

**PENGGUNAAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA)
UNTUK MENENTUKAN SEBARAN RESERVOARKARBONAT
(Studi Kasus Formasi Petrel memberpada lapangan Penobscot
Kanada)**

SKRIPSI

Oleh:

MUHAMMADFAKHRUL BAHAR

NIM. 11640025



**JURUSAN FISIKA
FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI
UNIVERSITAS ISLAM NEGERI MAULANA MALIK
IBRAHIMMALANG
2016**

**PENGGUNAAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA)
UNTUK MENENTUKAN SEBARAN RESERVOAR KARBONAT
(Studi Kasus Formasi Petrel member pada lapangan Penobscot Kanada)**

SKRIPSI

Diajukan kepada:

**Fakultas Sains dan Teknologi
Universitas Islam Negeri Maulana Malik Ibrahim Malang
Untuk Memenuhi Salah Satu Persyaratan Dalam
Memperoleh Gelar Sarjana Sains (S.Si)**

Oleh:

**MUHAMMAD FAKHRUL BAHAR
NIM. 11640025**

**JURUSAN FISIKA
FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI
UNIVERSITAS ISLAM NEGERI MAULANA MALIK IBRAHIM
MALANG
2016**

HALAMAN PERSETUJUAN

PENGGUNAAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA)
UNTUK MENENTUKAN SEBARAN RESERVOAR KARBONAT
(Studi Kasus Formasi Petrel pada lapangan Penobscot Kanada)

SKRIPSI

Oleh:
MUHAMMAD FAKHRUL BAHAR
NIM. 11640025

Telah Diperiksa dan Disetujui untuk Diuji,
Pada tanggal: 2 Februari 2016

Pembimbing I,



Irjan, M.Si

NIP. 19691231 200604 1 003

Pembimbing II,



Ahmad Abtokhi, MPd

NIP. 19761003 200312 1 004

Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika



Erna Hastuti, M.Si
NIP. 19811119 200801 2 009

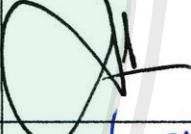
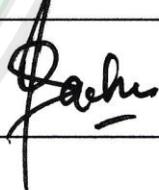
HALAMAN PENGESAHAN

PENGGUNAAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA)
UNTUK MENENTUKAN SEBARAN RESERVOAR KARBONAT
(Studi Kasus Formasi Petrel member pada lapangan Penobscot Kanada)

SKRIPSI

Oleh:
MUHAMMAD FAKHRUL BAHAR
NIM. 11640025

Telah Dipertahankan di Depan Dewan Penguji Skripsi dan
Dinyatakan Diterima Sebagai Salah Satu Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Sains (S.Si)
Tanggal: 9 Februari 2016

Penguji Utama	: <u>Drs. Abdul Basid, M.Si</u> NIP. 19650504 199003 1 003	
Ketua Penguji	: <u>Agus Krisbiantoro, M.Si</u> NIPT. 20140201 1 242	
Sekretaris Penguji	: <u>Irian, M.Si</u> NIP. 19691231 200604 1 003	
Anggota Penguji	: <u>Ahmad Abtokhi, MPd</u> NIP. 19761003 200312 1 004	

Mengesahkan,
Ketua Jurusan Fisika




Erna Hastuti, M.Si
NIP. 19811119 200801 2 009

PERNYATAAN KEASLIAN TULISAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : MUHAMMAD FAKHRUL BAHAR
NIM : 11640025
Jurusan : FISIKA
Fakultas : SAINS DAN TEKNOLOGI
Judul Penelitian : PENGGUNAAN METODE INVERSI IMPEDANSI
AKUSTIK (IA) UNTUK MENENTUKAN SEBARAN
RESERVOAR KARBONAT (Studi Kasus Formasi
Petrel member pada lapangan Penobscot Kanada)

Menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa hasil penelitian saya ini tidak terdapat unsur-unsur penjiplakan karya penelitian atau karya ilmiah yang pernah dilakukan atau dibuat oleh orang lain, kecuali yang tertulis dikutip dalam naskah ini dan disebutkan dalam sumber kutipan dan daftar pustaka.

Apabila ternyata hasil penelitian ini terbukti terdapat unsur-unsur jiplakan maka saya bersedia untuk mempertanggung jawabkan, serta diproses sesuai peraturan yang berlaku.

Malang, 14 Februari 2016

Yang Membuat Pernyataan,



MUHAMMAD FAKHRUL BAHAR
NIM. 11640025

MOTTO

“Bermimpilah setinggi langit, jika engkau jatuh, kau akan jatuh diantara bintang-bintang” – Ir. Soekarno

“Any time that you think you’ve hit the mountain, the thruth of the matter is you’ve just reached another mountain”

“Be an individual. Be unique. Stand out. Make noise. Make someone notice!!!”

“Nothing is as important as passion. No matter what you want to do with your life, be passionate!!!” – Jon Bon Jovi

HALAMAN PERSEMBAHAN

Kepada orang tuaku tercinta bapak Abdul Khamid dan almarhumah ibuku Siti Khanifah, terimakasih atas pendidikan moral, dukungan materi, limpahan doa dan suntukan semangat yang telah engkau berikan selama ini. Semoga Allah memberikan rahmat serta hidayahnya kepada keduanya. Terimakasih, aku sayang kalian berdua.

Kepada kakakku tersayang Novia Hidayah, terimakasih atas semangat, doa dan bantuan yang telah engkau berikan. Juga kepada adikku Raffi Nazzala Dzikri yang selalu memberikan semangat tiada hentinya. Seluruh keluarga besar almarhum H. Abdurrohman dan almarhum H. Bashar yang telah memberikan doa dan semangat tiada hentinya.

Skripsi ini kupersembahkan untuk kalian semua. Terimakasih sudah memberikan inspirasi, cinta dan kasih sayangnya selama ini.

Serta guru SD ku pak Jati Suroso, pak Solichin, pak Suwandi. Guru ngajiku ustadz Sirojul Munir. Guru SMA ku pak Kharis, pak Suyanto, bu Denok, bu Heri. Terimakasih atas pendidikan moral dan ilmu yang berlimpah yang telah kalian berikan. Dosen - dosenku Fisika, PKPBA, PKPBI dan seluruh pengasuh ma'had sunan ampel al-A'ly dan mas Joko Wiyono. Semoga Allah membalas semua amal kebaikan yang telah engkau berikan. Amin.

Sahabatku Huda, Mukhlas, Hamdan, Awwib, Dhani, Teguh, Zeti, Yovita, Darul, Rudi, Erwin, Danial yang telah menemaniku selama ini, terimakasih telah memberikan arti persahabatan yang sesungguhnya. Dan orang terdekat dan terhebat Nila Ardyana.

Sahabat-sahabatku PMII rayon "pencerahan" Galileo, teman atau kawanku di HMJ "Astrolab" Fisika yang telah menemaniku berproses dalam ranah keorganisasian. Serta teman-temanku tercinta Fisika angkatan 2011. Terimakasih atas segala semangat dan dukungannya.

KATA PENGANTAR

Puja dan puji syukur selalu penulis haturkan kehadiran Allah Swt, tuhan semesta alam yang telah memberikan rahmat serta hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan karya ilmiah sederhana ini untuk diajukan dan memperoleh gelar Sarjana Sains Universitas Islam Negeri Maulana Malik Ibrahim Malang dengan judul “Penggunaan Metode Inversi Impedansi Akustik (IA) Untuk Menentukan Sebaran Reservoir Karbonat(Studi Kasus Formasi Petrel member pada lapangan Penobscot, Kanada)” ini. Tak lupa Sholawat serta salam tetap kita limpahkan kepada junjungankita Nabi Besar Rasulullah Muhammad Saw, berkat syafaat-Nya kita dapat terhindar dari zaman kegelapan menuju zaman pencerahan.

Ucapan terima kasih yang sebesar-sebesarannya penulis ucapkan dan semoga Allah Swt melimpahkan segala rahmat dan hidayah yang tiada hentinya kepada:

1. Prof. Dr. H. Mudjia Rahardjo, M.Si selaku rektor Universitas Islam Negeri Maulana Malik Ibrahim Malang yang selalu memberikan pengetahuan dan pengalaman yang berharga.
2. Dr. drh. Bayyinatul Muchtaromah, M.Si selaku Dekan Fakultas Sains dan Teknologi Universitas Islam Negeri Maulana Malik Ibrahim Malang.
3. Erna Hastuti, M.Si selaku ketua jurusan Fisika. Fakultas Sains dan Teknologi Universitas Islam Negeri Maulana Malik Ibrahim Malang.
4. Irjan, M.Si Selaku Dosen pembimbing skripsi yang dengan sabar membimbing dengan teliti serta memberikan arahan sehingga skripsi ini tersusun dengan baik.
5. Ahmad Abtokhi, M.Pd selaku dosen pembimbing agama, yang bersedia meluangkan waktu untuk memberikan bimbingan dan pengarahan bidang integrasi Sains dan al-Quran serta Hadits.
6. Segenap Dosen, Laboran, dan Admin Jurusan Fisika Universitas Islam Negeri Maulana Malik Ibrahim Malang, Dosen-dosen PKPBA dan PKPBI serta Pengasuh Ma’had Sunan Ampel al-A’ly yang senantiasa memberikan ilmu pengetahuan dan pengarahan.
7. Joko Wiyono (*geophysicist interpreter seismic*) selaku guru pembimbing diluar kampus yang rela meluangkan waktu dan perhatiannya serta dengan

sabar memberikan arahan teknik interpretasi. Terimakasih atas ilmu, motivasi dan tantangan yang telah beliau berikan. Semoga Allah Swt selalu memberikan kesehatan, rahmat dan hidayahnya kepada beliau serta keluarganya.

8. Kedua orang tuaku, bapak Abdul Khamid dan almarhumah ibu Siti Khanifah yang telah mendukungku disegala aspek baik itu doa, motivasi, materi, moral dan mengajarkan nilai-nilai kehidupan. Kakak ku Novia Hidyah, terimakasih atas doa dan semangatnya serta adik ku Raffi Nazzala Dzikri yang menjadikan inspirasi dalam penyelesaian skripsi ini.
9. Sahabat-sahabat PMII Rayon “pencerahan” Galileo, teman-teman HMJ “Astrolab” Fisika, rekan SEMA-F Sains dan Teknologi terimakasih atas pengalaman organisasi yang telah kalian berikan sehingga sudah menciptakan sebuah keluarga baru bagi saya selama mencari ilmu dikampus tercinta.
10. Semua teman-teman Fisika 2011 yang tiada henti memberikan semangat hingga terselesainya skripsi ini.
11. Keluarga bidang minat Geophysics UIN Maulana Malik Ibrahim Malang yang senantiasa memberikan arahan, ilmu, semangat dan motivasi yang berlimpah.
12. Serta semua pihak yang tidak dapat saya sebutkan satu-persatu, kami ucapkan terimakasih banyak atas bantuan, dan motivasinya.

Semoga skripsi ini bermanfaat bagi para pembaca dan menjadi khasanah pengetahuan, terutama dalam metode seismik eksplorasi.

