



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN RESERVOAR DAN PERHITUNGAN POTENSI
HIDROKARBON PADA FORMASI KARBONAT, LAPANGAN
PENOBSCOT NOVA SCOTIA**

SKRIPSI

RANGGA REZKI

0706262672

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK

JUNI 2012



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN RESERVOAR DAN PERHITUNGAN POTENSI
HIDROKARBON PADA FORMASI KARBONAT, LAPANGAN
PENOBSCOT NOVA SCOTIA**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

Rangga Rezki

0706262672

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK

JUNI 2012

LEMBAR PENGESAHAN
DRAFT SKIRPSI

Nama : Rangga Rezki
N P M : 0706262672
Program Studi : S-1 Reguler
Judul : Pemodelan Reservoar dan Perhitungan Volume
Potensi Hidrokarbon pada Lapangan Penobscot
Nova Scotia
Pembimbing I : Dr. rer. nat. Abdul Haris

Draft Skripsi ini telah diperiksa dan disetujui oleh:

Pembimbing I

(Dr. rer. nat. Abdul Haris)

Nama : Rangga Rezki
Program Studi : Fisika
Judul : "Pemodelan Reservoir dan Perhitungan Volume
Potensi pada Formasi Karbonat Lapangan Penobscot
Nova Scotia"

ABSTRAK

Karbonat bank berumur Jurassic-akhir pada formasi Abenaki yang berlokasi di Lapangan Offshore Penobscot, Pantai Timur Kanada, di interpretasikan sebagai platform karbonat laut dangkal yang didominasi oleh *vuggy oolitic limestone* yang menjalar sepanjang tepian paparan samudera. Model reservoir tiga dimensi telah dibangun dengan integrasi penggunaan data geofisika dan petrofisika, yang digunakan untuk pembuatan model karbonat dan distribusi properti seperti porositas, saturasi air, dan kandungan lempung, menuju ke perhitungan volumetrik potensi hidrokarbon didalam karbonat reservoir Abenaki.

Penelitian ini bertujuan untuk membangun model geologi berdasarkan data seismik dan sumur yang mendeskripsikan distribusi dan geometri dari model karbonat formasi Abenaki dalam kerangka struktur 3D. Impedansi Akustik adalah parameter yang dapat diperoleh dari proses inversi. *Crossplot* antara Impedansi Akustik dengan properti petrofisika menunjukkan hubungan dalam identifikasi litologi yang kemudian menjadi dasar pada distribusi properti reservoir. Berdasarkan model reservoir yang dibatasi oleh properti akustik, hasil dari perhitungan volumetrik akan menjadi referensi lebih jauh untuk pertimbangan ekonomis sehubungan dengan pengembangan dan rencana produksi Lapangan Penobscot.

Kata kunci : impedansi akustik, properti petrofisika, reservoir karbonat.

Name : *Rangga Rezki*

Study Program : *Physics*

Title : *"Reservoir Modeling and Hydrocarbon Potential
Volume Calculation of Carbonate Formation
Penobscot Field Nova Scotia"*

ABSTRACT

The Upper Jurassic carbonate bank in Abenaki formation that located in Penobscot Offshore Field, East Coast of Canada, is interpreted as a submarine carbonate platform dominated by vuggy oolitic limestone lies along the ancient shelf edge. Three dimensional reservoir modeling has been constructed by integrating geophysical and petrophysical data, which used to construct carbonate model and distribute properties such as porosity, water saturation, and volume of shale, towards into volume calculation of potential hydrocarbon within the Abenaki carbonate reservoir.

This study is to build the geological model based on seismic and well data that describe distribution and geometry of carbonate model for Abenaki Formation in 3D structural framework. Acoustic Impedance is the parameter that can be obtained from seismic inversion process. The crossplot between Acoustic Impedance with the petrophysical properties showing relationship in lithology identification which then became the basis of the reservoir properties distribution. Based on reservoir model constrained by acoustic properties, results of volumetric calculation will be a further reference to economic decisions regarding the development and production plan of Penobscot Field.

Keywords: acoustic impedance, petrophysical properties, carbonate reservoir

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Rangga Rezki

NPM : 0706262672

Tanggal : 11 Juni 2012

Tanda Tangan :



HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan Oleh

Nama : Rangga Rezki
N P M : 0706262672
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Judul Skripsi : Pemodelan Reservoir dan Perhitungan Potensi Hidrokarbon pada Formasi Karbonat, Lapangan Penobscot Nova Scotia

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr.rer.nat Abdul Haris

(.....)

Penguji I : Dr. Eng. Yunus Daud, M.Sc

(.....)

Penguji II : Ir. Anggoro, M.T

(.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 11 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Segala puji bagi Allah SWT, yang telah melimpahkan banyak nikmat dan rahmat serta hidayah yang diberikan kepada para hamba-Nya. Atas pertolongan dan kehendak-Nya, penulis berhasil menyelesaikan Skripsi ini. Shalawat dan salam kerinduan kepada sebaik-baik teladan Rasulullah SAW beserta keluarga dan sahabatnya.

Penulisan skripsi ini disusun dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

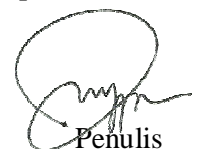
Penulis menyadari bahwa, selesainya skripsi ini tidak terlepas dari bantuan, bimbingan, dorongan dan doa yang tulus dari banyak pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini. Tanpa itu semua sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Untuk itu penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang setulus-tulusnya kepada :

1. Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku pembimbing I yang disela-sela kesibukannya telah banyak membantu, memberikan arahan dan masukan yang sangat bermanfaat kepada penulis agar selalu berbuat yang terbaik.
2. Dr. Eng Yunus Daud, M.Sc. dan Ir. Anggoro, M.T. selaku penguji I dan II atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini.
3. Dr. Syamsu Rosid, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat bermanfaat.
4. Terkhusus untuk kedua orang tua dan adik penulis, yang telah mendidik penulis dengan sangat istimewa. Terima kasih atas kepercayaan dan do'a tiada henti yang kalian berikan. Semoga Allah senantiasa membalas budi baik kalian. Juga kepada keluarga besar penulis yang selalu mendukung dan memotivasi penulis.
5. Seluruh staf pengajar Departemen Fisika atas segala ilmu yang telah diberikan dan staf pegawai Departemen Fisika.

6. Karyawan PT Spectratama Nusantara Pak Ng, Pak Aryo, Pak Erlangga, Pak Michael, dan Pak Eko atas semua support, saran, masukan, serta kritik yang diberikan kepada penulis.
7. Laskar Lima : Byan, Riki, Gangga, Willem, Muladi, Rismaully, Rino, Yan, Torkis, Nita, Edward, Syahril, Cepy, Radityo, Vani, dll, atas support, saran, kritik, diskusi, dan humor yang senantiasa mengisi masa-masa indah dalam penyusunan Laporan Tugas Akhir ini.
8. Anak-anak puri : Yusuf Gro'il, Tom "Lae", Boki, Agus, Ryan, Banu, Massey, Bang Andy Kuruteru, Mas Junet, Mas Amar, Mas Apip atas dukungannya.
9. Seluruh teman - teman Fisika dan Geofisika 2007 tanpa terkecuali, terima kasih atas motivasi, memori, diskusi, dan canda yang menyertai perjalanan pendidikan penulis di Universitas Indonesia.
10. Para Senior Fisika 2004-2006, Jimmy, Jaka, Catra, Novia, Andrew Jo, Mika Hadi, Igor, Gemmy, Asrikin, Dolorotje de Lalolo, atas support, diskusi, masukan, dan bantuan waktu tenaga dan pikiran kepada penulis.
11. Junior Fisika 2008-2011, semakin bertambahnya jumlah kalian dari tahun ke tahun, semakin menambah semangat penulis dalam menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini.
12. Gayatri Bagawanti, makhluk indah bersayap dari jurusan tetangga yang senantiasa setiap saat memberikan semangat, support, canda, dan saran yang membangun kepada penulis.
13. Semua pihak yang belum diucapkan satu-persatu, terima kasih banyak.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari sempurna, sehingga kritik dan saran sangat penulis harapkan dalam rangka perkembangan dan perbaikan skripsi ini. Penulis berharap semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi ilmu pengetahuan. Semoga Allah SWT membalas kepada semua pihak yang telah membantu menyelesaikan skripsi ini dengan balasan yang sebaik-baiknya.

Depok, Juni 2012



Penulis

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

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

Nama : Rangga Rezki
NPM : 0706262672
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

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

**PEMODELAN RESERVOAR DAN PERHITUNGAN POTENSI HIDROKARBON
PADA FORMASI KARBONAT, LAPANGAN PENOBSCOT NOVA SCOTIA**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 11 Juni 2012

Yang menyatakan


(Rangga Rezki)

Nama : Rangga Rezki
Pembimbing : Dr. rer. nat. Abdul Haris
Program Studi : Fisika
Judul Skripsi : "Pemodelan Reservoir dan Perhitungan Potensi pada Formasi Karbonat, Lapangan Penobscot Nova Scotia"

ABSTRAK

Formasi karbonat Abenaki berumur Jurassic-Akhir pada Lapangan Penobscot, Pantai Timur Provinsi Nova Scotia, Canada, di interpretasikan sebagai platform karbonat laut dangkal yang didominasi oleh *oolitic limestone* yang menjalar sepanjang tepian paparan samudera. Tugas akhir ini bertujuan untuk membangun model geologi berdasarkan integrasi data geofisika dan petrofisika, yang digunakan untuk deskripsi geometri pada kerangka struktur dan distribusi fasies dan properti petrofisika seperti porositas, saturasi air, dan kandungan lempung. Perhitungan potensi hidrokarbon di dalam reservoir karbonat dilakukan berdasarkan model properti petrofisika yang didistribusikan berdasarkan korelasinya terhadap Atribut Impedansi Akustik, yang dapat diperoleh dari proses inversi seismik. *Crossplot* antara Impedansi Akustik dengan properti petrofisika menunjukkan hubungan dalam identifikasi litologi yang kemudian menjadi dasar pada distribusi fasies dan properti reservoir. Hasil perhitungan volumetrik yang dikontrol oleh properti akustik menjadi acuan yang penting dalam pengembangan dan rencana produksi Lapangan Penobscot.

Kata kunci : Impedansi Akustik, Properti Petrofisika, Reservoir Karbonat.

xv + 58 Halaman : 50 Gambar; 2 Tabel

Daftar Acuan : 27 (1987-2012)

Name : *Rangga Rezki*
Academic Advisor : *Dr. rer. nat. Abdul Haris*
Study Program : *Physics*
Title of Essay : *"Reservoir Modeling and Hydrocarbon Potential Calculation of Carbonate Formation, Penobscot Field Nova Scotia"*

ABSTRACT

The Upper Jurassic carbonate Abenaki formation in Penobscot Field, East Coast of Nova Scotia Province, Canada, is interpreted as a submarine carbonate platform dominated by oolitic limestone lies along the ancient shelf edge. This undergraduate thesis is to build the geological model based on integration of geophysical and petrophysical data, which used to describe geometry of structural framework and distribution of facies and petrophysical properties such as porosity, water saturation, and clay content. Calculation of hydrocarbon potential within the carbonate reservoir is performed based on the property model, which distributed with its correlation with Acoustic Impedance Attribute that can be obtained from seismic inversion process. The crossplot between Acoustic Impedance with the petrophysical properties showing relationship in lithology identification which then became the basis of the facies and reservoir properties distribution. The results of volumetric calculation that controlled by acoustic property will be a noteworthy reference on the development and production plan of Penobscot Field.

Keywords: Acoustic Impedance, Petrophysical Properties, Carbonate Reservoir.

xv + 58 Pages : *50 Figures; 2 Table*

Bibliography : *27 (1987-2012)*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiv
DAFTAR PERSAMAAN	xv
BAB 1. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah	4
1.4 Metodologi Penelitian	4
1.5 Sistematika Penulisan	5
BAB 2. TINJAUAN GEOLOGI DAN TEORI DASAR	
2.1 Tinjauan Geologi	6
2.1.1 Geologi Regional	7
2.1.2 Stratigrafi	8
2.1.2.1 Anggota Scatarie	9
2.1.2.2 Anggota Misaine	10
2.1.2.3 Anggota Baccaro	10
2.1.2.4 Anggota Artimon	10
2.1.3 Geologi Struktur	11
2.1.4 Sistem Petroleum Penobscot	12
2.1.4.1 Batuan Induk dan Migrasi	12
2.1.4.2 Batuan Reservoar, Batuan Tudung, dan Jebakan	12
2.2 Tinjauan Geofisika	13
2.2.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	13

2.2.2	Kecepatan Gelombang Seismik	14
2.2.3	Densitas	15
2.2.4	Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi	15
2.2.7	Tras Seismik	16
2.2.5	Polaritas	17
2.2.6	Parameter Petrofisika	18
	2.2.6.1 Porositas.....	18
	2.2.6.2 Kandungan Lempung.....	19
	2.2.6.3 Kejenuhan Air	19
2.2.10	Inversi Seismik	20
	2.2.10.1 Metode Inversi <i>Sparse Spike</i>	20
 BAB 3. DATA DAN PENGOLAHAN DATA		
3.1	Pendahuluan.....	21
3.2	Persiapan Data	22
	3.2.1 Data Seismik	22
	3.2.2 Data Sumur	23
	3.2.3 Data Checkshot	23
3.3	Pengolahan Data	24
	3.3.1 Pemodelan Stratigrafi.....	24
	3.3.2 Pengikatan Data Sumur.....	24
	3.3.3 Interpretasi Seismik	25
3.4	Visualisasi Atribut Inversi Impedansi Akustik	27
	3.4.1 Analisa Sensitivitas	27
	3.4.2 Pembuatan Model Bumi Impedansi Akustik	29
	3.4.3 Analisa Inversi Impedansi Akustik	30
3.5	Pemodelan Struktur	32
	3.5.1 Pillar Gridding	33
	3.5.2 Pembuatan Horizon.....	34
	3.5.3 Peta Struktur.....	35
	3.5.3.1 Peta Struktur Waktu	35
	3.5.3.2 Model Kecepatan	37
	3.5.3.3 Peta Struktur Kedalaman.....	38
3.6	Pembuatan Zona dan Perlapisan.....	40
3.7	Korelasi Properti Petrofisika	41

BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pemodelan Reservoir	42
4.1.1 Pemodelan Geometri	42
4.1.2 Scale Up Data Log	42
4.1.3 Hasil Properti Reservoir	43
4.1.3.1 Pemodelan Litofasies	43
4.1.3.2 Pemodelan Properti	46
4.2 Analisa Pemodelan Reservoir	49
4.3 Perhitungan Volumetrik	50
4.4 Analisa Hasil Perhitungan Volumetrik	55

BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan	57
5.2 Saran	58

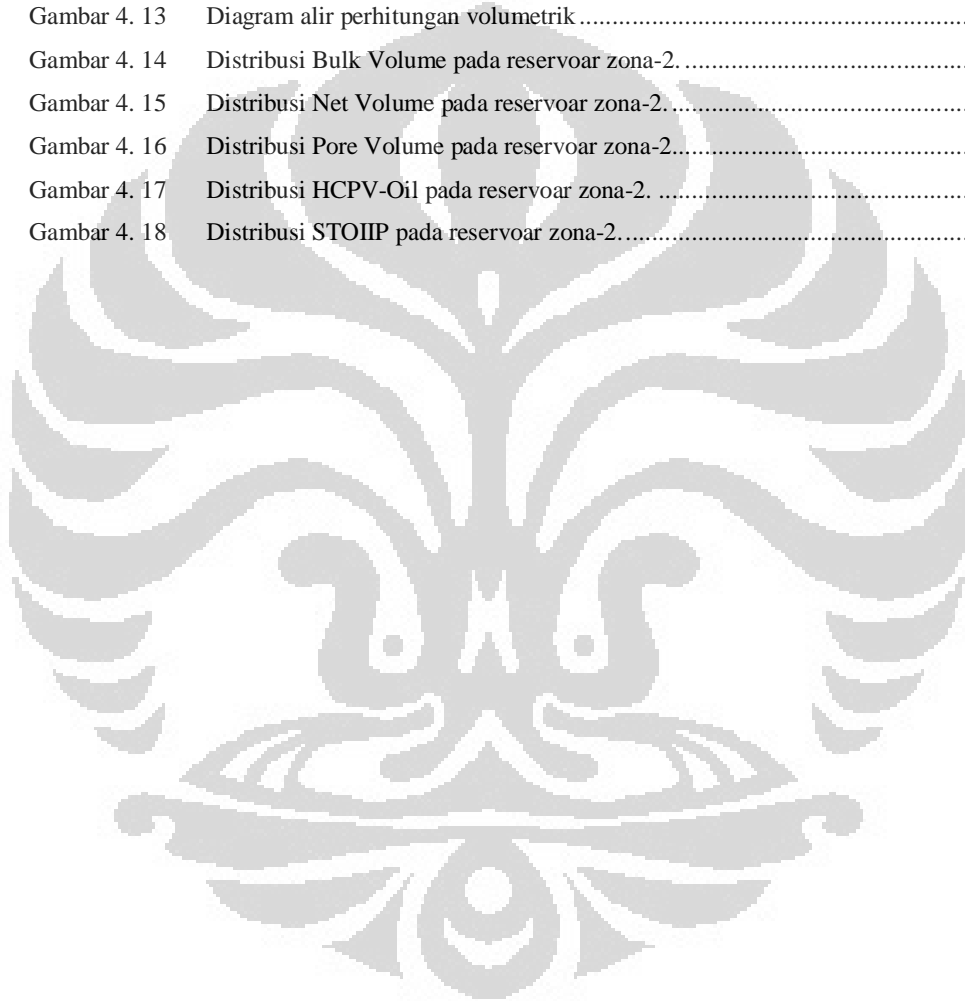
DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

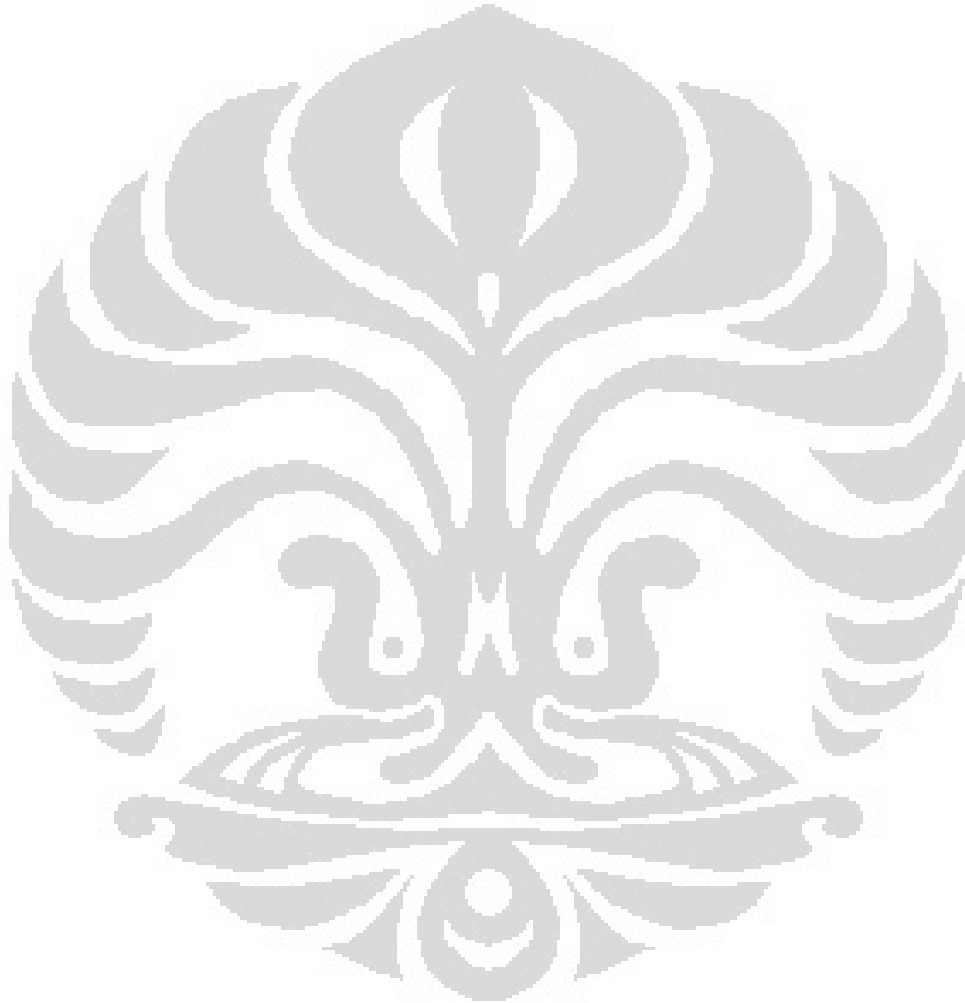
Gambar 1.1	Diagram Alir Metode Penelitian	5
Gambar 2. 1	Letak Lapangan Penobscot, Nova Scotia, Kanada.....	6
Gambar 2. 2	Skema Basin Scotia dan Penyusunnya.....	7
Gambar 2. 3	Skema geologi regional bag barat Cekungan Scotia, lepas pantai Nova Scotia...	8
Gambar 2. 4	Kolom stratigrafi Paparan Scotia.....	9
Gambar 2.5	Peleogeography pada periode Jurassic akhir	11
Gambar 2.6	Skema deformasi batuan terhadap gelombang.....	14
Gambar 2.7	Konvolusi wavelet dengan koefisien refleksi	17
Gambar 2.8	Konvensi polaritas gelombang seismik menurut standar Amerika dan Eropa ...	18
Gambar 3. 1	Penampang seismik 3D berupa <i>inline</i> , <i>xline</i> , <i>time slice</i> , dan <i>base map area</i> penelitian.....	22
Gambar 3. 2	Proses <i>well-seismic tie</i> dengan korelasi antar sumur.....	25
Gambar 3. 3	Interpretasi seismik berupa horizon dan patahan.....	26
Gambar 3. 4	Interpretasi seismik pada penampang seismik 3D.....	26
Gambar 3. 5	Crossplot AI dengan Gamma Ray pada sumur L-30.....	28
Gambar 3. 6	Crossplot AI dengan Densitas pada Penobscot L-30	28
Gambar 3. 7	Model bumi (<i>earth model</i>) Lapangan Penobscot 3D pada <i>inline</i> 1177.....	29
Gambar 3. 8	Hasil analisa inversi data seismik 3D dengan sumur Penobscot L-30.....	30
Gambar 3. 9	Hasil inversi LPSS pada penampang seismik 2D.....	31
Gambar 3. 10	Hasil inversi LPSS pada penampang seismik 3D.....	31
Gambar 3. 11	Interpretasi patahan pada tampilan permukaan 3D dan 2D seismik	32
Gambar 3. 12	Hasil dari <i>pillar gridding</i> berupa grid skeleton	33
Gambar 3. 13	Struktur Horizon dengan Patahan.....	34
Gambar 3. 14	Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Artimon.....	35
Gambar 3. 15	Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Baccaro 1	36
Gambar 3. 16	Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Baccaro 2	36
Gambar 3. 17	<i>Cube</i> model kecepatan.....	37
Gambar 3. 18	Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan Top Artimon	38
Gambar 3. 19	Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan Top Baccaro 1	39
Gambar 3. 20	Peta struktur kedalaman pada permukaan Top Baccaro 2.....	39
Gambar 3. 22	Model reservoir 3D setelah proses layering	40
Gambar 3. 23	Korelasi Log <i>Gamma Ray</i> , Litofasies dan Properti Petrofisika	41
Gambar 4. 1	Contoh histogram porositas antara data log dengan hasil <i>scale up</i>	44
Gambar 4. 2	Model 3D Impedansi Akustik dan peta struktur pada reservoir zona 1	45
Gambar 4. 3	Variogram Carbonate	46

Gambar 4. 6	Hasil Pemodelan Litofasies 3D dan peta struktur pada reservoir zona-1.....	46
Gambar 4. 7	Crosplot Impedansi akustik dengan Porositas Efektif. Indikator warna dikontrol oleh Gamma Ray.	47
Gambar 4. 8	Hasil Pemodelan Porositas dan peta struktur pada reservoir zona-1.....	48
Gambar 4. 9	Hasil Pemodelan Saturasi Air dan peta struktur pada reservoir zona-1	48
Gambar 4. 10	Hasil Pemodelan NTG dan peta struktur pada reservoir zona-1.....	49
Gambar 4. 11	Histogram hasil pemodelan litofasies (kiri) dan porositas (kanan)	50
Gambar 4. 12	Histogram hasil pemodelan saturasi air (kiri) dan NTG (kanan)	50
Gambar 4. 13	Diagram alir perhitungan volumetrik	51
Gambar 4. 14	Distribusi Bulk Volume pada reservoir zona-2	52
Gambar 4. 15	Distribusi Net Volume pada reservoir zona-2.....	52
Gambar 4. 16	Distribusi Pore Volume pada reservoir zona-2.....	53
Gambar 4. 17	Distribusi HCPV-Oil pada reservoir zona-2.	53
Gambar 4. 18	Distribusi STOIPP pada reservoir zona-2.....	54



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Ketersediaan data sumur pada lapangan Penobcsot	23
Tabel 4.1. Hasil Perhitungan STOIP (zona reservoar)	55



DAFTAR PERSAMAAN

Persamaan 2.1. Kecepatan Gelombang P.....	15
Persamaan 2.2. Kecepatan Gelombang P.....	15
Persamaan 2.3. Kecepatan Gelombang S.....	15
Persamaan 2.4. Impedansi Akustik.....	16
Persamaan 2.5. Koefisien Refleksi.....	16
Persamaan 2.6. Tras Seismik.....	17
Persamaan 4.1. Persamaan Net Volume.....	51
Persamaan 4.2. Persamaan Pore Volume.....	51
Persamaan 4.3. Persamaan HCPVoil.....	51
Persamaan 4.4. Persamaan STOIP.....	51

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi minyak dan gas bumi masih menjadi andalan utama perekonomian sebagai penghasil devisa maupun pemasok kebutuhan energi dunia. Potensi sumber minyak dan gas bumi masih terus dikembangkan guna memenuhi kebutuhan akan energi yang terus meningkat. Semakin berkurangnya cadangan minyak dan gas bumi dunia membuat manusia dituntut untuk menemukan beberapa teknologi yang mampu melakukan eksplorasi dan eksploitasi sumber-sumber energi tersebut.

