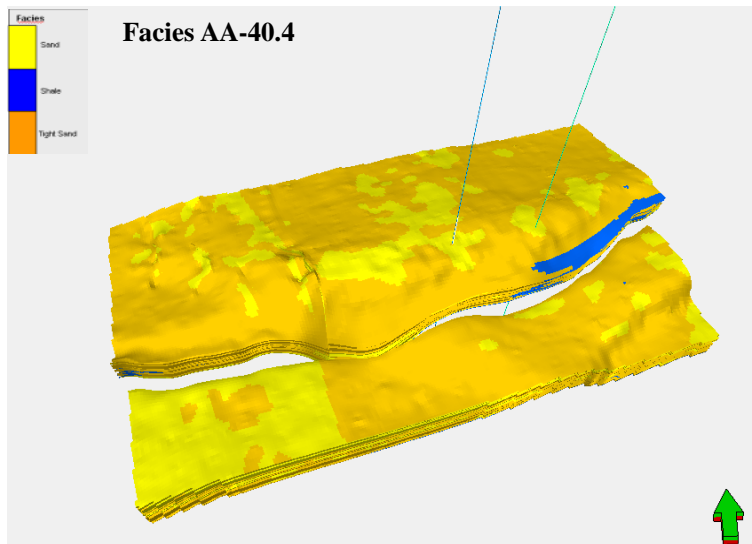


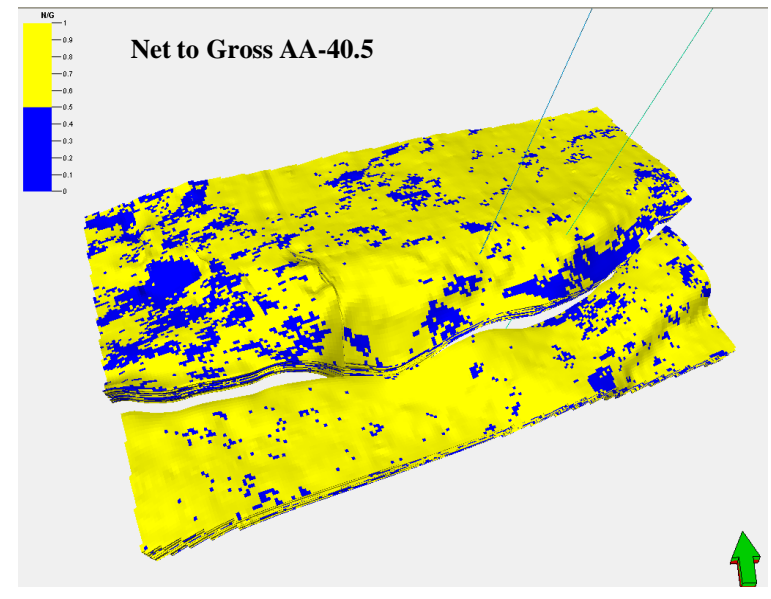
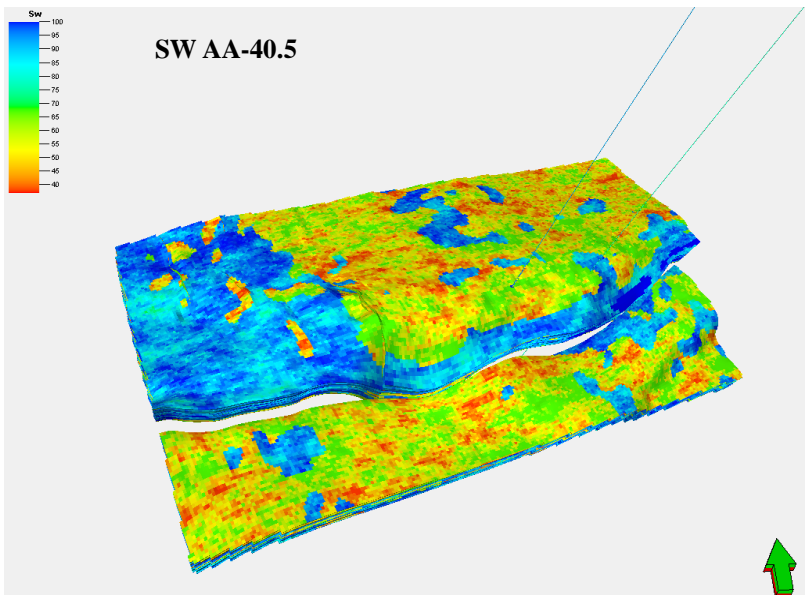
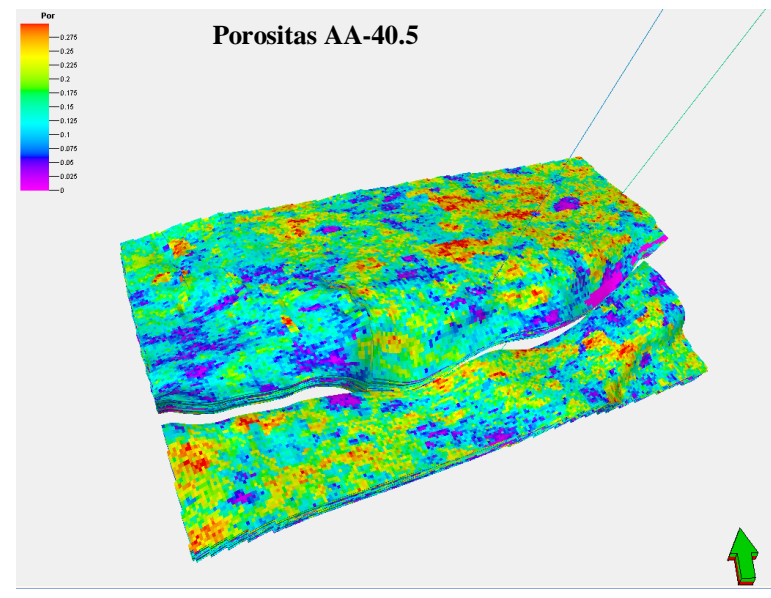
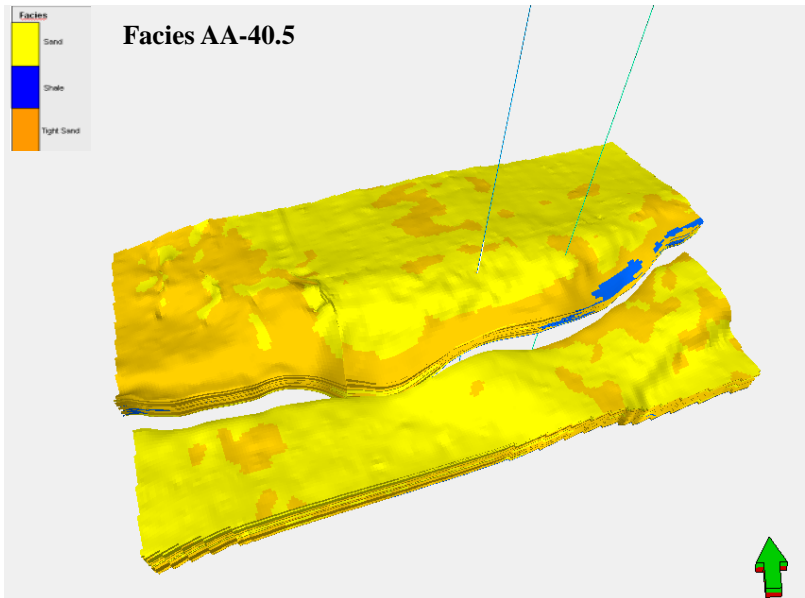


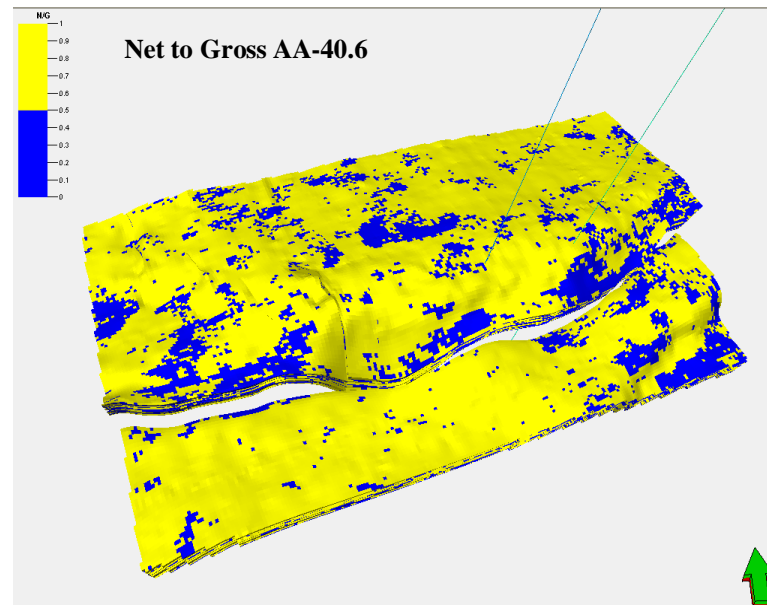