Malang, 14 Februari 2016

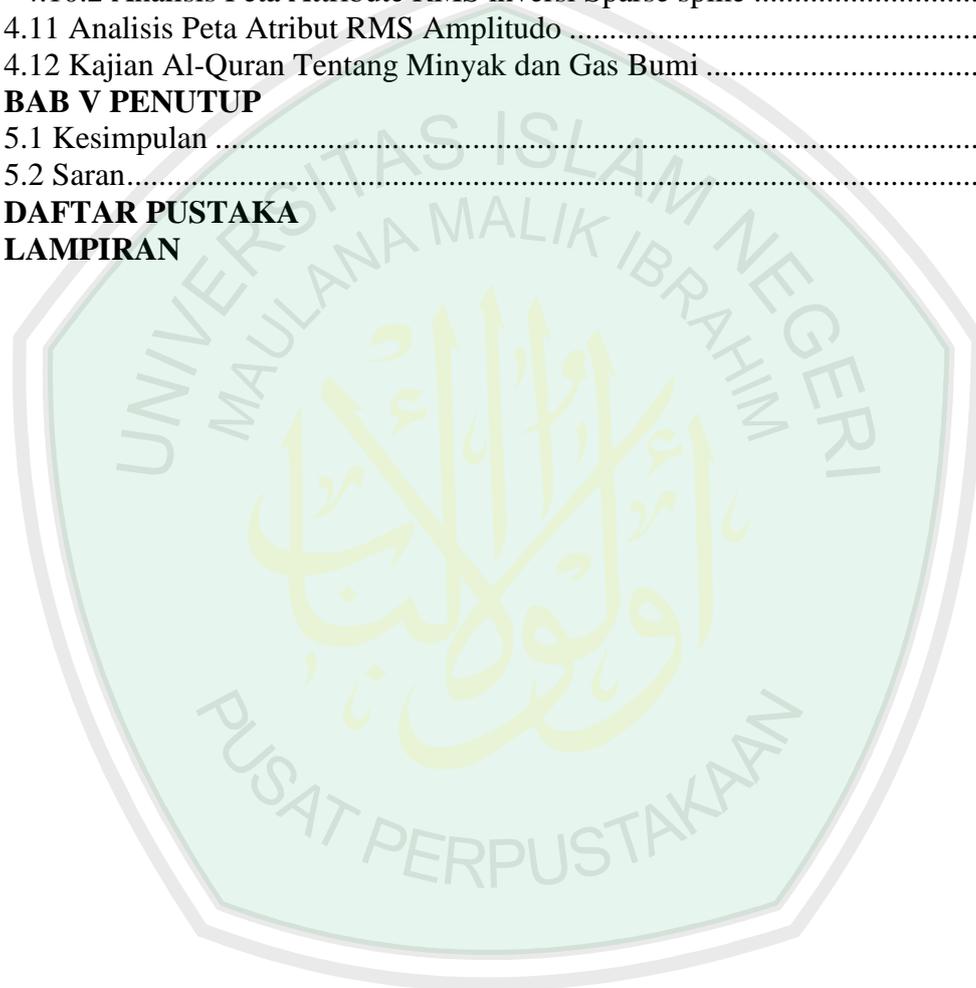
Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGAJUAN	ii
HALAMAN PERSETUJUAN	iii
HALAMAN PENGESAHAN	iv
PERNYATAAN KEASLIAN TULISAN	v
MOTO	vi
KATA PENGANTAR.....	vii
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xiv
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xvi
ABSTRAK	xvii
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan Penelitian	3
1.4 Manfaat Penelitian	3
1.5 Batasan Masalah.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Geologi Regional	5
2.1.1 Tektonik Regional	6
A Pre dan Syn-Rift Basin Scotia	6
B Post riftBasin Scotia	7
2.1.2 Geologi Lapangan Penobsot	8
2.1.3 Struktur Geologi Penobsot.....	16
2.1.4 Sistem Petroleum Penobsot.....	17
2.1.5 Source Rock dan Migrasi.....	17
2.1.6 Reservoir	18
2.1.7 Lingkungan Pengendapan Missisauga.....	18
2.2 Gelombang Seismik	19
2.2.1 Penjalaran Gelombang Seismik	19
2.2.2 Klasifikasi gelombang seismik	20
A <i>Wavelet</i>	20
B <i>Trace</i> Seismik	21
C Impedansi Akustik	21
D Koefisien Refleksi	22
E Resolusi Seismik.....	23
F Polaritas.....	24
G Fasa.....	25
H Seismogram Sintetik.....	26
I <i>Checkshot</i>	27
2.3 Inversi Seismik.....	27
2.3.1 Metode Inversi rekursif.....	29
2.3.2 Metode inversi <i>Sparse Spike</i>	31
2.3.3 Metode Inversi Berdasarkan Model (Model Based).....	32

2.4 Attribute Seismic.....	36
2.4.1 Atribut Amplitudo Primer.....	36
A Amplitudo RMS	37
B Amplitudo Puncak Maksimum	37
C Amplitudo Puncak Rata-rata.....	38
D Amplitudo Absolut Maksimum	38
2.5 <i>Crossplot</i>	39
2.6 Sifat Fisis Batuan	39
2.6.1 Densitas	39
2.6.2 Porositas.....	40
2.6.3 Permeabilitas.....	43
2.6.4 Reservoir hidrokarbon.....	44
2.6.5 Lempung (<i>clay</i>) dan serpih (<i>shale</i>).....	45
2.7 Data sumur (log)	46
2.7.1 Log gamma ray	46
2.7.2 Log densitas	46
2.7.3 Log sonik	47
2.7.4 Log porositas	48
2.8 Integrasi Al-Quran dalam kajian Seismik Eksplorasi	48
BAB III METODE PENELITIAN	
3.1 Waktu dan Tempat Penelitian	51
3.2 Data Penelitian	51
3.2.1 Data Seismik 3D	51
3.2.2 Data Sumur	52
3.2.3 Data Geologi	52
3.2.3 Data <i>check shot</i>	52
3.2.4 Data <i>marker</i>	52
3.3 Peralatan Penelitian.....	52
3.4 Tahap Pengolahan Data	53
3.4.1 Input data marker	55
3.4.2 <i>Cross plot</i>	55
3.4.3 <i>Well correlation</i>	55
3.4.4 <i>Well seismic tie</i>	55
3.4.5 Interpretasi Seismik	56
3.4.6 Inversi Accoustic Impedance (AI).....	56
3.4.7 Atribut RMS Amplitudo	57
3.4.8 Analisa Reservoir Hidrokarbon	57
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	
4.1 Tinjauan Geologi.....	58
4.2 Analisa Data Sumur	58
4.2.1 Sumur LE.....	60
4.2.2 Sumur BE.....	60
4.3 Analisa <i>Cross plot</i>	62
4.3.1 <i>Cross plot</i> sumur LE	63
4.3.2 <i>Cross plot</i> sumur BE	65
4.4 Analisa <i>Well Seismic tie</i>	67
4.5 Analisa Data Seismik	70
4.6 Inversi Impedansi Akustik	72

4.7 Analisa Inversi Impedansi Akustik	73
4.7.1 Analisa Inversi Model Based	76
4.7.2 Inversi Model Based	76
4.7.3 Analisa Inversi Sparse Spike	78
4.7.4 Inversi Sparrse spike	79
4.8 Analisa Perbandingan Teknik Inversi Impedansi Akustik.....	80
4.9 Analisa Time Structure Map	86
4.10 Analisa Peta Atribut Sebaran karbonat	88
4.10.1 Analisis Peta Attribute RMS inversi Model based	89
4.10.2 Analisis Peta Attribute RMS inversi Sparse spike	90
4.11 Analisis Peta Atribut RMS Amplitudo	91
4.12 Kajian Al-Quran Tentang Minyak dan Gas Bumi	92
BAB V PENUTUP	
5.1 Kesimpulan	97
5.2 Saran.....	98
DAFTAR PUSTAKA	
LAMPIRAN	



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Letak Lapangan Penobscot, Kanada.....	5
Gambar 2.2	Skema Basin Scotia dan Penyusunnya	9
Gambar 2.3	Stratigrafi Paparan Scotia	10
Gambar 2.4	Peta Isopatch dari Formasi Missisauga	17
Gambar 2.5	Lingkungan Pengendapan Missisauga	19
Gambar 2.6	Ilustrasi Metode Seismik Refleksi.....	20
Gambar 2.7	Koefisien refleksi.....	22
Gambar 2.8	(a) Fase minimum (b) Fase nol.....	25
Gambar 2.9	Jenis fasa.....	25
Gambar 2.10	Seismogram sintetik	26
Gambar 2.11	Alur metode inversi seismik	29
Gambar 2.12	Proses inversi seismik.....	29
Gambar 2.13	Klasifikasi Atribut Seismik	36
Gambar 2.14	Amplitudo RMS	37
Gambar 2.15	Amplitudo Puncak Maksimum.....	38
Gambar 2.16	Amplitudo Puncak Rata-Rata	38
Gambar 2.17	Amplitudo Absolut Maksimum.....	39
Gambar 2.18	Porositas batuan.....	40
Gambar 2.19	Porositas total	41
Gambar 2.20	Fracture batuan	42
Gambar 2.21	Porositas Vuggy.....	42
Gambar 2.22	fracture reservoir	43
Gambar 2.23	Permeabilitas dan ukuran butir	44
Gambar 3.1	Tampilan data seismik 3D dan sumur	51
Gambar 3.2	Diagram Prosesing data	54
Gambar 4.1	Well Correlation BE and LE	59
Gambar 4.2	Target zone on well BE and LE	60
Gambar 4.3	Log data on well LE	61
Gambar 4.4	Log data on well BE	62
Gambar 4.5	(a) Cross plot (b) Cross section Density vs P-impedance well LE.....	63
Gambar 4.6	(a) Cross plot (b) Cross section Density vs Gamma ray well LE.....	63
Gambar 4.7	(a) Cross plot (b) Cross section P-impedance vs NPHI well LE.....	64
Gambar 4.8	(a) Cross plot (b) Cross section Density vs P-impedance well BE	65
Gambar 4.9	(a) Cross plot (b) Cross section Density vs Gamma ray well BE	65
Gambar 4.10	(a) Cross plot (b) Cross section P-impedance vs NPHI well BE	66
Gambar 4.11	(a) Wavelet (b) Frequency to make syntethic seismogram	67
Gambar 4.12	Profile seismogram sintetik dan trace komposit pada sumur LE (a) sebelum proses well seismic tie (b) sesudah proses well seismic tie.	68
Gambar 4.13	Profile seismogram sintetik dan trace komposit pada sumur BE (a) sebelum proses well seismic tie (b) sesudah proses well seismic tie.	69
Gambar 4.14	Picking Horizon inline 1284 (A-A').....	70
Gambar 4.15	Picking Horizon crossline 1048 (B-B').....	71
Gambar 4.16	Map picking horizon inline 1284 dan crossline 1048	71

Gambar 4.17	Earth model inline 1284	73
Gambar 4.18	Amplitude Seismic inline 1284	73
Gambar 4.19	Weagle on amplitude seismic inline 1284.....	74
Gambar 4.20	Trace accoustic impedance of earth model in line 1284	74
Gambar 4.21	Model based Inversion Analysis well LE.....	76
Gambar 4.22	Result of Model based Inversion in line 1284.....	77
Gambar 4.23	Frekuensi dalam pembuatan inversi model based	78
Gambar 4.24	Sparse spike Inversion Analysis well LE	78
Gambar 4.25	Sparse spike Inversion in line 1284.....	79
Gambar 4.26	Frekuensi dalam pembuatan inversi Sparse spike	80
Gambar 4.27	(a) seismic amplitude (b) Earth model (c) model based inversion (d) Sparse spike Inversion in line 1284	81
Gambar 4.28	(a) seismic amplitude (b) Earth model (c) model based inversion (d) Sparse spike Inversion cross line 1048	82
Gambar 4.29	Time structure map Petrel member formation.....	87
Gambar 4.30	Time structure map petrel member formation on 3D Windows.....	88
Gambar 4.31	RMS Attribute Map of Model Based Inversion on Petrel Member Formation	89
Gambar 4.32	RMS Attribute Map of Sparse Spike Inversion on Petrel Member Formation	90
Gambar 4.33	RMS Amplitude Map on Petrel Member Formation.....	92

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Kelebihan dan Kekurangan Teknik Inversi	34
---	----



DAFTAR LAMPIRAN

- Lampiran 1 Korelasi sumur/*Well correlation*
- Lampiran 2 Menampilkan profil log
- Lampiran 3 *Cross plot*
- Lampiran 4 *Well Seismic Tie*
- Lampiran 5 *Picking Horizon*
- Lampiran 6 *Earth Model*
- Lampiran 7 Inversi Impedansi Akustik
- Lampiran 8 *Time structure map*
- Lampiran 9 *Attribute RMS Amplitudo*



ABSTRAK

Bahar, Muhammad Fakhrol. 2016. Penggunaan Metode Inversi Impedansi Akustik (IA) Untuk Menentukan Sebaran Reservoir Karbonat (Studi Kasus Formasi Petrel member pada lapangan Penobscot Kanada). Skripsi. Jurusan Fisika, Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Islam Negeri Maulana Malik Ibrahim, Malang. Pembimbing: (I) Irjan, M.Si. (II) Ahmad Abtokhi, M.Pd.

Kata Kunci: Inversi AI, Atribut Amplitudo RMS, Reservoir Karbonat.

Lapangan minyak penobscot terletak pada subbasin Sable, di sebelah Utara Pulau Sable, Nova Scotia, Kanada. Dengan panjang 7,2 km dan lebar 12,03 km dan mempunyai luas 86.62 km², mempunyai jumlah inline 600 (1000 – 1600) dan crossline 481 (1000 – 1481) dan Z antara 0 sampai 6000 ms. Lapangan ini terbentuk selama 2 kali periode rifting, yaitu Triassic tengah – Triassic akhir yang menyebabkan Amerika Utara dan Benua Afrika sepenuhnya terpecah. Kemudian periode Jurassic akhir sampai Cretaceous yang didalamnya terdapat beberapa pengendapan akibat transgresi air laut.