Metode seismik pada awalnya hanya digunakan untuk memetakan geometri struktur jebakan hidrokarbon. Namun kemudian teknologi seismik kini telah berkembang ke arah seismik litologi dan petrofisika. Teknik pengembangan reservoir hidrokarbon dewasa ini tidak hanya memandang data seismik sebagai informasi structural bawah permukaan, tetapi juga sebagai data yang mampu memberikan informasi mengenai litologi maupun kandungan fluida reservoir sebagai studi lanjutan.

Data seismik memberikan cakupan lateral yang luas, namun disisi lain sangat minim untuk resolusi secara vertikal. Data sumur memberikan resolusi vertikal yang tinggi, namun sempit cakupan spasialnya. Oleh karena itu, studi yang terintegrasi yang menggabungkan data seismik, data sumur (termasuk analisa petrofisika) dengan informasi geologi dan stratigrafi merupakan langkah yang diperlukan untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir, yang nantinya dapat digunakan untuk perhitungan volume potensi hidrokarbon dari area penelitian.

Salah satu potensi sumber minyak dan gas bumi terdapat di lapangan *offshore* Penobscot, Nova Scotia, Canada. Lapangan ini berada pada Scotian Basin dengan total area 300.000 km². Scotian Basin terbentuk setelah lempeng benua Amerika

Utara terpisah dari lempeng benua Afrika pada saat pecahnya lempeng benua Pangea pada awal mula pertengahan zaman Triassic (Kidston et al, 2005).

Scotian Basin telah menghasilkan minyak bumi dan gas alam yang berasal dari batu pasir yang tersedimentasi serta batuan karbonat selama pembentukan Formasi Missisauga pada zaman Cretaceous awal dan Formasi Abenaki pada zaman pertengahan Jurassic. Eksplorasi hidrokarbon pada daerah *offshore* Nova Scotia telah dimulai sejak tahun 1959 dengan jumlah total sebanyak 204 sumur yang sudah dibor, 47 diantaranya sudah diproduksi dan dikembangkan.

Lapangan Penobscot terletak pada zona transisi dari sebelah barat Abenaki Sub-Basin sampai sebelah utara Sable Sub Basin (Crane and Clark, 1992). Lapangan ini memiliki sumur utama yaitu L-30 dan B-41. Telah ditemukan sample berisi minyak dan *condensate* pada lapisan pasir Formasi Logan Canyon dan Upper Missisauga pada lapangan tersebut. Pada tahun 1977, terbit laporan “Oil and Natural Gas Resources of Canada” yang menghitung potensi hidrokarbon untuk wilayah *offshore* Eastern Canada. Pada daerah tersebut gas telah diestimasi mencapai sekitar 13 *Triliun Cubic Feet* (Tcf) gas serta minyak yang mencapai sekitar 1,9 *Billion Barrels* (Bbls).

Hasil eksplorasi salah satu sumur L-30 menunjukkan hasil yang menjanjikan pada lapisan reservoir pasir yang berada di Formasi Missisauga. Beberapa sampel fluida berupa minyak dan *condensate* telah didapatkan dari data *core* pada lapisan pasir di formasi ini. Pengambilan sample melalui data *core* baru hanya dilakukan sampai lapisan reservoir pasir pada Formasi Missisauga saja, sedangkan target utama dari penelitian ini yang berada dibawahnya yaitu Formasi Abenaki. Formasi ini didominasi oleh batuan karbonat dan belum memiliki hasil sample yang memadai. Formasi batuan karbonat yang menjadi *main target* ini terbentuk dan berkembang pada masa pertengahan sampai akhir zaman Jurassic.

Lebih dari 60 persen cadangan minyak dan 40 persen cadangan gas dunia berada pada reservoir karbonat. Batuan karbonat merupakan salah satu batuan reservoir dengan tingkat porositas dan permeabilitas yang baik sebagai reservoir minyak bumi. Batuan karbonat memiliki karakter kompleks pada sistem porositasnya,

efek fluida pada properti batuan karbonat akan relatif lebih besar apabila ditemukan heterogenitas dan rekahan pada reservoir karbonat (Zao et al, 2011). Patahan utama pada lapangan Penobscot menghasilkan pergerakan fluida pada zaman Jurassic dari formasi Verrill Canyon Shales dan Missaine yang dipercaya sebagai batuan induk (Crane and Clark, 1992). Hal ini memunculkan suatu hipotesa awal bahwa pada batuan karbonat di Formasi Abenaki dapat menjadi sebuah prospek reservoir yang memiliki potensi hidrokarbon.

Selanjutnya untuk membuktikan hipotesa tersebut, akan dibuat suatu model geologi yang kemudian digunakan untuk menghitung volume potensi hidrokarbon yang berada pada target penelitian. Model geologi ini berdasar pada data seismik yang dikorelasi dengan data sumur yang kemudian dapat menggambarkan distribusi dan geometri model fasies untuk setiap lingkungan pengendapan dalam suatu 3D *structural framework* serta properti petrofisika pada distribusi reservoir dalam setiap model lapisan. Pemodelan reservoir tersebut dibuat berdasarkan hasil interpretasi dan analisa dari integrasi visualisasi atribut seismik yang berkorelasi terhadap penentuan struktur patahan maupun penentuan litologi fasies. Hasil pemodelan geologi dan properti tersebut kemudian dapat digunakan sebagai acuan lebih lanjut untuk dapat mengusulkan rencana pengembangan (*Plan of Development*) dari lapangan *offshore* Penobscot.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah menerapkan aplikasi atribut seismik impedansi akustik untuk mengidentifikasi struktur serta litofasies dalam memodelkan reservoir lapangan Penobscot dan melakukan perhitungan potensi hidrokarbon yang terkandung di dalamnya.

Penelitian ini menekankan pada cara penggunaan atribut seismik impedansi akustik untuk memberikan visualisasi dan karakterisasi reservoir lebih lanjut dari segi geologi maupun geofisika. Hal-hal yang mendasari karakterisasi reservoir tersebut antara lain perpaduan antara data seismik, data sumur dengan evaluasi petrofisika, dan data geologi, yang kemudian digunakan dalam pembuatan model reservoir 3D untuk menghitung volume potensi hidrokarbon, sebagai acuan lebih

lanjut dalam rencana pengembangan produksi lapangan migas Penobscot.

1.3 Batasan Masalah

Untuk lebih fokus pada pembahasan pada penelitian ini, maka dilakukan beberapa pembatasan masalah pada beberapa hal :

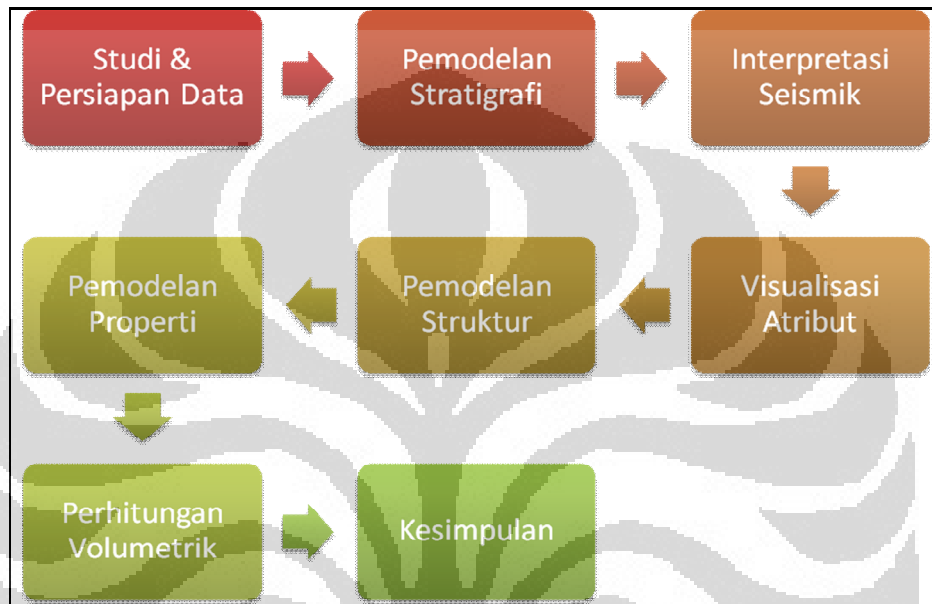
1. Data yang digunakan yaitu data seismik 3D, log sumur, marker geologi, dan hasil interpretasi seismik berupa horison dan patahan.
2. Integrasi atribut seismik digunakan untuk pemodelan struktur maupun litofasies yang divisualisasikan oleh atribut seismik impedansi akustik hasil inversi seismik.
3. Pemodelan reservoir meliputi distribusi dari nilai properti reservoir yang dipandu oleh hasil analisa struktur dan litofasies dari integrasi penggunaan atribut inversi seismik untuk memetakan lapisan-lapisan reservoir.
4. Perhitungan potensi volume hidrokarbon dengan beberapa pendekatan hasil pemodelan dan evaluasinya.

1.4 Metodologi Penelitian

Secara umum alur penelitian digambarkan pada Gambar 1.1. Hal yang pertama dilakukan adalah persiapan data awal yaitu data seismik, log sumur, serta parameter lain yang akan digunakan dalam proses interpretasi. Setelah penentuan parameter-parameter dari data awal tersesuaikan dengan baik, selanjutnya pemodelan stratigrafi dilakukan dengan mengkorelasi sumur dengan penentuan marker-marker geologi pada log sumur.

Kemudian interpretasi seismik diintegrasikan dengan visualisasi penggunaan atribut seismik impedansi akustik untuk pemetaan struktur dan litofasies. Pemodelan struktur yang meliputi proses pemilihan dan penyesuaian patahan, penentuan grid model, pembuatan horison, konversi kedalaman, hingga penentuan perlapisan.

Selanjutnya proses permodelan properti meliputi pemodelan geometri, *upscale* data log sumur, pemodelan fasies dari hasil analisa pemetaan atribut seismik untuk analisa fasies, hingga pemodelan properti-properti petrofisika seperti porositas, saturasi air, dan *net to gross*. Perhitungan volumetrik kemudian dilakukan untuk menentukan potensi hidrokarbon pada lapangan ini.



Gambar 1.1 Diagram alur penelitian

1.5 Sistematika Penulisan

Penelitian ini dibagi dalam beberapa bagian yang disusun secara sistematis:

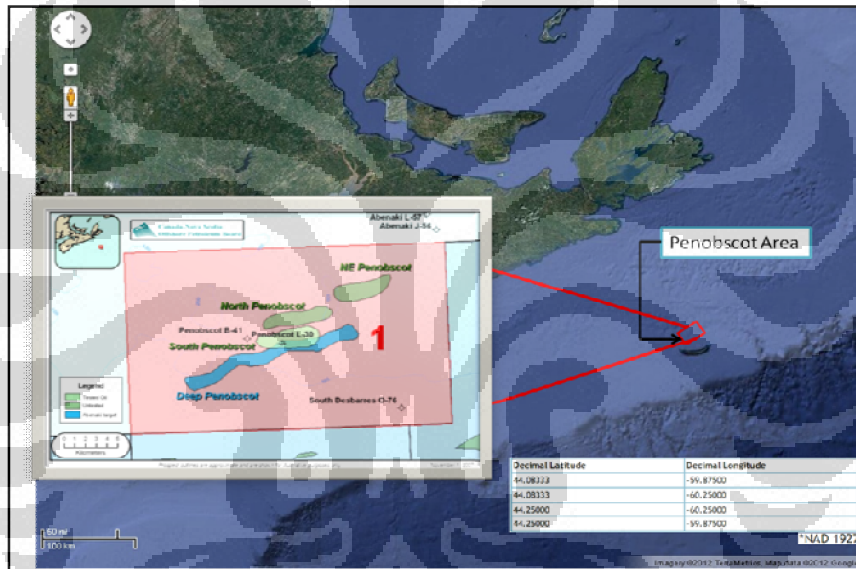
- BAB 1, membahas tentang latar belakang, tujuan penulisan, ruang lingkup penelitian, metodologi penelitian dan sistematika penulisan.
- BAB 2, membahas geologi regional dan pembahasan geofisika serta persiapan dan evaluasi data.
- BAB 3, proses interpretasi seismik, visualisasi atribut impedansi akustik, dan pembahasan model struktur sebagai langkah awal karakterisasi reservoir.
- BAB 4, pemodelan reservoir, perhitungan volumetrik serta analisa hasil pemodelan dan perhitungan.
- BAB 5, kesimpulan dan saran dari keseluruhan penelitian.

BAB 2

TEORI DASAR

2.1 Tinjauan Geologi

Lapangan Penobscot terletak pada Cekungan Scotia yang berada di wilayah Samudera Atlantik bagian utara, sebelah Tenggara Propinsi Nova Scotia, Kanada. Secara detail, lapangan ini berada pada 25 km NW dari pulau Sable dengan kedalaman air dari 50 sampai 150 meter.

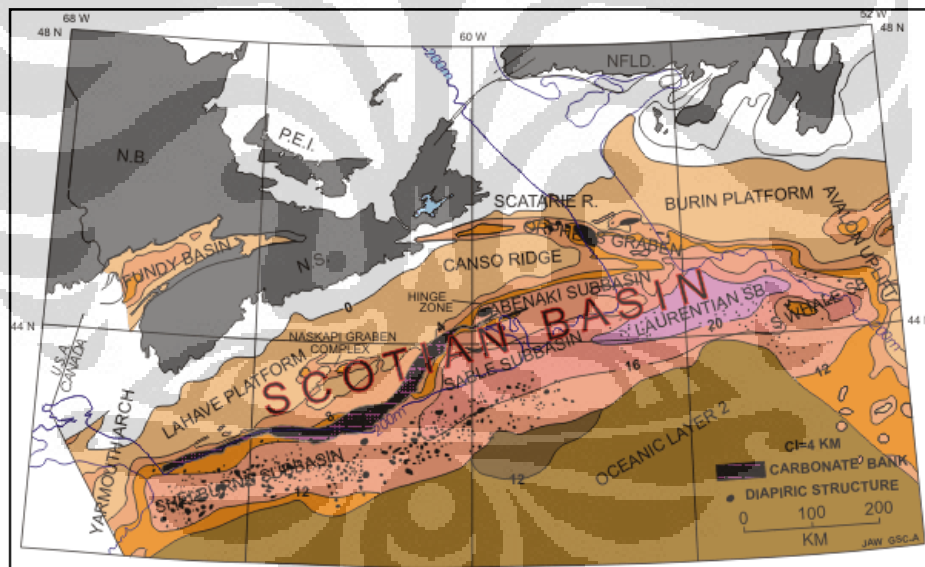


Gambar 2. 1 Letak Lapangan Penobscot, Nova Scotia, Kanada. (sumber: hasil modifikasi dari situs resmi Opendtech, 2011)

Pada tahun 1976 telah dilakukan pemboran sumur Penobscot L-30 oleh Perusahaan Minyak Petro-Canada Shell dengan total kedalaman 4237.5 m pada kedalaman air 138 m. Analisa Petrofisika dan hasil RFT mengindikasikan adanya light oil, condensate, dan gas pada lima lapisan batu pasir pada Formasi Missisauga Tengah.

2.1.1 Geologi Regional

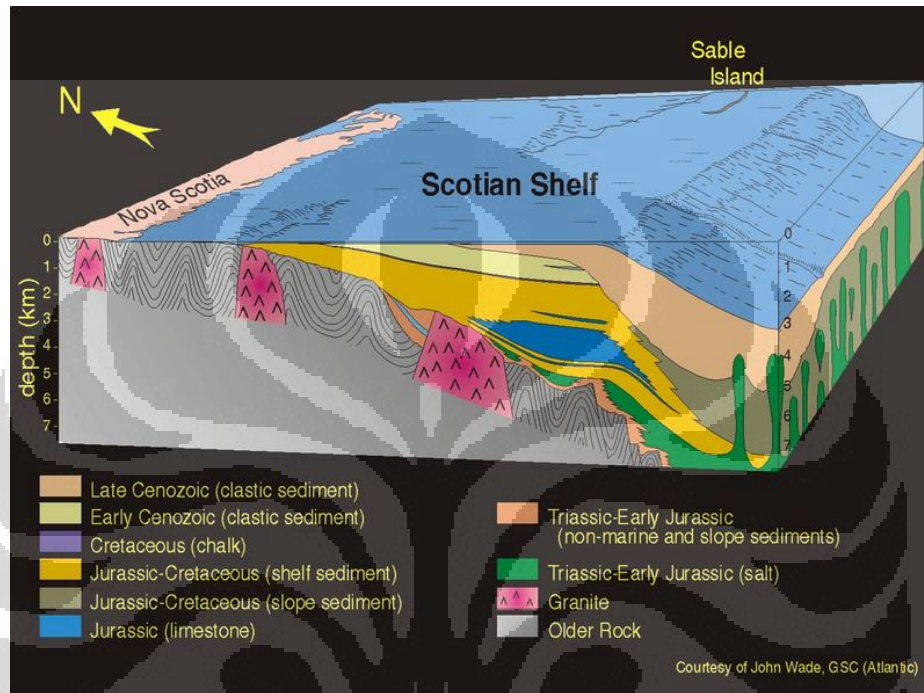
Cekungan Scotia dengan total luas sekitar 300.000 km², terletak pada wilayah lepas pantai Nova Scotia dengan panjang sekitar 1200 km dari perbatasan Yarmouth Arch / Amerika Serikat pada posisi Barat Daya ke Uplift Avalon di Grand Banks - Newfoundland pada posisi timur laut. Cekungan ini terbentuk pada daerah *passive continental margin* yang terbentuk selama retakan Pangea hingga pembentukan Atlantik. Retakan Pangea yang memisahkan Amerika Utara dengan Benua Afrika berlangsung pada periode Triassic pertengahan, kemudian membentuk cekungan yang terisi oleh lapisan paling awal berupa sedimen *fluvial* dan *lacustrine* serta intrusi batuan vulkanik. Pada periode Jurassic awal, cekungan secara bertahap terisi oleh batuan klastik dan karbonat dan berkembang menjadi lautan sepenuhnya pada periode Jurassic pertengahan yang memicu terbentuknya susunan alluvial plain, delta, dan pembentuk karbonat.



Gambar 2. 2 Skema Basin Scotia dan Penyusunnya.
(http://gsc.nrcan.ca/marine/scotianmargin/so_e.php. 2011)

Seiring terjadinya pembentukan platform karbonat, kenaikan permukaan air laut mengakibatkan lingkungan karbonat ditutupi oleh serpih (shale), yang kemudian terbentuk kembali pada periode Jurassic akhir. Pengendapan pada periode Cretaceous didominasi oleh serangkaian batu pasir yang tebal dari tipe *deltaic*, *strand plain*, *carbonate shoal*, dan suksesi paparan laut dangkal. Fluktuasi relatif

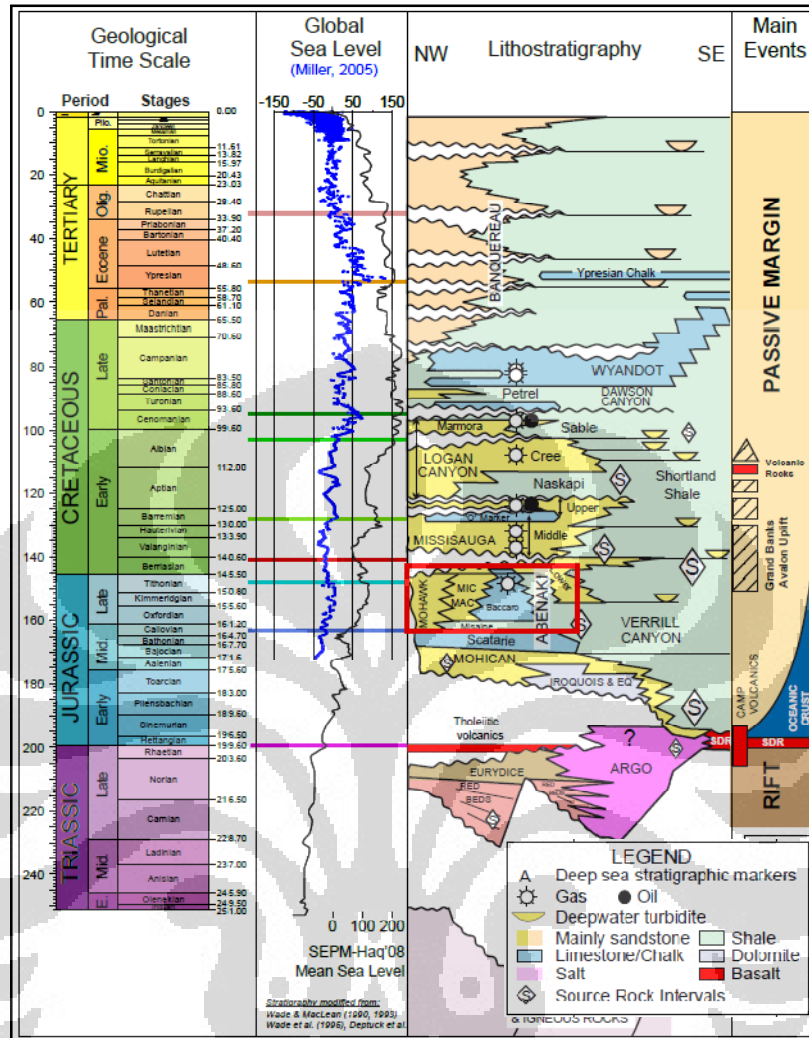
permukaan air laut pada periode Tersier mengakibatkan *unconformity* pada lapisan sedimen. Lapisan tersebut tererosi oleh aliran fluvial yang membawa sedimen menuju ke *abyssal plain*. Pada periode Kuartar, terdapat deposit sedimen laut dan *glacial* pada bagian luar paparan.



Gambar 2. 3 Skema geologi regional bagian barat Cekungan Scotia, lepas pantai Nova Scotia (http://ensopb.ns.ca/rift_pre.php, 2012).

2.1.2 Stratigrafi

Interval stratigrafi pada penelitian ini dibatasi oleh periode Jurassic pertengahan pada masa Callovian sampai akhir Jurassic pada masa Tithonian yaitu sekitar 161.5 sampai 148.0 juta tahun yang lalu. Pada interval stratigrafi ini terdapat formasi Abenaki yang menjadi target penelitian. Formasi ini terbentuk dari limestone khusus yang memiliki sekuens seismik yang kompleks dan menonjol. Formasi Abenaki memiliki empat anggota yang secara lateral ekuivalen dengan waktu yaitu : *Scatarie*, *Misaine*, *Baccaro*, dan *Artimon*.