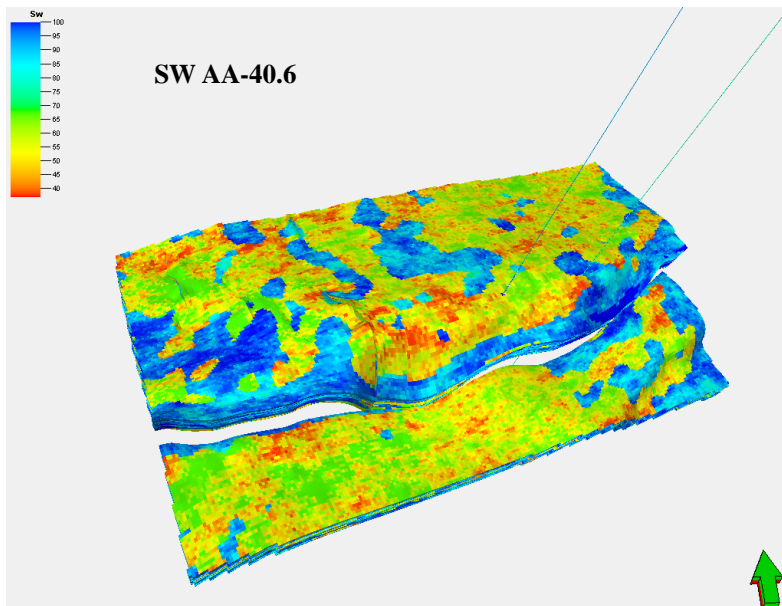
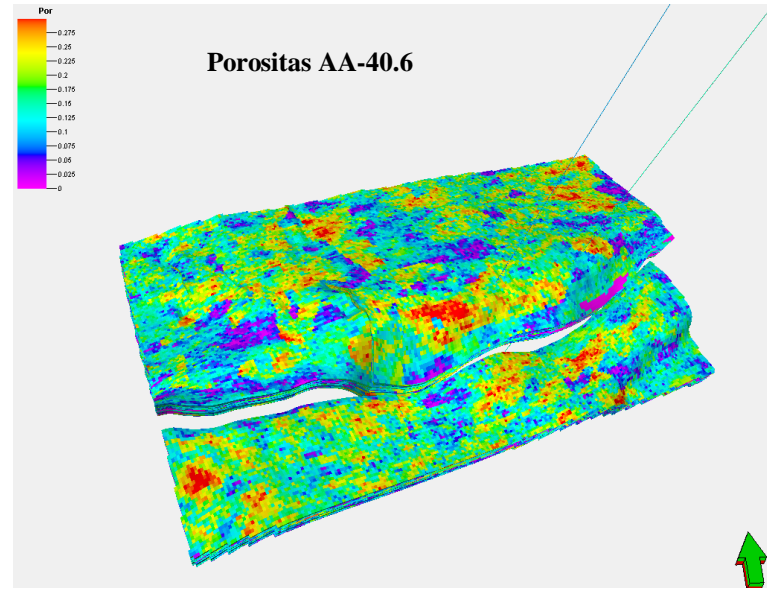
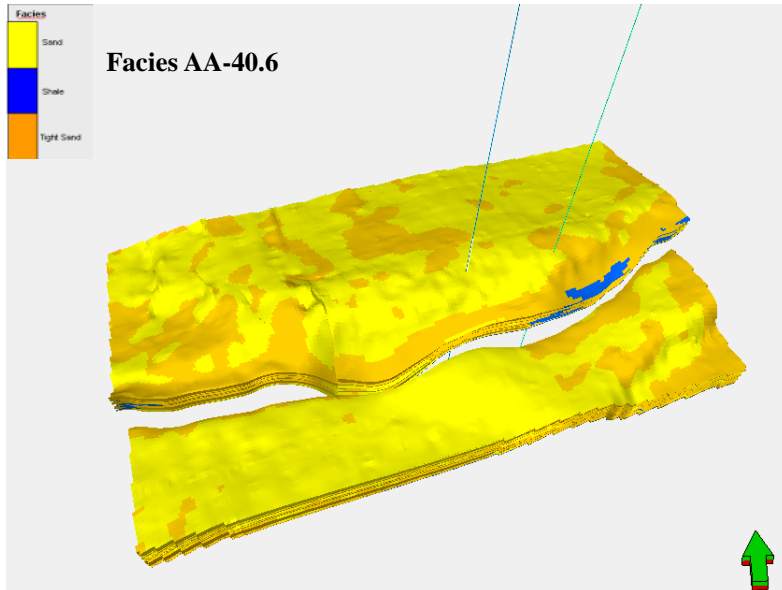


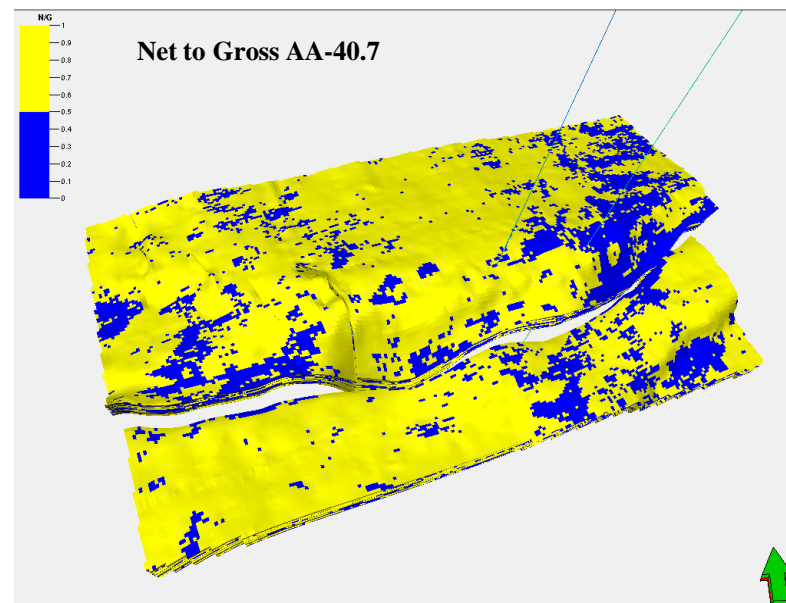
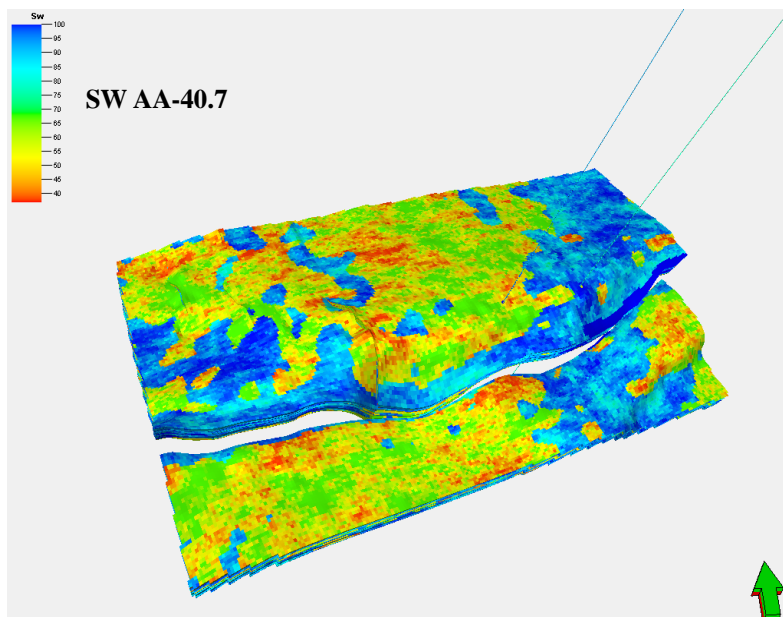
