



UNIVERSITAS INDONESIA

**APLIKASI PROBABILISTIC NEURAL NETWORK UNTUK
MENENTUKAN PARAMETER FISIS BATUAN PADA
LAPANGAN PENOBSCOT, CANADA - NOVA SCOTIA**

SKRIPSI

VICTOR SIAHAAN

0806452684

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK

JUNI 2012



UNIVERSITAS INDONESIA

**APLIKASI PROBABILISTIC NEURAL NETWORK UNTUK
MENENTUKAN PARAMETER FISIS BATUAN PADA
LAPANGAN PENOBSCOT, CANADA - NOVA SCOTIA**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

VICTOR SIAHAAN

0806452684

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK

JUNI 2012

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Victor Siahaan

NPM : 0806452684

Tanggal : 13 Juni 2012

Tanda Tangan :



HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan Oleh

Nama : Victor Siahaan
N P M : 0806452684
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Judul Skripsi : “Aplikasi Probabilistic Neural Network
untuk Menentukan Parameter Fisis Batuan
pada Lapangan Penobscot, Canada-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 : Dr. Dede Djuhana (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 13 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kepada Tuhan Yesus Kristus yang telah melimpahkan kasih karunia-Nya kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan laporan tugas akhir yang berjudul: “Aplikasi Probabilistic Neural Network untuk Menentukan Parameter Fisis Batuan pada Lapangan Penobscot, Canada-Nova Scotia” dengan baik.

Laporan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar kesarjanaan di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sulitlah kiranya bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada :

1. Kedua orang tuaku tercinta Bapak M. Siahaan dan Ibu N. Sinurat yang tak kenal lelah atas doanya untuk penulis setiap saat dan dukungan selama penulis berkuliah dan mengerjakan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
3. Bapak Dr. Santoso, selaku ketua Departemen Fisika FMIPA UI.
4. Bapak Dr. Syamsu Rosid, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI.
5. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris selaku pembimbing akademis penulis.
6. Ketiga saudara kebanggaanku Haryanto M. Siahaan, Eryanti Putri Siahaan, David Tulus Siahaan yang terus mendukungku sehingga dapat mengerjakan tugas akhir ini dengan baik tanpa kekurangan sesuatu apapun.
7. Kekasih hati Olin Silvia Hutahaean yang selalu memberi semangat dan motivasi kepada penulis selama pengerjaan Tugas Akhir ini.

8. Sdr. Ng Bei Berger S.Si, S.Si, Sdr. Aryo Aviarto, S.Si, Sdr. Erlangga Wibisono S.Si, Amar yang telah banyak membantu dan memberikan masukan kepada penulis.
9. Pejuang-pejuang Puri : Rangga, Riki, Jebe, Gangga, Willem, Bian, Mulyadi dan teman-teman S1 reguler dan nonreguler 2008 yang selalu memberikan dukungan moril dan spiritual, serta banyak informasi berharga kepada penulis.
10. Pasukan Fisika UI angkatan 2006, 2007, 2008, 2009 dan 2010 khususnya anak-anak tongkrongan got: Eirenio, Farid, Randi, Davy, Supriyanto, Tubagus, Yan, Janitra, Fahmi, Reyhan, Rama, Wira, Reza dan teman-teman lainnya yang selalu memberi semangat dan keceriaan di kampus.
11. Saudara Amar dan Apip atas kebersamaannya di Puri selama proses pengerjaan Tugas Akhir.
12. Jajaran karyawan Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
13. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Tuhan Yang Maha Esa membalas jasa semua pihak tersebut diatas dengan sebaik-baiknya. Penulis juga menyadari bahwa laporan ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga laporan ini membawa manfaat positif bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Jakarta, 2012

Penulis

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

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

Nama : Victor Siahaan
NPM : 0806452684
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 :

**APLIKASI PROBABILISTIC NEURAL NETWORK UNTUK MENENTUKAN
PARAMETER FISIS BATUAN PADA LAPANGAN PENOBSCOT, CANADA -
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 : 13 Juni 2012

Yang menyatakan


(Victor Siahaan)

Nama : Victor Siahaan
Program Studi : S-1 Reguler (Fisika)
Judul : “Aplikasi Probabilistic Neural Network untuk Menentukan Parameter Fisis Batuan pada Lapangan Penobscot, Canada-Nova Scotia”

ABSTRAK

Lapangan Penobscot terletak di atas Cekungan Scotia yang merupakan cekungan prospek hidrokarbon di lepas pantai Canada bagian tenggara. Data yang digunakan tugas akhir ini adalah data seismik 3D Post Stack dan 2 data sumur. Target ditentukan pada zona batuan karbonat yang diduga menjadi reservoir hidrokarbon. Perlu dilakukan integrasi data sumur dan data seismik karena sangat berguna untuk mendapatkan interpretasi yang baik dalam proses eksplorasi hidrokarbon. Kedua data tersebut diintegrasikan menggunakan metode inversi *model based* dan metode seismik multiatribut. Metode inversi *model based* dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang dikontrol oleh data sumur. Sedangkan metode seismik multiatribut adalah metode yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa sifat fisik dari bumi. Prediksi yang dilakukan adalah persebaran porositas dari *volume* seismik termasuk porositas pada sumur B-41, Penobscot Canada - Nova Scotia yang diduga terdapat kemenerusan reservoir yang terakumulasi hidrokarbon. Untuk meningkatkan korelasi antara *actual log* dan *predict log* dilakukanlah metode *Probabilistic Neural Network*. Dari hasil prediksi diketahui porositas sumur Penobscot B-41 pada zona target reservoir karbonat (*baccaro member 1 - 2*) adalah dalam range 2,4 - 4,2 %.

Kata kunci : Cekungan Scotia, Inversi *Model Based*, Karbonat, Multiatribut, Porositas, *Probabilistic Neural Network*
ix + 90 halaman : 82 gambar; 1 tabel
Daftar Acuan : 23 (1987-2012)

Name : Victor Siahaan
Major : Bachelor Degree in Physics
*Topic : “Application of Probabilistic Neural Network for Determining
The Physical Parameter of Rocks in Penobscot Field,
Canada - Nova Scotia”*

ABSTRACT

Penobscot field located at the top of Scotia Basin. This is prospect for offshore hydrocarbon basin in south-eastern Canada. This study uses 3D Post Stack data and 2 wells. Targets specified in the zone of carbonate rocks that are thought to be hydrocarbon reservoir. It is necessary doing the integration of well data and seismic data because it is very useful to get a good interpretation in hydrocarbon exploration process. Both of that data will be integrated using a model based inversion method and the seismic multi-attributes method. Model based inversion method performed to predict the physical properties of the earth based on information of seismic record with well data control. While seismic multi-attribute is a method which uses more than one attribute to predict some physical properties of earth. The prediction, which is done, is spread of porosity of the seismic volume, including the porosity at well B-41 on Penobscot Canada-Nova Scotia which is suspected such continuity of reservoir accumulated hydrocarbon. While to improve the correlation between actual and predict log would be performed using Probabilistic Neural Network. Prediction result show that porosity of well Penobscot B-41 on target zone of reservoir carbonate (baccaro member 1 - 2) is the within range 2,4 - 4,2 %.

*Keywords : Scotian Basin, Model Based Inversion, Carbonat, Multi
Attributes, Porosity, Probabilistic Neural Network*
ix + 90 pages : 82 figures; 1 table
Bibliography : 23 (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	xii
BAB 1. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Metode Penelitian	3
1.5 Sistematika Penulisan	5
BAB 2. GEOLOGI REGIONAL	
2.1 Lapangan Penobscot	6
2.2 Geologi Regional Lapangan Penobscot	6
2.2.1 Periode Syn-Rift	8
2.2.2 Periode Awal Post-Rift	9
2.2.3 Periode Akhir Post-Rift	10
2.2.4 Struktur Lapangan Penobscot	12
2.3 Stratigrafi Lapangan Penobscot	15
2.3.1 Formasi Abenaki	16
2.3.2 Anggota Scatarie (Abenaki 1)	16
2.3.3 Anggota Misaine (Ekuivalen Anebaki 2)	16
2.3.4 Anggota Baccaro (Abenaki 2,3,4,5,6)	17
2.3.5 Anggota Artimon (Abenaki 7)	17
2.4 Sistem Petroleum Penobscot	17
2.4.1 Batuan Induk dan Migrasi	18
2.4.2 Reservoar dan Seal	18
BAB 3. TEORI DASAR	
3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi	19

3.2	Komponen Seismik Refleksi.....	21
3.2.1	Impedansi Akustik	21
3.2.2	Koefisien Refleksi.....	22
3.2.3	Polaritas.....	22
3.2.4	Fasa	23
3.2.5	Resolusi Vertikal Seismik.....	23
3.2.6	Wavelet	24
3.2.7	Sintetik Seismogram	25
3.3	Survey Checkshot	26
3.4	Seismik Inversi.....	27
3.4.1.	Metode Inversi Rekursif	28
3.4.2.	Metode Inversi Sparse Spike.....	29
3.4.2.	Metode Inversi Model based	29
3.5	Atribut Seismik	33
3.6	Metode Seismik Multiatribut	34
3.6.1	Atribut Internal.....	35
3.6.2	Cross-Plot.....	38
3.6.3	Regresi Linear Multiatribut.....	40
3.6.4	Validasi Silang.....	42
3.6.5	Probabilistic Neural Network	44
 BAB 4. DATA DAN PENGOLAHAN DATA		
4.1	Persiapan Data	48
4.2	Pengolahan Data	49
4.2.1	Korelasi Sumur	49
4.2.2	Ekstraksi Wavelet dan Well - Seismic Tie	50
4.2.3	Picking Horizon	54
4.2.4	Picking Fault	57
4.2.5	Pembuatan Cross Plot	61
4.2.6	Inversi Impedansi akustik	61
4.2.6.1	Analisis Inversi Impedansi Akustik	63
4.2.6.2	Inversi <i>Model Based</i>	65
4.2.7	Seismik Multiatribut	66
4.2.7.1	Neural Network	70
 BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN		
5.1	Hasil Analisa <i>Cross Plot</i>	72
5.2	Hasil Inversi Impedansi Akustik	74
5.3	Analisa Seismik Multiatribut	80
5.4	Analisa Terintegrasi Inversi AI dan Seismik Multiatribut	87

BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN

6. Kesimpulan 90

DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1	Diagram Alir Penelitian	4
Gambar 2. 1	Lokasi survei penelitian Seismik 3D Penobscot	6
Gambar 2. 2	Elemen tektonik utama dari cekungan Scotian (www.cnsopb.ns.ca/rift_pre.php).....	7
Gambar 2. 3	Isometrik pada bagian barat Cekungan Scotia	8
Gambar 2. 4	Rekonstruksi paleogeographic dari Cekungan Scotian pada Triassic akhir 210 mya	9
Gambar 2. 5	Rekonstruksi paleogeographic dari Cekungan Scotian pada Late Jurassic akhir 150 mya	10
Gambar 2. 6	Rekonstruksi paleogeographic dari Cekungan Scotian pada Late Jurassic akhir 135 mya	11
Gambar 2. 7	Rekonstruksi paleogeographic dari Cekungan Scotian Upper Oligocene akhir 30 mya	12
Gambar 2. 8	Dua patahan besar yang mengontrol hidrokarbon pada lapangan Penobscot	13
Gambar 2. 9	Fault 1 dan 2 yang mana merupakan salah satu kontrol hidrokarbon pada Formasi Missasouga dan Formasi Abenaki	14
Gambar 2. 10	Peleogeography pada periode Jurassic akhir (Abenaki)	14
Gambar 2. 11	Stratigraphy dari Lapangan Penobscot.....	15
Gambar 3. 1	Proses seismik refleksi (Oktavinta, 2008).....	20
Gambar 3. 2	Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas (Oktavinta, 2008).....	20
Gambar 3. 3	Komponen dasar tras seismik (Abdullah, 2007)	21
Gambar 3. 4	Polaritas normal dan polaritas reverse (Abdullah, 2007)	22
Gambar 3. 5	Macam-macam fasa pada wavelet (Abdullah, 2007)	23
Gambar 3. 6	Resolusi dan deteksi dari seismik ditunjukkan dengan persamaan gelombang seismik	24
Gambar 3. 7	Wavelet (Abdullah, 2007).....	25

Gambar 3. 8 Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan wavelet (Sukmono,1999)	26
Gambar 3. 9 Survei checkshot (Sukmono, 2007)	26
Gambar 3. 10 Konsep seismik inversi	27
Gambar 3. 11 Diagram jenis-jenis inversi (Russell, 1988)	28
Gambar 3. 12 Alur sistematika teknik inversi model based (Sukmono, 2005).....	30
Gambar 3. 13 Efek dari stretch & squeeze pada wavelet: konten frekuensi antara sintetik dan seismik yang diseimbangkan (Sukmono, 2005)	31
Gambar 3. 14 Contoh hasil inversi: a) Bandlimited, b)Contrained model-based, c) Stochastic model based, and d) sparse-spike MLH.	33
Gambar 3. 15 Penulisan tras kompleks dalam bentuk polar (Russell, 2006).....	35
Gambar 3. 16 Konvensional Cross-plot antara log target dan atribut seismik (Russell,2006).....	39
Gambar 3. 17 Ilustrasi Cross-plot menggunakan (a) satu atribut dan (b) dua atribut (Russel, 2006)	40
Gambar 3. 18 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama. (Russel, 2006)	41
Gambar 3. 19 Ilustrasi validasi silang. (Russel, 2006).....	43
Gambar 3. 20 Contoh Plot Validation Error dan Prediction Error (Russel 2006).....	44
Gambar 3. 21 Prediksi kurva yang diperoleh dari MLFN dengan lima nodes pada hidden layer .	47
Gambar 3. 22 Prediksi kurva yang diperoleh dari PNN.	47
Gambar 4. 1 Base map data seismik	48
Gambar 4. 2 Tabel keterangan sumur yang digunakan.....	49
Gambar 4. 3 Korelasi sumur dengan log gamma ray dan interpretasi patahan pada permukaan 2D seismik.....	50
Gambar 4. 4 Wavelet yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik.....	51
Gambar 4. 5 Proses pembuatan Impedansi Akustik	52

Gambar 4. 6	Hasil well to seismic tie pada sumur B-41 dengan korelasi 0.741	53
Gambar 4. 7	Hasil well to seismic tie pada sumur L-30 dengan korelasi 0.806	53
Gambar 4. 8	Hasil picking horizon inline 1177	54
Gambar 4. 9	Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Artimon	55
Gambar 4. 10	Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Baccaro 1	56
Gambar 4. 11	Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Baccaro 2	56
Gambar 4. 12	Interpretasi patahan pada permukaan 2D seismik	57
Gambar 4. 13	Deteksi keberadaan patahan dengan melihat persebaran nilai disimilaritas/variance	58
Gambar 4. 14	Interpretasi patahan pada permukaan 2D seismik	59
Gambar 4. 15	Interpretasi patahan pada permukaan 2D seismik pada xline 1153	59
Gambar 4. 16	Penampang AI dengan probe untuk menemukan struktur patahan utama (arah timur - barat)	60
Gambar 4. 17	Penampang cross plot p-impedance vs gamma ray dalam color key volumetric pada sumur L-30	61
Gambar 4. 18	Workflow pengerjaan inversi seismik	62
Gambar 4. 19	Hasil earth model in line 1177 pada high cut frequency 15 Hz.	63
Gambar 4. 20	Hasil analisa inversi model based sumur Penobsot L-30	64
Gambar 4. 21	Hasil analisa inversi model based sumur Penobsot B-41	65
Gambar 4. 22	Hasil inversi AI model based serta korelasi AI sumur L-30 dan AI inversi model based pada inline 1177	66
Gambar 4. 23	Log target dan seismik	66
Gambar 4. 24	Analisa seismik multiatribut	67
Gambar 4. 25	Kurva prediksi error dan validasi error untuk multiatribut	68
Gambar 4. 26	Kurva hasil aplikasi atribut antara prediksi porositas dengan porositas sebenarnya	68
Gambar 4. 27	Cross plot antara predicted porosity dengan actual porosity	69

Gambar 4. 28 Hasil training Probabilistic Neural Network	69
Gambar 4. 29 Cross plot antara predicted porosity dengan actual porosity setelah menggunakan PNN.....	70
Gambar 4. 28 Hasil training Probabilistic Neural Network	71
Gambar 5. 1 Penampang cross plot p-impedance vs gamma ray dalam color key volumetric pada sumur Penobscot L-30.....	72
Gambar 5. 2 Penampang cross plot p-impedance vs gamma ray dalam color key volumetric pada sumur Penobscot L-30.....	73
Gambar 5. 3 Hasil inversi AI model based pada In line 1177	74
Gambar 5. 4 Hasil inversi AI model based pada In line 1177 jika dilakukan set range pada nilai AI-nya	75
Gambar 5. 5 Penampang AI cube	76
Gambar 5. 6 Penampang timeslice AI pada horizon artimon	77
Gambar 5. 7 Penampang timeslice AI pada horizon baccaro member	78
Gambar 5. 8 Penampang timeslice AI pada horizon baccaro member2	78
Gambar 5. 9 Arbitrary line pada sumur Penobscot B-41 sampai Penobscot L-30.....	79
Gambar 5. 10 Aplikasi multiatribut untuk linear regression.....	81
Gambar 5. 11 Aplikasi PNN.....	82
Gambar 5. 12 Crossplot korelasi regresi multiatribut dengan $CC = 0.625009$	83
Gambar 5. 13 Crossplot PNN dengan $CC = 0.718195$	83
Gambar 5. 14 Penampang porositas	84
Gambar 5. 15 Penampang 3D porositas /porosity cube	84
Gambar 5. 16 Porosity map horizon artimon.....	85
Gambar 5. 17 Porosity map dari horizon baccaro member.....	86
Gambar 5. 18 Porosity map dari horizon baccaro member2.....	86
Gambar 5. 19 Penampang Arbitrary line AI yang melewati sumur Penobscot B-41 dan Penobscot L-30 dengan satu zona dugaan reservoir	88

Gambar 5. 20 Penampang Porosity Cube dengan probe untuk melihat korelasi porosity antara sumur Penobscot L-30 dengan Porosity Cube hasil inversi89

Gambar 5. 21 Penampang AI dengan probe untuk menemukan struktur patahan utama (arah timur - barat)89



BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Masalah yang melatar belakangi penelitian ini adalah keterbatasan data sumur pada sumur B-41 Penobscot Nova Scotia. Sumur ini hanya memiliki data sumur sampai pada lapisan anggota Baccaro 1 dengan log gamma ray, densitas, sp, neutron, caliper, dan induction, yaitu sampai kedalaman 3425 m sedangkan untuk kedalaman yang lebih dalam lagi tidak terdapat data sumur sementara data tersebut sangat diperlukan untuk kelanjutan pengeboran zona *interest* di bawahnya. Oleh karena itu, saya sebagai peneliti akan memprediksi karakterisasi batuan pada zona *interest* tersebut yang mungkin berpotensi sebagai reservoir dengan menggunakan ide multi atribut seismik (*neural networks*). Hal ini penting dilakukan guna membuktikan keberadaan batuan reservoir dan jika terbukti maka dapat diketahui konten dari reservoir ini mungkin mengandung minyak, gas atau air.

Data yang akan dikorelasikan adalah data sumur L-30 dan seismik atribut dari data seismik pada lapangan itu. Sumur B-41 dan L-30 berlokasi di Penobscot dengan jarak ± 5 km. Sumur L-30 memiliki geologi yaitu batuan klastik dan karbonat yang hampir sama dengan sumur B-41. Hanya saja kedalaman sumur B-41 lebih dangkal sehingga lapisan anggota formasi sumur B-41 tidak mencapai sumur L-30. Kedalaman sumur L-30 adalah 4235 m, mencapai lapisan anggota Baccaro 5. Jadi selisih kedalaman antar 2 sumur ini hampir mencapai 1 km (tepatnya 900 m).

Data yang diperoleh dari sumur L-30 adalah *gamma ray*, *density*, *sp*, *neutron*, *caliper*, dan *induction*. Walaupun demikian, dari kedua sumur ini dapat diperkirakan bahwa sumur B-41 mungkin memiliki kesamaan batuan karbonat dibawahnya seperti sumur L-30. Masalahnya adalah pada sumur B-41 geologi yang diketahui hanya sampai pada batuan karbonat lapisan anggota Baccaro 1 saja sementara itu batuan yang ada dibawahnya (anggota Baccaro 2) belum diketahui dengan jelas karena keterbatasan kedalaman pengeboran sehingga ketidaktersediaan data sumur pada kedalaman tersebut. Akan tetapi pada lapangan Penobscot ini telah dilakukan survei seismik sehingga memiliki data seismik. Untuk mengetahui data sumur seperti apa

yang terdapat di bawah batuan klastik pada sumur ini maka saya sebagai peneliti melakukan analisis multi atribut dan *neural networks*.

Multiatribut pada dasarnya suatu proses ekstraksi beberapa atribut dari data seismik yang mempunyai korelasi yang baik terhadap data log yang pada akhirnya digunakan untuk memprediksi data log pada setiap lokasi di volume seismik. Untuk menentukan atribut seismik mana saja yang akan digunakan dalam proses tersebut, dilakukan uji statistik antara kedua data tersebut (data log dan atribut seismik), sehingga dapat diketahui hubungan antara keduanya. Tahap ini disebut dengan 'training'. Setelah proses training selesai dan kita telah mengasumsikan bahwa hubungan yang dihasilkan *valid* untuk semua volume 3D, maka hubungan yang di peroleh dari data log dan seismik akan di gunakan untuk memodelkan gambaran bawah permukaan.

Secara teoritis, parameter yang dijadikan sebagai target log dapat berupa parameter apa saja yang terdapat dalam data log suatu sumur. Dari suatu data survey seismik 3D, dapat dihitung serangkaian nilai atribut seismiknya, kemudian dari nilai atribut seismik tersebut, akan dikorelasikan dengan data target log dari satu atau beberapa sumur yang ada. Jadi tujuan dalam tahapan ini adalah untuk mendapatkan transformasi multiatribut dalam bentuk transformasi linear atau on linear yang menunjukkan korelasi antara nilai atribut seismik dengan target log (Haris, 2009).

Dalam kasus ini prinsip dari *neural networks* adalah mengkorelasikan antara data sumur dan seismik atribut pada sumur B-41. Prosesnya adalah mengetahui data sumur yang paling berkorelasi baik dengan seismik atribut pada sumur tersebut. Data seismik ini dapat berupa time, amplitude, frekuensi dan wavelet. Data sumur antara lain log *gamma ray*, *density*, *sp*, *neutron*, *caliper*, dan *induction*. Setelah diperoleh korelasi antara kedua data pada sumur B-41 maka korelasi ini akan dipakai untuk mengetahui parameter fisis batuan (data sumur) pada kedalaman yang lebih dalam. Data sumur yang ingin diketahui ini adalah data porositas yang menjadi tugas saya dalam penelitian ini.

1.2 Tujuan Penelitian

Maksud dari penyusunan tugas akhir ini adalah untuk memenuhi salah satu persyaratan untuk menyelesaikan program pendidikan sarjana sains strata satu di Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Tujuan dari tugas akhir ini adalah untuk mengetahui parameter fisis batuan (porositas) pada reservoir karbonat lapangan Penobscot menggunakan aplikasi neural networks dan seismik multiatribut serta inversi impedansi akustik.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah:

1. Daerah penelitian dibatasi pada lapangan Penobscot, Canada - Nova Scotia.
2. Data yang digunakan adalah data seismik 3D gather yang telah melalui tahap processing yang dianggap benar dengan dua sumur.
3. Metode yang digunakan adalah inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut.
4. Studi terfokus pada seismik inversi impedansi akustik *model based* dan seismik multiatribut untuk memprediksi nilai data sumur yaitu *log porosity* pada sumur B-41.

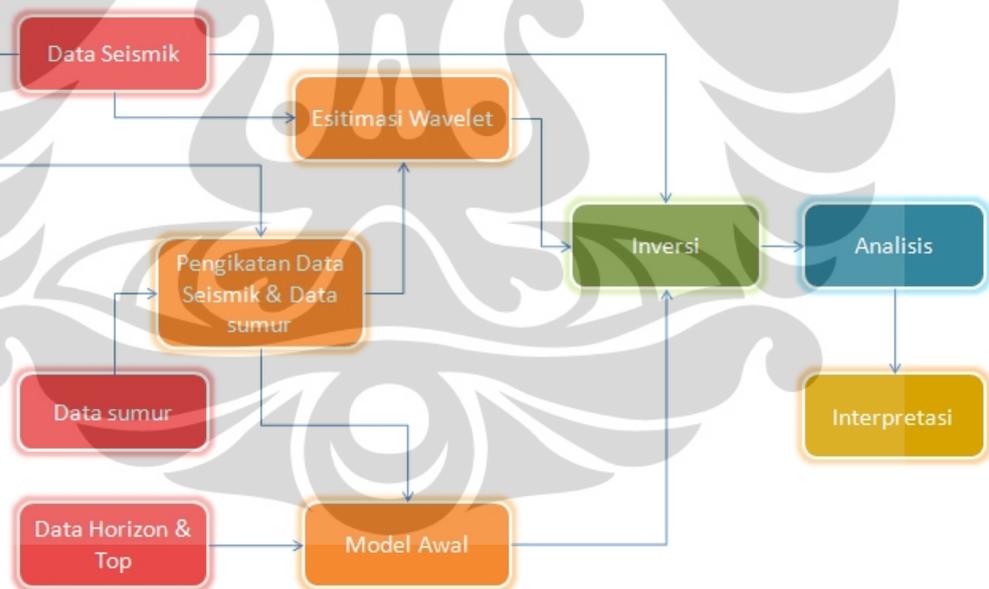
1.4 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang digunakan adalah sebagai berikut:

1. Penentuan masalah dan tujuan
2. Studi literatur tentang metode yang akan digunakan
 - Studi literatur meliputi pembacaan buku referensi, paper terkait tugas akhir, dan studi lanjut mengenai perangkat lunak yang akan digunakan.
3. Pengumpulan data dan pengolahan data
 - Pengolahan data meliputi *well to seismic tie*, *picking horizon*, pembuatan *earth model*, inversi *sparse spike*, *log filtering*, penentuan atribut yang sesuai, analisis multiatribut di sekitar well, estimasi porositas dan distribusinya pada penampang seismik.

Dalam pengolahan data digunakan software **Hampson-Russel** dan **Petrel**.

- Perangkat lunak paket Hampson Russel terdiri dari GEOVIEW, STRATA, ELOG dan EMERGE. GEOVIEW digunakan untuk menyimpan database sumur. ELOG digunakan untuk *cross-plot* antar property log, mengekstrak wavelet dan membuat sintetiknya sekaligus melakukan *well to seismic tie*. STRATA digunakan untuk melakukan inversi *sparse spike*. EMERGE digunakan untuk mengekstrak atribut dari penampang seismik, mencari hubungan (secara statistik) antara properti log dan atribut seismik.
 - Perangkat lunak Petrel digunakan untuk keperluan korelasi log, *picking fault*, membuat *arbitrary line*, pembuatan *AI map* dan *porosity map*.
4. Analisa dan interpretasi terhadap hasil pengolahan data.
 5. Penarikan kesimpulan dari hasil penelitian dan saran.



Gambar 1. 1 Diagram Alir Penelitian

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan skripsi terdiri atas lima bab yang secara garis besar dapat diuraikan sebagai berikut:

Pada penulisan bab satu membahas mengenai pendahuluan yang menerangkan bagaimana latar belakang penulisan ini, batasan masalah yang akan dibahas, tujuan dari penelitian, serta sistematika penulisan.

Tinjauan geologi regional dari daerah penelitian dibahas pada bab dua yang meliputi kondisi geologi regional, sejarah struktural, tinjauan stratigrafi, litologi batuan dan teori dasar yang berhubungan dengan penelitian yang mencakup teori dasar penjalaran gelombang seismik, pembuatan sintetik seismogram, inversi *model based*, dan metode seismik multiatribut untuk mendukung interpretasi.

Pembahasan mengenai proses pengolahan data sampai siap untuk dianalisa dijabarkan pada bab tiga yaitu dengan melakukan korelasi tiap sumur, pembuatan sintetik seismogram, seismik well tie, picking horizon, picking struktural, inversi impedansi akustik, penerapan metode multiatribut, melakukan crossplot atribut dengan porositas dan pembuatan peta persebaran porositas.

Proses selanjutnya pada bab empat adalah menganalisa dan membahas semua hasil inversi *AI model based* serta metode seismik multiatribut yang telah diekstrak, dioverlay terhadap kontur topografi, dan melihat nilai persebaran dari porositas sehingga didapatkan zona reservoir pada lapangan penelitian.

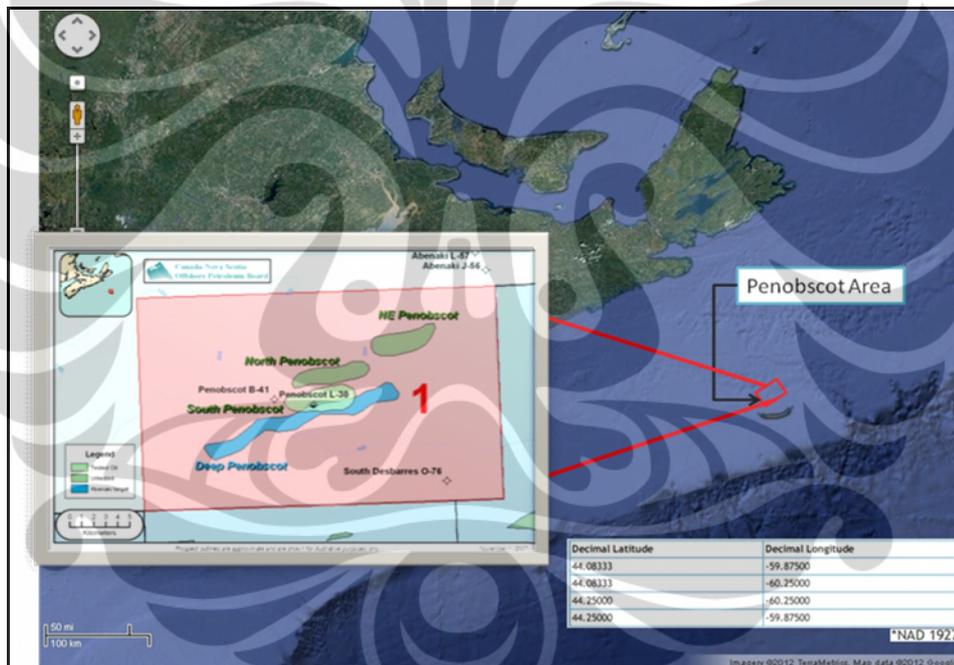
Sedangkan bab lima menyimpulkan semua hasil analisa penelitian, melihat hubungan inversi *model based* dan multiatribut seismik dengan karakterisasi reservoir.

Kesimpulan dan saran terdapat pada bab enam yang menjadi bab terakhir dalam tugas akhir ini. Bab ini berisi kesimpulan akan penelitian, mengenai hasil akhir dan saran untuk mendapatkan hasil yang lebih baik pada parameter fisis batuan yaitu nilai sebaran porositas di area survei terutama pada zona target, porositas pada sumur B-41 di Penobscot Canada - Nova Scotia.

BAB II GEOLOGI REGIONAL

2.1 Lapangan Penobscot

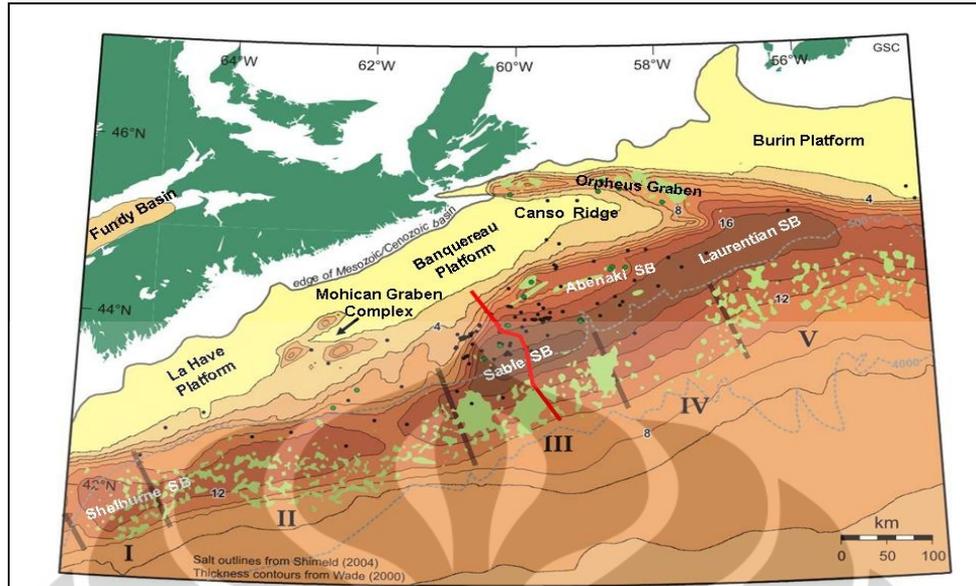
Penobscot adalah lapangan yang terletak di atas Cekungan Scotia yang berada di wilayah Samudera Atlantik bagian utara, sebelah Tenggara Propinsi Nova Scotia, Canada. Lebih detailnya, lapangan ini berada pada 25 km NW dari pulau Sable (Gambar 2.1) dengan kedalaman air dari 50 sampai 150 meter. Setengah dari cekungan terletak di landasan benua dimana sekarang berada di kedalaman air kurang dari 200 m dengan setengah lainnya berada di lereng benua dengan kedalaman air dari 200 sampai 4000 m.