Gambar 2. 4 Kolom stratigrafi Paparan Scotia. (Abenaki Play Fairway Analysis Offshore Nova Scotia Canada. 2011)

2.1.2.1 Anggota Scatarie

Anggota Scatarie berumur sekitar Bajocian tengah sampai Callovian tengah. Anggota Scatarie secara area merupakan sekuen yang cukup luas di Formasi Abenaki yang secara kontinu dari bagian timur Cekungan Scotia sampai ke timur pulau Sable (Weissenberger et al, 2000). Scatarie menebal ke arah laut dengan dominasi karbonat *oolitic grainstone* dan *packstone*.

2.1.2.2 Anggota Misaine

Anggota Misaine merupakan komponen klastik dengan tebal sekitar 300 meter dari Formasi Abenaki dan merupakan fasies neritik yang ditunjukkan dengan adanya transgresi global pada Cekungan Sable. Anggota Misaine yang didominasi oleh shale, terbentuk sepanjang tepi paparan Jurassic selaras dengan lapisan tua dari Scatarie dan lapisan muda dari Baccaro secara berurutan.

2.1.2.3 Anggota Baccaro

Anggota Baccaro merupakan yang paling tebal dan karbonat sangat baik berkembang pada formasi ini. Akhir dari periode sedimentasi klastik pada *Callovian*, karbonat kembali tumbuh dengan ditandai bergeraknya garis pantai menuju ke arah yang lebih rendah. Pada awal Oxfordian sampai akhir Kimmeridgian, pertumbuhan platform karbonat terus berlangsung sepanjang tepi paparan Scotia dengan pengaruh sedimentasi klastik yang rendah. Fasies yang dominan pada Anggota Baccaro direpresentasikan oleh *reefal build-ups* dengan *back-reef oolitic shoals* dan *lagoonal muds*.

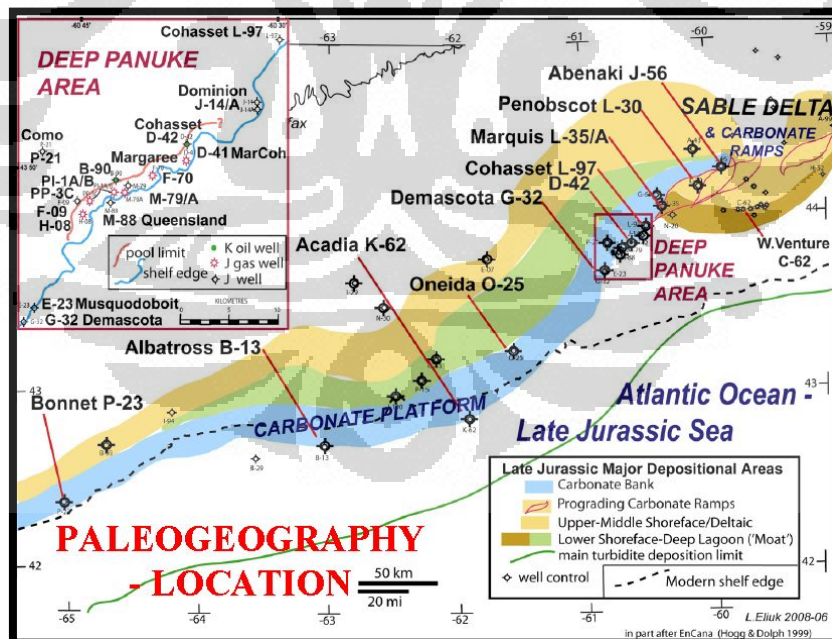
2.1.2.4 Anggota Artimon

Anggota Artimon adalah sekuen termuda dari Formasi Abenaki. Lapisan ini juga merupakan lapisan tertipis dengan distribusi area yang sangat terbatas. Pada masa Tithonian, perubahan besar terjadi pada lingkungan pengendapan. Ketika pertumbuhan platform karbonat terus berlangsung, Delta Sable mulai memiliki pengaruh yang besar pada sistem karbonat. Peristiwa ini ditandai dengan aktivitas tektonik regional yang terjadi di sekitar Grand Bank - Avalon sehingga terjadi pergeseran pengendapan Delta Sable ke arah barat. Secara litologi, lapisan ini terdiri dari endapan klastik berupa lempung, *sponge reef mounds*, dan *argillaceous limestones*. Selanjutnya endapan deltaic terus berlangsung ada Periode Cretaceous dan Anggota Artimon menjadi lapisan akhir dari pembentukan Formasi Abenaki.

2.1.3 Geologi Struktur

Struktur Penobscot berada pada Missisauga *Ridge* yang memisahkan subbasin Abenaki dan subbasin Sable. Terdapat dua patahan (*fault*) besar dengan posisi patahan pertama berada pada bagian Barat Daya dan yang kedua berada pada posisi Timur Laut. Arah dari kedua patahan tersebut adalah Barat Laut - Tenggara. Patahan yang mengontrol (*Controlling Fault*) kedua patahan tersebut adalah patahan yang aktif pada masa Paleosen dan muncul membesar sampai periode Jurassic dimana patahan tersebut menerus sampai puncak dari tepian *reef* yang mempunyai potensi keberadaan hidrokarbon.

Lapangan Penobscot terletak pada jalur Mega Platform Karbonat yang menjalar sepanjang tepian selatan Kanada sampai sebelah timur laut Florida-Bahamas. Karena terdapat pengaruh pengendapan klastik oleh Delta Sable, struktur lereng dari tepian karbonat mengalami progradasi. Hal ini juga dikontrol oleh permukaan air laut yang terus meningkat sehingga memicu terjadinya pengendapan klastik dan mengakibatkan tingginya puncak tepian karbonat dan lereng yang landai.



Gambar 2.5 Paleogeography pada periode Jurassic akhir (Leslie Eliuk, 2010).

2.1.4 Sistem Petroleum Penobscot

Lapangan Penobscot terletak miring ke atas pada area geopressure Lapangan minyak Cohasset dan Panuke yang telah berproduksi pada pertengahan tahun 1990. Terdapat 23 penemuan penting gas, kondensat, dan light oil di paparan Scotia yang terletak esebagian besar dalam Sable *Sub Basin*.

2.1.4.1 Batuan Induk dan Migrasi

Oleh karena terdapat Missisauga *Ridge*, hidrokarbon yang tergenerasi akan bermigrasi ke arah Utara dan Selatan struktur Penobscot. Batuan induk diprediksi berada pada area Verril Canyon dan Anggota Misaine (*Shale Dominated*) yang diduga dekat dengan bagian atas *oil window*.

2.1.4.2 Batuan Reservoir, Penutup, dan Jebakan

Reservoir adalah batuan yang memiliki celah-celah kecil (porositas) yang saling berhubungan dan menciptakan suatu permeabilitas. Batuan reservoir akan memiliki potensi akumulasi fluida, dalam hal ini adalah hidrokarbon. Sistem batuan reservoir juga harus memiliki hal penting, yaitu batuan penutup (*seal*) yang berlaku sebagai jebakan (*trap*). Jebakan dapat berupa struktur atau stratigrafi, dimana fluida (air, gas, dan minyak) dapat terperangkap di dalamnya.

Reservoir merupakan tempat dimana akumulasi hidrokarbon terjadi dan reservoir harus memiliki sifat fisis batuan yang baik, seperti porositas dan permeabilitas. Sebagai contoh reservoir yang bagus adalah batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang tinggi. Tidak banyak jenis batuan yang dapat menjadi reservoir yang bagus, pada kenyataannya batu pasir dan karbonat merupakan jenis batuan yang memiliki kualitas reservoir yang baik.

Reservoir hidrokarbon pada lapangan Penobscot diprediksi berada pada Formasi Missisauga Tengah dan Baccaro dari Formasi Abenaki. Formasi Missisauga berisi lapisan pasir yang lebih tebal daripada bagian bawahnya dengan porositas rata-rata sekitar 20% dan permeabilitas rata-rata 120 mD. Fokus studi penelitian ini yaitu pada reservoir karbonat yang berada pada formasi Abenaki tepatnya

anggota Baccaro. Baccaro merupakan bagian dari platform karbonat sepanjang paparan Scotia dan telah terbukti produktif pada bagian Barat Daya Lapangan Deep Panuke. Basement faulting yang terjadi sepanjang Missisauga Ridge memberikan jalur untuk air hidrotermal yang dapat membentuk prositas yang baik. Sedangkan seal atau batuan penutup sebagai perangkap hidrokarbon diprediksi berupa serpih klastik dari Sable *Delta* yang pengendapannya berlangsung pada periode akhir *Jurassic*.

2.2 Tinjauan Geofisika

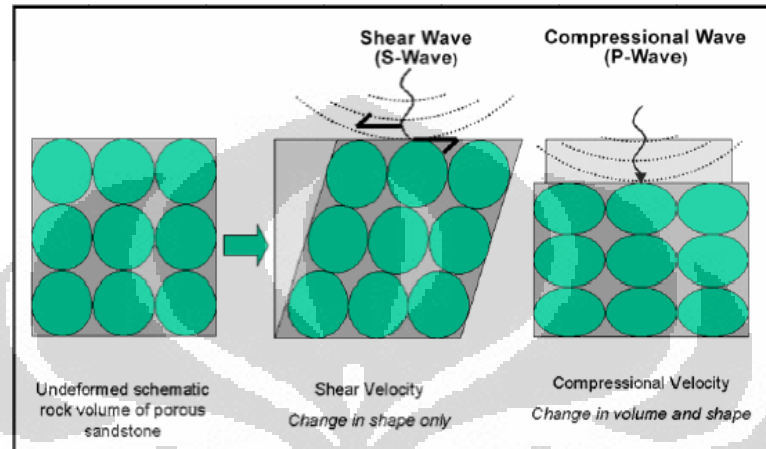
2.2.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan metode yang paling sering digunakan untuk mencari hidrokarbon. Konsep seismik refleksi pada bidang eksplorasi adalah mengirimkan sinyal pendek gelombang seismik kedalam bumi dan merekam gelombang yang terpantul kembali ke permukaan bumi oleh batas antara dua unit lapisan yang biasa disebut reflektor. Sumber gelombang seismik buatan yaitu dinamit, benda jatuh, *air gun*, *water gun*, *boomer*, dan alat perekam gelombang yang kembali ke permukaan bumi berupa *geophone* (untuk survei darat) atau *hydrophone* (untuk survei laut).

Metode seismik pada dasarnya memanfaatkan gelombang mekanik buatan yang membangkitkan gangguan lokal kemudian merambat kedalam bumi sebagai perpindahan energi gelombang menjadi pergerakan partikel batuan. Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fase. Data seismik refleksi didapat dari gelombang pantul yang berasal dari batas medium bawah permukaan, data yang terekam merupakan fungsi waktu (t) yang memiliki kecepatan tertentu (v).

2.2.2 Kecepatan Gelombang Seismik

Kecepatan seismik memuat deformasi batuan sebagai fungsi dari waktu, karena saat gelombang merambat melalui medium batuan, batuan tersebut akan mengalami kompresi yang mengubah volume dan bentuk batuan.



Gambar 2.6 Skema deformasi batuan terhadap gelombang (AVO Workshop, 2008)

Terdapat 2 jenis gelombang seismik, yaitu:

1. Gelombang primer (v_p)
Termasuk gelombang longitudinal, dimana arah gerak partikel sejajar dengan arah perambatan gelombang. Gelombang ini disebut juga gelombang kompresi.
2. Gelombang sekunder (v_s)
Termasuk gelombang transversal, dimana arah gerak partikel tegak lurus dengan arah perambatan gelombang. Gelombang ini disebut juga gelombang geser (*shear*).

Bentuk sederhana dari persamaan kecepatan *P-wave* dan *S-wave* diturunkan untuk batuan *non-porous* dan *isotropic*. Persamaan kecepatan ditulis sebagai berikut :

$$v_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (2.1)$$

$$v_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.2)$$

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.3)$$

dimana :
 K = *bulk modulus*
 μ = *shear modulus*
 λ = *incompressibility modulus (lambda)*

2.2.3 Densitas

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

2.2.4 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Impedansi Akustik (z) merupakan fungsi dari densitas batuan (ρ) dan kecepatan rambat gelombang pada batuan tersebut (v) yang menunjukkan kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik. Seismik refleksi akan terbentuk apabila ada perubahan impedansi akustik antara dua unit lapisan batuan (reflektor).

$$z = \rho v \quad (2-4)$$

dimana : z = impedansi akustik ($\text{gr/cm}^3 \cdot \text{m/s}$)

ρ = densitas (gr/cm^3)

v = kecepatan (m/s)

Semakin keras atau besar densitas suatu batuan, maka nilai impedansi akustik akan semakin besar, sebagai contoh, batuan karbonat yang sangat kompak memiliki nilai impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu pasir. Baik kecepatan maupun densitas secara langsung dapat mempengaruhi nilai impedansi akustik.

Nilai kontras impedansi akustik pada bidang batas lapisan yang memiliki nilai densitas dan kecepatan yang berbeda didefinisikan sebagai koefisien refleksi (RC). Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut :

$$KR = \frac{z_{i+1} - z_i}{z_{i+1} + z_i} \quad (2-5)$$

dimana: z_i = impedansi akustik dari lapisan i

KR = koefisien refleksi

Koefisien refleksi mempunyai nilai antara -1 sampai 1 . Jika impedansi akustik pada suatu lapisan lebih besar dari impedansi akustik lapisan di atasnya, atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi akan positif. Harga kontras impedansi akustik dapat pula diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras impedansi akustik nya (Sukmono, 1999).

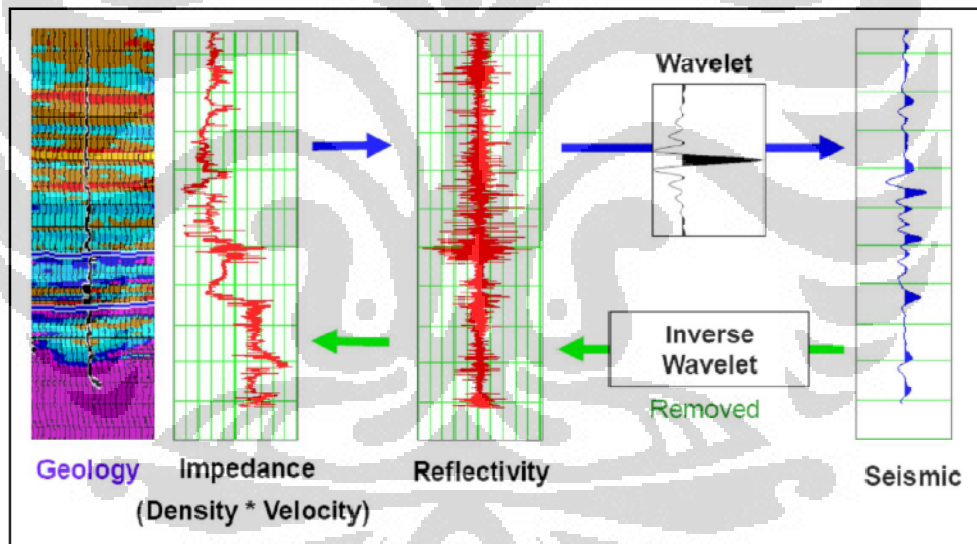
2.2.7 Tras Seismik

Tras Seismik adalah model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap trace merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russell, 1996). Dapat dituliskan dalam bentuk persamaan sebagai berikut :

$$S_t = W_t * r_t + n_t \quad (2-6)$$

dimana :

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

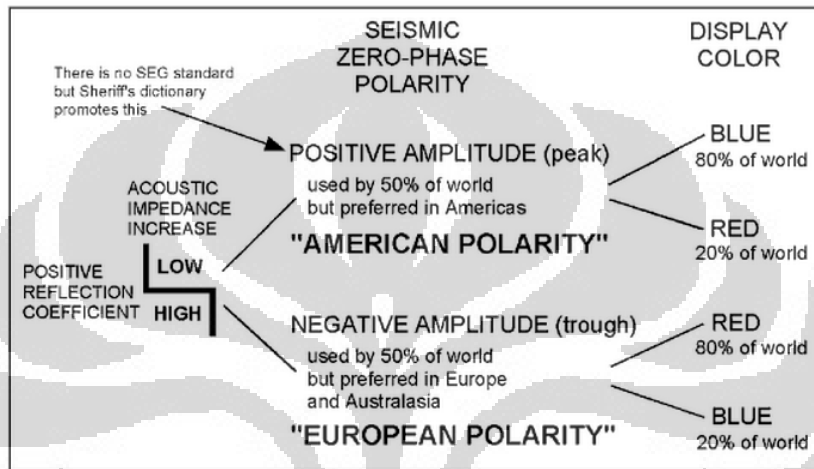


Gambar 2.7 Konvolusi wavelet dengan koefisien refleksi (Wibisono, 2009)

2.2.5 Polaritas

Polaritas adalah penggambaran suatu bentuk koefisien refleksi pada gelombang seismik yang bernilai positif maupun negatif. Pemahaman mengenai polaritas ini penting untuk menganalisa anomali amplitudo pada penampang seismik yang berhubungan dengan hidrokarbon.

Brown membagi definisi polaritas menjadi standar Amerika dan Eropa. Contoh kasus pada perubahan lapisan dari zona impedansi akustik rendah ke zona impedansi akustik tinggi akan menghasilkan koefisien refleksi positif, kemudian dengan polaritas standar Amerika penggambaran bentuk koefisien refleksi akan berupa puncak amplitudo (*peak*), sedangkan dengan polaritas standar Eropa akan berupa lembah amplitudo (*through*).



Gambar 2.8 Konvensi polaritas gelombang seismik menurut standar Amerika dan Eropa (Brown, 2004).

2.2.9 Parameter Petrofisika

Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari tentang sifat-sifat fisik batuan. Analisa parameter petrofisika sangat penting untuk mengetahui kualitas reservoir, jenis fluida, porositas dan permeabilitas dari suatu batuan atau formasi, karena hal ini hanya dapat diketahui berdasarkan sifat fisik dari batuan tersebut. Untuk mengetahui sifat fisik batuan dapat menggunakan *well logging* atau metode penampang sumur bor.

2.2.9.1 Porositas

Porositas dapat diartikan perbandingan antara pori-pori pada batuan dengan volume total dari batuan tersebut, perbandingan ini biasanya dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Dikenal juga nilai porositas efektif, dimana pori-pori pada batuan berhubungan dan telah dikoreksi kandungan lempungnya. Secara umum porositas dihubungkan dengan kecepatan kemudian densitas. Diasumsikan nilai

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

2.2.9.2 Kandungan Lempung

Volume Shale diperlukan dalam analisis terhadap reservoir yang mengandung Shale, guna mengoreksi porositas dan resistivitas hingga kejenuhan air sebenarnya dapat diketahui. Parameter petrofisika kandungan lempung biasa dilakukan dengan melakukan analisa log *gamma ray* (GR). Log GR menggunakan detektor untuk mengukur radiasi sinar gamma yang berasal dari formasi (Harsono, 1997). Unsur-unsur radioaktif berupa Uranium, Thorium, dan Potassium akan memancarkan sinar gamma dengan energi yang berbeda, serta cenderung mengendap di dalam lempung. Karena kemampuannya yang mampu memisahkan lempung dari lapisan permeabel, log sinar gamma dapat digunakan untuk menghitung kadar lempung pada formasi.

2.2.9.5 Kejenuhan Air

Kejenuhan air adalah rasio dari volume pori yang terisi air dengan volume porositas total. Tujuannya adalah untuk menentukan zona dan banyaknya hidrokarbon yang terakumulasi. Secara umum diasumsikan bahwa reservoir terisi air terlebih dahulu yang kemudian selama kurun waktu tertentu minyak atau gas yang terakumulasi di tempat lain pindah ke reservoir dan menggantikan air pada ruang pori yang lebih besar. Untuk mendapatkan parameter kejenuhan air, dilakukan analisa pada log resistivitas yang pada dasarnya berkaitan dengan sifat konduktif dari air. Arus listrik dapat mengalir di dalam formasi batuan yang di sebabkan sifat konduktivitas dari air yang dikandungnya. Batuan kering dan hidrokarbon merupakan insulator yang baik kecuali beberapa jenis mineral seperti sulfide besi. Resistivitas formasi diukur dengan cara mengirim arus langsung ke formasi, seperti alat lateral log, atau menginduksi arus listrik kedalam formasi seperti alat induksi.

2.2.10 Inversi Seismik

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

2.2.10.1 Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse Spike* menggunakan batasan ekstra yang dapat digunakan dalam estimasi *full bandwidth* reflektivitas. Metode inversi *Sparse Spike* mengasumsikan bahwa hanya nilai *spike* yang besar saja yang menandakan adanya perbedaan nilai impedansi akustik antar lapisan. Metode ini mencari *spike* yang besar dari seluruh *seismic trace*. *Spike* tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. Inversi *sparse spike* menggunakan parameter yang sama dengan inversi *model based*. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung berapa banyak *spike* yang akan dipisahkan dalam setiap *trace*. *Spike* yang baru lebih kecil daripada *spike* sebelumnya. (Hampson & Russell, 2006).

Dalam perhitungan, metode ini menggunakan data seismik sebagai input dengan model sumur yang digunakan untuk kontrol geologi sekaligus memberikan informasi frekuensi rendah pada hasil inversi. Secara statistik, metode inversi ini baik digunakan untuk data yang mempunyai problem *noise* (bising).

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Pendahuluan

Secara umum proses pembuatan model reservoir meliputi analisis model secara struktural dan analisis distribusi spasial properti petrofisika berdasarkan hasil analisa inversi seismik sebagai pengontrolnya. Dua proses utama yang terdapat disini adalah pemodelan struktural dan pemodelan properti. Langkah-langkah yang dilakukan dalam proses pembuatan model reservoir secara umum dapat dijelaskan sebagai berikut:

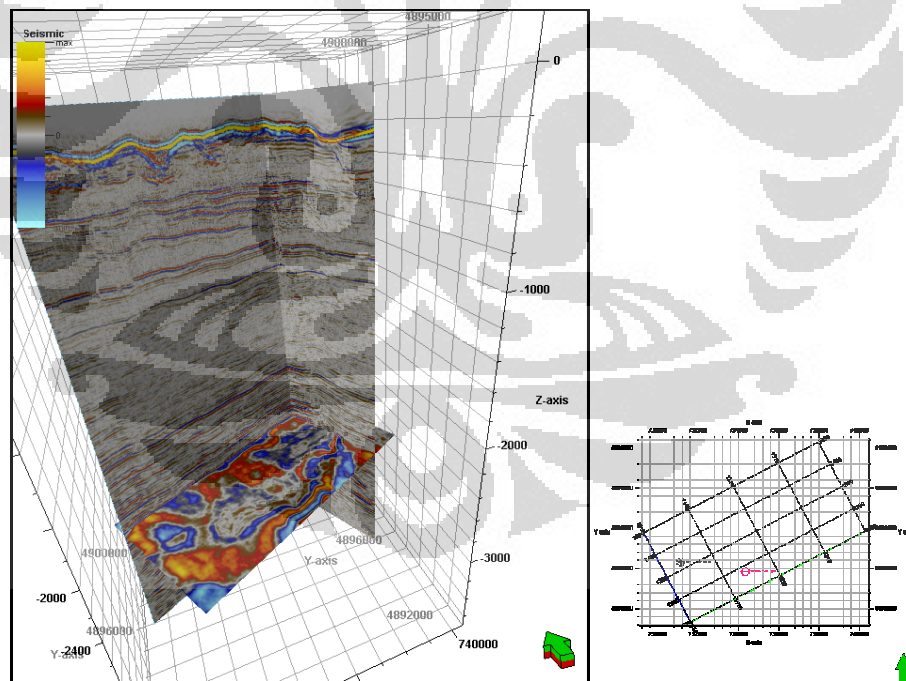
1. Input data
2. Pemodelan Stratigrafi
3. Korelasi Sumur
4. Interpretasi Seismik
5. Visualisasi Atribut Seismik
6. Pemodelan Struktural
 - a) Membuat model awal
 - b) Membuat model patahan
 - c) Membuat grid pilar (*Pillar Griding*)
 - d) Menentukan Horison
 - e) Membuat zonasi dan perlapisan
7. Pemodelan Properti
 - a) Membuat geometri model berdasarkan properti
 - b) *Upscaling* data log
 - c) Membuat model persebaran litofasies
 - d) Membuat model persebaran properti petrofisika

3.2 Persiapan Data

Tahap pertama pada setiap pembuatan model reservoir adalah memasukan semua data yang dibutuhkan ke dalam piranti lunak pemodelan. Data yang dibutuhkan dalam hal ini adalah seismik dan data sumur. Untuk data sumur, data tersebut meliputi seluruh log yang tersedia dan koordinat dari masing-masing sumur termasuk parameter *kelly bushing*. Pengecekan format serta penentuan satuan yang konsisten pada seluruh data yang dimasukan perlu dilakukan untuk menghindari kesalahan terhadap hasil atau besaran parameter yang dihasilkan.