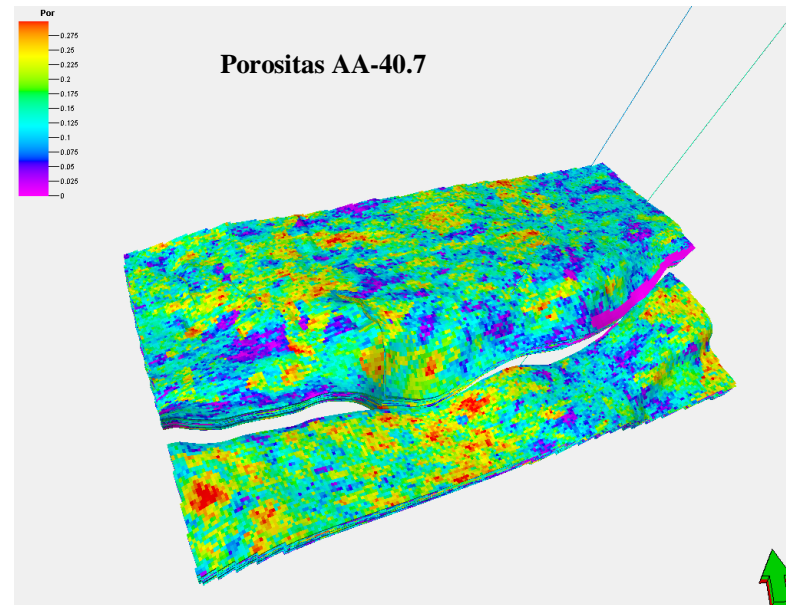
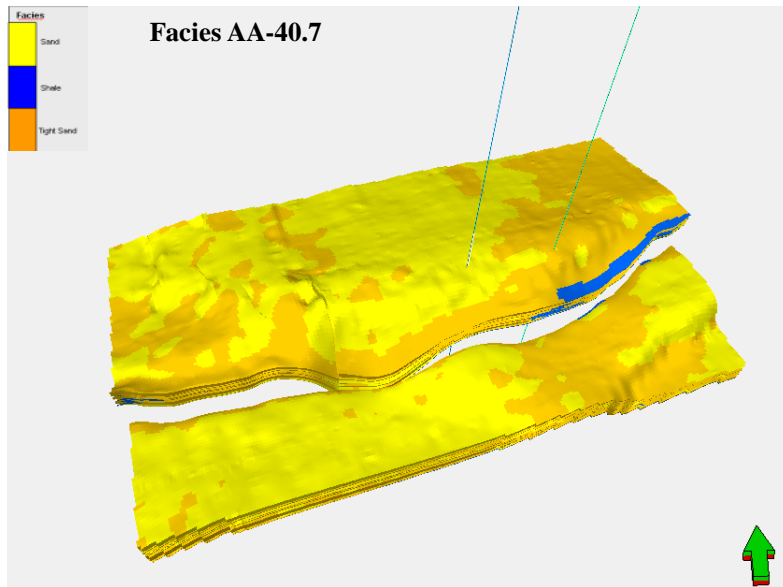


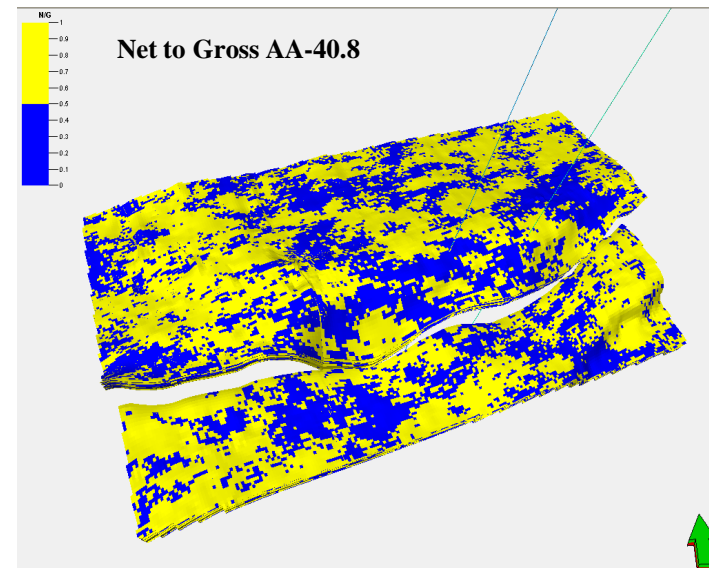
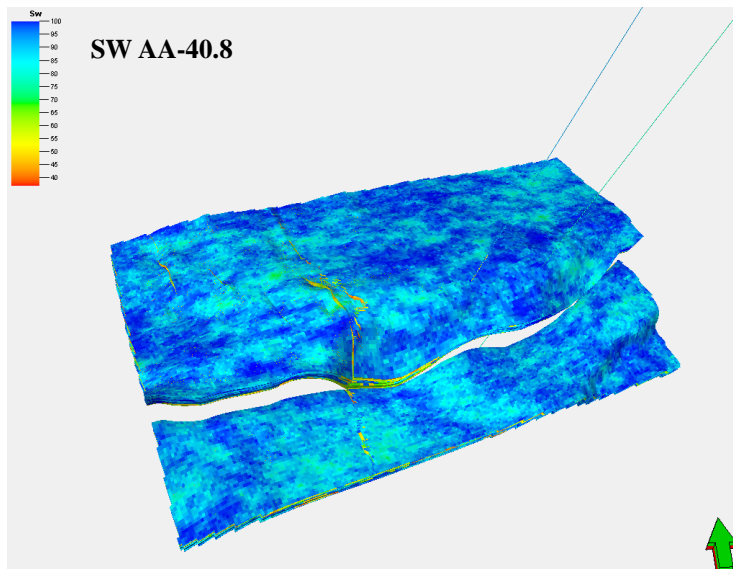
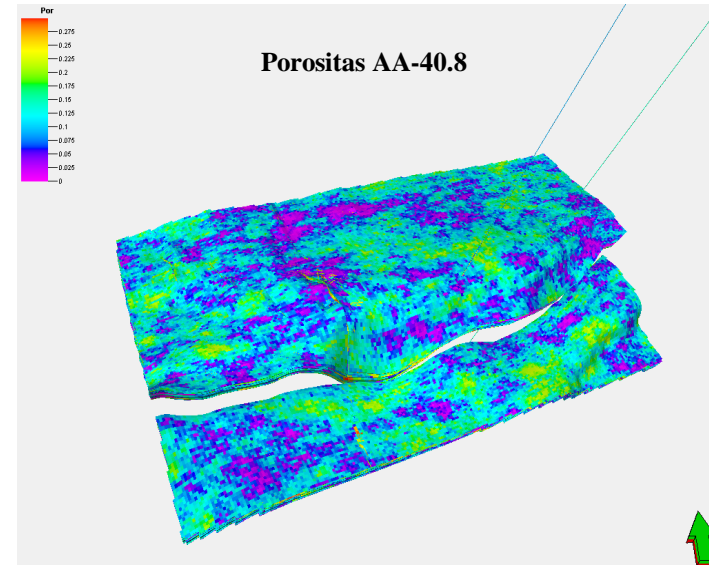
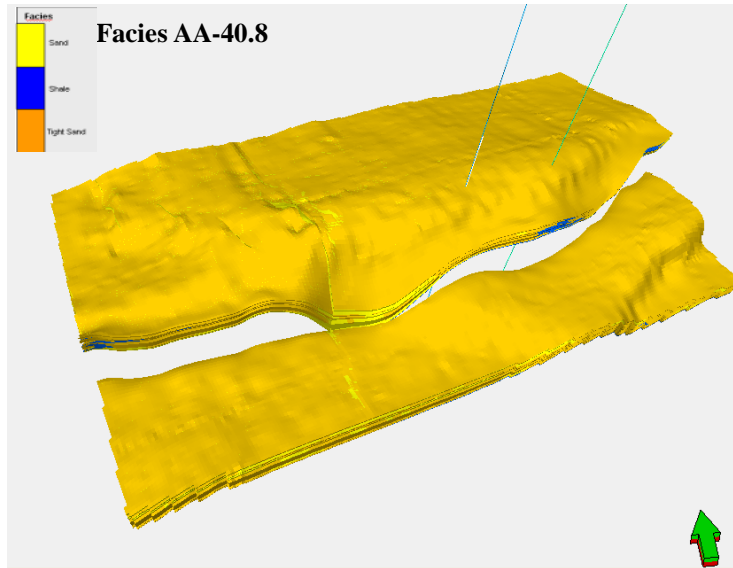