Gambar 2.1. Lokasi survei penelitian Seismik 3D Penobscot berada pada 25 km NW dari kepulauan Sable, Canada (www.opendtect.org/osr/Main/PENOBSCOT3DSABLEISLAND).

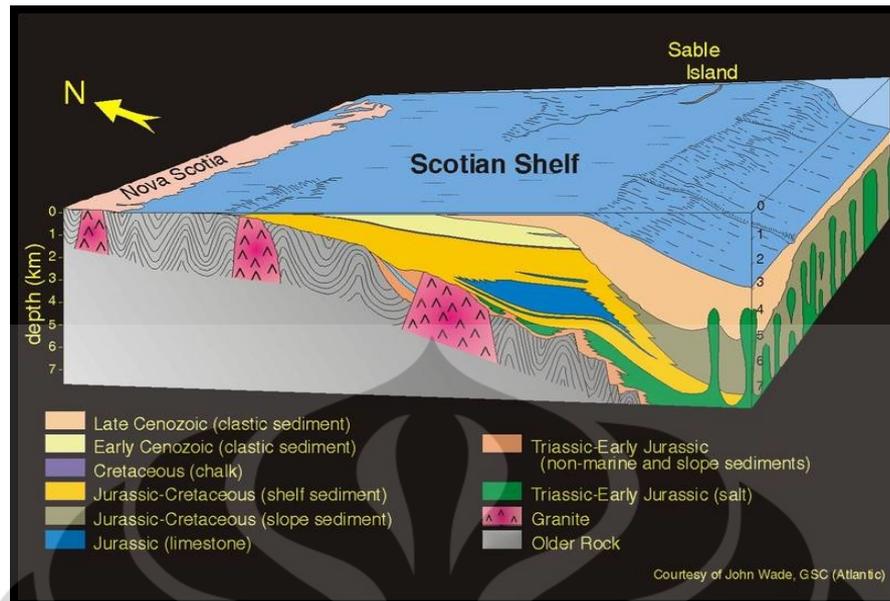
2.2 Geologi Regional Lapangan Penobscot

Cekungan Scotian terletak pada lepas pantai Nova Scotia dengan panjang sekitar 1200 km dan dari perbatasan Yarmouth Arch / Amerika Serikat pada posisi Barat Daya ke Uplift Avalon di Grand Banks - Newfoundland pada posisi timur laut (Gambar 2.2). Total luas cekungan Scotian adalah sekitar 300.000 km².



Gambar 2.2. Elemen tektonik utama dari cekungan Scotian menunjukkan kedalaman *basement* dalam kilometer dan kontur *bathymetric* dengan abu-abu. Titik – titik hitam merupakan sumur industri, dengan titik – titik hijau merupakan penetrasi dari garam, Daerah hijau pucat merupakan pembentukan awal dari struktur garam Jurassic pada umur Formasi Argo, dengan angka romawi menunjukkan daerah *salt basement* yang didefinisikan oleh Kidston et al. (2002) dan Shirmeld (2005). (www.cnsopb.ns.ca/rift_pre.php).

Cekungan Scotia terbentuk pada daerah *passive continental margin* yang berkembang setelah perioda rifting pada Amerika Utara dan terpisah dari benua Afrika selama perioda terpecahnya Pangea (gambar 2.3). Cekungan Scotia terdiri dari serangkaian “ tinggian dan rendahan”, platform dan depocenters dari barat daya ke timur laut diantaranya Subbasin Shelburne, La Have Platform, Sable dan Abenaki Subbasin, Banquerequ Platform, Orpheus Graben dan Laurentian Subbasin (gambar 2.2). Batas – batas platform dan cekungan telah didefinisikan oleh zona rekahan (fracture) wilayah samudera dari darat ke arah kerak benua (Welsink dkk, 1990).

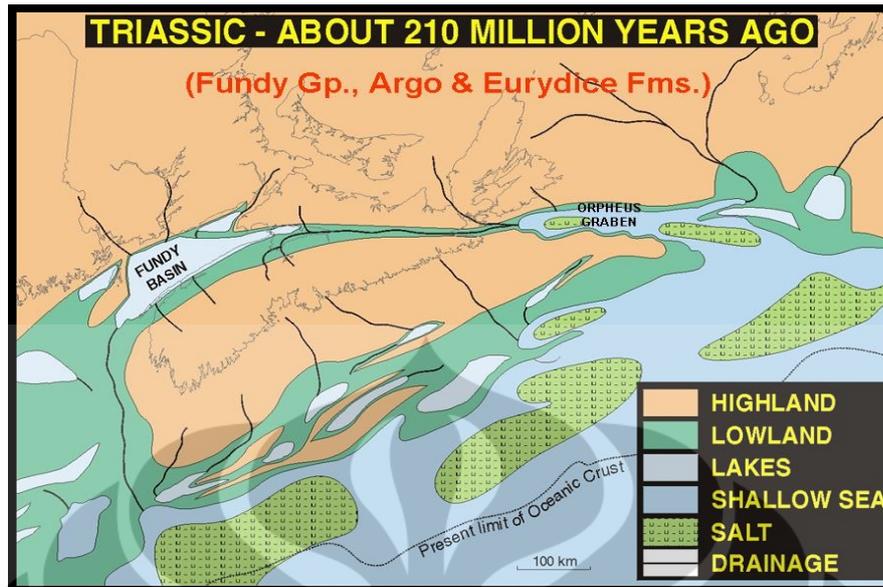


Gambar 2.3. Isometrik pada bagian barat Cekungan Scotia, lepas pantai Nova Scotia dengan tampilan ketebalan basal garam Triassic-Jurassic(www.cnsopb.ns.ca/rift_pre.php).

2.2.1 Periode Syn-Rift

Fase *Rifting* dimulai pada periode *Triassic* Tengah, sekitar 225 juta tahun yang lalu (Mya). Pada saat itu wilayah Nova Scotia menempati posisi dekat dengan ekuatorial, terletak berdekatan dengan Maroko dan sebagian besar batuan yang lebih tua memiliki kedekatan langsung dengan batuan Paleozoikum Maroko (Schenk dkk., 1980). Rangkaian yang berdekatan dan saling berhubungan antara *rift basin* yang terbentuk pada fase *rifting* yang kemudian sedimen *fluvial* dan *lacustrine* serta batuan vulkanik mengisi cekungan. Pada akhir Triassic-awal Jurassic, pergerakan tektonik memindahkan lempeng Amerika Utara dan Afrika secara perlahan-lahan ke arah utara, dengan wilayah Maroko – Nova Scotia dalam zona sub-ekuator yang beriklim kering. Pada Triassic akhir, kerak benua bergerak ke arah utara dan timur di Grand Bank dan perairan laut pertama kali masuk ke dalam cekungan *syn-rift* (gambar 2.4). Kondisi laut dangkal terdiri dari beberapa klastik campuran dan sedikit sedimentasi karbonat (Eurydice Formasi).

Karena iklim panas dan kering, laut dangkal berkali-kali menguap, mengakibatkan pengendapan garam yang luas dan sedikit endapan anhidrit dengan ketebalan dua kilometer di bagian tengah dari sistem keretakan (Argo Formasi).



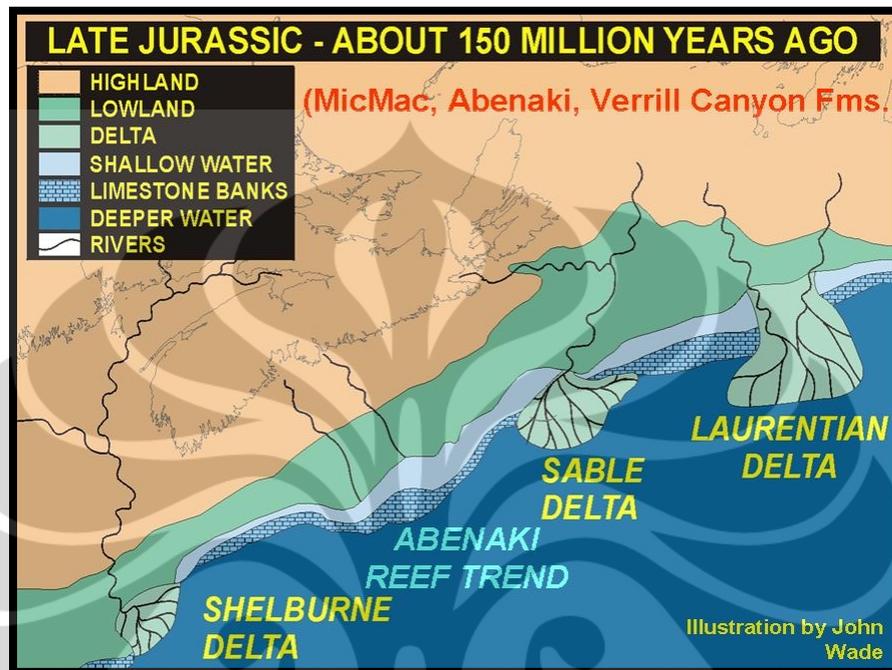
Gambar 2.4. Rekonstruksi paleogeographic dari Cekungan Scotian pada Triassic akhir 210 mya. Endapan garam kemungkinan dimulai dari perioda ini meskipun pada skala yang lebih kecil yang diilustrasikan (www.cnsopb.ns.ca/rift_pre.php).

Pada awal Jurassic (Pertengahan Senemurian), bagian tengah *rift basin* mengalami patahan kompleks dan erosi. Pada fase ini menghasilkan Break-Up Unconformity (BU), dimana merupakan pemisahan antara Amerika Utara dan benua Afrika. Sebagai hasil dari Break-Up Unconformity (BU) membentuk patahan-patahan yang besar, graben – graben yang kompleks dan *basement* yang tinggi sepanjang cekungan Scotia.

2.2.2 Periode Awal Post-Rift

Transgresi air laut diatas Break-up Unconformity (BU), menutupi cekungan dengan kondisi air laut yang dangkal dan terakumulasi sedimen karbonat tipis dan klastik. Kombinasi *seafloor spreading*, pengisian cekungan dan kenaikan muka air laut menyebabkan Samudra Atlantik menjadi lebih luas dan dalam (~1000 m) pada perioda pertengahan Jurassic. Pada bagian barat dari cekungan terbentuk karbonat dan bertahan sampai umur awal *Cretaceous*. Pertumbuhan endapan karbonat sangat berlimpah pada perioda awal post rift dan terbagi ke dalam beberapa anggota karbonat. Sebuah platform karbonat dan suksesi margin terbentuk sepanjang zona *hinge* dan berprogradasi kearah laut dalam. Pada perioda ini *margin* mengalami penurunan disertai dengan kenaikan permukaan air

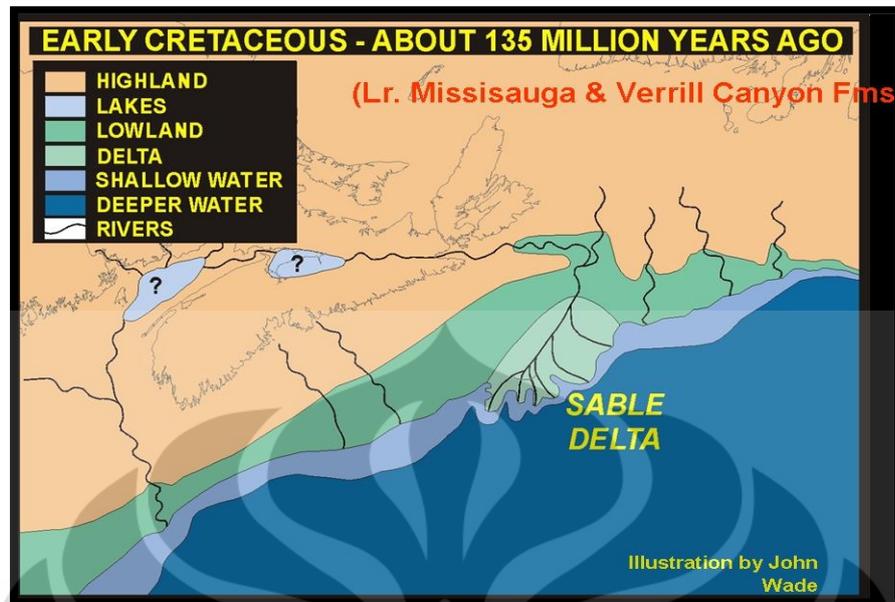
laut mengakibatkan karbonat ditutupi oleh serpih (*shale*). Pada akhir-pertengahan Jurassic, lingkungan karbonat reef, bank dan platform terbentuk kembali sepanjang cekungan pada zona *hinge* (gambar 2.5).



Gambar 2.5. Rekonstruksi paleogeographic dari Cekungan Scotian pada Late Jurassic akhir 150 mya. Periode ini merupakan tahap akhir dari margin karbonat Abenaki (www.ensopb.ns.ca/rift_pre.php).

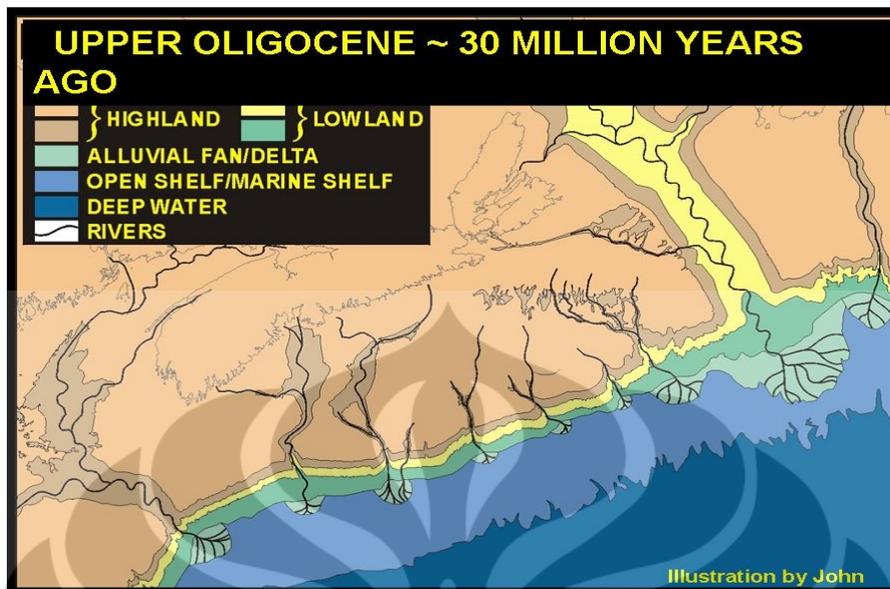
2.2.3. Periode Akhir Post-Rift

Bersamaan dengan pengendapan dari karbonat, pengangkatan pada bagian barat cekungan mengakibatkan masuknya sedimen klastik kedalam cekungan. Bagian barat daya mengalami progradasi sekitar perbatasan Amerika Serikat dan Canada yang dikenal dengan Delta Shelburn. Pengendapan pada akhir Post-Rift ini di dominasi oleh sedimen yang berasal dari darat. Serangkaian pasir yang tebal tipe *deltaic*, *strandplain*, *carbonate shoals* and suksesi *shallow marine shelf* merupakan dominasi dari pengendapan pada periode akhir post-rift (awal Cretaceous) (Gambar 2.6).



Gambar 2.6. Rekonstruksi paleogeographic dari Cekungan Scotian pada Late Jurassic akhir 135 mya. Sedimentasi deltadi timur terkonsolidasi dan terfokus pada subbasin sable dan berhenti pada subbasin Shelburn dikarenakan menipisnya sumber-sumber sedimennya (www.cnsopb.ns.ca/rift_pre.php).

Akhir periode Cretaceous di Cekungan Scotia mengalami kenaikan permukaan laut dan penurunan cekungan dan endapan *marls* laut dan *mudstones* dari Formasi Wyandot. Strata ini akhirnya terkubur oleh Tersier *marine shelf* dan kemudian pasir dan konglomerat dari Formasi Banquereau (Gambar 2.7).



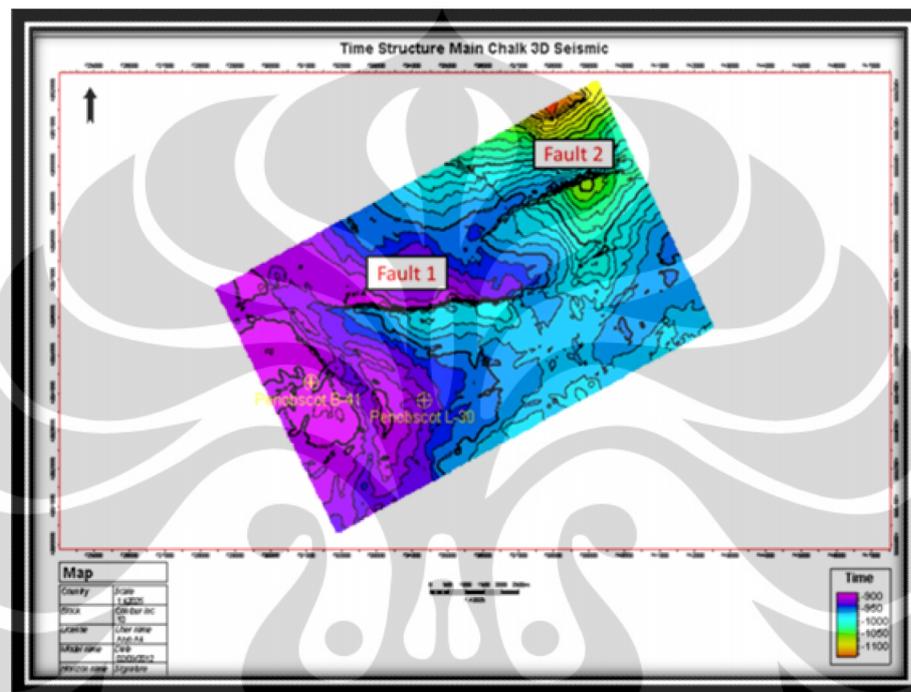
Gambar 2.7. Rekonstruksi paleogeographic dari Cekungan Scotian Upper Oligocene akhir 30 mya. Menggambarkan paparan yang resultan dan erosi pada Cekungan Scotian (ketidakselarasan Chattian)(www.cnsopb.ns.ca/rift_pre.php).

2.2.4 Struktur Lapangan Penobscot

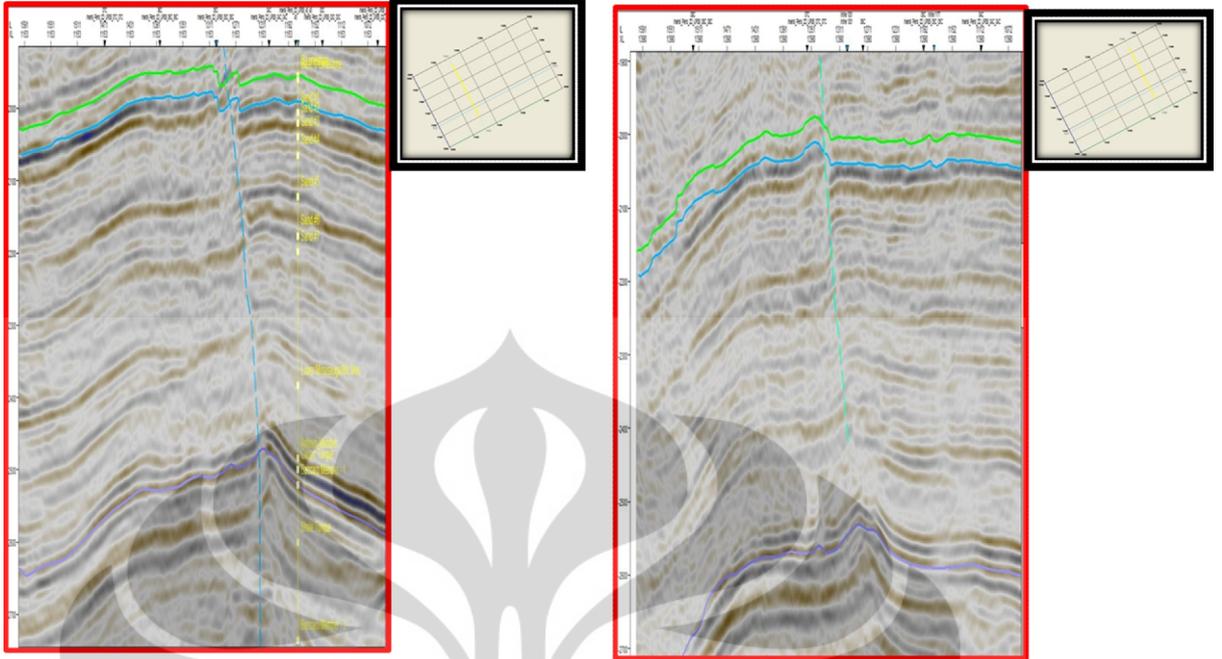
Struktur pada lapangan Penobscot terletak di Ridge Missisauga yang memisahkan Cekungan Abenaki dan Sable Sub-Basin. Terdapat dua patahan besar pada lapangan Penobscot ini dengan posisi patahan pertama pada bagian Barat Daya sedangkan yang kedua pada posisi Timur Laut. Arah dari kedua patahan tersebut adalah Barat Laut- Tenggara dan pada kedua sumur yakni Penobscot B-41 dan L-30 terletak pada tinggian atau anclin sebagai akibat dari pertumbuhan *reef* karbonat. Kedua patahan tersebut menciptakan prospek yang potensial untuk keberadaan hidrokarbon(gambar 2.8).

Kontrol patahan adalah sebuah *growth fault* yang aktif dari umur Paleogene sampai Jurassic dimana menebus *reef* (gambar 2.9 a dan b). Kedua patahan dapat terlihat dari puncak regional Baccaro Reef mempunyai potensial gas dan minyak yang merupakan analogi pada lapangan Deep Panuke pada barat daya dari Cekungan Nova Scotia. Seperti yang disebutkan diatas pada sumur Penobscot L-30 terletak pada tinggian dari *reef* karbonat. Pada periode Jurassic akhir, ada beberapa jenis pengendapan secara geometri pada Cekungan Scotia diantaranya

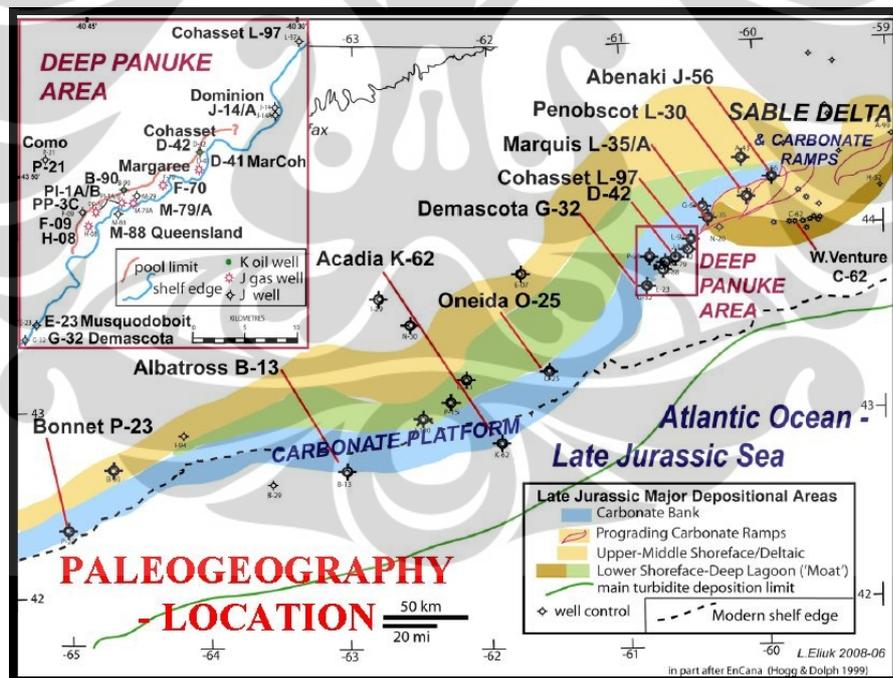
carbonate platform (carbonate bank), prograding carbonate ramps, upper-middle shoreface/deltaic, lowershoreface-deep lagoon ('moat') dan main turbidite deposition limit. Pada lapangan Penobscot geometri dari pengendapan pada periode Jurassic akhir yang merupakan fokus dari penelitian ini adalah *prograding carbonate ramps* (gambar 2.10).



Gambar 2.8. Dua patahan besar yang mengontrol hidrokarbon pada lapangan Penobscot, Fault 1 yang berada pada barat daya dan Fault 2 yang berada pada timur laut.



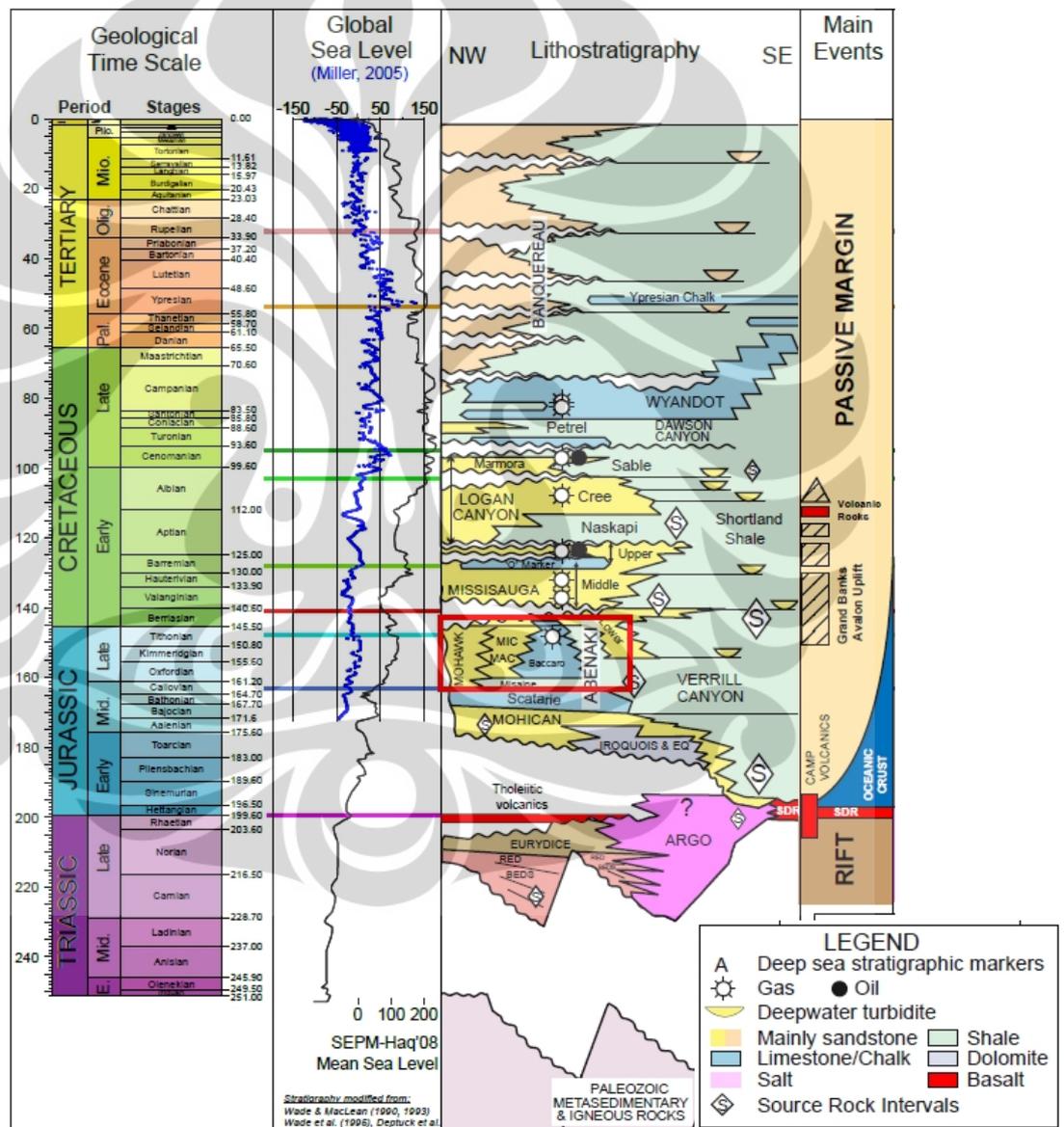
Gambar 2.9. Fault 1 dan 2 yang mana merupakan salah satu kontrol hidrokarbon pada Formasi Missasouga dan Formasi Abenaki.



Gambar 2.10. Paleogeography pada periode Jurassic akhir (Abenaki) yang terbagi kedalam beberapa geometri yakni *carbonate bank*, *prograding carbonate ramps*, *upper-middle shoreface/deltaic*, *lower shoreface-deep lagoon ('Moat')* dan *main turbidite deposition limit* (Leslie Eliuk, 2010).

2.3 Stratigrafi Lapangan Penobscot

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 2.11. Stratigraphy dari Lapangan Penobscot

2.3.1 Formasi Abenaki

Formasi Abenaki dideskripsikan pertama kali dari data sumur offshore oleh Mclave (1972) dan secara regional oleh Jansa dan Wade (1974, 1975). Berdasarkan informasi Biostratigrafi dari data sumur-sumur offshore, umur dari Formasi Abenaki antara Middle Jurassic (Mid Bajocian) sampai awal Cretaceous (Basal Valanginian). Formasi Abenaki adalah anggota Western Bank Group yang didefinisikan oleh Mclaver (1972) dan kemudian oleh Given (1977) dimana terdiri dari lima Formasi yang secara lateral ekuivalen dengan waktu yaitu : Mohawk (*Continental Clastics*), Mohican (*Fluvial-Strand Plain*), Abenaki (*Carbonate Platform dan Reef Margin*), Mic Mac (*Fluvial-Deltaic*) dan Verrill Canyon (*Prodelta dan Open Marine, Deep Water Shales*).

Abenaki terbagi atas empat anggota yang digambarkan dengan tahapan yang berbeda dari Platform Jurassic dan evolusi margin facies yaitu : Anggota *Scatarie*, *Misaine*, *Baccaro* dan *Artimon*. Dengan menggunakan dataset terbaru yang terdiri dari data seismik 2D/3D dan data sumur, Weissenberger et al. (2000) dan Wierzbicki et al. (2002) mendefinisikan Abenaki dalam kerangka urutan stratigrafi. Urutan tata nama ini berdasarkan orde ke tiga sekuen yaitu Abenaki 1 sampai Abenaki 7 (tertua sampai termuda).

2.3.2 Anggota Scatarie (Abenaki 1)

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*.

2.3.3 Anggota Misaine (Ekuivalen Abenaki 2)

Anggota Misaine merupakan komponen klastik dari Formasi Abenaki dan merupakan *netiric facies* yang ditunjukkan dengan adanya global transgressive Collovian di Cekungan Sable. Anggota Misaine terbentuk baik pada sepanjang Jurassic *shelf margin* selaras dengan lapisan tua dari Scatarie dan lapisan muda dari Anggota Baccaro limestone secara berurutan.

Anggota Misaine sebagian besar terdiri batuan kapur dengan warna abu-abu gelap, dengan sedikit lapisan dari pelleted dan mudstone yang terlaminsi. Pada Platform Abenaki tebalnya kira-kira 300 m pada Sumur Mohican I-100. Umur dari anggota Misaine kira-kira Collovian tengah sampai Oxfordian awal (Wierzbicki, 2002).

2.3.4 Anggota Baccaro (Abenaki 2,3,4,5,6)

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*.

2.3.5 Anggota Artimon (Abenaki 7)

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.

2.4 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 penemuan penting gas, di paparan Scotia yang terletak sebagian besar dalam Sable *Sub Basin* yaitu di lima formasi yaitu: Baccaro, Missisauga, Logan Canyon, Marmora dan Wyandot.

2.4.1 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*.

2.4.2 Reservoir dan Seal

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*.

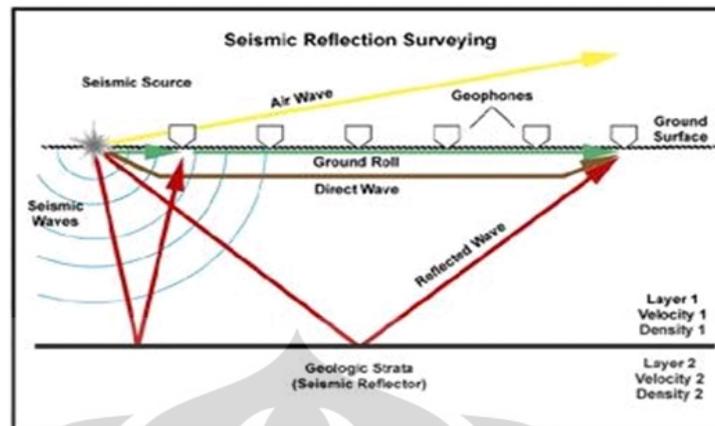
BAB III

TEORI DASAR

3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi

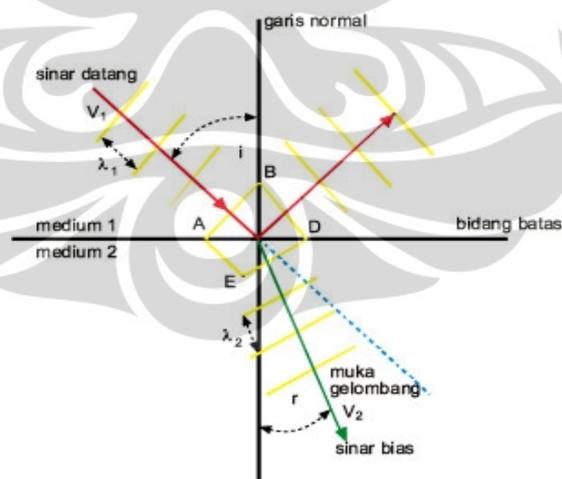
Metoda seismik adalah salah satu metoda eksplorasi yang didasarkan pada pengukuran respon gelombang elastik yang dikirimkan ke bawah permukaan dan kemudian direleksikan sepanjang perbedaan lapisan tanah atau batas-batas batuan. Sumber dari gelombang seismik yang umumnya digunakan di darat adalah ledakan dinamit, sedangkan di laut menggunakan sumber getar berupa *air gun*. Respon yang tertangkap dari tanah diukur dengan sensor yang disebut geofon (survey di darat) atau hidrofons (survey di laut). Data yang terekam oleh receiver ini adalah waktu tempuh (*travel time*) gelombang pantul, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variable lain yang dapat dimanfaatkan adalah frekuensi, amplitudo, dan fasa gelombang.