3.2.1 Data Seismik

Data seismik yang digunakan adalah data post-stack 3D (seismic cube) dengan domain waktu yang berkisar antara 0 - 3500 ms. Data seismik terdiri dari *inline* 1100-1500 dengan jumlah sebanyak 401 dan *xline* 1010-1400 dengan jumlah sebanyak 391.



Gambar 3. 1 Penampang seismik 3D berupa *inline*, *xline*, *time slice*, dan *base map* area penelitian.

3.2.2 Data Sumur

Total sebanyak 2 data sumur dimasukan ke dalam database project, dengan data log berupa log gamma ray (GR), log P-wave (DT), log resistivity (ILD), dan log neutron porosity (NPHI). Sumur L-30 terletak pada inline 1284 xline 1046 CDP 1046, sedangkan B-41 terletak pada inline 1316 xline 1071 CDP 16942. Data log tersebut digunakan untuk proses penentuan reservoir dengan indikator litologi dan fluida.

Tabel 3.1. Ketersediaan data sumur pada lapangan Penobscot

LOG	PENOBSCOT B-41	PENOBSCOT L-30
CAL	√	√
GRD	√	√
GRS	√	√
ILD	√	√
ILM	√	√
LLD	√	√
RHOB	√	√
NPHI	√	√
DT	√	√

3.2.3 Data Checkshot

Hubungan antara waktu dengan kedalaman dihasilkan dari satu data checkshot yang diaplikasikan ke semua data sumur. Data checkshot diperlukan dalam konversi data seismik yang berada dalam domain waktu ke domain kedalaman atau sebaliknya, sehingga dapat dilakukan proses pengikatan data sumur ke data seismik (*well to seismic tie*).

3.3 Pengolahan Data

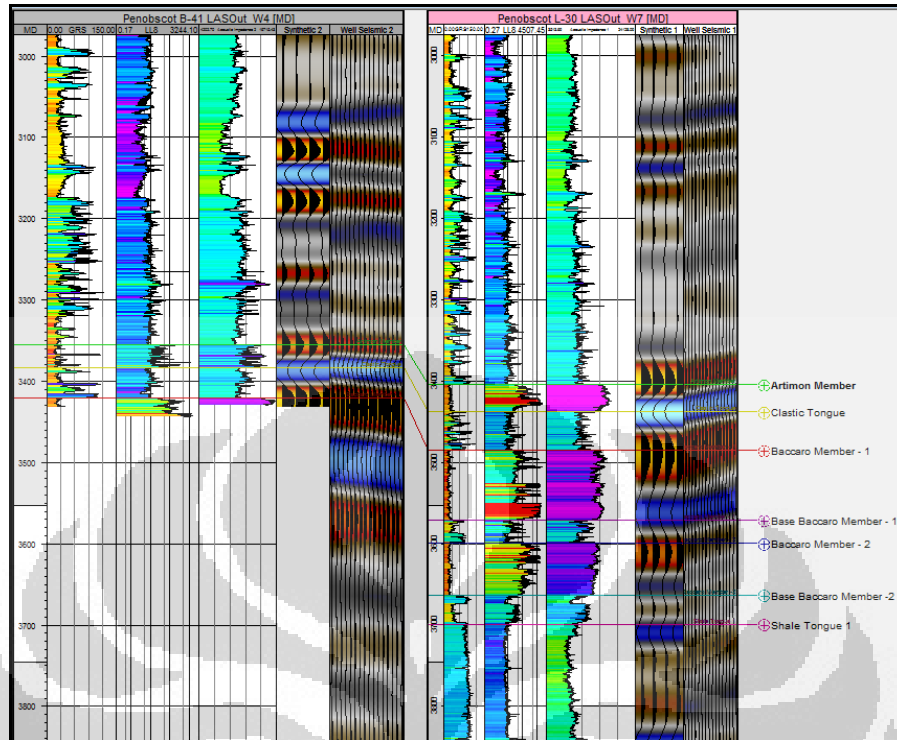
Data seismik dan data sumur yang tersedia kemudian dapat dijadikan suatu alat yang dapat memberikan informasi litologi dan porositas melalui beberapa tahapan, diantaranya interpretasi seismik, pemodelan stratigrafi, pengikatan data sumur, pemodelan struktur, pilar gridding, membuat peta struktur waktu, velocity model, membuat peta struktur kedalaman, pembuatan zona dan perlapisan, menentukan batas kontak, pemodelan fasies, dan pemodelan properti.

3.3.1 Pemodelan Stratigrafi

Pemodelan stratigrafi meliputi penentuan zona reservoir pada marker sumur beserta korelasi antar kedua sumur. Penentuan marker geologi ini dilakukan untuk mengetahui batas reservoir dari informasi data sumur, dengan melakukan korelasi sumur yang ditinjau dari log GR, log densitas (RHOB), log sonic (P-wave), log resistivity (LLD), dan log porositas neutron (NPHI). Proses pemodelan stratigrafi ini juga dapat didukung oleh *crossplot* yang menunjukkan analisa sensitivitas antara log impedansi akustik dengan log GR, dalam menentukan lokasi target reservoir penelitian.

3.3.2 Pengikatan Data Sumur

Pengikatan data sumur dengan data seismik dikenal pula dengan istilah *well-seismic tie*, proses ini dilakukan untuk mengikat atau mencocokkan antara data sumur yang berada pada domain kedalaman dengan data seismik yang berada pada domain waktu. Marker dari hasil pemodelan stratigrafi dapat digabungkan untuk menentukan horison pada data seismik yang akan diinterpretasi.



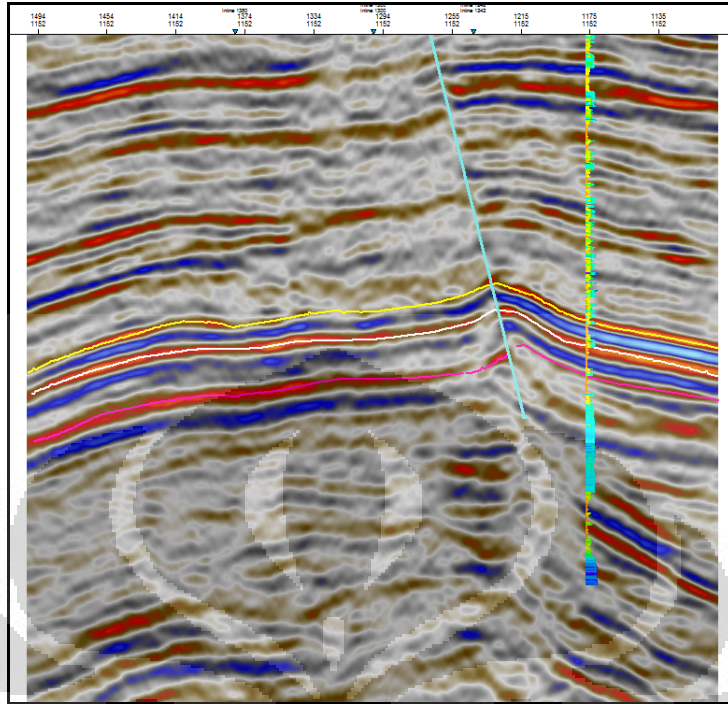
Gambar 3. 2 Proses *well-seismic tie* dengan korelasi antar sumur.

Penentuan wavelet untuk membuat seismogram sintetis dilakukan dengan mengekstraksi wavelet dari data seismik di sekitar zona target, untuk melakukan korelasi awal yang optimum antara seismogram sintetis dengan data seismik.

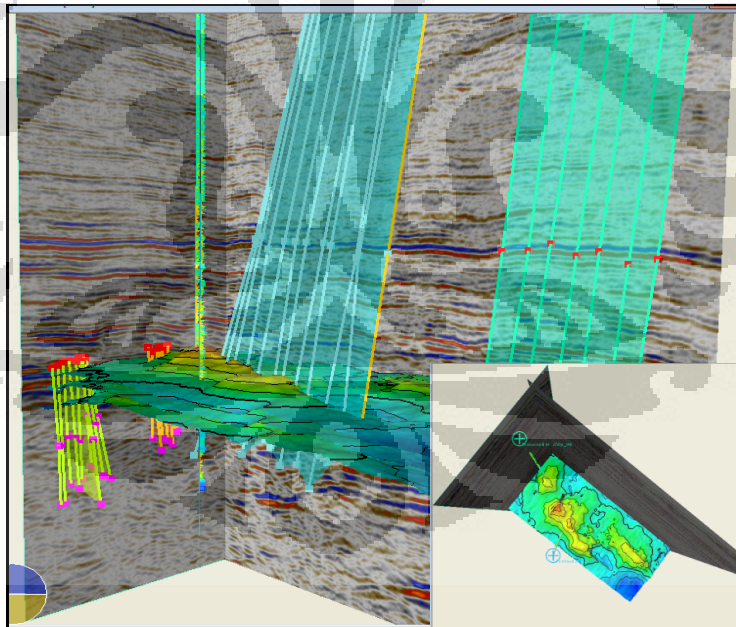
3.3.3 Interpretasi Seismik

Setelah dilakukan pengikatan data sumur, didapatkan acuan untuk menentukan horison target reservoir pada data seismik. Interpretasi seismik meliputi interpretasi struktural berupa horison dan patahan. Hasil interpretasi ini nantinya akan digunakan dalam beberapa proses selanjutnya meliputi proses inversi, pemodelan struktur dan distribusi property petrofisika. Dari hasil interpretasi seismik, didapatkan 3 horison seismik, 2 patahan utama, dan 2 patahan minor.

Gambar 3.3 menunjukkan interpretasi horison dan patahan pada penampang 2D inline 1177 yang di *overlay* dengan data sumur.



Gambar 3. 3 Interpretasi seismik berupa horizon dan patahan



Gambar 3. 4 Interpretasi seismik berupa pada penampang seismik 3D.

3.3.4 Visualisasi Atribut Inversi Impedansi Akustik

Atribut Seismik merupakan berbagai informasi yang terkandung di dalam seismik, dimana salah satu fungsinya untuk membantu dalam menginterpretasi data seismik (Baris, 2011). Impedansi akustik digolongkan sebagai data atribut seismik penurunan dari amplitudo. Impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi karena dipengaruhi oleh porositas, kedalaman, tekanan, dan temperature.

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

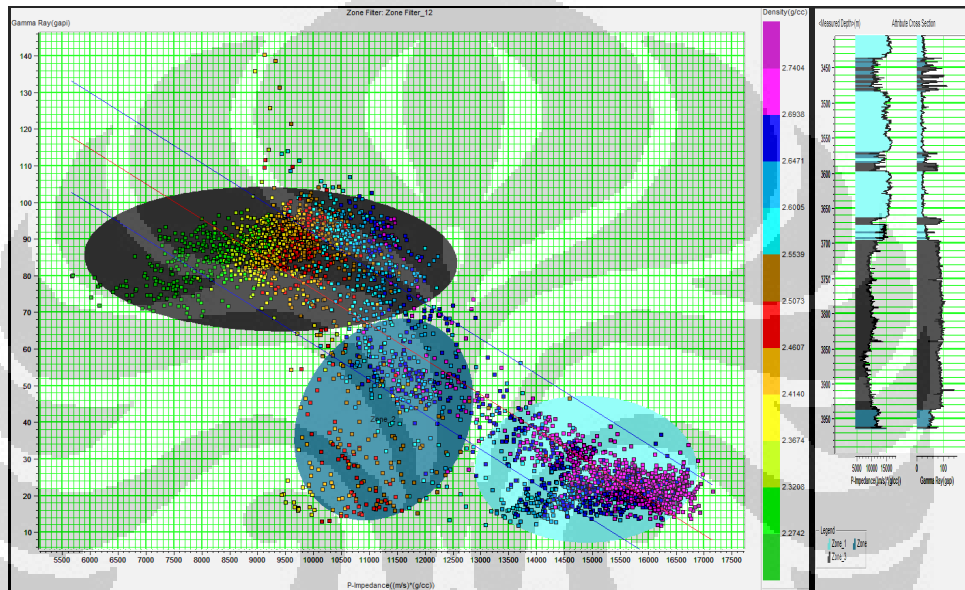
1. Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya
2. Hasil interpretasi horizon
3. Data log sumur, minimal data log sonik dan densitas
4. Wavelet

Data impedansi akustik akan melihat susunan batuan dibawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri, tidak seperti data seismik yang melihat batuan di bawah permukaan sebagai resepon reflektivitas antar lapisan batuan. Data impedansi akustik dapat merepresentasikan kondisi geologi bawah permukaan secara vertikal dan lateral. Untuk mendapatkan atribut impedansi akustik, dilakukan proses inversi dari data seismik. Hasil pemodelan stratigrafi berupa *marker* geologi digunakan sebagai kontrol kualitas sumur terhadap inversi seismik. *Wavelet* yang digunakan pada proses *well-seismic tie* dan inversi merupakan hasil ekstraksi dari seismik pada zona target reservoir.

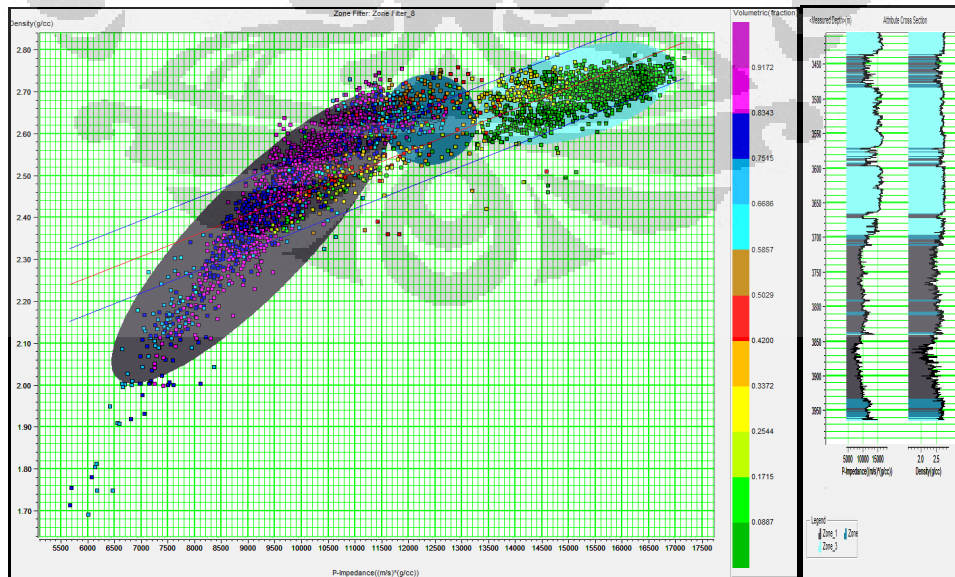
3.3.4.1 Analisa Sensitivitas

Lokasi target reservoir dapat diketahui dengan analisa *Cross Plot* yang menggunakan dua data log pada sumbu kartesian X dan Y. Semakin sensitif hubungan antara dua data log tersebut akan menyebabkan zona *cut-off* akan terlihat jelas, sehingga dapat memisahkan litologinya. Selain dilakukan untuk mengetahui lokasi reservoir dari data log, *cross plot* juga dapat berguna untuk menentukan atau koreksi *marker* saat proses pemodelan stratigrafi.

Melalui hasil uji sensitivitas merupakan *crossplot* antara Impedansi Akustik (sumbu-X) dengan *Gamma Ray* (sumbu-Y) dapat dilihat hasil keduanya menunjukkan hubungan linier berkebalikan dimana reservoir (karbonat) cenderung ke arah impedansi akustik yang tinggi dengan nilai *Gamma Ray* yang rendah. **Gambar 3.5** menunjukkan *crossplot* impedansi akustik dengan gamma ray dengan *cross section* warna abu-abu merepresentasikan shale, biru muda adalah karbonat, dan biru tua adalah shaly karbonat.



Gambar 3. 5 Crossplot AI dengan Gamma Ray pada sumur L-30.

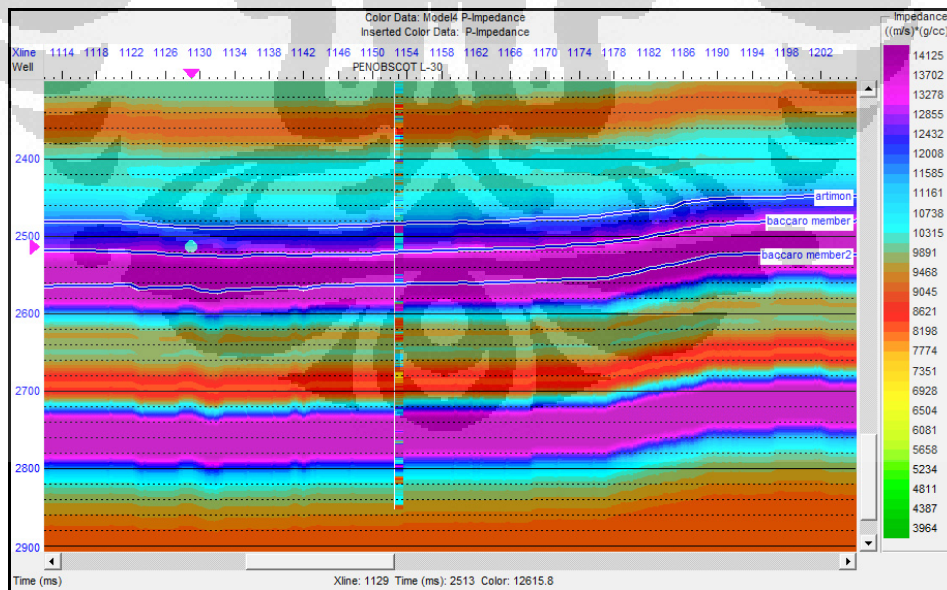


Gambar 3. 6 Crossplot AI dengan Densitas pada Penobscot L-30.

Pada uji sensitivitas crossplot AI (sumbu-X) dan densitas (sumbu-Y) pada **Gambar 3.6** dapat terlihat hubungan linier. Hal ini kembali menunjukkan bahwa nilai impedansi akustik berbanding lurus terhadap densitas. Integrasi dari hasil *crossplot* ini nantinya akan digunakan dalam pembuatan model fasies yang berdasarkan perbedaan litologi. Nilai *cut off* impedansi akustik yang didapatkan dari *crossplot* diatas selanjutnya akan dijadikan sebagai input dalam distribusi litofasies pada zona reservoir.

3.3.4.2 Pembuatan Model Bumi Impedansi Akustik

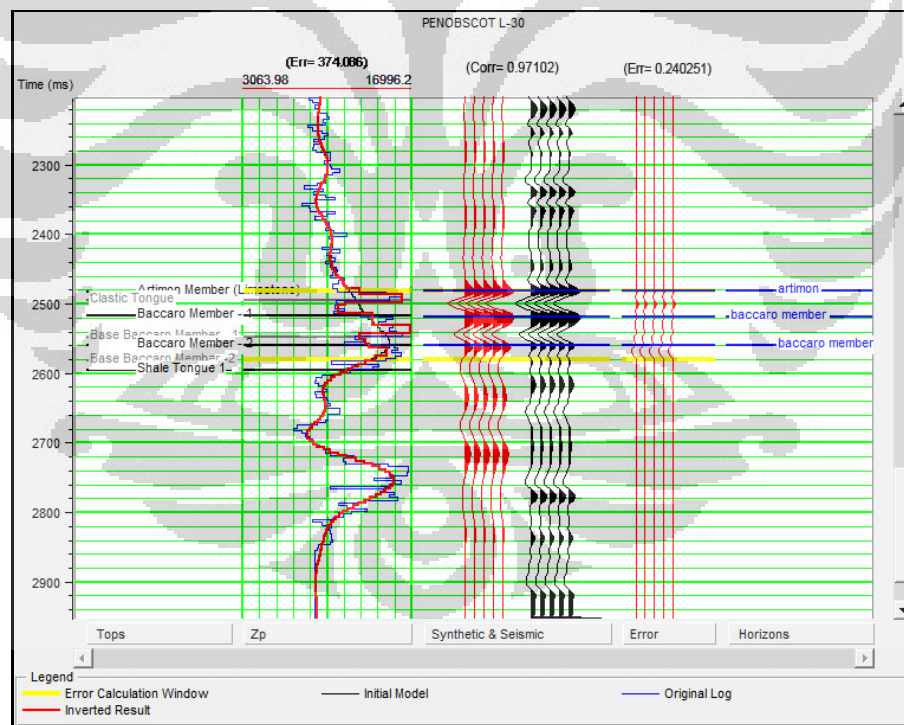
Pembuatan model bumi impedansi akustik atau *low frequency model* diperlukan sebagai kontrol proses inversi yang akan dilakukan. Model ini dibuat dengan menggunakan data sumur berupa *P-wave* yang telah dikoreksi pada proses *well-seismic tie* dan densitas yang kemudian akan dihitung nilai impedansi akustiknya. Selain itu, horison hasil interpretasi seismik juga dimasukkan sebagai input parameter dalam pembuatan model ini. Pembuatan model ini menggunakan *highcut* frekuensi sebesar 10/15 hz. Model ini akan digunakan proses metode inversi yang akan dilakukan yaitu Inversi Sparse Spike.



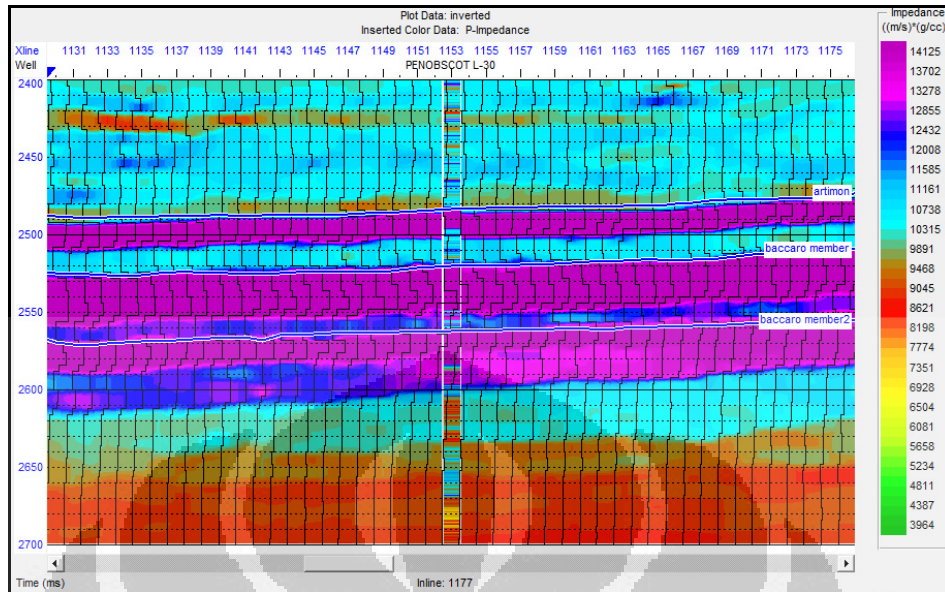
Gambar 3. 7 Model bumi (*earth model*) Lapangan Penobscot 3D pada inline 1177

3.3.4.3 Analisa Inversi Impedansi Akustik

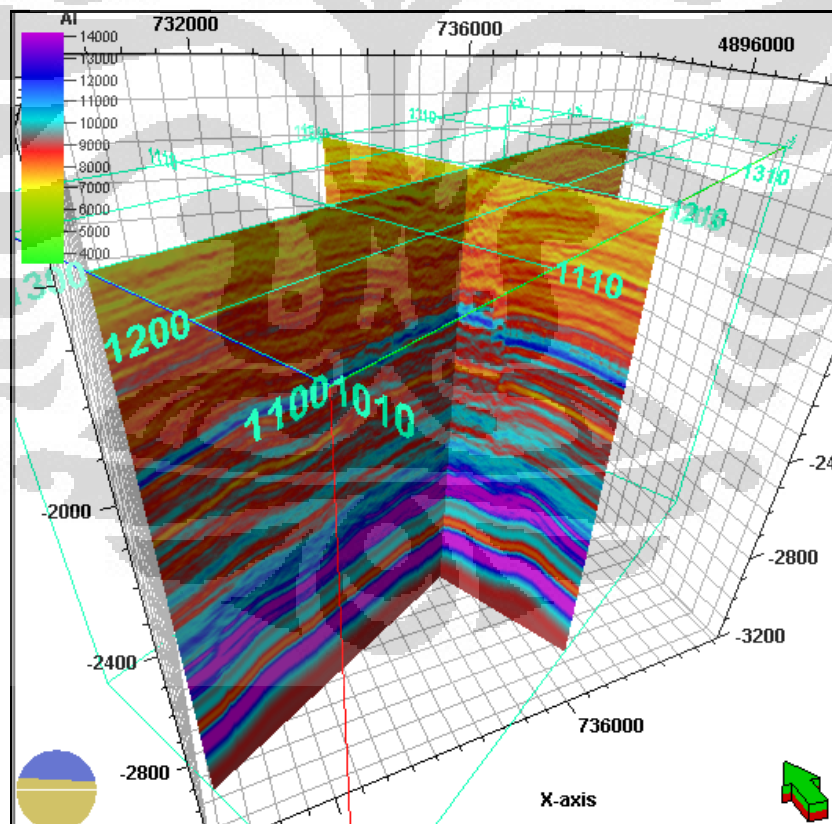
Analisa inversi ditujukan sebagai simulasi agar hasil inversi yang akan dilakukan memiliki hasil yang baik. Proses ini dilakukan dengan memasukkan nilai parameter yang sesuai. Pada analisis ini akan dilihat nilai *error* dari log impedansi akustik dan impedansi akustik hasil inversi serta korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace*. Parameter *sparseness* dimasukkan sebesar 90%, dimana *sparseness* menunjukkan seberapa jarang spike yang akan dipilih pada setiap *trace* dari data seismik. Hasil analisis *Linear Programming Sparse Spike* menunjukkan hasil simulasi yang baik dengan total nilai RMS *error* log impedansi akustik dan impedansi akustik hasil inversi sebesar 374.08 dan korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace* sebesar 0.97. Setelah proses ini selesai dengan didapatkan hasil simulasi, maka inversi seismik dapat dilakukan dengan parameter yang telah ditetapkan.