Inversi Impedansi Akustik (IA) dengan dikontrol dengan sumur LE dilakukan pada zona target formasi Petrel Member. Terdapat nilai gamma ray yang rendah dan adanya cross over antara log neutron porosity dan density yang mengindikasikan adanya hidrokarbon didalamnya. Dengan menggunakan teknik inversi Model based dan Sparse spike untuk identifikasi persebaran reservoir karbonat. Sehingga akan didapat perbandingan antara kedua teknik inversi dengan penarikan kesimpulan inversi yang paling tepat untuk digunakan dalam interpretasi secara vertikal. Kemudian untuk menentukan sebaran karbonat pada zona target secara lateral menggunakan atribut RMS inversi.

Berdasarkan analisa Crossplot, nilai impedansi akustik karbonat antara 23.000-31.000 (m/s)*(gr/cc). Berdasarkan analisa yang telah dilakukan, teknik inversi yang paling tepat untuk menggambarkan keadaan rill pada zona target Petrel Member adalah inversi Sparse spike. Dengan persebaran karbonat dari arah timur laut sampai barat daya menuju daratan. Pengendapan terjadi pada laut dangkal akibat adanya kenaikan muka air laut pada era Cretaceous akhir.

ABSTRACT

Bahar, Muhammad Fakhrol. 2016. **Use of Acoustic Impedance Inversion Method (IA) To Determine Distribution of Carbonate Reservoirs (Case Study Formation Petrel members in the field of Penobscot Canada)**. Thesis. Department of Physics, Faculty of Science and Technology, State Islamic University of Maulana Malik Ibrahim Malang. Advisors: (I) Irjan, M.Si. (II) Ahmad Abtokhi, M.Pd.

Keywords: Inversion AI, RMS amplitude attribute, Carbonate Reservoir.

Penobscot oil field located in the Sable sub-basin, in the north of Sable Island, Nova Scotia, Canada. With a length of 7.2 km and a width of 12.03 km and has an area of 86.62 km², had number of *inline* 600 (1000-1600) and *crossline* 481 (1000-1481) and Z between 0 to 6000 ms. This field is formed during the second time period of rifting, the middle Triassic - late Triassic which led the North American and the African continent completely split. Then the late Jurassic period until Cretaceous in which there are some transgression sedimentation due to sea water.

Acoustic Impedance Inversion (IA) with a well controlled with LE done on *Petrel Member* formation target zone. There is a low gamma ray value and the cross-over between the neutron porosity and density logs which indicate the presence of hydrocarbons in it. By using model-based inversion techniques and Sparse spike to the identification of carbonate reservoir distribution. So it will come by the comparison between the two techniques conclusion inversion with the most appropriate for use in vertical interpretation. Then to determine the distribution of carbonates in the target zone laterally using RMS attribute inversion.

Based on the *crossplot* analysis, value of carbonate acoustic impedance between 23,000 to 31,000 (m/s)*(g/cc). Based on the analysis that has been done, the inversion technique is most appropriate to describe the real situation in the target zone *Petrel Member* is Sparse spike inversion. With the spread of carbonates from the northeast to the southwest towards the mainland. Precipitation occurred in a shallow sea due to sea level rise at the end of the Cretaceous era.

مستخلص البحث

محمد فخر البهر. ٢٠١٥. استخدام طريقة *Inversi Impedansi Akustik (IA)* لتعيين *Reservoir Karbonat*. (دراسة الظرفية *Formasi Petrel member* في *Penobscot Kanada*) البحث الجامعي، قسم الفيزياء كلية العلوم والتكنولوجيا جامعة مولانا مالك إبراهيم الإسلامية الحكومية بمالانج. المشرف: (١) عرجان الماجستير (٢) أحمد أبطاخي الماجستير .

الكلمات المفتاحية : *Inversi AI, Atribut Aplitudo RMS, Reservoir Karbonat*

يقوم ميدان *Penobscot* في *subbasin Sable* من شمال جازرة *Nova Scotia subbasin* كندا. بمقياس ٧،٢ كيلو مترا وواسعه ١٢،٠٣ كيلو مترا بوسع ٨٦،٦٢ كيلوا مترا كوبيك وعدد أنلين فيه ٦٠٠ (١٠٠٠ - ١٦٠٠) وكروسلين ٤٨١ (١٠٠٠ - ١٤٨١) و Z بين O حتى واسعه ٦٠٠ مترا. هذا الميدان يصنع على قرنين رفيع يعني تريباسك وسط حتى تريباسك بخر الذي يسبب أميركا شمالية وإفريقيا تنكسر كله. ثم في قرن جورسيك أهر حتى جريتاواس فيه تجليد بسبب ترانسكسي الماء البحر.

Inversi Impedansi Akustik (IA) بقدرة من بئر ل. أ. يفعل ب زونا *Petrel Member*. توجد أيضا قيمة كما كراي جميلة بكاملة كروس أوفر بين لوك نوترا فوروسيتي و دنسيتي بوجود هيدروكاربون فيه. بطريقة أنفرسي يطلب الخلاصة إنفرسي المناسب لإنترفريتاسي فرتيكال. ثم لتعيين كربونات بزونا لاترال ب *RMS inversi*.

على حسب تحليل كروسفلوت، القيمة إمدانسي أكويتيك كربونات بين ٢٣٠٠٠ حتى ٣١٠٠٠ (مترا) وبمناسبة تحليل المستعمل أن الطريقة أنفرسي المناسب لتصير الحال الحاقية في زونا *Petrel Member* هو أنفرسي سفارك سفيك *Sparse spike* بطريقة ينتشر كاربونات من جهة شمالية حتى شرقية من البحر إلى البر. كان تجليد في بحر ضحل بسبب يرتفع ماء البحر في جريتاوس آخر.

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sebagai manusia yang bersyukur atas kenikmatan Allah Swt, wajib hukumnya untuk menjaga, mempelajari dan memanfaatkan segala yang ada di dalam bumi. Salah satu hal yang dapat kita manfaatkan adalah minyak dan gas bumi, karena minyak dan gas bumi adalah sumber energi utama yang sangat dibutuhkan oleh manusia saat ini. Didalam Al-Qur'an pada surat Qaf ayat 4, Allah Swt berfirman:

قَدْ عَلِمْنَا مَا تَنْقُصُ الْأَرْضُ مِنْهُمْ وَعِنْدَنَا كِتَابٌ حَفِيظٌ ﴿٤﴾

“Sesungguhnya Kami telah mengetahui apa yang dihancurkan oleh bumi dari (tubuh-tubuh) mereka, dan pada sisi Kamipun ada kitab yang memelihara (mencatat)” (Q.S Qaf: 4).

Berdasarkan surat Qaf ayat 4 di atas, menjelaskan bahwa jasad mayat setelah hancur di dalam kubur, ia akan kembali menjadi komposisi asalnya yaitu air dan tanah. Tetapi masih menyisakan sesuatu yang penting, hal ini dipertegas oleh teori biogenesis pembentukan minyak dan gas bumi, minyak dan gas bumi terbentuk selama jutaan tahun yang berasal dari jasad makhluk hidup yang tertimbun di bawah permukaan bumi kemudian terendapkan menjadi batuan (*sedimentary rock*) dan proses ini berulang-ulang hingga satu lapisan menutupi lapisan sebelumnya. Kemudian endapan tersebut teruraikan oleh bakteri sehingga menjadi material yang kaya hidrogen dan karbon. Adanya tekanan dan temperatur yang sangat tinggi mengakibatkan terjadinya gas dan minyak bumi.

Kebutuhan energi fosil di dunia saat ini sangat tinggi, hampir setiap bertambahnya tahun kebutuhan energi fosil semakin meningkat. Dengan permasalahan seperti itu, maka peningkatan produksi adalah hal yang wajib untuk dikerjakan. Baik dengan cara eksplorasi maupun eksploitasi. Ilmu geofisika adalah disiplin ilmu yang mempelajari kajian-kajian bumi yang berdasarkan ilmu fisika, yang didalamnya terdapat berbagai survei seperti geolistrik, gravitasi, TDS, georadar, magnetik, seismik dan lain-lain.

Metode geofisika yang sangat tepat untuk eksplorasi hidrokarbon adalah metode seismik. Tetapi metode geofisika tidak bisa berdiri sendiri, oleh sebab itu perlu metode yang lainnya untuk membantu interpretasi. Survei gravitasi dan magnetik adalah survei yang dilakukan pertama kali sebelum melakukan survei seismik. Selain itu data sumur dan data geologi sangat penting fungsinya dalam interpretasi hasil.

Tuntutan yang tinggi dalam upaya mengurangi resiko eksplorasi adalah dengan melakukan studi dan penelitian lebih lanjut mengenai reservoir. Banyak studi dan penelitian yang telah dilakukan untuk mempelajari karakter dari suatu reservoir, salah satunya bertujuan untuk mengetahui litologi dan distribusi atau persebaran reservoir.

Seismik inversi adalah teknik untuk membuat model bawah permukaan bumi menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai control (Abdullah dan Sukmono, 2001). Inversi *Acoustic Impedence* (AI) adalah salah satu metode seismik inversi setelah *stack* (*post-stack Inversion*). AI adalah parameter batuan yang besarnya dipengaruhi oleh tipe litologi, porositas,

kandungan fluida, kedalaman tekanan dan temperatur. Oleh karena itu AI dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, pemetaan litologi, *flow unit mapping* dan quantifikasi karakter reservoir. Secara natural AI akan memberikan gambaran geologi bawah permukaan yang lebih detail daripada seismik konvensional baik secara vertikal maupun secara lateral, karena umumnya amplitudo pada konvensional seismik akan memberikan gambaran batas lapisan, sementara AI dapat menggambarkan lapisan itu sendiri. Sehingga inversi impedansi akustik sangat bagus untuk digunakan dalam interpretasi sebaran reservoir.

1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana prinsip metode seismik Inversi Impedansi Akustik (IA) dan Atribut Amplitudo RMS untuk menentukan persebaran reservoir karbonat pada formasi *petrel member*?
2. Bagaimana sebaran reservoir karbonat pada formasi *petrel member*?

1.3 Tujuan Penelitian

1. Untuk mempelajari dan memahami prinsip dari Metode seismik Inversi Impedansi Akustik (IA) dan Atribut Amplitudo RMS dalam menentukan persebaran karbonat.
2. Untuk mengetahui persebaran reservoir karbonat pada formasi *petrel member*.

1.4 Manfaat Penelitian

1. Dapat memahami proses interpretasi data seismik 3D dengan Metode seismik Inversi Impedansi Akustik (IA) dan Atribut Amplitudo RMS dalam menentukan persebaran reservoir karbonat.
2. Dapat membantu dalam analisa interpretasi secara komprehensif mengenai informasi reservoir hidrokarbon pada lapangan minyak dan gas bumi di daerah penelitian.
3. Memberikan informasi atau rujukan tentang reservoir pada daerah penelitian.

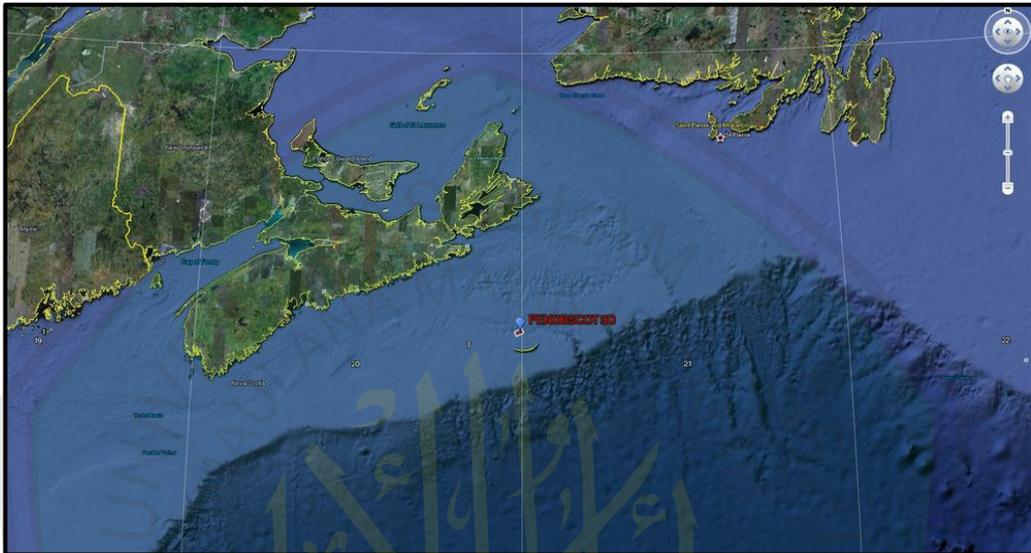
1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini yaitu:

1. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D PSTM (*post-stack time migration*) yang telah melalui tahap *processing* dan dianggap benar dengan dua sumur (LE dan BE), data marker dan data checkshoot.
2. Metode yang digunakan adalah metode seismik Inversi Impedansi Akustik (IA) model based dan sparse spike dan atribut seismik yang digunakan adalah atribut RMS Amplitudo.
3. Studi terfokus pada reservoir karbonat pada formasi *petrel member*.