Penyelidikan seismik dilakukan dengan cara membuat getaran dari suatu sumber getar. Getaran tersebut akan merambat ke segala arah di bawah permukaan sebagai gelombang getar. Gelombang yang datang mengenai lapisan-lapisan batuan akan mengalami pemantulan, pembiasan, dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang yang datang akan berbeda-beda tergantung sifat fisik batuan yang meliputi densitas, porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman batuan. Gelombang yang dipantulkan akan ditangkap oleh geofon di permukaan dan diteruskan ke instrumen untuk direkam. Hasil rekaman akan mendapatkan penampang seismik.



Gambar 3.1 Proses seismik refleksi (Oktavinta, 2008)

Gelombang seismik mempunyai respon yang sama dengan respon gelombang cahaya, sehingga hukum-hukum yang berlaku untuk gelombang cahaya berlaku juga untuk gelombang seismik. Hukum-hukum tersebut antara lain, Prinsip Huygens yang mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Kemudian Snellius mengembangkannya dan menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh di atas bidang batas dua medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya.



Gambar 3.2 Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas (Oktavinta, 2008)

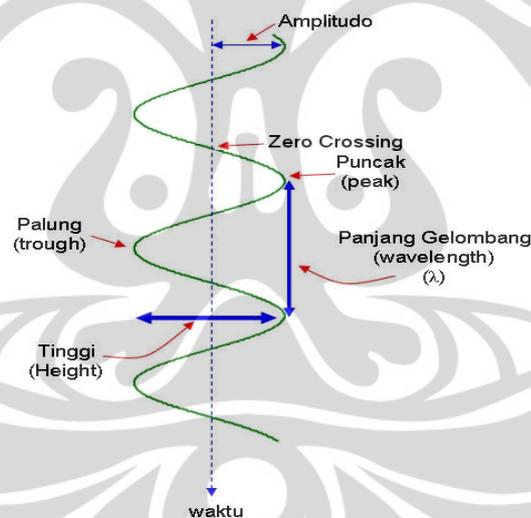
Hukum Snellius tersebut dapat dinyatakan dengan persamaan matematis sebagai berikut,

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (3.1)$$

dimana v_1 dan v_2 adalah kecepatan gelombang pada medium 1 (n_1) dan medium 2 (n_2), sedangkan θ_1 = Sudut pantul gelombang dan θ_2 = Sudut bias gelombang P.

3.2 Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (tras seismik): amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang. Kemudian dari parameter data dasar tersebut dapat diturunkan beberapa komponen lain seperti : impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi vertikal, wavelet, dan sintetik seismogram.



Gambar 3.3 Komponen dasar tras seismik (Abdullah, 2007)

3.2.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi Akustik didapatkan dari hasil perkalian antara kecepatan gelombang (v) dengan densitas batuan (ρ). Impedansi akustik (Z) didefinisikan dalam persamaan matematis:

$$Z = V \rho \quad (3.2)$$

Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung.

3.2.2 Koefisien Refleksi

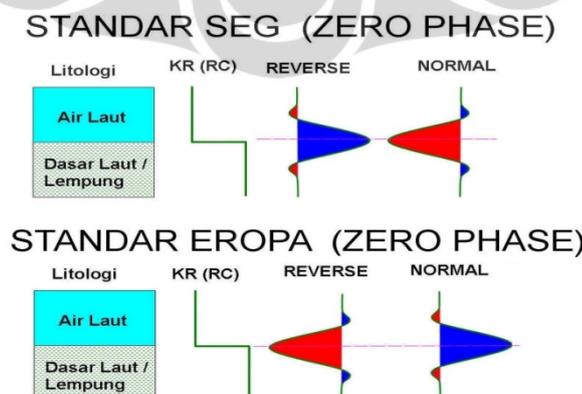
Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis :

$$R = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0} \quad (3.3)$$

dimana Z_0 dan Z_1 adalah impedans medium pertama dan medium kedua.

3.2.3 Polaritas

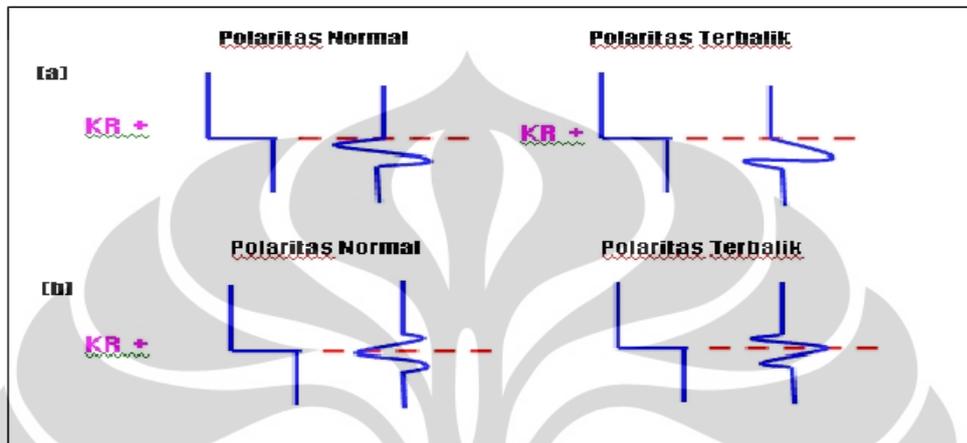
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan bentuk puncak (*peak*), dan akan mendapatkan palung (*trough*) jika $Z_2 < Z_1$. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas: Standar SEG (Society of Exporation Geophysicist) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.



Gambar 3.4 Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Abdullah, 2007)

3.2.4 Fasa

Sebuah wavelet memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Didalam istilah eksplorasi seismik, fasa sebuah wavelet dikenal sebagai fasa minimum, fasa nol dan fasa maksimum.

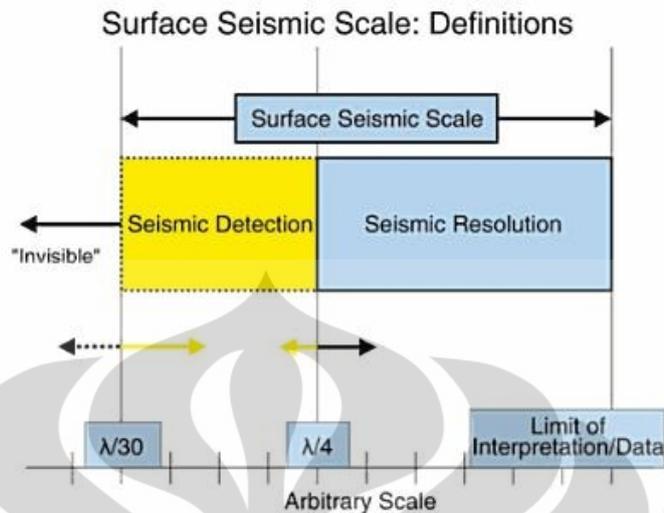


Gambar 3.5 Macam-macam fasa pada wavelet (Abdullah, 2007)

Sebagaimana ditunjukkan oleh gambar di atas, fasa minimum dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo wavelet berada diawal, fasa nol dengan simetris di tengah-tengah dan fasa maksimum diakhir wavelet.

3.2.5 Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi seismik adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua reflektor yang berdekatan. Ketebalan minimal yang masih dapat dibedakan disebut dengan ketebalan tuning (tuning thickness). Besarnya ketebalan tuning adalah $\frac{1}{4}$ panjang gelombang seismik (λ), dimana $\lambda = v/f$ dengan v adalah kecepatan gelombang seismik (kompresi) dan f adalah frekuensi. Dimana kecepatan akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah. Dengan demikian ketebalan tuning bertambah besar.



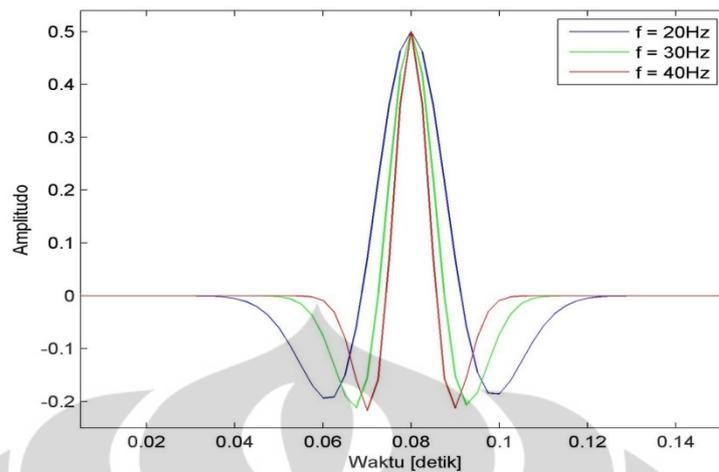
Gambar 3.6 Resolusi dan deteksi dari seismik ditunjukkan dengan persamaan gelombang seismik (Abdullah, 2007)

Sedangkan deteksi seismik dapat dirumuskan hingga $\lambda/30$. artinya jika ketebalan dari reservoir masih diatas seismik deteksinya, maka reservoir tersebut masih dapat dideteksi oleh seismik.

Resolusi ini sangat penting untuk diketahui karena sebagai justifikasi selanjutnya dalam tahap interpretasi selanjutnya, seperti *picking well bottom*, *picking horizons*, dan analisa *window* pada analisa atribut seismik. Karena pada tahap tersebut perlu diketahui apakah pada ketebalan reservoir diatas resolusi seismiknya. Jika tebalnya di atas resolusinya, maka kita bisa membuat *picking well bottom* dan *picking bottom* reservoir di seismik. Sedangkan pada analisa atribut kita bisa menggunakan analisa *window* antar horizon.

3.2.6 Wavelet

Wavelet adalah gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitude, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dapat juga diartikan wavelet adalah gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu geofon.

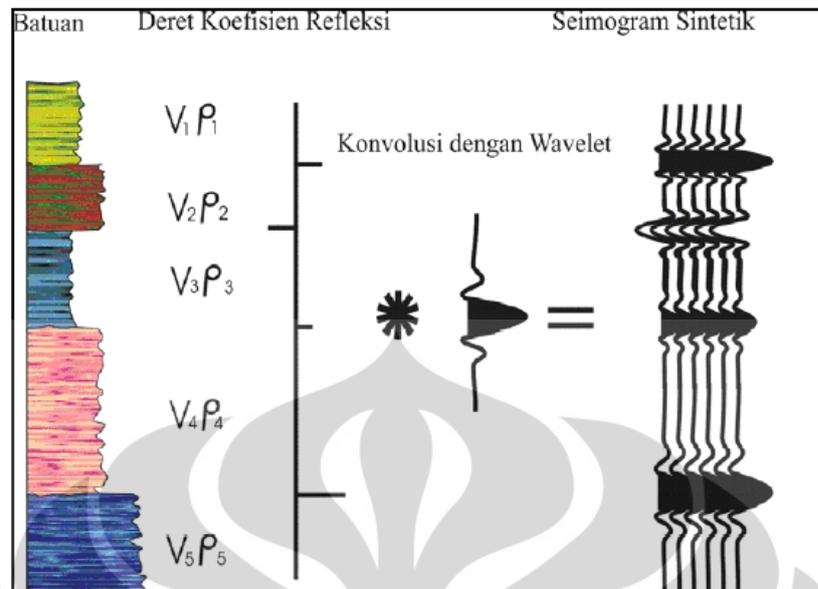


Gambar 3.7 Wavelet (Abdullah, 2007)

3.2.7 Sintetik Seismogram

Sintetik seismogram adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan wavelet dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan wavelet sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut.

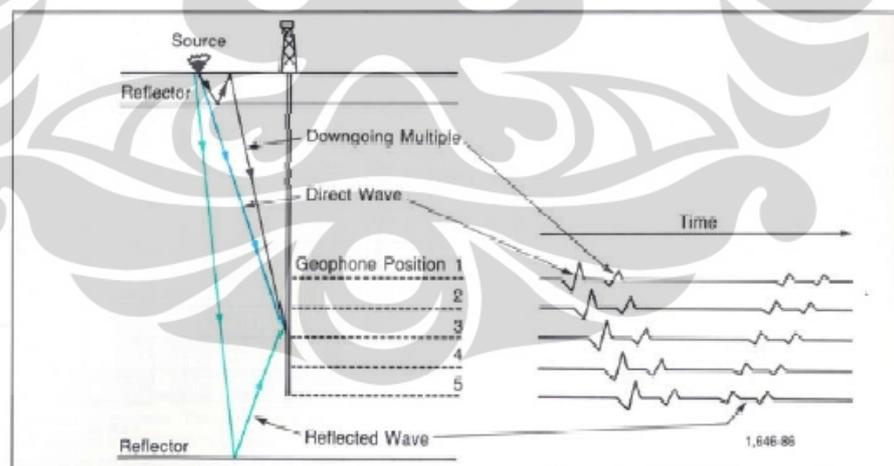
Seimogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana yang kita ketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Sehingga, sebelum kita melakukan pengikatan, langkah awal yang harus kita lakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat sintetik seismogram dari sumur.



Gambar 3.8 Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan wavelet (Sukmono,1999)

3.3 Survei Checkshot

Tujuan dari survei *checkshot* adalah untuk mendapatkan hubungan domain waktu dan kedalaman yang digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Akusisi data *checkshot* dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 3.9 Survei *checkshot* (Sukmono, 2007)

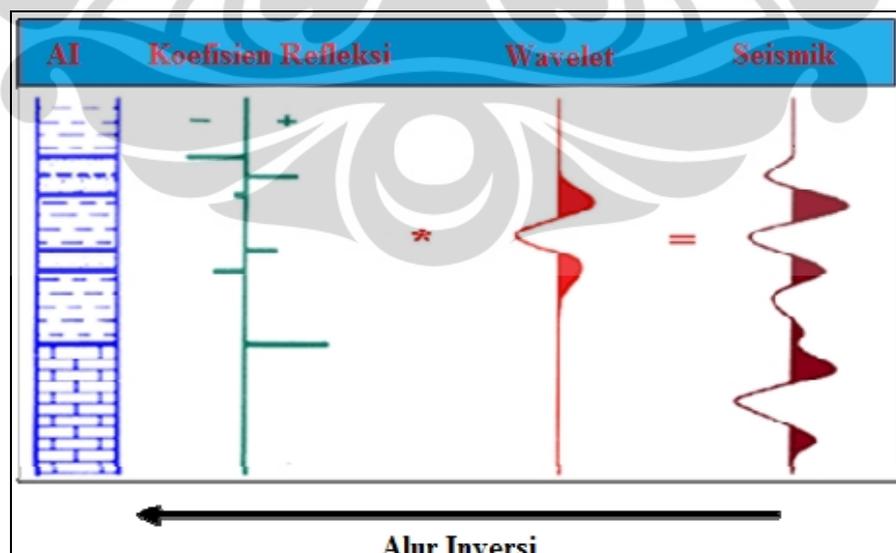
Pada prinsipnya survey *checkshot* sama seperti survey pada seismik, akan tetapi letak geofon pada *checkshot* di letakkan pada sumur. Sehingga di dapatkan waktu *one way time* yang direkam oleh geofon pada kedalaman tertentu. Dari sinilah

dapat diketahui hubungan waktu penjalaran gelombang seismik pada sumur tersebut.

3.4 Seismik Inversi

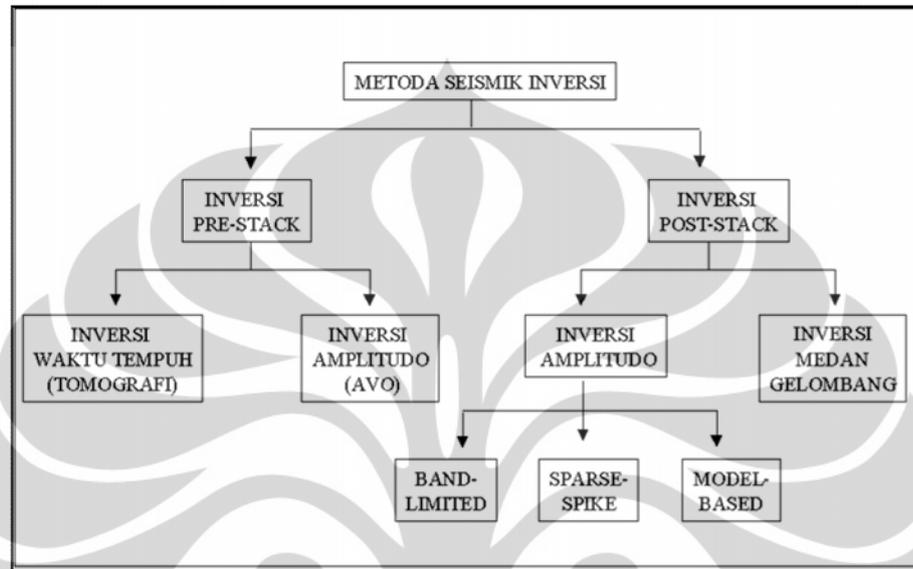
Seismik inversi merupakan metode yang menggunakan data seismik, data sumur, dan informasi geologi untuk mengubah penampang seismik menjadi model impedansi akustik. Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan data bawah permukaan secara vertical. Metode seismik inversi mengintegrasikan kedua data tersebut. Langkah pertama yang dilakukan adalah menghubungkan (*tie*) data sumur ke data seismik dan mengestimasi nilai *wavelet*.

Proses inversi melakukan pemodelan impedansi akustik dengan cara mengkonvolusi nilai *wavelet* dengan seismogram sintetis yang sesuai dengan tras penampang seismik. Dimana nilai sintetik seismogram didapat dari data sumur. Hasil dari seismik inversi berupa model impedansi akustik, yang merupakan perubahan secara lateral nilai kecepatan (v) dan massa jenis (ρ) yang berada disekitar sumur. Model impedansi akustik merupakan salah satu atribut seismik yang berguna untuk mengkarakterisasi reservoir.



Gambar 3.10 Konsep seismik inversi

Secara umum inversi seismik adalah suatu teknik untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan dari data seismik yang ada dengan data sumur sebagai pengontrolnya (Sukmono 2007). Hasil yang diperoleh dari inversi seismik adalah penampang distribusi impedansi terhadap kedalaman untuk setiap *trace* seismik.



Gambar 3.11. Diagram jenis-jenis inversi (Russell, 1988)

3.4.1 Metode Inversi Rekursif

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

$$A_{i+1} = A_i * \frac{1+RC_i}{1-RC_i} \quad (3.4)$$

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

$$A_m = A_1 * \prod \left[\frac{1+RC_i}{1-RC_i} \right] \quad (3.5)$$

Proses ini dinamakan sebagai inversi rekursif diskrit (*discrete recursive inversion*) yang menjadi dasar teknik inversi lainnya (Hampson Russell Manual, 2006).

Metode ini menggunakan algoritma yang sederhana sehingga hasil resolusi *bandwidth* sama dengan data seismik, namun metode ini tidak menggunakan data sumur sebagai kontrol dari hasil inversinya, nilai impedansi didapat dari satu lapisan dan untuk mendapatkan nilai impedansi dilapisan yang lain dilakukan iterasi, sehingga jika pada lapisan pertama terdapat nilai *error* maka nilai tersebut akan terdistribusikan pada hasil inversi.

3.4.2 Metode Inversi *Sparse Spike*

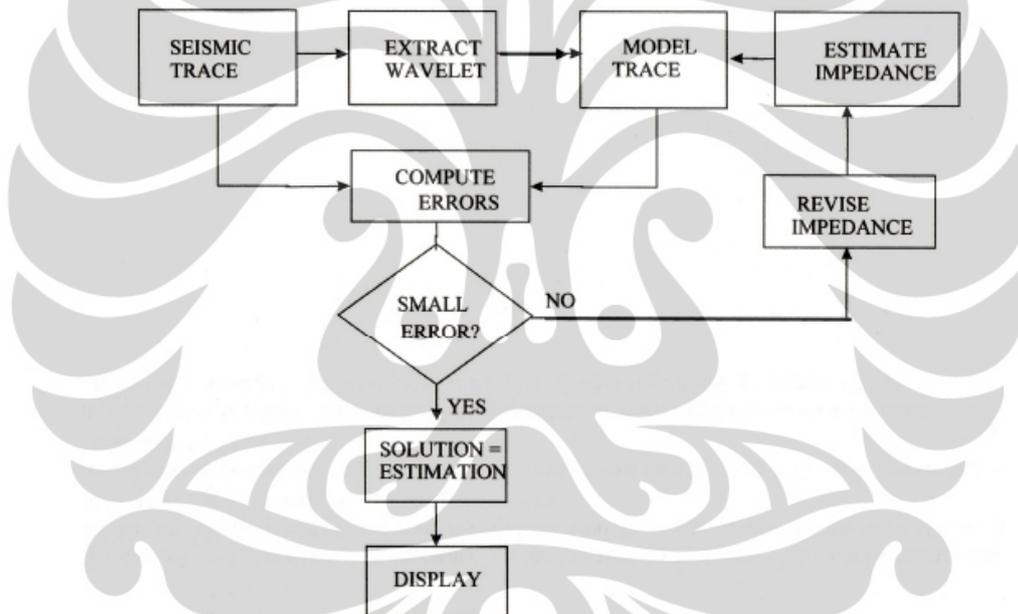
Metode inversi *Sparse spike* mengasumsikan bahwa hanya nilai *spike* yang besar saja yang penting dengan nilai *spike* yang kecil hanya sebagai *background*, diasumsikan nilai *spike* yang besar menandakan adanya beda nilai impedansi akustik yang besar hal tersebut terjadi karena adanya beda lapisan,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

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

3.4.2 Metode Inversi *Model Based*

Pada metode rekursif, hasil inversi dipengaruhi oleh noise, pemulihan amplitudo buruk, dan data seismik band limited. Ini berarti, semua masalah dalam data itu sendiri akan terlibat dalam hasil inversi akhir. Untuk mengatasi masalah ini, teknik inversi model based dikembangkan dengan alur tugas sebagai berikut (Gambar 3.12):

1. Membuat inisial model dan versi bloknnya dengan rata-rata nilai AI sesuai dengan ukuran blok yang diberikan.
2. Mengkonversi AI ke reflektifitas dan melakukan konvolusi dengan wavelet estimasi untuk memulihkan model trace sintetik.
3. Mengurangi trace seismik sintetik dari trace seismik sebenarnya untuk mendapatkan trace "error".
4. Memperbarui model AI dan ketebalannya yang diiterasi dengan menggunakan GLI (Generalized Linier Inversi) metode inversi, sehingga error menurun.
5. Melakukan iterasi sampai solusi yang baik diperoleh.

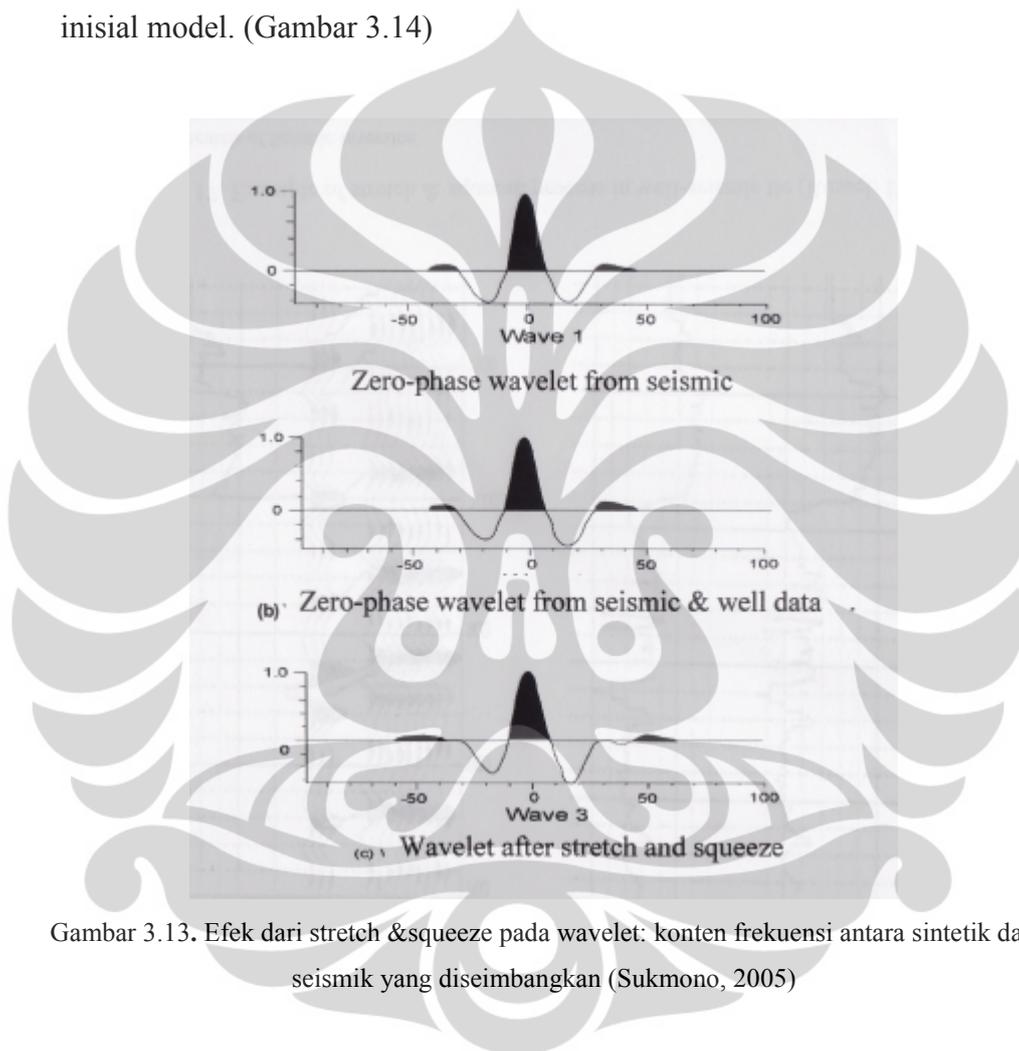


Gambar 3.12. Alur sistematika teknik inversi model based (Sukmono, 2005)

Model geologinya dikembangkan dalam 3 tahap:

1. Mengikutsertakan kontrol velocity (juga density jika perlu) dalam line inversi seismik. Kontrol velocity ini dapat diikutsertakan dari data sumur atau $T-V_{RMS}$. Jika satu kontrol diikutsertakan, velocity diekstrapolasi dalam 2 cara. Jika lebih dari satu kontrol diikutsertakan, velocity diinterpolasi di sekitarnya.

2. Stretch dan squeeze data sumur ke dalam kontrol pada mengikat data seismik dengan menggunakan konvolusi reflektifitas dengan wavelet dari data seismik. (Gambar 3.13)
3. Mengikutsertakan kontrol lateral dari reflektor utama seismik dengan melakukan picking dan mengembangkan interpolasi dari data sumur, sehingga cocok dengan reflektor. Tahap ini juga dikenal dengan tahap pengembangan inisial model. (Gambar 3.14)



Gambar 3.13. Efek dari stretch & squeeze pada wavelet: konten frekuensi antara sintetik dan seismik yang diseimbangkan (Sukmono, 2005)

Fungsi matematik diaplikasikan untuk meminimalkan fungsi objek:

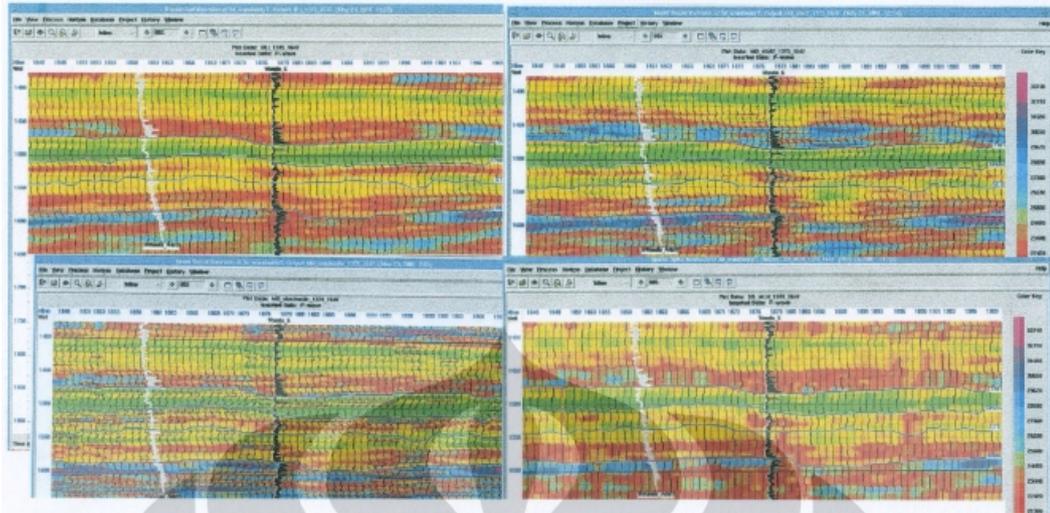
$$J = \text{weight1} \times (T-W*RC) + \text{weight2} \times (M-H*RC) \quad (3.6)$$

dimana: T = trace seismik, W =wavelet, RC =Final Reflection Coefficient, M =perkiraan Initial AI model, H =integrasi operator dengan melakukan konvolusi dengan final Reflection Coefficient untuk mendapatkan final AI.

Weight1 dan weight 2 menentukan keseimbangan di antara keduanya. Pada inversi stochastic, fungsi objek yang digunakan sudah jelas ada dalam persamaan. Tapi inversi model based lainnya hanya menggunakan weight2, atau nilai input stochastic diubah ke nol, sehingga trace seismik menjadi dominan dalam persamaan.

Jika nilai hanya satu, model inisial menjadi dominan. Jumlah dari weight1 dan 2 harus seimbang menjadi satu. Ini dinamakan soft-constraint karena final model dapat berubah pada nilai yang dikomparasikan dengan initial model. Pada hard constraint inversion, algoritma terbatas untuk menjaga nilai final AI dalam boundary dengan perubahan maksimum AI. Praktis, inversi dengan constraint selalu lebih baik dari pada inversi stochastic perubahan parameter impedansi maksimum lebih penting dari parameter model constraint pada metode stochastic.

Block size mempengaruhi hasil akhir inversi. Model inisial estimasi di blok dalam garis atau blok dalam ukuran yang sama. Hasil inversi akhir dapat merubah ukuran blok, artinya beberapa blok dapat membesar atau mengecil, tapi ukuran rata-rata tetap dijaga konstan. Penggunaan blok yang lebih kecil dapat bertambah antara input trace dan trace sintetik akhir.



Gambar 3.14 Contoh hasil inversi: a) Bandlimited, b) Constrained model-based, c) Stochastic model based, and d) sparse-spike MLH. (Arief, 2001)

3.5 Atribut Seismik

Atribut seismik dapat didefinisikan sebagai semua informasi berupa besaran spesifik dari geometri, kinematika, dinamika atau statistik yang diperoleh dari data seismik, yang diperoleh melalui pengukuran langsung maupun logis atau berdasarkan pengalaman (Chien dan Sidney, 1997).

Data seismik tidak selalu memberikan informasi parameter petrofisika atau geologi. Keberadaan data *well-log* dapat membantu memperlihatkan relasi antara data seismik dan parameter log, namun relasi ini sangat sulit ditentukan. Dalam hal ini atribut seismik dapat memberikan bantuan yang berarti. Jika terdapat relasi antara parameter geologi dan atribut seismik pada suatu titik *well-log* maka parameter geologi diluar titik *well-log* ini dapat diekstrapolasi. Oleh karena itu atribut seismik menyediakan tambahan informasi parameter petrofisika atau geologi yang penting bagi para *interpreter* untuk meningkatkan kesensitifan data seismik.

Semua atribut horizon dan formasi tidak independen satu sama lainnya. Perbedaannya hanya dalam hal detail analisisnya pada informasi dasar gelombang seismik terkait dengan display hasilnya. Informasi dasar tersebut adalah waktu,

amplitudo, frekuensi, dan atenuasi, yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut (Brown, 2000).

Setiap atribut seismik memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing. Pada sifat reservoir tertentu, beberapa atribut lebih sensitif dibandingkan dengan atribut lainnya, sedangkan atribut yang lain mungkin juga dapat menampilkan informasi bawah permukaan yang mula-mula tersembunyi menjadi lebih baik, atau bahkan dapat mendeteksi *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI).

3.6 Metode Seismik Multiatribut

Analisa seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisa ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur, kemudian menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volum dari properti log pada semua lokasi pada volum seismik.

Statistik dalam karakteristik reservoir digunakan untuk mengestimasi dan membuat simulasi hubungan spasial variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal tersebut didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam, yaitu pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran.

Umumnya, sebuah fungsi yang akan mengkonversi m atribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan dapat ditulis sebagai :

$$P(x, y, z) = F[A_1(x, y, z), \dots, A_m(x, y, z)] \quad (3.7)$$

dimana :

P = properti log, sebagai fungsi dari koordinat x, y, z

F = fungsi yang menyatakan hubungan antara atribut seismik dan properti log

A_i = atribut m , dimana $i = 1, \dots, m$.