Gambar 3. 8 Hasil analisa inversi data seismik 3D dengan sumur Penobscot L-30.



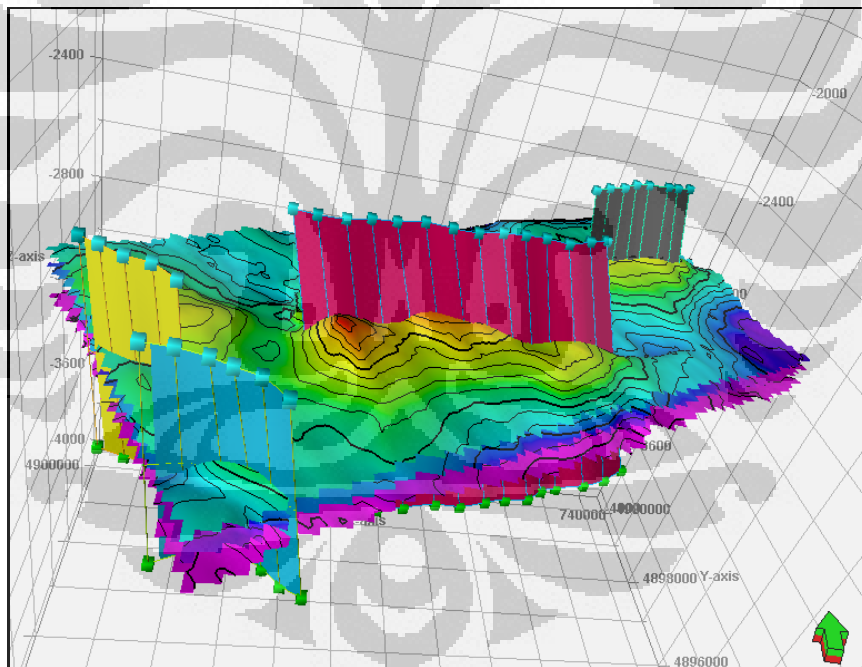
Gambar 3. 9 Hasil inversi LPSS pada penampang seismik 2D



Gambar 3. 10 Hasil inversi LPSS pada penampang seismik 3D.

3.4 Pemodelan Struktur

Sebagai kerangka dalam melakukan pemodelan reservoir, model perlu didefinisikan secara struktural. Model struktur ini dibangun berdasarkan input data yang merupakan integrasi hasil interpretasi seismik (horizon dan patahan). Interpretasi patahan yang telah dibuat pada bagian interpretasi seismik selanjutnya digunakan sebagai model patahan yang nantinya akan digunakan dalam proses *Pilar Gridding*. Pemodelan patahan menghasilkan suatu kumpulan *Key Pillar* yang terhubung satu sama lain membentuk zona patahan. Model *3D Grid Fault* kemudian dibuat sebagai simplifikasi terhadap hasil interpretasi patahan. Pembuatan *grid* ini dilakukan untuk memperoleh bentuk grid yang konsisten untuk seluruh lapisan dan mencegah adanya grid model yang tidak beraturan yang biasanya terbentuk disekitar boundary atau patahan (Berger, 2011).

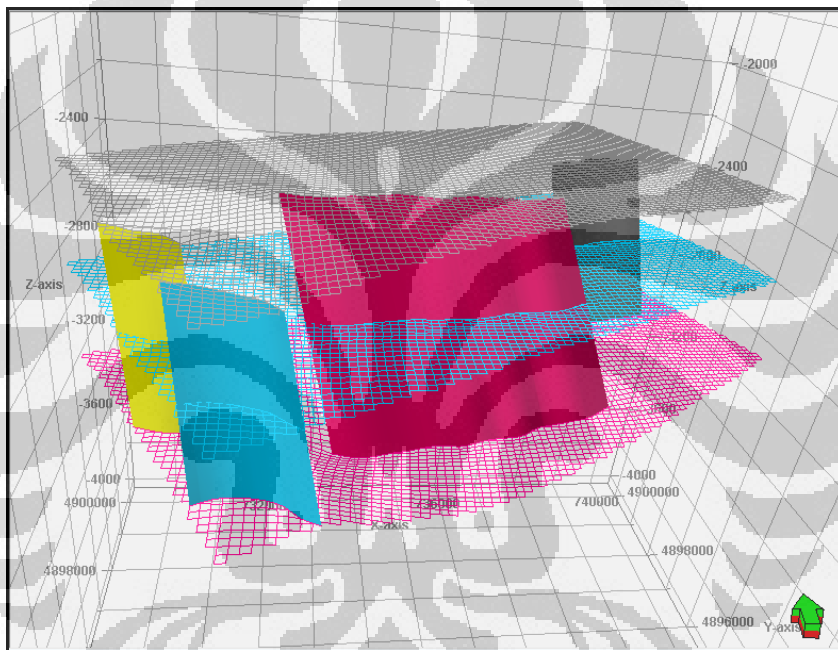


Gambar 3. 11 Interpretasi patahan pada tampilan permukaan 3D dan 2D seismik

Gambar 3.11 adalah hasil pemodelan struktur berdasarkan patahan hasil interpretasi seismik. Dapat terlihat arah 2 patahan utama pada utara-selatan yang menjalar dari barat ke timur, serta 2 patahan minor yang terdapat pada bagian barat zona reservoir.

3.4.1 Pillar Gridding

Pillar gridding merupakan proses pembangunan kerangka (*framework*) reservoir dari *grid* 3D. Dalam tahap ini, satu set pilar dimasukkan ke dalam project area. Pilar-pilar tersebut akan ditetapkan diantara patahan yang berperan sebagai fondasi dan setiap sudut dari masing-masing grid cell. Hasil dari proses pillar gridding berupa *skeleton grid* yang terdiri dari *skeleton top*, *mid*, dan *base*. Bentuk dari masing-masing *skeleton* di representasikan dari posisi *Key Pillar* yang didapatkan dari proses pemodelan patahan.



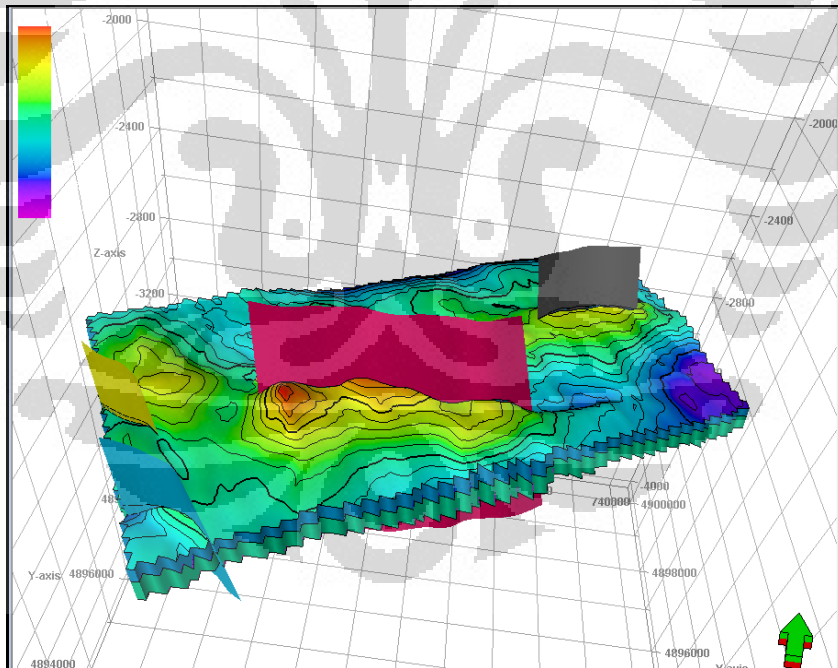
Gambar 3. 12 Hasil dari *pillar gridding* berupa grid skeleton

Gambar 3.12 menggambarkan hasil pembuatan pilar dimana terlihat model patahan, ukuran *grid* dan *boundary* yang membatasi target area. Grid skeleton tersebut merupakan dasar utama dalam membuat 3D Grid, dimana setiap grid akan membuat gambaran keadaan jenis batuan, nilai porositas, nilai saturasi air, dan nilai property lainnya berdasarkan representasi keadaan yang sebenarnya.

3.4.2 Pembuatan Horizon

Pembuatan horizon merupakan suatu proses untuk mendefinisikan zona reservoir hasil interpretasi seismik pada *grid* 3D. Pada proses ini kita memasukkan hasil *picking* horizon pada interpretasi seismik untuk membatasi zona vertikal dari keseluruhan *grid* 3D yang telah dibentuk dari proses *Pillar Gridding*. *Stratigraphic* horizon dalam model, dan horizon hendaknya mempertahankan ukuran *grid* dan patahan yang telah ditentukan pada proses *pillar gridding*.

Sebanyak tiga horizon utama hasil interpretasi digunakan sebagai data masukan untuk membangun model reservoir yaitu. Seluruh horizon ini akan digunakan sebagai batasan dalam pembuatan zona reservoir. Pemodelan model reservoir disusun dari horizon atas (Artimon) hingga horizon dasar (Baccaro Member 2). Pada **Gambar 3.13** menunjukkan keadaan struktural horizon yang telah disesuaikan dengan patahan yang ada.



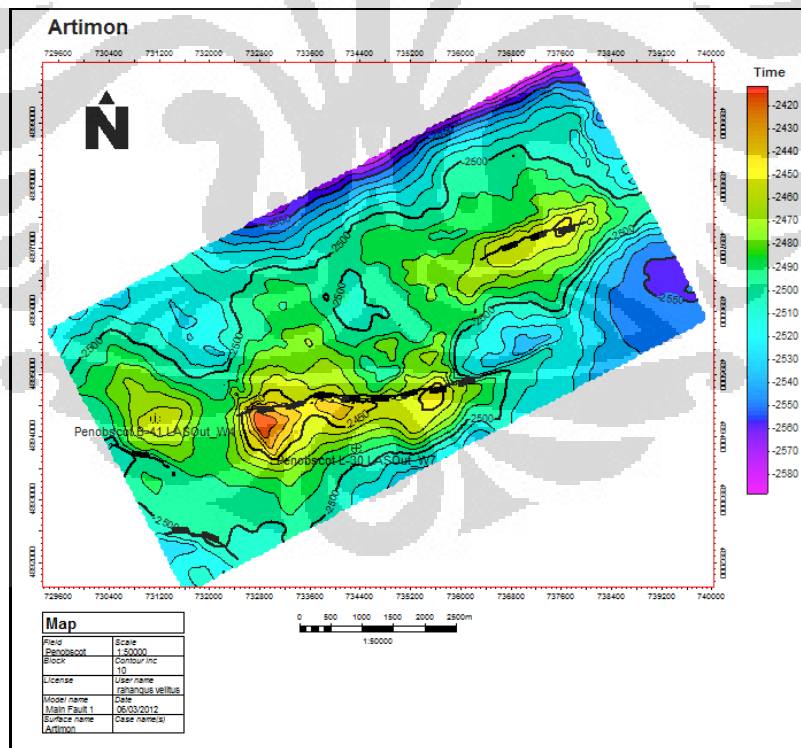
Gambar 3. 13 Struktur Horizon dengan Patahan

3.4.3 Peta Struktur

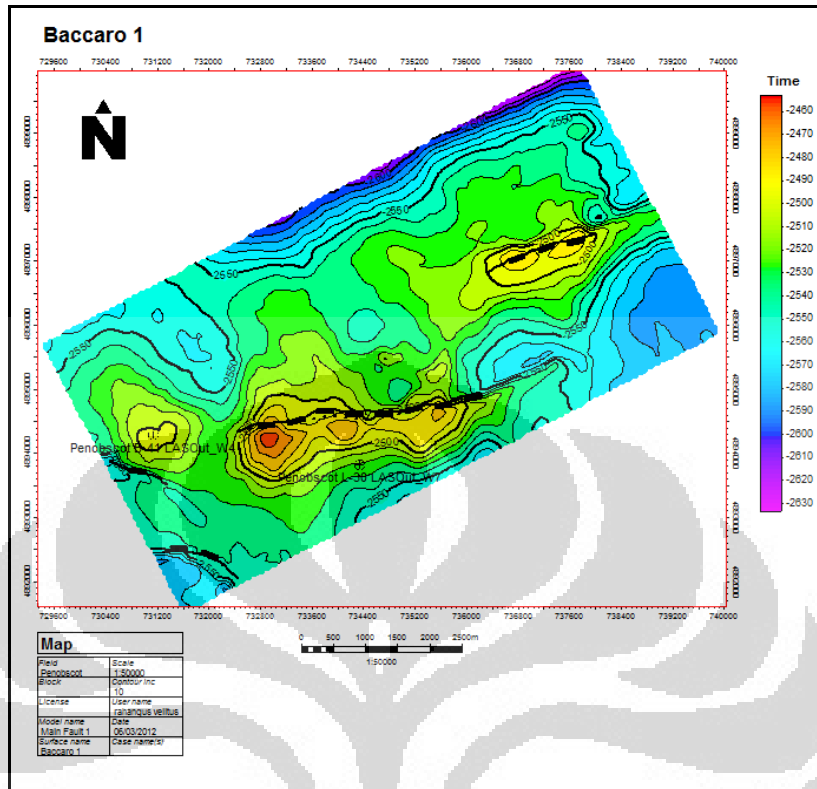
Setelah proses pembuatan model patahan dan horizon, struktur geologi dalam model reservoir dapat divisualisasikan dalam bentuk peta. Visualisasi permukaan struktur utama yang dipetakan pada penelitian ini adalah pada 3 horizon dan 2 patahan. Pada peta struktur ini dibagi dua, pertama adalah peta struktur dalam domain waktu, dan kedua adalah peta struktur dalam domain kedalaman.

3.4.3.1 Peta Struktur Waktu

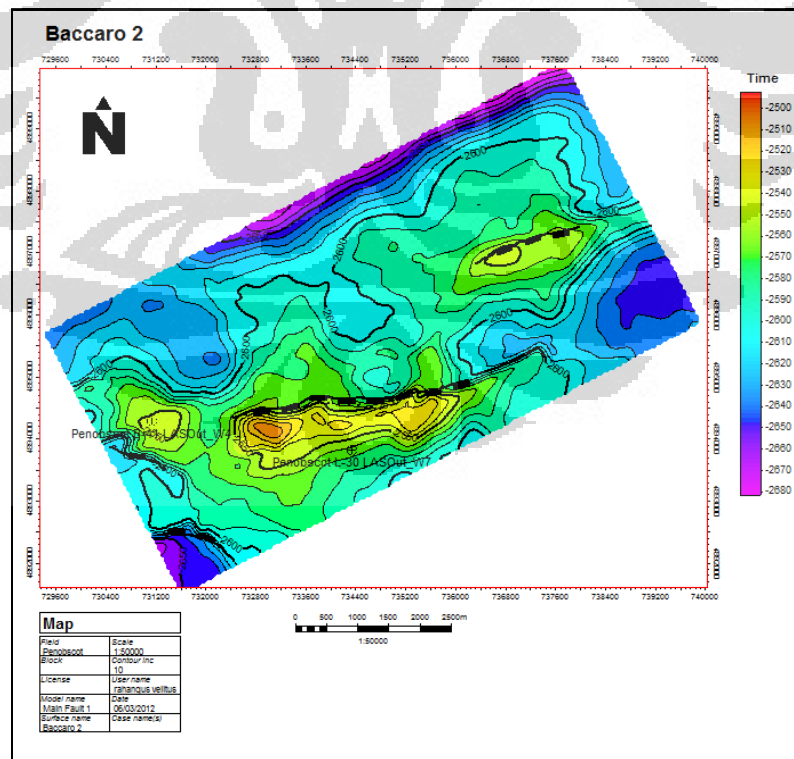
Permukaan dari struktur-struktur utama yang membentuk lapangan Penobscot khususnya area reservoir terbentuk pada *3D grid time* model. 3D grid dalam domain waktu tersebut merupakan model awal yang selanjutnya dikonversi ke dalam domain kedalaman. Berikut ini adalah peta permukaan dari lapisan yang dibentuk oleh struktur-struktur utama lapangan Penobscot dan dikhususkan pada area reservoir yang ditunjukkan oleh **Gambar 3.14** hingga **Gambar 3.16**.



Gambar 3. 14 Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Artimon



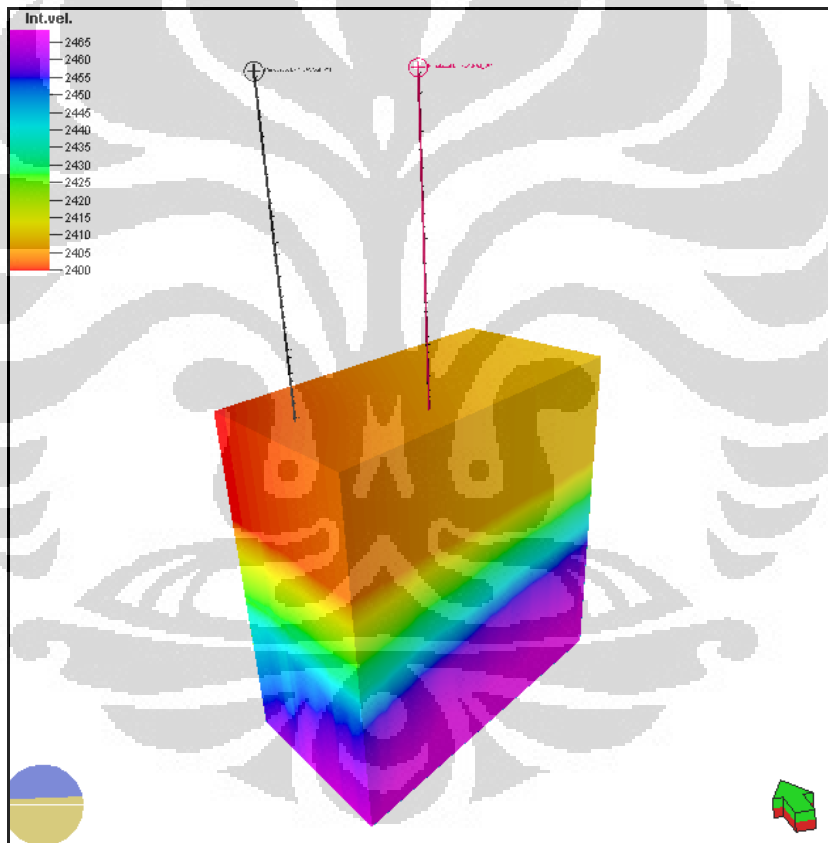
Gambar 3. 15 Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Baccaro 1



Gambar 3. 16 Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Baccaro 2

3.4.3.2 Model Kecepatan

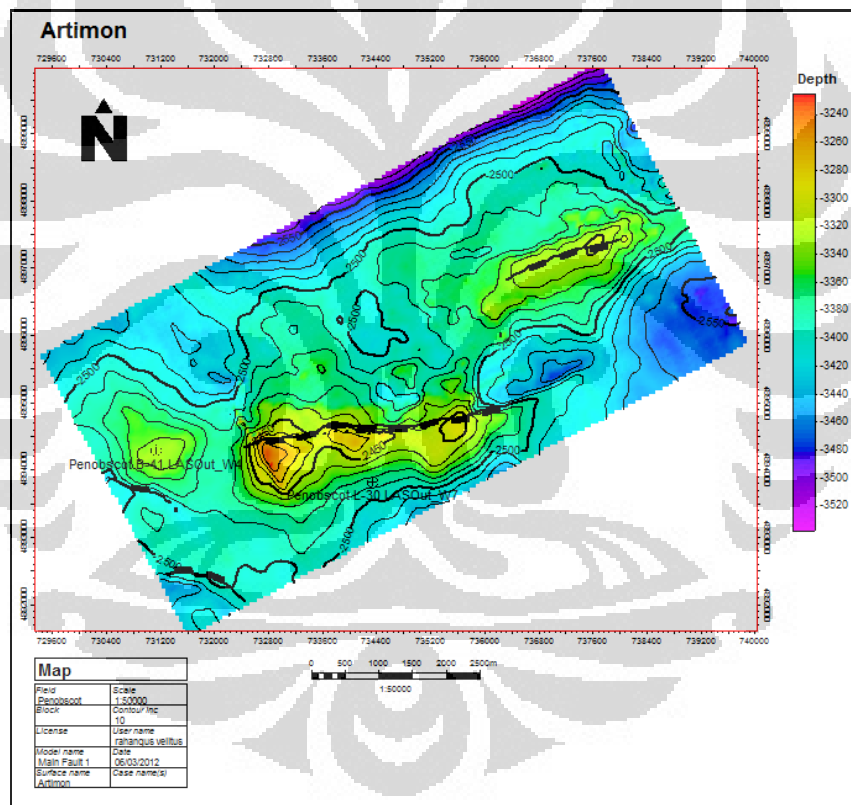
Untuk dapat merubah *3D grid time* model menjadi *3D grid depth* model diperlukan adanya konversi antara waktu terhadap kedalaman. Model kecepatan dibuat agar konversi tersebut dapat dilakukan. Setiap variasi model kecepatan pada umumnya juga merepresentasikan variasi litologi. Pembuatan model kecepatan didasarkan pada data *checkshot* yang telah divalidasi sebelumnya. Model kecepatan ini berubah terhadap kedalaman. Data marker digunakan sebagai kontrol dan koreksi terhadap kedalaman. **Gambar 3.17** menunjukkan *cube* dari model kecepatan yang telah dihasilkan.