BAB II KAJIAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional



Gambar 2.1 Letak lapangan Penobscot, Kanada
(sumber: www.opendtect.org)

Lapangan Penobscot berada pada sebelah Tenggara Propinsi Nova Scotia, Kanada. Prospeknya terdapat hidrokarbon terletak pada subbasin Sable, di sebelah Utara Pulau Sable, Nova Scotia, Kanada. Prospek ini terletak pada Missisauga *Ridge* yang memisahkan subbasin Abenaki dan subbasin Sable.

Perusahaan Minyak Petro-Canada Shell telah melakukan pemboran sumur Penobscot L-30 pada September 1976 dengan total kedalaman hingga Formasi Abenaki. Analisis Petrofisika dan RFT mengindikasikan adanya *light oil*, *condesate*, dan gas pada lima lapisan batu pasir pada Formasi Missisauga Tengah.

Lapangan minyak penobscot dengan panjang 7,2 km dan lebar 12,03 km dan mempunyai luas 86.62 km², mempunyai jumlah inline 600 (1000 – 1600) dan crossline 481 (1000 – 1481) dan Z antara 0 sampai 6000 ms. Total 241 *Seismic*

line mempunyai resolusi yang sangat bagus dari timur laut sampai barat daya pada daerah survei. Garis seismik yang bagus ini akan mempermudah dalam proses interpretasi data struktur dalam bawah permukaan daerah penelitian (Crane dan Clack :1992).

2.1.1 Tektonik Regional

A. Pre and Syn-Rift Basin Scotia

Pemisahan Amerika utara dari benua Afrika dimulai pada era pertengahan Triassik, ketika Nova Scotia terletak di dekat garis ekuator. Pada fase awal keretakan banyak terjadi ketidak selarasan retakan cekungan dengan fluvial batuan dasar sedimen yang mengisi cekungan, sepanjang batuan vulkanik yang berkumpul pada retakan. Pada era pertengahan triassik sampai akhir triassik lempeng tektonik Amerika utara bergeser ke arah Afrika Utara, Nova scotia terletak pada wilayah sub-ekuator dan menyebabkan cuaca kering. Pergeseran berlanjut sampai era triassic akhir ketika topografi telah terpecah, dan air laut mengisi cekungan, dengan endapan pada formasi Eurydice yang terdiri dari siliklastik dan endapan karbonat.

Iklm pada sub-ekuator menghadirkan evaporasi pada air laut dan menghasilkan formasi Argo dari garam dan lapisan anhydrite yang tebalnya mencapai 2 km. Pembentukan paleografi pada cekungan Scotia selama *Triassic* akhir. Selama Triassic akhir, cekungan Fundy terletak di sebelah barat laut basin Scotia pada fase retakan. Retakan menghasilkan dua graben sepanjang cekungan scotia, Mohican dan Naskapi menghasilkan sedimen dari daratan. Pada awal Jurassik atau akhir *Triassic*, tektonik berlanjut dan berakhir dalam formasi *break-up unconformity*, dimana Amerika utara dan Afrika terpecah seutuhnya, membentuk samudra proto-atlantik (Campbell,2014: 9).

B. Post rift Basin Scotia

Setelah break-up unconformity, cekungan yang ditutupi oleh laut dangkal dengan karbonat tipis dan klastik membentuk formasi Iroquois. Tahapan ini diikuti oleh pengendapan pembentukan formasi Mohican, dengan batuan dasar dan endapan fluvial klastik. Pembentukan formasi Abenaki terbuat dari karbonat tebal batuan dasar yang terletak di bagian barat daya dari cekungan, disimpan di era *Jurassic* awal kapur sebagai hasil dari penurunan cekungan untuk menyebarkan ke dasar laut, membentuk sebuah platform karbonat di sepanjang zona cekungan dan berlanjut terus ke kedalaman yang lebih dalam, dimana klastik dan muds tersimpan. Pembentukan formasi Abenaki terdiri dari tiga komponen: yang paling awal dari komponen scatarie, komponen misaine dan komponen baccaro.

Pembentukan formasi Micmac, berdasarkan dari *fluvial-deltaic* sand batuan dasar dengan cabang pada prodelta verrill canyon shale dan disimpan di akhir jurassik dan ditandai ditahapan awal dari pengangkatan dan progradatasi delta. Sebuah pembentukan kembali paleografi dari basin scotia selama era *Jurassic* akhir. Pengendapan *fluvio-deltaic* sedimen berlanjut pada awal *Cretaceous* membentuk formasi Missisauga. Formasi ini adalah salah satu reservoir di area ini. Setelah pengendapan formasi missisauga, sedimentasi deltaic akhirnya berhenti dan logan canyon terbentuk dan menutupi di atasnya dengan komponen shale yang tersimpan selama transgresi air laut, menghasilkan batuan sumber dan seal. Transgresi air laut berlanjut ke darat menyimpan paket serpih yang lebih

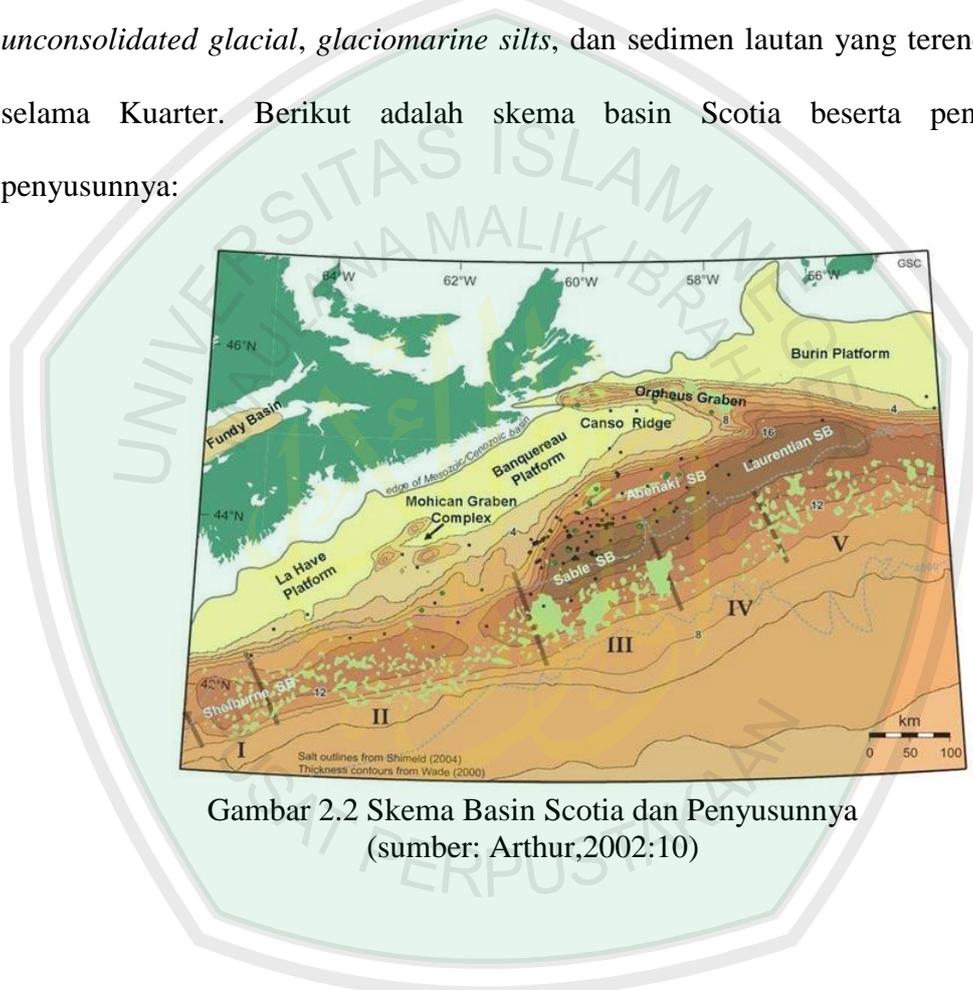
tebal membentuk formasi Dawson canyon, yang belum diidentifikasi sebagai batuan sumber, namun membentuk sebuah seal.

Kapur dari formasi Wyandot dihasilkan dari naiknya permukaan air laut pada cekungan Scotia sebagai pembuatan penambahan ruang akomodasi. Wyandot memiliki bioturbasi yang cukup besar, yang mana membentuk reservoir yang bagus untuk menciptakan hidrokarbon di wilayah di sebelah tenggara dari kepulauan Sable. Selama era *Cenozoic*, permukaan air laut turun, menghasilkan Major unconformities. Formasi Banquereau, yang menutupi formasi Wyandot, disimpan oleh progradasi delta, dan berubah dari shale ke sand dan batuan konglomerat. Ketebalan formasi Banquereau, berubah dari sangat tebal ukuran cekungan menjadi 4 km lebih tebal di bawah lempeng benua dengan ruang akomodasi yang terbentuk akibat penarikan garam di daerah cekungan (Campbell, 2014 :10).

2.1.2 Geologi Regional Lapangan Penobscot

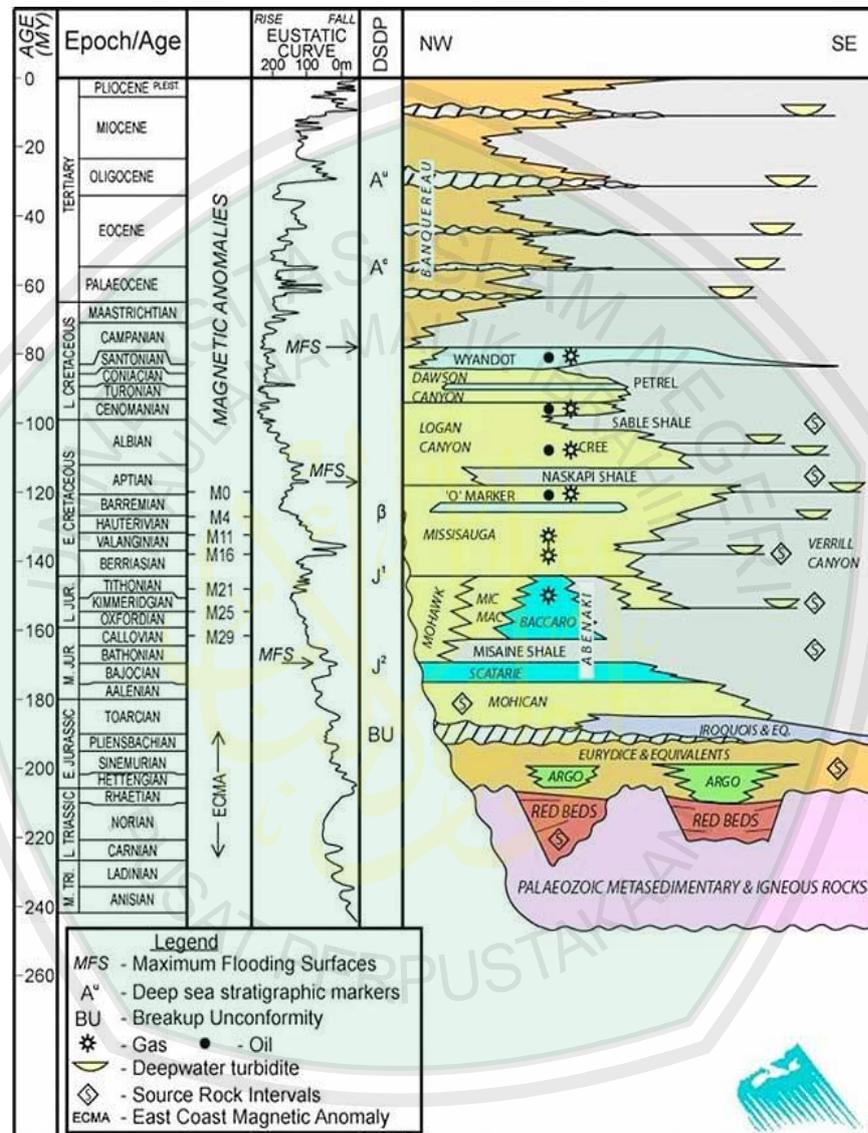
Secara umum Prospek Penobscot terdapat pada basin Scotia yang terletak di Paparan Scotia. Basin Scotia tersebut terdiri dari batuan sedimen *Mesozoic-Cenozoic* hingga kedalaman 16 km yang terendapkan selama retakan Pangea hingga pembentukan Atlantik Utara. Lapisan paling awal yang terendapkan selama retakan *Triassic* dan berisi batuan klastik kontinen merah dan evaporit. Dengan transisi ke dasar laut dan menyebar pada *Jurassic* awal, retakan basin secara bertahap terisi oleh batuan klastik dan karbonat. Kondisi yang sepenuhnya berupa lautan dan berkembang pada *Jurassic* tengah, memicu terbentuknya susunan *alluvial plain*, delta, dan fasies karbonat. Pengendapan *Cretaceous* akhir

dan *Cretaceous* awal didominasi oleh *shale* transgresif, limestone, dan batu kapur. Fluktuasi relatif permukaan air laut selama Paleosen dan Neosen membentuk campuran sandstone dan *shale* yang diselingi batuan klastik kasar dan karbonat laut (*marine carbonate*). Lapisan tersebut juga dilapisi oleh *unconsolidated glacial, glaciomarine silts*, dan sedimen lautan yang terendapkan selama Kuartar. Berikut adalah skema basin Scotia beserta penyusun-penyusunnya:



Gambar 2.2 Skema Basin Scotia dan Penyusunnya
(sumber: Arthur,2002:10)

Secara umum, strata lapisan batuan yang mengisi basin Scotia terdiri dari setidaknya 14 Formasi batuan sebagai berikut (Arthur,2002:13):



Gambar 2.3 Stratigrafi Paparan Scotia
(sumber: Arthur, 2002: 13)

a. Formasi Eurydice

Formasi Eurydice adalah Formasi tertua pengisi basin Scotia yang masih berkaitan dengan pembentukan benua Atlantik dan merupakan deretan *sandstone* merah, *siltstone*, dan *shale* pada Triasik/Jurasik. Beberapa sumur

pernah dibor hingga mencapai Formasi Eurydice. Pada graben Orpheus, hampir 600 meter dari Formasi Eurydice dibor dan dari data seismik mengindikasikan total ketebalan Formasi ini mencapai 3 km. Lebih dari 1,5 km dari Formasi Eurydice dibor pada kompleks Graben Naskapi pada *platform* LaHave dan data seismik mengindikasikan bahwa ketebalannya juga sekitar 3 km pada daerah tersebut

b. Formasi Argo

Formasi Argo adalah Formasi batuan yang berhadapan langsung dengan Formasi Eurydice dan berada pada tepi basin. Penyusun utamanya adalah garam. Distribusi garam pada basin Scotia memicu graben utama pada pengendapan awal mengakumulasi lapisan tipis dari evaporit dan *redbeds*. Aliran garam secara ekstensif mengisi sedimen subsekuens dan mungkin secara periodik mengreaktivasi sistem *rift fault* selama tahap pemisahan benua. *Salt pillows*, diapir dan kanopi adalah sesuatu yang biasa pada lapisan garam, yang secara terpisah pada zona utama struktur diapir cenderung berada di bawah slope kontinen dari *Georges Bank* bagian Timur ke arah *Grand Banks* bagian Barat.

c. Breakup Uncomformity

Ada struktur ketidakselarasan (*uncomformity*), yaitu breakup *uncomformity* yang terjadi antara urutan *synrift* dan *postrift* pada basin Scotia dan kemungkinan terbentuk pada Jurasik. *Uncomformity* tersebut memotong graben dangkal pada *platform* LaHave dan berada jauh diluar zona diapir garam.

d. Formasi Iroquois dan Mohican

Di bawah Paparan Scotia, Formasi Iroquois dan Mohican meng-*overlay breakup unconformity*. Formasi Iroquois yang penyusun utamanya *dolostone*, memiliki umur yang hampir sama dengan bagian bawah dari Formasi Mohican pada *platform LaHave* yang mencapai ketebalan maksimum hingga 800 meter. Formasi tersebut merupakan representasi dari deretan *dolomitic beds*.

Sandstone dan *shale* dari Formasi Mohican terbentuk sangat tebal pada Jurasik tengah dan terendapkan hingga *subsiding subbasins* yang masih aktif berdekatan dengan *hinge zone*. Formasi ini meluas pada Paparan Scotia dan beberapa sumur berhasil membor hingga kedalaman Formasi ini. Bagian tertebal dari Formasi Mohican dibor hanya hingga kedalaman 400 meter pada *platform LaHave*, tetapi data seismik mengindikasikan bahwa Formasi Mohican memiliki ketebalan hingga 4 km di bagian Selatan *hinge zone* pada subbasins Abenaki dan hingga 5,5 km pada sekuens *synrift* di bawah Paparan Scotia bagian Timur. Formasi Mohican menipis pada *hinge zone* dan terpotong oleh *post-Jurassic Avalon unconformity*.

e. Formasi Mic Mac dan Mohawk

Di atas Formasi Mohican, terdapat Formasi tertebal kedua yang disusun oleh batuan klastik dominan yang terbentuk setelah pemekaran kerak (*post-rift*), yaitu Formasi Mic Mac. Pada basin Scotia, Formasi Mic Mac, Formasi Abenaki, Formasi Mohawk, dan Formasi Verril Canyon terbentuk pada Jurasik Awal, Jurasik Tengah, dan Jurasik Akhir.

Formasi Mic Mac memiliki ketebalan 6 km pada subbasin Laurentian hingga ujung pengendapan atau erosi *platform* LaHave, *platform* Burin, dan Avalon *Uplift*. Sebelah Tenggara Pulau Sable berisi 4 hingga 5 km *interbedded sandstones, shale, dan limestone*. Ke arah Utara dan Barat dari Pulau Sable, sepanjang *hinge zone*, ada fasies karbonat yang cukup menonjol, yaitu pada Formasi Abenaki. Fasies kontinen lainnya, lebih ke arah darat, ada Formasi Mohawk yang meliputi tekstur dewasa, *felspathic sandstone* dan *siltstone* dengan perselingan dari *shale* dan *limestone*.

f. Formasi Verrill Canyon

Terbentuk pada Jurasik Tengah ke Awal Cretaceous, Formasi Verrill Canyon merupakan fasies laut dalam yang serupa dengan Formasi Mohawk, Abenaki, Mic Mac, dan Missisauga. Formasi ini tersusun atas *calcareous shale* abu-abu ke hitam dengan lapisan tipis *limestone, siltstone, dan sandstone*. Formasi Verrill Canyon terendapkan pada *prodelta*, bagian luar Paparan, dan *continental slope setting*. Formasi ini memiliki ketebalan 360 meter pada bagian Barat Daya basin Scotia dan lebih dari 915 meter di bagian Timur Laut.

g. Shortland Shale

Sandstone dari formasi Logan Canyon terpisah jauh dari fasies *shale* laut dalam dari Shortland Shale yang terendapkan pada *prodelta*, bagian luar Paparan, dan *continental slope setting*.

h. Formasi Laurentian

Formasi Laurentian adalah sedimen “*progradational wedge*” dari Kuarteren dan Pleosen Atas. Pada bagian tertebal, sepanjang bagian luar dan dalam lereng (*slope*), ada sekitar 1500 meter *glaciomarine sands, marine sands, silt*, dan batu lempung.

i. Formasi Abenaki

Formasi Abenaki dibagi menjadi empat bagian: Scatarie, Misaine, Baccaro, dan Artimon. Formasi ini terbentuk dari limestone khusus yang memiliki sekuens seismik yang kompleks dan menonjol. Bagian paling baik yang bisa dikembangkan dari Formasi ini adalah pada *hinge zone* antara *platform* LaHave, subbasin Shelburne, dan subbasin Sable.

Selama Jurasik Akhir, bagian Timur margin Canada terpengaruh oleh pemisahan Iberia dari Amerika Utara. Pengaruh paling kuat adalah pada bagian Selatan Newfoundland dimana ada *uplift*, deformasi dan erosi yang lebar pada *strata* Jurasik dan *strata* yang lebih tua. Breakup *Unconformity*, Avalon *Unconformity* ditemukan dari Avalon *Uplift* ke Barat hingga ke bagian Timur basin Scotia. Selama kejadian ini, ada pergeseran pada deposenter ke arah Barat dari subbasin Laurentian ke subbasin Sable.

j. Formasi Missisauga

Formasi Missisauga tersebar luas pada basin Scotia yang bervariasi secara fasies dan ketebalan. Diseluruh *platform* LaHave, *platform* Burin, dan Canso *Ridge*, ketebalannya mencapai 1000 meter dan berisi 60 hingga 80 persen sandstone dengan beberapa fasies limestone lokal pada bagian Barat Daya. Pada subbasin Sable, lebih dari 2770 meter formasi ini dibor pada area

Pulau Sable dan diduga memiliki ketebalan lebih dari 3 km dengan 30 hingga 50 persen berisi *sandstone* atau *siltstone*. Ke arah basin, Formasi Missisauga *grades* turbidit dan shale dari bagian *Cretaceous* Formasi Verrill Canyon.

k. Formasi Logan Canyon

Logan Canyon memiliki ketebalan sekitar 2,5 km dan dibagi menjadi empat bagian yang dua diantaranya didominasi oleh shale. Formasi ini mirip dengan turbidit jauh atau *shale* pada Shortland Shale.

l. Formasi Dawson Canyon

Marine shale, batu kapur, dan sejumlah kecil *limestone* terendapkan di seluruh basin Scotia selama *Cretaceous* Akhir. Unit transgresif pertamanya adalah Formasi Dawson Canyon yang memiliki variasi ketebalan dari 700 meter lebih di bagian subbasin SouthWhale dan bagian Paparan Scotia kira-kira 200 meter pada Canso *Ridge* dan sekitar 100 meter di bagian luar subbasin Sable.

m. Formasi Wyandot

Formasi Wyandot tersusun dari batu kapur, *mudstone* kapuran, marl, dan sedikit *limestone*. Ketebalannya bervariasi antara kurang dari 50 meter di Pulau Sable dan sekitar 400 meter di sebelah Tenggara tepi Paparan Scotia, tetapi hilang secara besar-besaran pada basin karena erosi Tersier. Di bawah bagian luar Paparan dan *slope*, di atas Formasi Wyandot sering ditandai adanya *unconformity* yang *overlay* dengan sedimen Tersier.

n. Formasi Banquereau

Formasi Banquereau adalah sukseksi sedimen antara antara bagian atas Formasi Wyandot dan *Cenozoic* atas. Memiliki ketebalan dari nol hingga 4 km (kendell, 2013: 7).

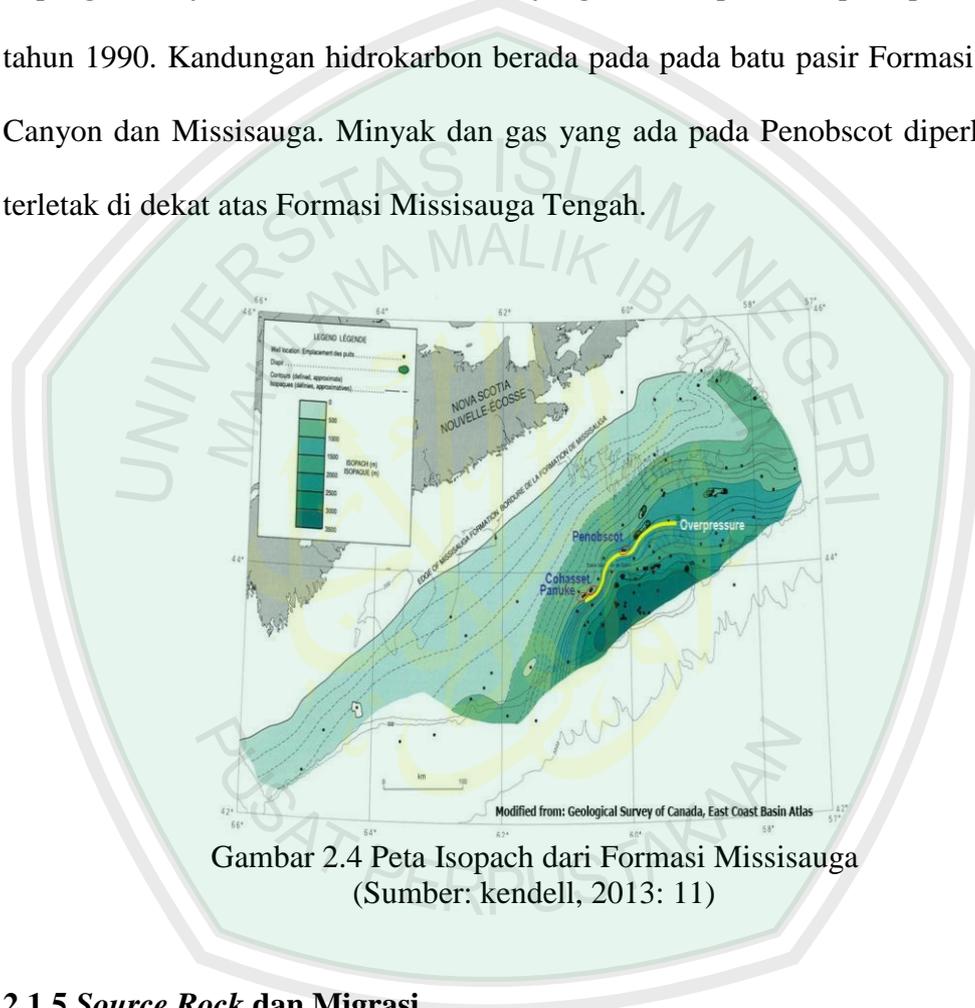
2.1.3 Struktur Geologi Penobscot

Struktur Penobscot berada pada Missisauga *Ridge* yang memisahkan subbasin Abenaki dan subbasin Sable. Survei seismik pseudo-3D telah dilakukan pada area tersebut pada tahun 1991. Terdapat dua patahan (*fault*) pada area ini. Patahan pertama adalah patahan yang miring ke arah Selatan dan memotong Missisauga *Rigde* dan patahan kedua berada pada arah Timur Laut dan membentuk dua prospek potensial yang berada pada bagian sebelah Timur Laut dari survey seismik.