Hubungan antara log properti dan atribut seismik untuk kasus yang paling sederhana dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier.

$$P = w_0 + w_1 A_1 + \dots + w_m A_m \quad (3.8)$$

dimana :

w_i = nilai bobot dari $m+1$, dimana $i = 0, \dots, m$

3.6.1 Atribut Internal

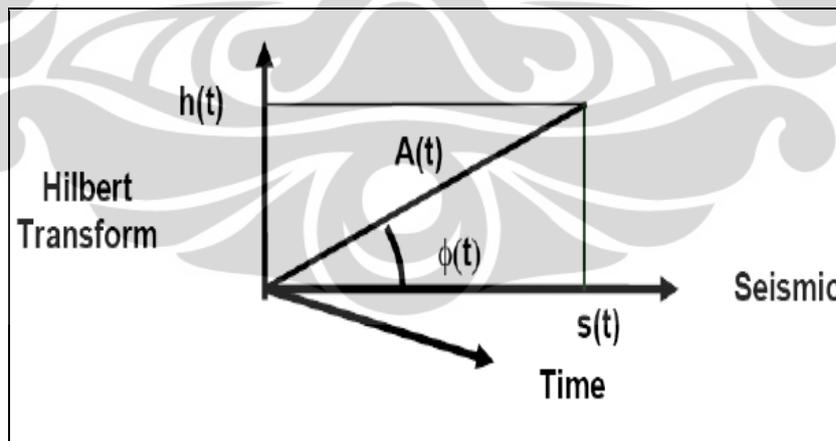
Atribut seismik dapat dibagi ke dalam dua kategori :

1. *Horizon-based attributes* : dihitung sebagai nilai rata-rata antara dua horizon.
2. *Sample-based attributes* : merupakan transformasi dari tras *input* untuk menghasilkan tras *output* lainnya dengan jumlah yang sama dengan tras *input* (nilainya dihitung sampel per sampel).

Atribut yang digunakan dalam analisa multiatribut menggunakan perangkat lunak EMERGE harus dalam bentuk *sample-based attributes*. Atribut-atribut tersebut dapat dikelompokkan kedalam enam kategori, yaitu :

1. Atribut Sesaat (*Instantaneous Attribute*) atau Atribut Kompleks

Atribut tersebut dihitung dari tras kompleks $C(t)$, yang terdiri dari tras seismik $s(t)$ dan transformasi Hilbertnya $h(t)$, yang merupakan pergeseran fasa sebesar 90° dari tras seismik.



Gambar 3.15 Penulisan tras kompleks dalam bentuk polar (Russell, 2006)

Penulisan tras kompleks dalam bentuk polar, seperti yang terlihat pada Gambar 3.15, memberikan dua atribut dasar, yaitu kuat refleksi $A(t)$ dan fasa sesaat $\Phi(t)$.

$$C(t) = s(t) + ih(t) \quad (3.9)$$

$$C(t) = A(t)e^{i\phi(t)} \quad (3.10)$$

$$C(t) = A(t)\cos\phi(t) + A\sin\phi(t) \quad (3.11)$$

Atribut dasar yang ketiga adalah frekuensi sesaat yang merupakan turunan waktu dari fasa sesaat. Persamaan frekuensi sesaat tersebut dapat ditulis sebagai :

$$w(t) = \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (3.12)$$

Atribut-atribut lainnya merupakan kombinasi dari tiga atribut dasar tersebut, seperti berikut :

$\cos \phi(t)$ = kosinus fasa sesaat

$A(t)\cos \phi(t)$ = amplitude weighted cos phase

$A(t)\phi(t)$ = amplitude weighted phase

$A(t)w(t)$ = amplitude weighted frequency

Atribut polaritas semu merupakan kuat refleksi dikalikan tanda pada nilai puncak sampel seismik. Perhitungan tersebut memberikan tanda positif saat koefisien refleksi positif dan tanda negatif saat koefisien refleksi negatif.

2. Atribut Jendela Frekuensi (*Windowed Frequency Attributes*)

Set atribut tersebut didasarkan pada *windowed frequency analysis* atau analisa frekuensi menggunakan *window*. *Fourier transform* dari setiap tras seismik pada proses tersebut diambil sebanyak 64 sampel (*default*) dari *window* ini, baik amplitudo frekuensi rata-rata maupun amplitudo frekuensi dominan digunakan, kemudian nilainya ditempatkan pada tengah-tengah *window*. Sebanyak 32 sampel dan atribut frekuensi yang baru kemudian dipilih untuk *window* baru, lalu dihitung, dan demikian seterusnya.

3. Atribut *Filter Slice*

Set ketiga dari atribut terdiri dari *narrow band filter slices* dari tras seismik. Enam *slices* yang digunakan adalah sebagai berikut:

5/10 – 15/20 Hz
 15/20 – 25/30 Hz
 25/30 – 35/40 Hz
 35/40 – 45/50 Hz
 45/50 – 55/60 Hz
 55/60 – 65/70 Hz.

4. Derivative Attributes

Set keempat dari atribut didasarkan pada turunan pertama atau kedua dari tras seismik ataupun dari *amplitude envelope* (atau amplitudo sesaat). Turunan tersebut dihitung melalui cara berikut:

$$d1_i = \frac{s_i - s_{i-1}}{\Delta t} \quad (3.13)$$

$$d2_i = \frac{d1_i - d1_{i-1}}{\Delta t} = \frac{s_i - 2s_{i-1} - s_{i-2}}{\Delta t^2} \quad (3.14)$$

Dimana:

s_i = sampel tras seismik atau *amplitude envelope* ke i

$d1_i$ = turunan pertama dari i

$d2_i$ = turunan kedua dari i

Δt = interval sampling

5. Integrated Attributes

Jenis kelima dari atribut yang terdapat pada EMERGE didasarkan pada integrasi dari tras seismik atau kuat refleksi. Nilai integrasi dihitung dengan cara berikut:

$$I_i = s_i + I_{i-1} \quad (3.15)$$

Dimana s_i = sampel ke- i dari tras seismik atau nilai kuat refleksinya, I_i = nilai integrasi. Perlu dicatat bahwa ini merupakan penjumlahan berjalan (*running sum*). Integrasi seimik pada akhir penjumlahan berjalan difilter menggunakan 50 titik, sehingga dihasilkan tras seimik dengan frekuensi rendah. Integrasi dari kuat refleksi dinormalisasi dengan membagi hasil integrasi dengan perbedaan antara

sampel minimum dan maksimum dari keseluruhan sampel.

5. Integrated Attributes

Jenis kelima dari atribut yang terdapat pada EMERGE didasarkan pada integrasi dari tras seismik atau kuat refleksi. Nilai integrasi dihitung dengan cara berikut:

$$I_i = s_i + I_{i-1} \quad (3.16)$$

Dimana s_i = sampel ke-i dari tras seismik atau nilai kuat refleksinya, I_i = nilai integrasi. Perlu dicatat bahwa ini merupakan penjumlahan berjalan (*running sum*). Integrasi seimik pada akhir penjumlahan berjalan difilter menggunakan 50 titik, sehingga dihasilkan tras seimik dengan frekuensi rendah. Integrasi dari kuat refleksi dinormalisasi dengan membagi hasil integrasi dengan perbedaan antara sampel minimum dan maksimum dari keseluruhan sampel.

6. Atribut Waktu (*Time Attributes*)

Atribut terakhir dari EMERGE adalah atribut waktu. Atribut tersebut sangat sederhana, merupakan nilai waktu dari tras seismik, sehingga membentuk sebuah fungsi “ramp” yang dapat menambah sebuah *trend* dalam menghitung parameter reservoir. Perangkat lunak EMERGE lalu mencari hubungan antara properti log dan kombinasi atribut dari tras seismik pada interval target.

3.6.2 *Cross-Plot*

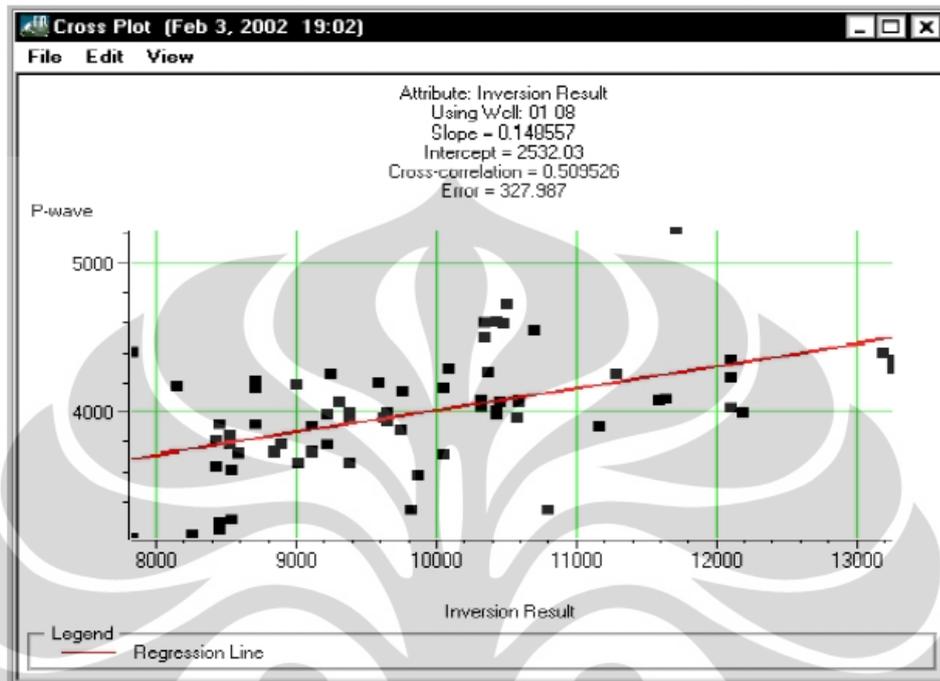
Salah satu cara untuk mengukur korelasi antara data target dan atribut adalah dengan melakukan kros plot antara keduanya. Gambar 3.13 memperlihatkan target (P-wave) sebagai sumbu vertikal yang dikrosplotkan dengan suatu atribut tertentu, dalam hal ini hasil inversi.

Hubungan linier antara log target dan atribut ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan:

$$y = a + b * x \quad (3.17)$$

Koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalisasikan *meansquare prediction error* :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b * x_i)^2 \quad (3.18)$$



Gambar 3.16 Konvensional *Cross-plot* antara log target dan atribut seismik (Russell,2006)

dimana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *cross-plot*. Pengaplikasian garis regresi tersebut dapat memberikan prediksi untuk atribut target. Lalu dihitung kovariansi yang didefinisikan dalam persamaan:

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (3.19)$$

Dimana mean nya adalah:

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (3.20)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (3.21)$$

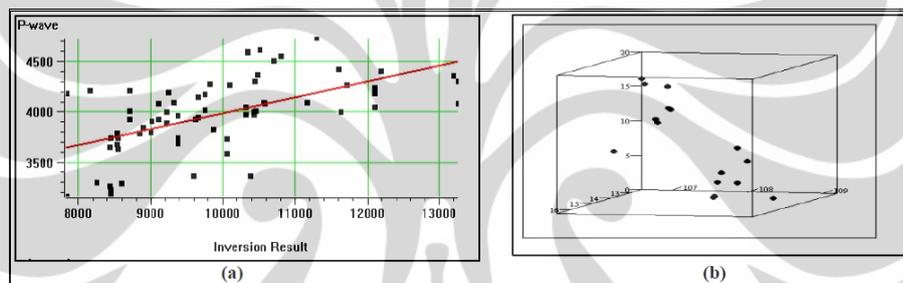
Nilai Kovariansi yang sudah dinormalisasi adalah:

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (3.22)$$

Nilai tersebut merupakan prediksi eror, yaitu hasil pengukuran kecocokan untuk garis regresi. Prediksi eror tersebut merupakan perbedaan RMS antara target log sebenarnya dan target log prediksi. Nilai korelasi terkadang dapat diperbaiki dengan mengaplikasikan transform non-linear untuk variabel target, variabel atribut, ataupun keduanya.

3.6.3 Regresi Linear Multiatribut

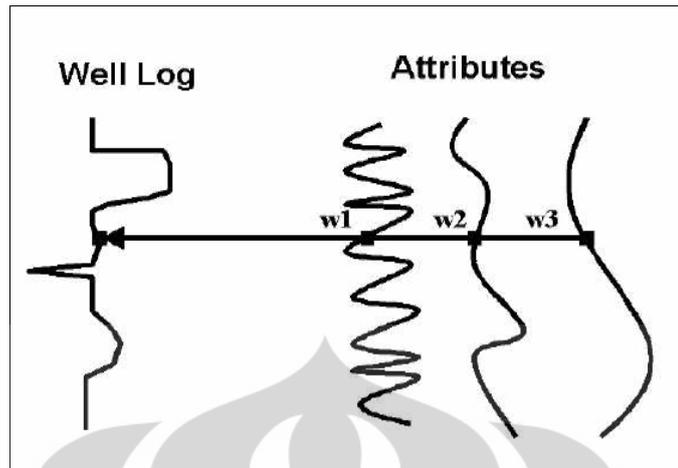
Pengembangan dari *Cross-plot* konvensional adalah dengan menggunakan *multiple-attribute*.



Gambar 3.17 Ilustrasi *Cross-plot* menggunakan (a) satu atribut dan (b) dua atribut (Russel, 2006)

Metode tersebut bertujuan untuk mencari sebuah operator yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Pada kenyataannya, kita menganalisa data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Salah satu alasan mengapa hal tersebut dilakukan karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan daripada data seismik itu sendiri. Banyak dari atribut tersebut bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi.

Pengembangan (*extension*) analisa linier konvensional terhadap *multiple* atribut (regresi linier multivariat) dilakukan secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut seperti yang terlihat pada Gambar 3.15.



Gambar 3.18 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama. (Russel, 2006)

Pada setiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh persamaan linier :

$$L(t) = w_0 + w_1 A_1 + w_2 A_2 + w_3 A_3 \quad (3.23)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan tersebut dihasilkan dengan meminimalisasi *mean-squared prediction error*

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (3.24)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar :

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, dimana sekarang koordinat x merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat y merupakan nilai *real* dari data log.

Cara memilih kombinasi atribut yang paling baik untuk memprediksi log target adalah dengan melakukan sebuah proses yang dinamakan *step-wise regression*:

1. Mencari atribut tunggal pertama yang paling baik menggunakan *trial and error*. Prediksi *error* setiap atribut yang terdapat pada *software* dihitung. Atribut terbaik adalah atribut yang memberikan prediksi *error* terendah.

Atribut tersebut selanjutnya akan disebut atribut-a

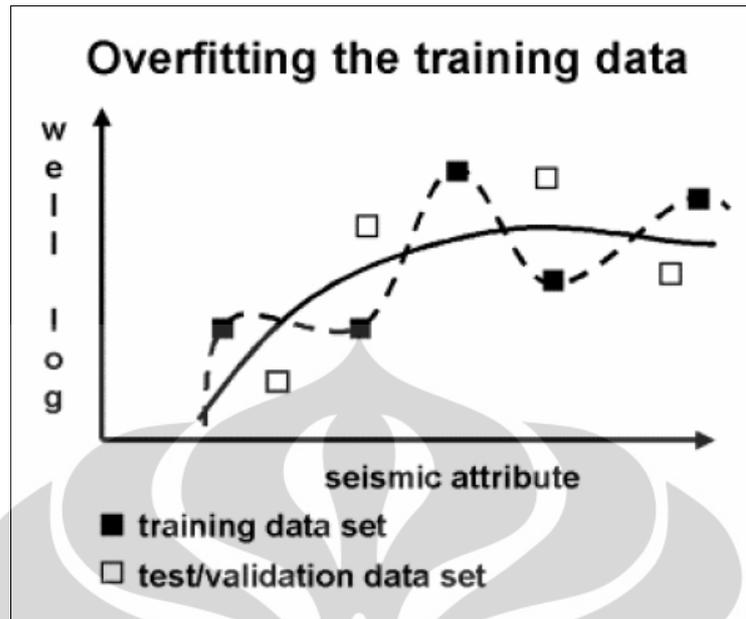
2. Mencari pasangan atribut yang paling baik dengan mengasumsikan anggota pasangan yang pertama adalah atribut-a. Pasangan yang paling baik adalah pasangan yang memberikan *error* paling kecil. Atribut ini selanjutnya akan disebut atribut-b.
3. Mencari tiga buah atribut yang berpasangan paling baik, dengan mengasumsikan dua buah anggota yang pertama atribut-a dan atribut-b. Tiga buah atribut yang paling baik adalah yang memberikan *error* prediksi paling kecil. Prediksi tersebut terus berlangsung sebanyak yang diinginkan.

Error prediksi, E_n , untuk n atribut selalu lebih kecil atau sama dengan E_{n-1} untuk $n-1$ atribut, tidak peduli atribut mana yang digunakan.

3.6.4 Validasi Silang

Pertanyaan selanjutnya yang harus dijawab adalah kapan kita harus berhenti menambahkan jumlah atribut. Bagaimanapun juga transformasi multiatribut dengan jumlah atribut $N+1$ selalu mempunyai prediksi error lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan N atribut. Menambah jumlah atribut sama dengan mencari kurva regresi yang cocok untuk sebuah plot data, dengan menggunakan polinomial yang ordenya semakin besar.

Apabila jumlah atribut yang digunakan semakin banyak, maka eror prediksi akan semakin berkurang. Masalah yang kemudian timbul adalah biasanya data yang dihasilkan akan buruk bila diterapkan pada data baru (yang tidak termasuk dalam data *training*), karena atribut tersebut terlalu dicocokkan dengan data training. Hal tersebut biasa disebut dengan *over-training*.



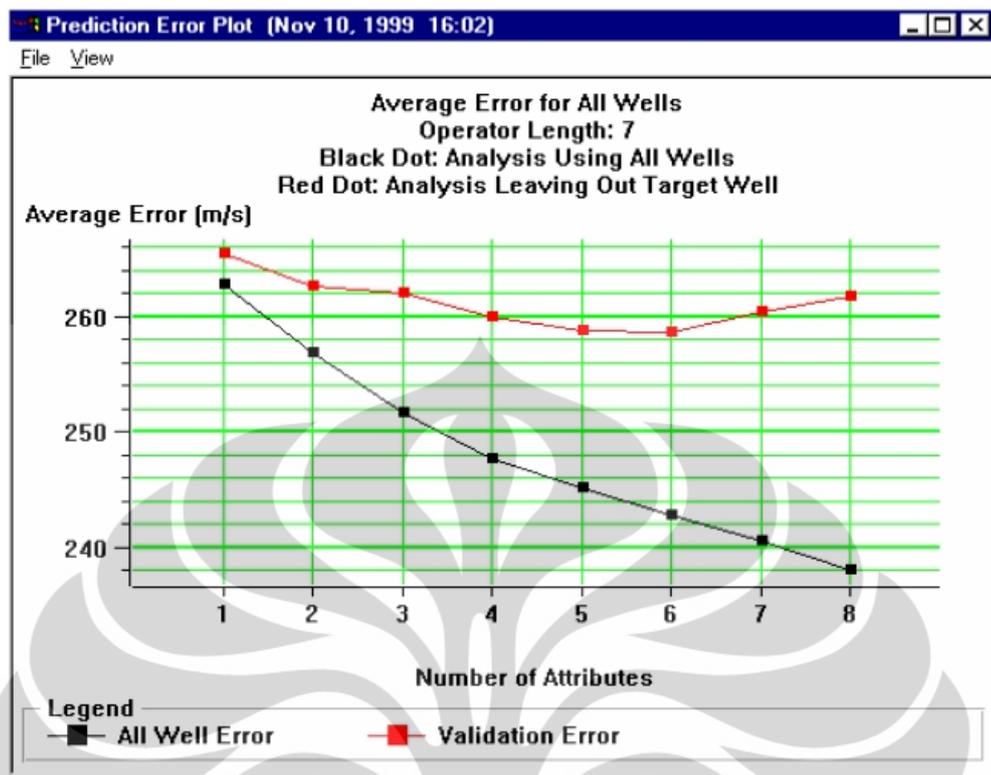
Gambar 3.19 Ilustrasi validasi silang. (Russel, 2006)

Kedua kurva digunakan untuk mencocokkan data. Kurva putus-putus menunjukkan korelasi yang baik dengan data *training*. Namun, buruk jika kemudian digunakan set data validasi. Untuk mengukur validitas dari jumlah atribut yang digunakan, dilakukan prosedur sebagai berikut. Misalnya, terdapat tiga buah atribut dan lima buah *well*. Sumur pertama tidak diikuti pada perhitungan pertama. Koefisien regresi kemudian dihitung tanpa menggunakan data dari sumur pertama. Berdasarkan nilai koefisien yang dihasilkan, prediksi eror kemudian dihitung dari sumur satu dengan rumus:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\varphi_i - w_0 * I_i - w_2 * E_i - w_3 * F_i)^2 \quad (3.26)$$

Hal tersebut adalah error validasi untuk sumur satu. Proses tersebut kemudian diulang untuk sumur 2, sumur 3, dan sumur 4. *Error* rata-ratanya dihitung dengan:

$$E_A = \frac{(E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5)}{5} \quad (3.27)$$



Gambar 3.20 Contoh *Plot Validation Error* dan *Prediction Error* (Russel 2006)

Berdasarkan gambar 3.17, kurva berwarna hitam menunjukkan error prediksi yang dihitung menggunakan data *training*. Kurva berwarna merah menunjukkan *error* validasi dengan tidak mengikutkan satu sumur dalam perhitungannya (data validasi). Berdasarkan gambar tersebut dapat dilihat bahwa digunakan lebih dari enam atribut, *error* validasinya bertambah besar, yang artinya terjadi *over-training*.

3.7 Probabilistic Neural Network

Hampson et al., (2000) dalam papernya yang berjudul *Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data* menyebutkan bahwa terdapat dua buah tipe neural networks yaitu *feedforward multilayer neural networks* (MLFN) dan *Probabilistic Neural Network* (PNN). PNN dipilih dalam metoda *Neural Networks* karena memiliki keunggulan pada matematika.

Probabilistic neural network (PNN) merupakan interpolasi matematika dengan skema yang juga menggunakan arsitektur *neural network* dalam aplikasinya. PNN memiliki formulasi matematis sehingga menjadi jauh lebih baik dibanding MLFN. Data yang dipakai oleh PNN sama dengan data percobaan oleh MLFN. Data ini terdiri dari:

$$\begin{aligned} & \{A_{11}, A_{21}, A_{31}, L_1\} \\ & \{A_{12}, A_{22}, A_{32}, L_2\} \\ & \{A_{13}, A_{23}, A_{33}, L_3\} \\ & \vdots \\ & \{A_{1n}, A_{2n}, A_{3n}, L_n\}, \end{aligned} \quad (3.28)$$

Dimana A adalah atribut seismik, n merupakan contoh data training dengan 3 atribut. Nilai Li merupakan nilai target log yang terukur dari masing-masing contoh.

Dengan memberikan data percobaan, asumsi PNN adalah nilai log terukur yang baru dapat ditulis sebagai kombinasi linear dari nilai log pada data percobaan. Maka contoh data baru dengan nilai atributnya:

$$x = \{A_{1j}, A_{2j}, A_{3j}\}, \quad (3.29)$$

Maka nilai log yang baru diperkirakan menjadi:

$$\hat{L}(x) = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))}, \quad (3.30)$$

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^3 \left(\frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2. \quad (3.31)$$

Nilai kuantitas $D(x, x_i)$ adalah interval antara nilai input dan nilai training masing-masing x_i . Jarak ini diukur dalam ruang multidimensional yang direntang oleh atribut dan ditentukan dalam skala oleh kuantitas σ_j , yang mungkin berbeda untuk

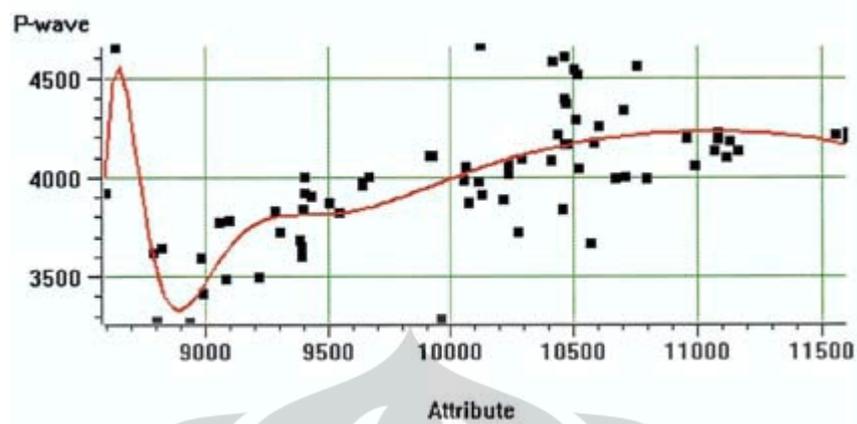
masing-masing atribut. Persamaan (3.30) dan (3.31) menggambarkan penerapan PNN. Training network terdiri dari penentuan set yang optimal dari parameter smoothing, σ_j . Kriteria untuk menentukan parameter ini adalah bahwa *network* yang dihasilkan harus memiliki kesalahan validasi terendah. Cara menentukan hasil validasi untuk target sampel m th sebagai:

$$\hat{L}_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m} L_i \exp(-D(x_m, x_i))}{\sum_{i \neq m} \exp(-D(x_m, x_i))}. \quad (3.32)$$

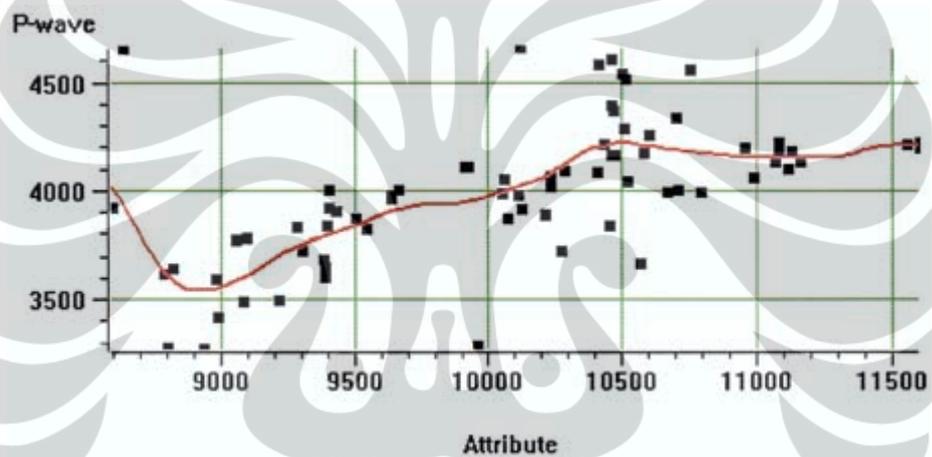
Ini adalah nilai prediksi dari target sampel m th ketika sampel itu tersisa dari data training. Karena kita tahu nilai dari sampel ini, kita dapat menghitung kesalahan prediksi untuk itu sampel. Mengulangi proses ini untuk setiap sampel training, kita dapat menentukan kesalahan prediksi total untuk data training sebagai:

$$E_V(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = \sum_{i=1}^N (L_i - \hat{L}_i)^2. \quad (3.33)$$

Perhatikan bahwa kesalahan prediksi tergantung pada pilihan parameter σ_j . Kuantitas ini diminimalkan dengan menggunakan nonlinear konjugasi algoritma gradien. *Network* yang dihasilkan akan memiliki kesalahan validasi yang diminimalkan. Kinerja PNN pada data crossplot sederhana ditunjukkan pada Gambar 2. Dari angka ini, kita dapat melihat bahwa PNN memiliki karakteristik yang diinginkan dengan data yang mendekati MLFN, tetapi cenderung lebih stabil di batas rentang atribut. Masalah terbesar dengan PNN adalah karena membawa semua data training dan membandingkan setiap sampel output dengan masing-masing sampel training, sehingga waktu aplikasi dapat lebih lama (Hampson et al, 2000).



Gambar 3.21 Prediksi kurva yang diperoleh dari MLFN dengan lima nodes pada hidden layer.
(Russel 2006)



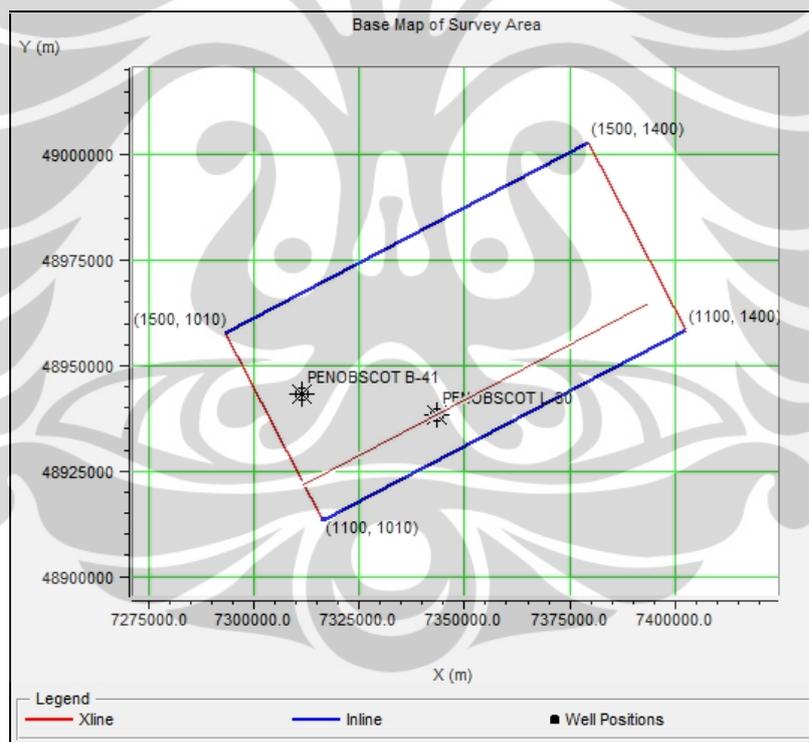
Gambar 3.22 Prediksi kurva yang diperoleh dari PNN. Data yang digunakan sama dengan Gambar 3.21 (Russel 2006)

BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

A. Data Seismik 3D

Data seismik yang di gunakan dalam penelitian ini adalah *post-stack time migration* (PSTM) dengan jumlah inline 400 (1100-1500), jumlah crossline 390 (1010-1400), dengan sampling rate sebesar 4 ms dengan fasa nol. Hal ini ditentukan berdasarkan koefisien refleksi pada batas antar lapisan dalam data sumur, dimana kenaikan pada impedansi akustik ditunjukkan sebagai puncak (*peak*) pada seismik.



Gambar 4.1. Base map data seismik

B. Data sumur

Dalam penelitian ini digunakan dua data sumur dimana masing-masing sumur memiliki berbagai macam data Log, akan tetapi yang akan di gunakan dalam

penelitian ini hanya sebatas log *gamma ray*, *sonic*, *density*, *porosity*, *induction deep*, *p-wave*, *p-impedance*, dan *volumetric (volume clay)*.

Nama Sumur	X Position	Y Position	KB Elevation	Surface Elevation	Elevation Unit
PENOBSCOT B-41	731133.46	4894307.87	30.18	0.00	m
PENOBSCOT L-30	734338.86	4893837.87	30.18	0.00	m

Gambar 4.2. Tabel keterangan sumur yang digunakan

C. Data checkshot

Data checkshot digunakan untuk mendapatkan hubungan kedalaman dengan waktu. Dalam hal ini data sumur berada dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik berada dalam domain waktu. Data checkshot pada sumur dapat mengkonversi domain sumur (kedalaman) menjadi domain waktu (*time to depth conversion*). Oleh karena itu data checkshot ini digunakan untuk mengikat sumur dengan seismik (*well tie to seismic*).

D. Marker Geologi

Pada daerah penelitian ini marker geologi yang digunakan lima buah horizon yaitu sand 1, sand 2, artimon, baccaro member, baccaro member2.

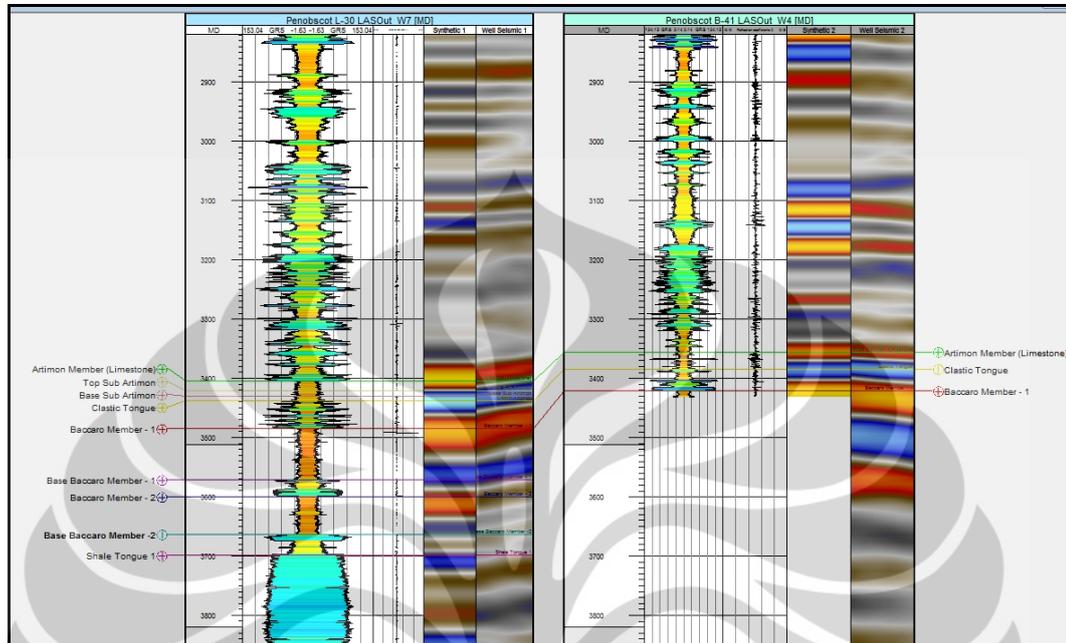
4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Korelasi Sumur

Korelasi sumur dilakukan dengan tujuan untuk menentukan marker yang berfungsi untuk melihat batas atas dan batas bawah reservoir masing-masing sumur. Dengan demikian kita dapat tahu korelasi ketebalan rata-rata dari masing-masing sumur.