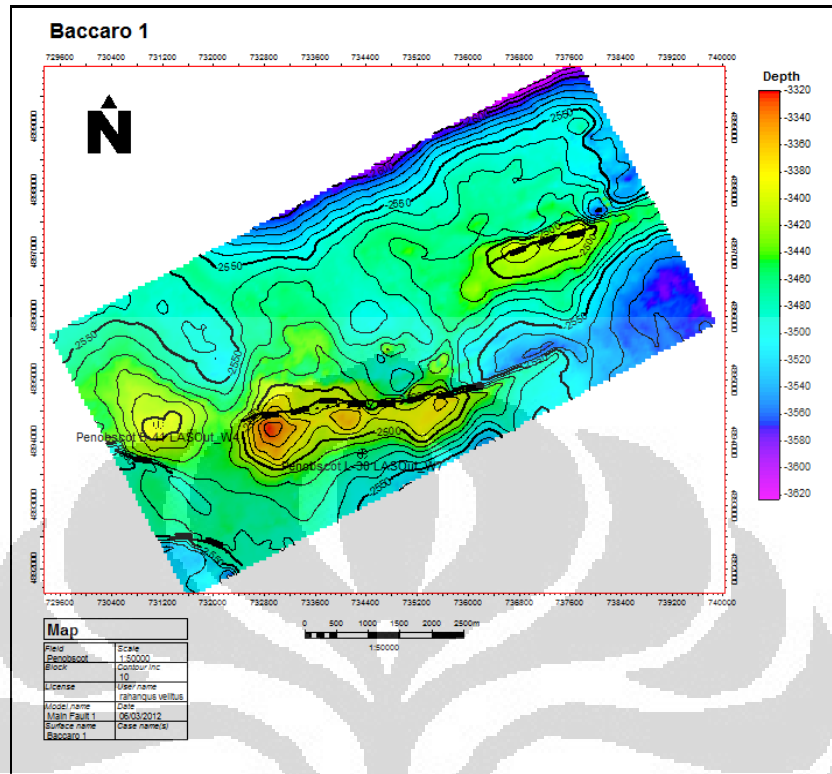
Gambar 3. 17 *Cube* model kecepatan.

3.4.3.3 Peta Struktur Kedalaman

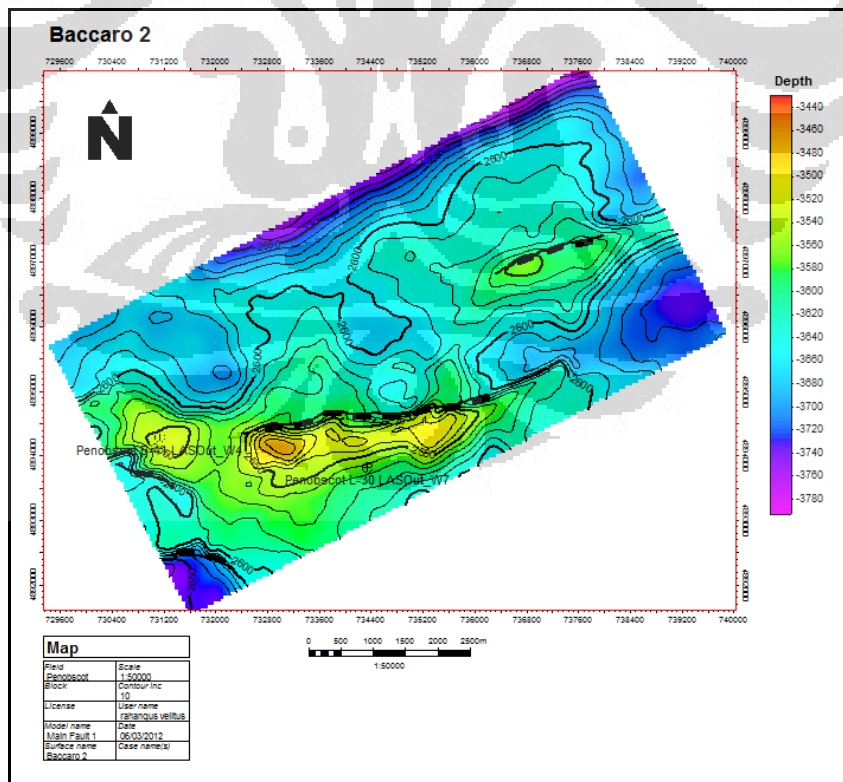
Permukaan dari masing-masing lapisan yang terdapat dalam *3D grid time* model selanjutnya dikonversi kedalam domain kedalaman menjadi *3D grid depth* model. 3D grid dalam domain kedalaman tersebut merupakan model hasil konversi dengan menggunakan model kecepatan yang telah dibuat sebelumnya. Berikut ini adalah peta gambaran permukaan dari lapisan yang dibentuk oleh struktur-struktur utama lapangan Penobscot dan dikhususkan pada area reservoir dalam domain kedalaman yang ditunjukkan oleh **Gambar 3.18** hingga **Gambar 3.20**.



Gambar 3. 18 Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan Top Artimon



Gambar 3. 19 Peta struktur kedalaman pada permukaan lapisan Top Baccaro 1

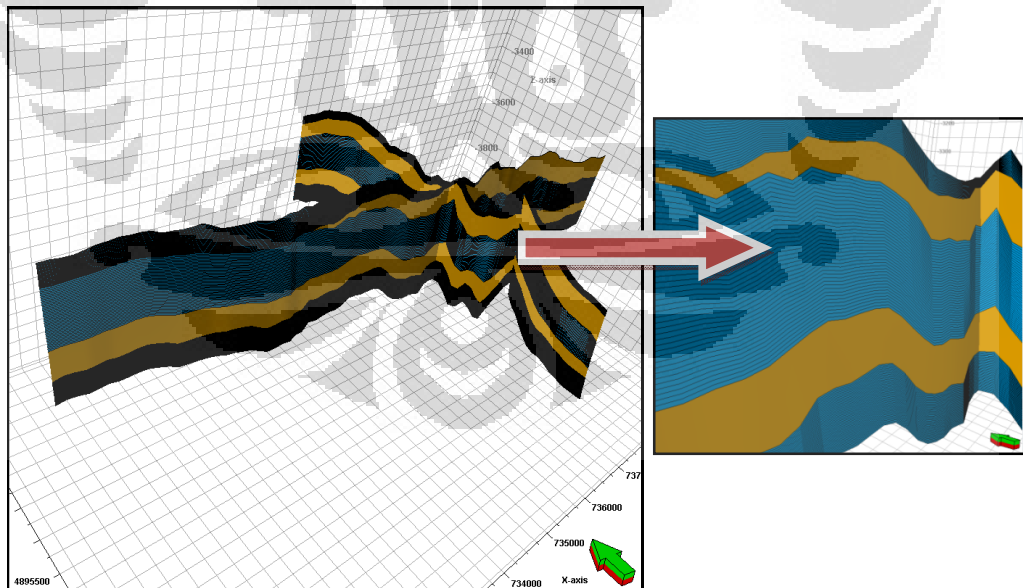


Gambar 3. 20 Peta struktur kedalaman pada permukaan Top Baccaro 2

3.6 Pembuatan zona dan perlapisan

Proses zonasi berfungsi menghasilkan variasi zona jarak antar horizon. Zona dapat ditambahkan kedalam model dengan memperkenalkan data well top, data ketebalan dalam bentuk isokhor, ketebalan tetap dan persentase. Dalam pemodelan lapangan Penobscot, dibuat 3 zona reservoir utama. Zona reservoir dibagi menjadi zona Artimon sebagai zona bagian atas, selanjutnya Baccaro 1 hingga Baccaro 2 pada zona bagian bawah.

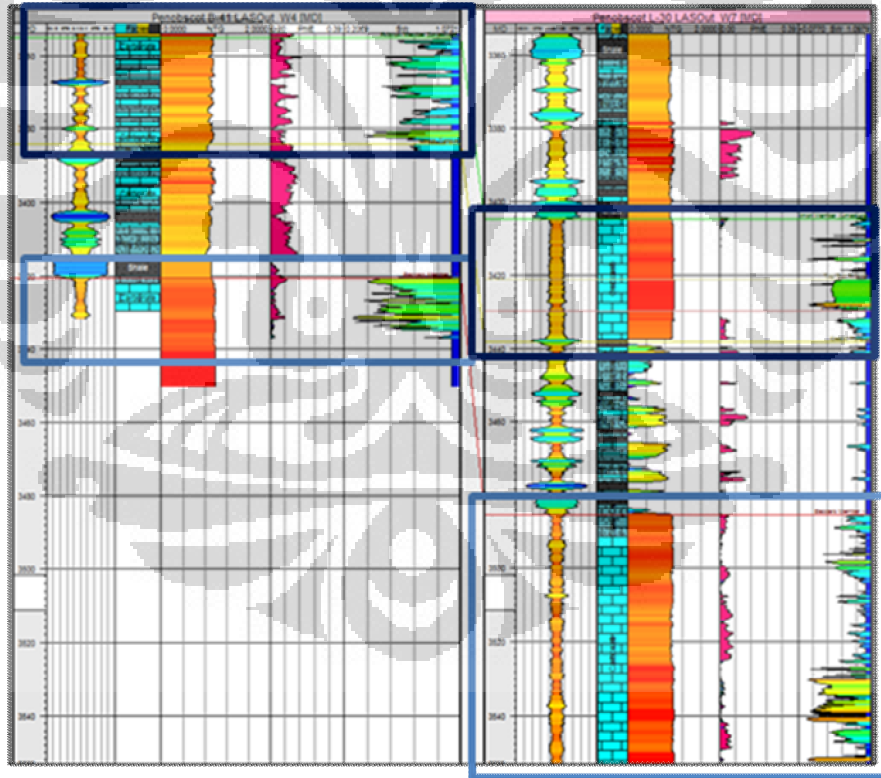
Tahap akhir dalam membangun kerangka struktural adalah mendefinisikan ketebalan dan area lapisan antar horizon dari grid 3D. Lapisan ini akan menggambarkan cell dari grid 3D yang diwakilkan selama pemodelan properti. Perlapisan dalam masing-masing zona reservoir dalam zona utama dibagi dengan menggunakan rata-rata ketebalan sel sekitar 2 meter. Pembagian zona dengan divisi sebanding (*proportional*) telah digunakan dalam melukiskan jumlah lapisan antara puncak dan batas bawah (alas) dalam zona *interest (reservoir)*, sedangkan pada zona non-reservoir dianggap hanya memiliki 1 lapisan sel setebal zona tersebut. **Gambar 3.21** untuk model 3D setelah layering.



Gambar 3. 21 model reservoir 3D setelah proses layering

3.7 Korelasi Properti Petrofisika

Korelasi properti petrofisika diperlukan untuk pemodelan properti yang akan dibahas pada bab selanjutnya. Properti yang digunakan yaitu Porositas Efektif (PHIE), Saturasi Air (SW), dan *Net to Gross* ($NTG = 1 - V_{CLAY}$). Properti-properti ini merupakan hasil perhitungan petrofisika yang diolah dari data log. Selain itu dibuat pula hasil penentuan litofasies yang dilakukan dengan analisa kualitatif nilai log gamma ray yang dikontrol nilai log impedansi akustik. Hasil pemodelan stratigrafi berupa marker geologi yang telah dibuat dapat menjadi pertimbangan untuk mengoreksi nilai properti yang nantinya akan digunakan dalam pemodelan. **Gambar 3.22** menunjukkan korelasi dua zona reservoir (Artimon dan Baccaro-1) dengan log GR, Litofasies, dan Properti Petrofisika diantaranya PHIE, SW, dan NTG.



Gambar 3. 21 Korelasi Log *Gamma Ray*, Litofasies dan Properti Petrofisika.

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pemodelan Reservoir

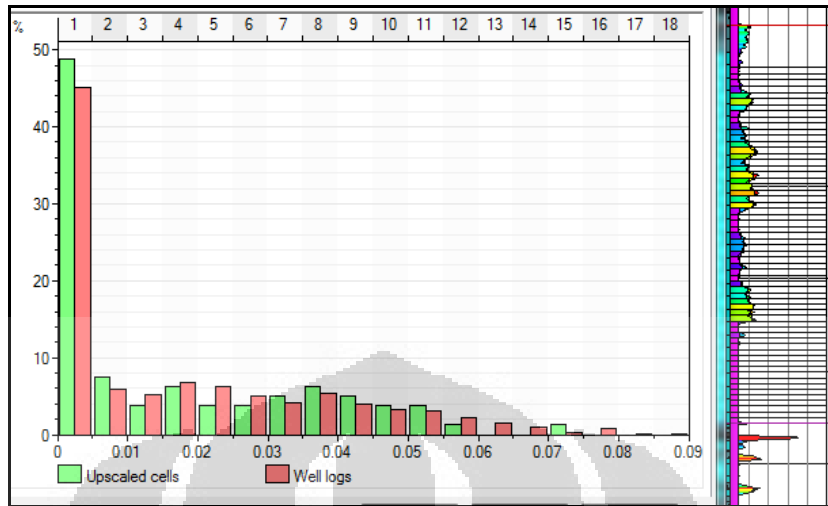
Proses pemodelan reservoir dibagi menjadi beberapa bagian, yaitu pemodelan geometri, scale up data log, dan hasil properti reservoir berupa pemodelan litofasies dan pemodelan properti. Terdapat 3 zona reservoir yang menjadi fokus utama dalam penelitian yaitu Artimon, Baccaro-1, dan Baccaro-2. Distribusi parameter petrofisika (porositas, net to gross, dan saturasi air) dari log dimodelkan dengan menggunakan pendekatan geostatistik dengan atribut impedansi akustik sebagai *constraint* utama. Hasil pemodelan properti tersebut selanjutnya digunakan untuk perhitungan volumetrik potensi Penobscot.

4.1.1 Pemodelan Geometri

Pembuatan model geometri digunakan untuk mengisi model horison yang telah dibuat. Model-model horison yang berisikan zona-zona dan layer-layer akan diisi oleh properti yang ditentukan pada saat setting properti model. Pada model ini digunakan seting *Zone index* dalam domain *elevation depth* yang akan digunakan sebagai dasar permodelan properti lebih lanjut.

4.1.2 Scale-up Properti Petrofisika

Data properti well log memiliki cakupan area yang terbatas, oleh sebab itu diperlukan Scale Up yang membantu memperluas cakupan nilai properti. Scale Up pada dasarnya berupa nilai rata-rata properti yang diekspansikan ke sekitar daerah sumur. Kedua sumur dengan log Porositas (PHIE), Saturasi Air (SW), Net to Gross (NTG) dan analisa Litofasies di-scale up pada tahap ini.



Gambar 4. 1 Contoh histogram porositas antara data log dengan hasil *scale up*

Histogram berwarna merah untuk data porositas dari log dan histogram berwarna hijau untuk hasil *scale up*. Kedua histogram terlihat memiliki distribusi yang hampir sama yaitu sehingga selisih diantara keduanya kecil. Keduanya juga memiliki mode pada kelas yang sama. Histogram log menghasilkan rentang yang lebih besar. Hal ini dapat diartikan bahwa porositas dari data log memiliki variabilitas yang lebih tinggi. Perbedaan antara log dengan hasil *upscaling* yang relatif kecil (sekitar $<5\%$) memberikan informasi bahwa proses perataan log secara aritmetik dan juga fungsi perlapisan sudah dapat mengakomodir heterogenitas data log tersebut.

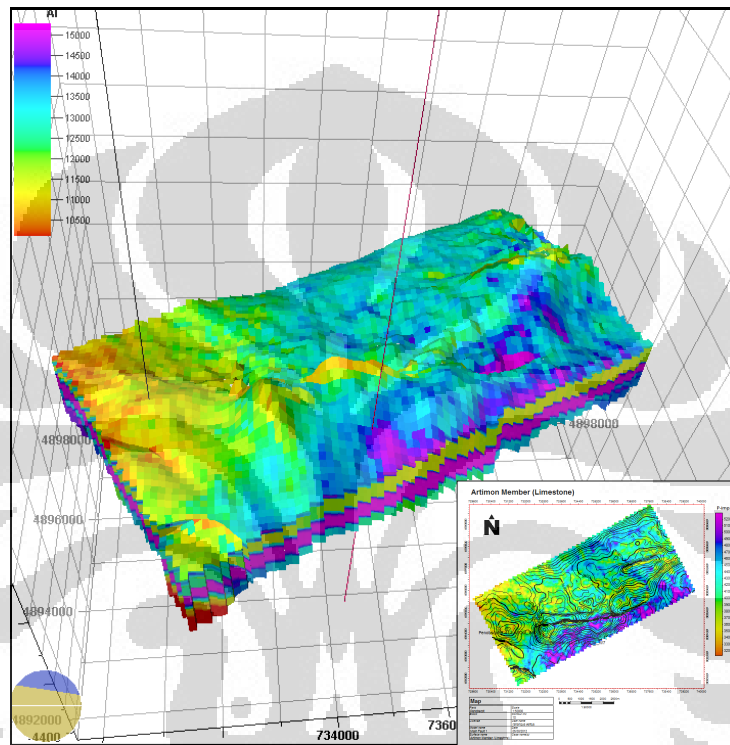
4.1.3 Hasil Properti Reservoir

Dari *Scale Up Data Log* dapat dihasilkan pemodelan untuk properti seperti porositas, saturasi air dan *Net to Gross*, dan juga pemodelan litofasies yang dilakukan terlebih dahulu.

4.1.3.1 Pemodelan Litofasies

Penentuan litofasies ditentukan secara interaktif dan kualitatif berdasarkan nilai *gamma ray* yang digunakan untuk dasar penggolongan fasies awal, yaitu untuk menentukan fasies berdasarkan litologi karbonat dengan shale. Persebaran fasies dilakukan dengan metode geostatistik dengan *co-kriging* atribut impedansi akustik hasil inversi seismik sebagai *constraint* utama. Analisa sensitivitas litologi

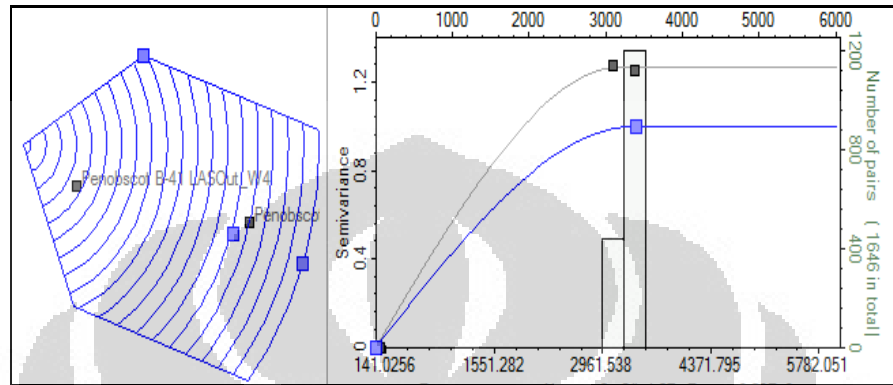
antara log impedansi akustik dengan gamma ray yang memiliki koefisien korelasi berbanding terbalik (-0.82), menghasilkan *cut-off* litologi karbonat yang bernilai lebih dari 13.000 (m/s)*(gr/cc), yang kemudian akan dilakukan sebagai dasar pemodelan lithofacies. **Gambar 4.2** menunjukkan model impedansi akustik 3D yang digunakan sebagai kontrol dalam persebaran litofacies.



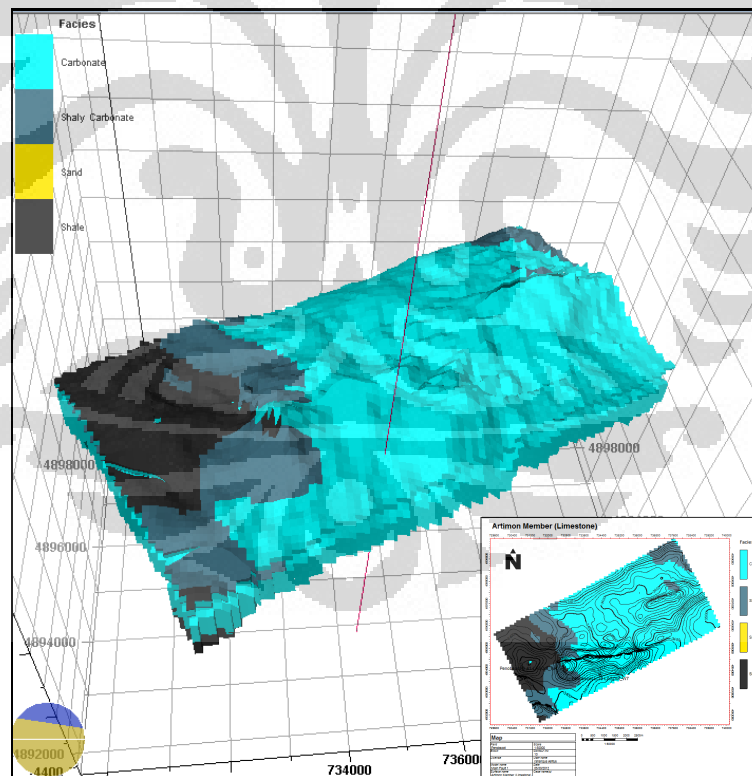
Gambar 4. 2 Model 3D Impedansi Akustik dan peta struktur pada reservoir zona-1.

Dalam pemodelan lithofacies lapangan Penobscot, digunakan 4 penggolongan jenis facies, yaitu Carbonate, Shaly Carbonate, dan Shale. Persebaran fasies dilakukan dengan analisa variasi data yang tersebar secara spasial ditunjukkan dengan variogram pada **gambar 4.3**. Carbonate dimodelkan berdasarkan pola blocky pada log gamma ray yang bernilai terendah, dengan menggunakan warna biru muda dalam karakteristik warnanya. Shale dimodelkan berdasarkan pola log gamma ray dengan nilai yang tinggi, dimodelkan dengan warna hitam dalam karakteristik warnanya. Shaly carbonate dimodelkan berdasarkan pola impedansi akustik yang relatif sama seperti shale, namun memiliki pola log gamma ray cukup tinggi yang diselingi dengan nilai gamma ray rendah. Lithofacies *shaly carbonate* dimodelkan dengan warna abu-abu. **Gambar 4.4** menunjukkan hasil

pemodelan litofasies 3D dimana shale berwarna hitam, shaly carbonate berwarna abu-abu, dan carbonate berwarna biru muda.



Gambar 4. 3 Contoh Variogram *Carbonate*

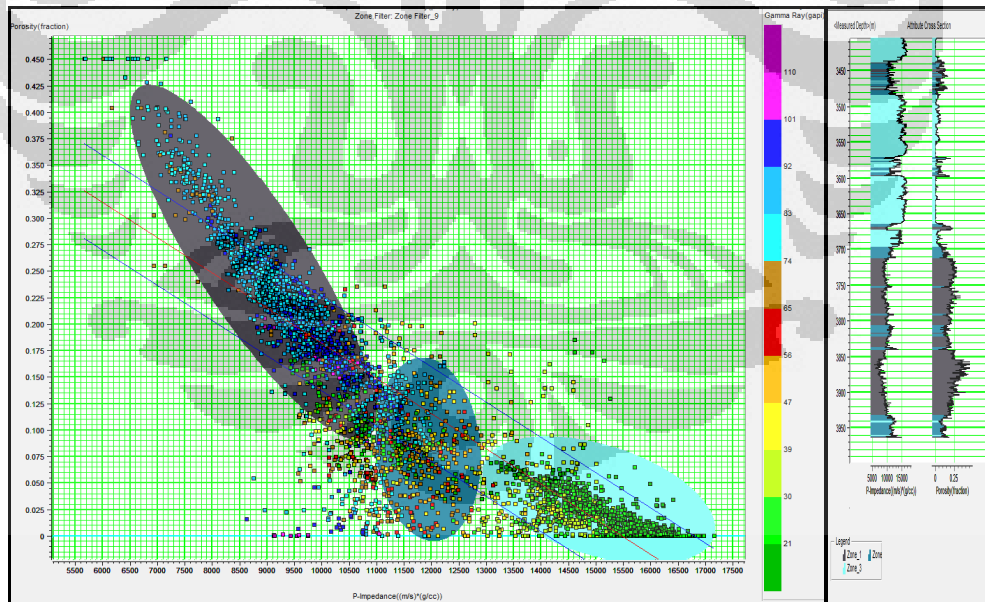


Gambar 4. 4 Hasil Pemodelan Litofasies 3D dan peta struktur pada reservoir zona-1.