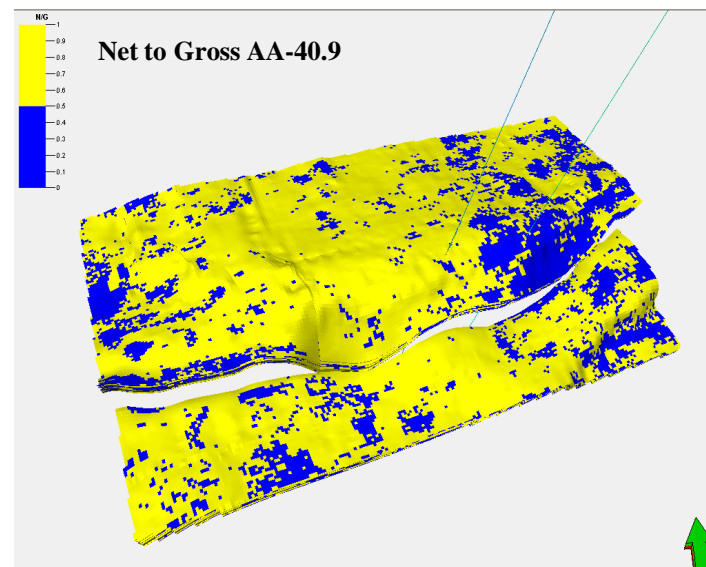
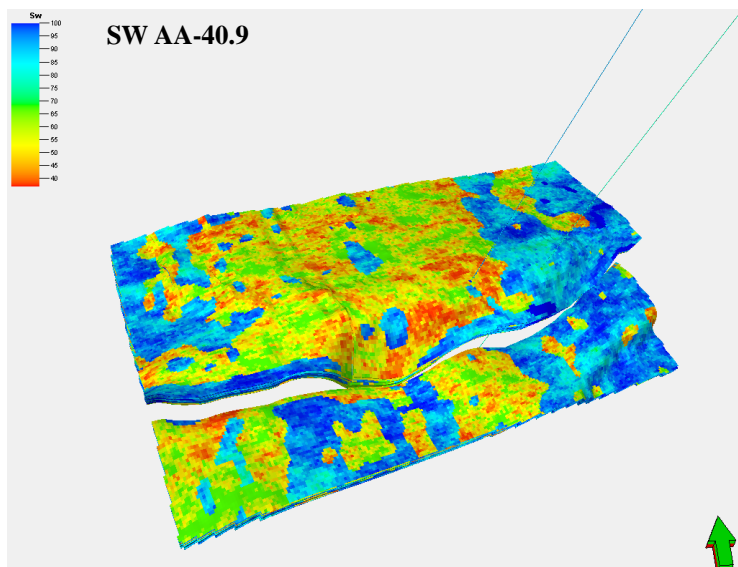
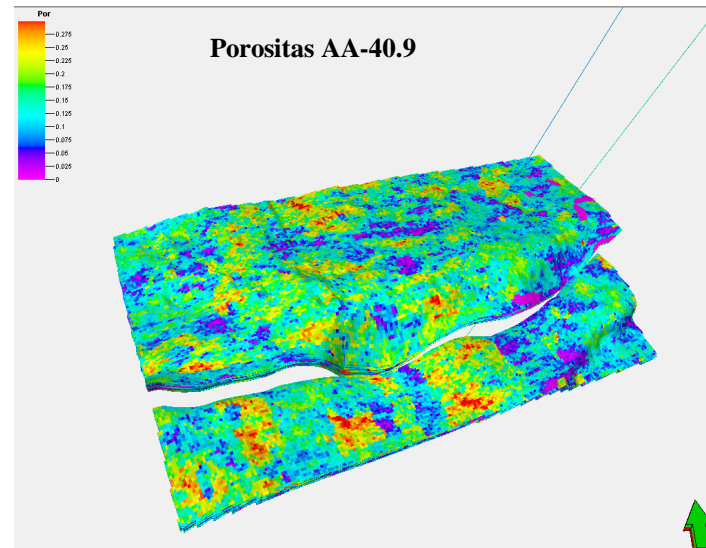
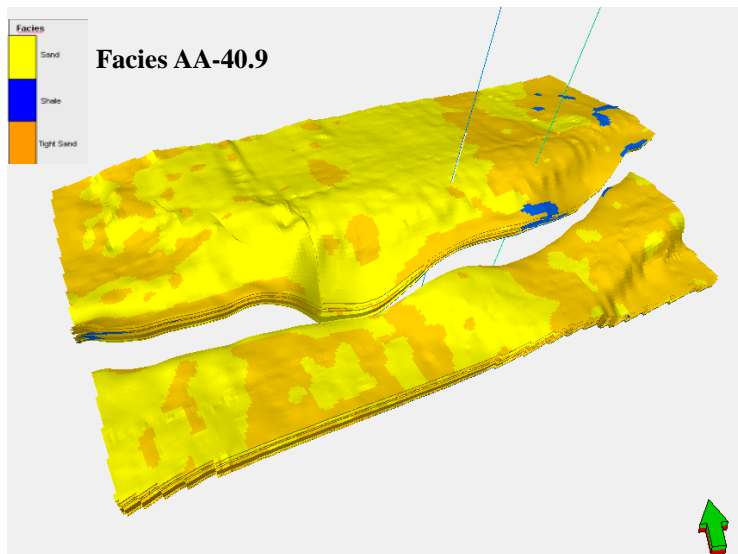


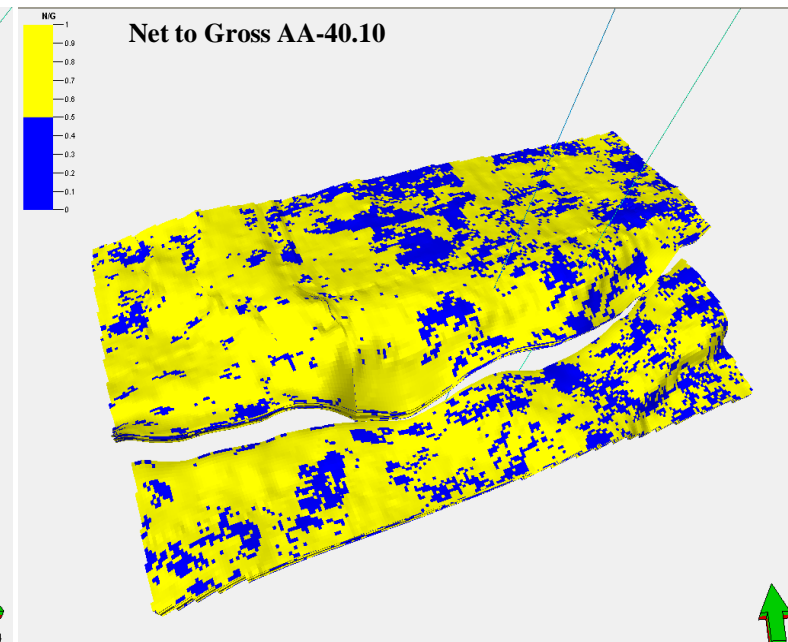
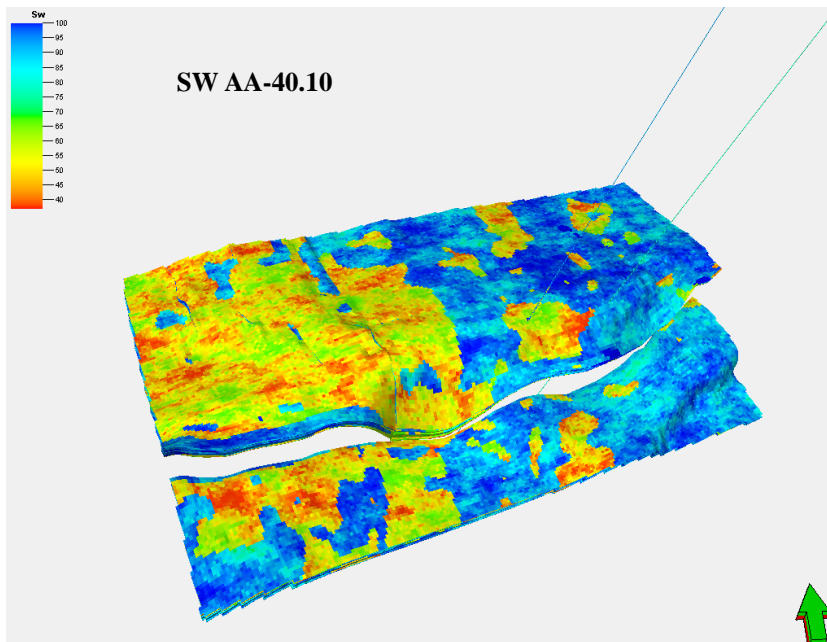