Korelasi ini dilakukan dengan melihat log *gamma ray* yang dikombinasikan dengan log porositas. Dengan melihat pola yang sama dari sumur satu dengan

sumur berikutnya pada data log tersebut, dapat ditarik korelasi yang menunjukkan bahwa zona tersebut merupakan satu formasi.



Gambar 4.3. Korelasi sumur dengan log *gamma ray* dan interpretasi patahan pada permukaan 2D seismik

4.2.2 Ekstraksi Wavelet dan Well - Seismic Tie

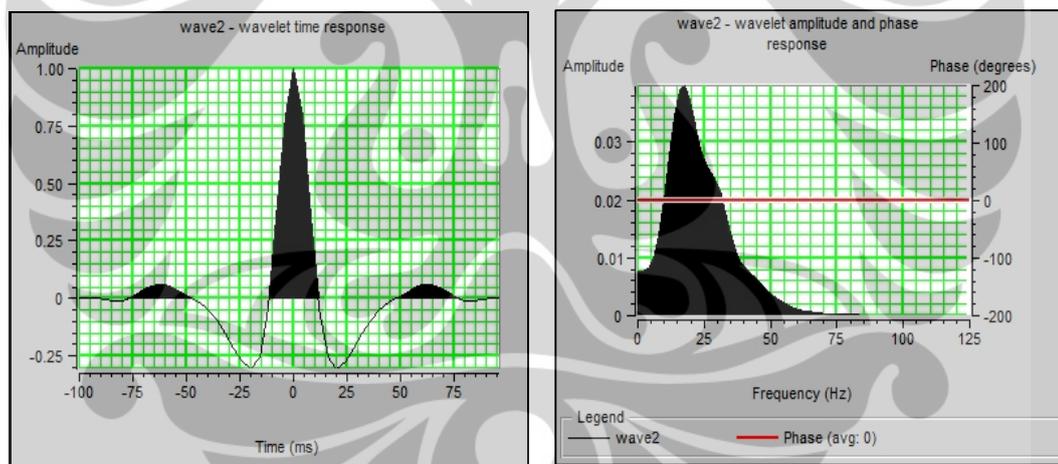
Well-seismic tie adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman dalam meter sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan milidetik. Yang dirubah domainnya adalah domain sumur menjadi domain waktu. Tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik.

Karena yang dirubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan pembuatan sintetik seismogram untuk masing-masing sumur. Sintetik seismogram merupakan hasil dari koefisien refleksi yang dikonvolusikan dengan wavelet.

Proses ekstraksi wavelet dapat dilakukan dengan beberapa metoda. Pertama dengan menggunakan cara statistik, yaitu dengan mengekstraksi wavelet dari data

cube seismik di sekitar daerah zona target. Kedua, dengan cara membuat wavelet ricker. Sumur dikonversi dari fungsi kedalaman menjadi fungsi waktu dengan menggunakan data checkshot. Ketiga, menggunakan data sumur, dimana wavelet diekstraksi di sekitar lokasi sumur. Pada penelitian ini metoda yang dipakai adalah dengan cara statistik. Metoda ini dipilih karena menghasilkan wavelet dengan nilai korelasi yang lebih tinggi daripada metoda lainnya pada saat melakukan *well-seismic tie*.

Wavelet di dapatkan dari ekstraksi data seismik pada jendela disekitar zona yang diprediksi adalah zona reservoir. Jendela yang digunakan pada ekstraksi ini adalah 2200 ms sampai dengan 2750 ms. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan hasil yang mendekati sebenarnya. Karena frekuensi gelombang seismik menjadi semakin kecil seiring dengan berubahnya kedalaman. Sehingga dibutuhkan frekuensi yang hanya mempresentasikan pada kedalaman reservoirnya saja.

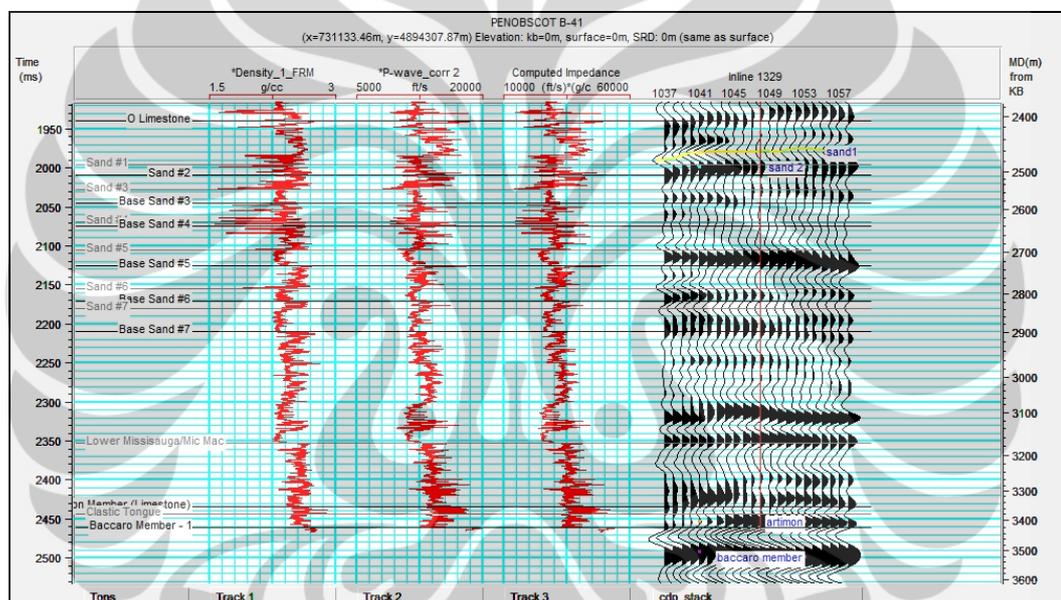


Gambar 4.4. Wavelet yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik

Lebar jendela yang digunakan adalah sebesar 550 ms pada daerah target. Sedangkan panjang wavelet yang diekstrak sebesar 200 ms. Lebar jendela ini tidak boleh lebih kecil dari pada lebar *wavelet* yang diekstraksi agar sintetik seismogram yang didapatkan cukup menggambarkan sebenarnya. Kurang lebih lebar jendela tiga kali lebih besar dari panjang *wavelet*, agar *wavelet* yang didapatkan tepat. Frekuensi dominan yang digunakan pada wavelet ini adalah 20

Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *zero phase*. Polaritas yang digunakan pada ekstraksi wavelet ini adalah polaritas normal.

Wavelet yang telah diekstraksi kemudian dikonvolusi dengan koefisien refleksi untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan dalam proses *well to seismic tie*. Sebelum melakukan proses *well to seismic tie* ini, data sumur (p wave) terlebih dahulu dikonversi dari domain kedalaman menjadi domain waktu dengan menggunakan data checkshot. Proses *well to seismic tie* ini banyak dipengaruhi oleh *shifting*, *squeezing* dan *stretching*.

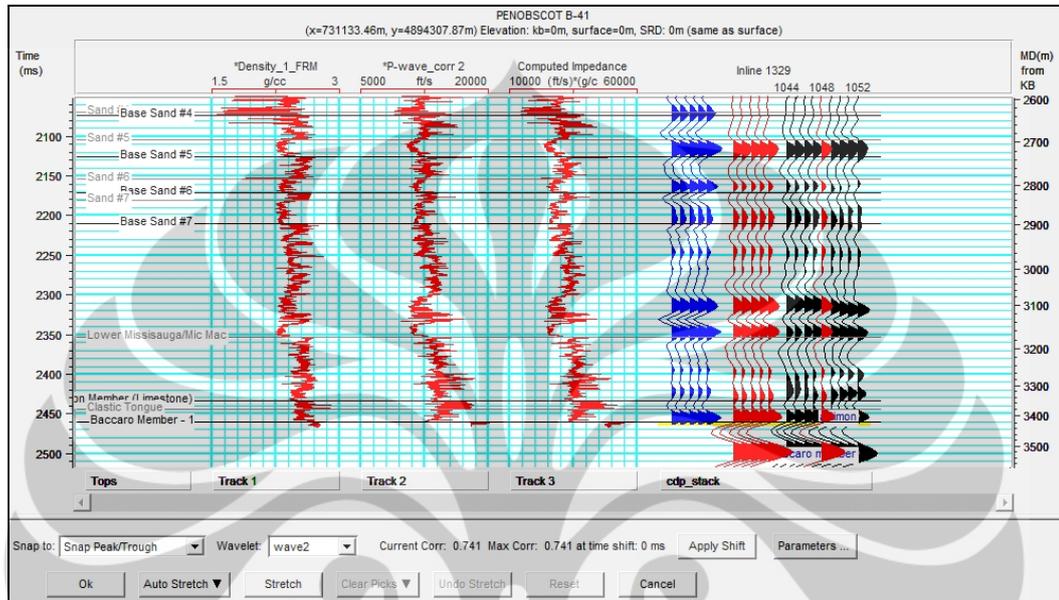


Gambar 4.5. Proses pembuatan Impedansi Akustik.

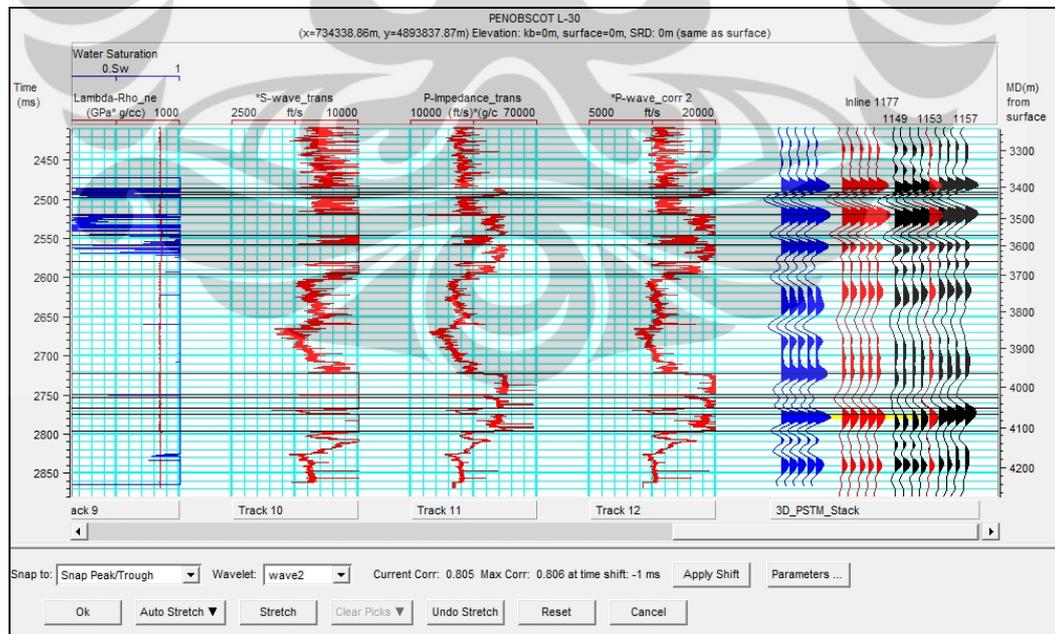
Shifting merupakan proses memindahkan seluruh komponen seismogram ke tempat yang diinginkan. Proses ini dilakukan dikarenakan adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur berbeda. Oleh karena itu harus dilakukan *shifting*. Proses *shifting* yang dilakukan pada penelitian ini adalah sekitar 1-5 ms.

Sedangkan *stretching* dan *squeezing* adalah proses meregang dan memampatkan antara dua amplitudo yang berdekatan pada data seismogram. Pada proses *stretching-squeezing* ini. Proses ini dilakukan karena adanya ketidaktepatan proses

migrasi pada pengolahan data seismik. Karena konsep dari migrasi adalah memindahkan reflektor ke posisi yang sebenarnya, apabila proses ini kurang tepat maka akan mempengaruhi letak reflektor. Oleh karena itu proses *stretching* dan *squeezing* dilakukan.



Gambar 4.6. Hasil *well to seismic tie* pada sumur B-41 dengan korelasi 0.741

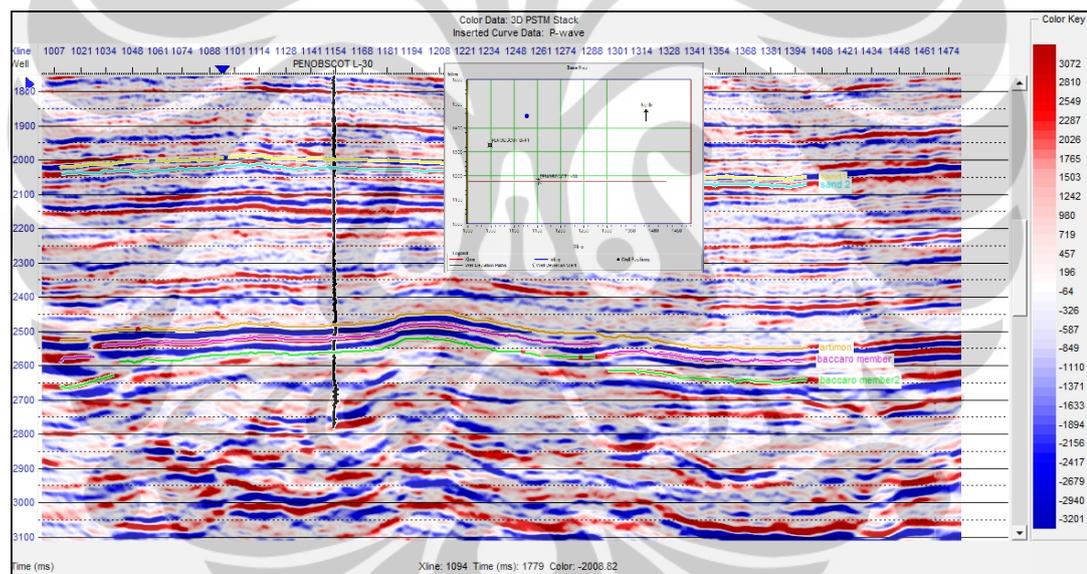


Gambar 4.7. Hasil *well to seismic tie* pada sumur L-30 dengan korelasi 0.806

4.2.3 Picking Horizon

Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari reservoir sangat dibutuhkan dalam melakukan *picking horizon* ini.

Dalam melakukan *picking horizon* diperlukan *well-seismic tie* untuk mengikat horizon seismik dengan data sumur sehingga horizon seismik dapat diletakkan pada horizon yang sebenarnya. Oleh karena itu proses *well-seismic tie* sangat penting dan berpengaruh dalam menentukan horizon mana yang akan kita *picking* dan mewakili dari reservoir.

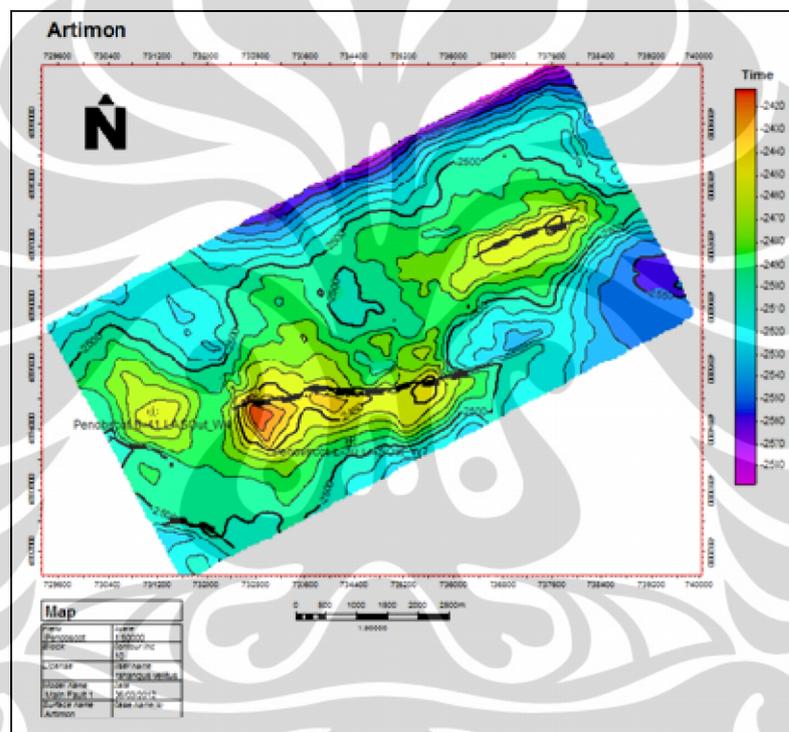


Gambar 4.8 Hasil *picking horizon* inline 1177

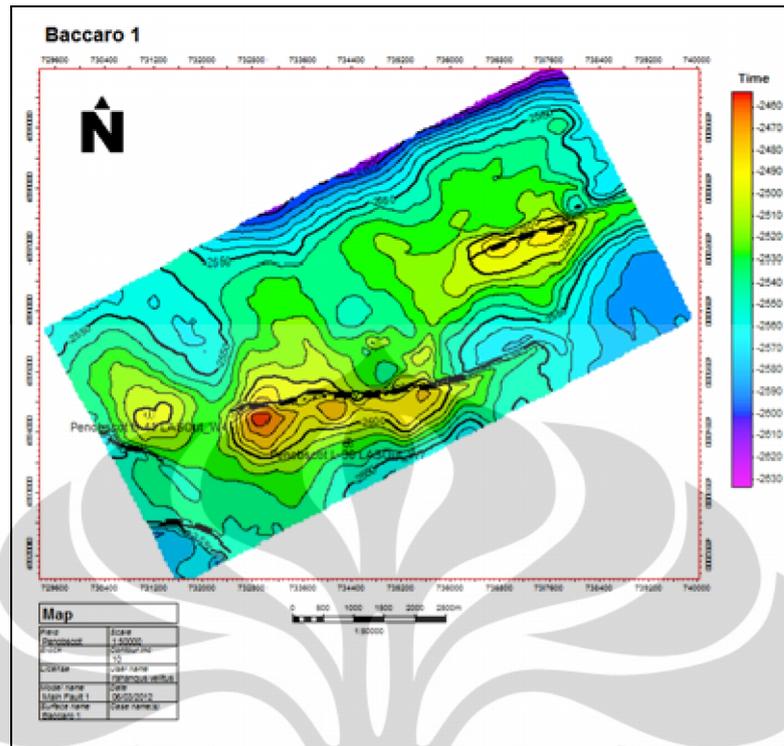
Sebelum melakukan *picking horizon*, sumur hasil *seismic-well tie* ditampilkan pada penampang seismik untuk mengetahui horizon mana yang akan di pick. Karena pada penelitian ini menggunakan *wavelet zerophase*, maka proses *picking horizon* dilakukan pada *peak* dan *trough* dari amplitudo seismik, tergantung dimana event horizon terjadi pada proses *well seismic tie*.

Line yang pertama kali di lakukan picking adalah line yang berpotongan dengan sumur dengan nilai korelasi *well to seismic tie yang paling tinggi*, dan line tersebut sebagai acuan untuk melakukan picking horizon pada line berikutnya. Dalam hal ini picking dimulai dari sumur L-30 yang mempunyai nilai korelasi paling tinggi dengan *current correlation (0.806)*.

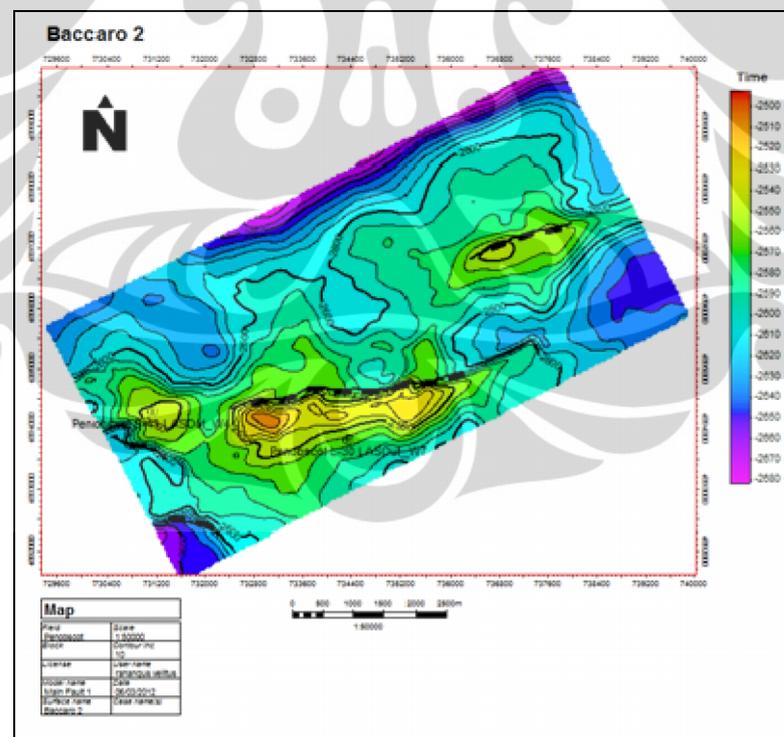
Setelah melakukan picking horizon kita dapat melihat time structure dari tiap horizon untuk melihat hasil *picking horizon* yang telah kita lakukan.



Gambar 4.9 Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Artimon



Gambar 4.10 Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Baccaro 1

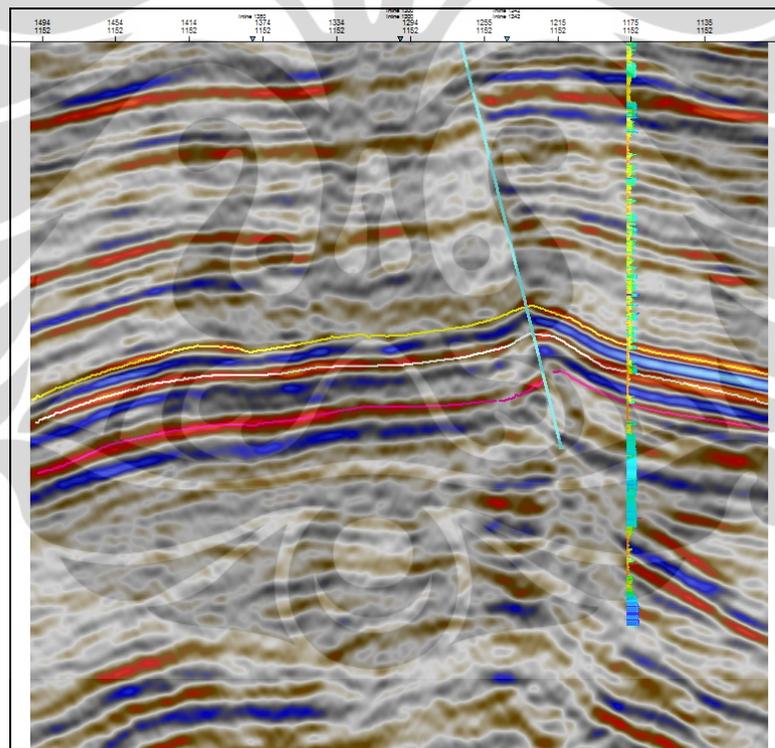


Gambar 4.11 Peta struktur waktu pada permukaan lapisan Top Baccaro 2

4.2.4 Picking Fault

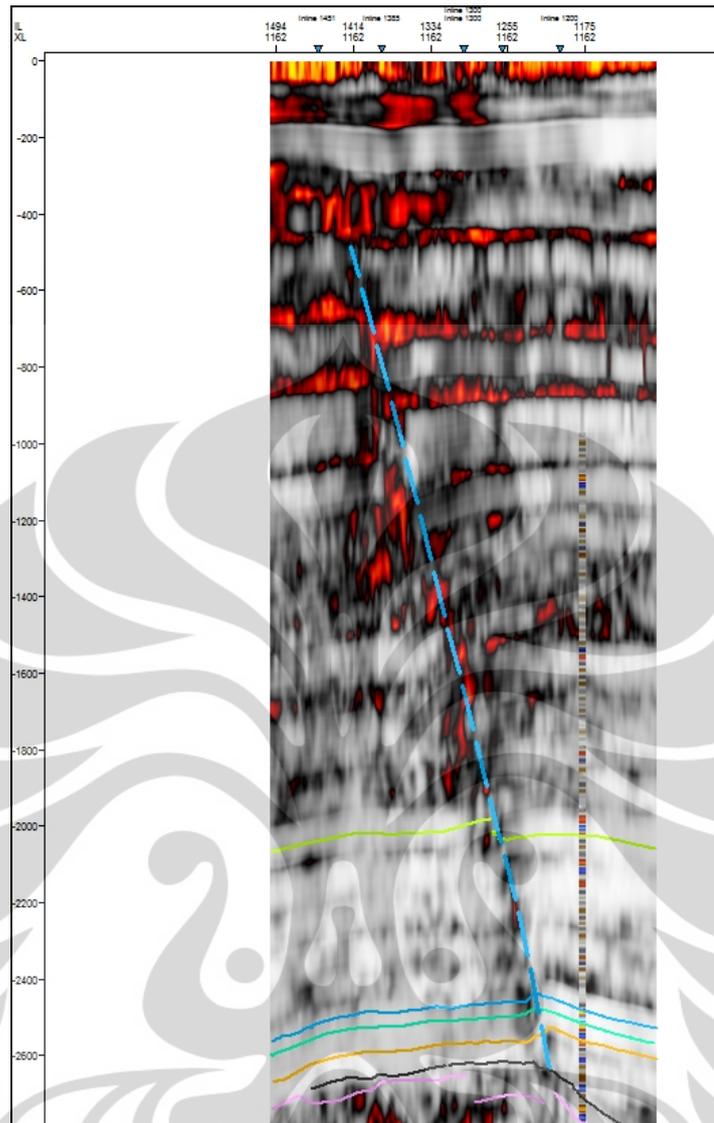
Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horizon seismik oleh bidang sesar. Picking sesar dilakukan mulai dari pergeseran horizon yang tampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal.

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 membangun pemodelan struktur. Dari hasil interpretasi seismik, didapatkan 3 horison seismik dan 2 patahan.



Gambar 4.12. Interpretasi patahan pada permukaan 2D seismik

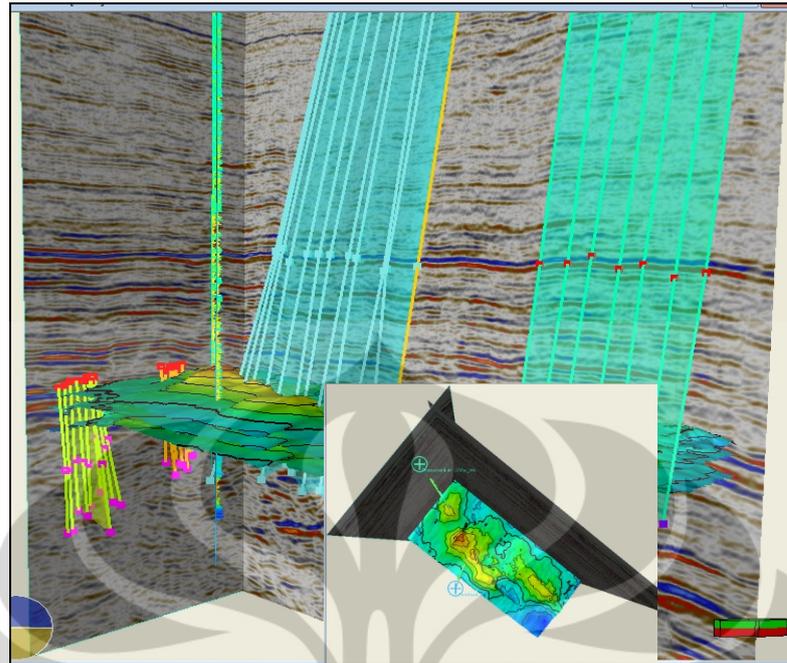
Sebagai acuan untuk melihat zona dari sesar dapat menggunakan atribut varian atau disimilaritas yang di ekstraksi pada penampang seismik. Hasil dari penampang disimilaritas ini digunakan sebagai acuan dalam picking fault.



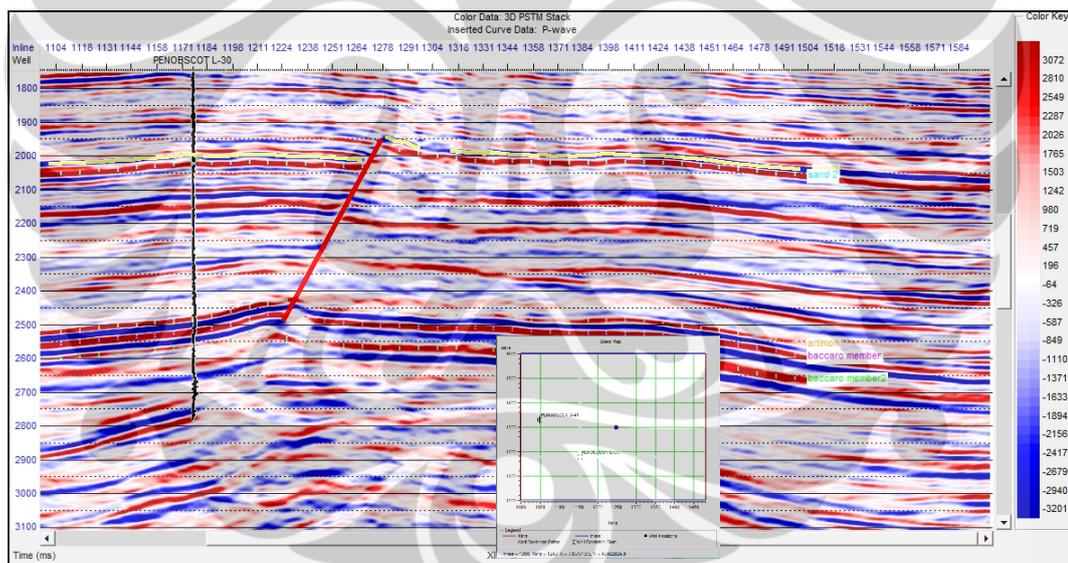
Gambar 4.13 Deteksi keberadaan patahan dengan melihat persebaran nilai disimilaritas/*variance*

Terlihat dalam Gambar 4.13 terdapat garis biru putus-putus pada daerah *fault detection*. Artinya terdapat disimilaritas yang menunjukkan perbedaan lithologi yang sangat drastis. Adanya perbedaan lithologi yang sangat signifikan inilah yang mengindikasikan sesar. Oleh karena hasil penampang disimilaritas ini sangat berguna dalam acuan picking sesar.

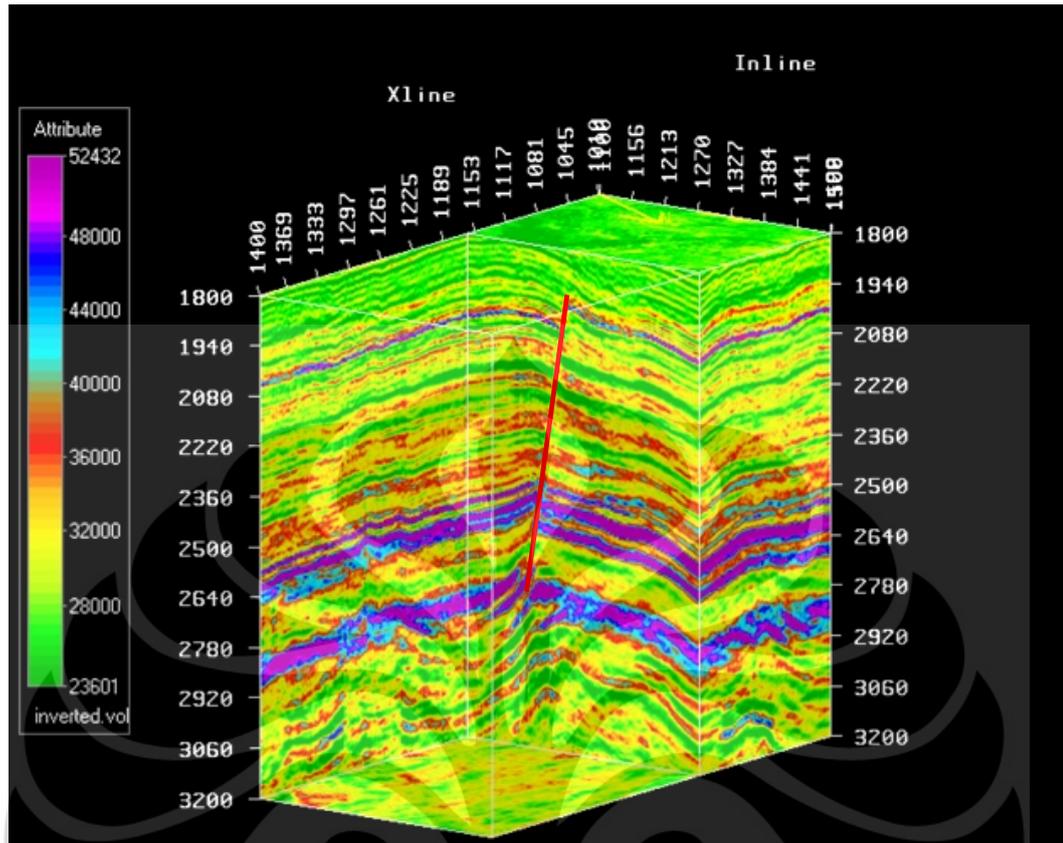
Kemenerusan patahan berada pada arah timur – barat pada lapangan Penobscot. Hal ini dapat dilihat (setelah picking fault dilakukan) pada gambar 4.13. Pada gambar 4.13, arah panah hijau menunjukkan arah utara.