Pada kedua patahan tersebut terlihat bagian atas *reef* dari bagian Bacaro *Reef* yang berpotensi mengandung akumulasi gas. Pada bagian atas reef tersebut, terdapat relief maksimum di atas Formasi Bacaro dengan ketebalan sekitar 150 meter. Patahan yang mengontrol (*Controlling fault*) kedua patahan tersebut adalah patahan yang aktif pada Paleosen dan muncul membesar hingga Jurassic dimana patahan tersebut masuk ke lapisan *reef*. Patahan ini muncul sekitar 100 meter pada bagian atas Formasi Missisauga dan diduga terdapat jebakan hidrokarbon pada lapisan tersebut yang tertutup oleh lapisan *shale* dari Formasi Naskapi (Brenton,2015: 14).

2.1.4 Sistem Petroleum Penobscot

Prospek Penobscot terletak tepat miring ke atas pada area geopressure Lapangan minyak Cohasset dan Panuke yang telah berproduksi pada pertengahan tahun 1990. Kandungan hidrokarbon berada pada pada batu pasir Formasi Logan Canyon dan Missisauga. Minyak dan gas yang ada pada Penobscot diperkirakan terletak di dekat atas Formasi Missisauga Tengah.



Gambar 2.4 Peta Isopach dari Formasi Missisauga
(Sumber: kendell, 2013: 11)

2.1.5 Source Rock dan Migrasi

Posisi Missisauga Ridge hidrokarbon yang tergenerasi akan bermigrasi ke arah Utara dan Selatan struktur Penobscot. Source Rock diprediksi berada di sebelah Selatan, pada area Verrill Canyon yang ditemukan pada kedalaman 3.666,7 meter yang diduga dekat dengan bagian atas *oil window* (Kendell, 2013: 13).

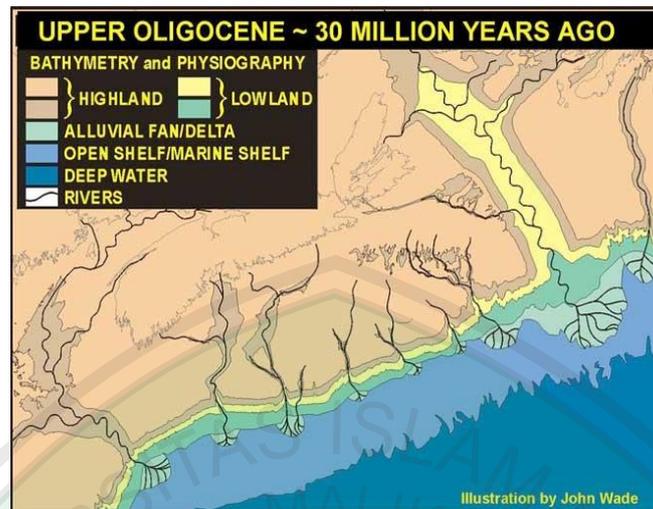
2.1.6 Reservoir

Reservoir hidrokarbon yang terdapat pada lapangan Penobscot diduga berada pada Missisauga Tengah dan Bacarro dari Formasi Abenaki.

- a. Missisauga Tengah:** Missisauga Tengah berisi lapisan pasir yang lebih tebal daripada bagian bawahnya dan lapisan pasirnya dapat dikorelasikan dengan data sumur yang ada. Lapisan pasir yang tebal pada bagian tengah atas Missisauga Tengah cenderung korelatif dengan data sumur L-30. Porositas rata-ratanya sekitar 20% dengan porositas maksimum sekitar 30%. Permeabilitas rata-rata 120 mD dengan permeabilitas maksimum lebih dari 1000 mD.
- b. Baccaro:** Baccaro merupakan bagian dari *platform* karbonat dari Abenaki dan telah terbukti produktif pada bagian Barat Daya Lapangan Deep Panuke. Hidrotermal dolomitisasi membentuk porositas yang tinggi pada reservoir pada fasies karbonat. *Basement faulting* sepanjang Missisauga *Ridge* memberikan jalur untuk air hidrotermal yang membentuk porositas yang sangat baik serupa dengan Lapangan Deep Panuke (Kendell, 2013: 12).

2.1.7 Lingkungan Pengendapan Missisauga

Lingkungan pengendapan berdasarkan karakter data sumur, deskripsi sampel, dan *apparent degree of continuity* termasuk paparan dangkal, pantai, *distributary channel mouth bar* dan *barrier island*. Semua bagian tepi delta berasosiasi dengan sistem delta Sable.



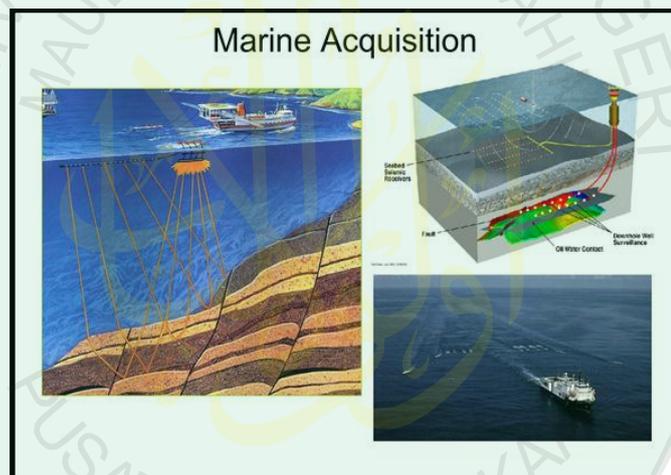
Gambar 2.5 Lingkungan Pengendapan Formasi Missisauga (sumber: Brenton,2015: 17).

2.2 Gelombang Seismik

2.2.1 Penjalaran Gelombang Seismik

Metode seismik adalah metode eksplorasi yang menggunakan prinsip penjalaran gelombang untuk penyelidikan di bawah permukaan bumi. Dalam proses penjalarnya, gelombang seismik memiliki kecepatan rambat gelombang yang dipengaruhi oleh sifat elastisitas batuan. Setiap batuan penyusun kerak bumi memiliki rapat massa yang berbeda-beda berdasarkan komposisi penyusunnya. Perbedaan rapat massa inilah yang mempengaruhi kecepatan rambat gelombang seismik di dalam permukaan bumi. Fenomena perambatan gelombang merupakan efek dari adanya gangguan sumber gelombang yang menyebabkan terjadinya pergeseran ataupun peregangan partikel-partikel penyusun medium. Sumber gelombang seismik dapat terbentuk dari proses alamiah oleh getaran bumi ataupun dengan menimbulkan sumber gelombang buatan.

Gelombang seismik buatan yang ditimbulkan di permukaan bumi dirambatkan ke segala arah. Ketika mencapai bidang batas antar lapisan, gelombang ini sebagian akan dipantulkan dan sebagian lagi dibiaskan untuk kemudian diteruskan menuju permukaan bumi. Gelombang yang mencapai permukaan bumi inilah yang direkam oleh serangkaian *geophone*. Gelombang yang terekam di serangkaian *geophone* ini kemudian direkonstruksi sehingga dapat menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi. Ilustrasi metode seismik refleksi dapat dilihat pada gambar (Delisatra, 2012).



Gambar 2.6 Ilustrasi metode seismik refleksi
(Sumber: Delisatra, 2012)

2.2.2 Klasifikasi gelombang seismik

A. Wavelet

Adalah gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dalam istilah praktis *wavelet* dikenal dengan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone* (Abdullah, 2011).

B. Trace Seismik

Adalah data seismik yang tercatat dalam satu saluran. *Traceseismik* merupakan respon dari medan gelombang elastis untuk kecepatan dan kontras densitas pada bidang batas batuan sedimen atau sebagai perjalanan energi dari sumber melalui bawah permukaan ke receiver (Sroor, 2010:33).

C. Impedansi Akustik

Impedansi akustik (IA) adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman tekanan dan temperatur. IA dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan saluran aliran sampai dengan alat kuantifikasi karakter reservoir. Impedansi Akustik dirumuskan dengan:

$$IA = \rho.v \quad (2.1)$$

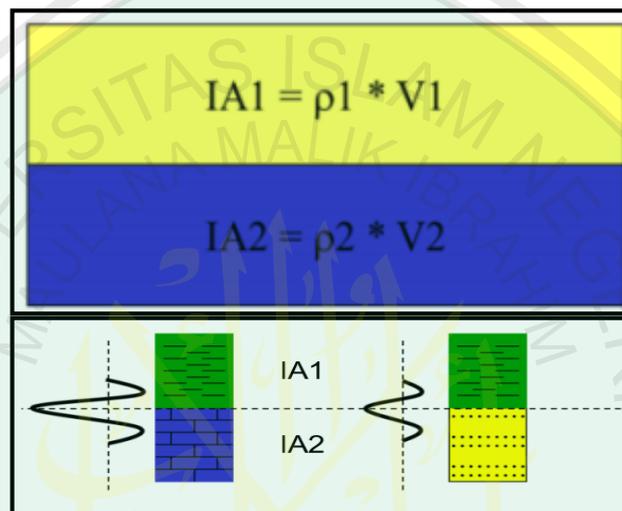
Impedansi akustik sebagai hasil inversi akan melihat obyek bawah permukaan tersebut sebagai lapisannya sendiri. Oleh karena itu maka tampilan AI akan lebih mendekati dunia riil dan lebih mudah dipahami. Harga kontras IA dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras IA-nya. (Sukmono dan Abdullah, 2001:11-14)

D. Koefisien Refleksi

Jika antar muka gelombang seismik beraksi antara dua lapisan batuan dengan impedansi I_1 dan I_2 , amplitudo gelombang yang dipantulkan, sebagai persentase dari amplitudo gelombang datang (koefisien refleksi, R) diberikan oleh:

$$RC = (I_2 - I_1) / (I_2 + I_1) \quad (2.2)$$

Jika I_1 lebih besar dari I_2 , koefisien negatif dan gelombang tercermin dengan fase terbalik, yaitu pulsa negatif akan dikembalikan di mana pulsa positif ditransmisikan dan sebaliknya (Milsom, 2003:197).



Gambar 2.7 Koefisien Refleksi
(Sumber : Delisatra, 2012)

dimana :

KR = Koefisien refleksi

IA1= Impedansi akustik lapisan atas

IA2= Impedansi akustik lapisan bawah

E. Resolusi Seismik

Resolusi berkaitan dengan seberapa dekat lapisan yang masih bisa dipisahkan. Tolok ukur untuk resolusi vertikal adalah panjang gelombang yang dominan, yang merupakan kecepatan gelombang dibagi oleh frekuensi dominan. Dekonvolusi mencoba untuk meningkatkan resolusi vertikal dengan memperluas spektrum, sehingga menekan *wavelet* seismik. Tolok ukur untuk resolusi lateral

yaitu *Fresnel zone*, area melingkar pada reflektor yang ukurannya tergantung pada kedalaman reflektor, kecepatan di atas reflektor dan, frekuensi dominan. Migrasi meningkatkan resolusi lateral dengan mengurangi lebar zona Fresnel, sehingga memisahkan fitur yang kabur ke arah lateral (Yilmaz, 2001:1081).

1. Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal seismik berhubungan dengan nilai-nilai kecepatan, frekuensi dan panjang gelombang yang dirumuskan :

$$\lambda = v/f \quad (2.3)$$

Ketebalan minimum tubuh batuan untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi dari $1/8 \lambda$ - $1/30 \lambda$. Resolusi vertikal tubuh batuan setara dengan $1/4 \lambda$ dalam waktu bolak-balik. Hanya batuan yang mempunyai ketebalan diatas $1/4 \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning. Teknik pemodelan dapat dilakukan untuk memperkirakan lapisan yang tebalnya kurang dari $1/4 \lambda$ dengan melihat variasi amplitudo refleksi. Dengan bertambahnya kedalaman, dimana kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil maka ketebalan tuning bertambah besar.