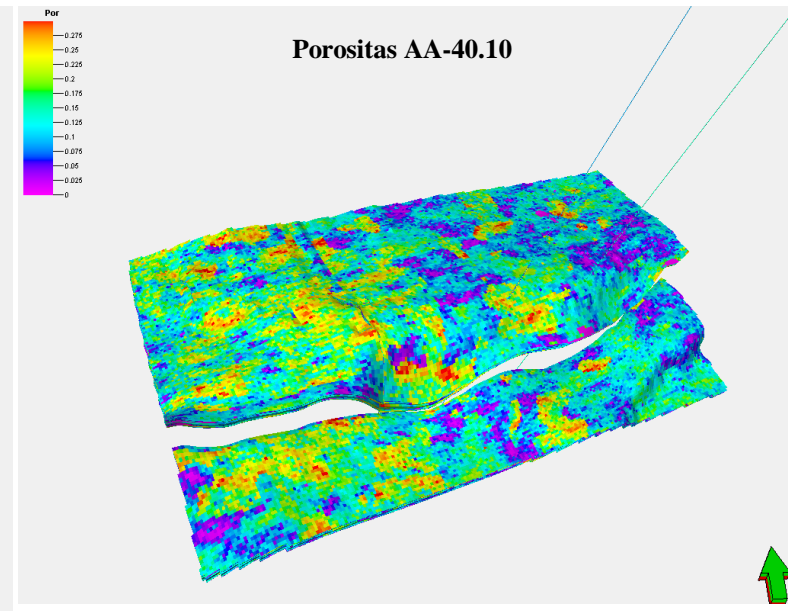
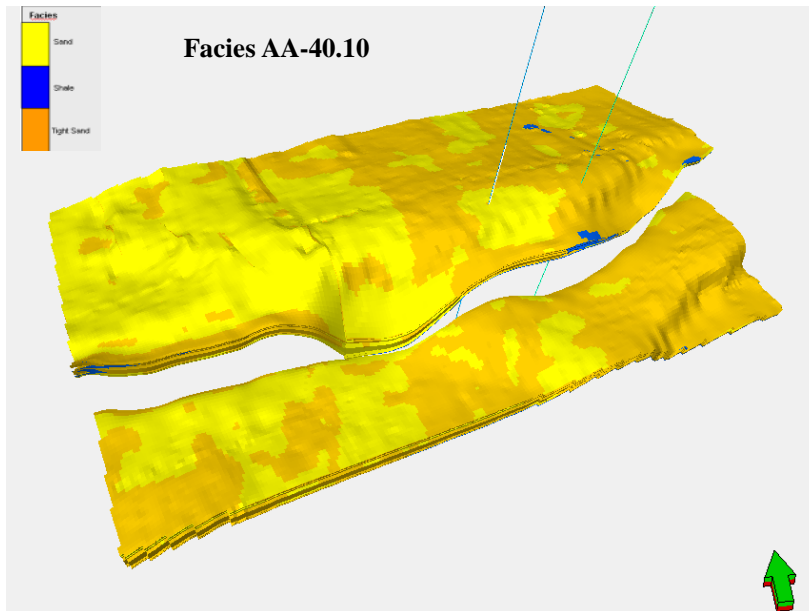


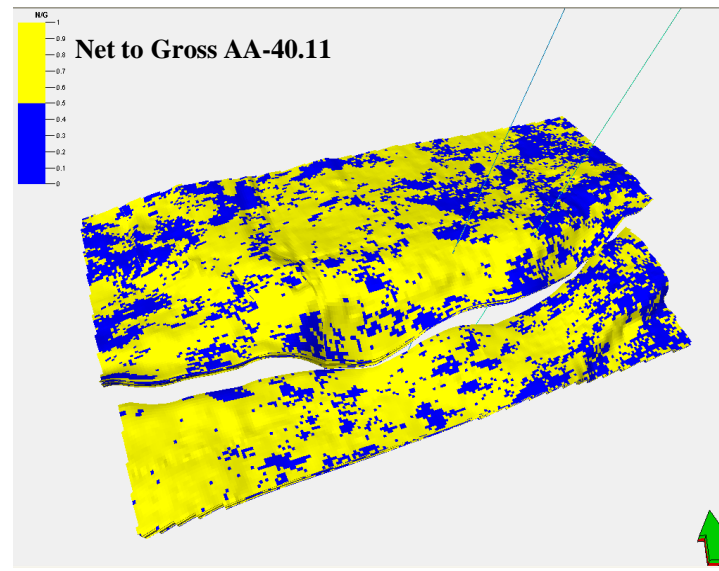
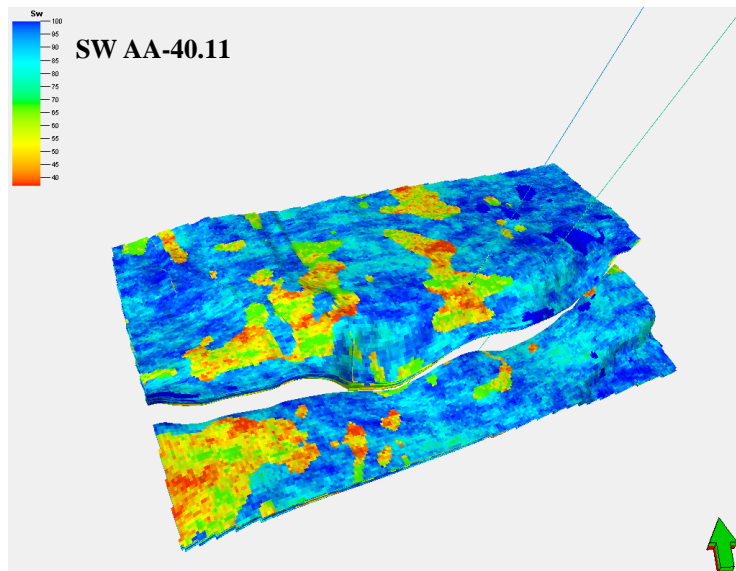
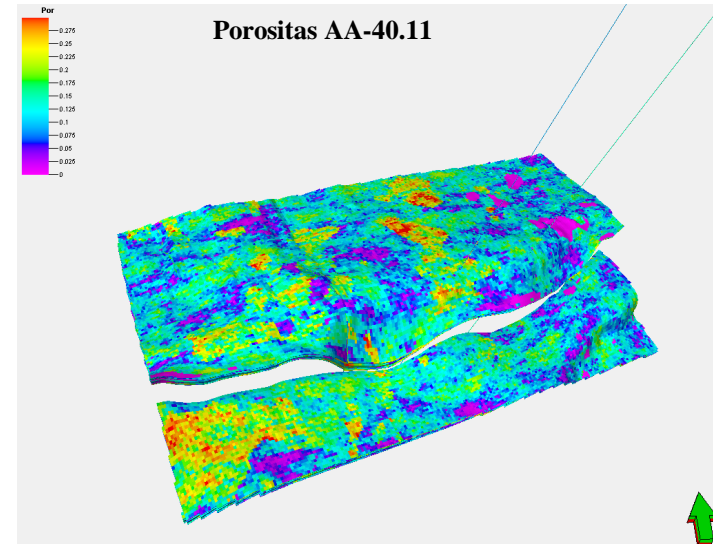