Gambar 4.14. Interpretasi patahan pada permukaan 2D seismik



Gambar 4.15. Interpretasi patahan pada permukaan 2D seismik pada xline 1153

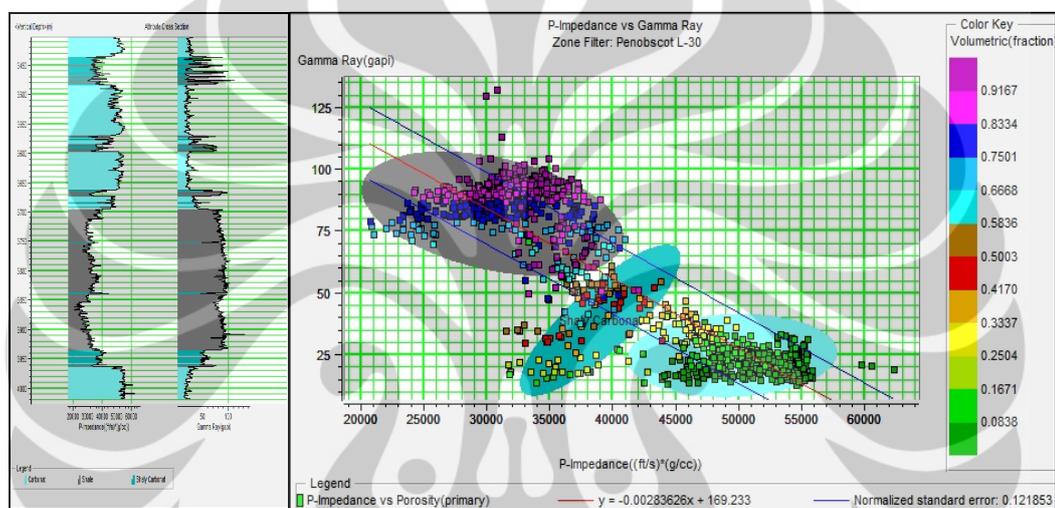


Gambar 4.16 Penampang *AI* dengan *probe* untuk menemukan struktur patahan utama (arah timur - barat)

4.2.5 Pembuatan *Crossplot*

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

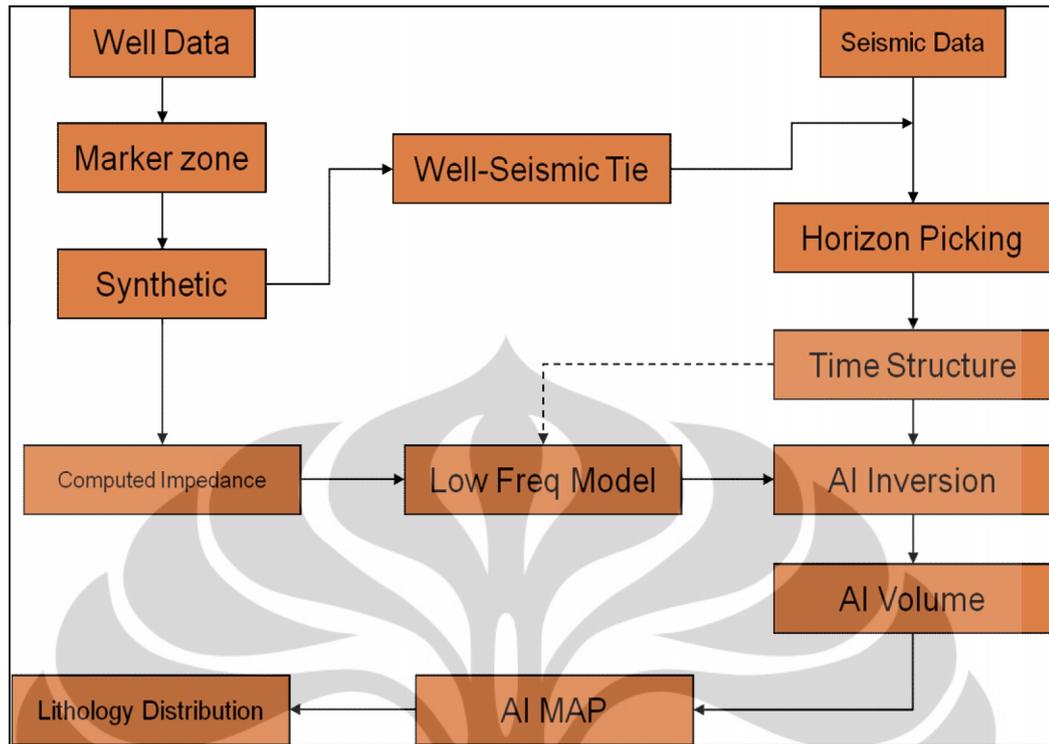
Berikut adalah *cross plot* antara dari beberapa log :



Gambar 4.17 Penampang *cross plot p-impedance vs gamma ray* dalam color key *volumetric* pada sumur L-30.

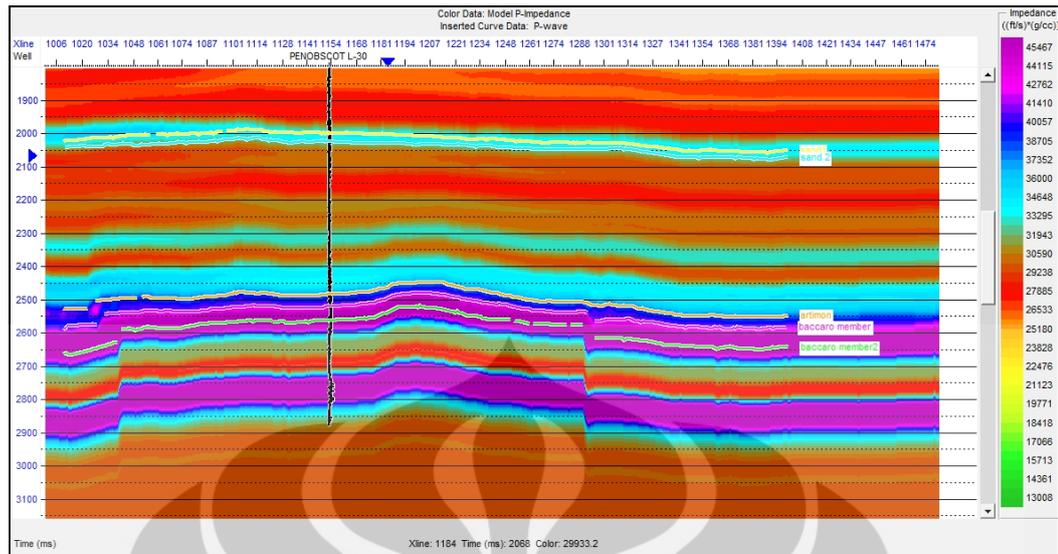
4.2.6 Inversi Impedansi Akustik

Inversi seismik didefinisikan sebagai permodelan geologi bawah permukaan bumi, dengan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2007), sedangkan model geologi yang di hasilkan dari hasil inversi adalah model impedansi antara lain AI, SI, dan EI yang merupakan parameter fisis dari suatu lapisan batuan.



Gambar 4.18 *Workflow* pengerjaan inversi seismik

Pada proses ini, hal pertama yang dilakukan adalah membuat *earth model*, yaitu membuat penyebaran nilai p -impedance pada seismik. Nilai p -impedance ini berasal dari kurva p -wave (kecepatan batuan) dikalikan dengan nilai densitas yang berasal dari kedua sumur yang kemudian di-generate ke seluruh seismik. Frekuensi yang dipakai pada pembuatan *earth model* adalah 15 Hz.



Gambar 4.19 Hasil *earth model* in line 1177 pada high cut frequency 15 Hz.

Earth model ini sendiri akan menjadi model dasar pada proses pembuatan model inversi seismik.

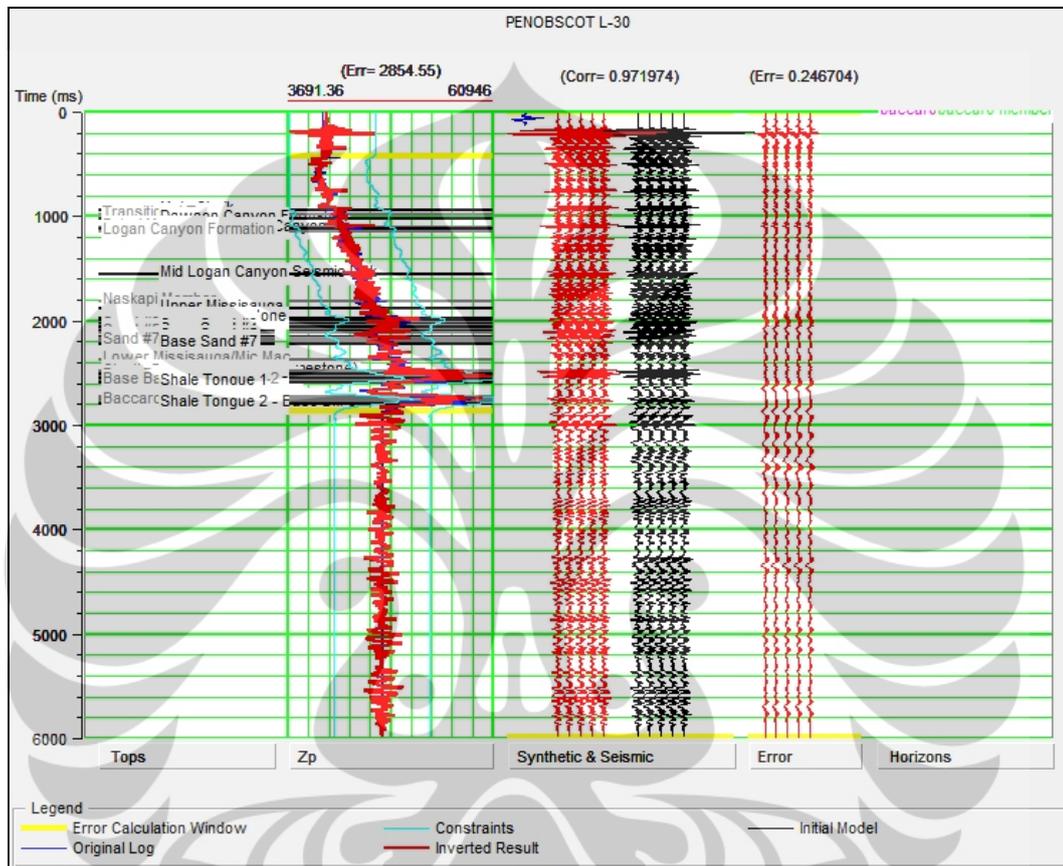
4.2.6.1 Analisa Inversi Impedansi Akustik

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

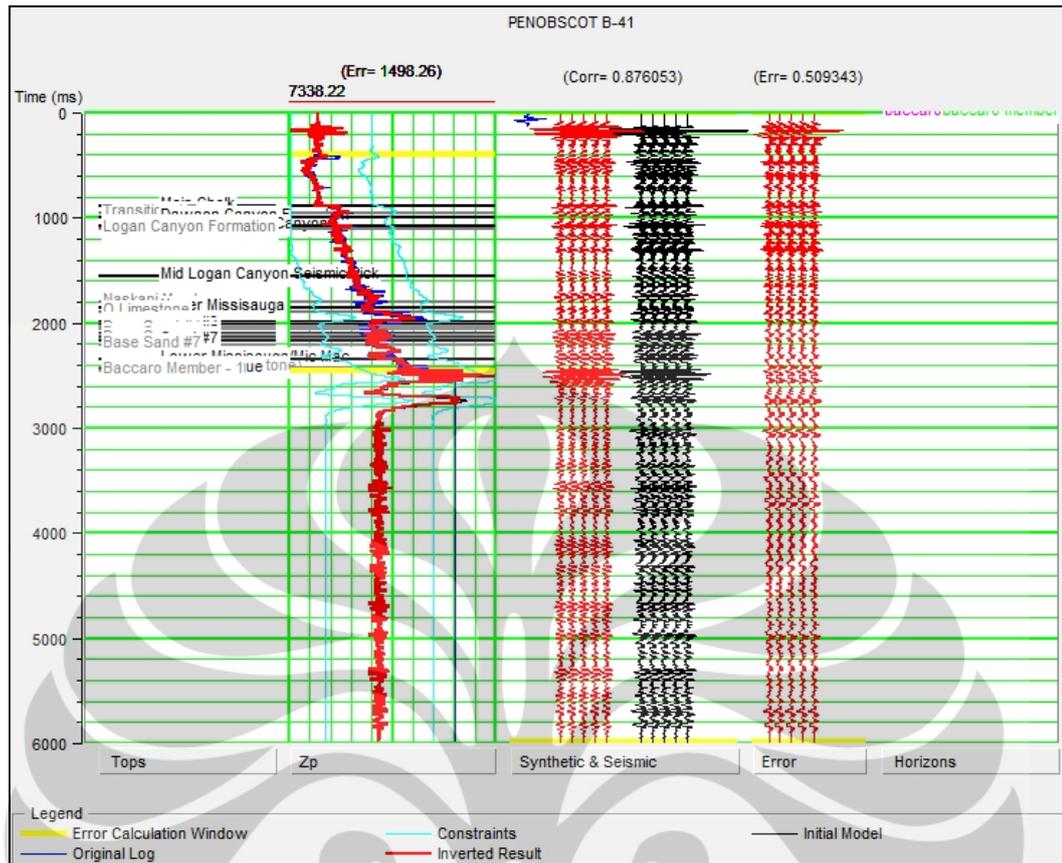
Untuk *Model Based Inversion Window* dan parameter-parameter yang digunakan antara lain,

- Processing Time : 900 – 3000 ms
- Single value : lower 50 % ; upper 50 %
- Average Block Size : 4ms
- Prewhitening : 20 %
- Number of iteration : 10

Hasil analisis *model based* menunjukkan korelasi yang cukup baik walau nilai RMS *error P-Impedance* log dan *P-Impedance* inversi cukup besar sebesar 2854.55 dan korelasi antara *synthetic seismic trace* dan *seismic trace* sebesar 0.971974.



Gambar 4.20 Hasil analisa inversi *model based* sumur Penobsot L-30



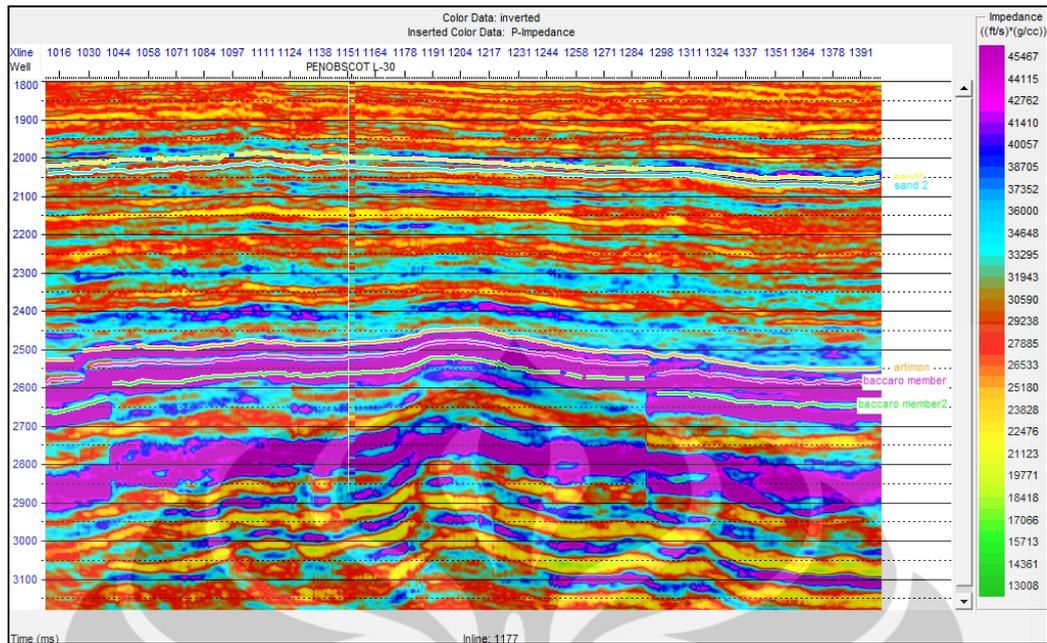
Gambar 4.21 Hasil analisa inversi *model based* sumur Penobscot B-41

4.2.6.2 Inversi Model Based

Setelah melakukan tahap inversi analisis dan didapat nilai error yang tidak terlalu besar antara *P-Impedance* log dan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi yang telah baik antara *synthetic trace* dan *seismic trace*, maka kita siap melakukan inversi *model based*.

Pada inversi *model based* ini, daerah yang dilihat persebaran nilai impedansi akustiknya berada pada *target zone* horizon artimon - 600 ms sampai horizon baccaro member 2 + 600 ms. Persebaran nilai impedansi akustik pada hasil inversi sparse spike ini berkisar antara 13000 – 46000 (ft/s)*(gr/cc).

Berikut ini adalah penampang hasil inversi pada inline 1177:

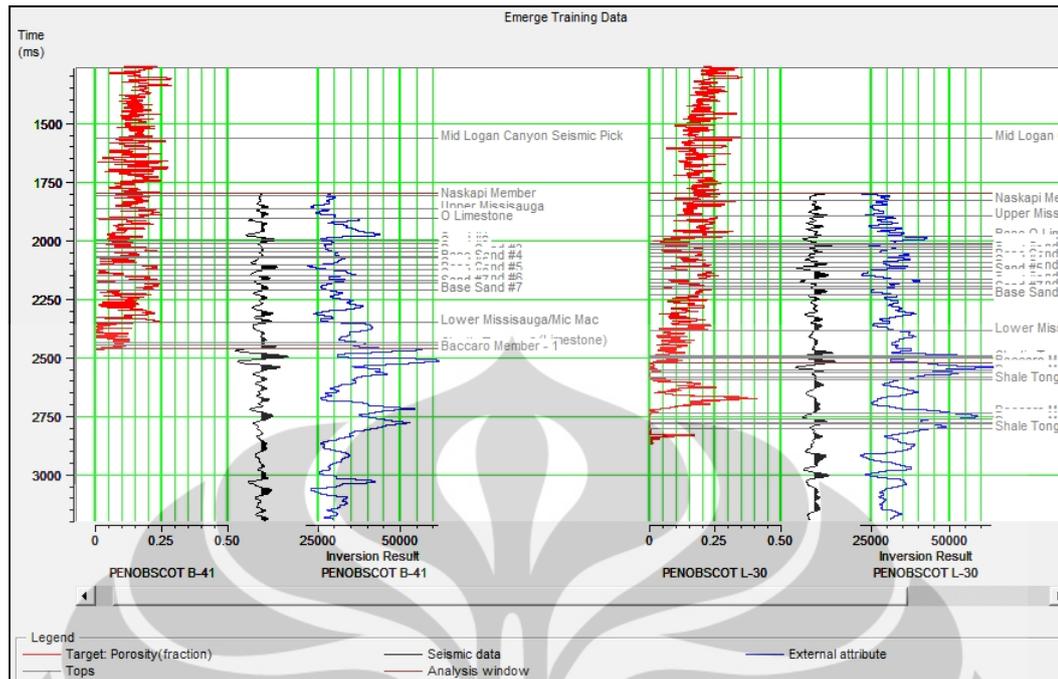


Gambar 4.22 Hasil inversi AI *model based* serta korelasi AI sumur L-30 dan AI inversi *model based* pada inline 1177

4.2.7 Seismik Multiatribut

Setelah kita melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik dan menentukan *property log* yang akan digunakan, kemudian dilakukan analisa multiatribut. Untuk menentukan atribut mana saja yang akan digunakan dalam prediksi log ini, dilakukan training terhadap log target dengan beberapa atribut seismik. Dari proses *training* ini, diperoleh kelompok atribut seismik terbaik yang akan dipergunakan untuk memprediksi log porositas.

Pada proses ini, hal yang pertama dilakukan adalah menentukan nilai log yang akan digunakan pada tiap sumur. Setelah itu di-*import* data *raw seismic* dan data hasil inversi *model based* yang telah dilakukan sebagai *external attribute*.



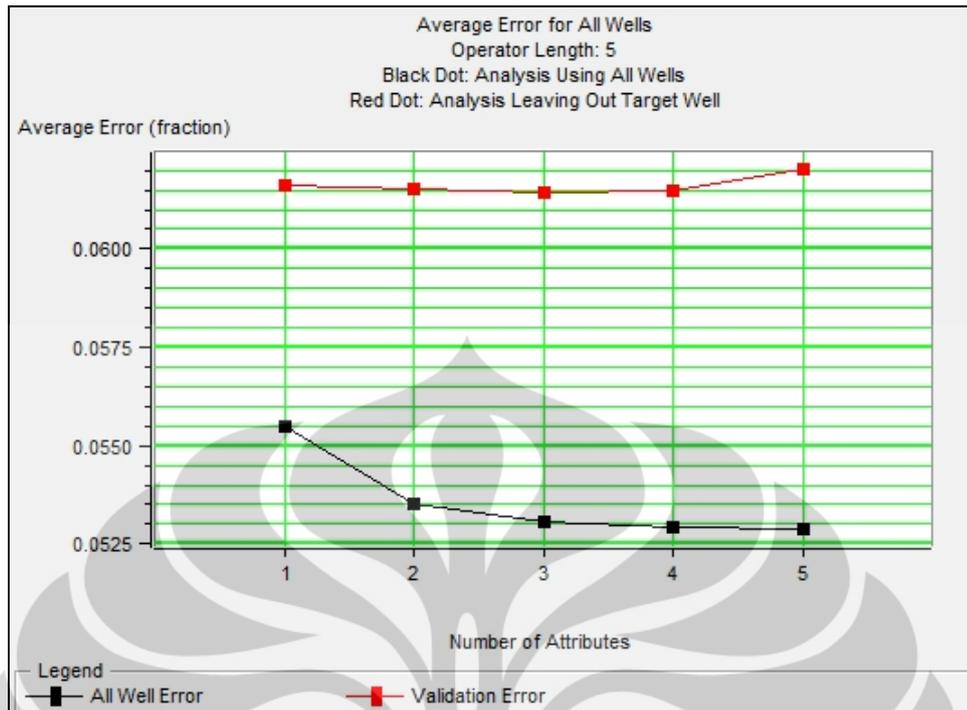
Gambar 4.23 Log target dan seismik

Parameter untuk menentukan kelompok atribut seismik terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log target adalah nilai prediksi *error* dan nilai validasi *error*. Nilai prediksi *error* akan menurun sejalan dengan jumlah atribut yang digunakan (semakin banyak jumlah atribut yang digunakan maka nilai prediksi *error*-nya akan semakin kecil). Nilai validasi *error* yaitu nilai prediksi *error* yang diperoleh jika salah satu dari kedua sumur tersebut tidak diikutsertakan dalam proses *training*.

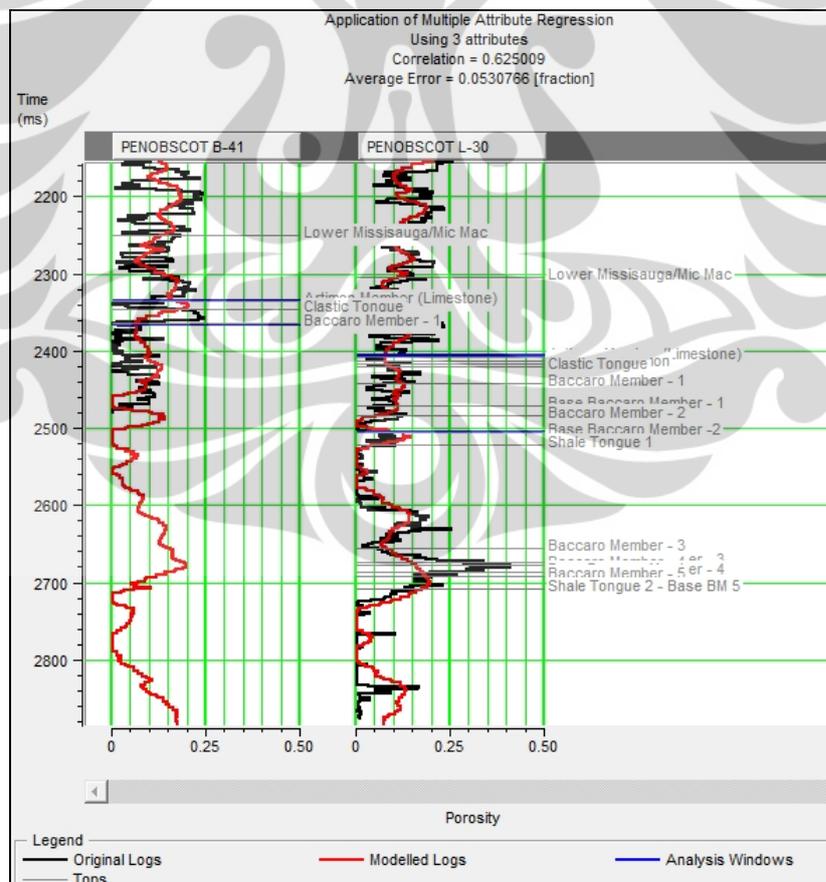
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Log(Inversion Result)	0.055509	0.061613
2	Porosity	Amplitude Weighted Cosine Phase	0.053514	0.061537
3	Porosity	Cosine Instantaneous Phase	0.053077	0.061425
4	Porosity	Integrate	0.052907	0.061498
5	Porosity	Filter 25/30-35/40	0.052882	0.062030

Gambar 4.24 Analisa seismik multiatribut

Dari hasil training telah diperoleh bahwa pada penggunaan tiga dari lima buah atribut memberikan nilai prediksi error dan validasi error menurun. Hal ini berarti tiga buah atribut dapat digunakan.

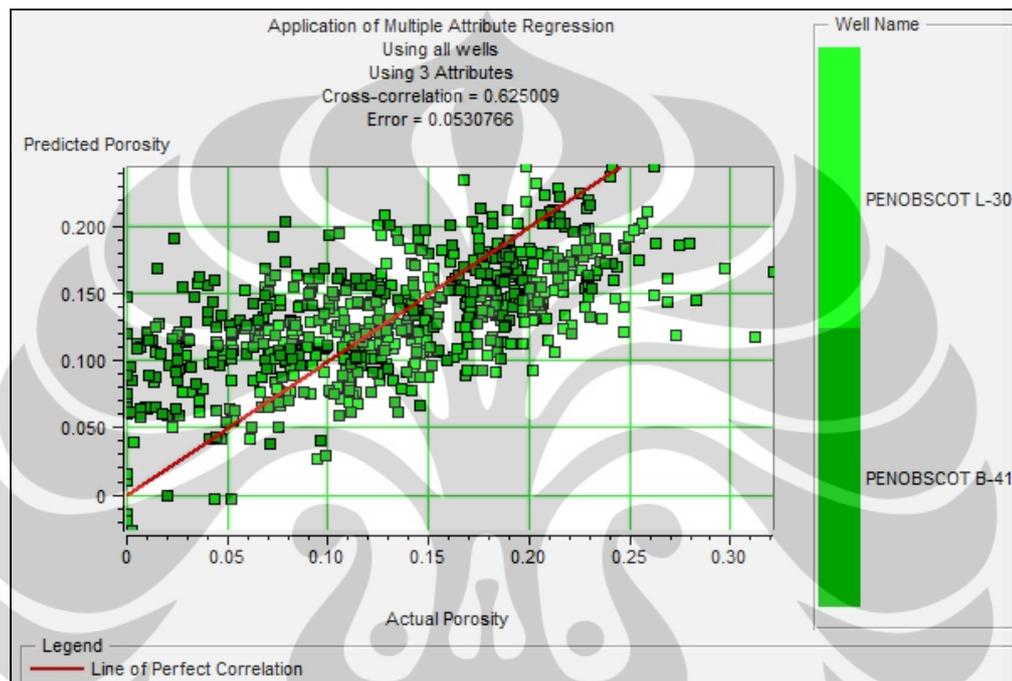


Gambar 4.25 Kurva prediksi error dan validasi error untuk multiatribut



Gambar 4.26 Kurva hasil aplikasi atribut antara prediksi porositas dengan porositas sebenarnya

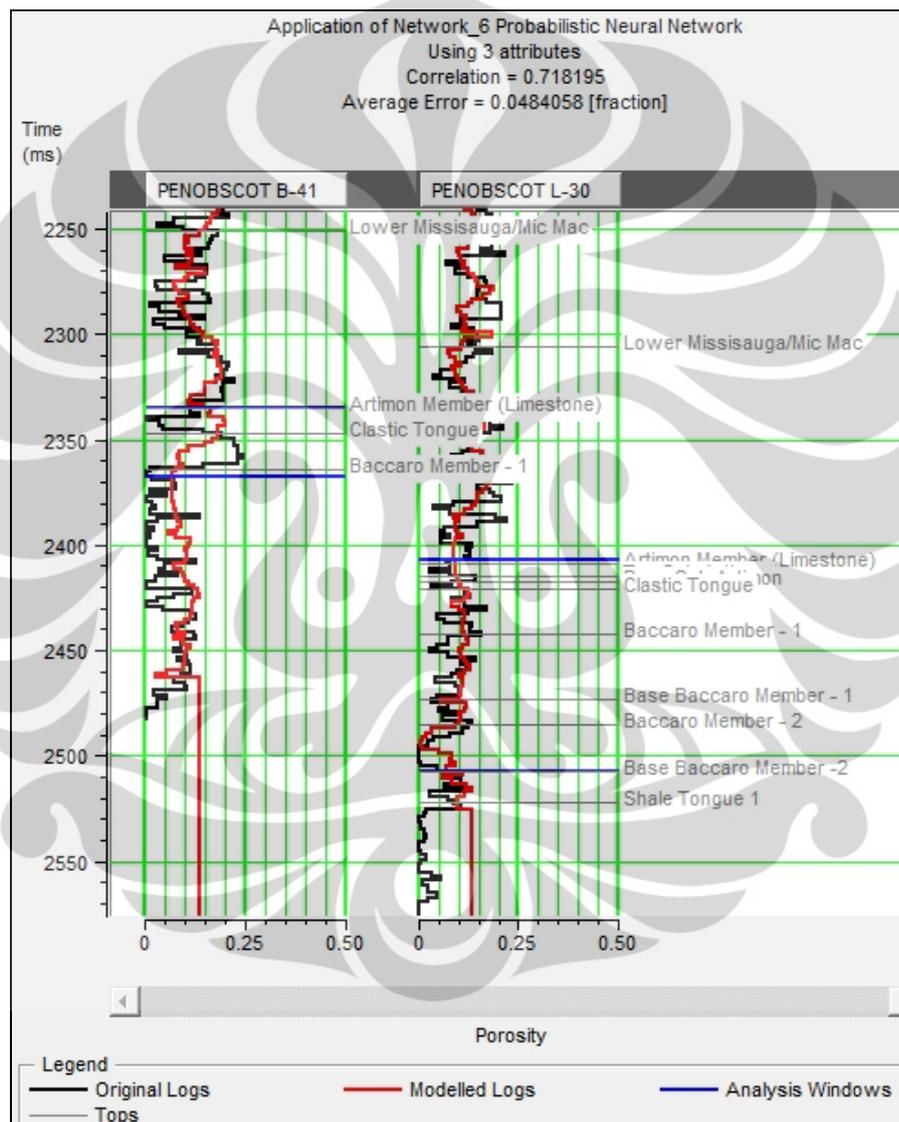
Setelah multiatribut diaplikasikan, hasil prediksi log porositas pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.625009 saat dilakukan *cross plot* terhadap nilai porositas sebenarnya. Hasil ini menunjukkan bahwa hasil prediksi porositas dengan menggunakan tiga buah atribut tersebut merupakan hasil yang cukup baik.



Gambar 4.27 *Cross plot* antara *predicted porosity* dengan *actual porosity*

4.2.7.1 Neural Network

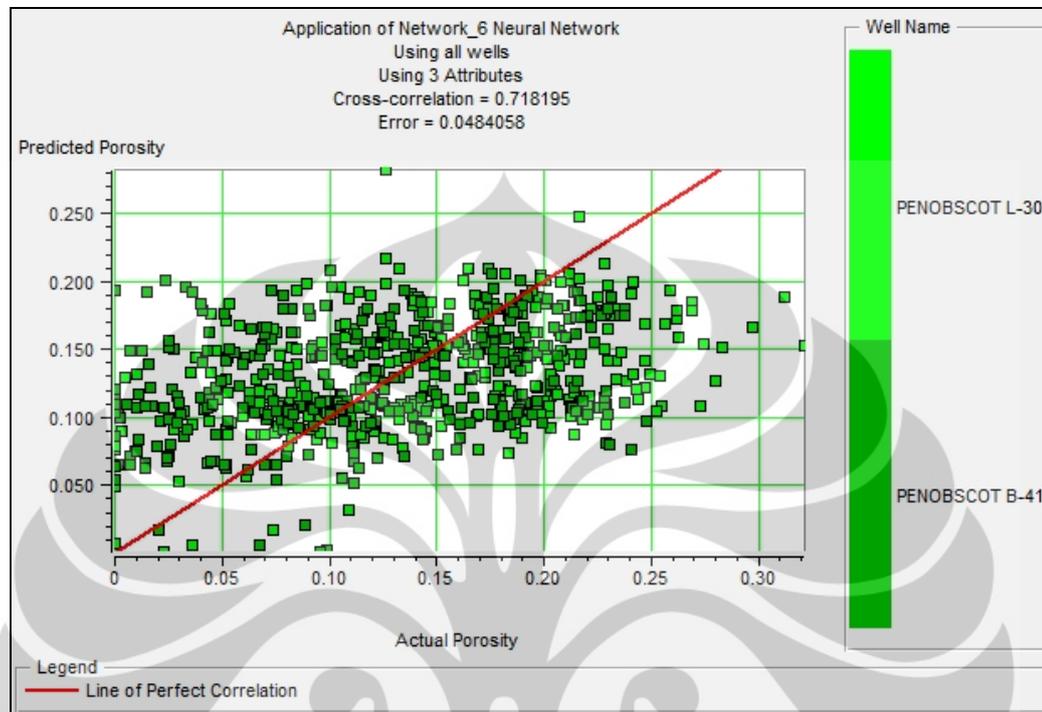
Pada bagian ini, kita akan menggunakan neural network untuk meningkatkan prediksi porositas dengan harapan karakteristik non-linier dari *neural network* akan meningkatkan prediksi dan resolusi dari penurunan volume porositas. Pada tahap ini algoritma neural network yang digunakan adalah *Probabilistic Neural Network* (PNN).