2. Resolusi Lateral

Suatu titik refleksi berasal dari daerah dimana terjadi antara muka gelombang dan bidang reflektor. Zona Fresnel adalah bagian dari reflektor dimana energi gelombang direfleksi setelah setengah dari siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama. Zona

Fresnel menunjukkan dimensi lateral suatu benda yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Magnitudo Zona Fresnel dapat diperkirakan dari:

$$rf = \frac{v}{2} \sqrt{\frac{t}{f}} \quad (2.4)$$

rf : radius zona Fresnel,

v : kecepatan,

t : waktu tempuh bolak-balik gelombang,

f : frekuensi.

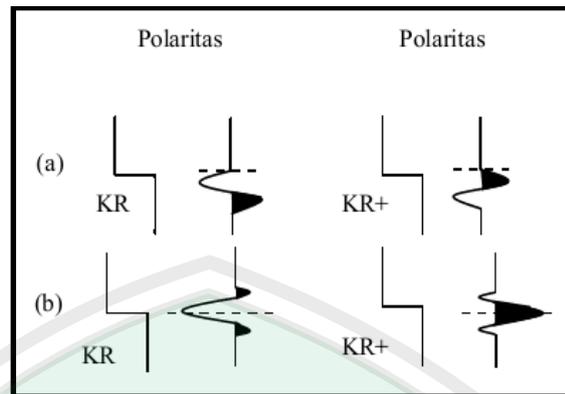
F. Polaritas

SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) mendefinisikan polaritas normal seismik sebagai berikut (Badley 1985 dalam Sukmono dan Abdullah, 2001:10):

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofons di air sinyal atau pergerakan awal keatas pada geofon di darat.
2. Sinyal seismik positif akan direkam sebagai bilangan negatif pada tape, defleksi negatif pada monitor, dan sebagai *trough* pada penampang seismik.

Berdasarkan konvensi ini, maka pada penampang seismik yang menggunakan konvensi SEG akan didapatkan :

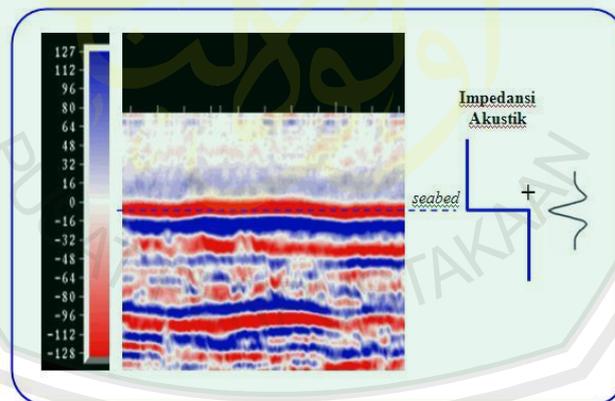
- Pada bidang batas refleksi dimana $IA_2 > IA_1$ akan berupa *peak*
- Pada bidang batas refleksi dimana $IA_2 < IA_1$ akan berupa *trough*



Gambar 2.8 (a) Fase minimum (b) Fase nol
(sumber: Sukmono dan Abdullah, 2001:10-12)

G. 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 (Abdullah, 2011).

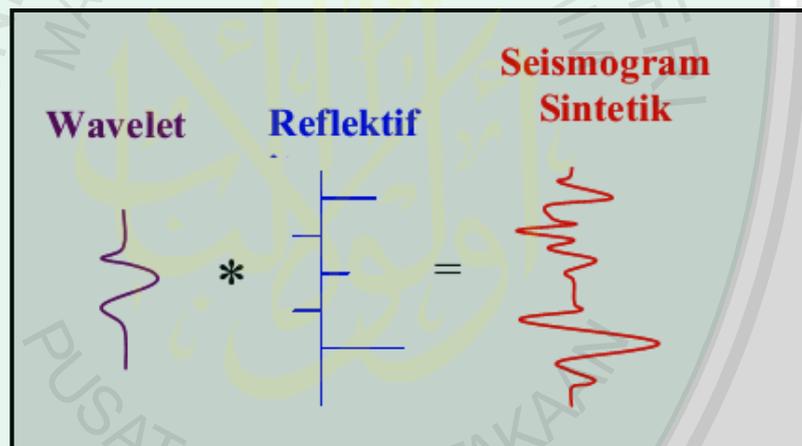


Gambar 2.9 Jenis fasa
(sumber : ensiklopediseismik.blogspot.com)

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*.

H. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah seismogram tiruan hasil konvolusi suatu wavelet dengan koefisien refleksi. Seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan *wavelet* dengan data koefisien refleksi. *Wavelet* diperoleh dari hasil ekstraksi penampang seismik, sedangkan koefisien refleksi merupakan hasil dari impedansi akustik yang diperoleh dari log sonik dan log densitas. Di satu sisi seismogram sintetik menunjukkan data kedalaman yang akurat namun di sisi lain memperlihatkan adanya penampang seismik tiruan. Seismogram sintetik ini dapat membantu identifikasi horison pada penampang seismik karena resolusi vertikalnya lebih baik dari data seismik



Gambar 2.10 Seismogram sintetik
(sumber : Sukmono dan Abdullah, 2001:54)

Salah satu kelemahan seismogram sintetik adalah sering terjadinya “*miss tie*” pada daerah diluar zona target. Dikarenakan seismogram sintetik umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk semua penampang (sukmono dan Abdullah, 2001:54).

I. Checkshot

Tujuan dari survei *checkshot* adalah untuk mendapatkan hubungan domain waktu dan kedalaman yang digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Penghitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata dan koreksi data sonik pada pembuatan seismogram sintetis. Pada *checkshot* survey kecepatannya diukur dalam lubang bor. Dengan sumber gelombang diatas permukaan (Sukmono dan Abdullah, 2001:59).

2.3 Inversi Seismik

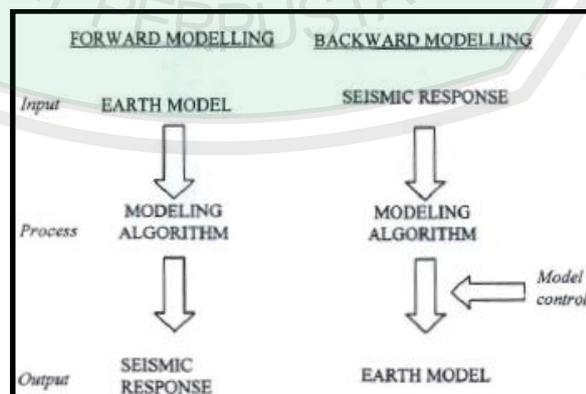
Inversi seismik didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya (Sukmono,2007:2). Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi adalah model impedansi di antaranya berupa AI dan EI yang merupakan parameter dari suatu lapisan batuan, bukan merupakan parameter batas lapisan seperti KR. Oleh karena itu, hasil seismik inversi lebih mudah untuk dipahami dan lebih mudah untuk diinterpretasi.

Dari model impedansi ini dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisik dari *reservoir* yang terukur pada sumur seperti porositas, saturasi air, dan sebagainya. Apabila korelasi antara hasil inversi dan data sumur cukup baik, maka hasil inversi dapat digunakan untuk memetakan parameter data sumur tersebut pada data seismik.

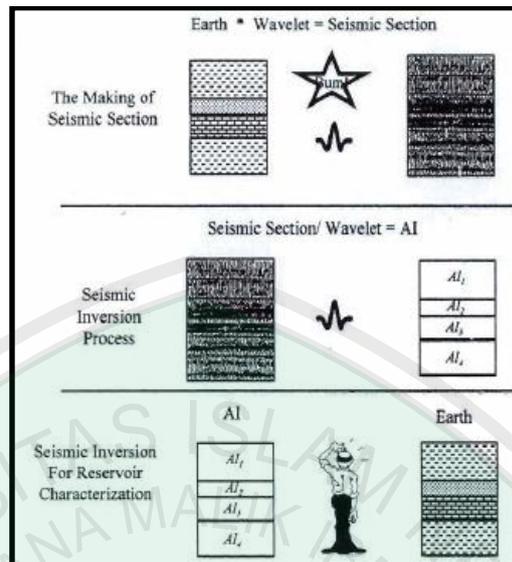
Metode seismik inversi dapat dibagi menjadi dua jenis berdasarkan data seismik yang digunakan, yaitu : *post-stack seismic inversion* dan *pre-stack seismic*

inversion. Data seismik *post-stack* adalah data seismik yang mengasumsikan amplitude seismik hanya dihasilkan oleh $R(0)$, sehingga *post-stack seismic inversion* hanya dapat digunakan untuk menghasilkan tampilan model AI saja. Sementara data seismik *pre-stack* masih mengandung informasi sudut ($R(\theta)$), sehingga *pre-stack seismic inversion* dapat digunakan untuk menghasilkan parameter-parameter, selain AI, seperti : EI, V_p/V_s , serta *lambda-rho* dan *mu-rho*.

Permodelan kedepan dengan data masukan adalah Impedansi akustik atau koefisien refleksi (KR) pada lapisan bumi yang kemudian dimodelkan kedepan ke dalam rekaman seismik. Permodelan algoritma kedepan adalah proses konvolusi antara wavelet seismik dan KR dari bumi. Sebaliknya permodelan kebelakang seismik inversi, masukan data adalah rekaman seismik yang dimodelkan ke bentuk Impedansi Akustik. Permodelan inversi ini pada dasarnya adalah dekonvolusi antara data rekaman seismik dan gelombang seismik yang kemudian menghasilkan Impedansi akustik (Sukmono, 1999: 2)



Gambar 2.11 Alur metode inversi Seismik
(Sumber: Sukmono 1999: 2)



Gambar 2.12 Proses Inversi Seismik
(Sumber: Sukmono 1999: 3)

2.3.1 Metode inversi rekursif

Inversi rekursif atau yang sering disebut dengan *bandlimited inversion* merupakan inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* berfasa nol. Metode ini merupakan yang paling sederhana untuk mendapatkan nilai impedansi akustik (Russell, 1998):

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.5)$$

perhatikan bahwa,

$$1 + r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} + \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2Z_{i+1}}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.6)$$

Dan juga

$$1 - r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} - \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.7)$$

menggunakan persamaan (2.7) dan persamaan (2.6), diperoleh

$$\frac{Z_{i+1}}{Z_i} = \frac{1+r_i}{1-r_i} \quad (2.8)$$

Atau

$$Z_{i+1} = Z_i \left[\frac{1+r_i}{1-r_i} \right] \quad (2.9)$$

Persamaan (2.9) disebut persamaan inversi rekursif diskrit, dan persamaan ini menjadi dasar dari berbagai tehnik inversi saat ini. Persamaan tersebut menyatakan bahwa jika diketahui impedansi akustik dari suatu lapisan serta koefisien refleksinya pada dasar lapisan tersebut maka, impedansi akustik untuk lapisan berikutnya dapat diperoleh. Sebagai contoh, misalkan pada lapisan pertama didapatkan estimasi dari impedansi akustik serta koefisien refleksi, maka untuk lapisan – lapisan berikutnya impedansi akustik diperoleh dengan cara:

$$Z_2 = Z_1 \left[\frac{1+r_1}{1-r_1} \right]; Z_3 = Z_2 \left[\frac{1+r_2}{1-r_2} \right]; Z_4 = Z_3 \left[\frac{1+r_3}{1-r_3} \right] \quad (2.10)$$

Untuk mendapatkan impedansi akustik lapisan ke –n dari lapisan pertama, dapat dirumuskan sebagai berikut (Russell,1998):

$$Z_n = Z_1 \prod_{i=1}^{n-1} \left[\frac{1+r_i}{1-r_i} \right] \quad (2.11)$$

Kelemahan dari inversi rekursif diskrit ini adalah, terjadinya pembatasan pita (*band-limiting*) frekuensi yang menyebabkan hilangnya komponen frekuensi rendah dan frekuensi tinggi (Russell,1988).

2.3.2 Metode inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse Spike* menggunakan batasan ekstra yang dapat digunakan dalam estimasi *full bandwidth* reflektivitas. Metode inversi *Sparse Spike* mengasumsikan bahwa hanya nilai *spike* yang besar saja yang menandakan adanya perbedaan nilai impedansi akustik antar lapisan. Metode ini mencari *spike* yang besar dari seluruh *seismic trace*. *Spike* tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. Inversi *sparse spike* menggunakan parameter yang sama dengan inversi *model based*. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung berapa banyak *spike* yang akan dipisahkan dalam setiap *trace*. *Spike* yang baru lebih kecil daripada *spike* sebelumnya. (Hampson & Russell, 2006: 48).