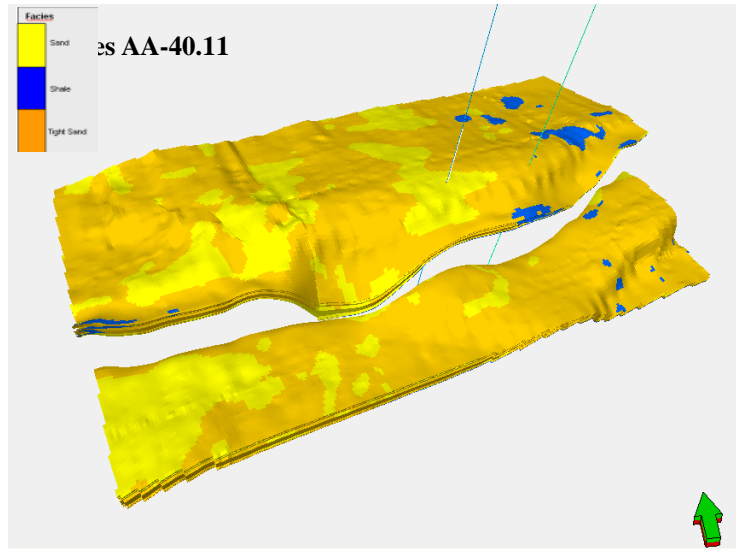


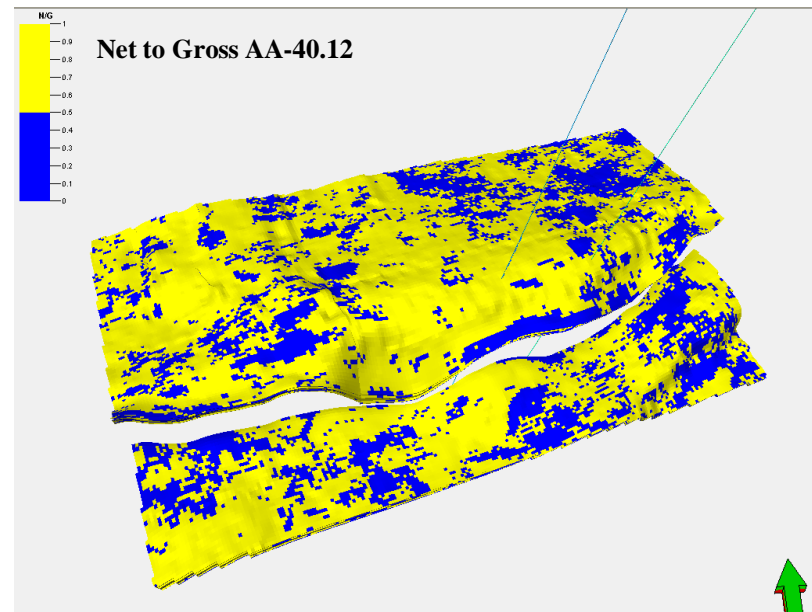
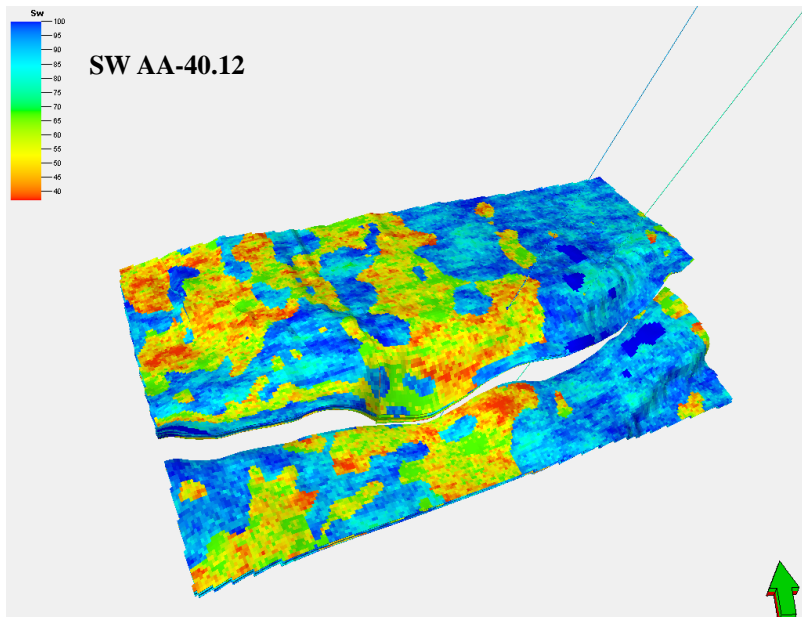
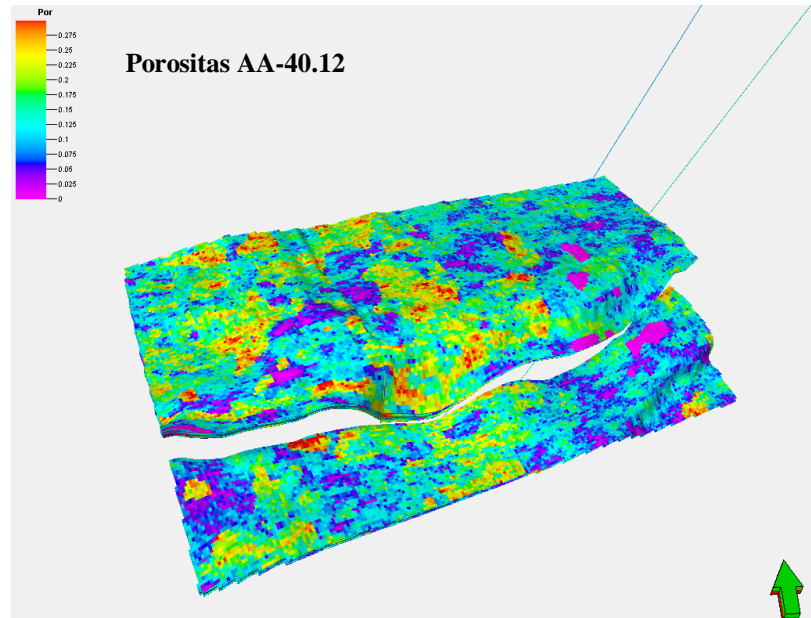
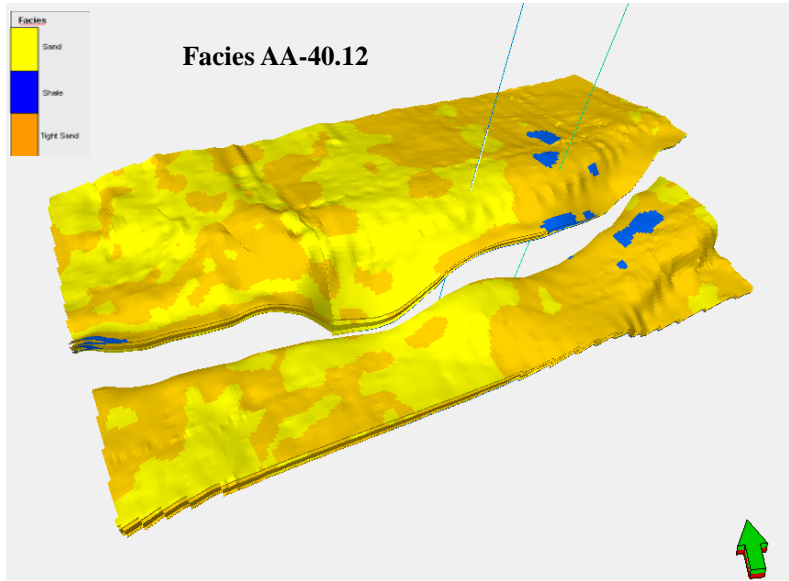


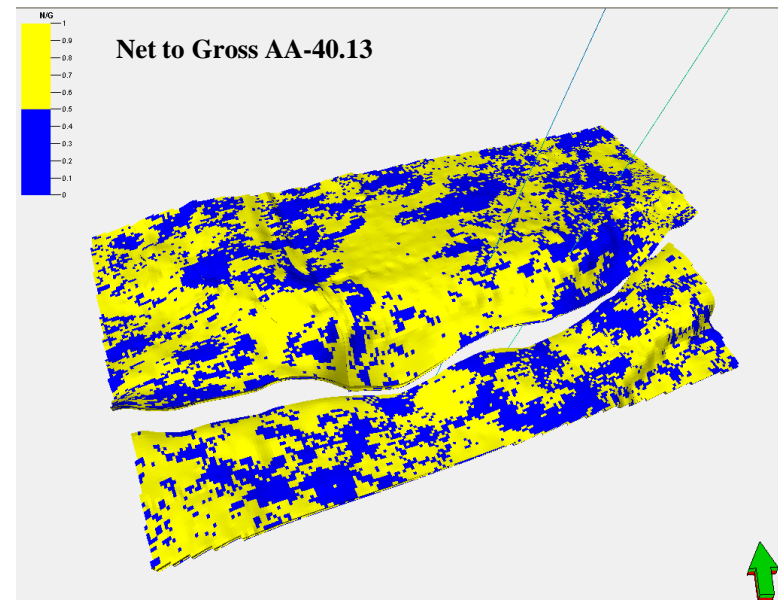