Gambar 4.28 Hasil training *Probabilistic Neural Network*

Dari hasil probabilistic neural network didapat nilai prediksi porositas pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan kenaikan nilai korelasi dari

0.625009 menjadi 0.718195 saat dilakukan crossplot terhadap nilai porositas sebenarnya.



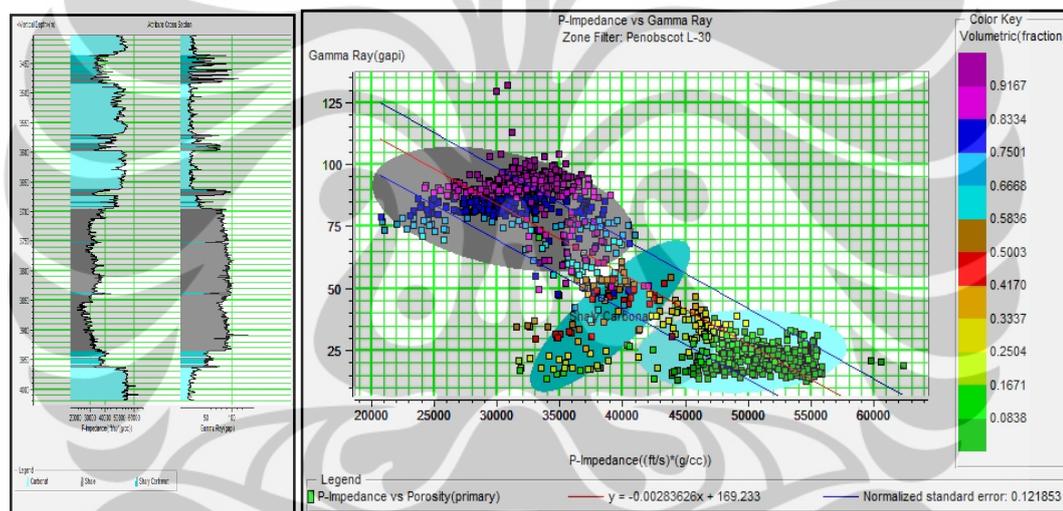
Gambar 4.29 Cross plot antara predicted porosity dengan actual porosity setelah menggunakan PNN

BAB V

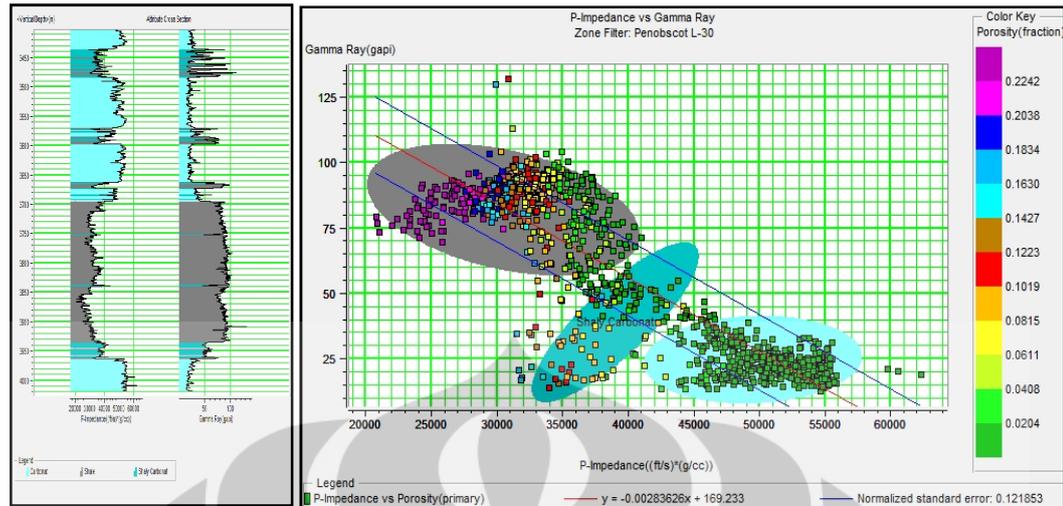
HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Hasil Analisa *Cross Plot*

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



Gambar 5.1 Penampang *cross plot p-impedance vs gamma ray* dalam color key *volumetric* pada sumur Penobscot L-30.

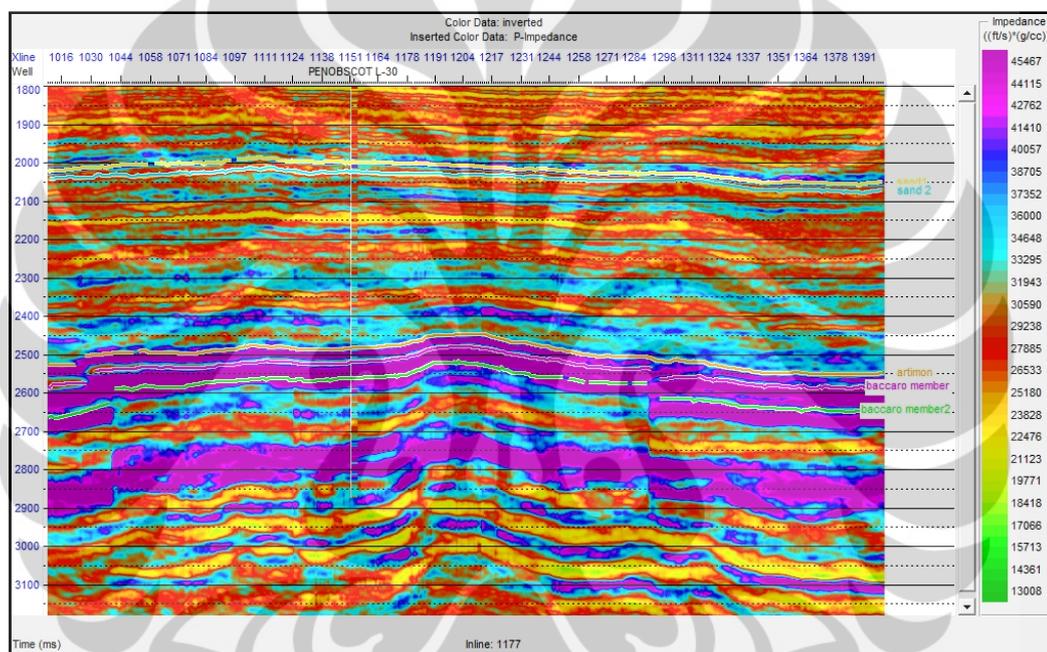


Gambar 5.2 Penampang *cross plot p-impedance vs gamma ray* dalam color key *volumetric* pada sumur Penobscot L-30.

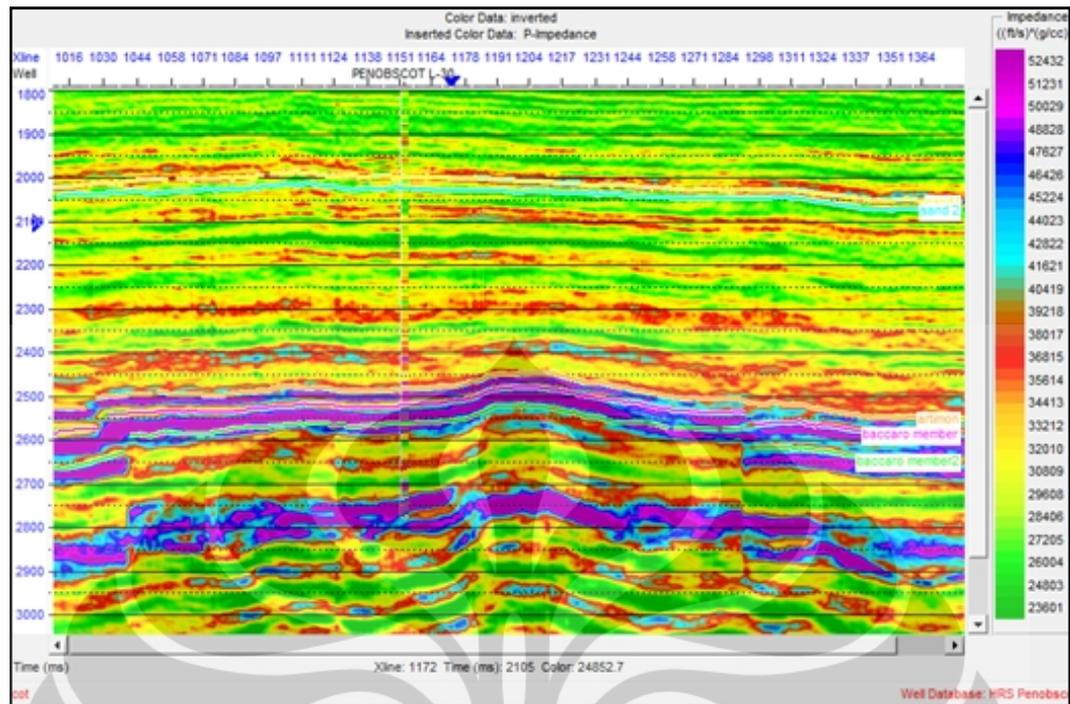
Dari crossplot di atas dapat dilihat bahwa persebaran nilai *p-impedance vs gamma ray* pada color key *volumetric* terbagi menjadi tiga zona litologi. Pada zona abu-abu dengan nilai *p-impedance* kecil (20000 – 40000 (ft/s)*(gr/cc)), *porosity* relatif tinggi dibandingkan zona lainnya dan *volumetric* tinggi (*range* warna biru muda sampai ungu) menunjukkan bahwa litologi zona tersebut adalah *shale*. Untuk zona biru muda dengan persebaran nilai *p-impedance* paling besar (44000 – 56000 (f/s)*(gr/cc)) , *porosity* kecil dan *volumetric* yang rendah (warna hijau sampai kuning) menunjukkan bahwa litologi pada zona tersebut adalah *carbonat*. Sedangkan di antara dua zona tersebut yaitu pada zona biru tua, persebaran nilai dengan *p-impedance* medium (33000 – 43000 (m/s)*(gr/cc)), *porosity* medium ke bawah, dan *volumetric* yang medium (warna hijau muda sampai coklat) menunjukkan bahwa litologi pada zona tersebut adalah *shaly carbonat (carbonat yang memiliki sisipan shale)*.

5.2 Hasil Inversi Impedansi Akustik

Dari hasil *cross plot* kita dapat menentukan perkiraan letak reservoir dari hasil perpotongan nilai log – log yang di tampilkan dalam *cross plot*. Dari *cross section* kita dapat mengetahui nilai tersebut terdapat di kedalaman berapa meter, dan karena hal itu kita melakukan *picking horizon* pada daerah tersebut, setelah itu baru kita melakukan inversi yang didahului oleh pembuatan *model earth* dan analisa inversi terakhir melakukan inversi menggunakan metode *model based*.

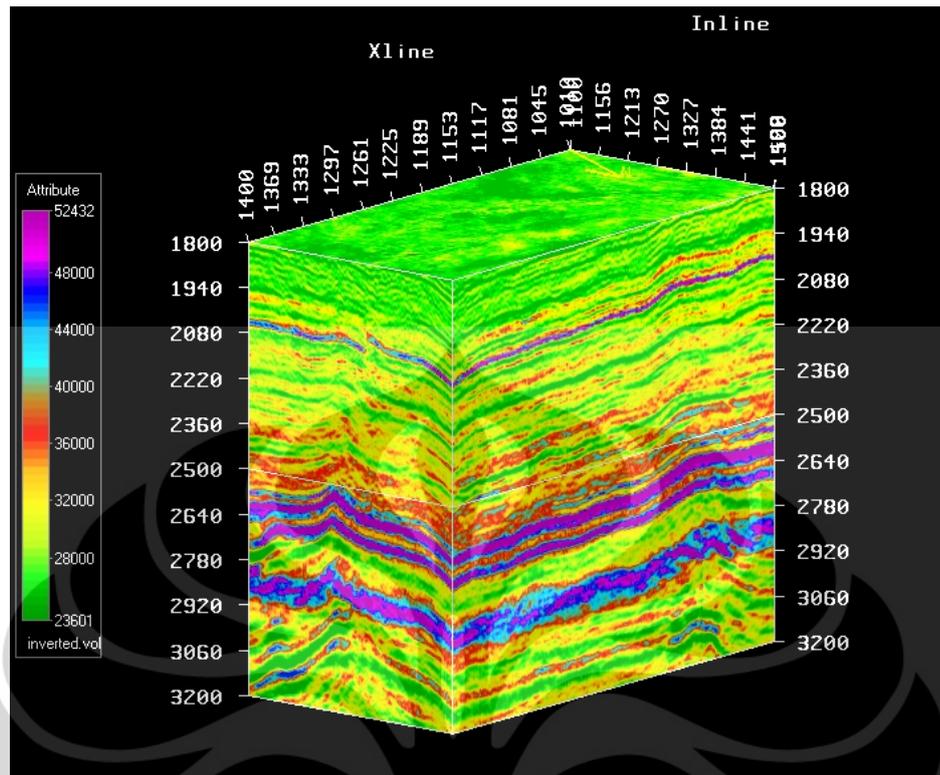


Gambar 5.3 Hasil inversi AI *model based* pada In line 1177



Gambar 5.4 Hasil inversi AI *model based* pada In line 1177
jika dilakukan *set range* pada nilai AI-nya

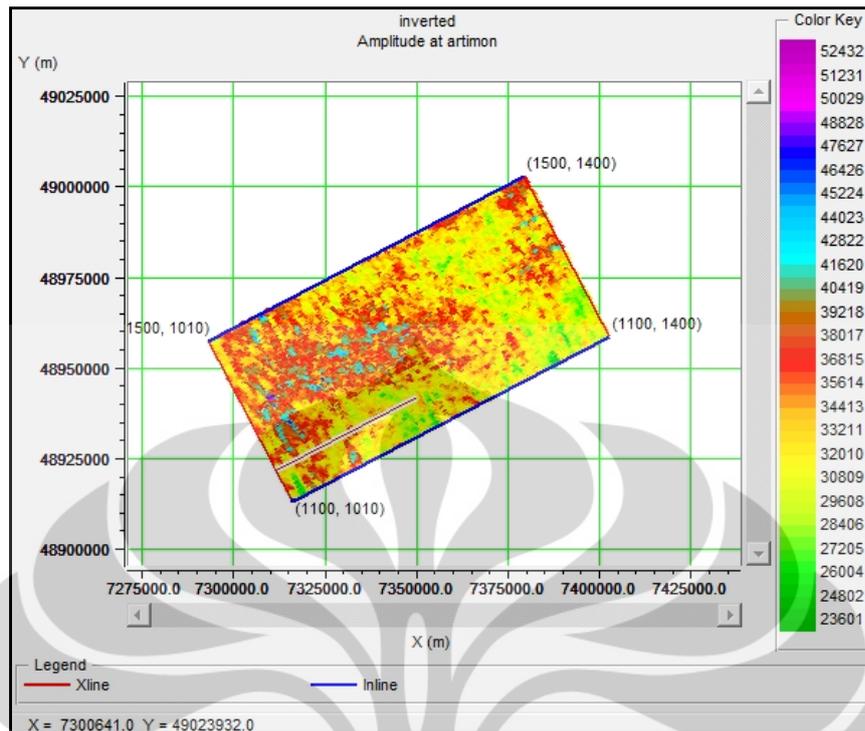
Pada penampang inversi impedansi akustik, kita dapat melihat persebaran nilai impedansi akustik yang dapat diartikan adanya perbedaan litologi. Hasil inversi di atas dapat didukung dengan melakukan timeslice pada tiap horizon yang ada dalam seismik. Hasil inversi juga dapat dilihat dari tampilan 3D *Acoustic Impedance Cube*.



Gambar 5.5 Penampang AI cube.

Gambar di atas merupakan gambar penampang 3D hasil Inversi impedansi akustik *model based*. Dari cube di atas dapat dilihat lokasi sumur pada lapangan Penobscot beserta persebaran nilai impedansi akustiknya. Persebaran nilai impedansi akustiknya berawal dari horizon dengan kedalaman paling kecil, yaitu horizon Artimon - 600 ms sampai horizon dengan kedalaman paling besar yaitu horizon Baccaro member2 + 600 ms. Persebaran nilai di luar time window tersebut direpresentasikan dengan warna orange (tidak muncul karena *time* yang ditampilkan dibatasi). Tanda panah kuning menunjukkan arah utara.

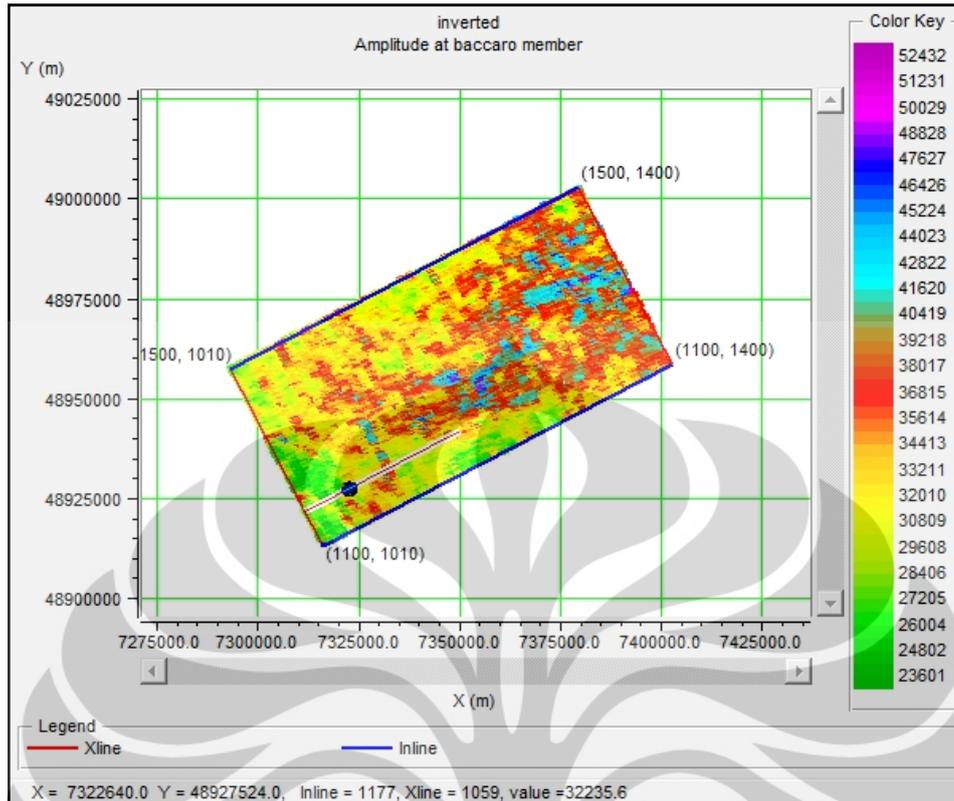
Setelah mendapat penampang 3D dari persebaran nilai impedansi akustik pada daerah penelitian, hal yang selanjutnya dilakukan adalah melakukan analisa pada timeslice tiap horizon. Dari tiap timeslice ini dilihat nilai persebaran impedansi akustiknya untuk mempertajam analisa dari inversi yang telah dilakukan.



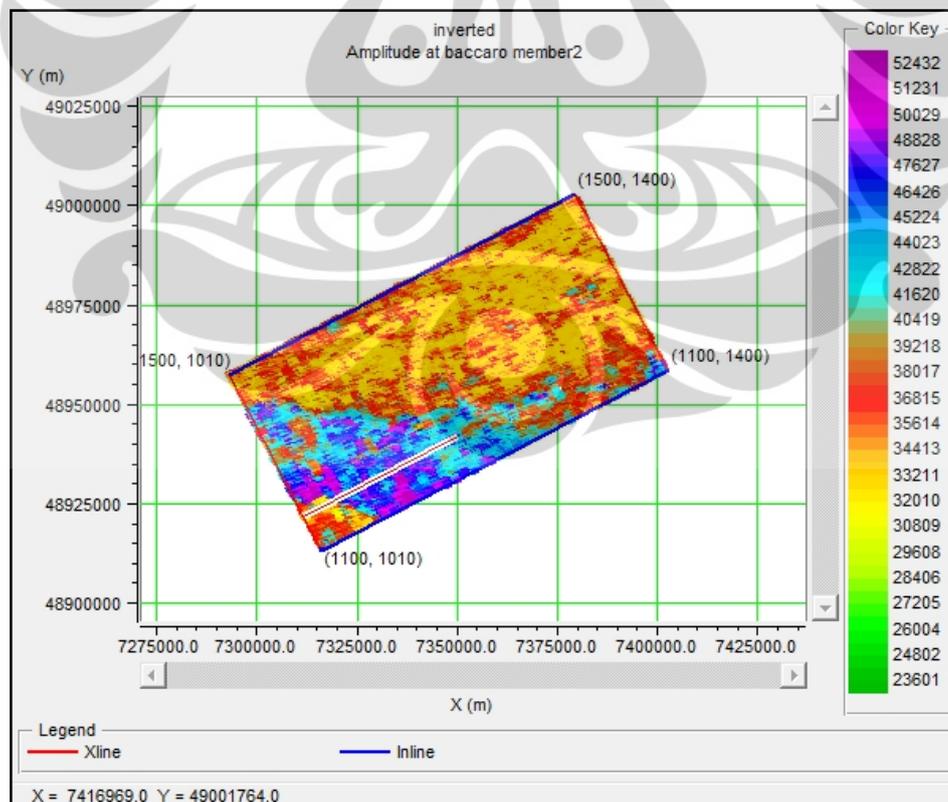
Gambar 5.6 Penampang timeslice AI pada horizon artimon

Gambar 5.6 merupakan gambar *timeslice* impedansi akustik pada horizon artimon. Dari map tersebut terdapat persebaran nilai impedansi akustik pada horizon artimon. AI map di atas juga terdapat kontur dalam domain milidetik yang menunjukkan kedalaman lapisan. Dari penampang time slice ini dapat diinterpretasikan nilai impedansi akustiknya. Interpretasi ini ditambah dengan interpretasi dari nilai porositas pada *porosity map* agar dapat memprediksi zona reservoir.

Selanjutnya akan ditampilkan AI map pada horizon baccaro member dan baccaro member2.

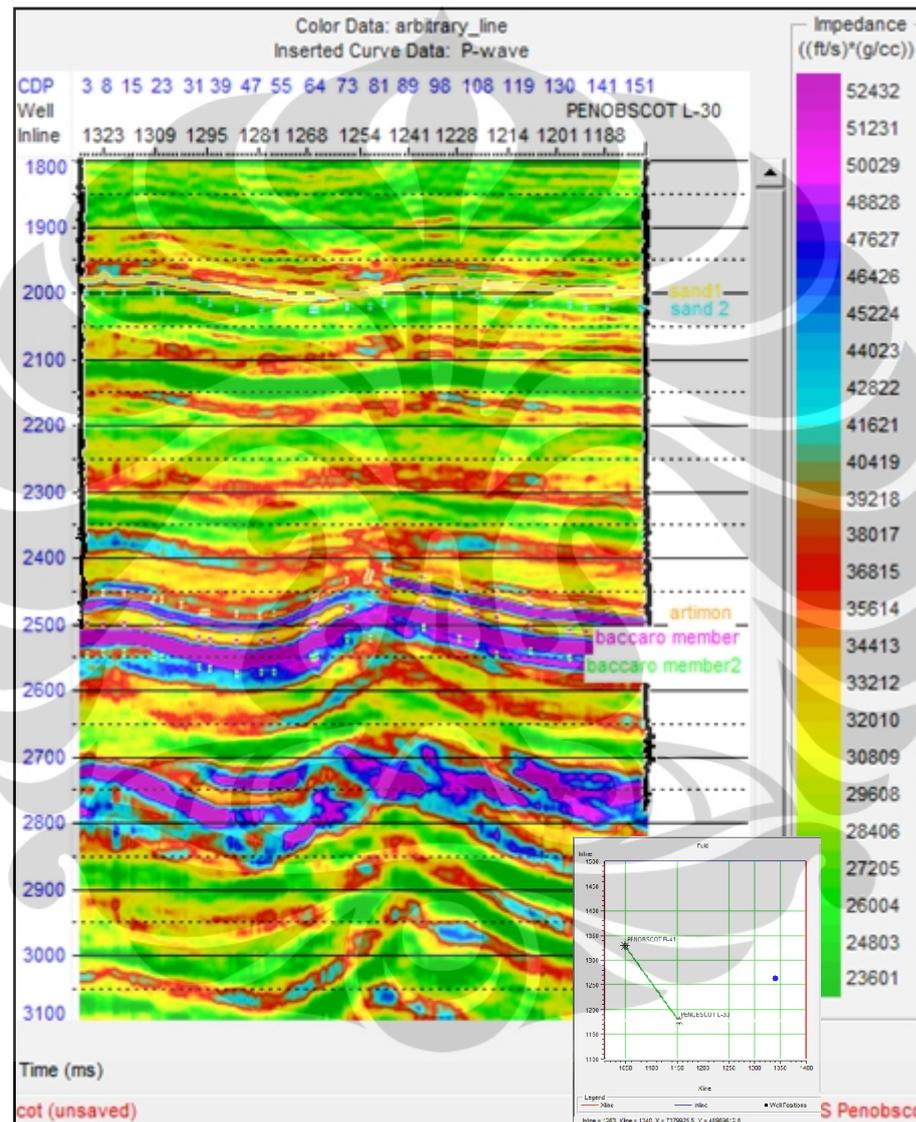


Gambar 5.7 Penampang timeslice AI pada horizon baccaro member



Gambar 5.8 Penampang timeslice AI pada horizon baccaro member2

Setelah mendapatkan AI *map* pada ketiga horizon, hal berikutnya yang ditinjau adalah persebaran nilai AI pada *arbitrary line*. *Arbitrary line* adalah *line* seismik yang melintasi posisi sumur. *Arbitrary line* berguna untuk melihat persebaran nilai AI pada struktur *line* seismik antar sumur. Selain itu *arbitrary line* juga berfungsi untuk melakukan validasi terhadap hasil inversi.



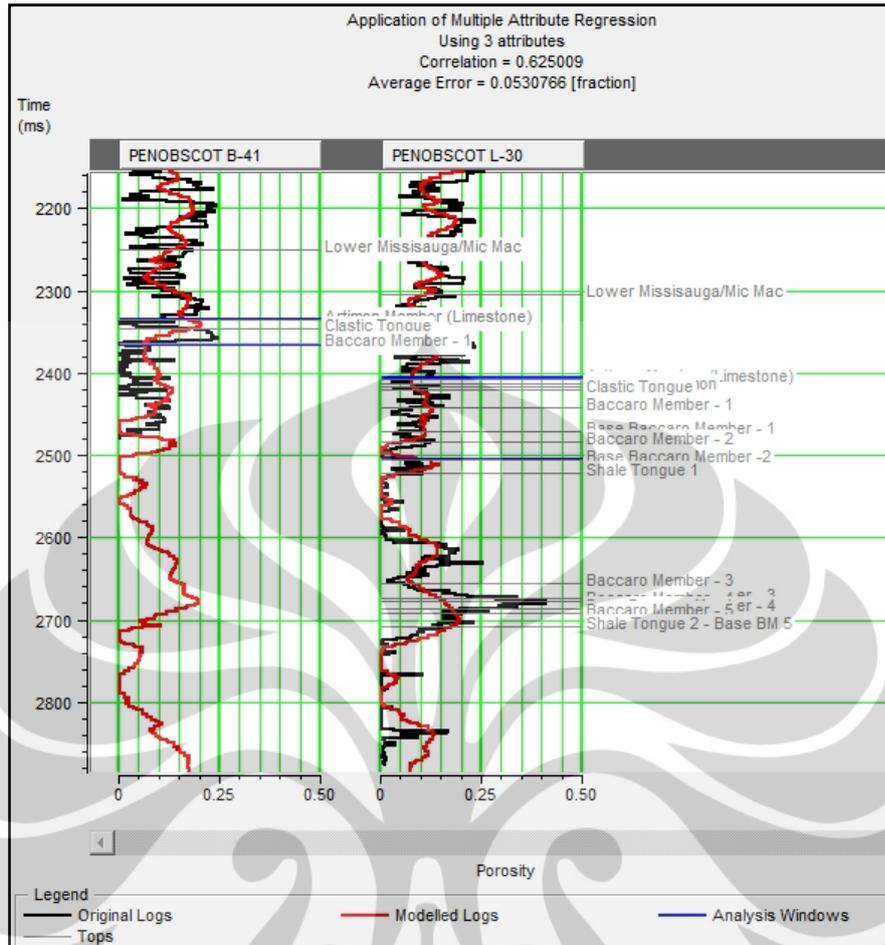
Gambar 5.9 *Arbitrary line* pada sumur Penobscot B-41 sampai Penobscot L-30

Gambar 5.9 merupakan gambar penampang *arbitrary line* yang melewati posisi sumur Penobscot B-41 dan posisi sumur Penobscot L-30. Dari penampang ini dapat dilihat persebaran nilai impedansi akustiknya pada window analysis yang

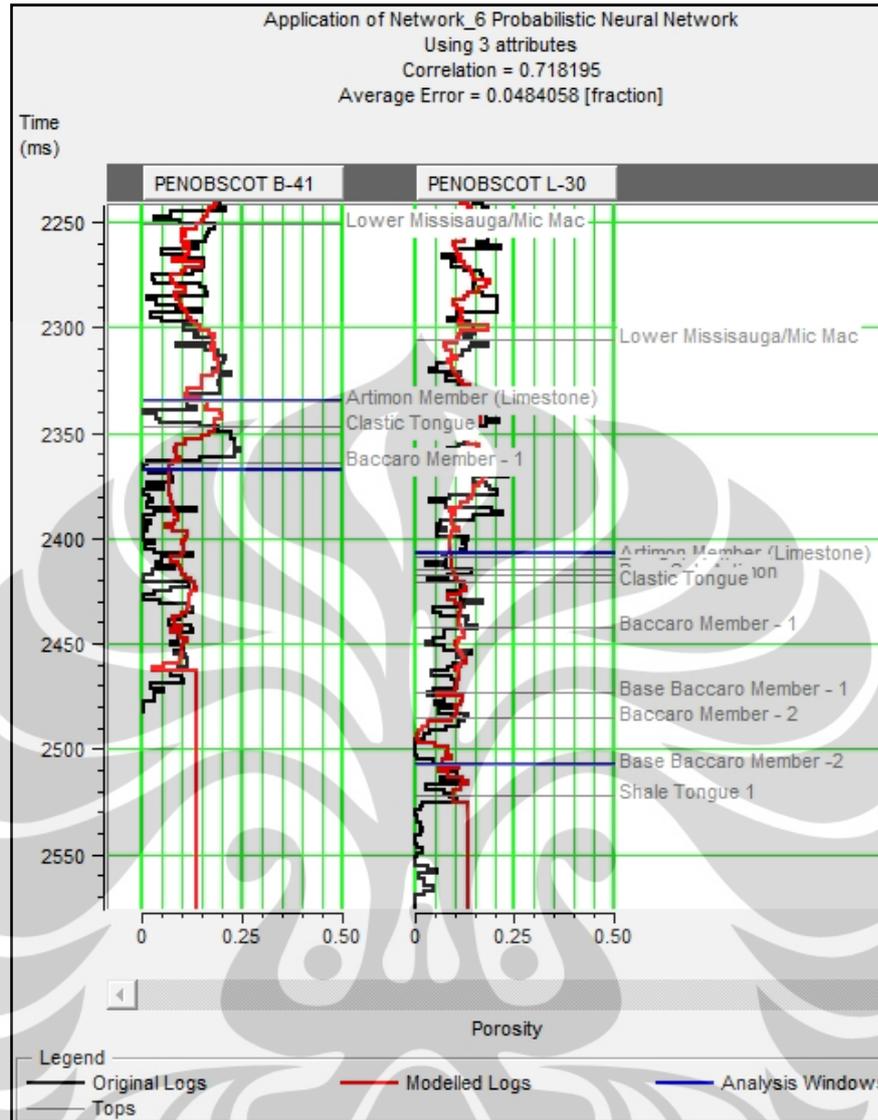
telah ditentukan (dalam hal ini window analysis dimulai dari horizon artimon – 600 ms sampai baccaro member2 + 600ms).