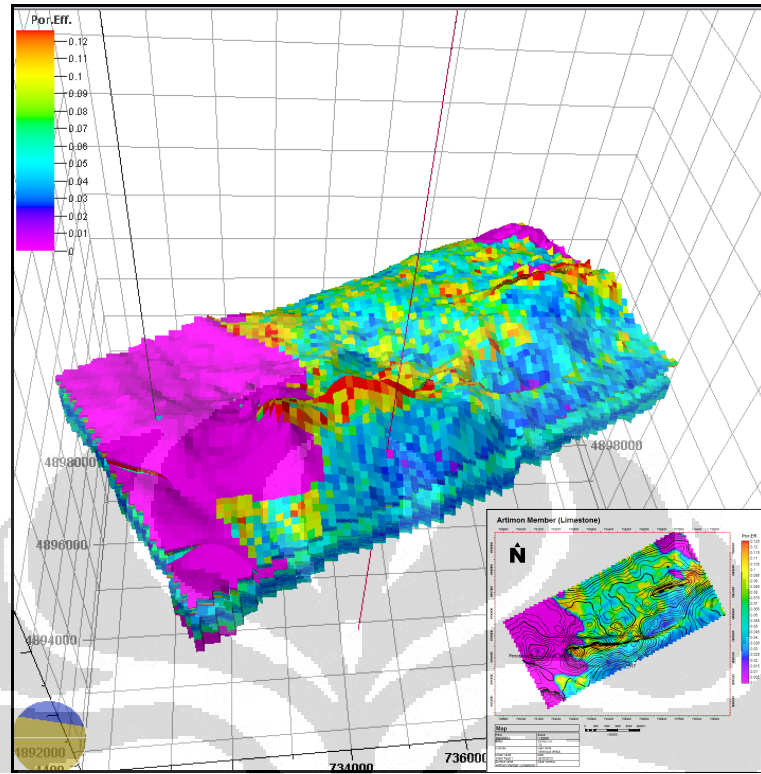
4.1.3.2 Pemodelan Properti

Setelah pemodelan litofasies dilakukan, maka pemodelan properti lainnya seperti porositas efektif, saturasi air, dan kandungan lempung dapat dilakukan sebagai salah satu kriteria untuk pemodelan properti. Properti petrofisika dimodelkan dengan mengkondisikan litofasies sebagai pembatas yang dalam hal ini hanya dilakukan pada zona reservoir yaitu karbonat.

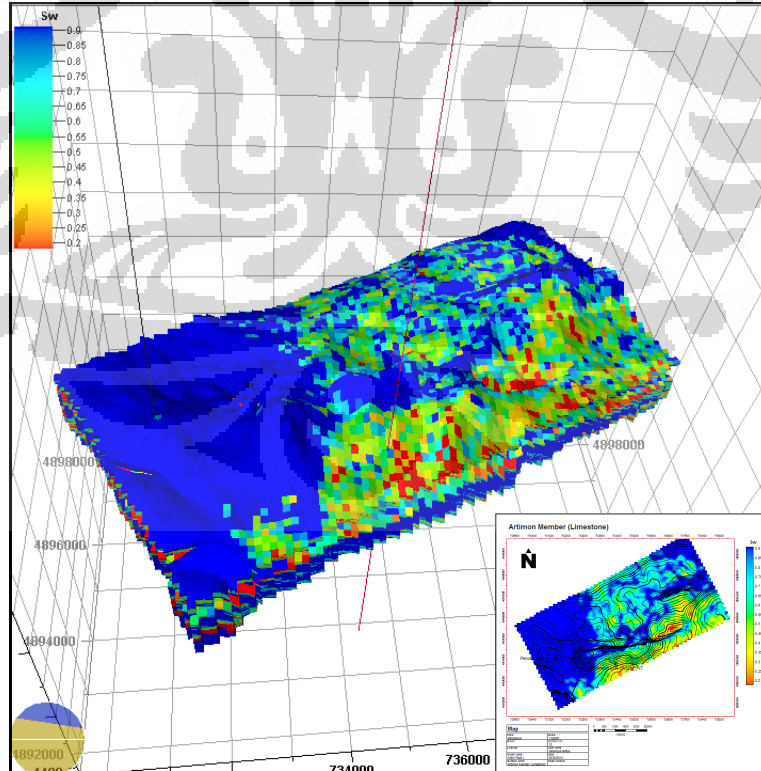
Persebaran properti dilakukan dengan metode geostatistik *Sequence Gaussian Simulation* dengan *co-kriging* dari data impedansi akustik hasil inversi. Dengan dasar analisa sensitivitas properti petrofisika dengan impedansi akustik, diperoleh masing-masing koefisien korelasi untuk dimasukkan sebagai *constraint* persebaran properti pada model. Hasil analisa sensitivitas antara log impedansi akustik dan porositas efektif menunjukkan nilai koefisien korelasi berbanding terbalik sebesar (-0.87).



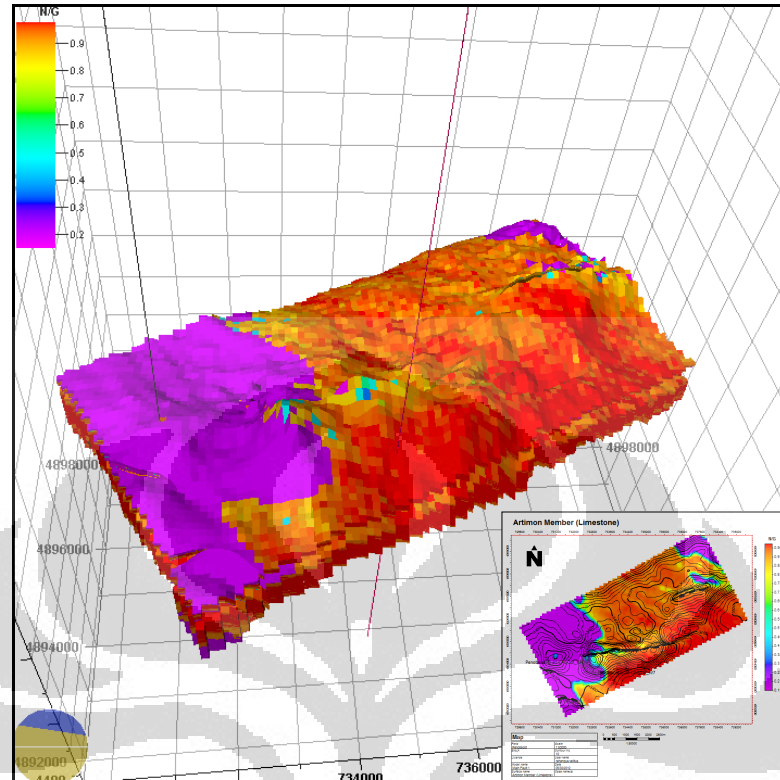
Gambar 4. 5 Crossplot Impedansi Akustik dengan Porositas Efektif. Indikator warna dikontrol oleh *Gamma Ray*.



Gambar 4. 6 Hasil Pemodelan Porositas dan peta struktur pada reservoir zona-1.



Gambar 4. 7 Hasil Pemodelan Saturasi Air dan peta struktur pada reservoir zona-1

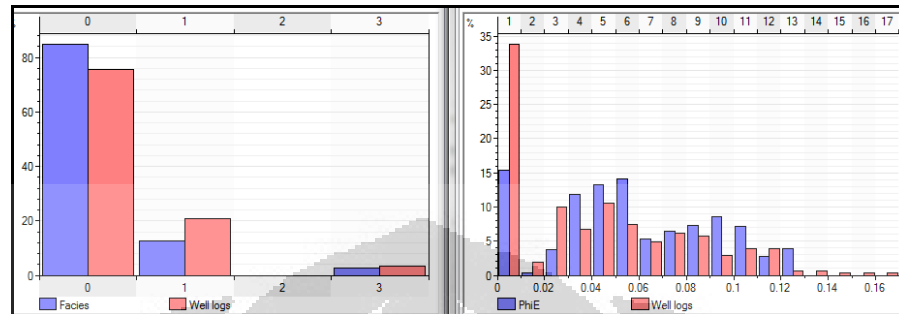


Gambar 4. 8 Hasil Pemodelan NTG dan peta struktur pada reservoir zona-1.

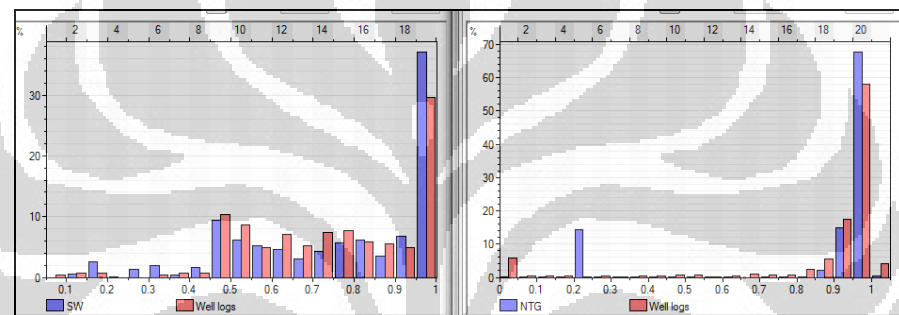
4.2 Analisa Pemodelan Reservoir

Hasil pemodelan properti yang ditunjukkan di atas merupakan hasil pengkondisian dengan hasil pemodelan litofasies yang telah dilakukan sebelumnya. Untuk setiap zona reservoir dilakukan pendekatan statistik dengan *co-kriging* volume impedansi akustik sebagai variabel kontrol pembatas yang memiliki koefisien korelasi untuk penyebaran nilai properti dari data sumur yang tersedia. Nilai koefisien korelasi yang mengontrol persebaran properti didapatkan dari analisa sensitivitas antara log impedansi akustik dengan properti petrofisika yang digunakan. Perbandingan antara hasil pemodelan dengan data sumur ditunjukkan pada histogram di bawah ini. Pada histogram tersebut, masing-masing menunjukkan persebaran nilai properti dengan toleransi kesalahan maksimal sebesar 10% terhadap data sumur, kecuali pada data porositas efektif yang memiliki toleransi kesalahan lebih dari 10% pada nilai porositas 0. Hal tersebut menunjukkan bahwa nilai 0 pada porositas tidak terdistribusi dengan baik pada model, namun secara keseluruhan properti porositas dengan nilai selain nol

dan properti lain cukup mendekati dengan data sumur baik secara keseluruhan zona reservoir maupun untuk tiap zona reservoir.



Gambar 4. 9 Histogram hasil pemodelan litofasies (kiri) dan porositas (kanan)



Gambar 4. 10 Histogram hasil pemodelan saturasi air (kiri) dan NTG (kanan)

Gambar 4.9 dan 4.10 merupakan histogram hasil pemodelan litofasies dan properti (PHIE, SW, VCL) terhadap data sumur. Kolom berwarna biru pada histogram merepresentasikan hasil pemodelan sedangkan kolom berwarna merah muda menunjukkan data log. Kesalahan yang terjadi pada kurang mendekatnya data model dengan data log dapat diakibatkan oleh nilai log yang tersebar berbeda dengan masing-masing properti.

4.3 Perhitungan Volumetrik

Hasil data dari pemodelan struktural dan pemodelan properti reservoir merupakan input bagi perhitungan volume hidrokarbon. Untuk perhitungan volumetric dilakukan beberapa skenario, dengan cara menggunakan model porositas yang sama kemudian dikombinasikan dengan model saturasi air dan net to gross yang berbeda sehingga nantinya didapat variasi jumlah perhitungan dari beberapa skenario.

Perhitungan volumetrik reservoir meliputi perhitungan *Bulk Volume*, *Net Volume*, *Hydrocarbon Pore Volume (HCPV)*, *Stock Tank Oil Initially In Place (STOIP)*. Setelah model reservoir dibangun, semua property reservoir ditransfer ke dalam sel masing-masing, kemudian perhitungan STOIP dapat dilakukan. **Persamaan 4.1** sampai dengan **Persamaan 4.4** menunjukkan formulasi dalam perhitungan cadangan hidrokarbon.

$$\text{Net Volume} = \text{Bulk Volume} * \text{NTG} \quad (4.1)$$

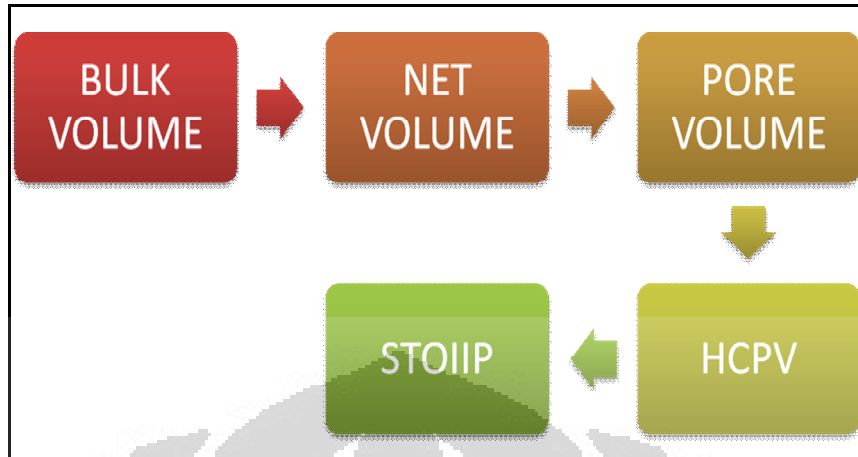
$$\text{Pore Volume} = \text{Net Volume} * \text{Porositas} \quad (4.2)$$

$$\text{HCPVoil} = \text{Pore Volume} * (1 - \text{Saturasi Air}) \quad (4.3)$$

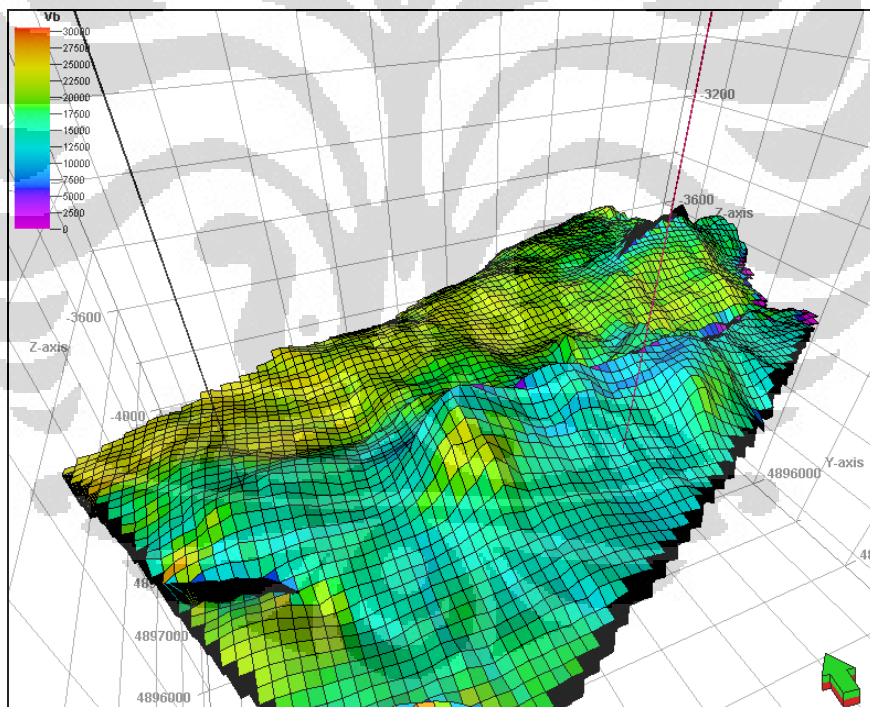
$$\text{STOIP} = \text{HCPVoil} / \text{Bo} \quad (4.4)$$

*) Bo = Faktor Volume Formasi Minyak

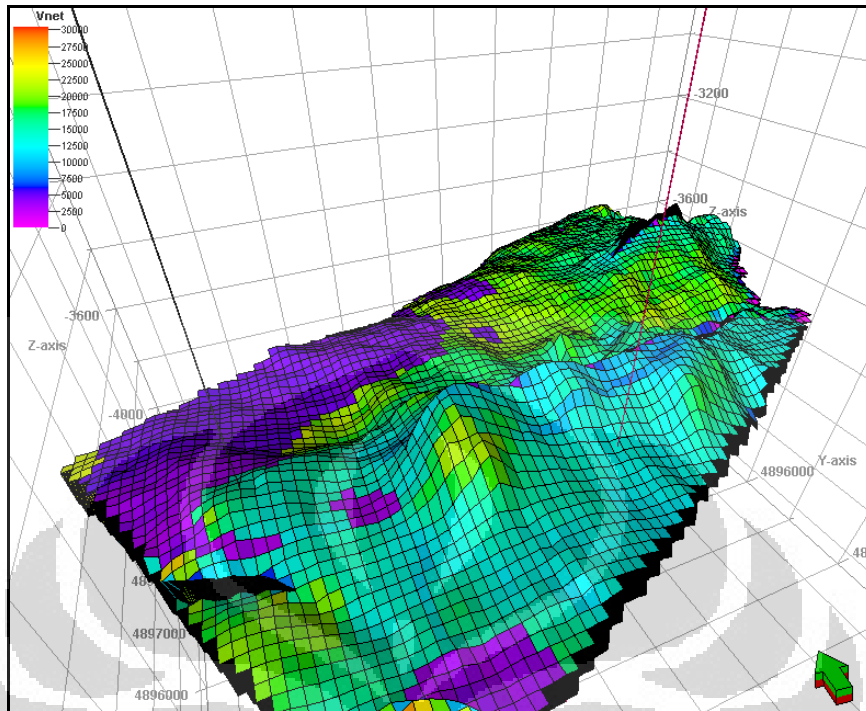
Persamaan umum untuk STOIP juga digunakan dalam perhitungan menggunakan software (*Volume Calculation*). Dalam perhitungan dengan software *Petrel*, ada beberapa nilai konstanta selain beberapa input perhitungan yang digunakan, seperti *Formation Volume Factor* baik untuk oil (*Bo*) yaitu perbandingan kondisi volume oil setelah di produksi dengan kondisi volume oil pada bawah permukaan yang nilainya disesuaikan dengan kondisi lapangan penelitian. **Gambar 4.12** menunjukkan distribusi bulk volume pada zona-2 reservoir, **Gambar 4.13** menunjukkan distribusi net volume pada zona-2 reservoir, **Gambar 4.14** menunjukkan distribusi pore volume pada zona-2 reservoir, dan **Gambar 4.15** menunjukkan distribusi HCPV oil pada zona-2 reservoir, **Gambar 4.16** menunjukkan distribusi STOIP pada zona-2 reservoir.



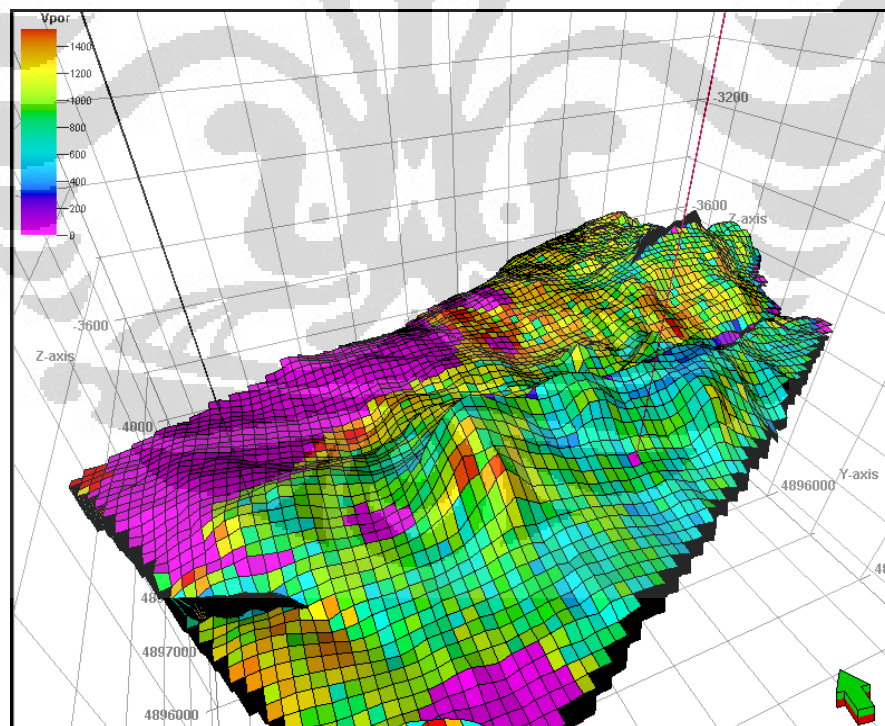
Gambar 4. 11 Diagram alir perhitungan volumetrik



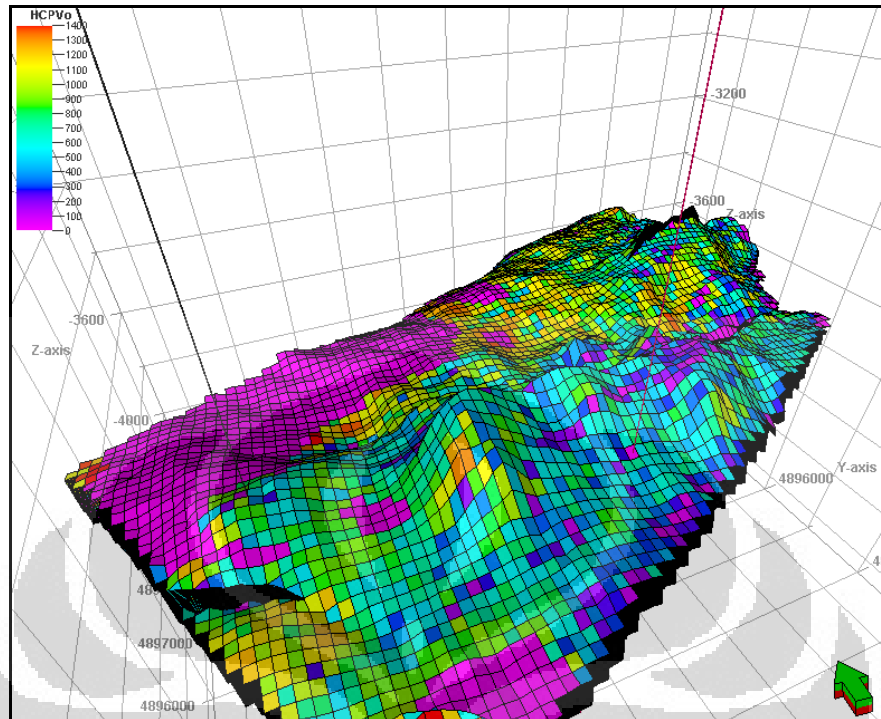
Gambar 4. 12 Distribusi Bulk Volume pada reservoir zona-2.



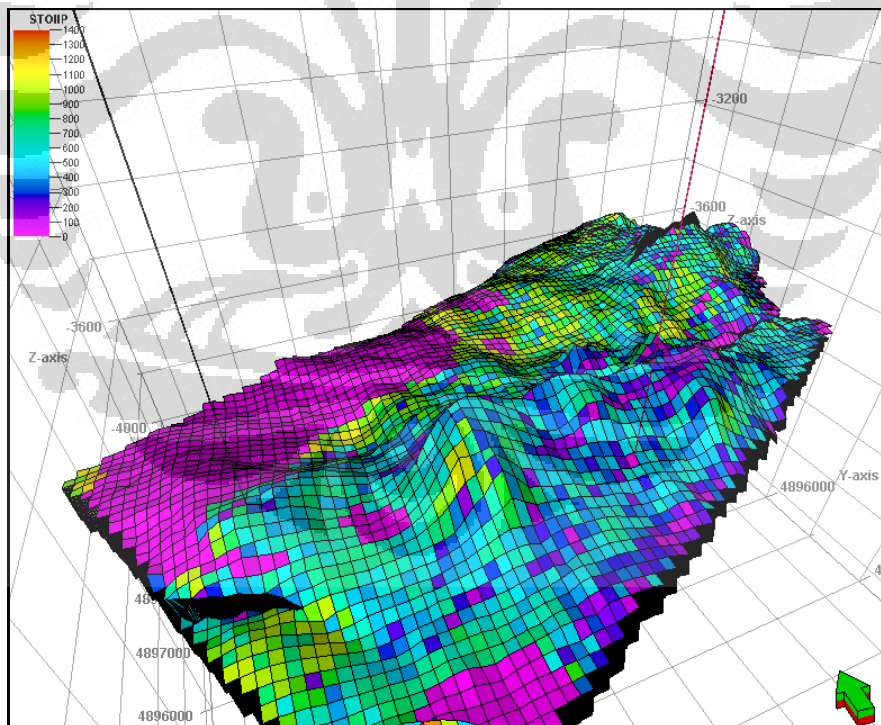
Gambar 4. 13 Distribusi Net Volume pada reservoir zona-2.



Gambar 4. 14 Distribusi Pore Volume pada reservoir zona-2.



Gambar 4. 15 Distribusi HCPV-Oil pada reservoir zona-2.



Gambar 4. 16 Distribusi STOIP pada reservoir zona-2.