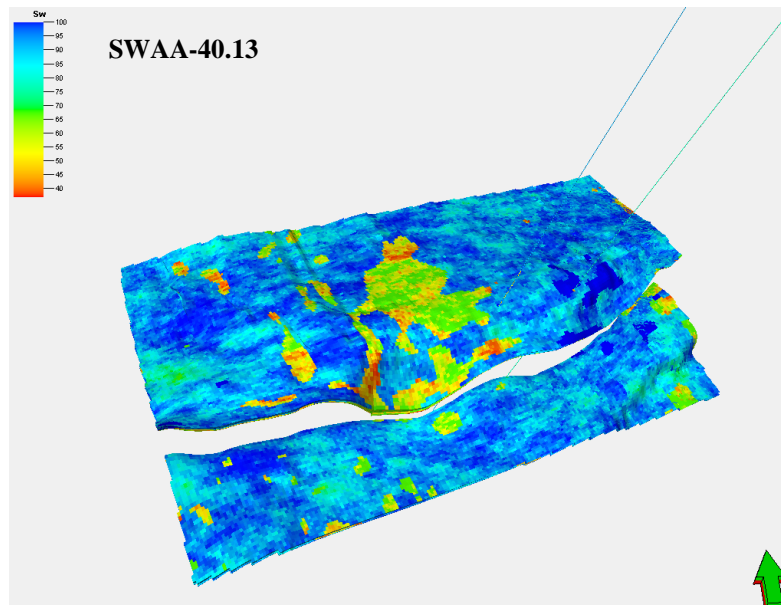
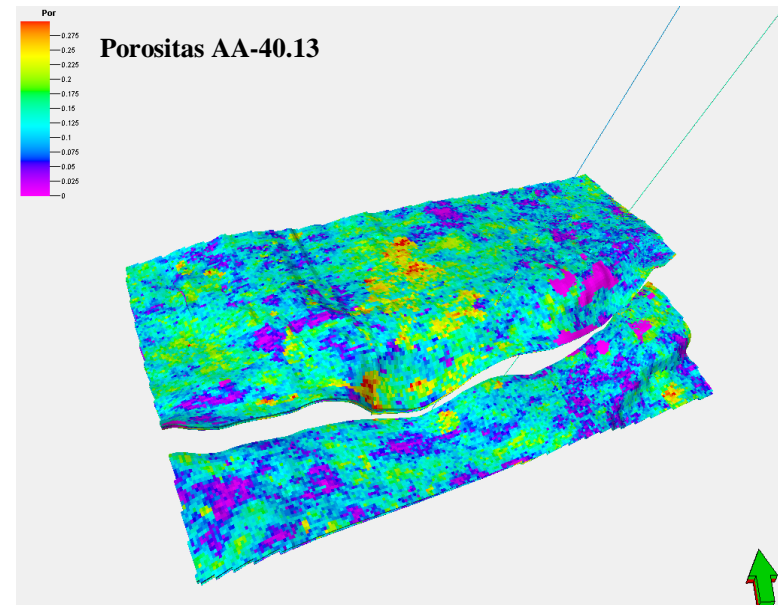
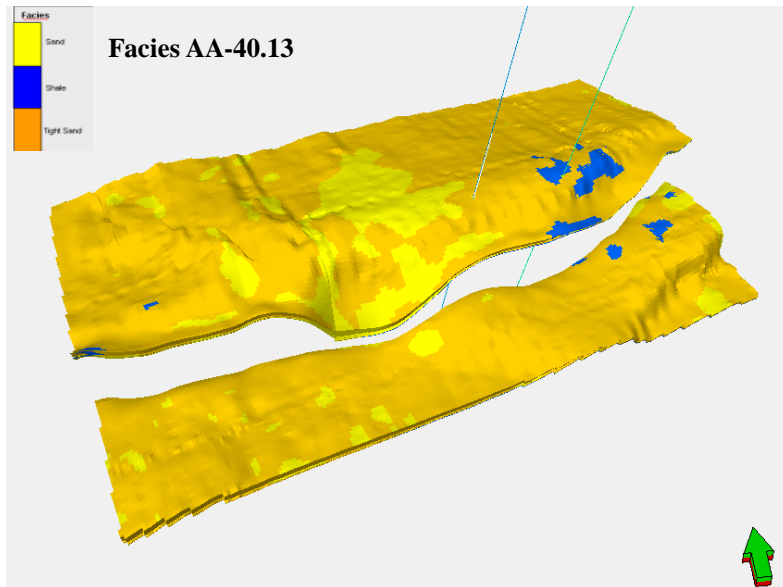


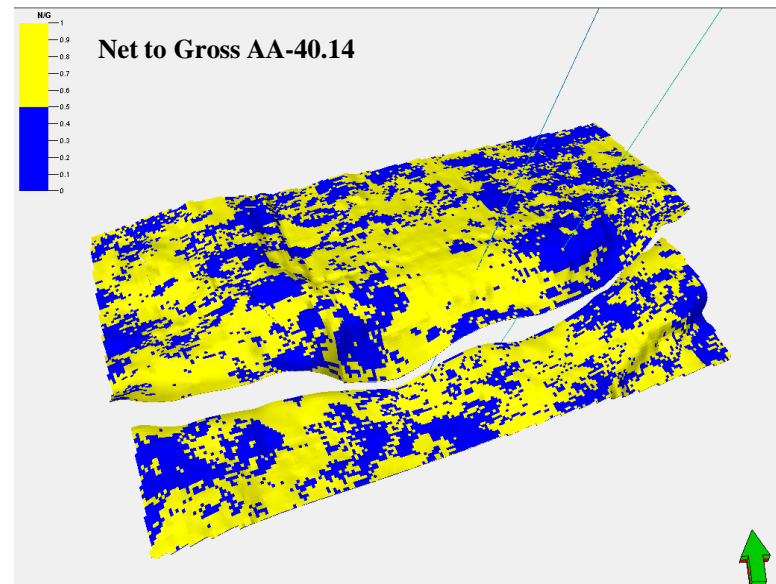
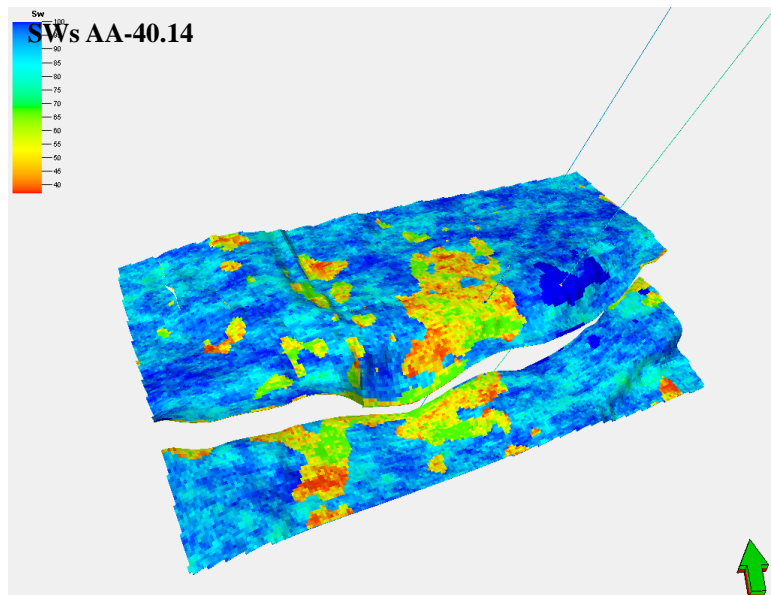
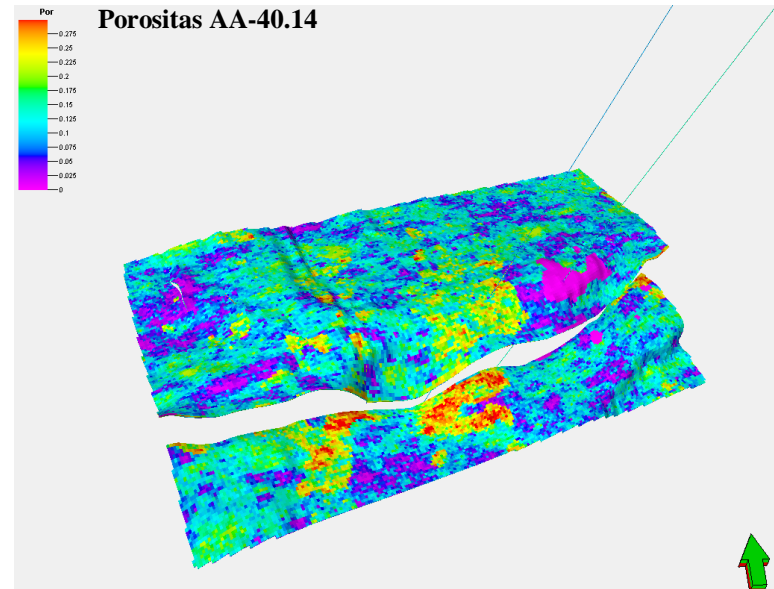