5.3 Analisa Seismik Multiatribut

Dari penerapan multiatribut diperoleh hasil dimana terdapat kecocokkan yang cukup baik antara porositas prediksi dengan porositas sumur. Hasil training dan nilai validasinya juga menunjukkan korelasi dan validasi yang cukup baik. Untuk regresi linear multiatribut, nilai korelasinya mencapai 0.625009. Sedangkan untuk *probabilistic neural network* (PNN), nilai korelasinya mencapai 0.718195. Hal ini menunjukkan bahwa porositas prediksi dengan *neural network* mendekati nilai porositas sumur. Atas dasar tersebut diasumsikan bahwa volume porositas yang dihasilkan cukup valid untuk memprediksi penyebaran reservoir dan diharapkan dapat juga memisahkan antara reservoir dan non reservoir pada interval target yang tidak teresolusi dengan baik pada seismik konvensional.

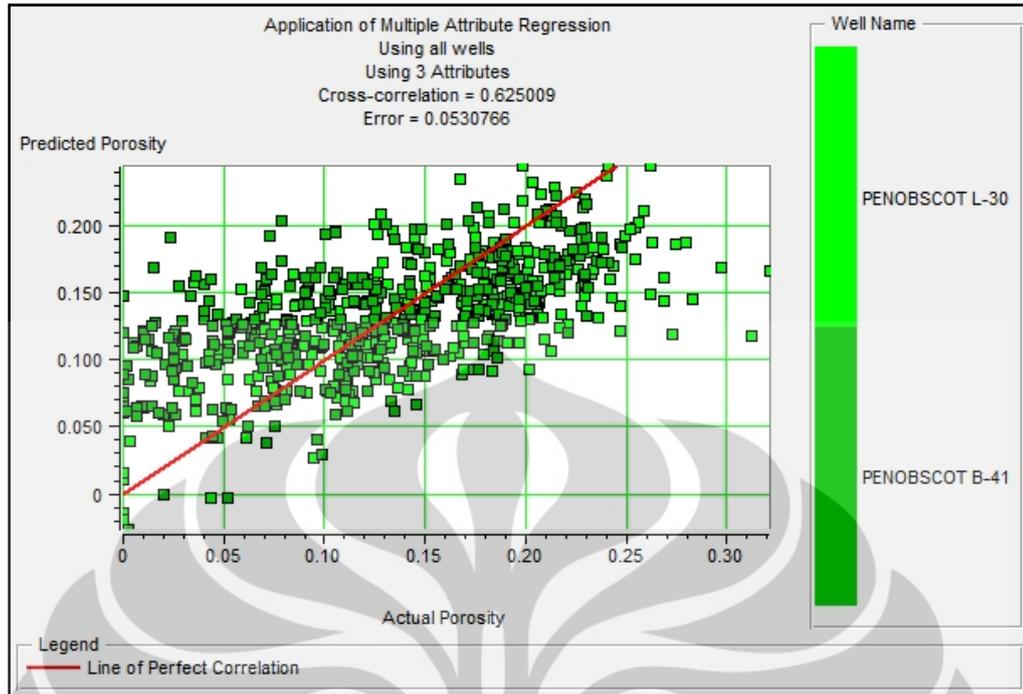


Gambar 5.10 Aplikasi multiatribut untuk *linear regression*

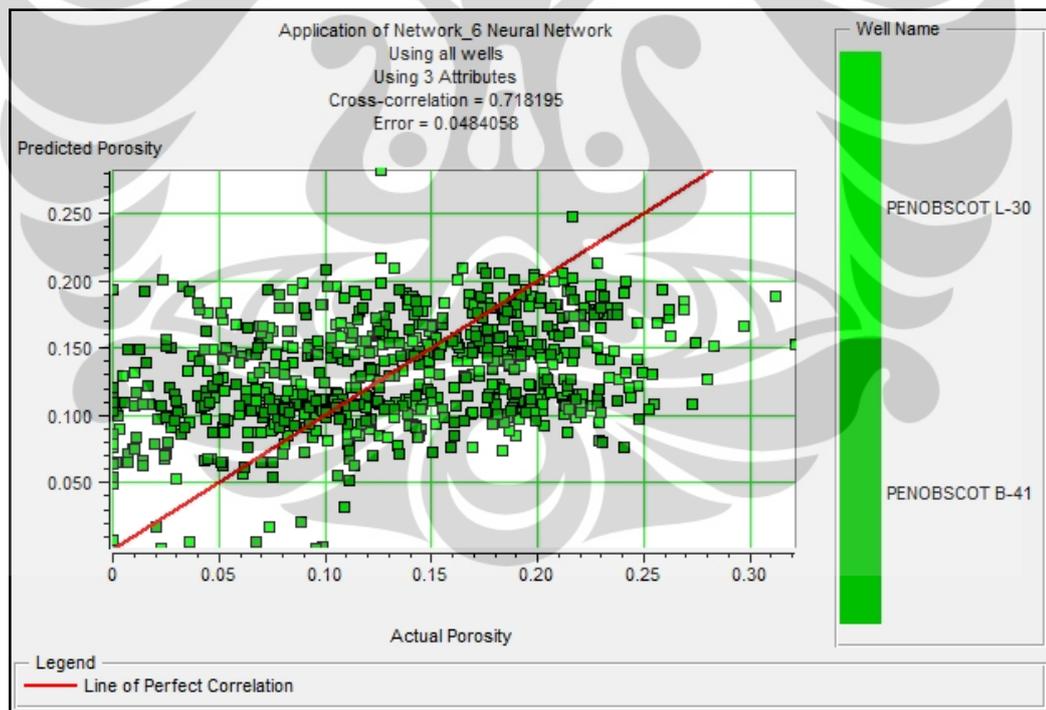


Gambar 5.11 Aplikasi PNN

Korelasi yang dihasilkan oleh *neural network* lebih besar dari regresi multi atribut, hal ini dikarenakan *neural network* mempunyai operasi yang *non-linear*. *Neural network* hanya dilakukan dalam *window analysis* tertentu. Dalam hal ini *neural network* hanya dilakukan pada nilai horizon teratas sampai horizon terbawah pada tiap-tiap sumur. Hal ini dikarenakan jika kita mengaplikasikan *neural network* ke seluruh waktu akan memakan waktu yang sangat lama. *Neural network* sangat baik pada interpolasi di dalam data yang akan diuji, tetapi tidak dalam ekstrapolasi data, oleh karena itu interval yang berada di luar *window analysis* akan mempunyai nilai validitas yang rendah.



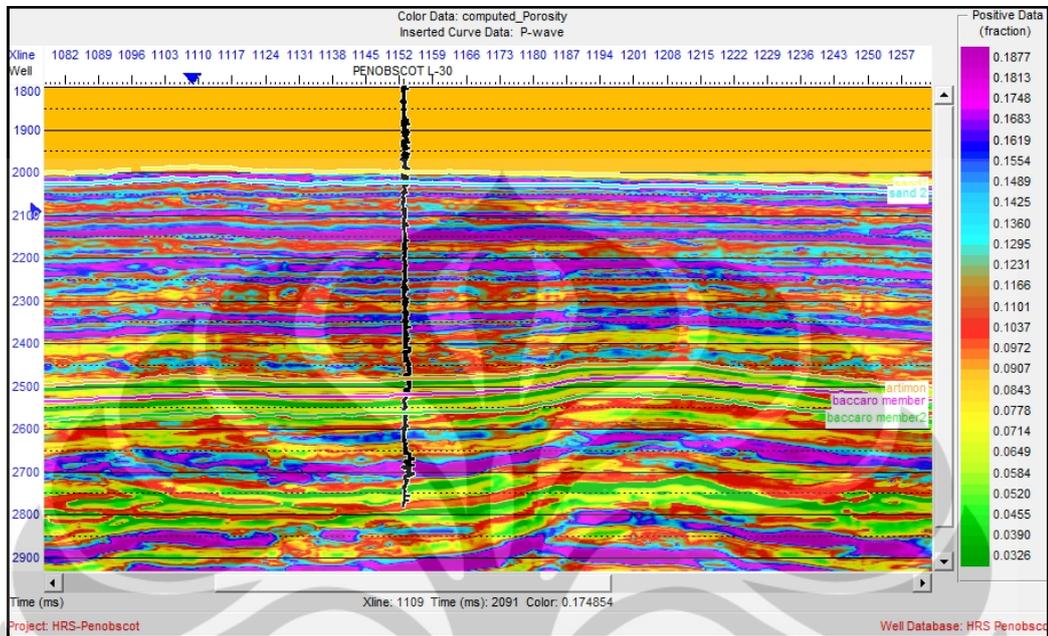
Gambar 5.12 *Crossplot* korelasi regresi multiatribut dengan $CC = 0.625009$



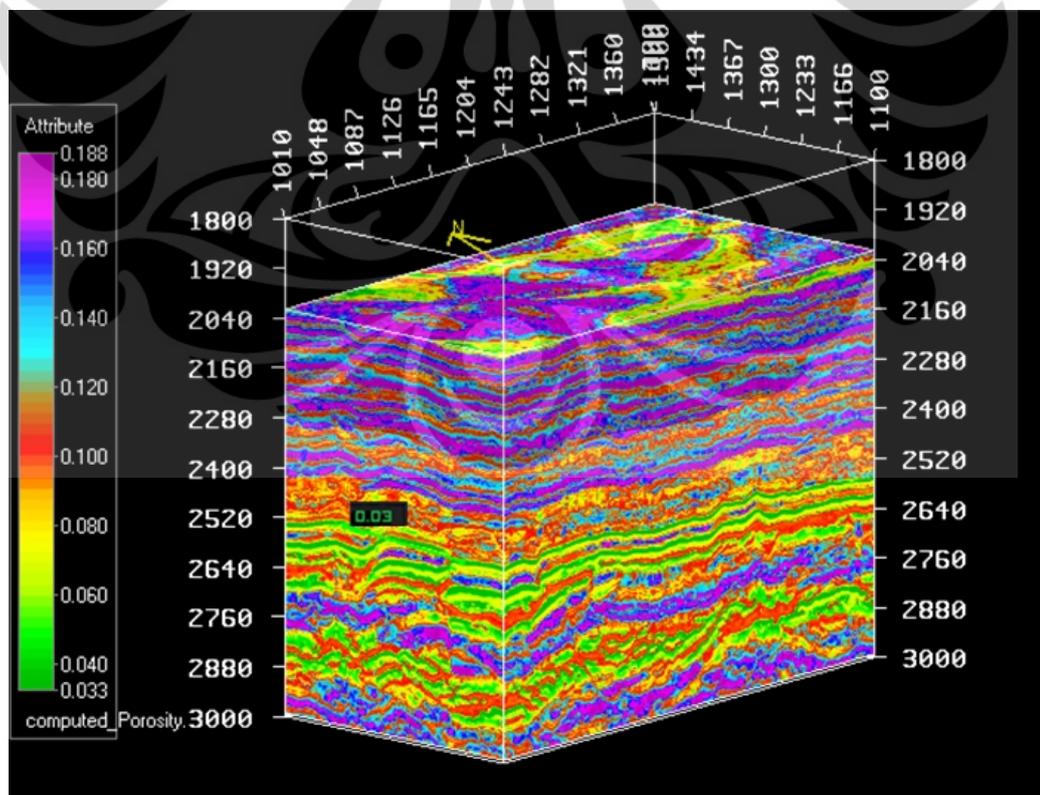
Gambar 5.13 *Crossplot* PNN dengan $CC = 0.718195$

Setelah melakukan analisa seismik multiatribut kita akan mengaplikasikannya untuk menyebarkan nilai porositas kedalam *raw seismic* dengan atribut

eksternalnya adalah inversi impedansi akustik *model based*. Lalu kita akan mendapatkan persebaran nilai porositas pada penampang seismik.



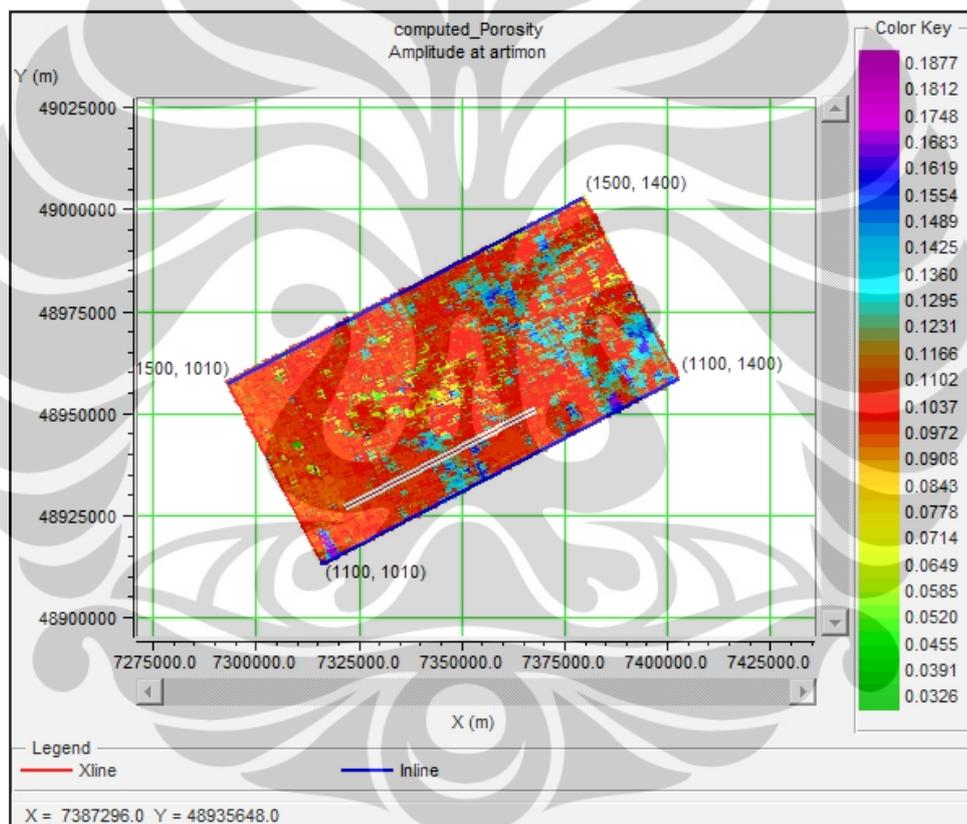
Gambar 5.14 Penampang porositas



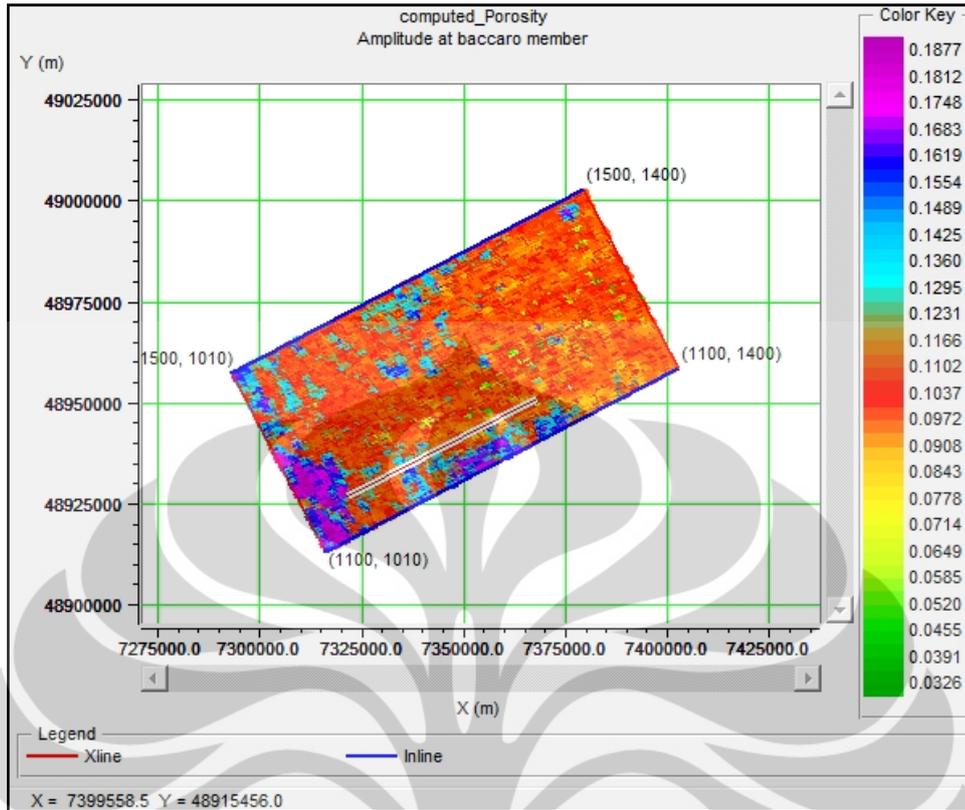
Gambar 5.15 Penampang 3D porositas /porosity cube

Gambar 5.15 merupakan gambar penampang 3D *porosity cube* pada seismik hasil inversi impedansi akustik. Pada cube di atas dapat dilihat persebaran nilai porositas pada penampang seismik dengan range nilai porositas 0.0326 – 0.1877 (fraksi). Arah panah kuning pada gambar menunjukkan arah utara. Untuk melihat lebih jelas persebaran nilai porositas pada tiap horizon, dilakukan *timeslice* pada tiap horizon untuk mendapatkan *porosity map* agar lebih mudah diinterpretasikan hasilnya.

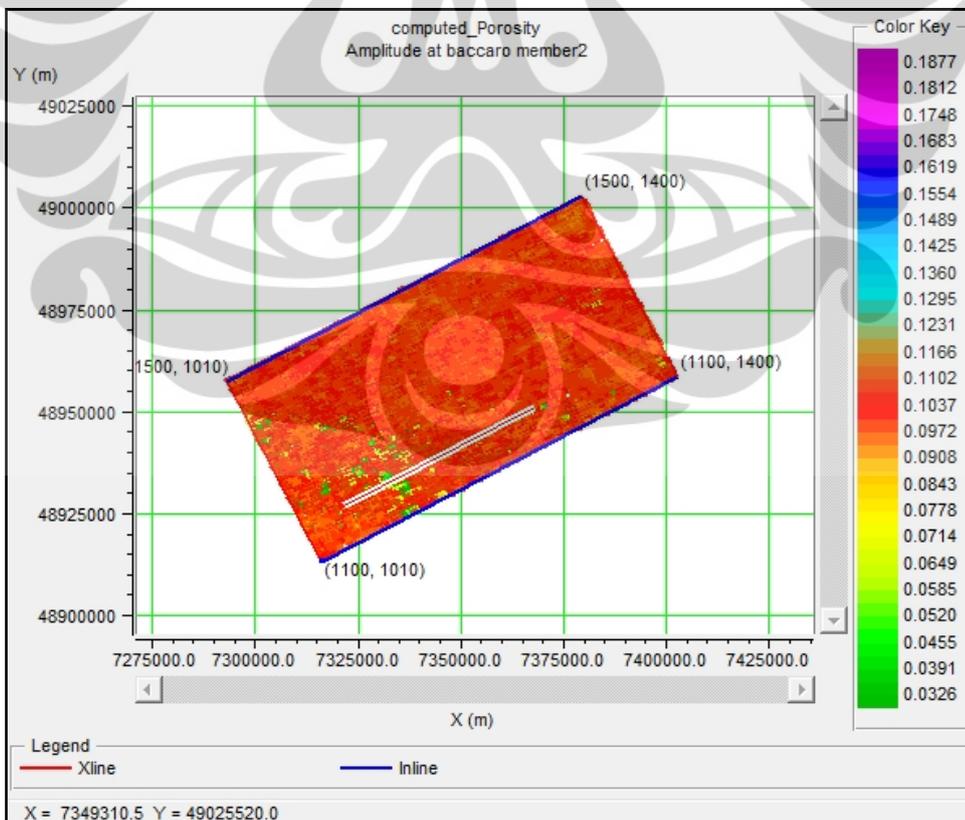
Berikut adalah beberapa *time slice* yang dilakukan pada beberapa horizon :



Gambar 5.16 *Porosity map* horizon artimon



Gambar 5.17 Porosity map dari horizon baccaro member

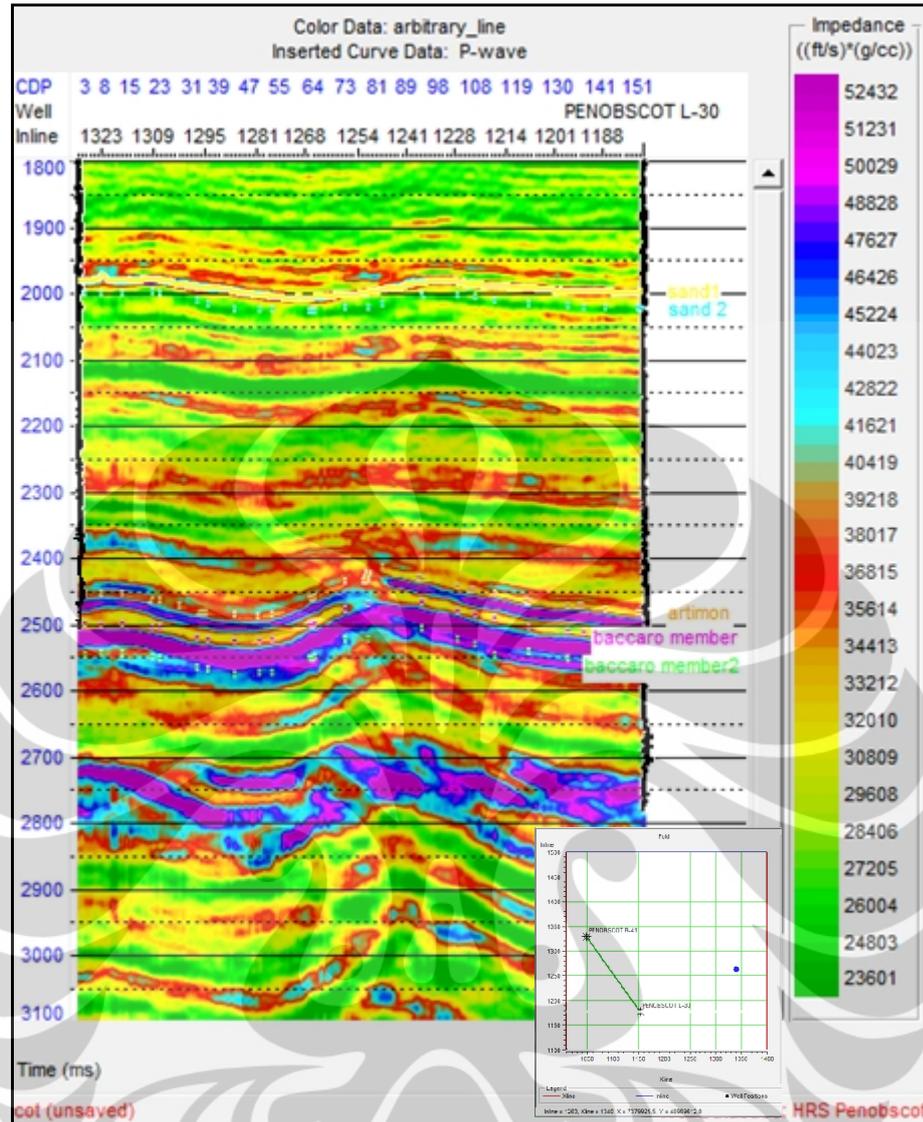


Gambar 5.18 Porosity map dari horizon baccaro member2

Dari *porosity map* diatas dapat dilihat zona persebaran porositas dengan nilai yang rendah. Pada gambar 5.18 *porosity map* dari horizon baccaro member2 memperlihatkan nilai *porosity* yang rendah pada arah barat daya lapangan Penobscot (berada di lokasi kedua sumur). Nilai *porosity* ini merupakan *porosity* batuan *carbonat* reservoir dimana nilai *porosity*-nya paling rendah. Jika dikorelasikan antara *porosity map* dengan *AI map*, daerah ini memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi. Hal ini dapat mengindikasikan adanya zona minyak.

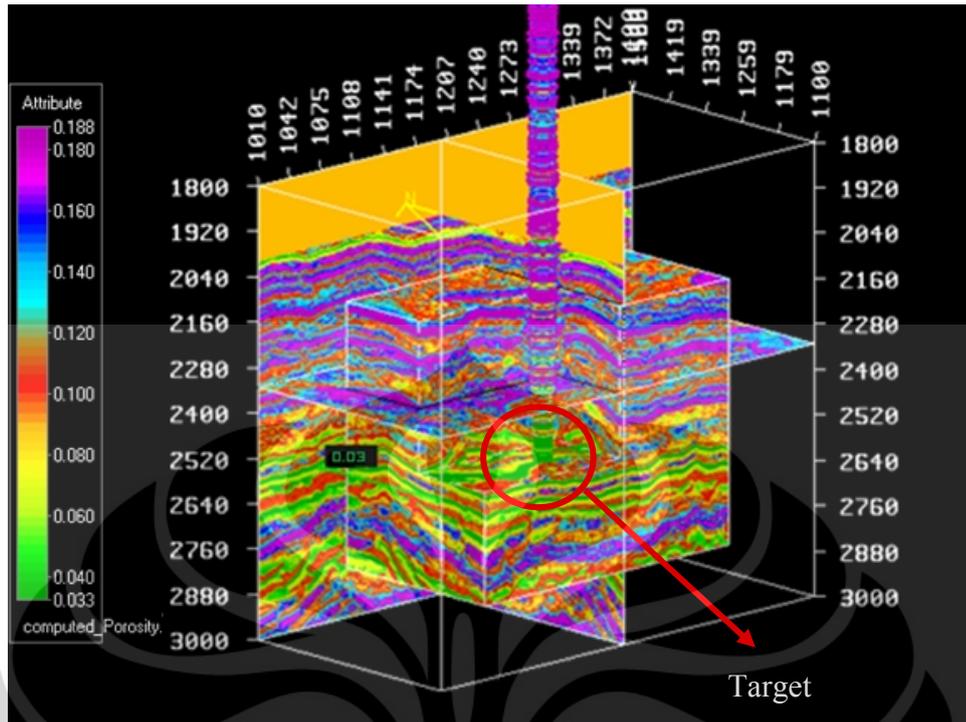
5.4 Analisa Terintegrasi Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut

Setelah melakukan analisa terhadap hasil inversi impedansi akustik dengan metode *model based* dan seismik multiatribut dengan *probabilistic neural network*, akan dilakukan analisa terintegrasi untuk mengkarakterisasi reservoir pada lapangan Penobscot. Analisa ini akan mengorelasikan persebaran nilai porositas dan impedansi akustik pada *horizon map*, dan penampang *arbitrary line*.

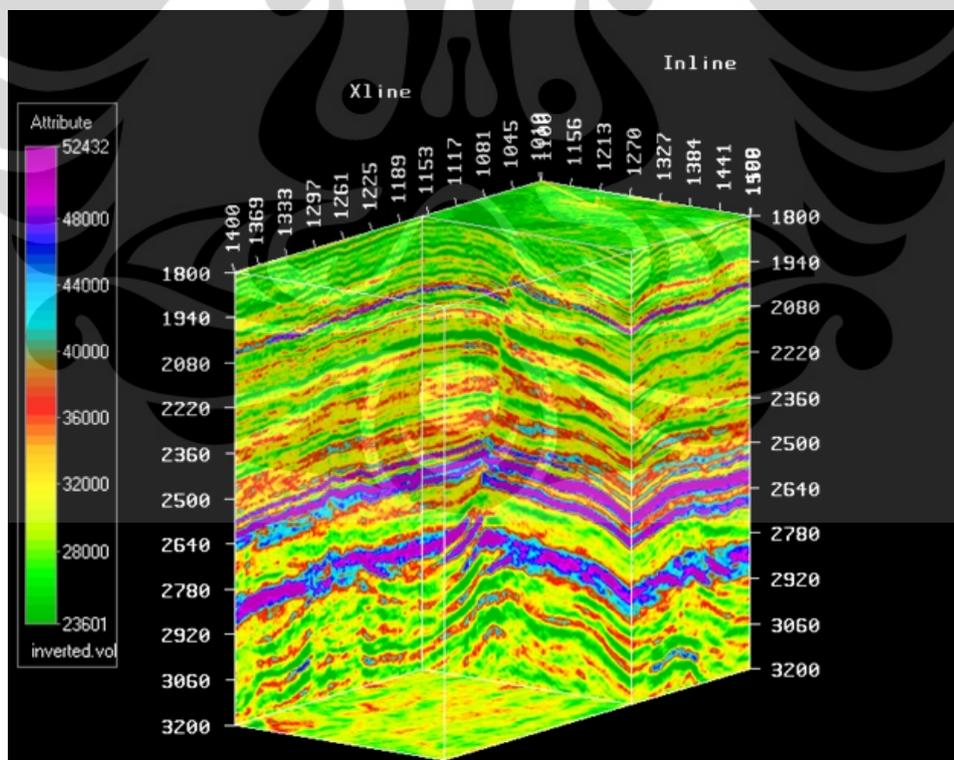


Gambar 5.19 Penampang *Arbitrary line* AI yang melewati sumur Penobscot B-41 dan Penobscot L-30 dengan satu zona dugaan reservoir. (Inset : *Arbitrary line* dilihat dengan pandangan burung)

Gambar 5.19 menunjukkan penampang *arbitrary line* yang melewati sumur Penobscot B-41 dan Penobscot L-30. Arah kemenerusan *arbitrary line* ini adalah pada arah barat laut – tenggara. Horizon yang ditampilkan pada penampang ini adalah horizon artimon, baccaro member, baccaro member2. Pada penampang tersebut terdapat dugaan sebuah zona reservoir yang menerus diantara kedua sumur ditandai dengan nilai AI yang identik (tinggi berwarna ungu) dan saling berkaitan di kedua sumur pada horizon baccaro member - baccaro member2. Zona inilah yang merupakan reservoir dengan jenis batuan carbonat.



Gambar 5.20 Penampang *Porosity Cube* dengan *probe* untuk melihat korelasi *porosity* antara sumur Penobscot L-30 dengan *Porosity Cube* hasil inversi



Gambar 5.21 Penampang *AI* dengan *probe* untuk menemukan struktur patahan utama (arah timur - barat)

BAB VI

KESIMPULAN

Dari pengolahan data pada penelitian ini diperoleh hasil untuk diinterpretasikan sebagai sarana mencapai tujuan dari penelitian ini, sehingga dapat disimpulkan bahwa :

1. Lingkungan pengendapan lapangan Penobscot Canada - Nova Scotia adalah *shallow marine* atau laut dangkal.
2. Terdapat beberapa patahan dimana satu patahan besar pada bagian tengah lapangan Penobscot yang dengan arah timur - barat.
3. Inversi seismik *Model Based* telah dilakukan untuk menunjukkan distribusi nilai impedansi akustik menggunakan kontrol data sumur. Impedansi akustik dapat membedakan batuan reservoir dengan nilai impedansi akustik tinggi dan batuan non reservoir dengan nilai impedansi akustik rendah.
4. Metode seismik multiatribut dapat mengkarakterisasi reservoir dengan menyebarkan nilai porositas dari log ke dalam *cube* seismik.
5. Reservoir tersebut mempunyai range nilai impedansi akustik sebesar 44000 – 52000 (ft/s)*(gr/cc) dan range nilai porositasnya 2,4 - 4,2 %.
6. Nilai porositas sumur Penobscot B-41 pada kedalaman zona target reservoir *carbonat (baccaro member 1- 2)* adalah dalam range 2,4 - 4,2 %.

DAFTAR ACUAN

- Abdullah Agus., 2007, *Polaritas Normal Polaritas reverse*, 21 juni 2007
<<http://ensiklopediaseismik.blogspot.com/2007/06/polaritas-normal-poritas-reverse.html>>
- 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.
- Eliuk L.S., 2009., Wach G.D., 2010. *Large Scale Mixed Carbonate-Siliciclastic Clinoform System: Three types from Mesozoic North American Atlantic Offshore*. Dalhousie University, Canada.
- Hampson, Daniel P., Schuelke, James S., and Quirein, John A. 2000. *Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data*. Society of Exploration Geophysicists.
- “Strata” user guides and theory, 2008; Hampson-Russel Software Manual.
- “Emerge” user guides and theory, 2008; Hampson-Russel Software Manual.
- “Geoview”, “Elog” and “View3D” user guides, 2008; Hampson-Russel Software Manual.
- Hampson, D. dan Russell, B., 2008, *EMERGE: Multiatribut Theory*, Hampson- Russel Software Services Ltd, Canada.
- Hampson, D. dan Russell, B., 2008, *EMERGE: PNN Theory*, Hampson - Russel Software Services Ltd, Canada.
- Haris, Abdul. 2004. *Panduan kuliah Seismik Eksplorasi*. Universitas Indonesia, Depok.
- Munadi, Suprajitno, 1998, *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, Universitas Indonesia.
- Munadi, Suprajitno, 1998, *Pengolahan Data Seismik serta Prinsip Dasar dan Teknologi*. Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, Universitas Indonesia.
- Natural Resources Canada. 2011. Geological Survey of Canada: Geology of Scotian Margin: Stratigraphic Overview. www.nrcan.gc.ca.

- Sherrif, Robert E., and Geldart, Lloyd P., 1995, *Exploration Seismology*, Cambridge : Cambridge University Press.
- Sukmono, S. 2005. *Fundamentals of Seismic Inversion*. Jurusan Teknik Geofisika- ITB, Bandung.
- Sukmono, S. 1999. *Seismik Stratigrafi*. Jurusan Teknik Geofisika - ITB, Bandung.
- Priyono, Awali 2001, *Seismik Eksplorasi untuk Bidang Ilmu Kebumihan*. Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika- 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.
- Yilmaz, Oz, 1987. *Seismic Data Processing*. Society of Exploration Geophysics, Tulsa.
- <http://ammonitenovascotia.com>. 2011. "*Penobscot Petroleum System, Penobscot Structure*".
- http://ensopb.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*".