Tabel 4.1 Hasil Perhitungan STOIP (zona reservoar)

Case	Bulk volume ($\times 10^3 \text{m}^3$)	Net volume ($\times 10^3 \text{m}^3$)	Pore volume ($\times 10^3 \text{m}^3$)	HCPV oil ($\times 10^3 \text{m}^3$)	STOIP ($\times 10^3 \text{m}^3$)
Case-1	3940250	3537118	145094	41393	34494
Case-2	3940250	3537118	144953	41321	34435
Case-3	3940250	3537118	145181	41417	34514
Case-4	3940250	3540547	145302	41470	34559
Case-5	3940250	3540547	145158	41398	34498
Case-6	3940250	3540547	145389	41494	34578
Case-7	3940250	3539845	145295	41452	34543
Case-8	3940250	3539845	145151	41379	34482
Case-9	3940250	3539845	145382	41474	34561
Case-10	3940250	3537118	145094	42091	35076
Case-11	3940250	3537118	144953	42046	35038
Case-12	3940250	3537118	145181	42119	35099
Case-13	3940250	3540547	145302	42153	35127
Case-14	3940250	3540547	145158	42108	35090
Case-15	3940250	3540547	145389	42181	35151
Case-16	3940250	3539845	145295	42148	35123
Case-17	3940250	3539845	145151	42102	35085
Case-18	3940250	3539845	145382	42175	35145
Case-19	3940250	3537118	145094	41317	34431
Case-20	3940250	3537118	144953	41235	34362
Case-21	3940250	3537118	145181	41285	34404
Case-22	3940250	3540547	145302	41389	34491
Case-23	3940250	3540547	145158	41306	34422
Case-24	3940250	3540547	145389	41356	34464
Case-25	3940250	3539845	145295	41373	34477
Case-26	3940250	3539845	145151	41289	34408
Case-27	3940250	3539845	145382	41339	34449
Nilai Maksimum	3940250	3540547	145389	42181	35151
Nilai Tengah	3940250	3539845	145181	41417	34514
Nilai Minimum	3940250	3537118	144953	41235	34362
Rata-rata	3940250.00	3539170.00	145211.67	41622.59	34685.41

4.4 Analisa Hasil Perhitungan Volumetrik

Proses perhitungan volumetrik reservoir menggunakan fasilitas kalkulasi volumetrik yang menghasilkan output berupa *bulk volume*, *net volume*, HCPV, dan STOIP. Perhitungan volumetrik reservoir dapat dilakukan dengan beberapa skenario. Skenario ini dilakukan untuk mendapatkan nilai maksimal untuk STOIP. Masing-masing parameter petrofisika (porositas, saturasi air, NTG) yang telah dimodelkan memiliki beberapa hasil realisasi. Kemudian dari beberapa realisasi pemodelan dilakukan kombinasi untuk mencari hasil perhitungan volume yang paling maksimal. Sebagai contoh hasil NTG realisasi ke-1 dikombinasikan dengan SW realisasi ke-3, Porositas realisasi ke-2, dan dimasukkan konstanta lain yang dibutuhkan untuk hasil perhitungan, kemudian dilakukan kombinasi lain yang berbeda sehingga didapatkan jumlah volume yang beragam.

Tabel 4.1 menunjukkan hasil perhitungan STOIP pada zona reservoir. Hasil perhitungan paling maksimal adalah sekitar 35,1 juta meter kubik atau 221,1 juta barrel, perhitungan paling minimal adalah sekitar 34,3 juta meter kubik atau 216,1 juta barrel, dan rata-rata perhitungan adalah sekitar 34,5 juta meter kubik atau setara dengan 218,16 juta barrel. Zona reservoir yang memiliki nilai STOIP terbesar adalah zona-2 yaitu lapisan Baccaro-1, lalu urutan kedua terbesar adalah zona-1 yaitu lapisan Artimon, kemudian zona-3 atau Baccaro-2 memiliki nilai STOIP terendah.

Nilai STOIP yang didapatkan pada perhitungan dari penelitian ini dapat dipengaruhi oleh beberapa faktor :

- Rasio hasil pemodelan reservoir
- Cakupan area reservoir
- Pemodelan Fasies

Rasio distribusi pemodelan reservoir sangat berpengaruh terhadap perhitungan STOIP. Rasio pemodelan NTG berpengaruh terhadap perhitungan Net Volume, kemudian PHIE berpengaruh terhadap perhitungan Pore Volume, kemudian selanjutnya SW berpengaruh terhadap perhitungan HCPV pada reservoir. Hasil

pemodelan properti reservoir yaitu PHIE, SW, dan NTG memiliki rasio dengan kisaran <10%, sedangkan untuk PHIE dengan nilai 0 memiliki rasio lebih dari 10% karena distribusi yang kurang baik. Namun nilai 0 pada PHIE tidak dimasukkan dalam perhitungan Pore Volume, jadi pengaruh distribusi nilai 0 pada PHIE tidak terlalu signifikan terhadap perhitungan STOIP.

Cakupan area reservoir yang dihitung pada penelitian ini belum menjangkau area reservoir formasi karbonat secara keseluruhan, melainkan hanya terfokus pada lapisan Artimon, Baccaro-1, dan Baccaro-2. Lapisan Baccaro-3 sampai Baccaro-5 yang diinterpretasi dari acuan sebagai formasi karbonat *build up* tidak dimasukkan dalam perhitungan karena keterbatasan kedalaman dari sumur yang digunakan. Area reservoir terbesar pada penelitian ini adalah zona-2 yaitu lapisan Baccaro-1. Sekitar 80 persen volume STOIP dari total reservoir yang dihitung berada pada zona Baccaro-1 karena memiliki ketebalan sekitar 85 meter yang relatif lebih besar dibandingkan zona-1 (Artimon) dan zona-3 (Baccaro-2).

Pemodelan litofasies yang telah dilakukan dengan analisa *constraint* atribut impedansi akustik sangat berpengaruh terhadap distribusi pemodelan properti dan perhitungan volume STOIP, karena analisa sensitivitas atribut impedansi akustik terhadap properti petrofisika berkaitan langsung dalam pemisahan litologi pada area penelitian.

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari rangkaian proses penelitian ini terdapat beberapa kesimpulan yang didapat:

- Integrasi dari aplikasi atribut seismik impedansi akustik dapat digunakan untuk identifikasi dan distribusi litofasies yang dijadikan sebagai dasar dalam distribusi properti reservoir yaitu Porositas (PHIE), Saturasi Air (SW), dan Net to Gross (NTG).
- Perpaduan dari data seismik dengan atribut impedansi akustik, data sumur dengan evaluasi petrofisika, dan data geologi dapat memberikan visualisasi dan karakterisasi reservoir yang menjadi dasar dalam pembuatan model reservoir 3D.
- Hasil pemodelan properti petrofisika dapat digunakan sebagai input dalam perhitungan volume hidrokarbon (STOIIP) yang dilakukan dengan beberapa kali skenario untuk mengetahui volume maksimum yang dapat dicapai.
- STOIIP total didapatkan sebesar 221,1 juta barrel dengan lapisan volume terbesar pada lapisan reservoir zona-2 (Baccaro-1) dibandingkan dengan volume pada zona-1 dan zona-2 yang lebih kecil.
- Distribusi properti petrofisika dapat dikontrol dengan atribut impedansi akustik sesuai dengan analisa sensitivitas antara log impedansi akustik dengan masing-masing properti.
- Hasil perhitungan volume STOIIP dipengaruhi oleh cakupan area reservoir dalam penelitian ini, pemodelan litofasies, dan juga rasio hasil pemodelan properti reservoir.

5.2 Saran

Setelah melakukan penelitian ini, maka ada beberapa saran untuk penelitian ke depannya:

- Cakupan area reservoir yang lebih menyeluruh agar seluruh komponen penyusun reservoir dapat termodelkan sehingga memaksimalkan hasil perhitungan.
- Pemodelan litofasies yang melingkupi seluruh data sumur sehingga seluruh fasies yang ada di lapangan tersebut dapat termodelkan.
- Untuk hasil distribusi secara statistika yang lebih baik, banyaknya data sumur akan membantu memperkecil nilai ketidakpastian dari perhitungan volumetrik.
- Ketersediaan data log kecepatan gelombang S untuk analisa parameter elastik seismik guna mendapatkan respon sensitivitas fluida yang lebih baik.

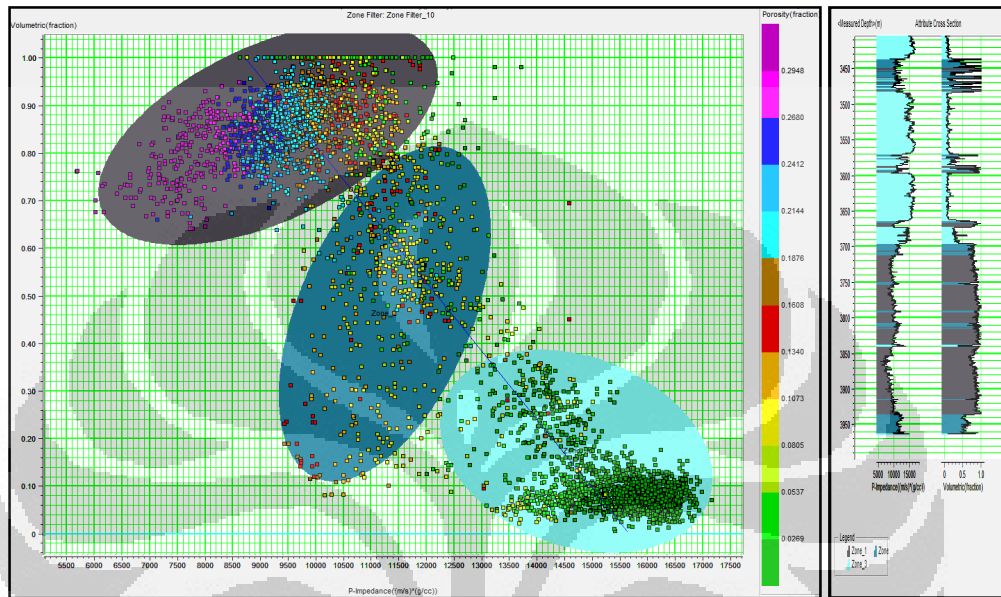
DAFTAR ACUAN

- Baris, M.J. 2011. *Pemodelan Reservoir dan Perhitungan Volume Cadangan Hidrokarbon pada Lapangan Boonsville Texas*. Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, Universitas Indonesia.
- Berger, Bei. 2011. *Aplikasi Atribut Seismik dalam Penentuan Struktur dan Analisa Lithofasies untuk Pemodelan Reservoir dan Perhitungan Cadangan Sebagai Evaluasi Lapangan Gulf Of Mexico*. Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, Universitas Indonesia.
- Brown, Alistair R. 2004. *Interpretation of Three Dimensional Seismic Data*, Sixth Edition. AAPG Memoir 42 & SEG Investigations in Geophysics No.9.
- Eliuk L.S. 2010. *Regional Setting of the Late Jurassic Deep Panuke Field, Offshore Nova Scotia, Canada – Cuttings Based Sequence Stratigraphy and Depositional Facies Associations - Abenaki Formation Carbonate Margin*. AAPG Convention, New Orleans, Louisiana.
- Eliuk L.S. 2009. *Carbonate and Siliciclastic Sequence Stratigraphy - Examples from the Late Jurassic Abenaki Limestone and West Venture Deltaic Beds, Offshore Nova Scotia, Canada*. CSPG CSEG CWLD Convention, Calgary, Alberta, Canada.
- Hampson – Russell. 2003. *Installation and Tutorial*, A Veritas Company, Texas.
- Hampson – Russell. 2008. *AVO WORKSHOP, Theory and Exercises*, A Veritas Company, Texas
- Haris, Abdul. 2004. *Panduan Kuliah Seismik Eksplorasi*. Kekhususan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.
- Haris, Abdul. 2008. *Komputasi Geofisika*. Kekhususan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi log*. Schlumberger Oilfield Services.
- JDT Crane P., WJF Clark P. 1992. *Final Report on The 3D Seismic Survey on Penobscot E.L. 2353 Offshore Nova Scotia*. CNSOPB, Canada.

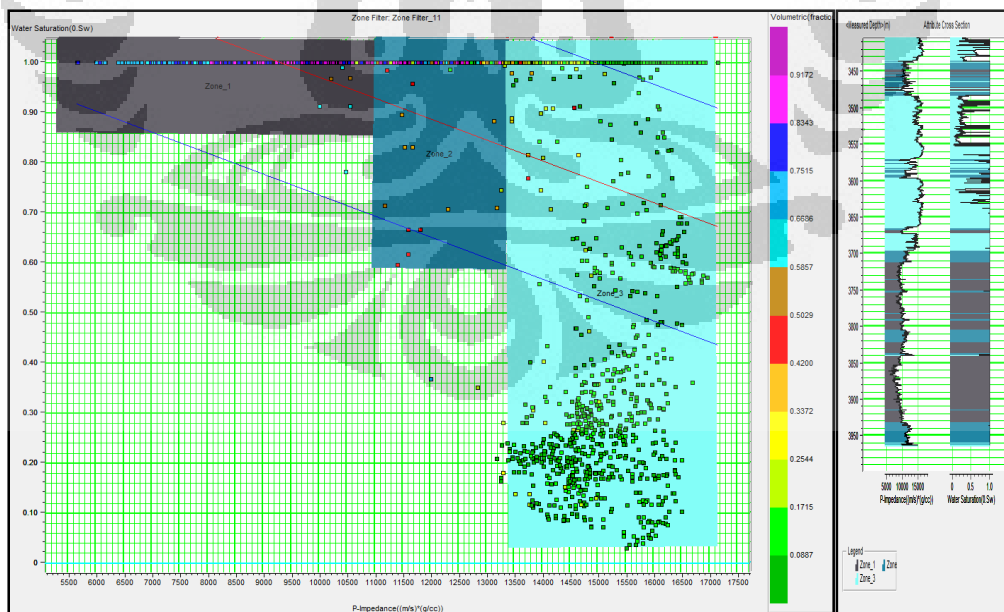
- Munadi, Suprajitno. 1998, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, Universitas Indonesia.
- Mussett, Alan and Khan, M. Aftab. 2000. *Looking Into the Earth*. Cambridge University Press.
- Natural Resources Canada. 2011. Geological Survey of Canada: Geology of Scotian Margin: Stratigraphic Overview. www.nrcan.gc.ca.
- Schlumberger. 2007. *Petrel Introduction*, Schlumberger Innovation Solutions
- Schlumberger. 2004. *Petrel Workflow Tools: Property Modeling*, Schlumberger Innovation Solutions
- Schlumberger, 2008. *Reservoir Characterization from Seismic Inversion*, Oilfield Review Spring
- Sherrif, Robert E., and Geldart, Lloyd P. 1995. *Exploration Seismology*, Cambridge : Cambridge University Press.
- Sukmono, S. 1999. *Seismik Stratigrafi*. Jurusan Teknik Geofisika - ITB, Bandung.
- Sukmono, S. 2000. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Jurusan Teknik Geofisika ITB, Bandung.
- Weissenberger J.A.W., Harland N., Hogg J., Syhlonyk G. 2000. *Sequence Stratigraphy of Mesozoic carbonates, Scotian Shelf, Canada*. GeoCanada 2000 – The Millennium Geoscience Summit.
- Wibisono, Erlangga. 2009. *Analisis dan Inversi AVO Simultaneous untuk Mengekstrak Sifat Fisika Batuan : Studi Kasus Batu Pasir Formasi Gumai pada Sub Cekungan Jambi*. Jurusan Fisika, Universitas Indonesia.
- Yilmaz, Oz. 1987. *Seismic Data Processing*. SEG, Tulsa.
- <http://ammonitenovascotia.com>. 2011. "Penobscot Petroleum System, Penobscot Structure".
- http://cnsopb.ns.ca/rift_pre.php. 2012. "Pre Rift Regional Geology, Canada-Nova Scotia Petroleum Board".
- http://gsc.nrcan.ca/marine/scotianmargin/so_e.php. 2011. "Geology of Scotian Margin - Stratigraphic overview".
- <http://opendtech.org/osr/Main/PENOBSCOT3DSABLEISLAND>. 2011. "Penobscot 3D - Survey".

LAMPIRAN

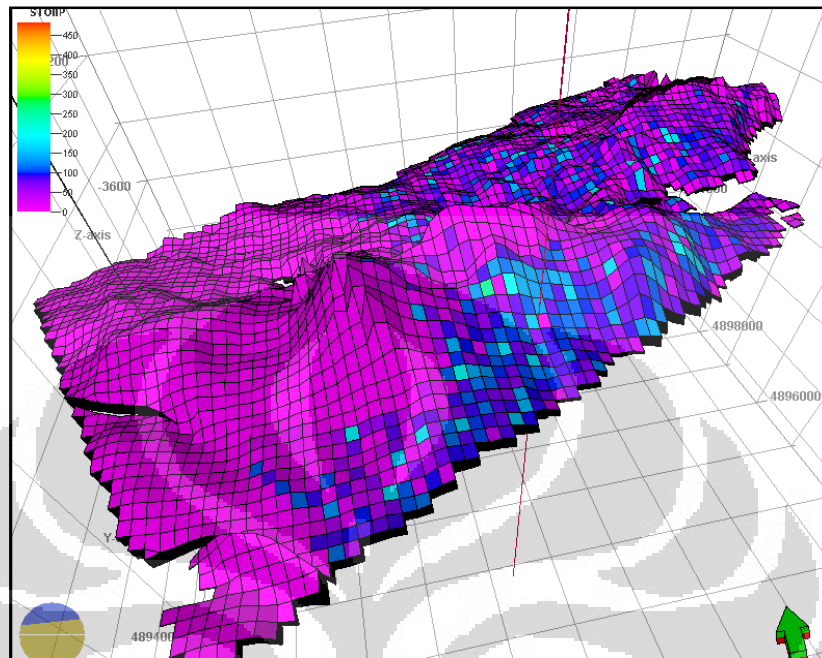
Crossplot Log Impedansi Akustik dengan Properti Petrofisika



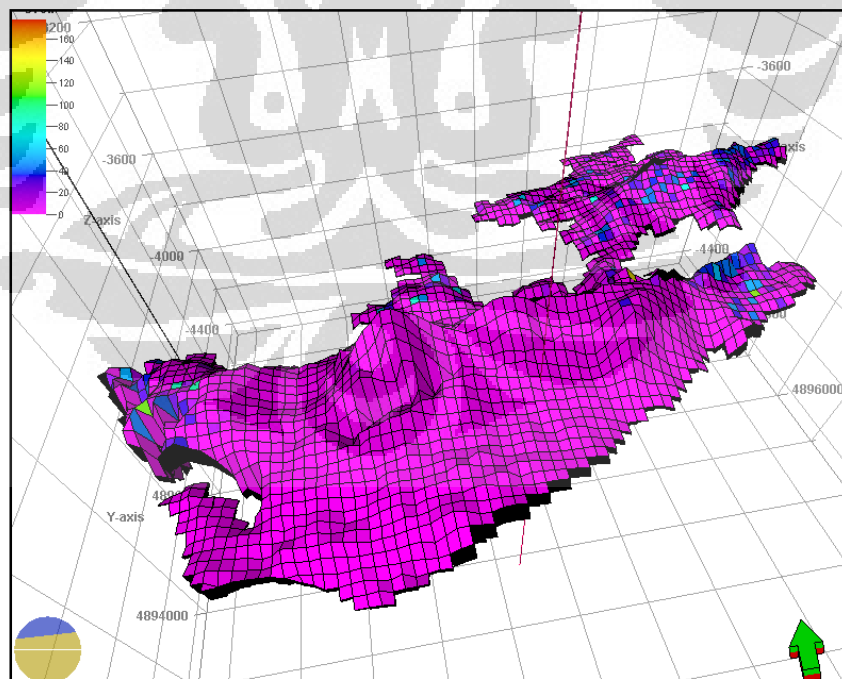
Impedansi Akustik vs Kandungan Lempung



Impedansi Akustik vs Saturasi Air



Hasil Distribusi STOIP Artimon



Hasil Distribusi STOIP Baccaro-2

Tabel Perhitungan Volume Hidrokarbon Formasi Karbonat Lapangan Penobscot ($\times 10^3 \text{ m}^3$)

Zone 1					
Case	Bulk volume	Net volume	Pore volume	HCPV oil	STOIP
Case-1	606294	488294	31770	6637	5531
Case-2	606294	488294	31802	6643	5536
Case-3	606294	488294	31805	6640	5533
Case-4	606294	489116	31848	6645	5538
Case-5	606294	489116	31879	6651	5543
Case-6	606294	489116	31884	6649	5541
Case-7	606294	489605	31892	6646	5538
Case-8	606294	489605	31925	6652	5543
Case-9	606294	489605	31930	6649	5541
Case-10	606294	488294	31770	6561	5468
Case-11	606294	488294	31802	6565	5470
Case-12	606294	488294	31805	6564	5470
Case-13	606294	489116	31848	6568	5473
Case-14	606294	489116	31879	6571	5476
Case-15	606294	489116	31884	6571	5476
Case-16	606294	489605	31892	6574	5479
Case-17	606294	489605	31925	6578	5481
Case-18	606294	489605	31930	6578	5482
Case-19	606294	488294	31770	6562	5468
Case-20	606294	488294	31802	6563	5469
Case-21	606294	488294	31805	6562	5468
Case-22	606294	489116	31848	6565	5471
Case-23	606294	489116	31879	6566	5472
Case-24	606294	489116	31884	6566	5471
Case-25	606294	489605	31892	6570	5475
Case-26	606294	489605	31925	6571	5476
Case-27	606294	489605	31930	6571	5475

Tabel Perhitungan Volume Hidrokarbon Formasi Karbonat Lapangan Penobscot ($\times 10^3 \text{ m}^3$)

Zone 2					
Case	Bulk volume	Net volume	Pore volume	HCPV oil	STOIIP
Case-1	2691727	2606141	109987	34442	28702
Case-2	2691727	2606141	109785	34360	28634
Case-3	2691727	2606141	110041	34462	28719
Case-4	2691727	2608700	110117	34510	28759
Case-5	2691727	2608700	109912	34428	28690
Case-6	2691727	2608700	110169	34530	28775
Case-7	2691727	2607547	110066	34491	28743
Case-8	2691727	2607547	109860	34408	28674
Case-9	2691727	2607547	110116	34510	28758
Case-10	2691727	2606141	109987	35227	29356
Case-11	2691727	2606141	109785	35175	29312
Case-12	2691727	2606141	110041	35252	29377
Case-13	2691727	2608700	110117	35283	29402
Case-14	2691727	2608700	109912	35230	29358
Case-15	2691727	2608700	110169	35307	29423
Case-16	2691727	2607547	110066	35271	29393
Case-17	2691727	2607547	109860	35217	29348
Case-18	2691727	2607547	110116	35294	29412
Case-19	2691727	2606141	109987	34449	28708
Case-20	2691727	2606141	109785	34363	28636
Case-21	2691727	2606141	110041	34418	28681
Case-22	2691727	2608700	110117	34518	28765
Case-23	2691727	2608700	109912	34431	28693
Case-24	2691727	2608700	110169	34486	28738
Case-25	2691727	2607547	110066	34497	28747
Case-26	2691727	2607547	109860	34409	28674
Case-27	2691727	2607547	110116	34463	28720

Tabel Perhitungan Volume Hidrokarbon Formasi Karbonat Lapangan Penobscot ($\times 10^3 \text{ m}^3$)

Zone 3					
Case	Bulk volume	Net volume	Pore volume	HCPV oil	STOIIP
Case-1	642229	442682	3337	315	262
Case-2	642229	442682	3366	318	265
Case-3	642229	442682	3335	315	262
Case-4	642229	442731	3338	315	262
Case-5	642229	442731	3366	318	265
Case-6	642229	442731	3336	315	262
Case-7	642229	442693	3337	315	262
Case-8	642229	442693	3366	318	265
Case-9	642229	442693	3336	315	262
Case-10	642229	442682	3337	302	252
Case-11	642229	442682	3366	307	256
Case-12	642229	442682	3335	302	252
Case-13	642229	442731	3338	302	252
Case-14	642229	442731	3366	307	256
Case-15	642229	442731	3336	302	252
Case-16	642229	442693	3337	302	252
Case-17	642229	442693	3366	307	256
Case-18	642229	442693	3336	302	252
Case-19	642229	442682	3337	306	255
Case-20	642229	442682	3366	309	257
Case-21	642229	442682	3335	305	254
Case-22	642229	442731	3338	306	255
Case-23	642229	442731	3366	309	257
Case-24	642229	442731	3336	305	254
Case-25	642229	442693	3337	306	255
Case-26	642229	442693	3366	309	257
Case-27	642229	442693	3336	305	254