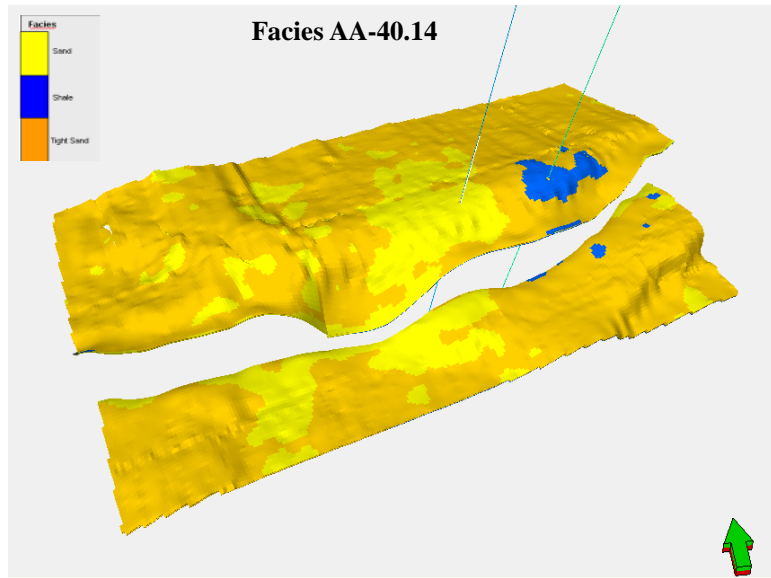


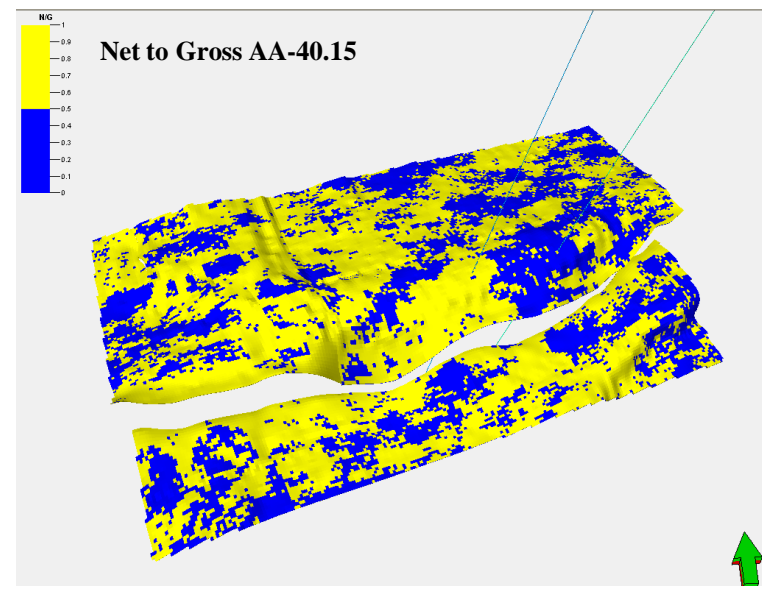
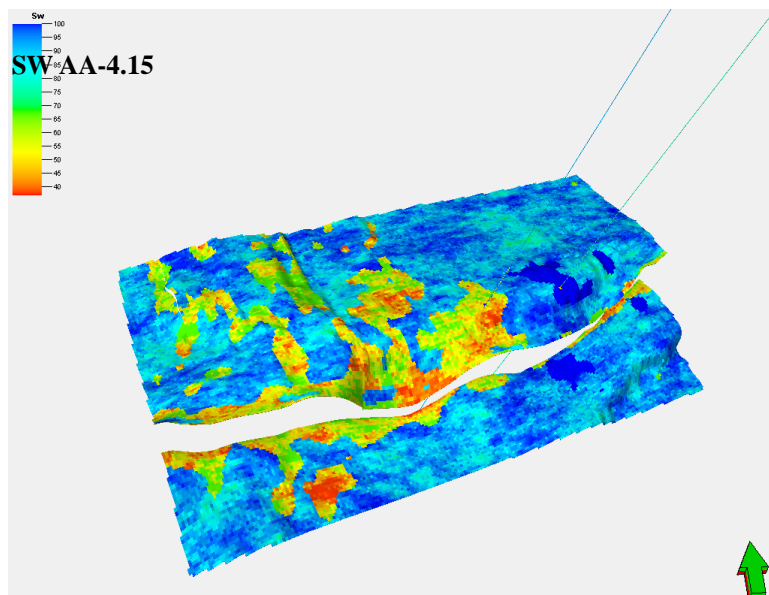
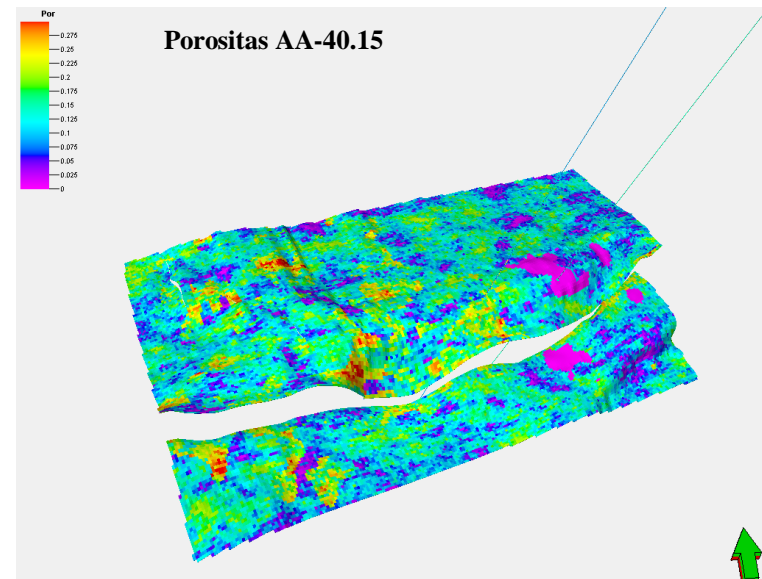
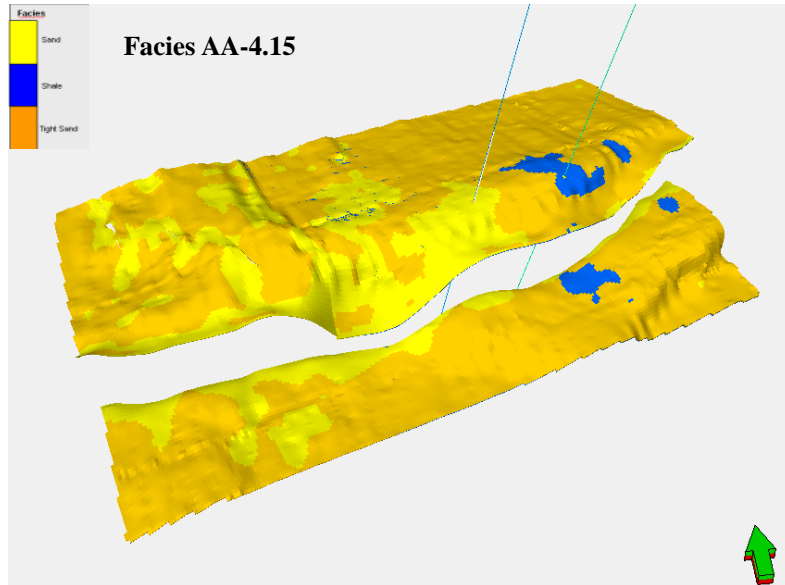












LAMPIRAN 3