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

2.3.3 Metode Inversi Berdasarkan Model (Model Based)

Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbarui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Semakin banyak iterasinya maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik riilnya semakin besar dan error semakin kecil. Hasil keluarannya berupa model yang sesuai dengan data masukan. Hubungan antara model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan metode Generalized Linear

Inversion (GLI). Jika terdapat sebuah data observasi geofisika, metode GLI akan menurunkan model geologi yang paling sesuai dengan data observasi. GLI menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian parameter model diperbaharui untuk menghasilkan keluaran dengan kesalahan sekecil mungkin. Metode ini membutuhkan suatu model impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari hasil perkalian antara data log kecepatan dengan data log densitas

$$IA = \rho \cdot v \quad (2.12)$$

dengan:

Z = Impedansi Akustik (m/s. g/cm)

ρ = densitas g/cm³

v = kecepatan (m/s)

Impedansi akustik tersebut kemudian diturunkan untuk memperoleh harga koefisien refleksinya dengan persamaan :

$$KR = \frac{P_2V_2 - P_1V_1}{P_2V_2 + P_1V_1} \quad (2.13)$$

sehingga dapat ditulis:

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (2.14)$$

dengan:

KR: koefisien refleksi bernilai -1 sampai +1

AI_1 : harga impedansi akustik pada lapisan ke 1

AI_2 r: harga impedansi akustik pada lapisan ke 2.

Harga koefisien refleksi ini dikonvolusikan dengan wavelet untuk mendapatkan seismogram sintetis yang sama dengan jejak seismik berdasarkan harga impedansi model dengan rumusan:

$$s(t) = w(t) * r(t) \quad (2.15)$$

dengan:

$s(t)$: seismogram sintetis

$w(t)$: wavelet

$r(t)$: deret koefisien refleksi.

Hasil seismogram sintetis ini dibandingkan dengan jejak seismik riil secara iteratif dengan mengubah-ubah parameter pada model awal untuk memperoleh korelasi yang bagus antar kedua data ini dengan tingkat kesalahan yang terkecil. Kelebihan metode inversi model based adalah hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat dan jelas karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), dan nilai impedansi akustik yang didapat rata-rata memiliki harga impedansi akustik yang kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas (top) dan batas bawah (bottom) suatu lapisan reservoir.

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanyalah mencerminkan suatu bidang batas antar lapisan batuan sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik adalah atribut dari suatu bidang batas lapisan batuan. Sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu

batuan. Impedansi akustik merupakan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan menjadi karakter suatu batuan (reservoir) seperti ketebalan, litologi, maupun fluida pengisi batuan (Tabah dan Hernowo, 2010:88-89).

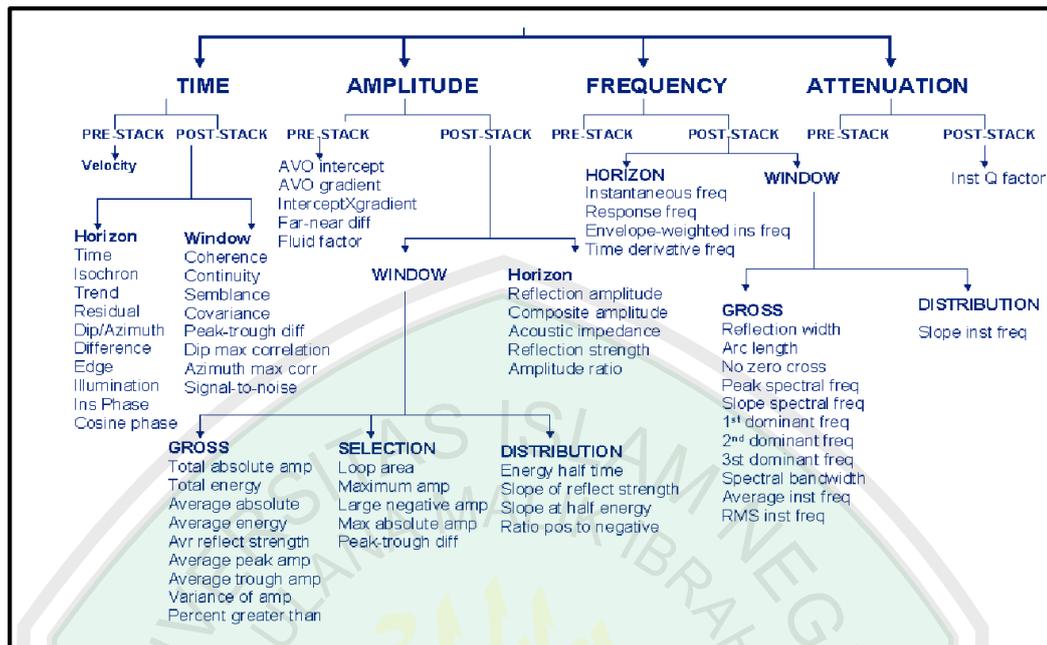
Tabel 2.1 Kelebihan dan Kekurangan Teknik Inversi

No.	Teknik Inversi	Kelebihan	Kekurangan
1.	Rekursif / Bandlimited	Merupakan metode paling sederhana dalam menghasilkan penampang <i>Acoustic Impedance (AI)</i>	<p>Sangat bergantung dengan penentuan <i>Acoustic Impedance (AI)</i> lapisan pertama. Jika tidak tepat, dapat terjadi penumpukan kesalahan.</p> <p>Proses inversi tidak menggunakan estimasi <i>wavelet</i>.</p> <p>Tidak ada kontrol geologi, sehingga data tetap <i>bandlimited</i>. Hal ini menjadikan metode ini sama dengan <i>forward modeling</i>.</p> <p>Data seismik yang mengandung <i>noise</i> akan terbawa dalam proses inversi</p> <p>Tidak mengandung frekuensi tinggi maupun rendah</p> <p>Kemampuan untuk memprediksikan <i>Acoustic Impedance (AI)</i> secara lateral tidak baik.</p>

2.	Model based	<p>Resolusi meningkat karena proses inversi dilakukan dengan data dari model, bukan seismik</p> <p>Baik digunakan untuk target yang memiliki reflektifitas rendah.</p>	<p>Sangat bergantung pada <i>wavelet</i> dan model awal</p> <p>Mebutuhkan banyak sumur untuk menghasilkan kualitas data yang lebih baik</p> <p>Kesalahan pada estimasi <i>wavelet</i> dan pembuatan model, akan terbawa pada hasil inversi</p> <p>Detail frekuensi tinggi pada hasil inversi dapat disebabkan oleh <i>initial model</i>, bukan dari data seismik.</p>
3.	Sparse spike	<p>Baik untuk diaplikasikan pada target yang memiliki <i>reflectivity</i> yang tinggi</p> <p>Dapat digunakan untuk estimasi reflektifitas <i>full-bandwidth</i></p> <p>Resolusi meningkat karena <i>bandwidth</i> meningkat.</p> <p>Tidak terlalu bergantung pada model awal.</p>	<p>Tidak dapat diaplikasikan pada reflektivitas yang rendah</p> <p>Dapat menghasilkan solusi <i>event</i> lebih sedikit dari <i>event geologi</i></p>

2.4 Atribut Seismik

Menurut Brown (2000) atribut seismik didefinisikan sebagai transformasi matematis dari data tras seismik. Namun ada pula pendapat bahwa atribut seismik didefinisikan sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat digunakan pada skala yang sama dengan data asli (Sukmono, 2001).



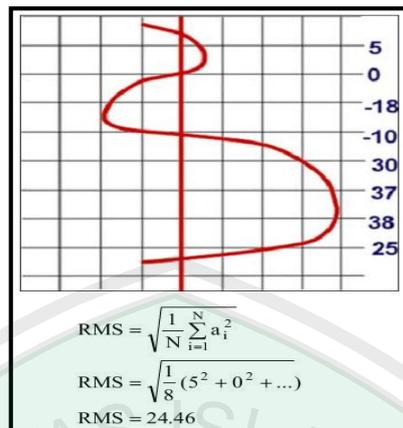
Gambar 2.13 Klasifikasi Atribut Seismik (Sukmono dan Abdullah, 2001:54)

2.4.1 Atribut Amplitudo Primer

Amplitudo merupakan atribut paling dasar dari *trace* seismik yang banyak digunakan untuk mengenali anomali amplitudo akibat hadirnya hidrokarbon. Kegunaan lainnya adalah untuk mengidentifikasi ketidakselarasan, efek tuning, perubahan stratigrafi sekuen. Beberapa contoh atribut yang masuk dalam kelompok atribut amplitudo primer adalah sebagai berikut: (Sukmono, 2001).

A. Amplitudo RMS

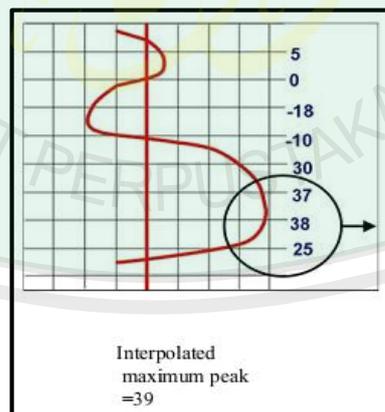
Atribut ini sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim, sebaliknya amplitudo rata-rata tidak terlalu sensitif.



Gambar 2.14 Amplitudo RMS (Sukmono dan Abdullah, 2001)

B. Amplitudo Puncak Maksimum

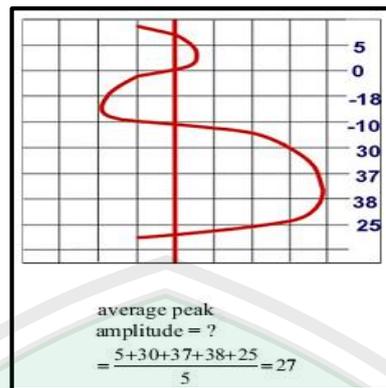
Pada perhitungan amplitudo puncak maksimum biasanya suatu kurva parabola akan dibuat melalui amplitudo positif maksimum dalam jendela analisis dan dua *sample* pada kedua sisinya. Kemudian nilai maksimum diinterpolasi dan keluar sebagai nilai atribut ini, jika jendela analisis terlalu lebar maka akan kehilangan arti geologinya.



Gambar 2.15 Amplitudo Puncak Maksimum (Sukmono dan Abdullah, 2001)

C. Amplitudo Puncak Rata-Rata

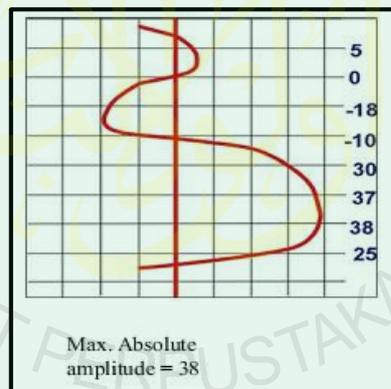
Untuk menghitung atribut ini pada setiap tras, semua nilai positif sepanjang jendela analisis dijumlahkan dan hasilnya dibagi dengan jumlah *sample* bernilai positif pada jendela tersebut.



Gambar 2.16 Amplitudo Puncak Rata-Rata (Sukmono dan Abdullah, 2001)

D. Amplitudo Absolut Maksimum

Nilai atribut ini didapatkan dengan cara menghitung nilai puncak dan palung dalam jendela analisis dan ditentukan puncak atau palung terbesar nilainya.



Gambar 2.17 Amplitudo Absolut Maksimum (Sukmono dan Abdullah, 2001)

2.5 Crossplot

Crossplot diperkenalkan secara visual dengan menampilkan hubungan antara dua atau tiga variabel (White, 1991). Ketika variabel yang tepat dari crossplot, maka satuan dan jenis batuan secara umum akan membentuk *cluster* bersama sebagai garis lurus dan memberikan interpretasi langsung (Chopra dan Marfurt, 2005:16).

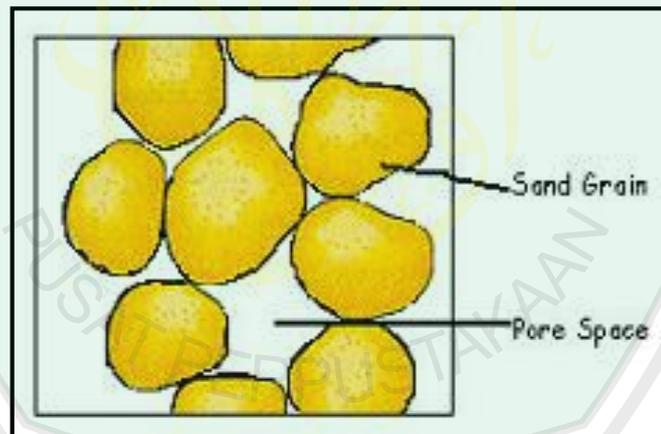
2.6 Sifat Fisis Batuan

2.6.1 Densitas

Densitas adalah massa per satuan volume. Besar kecilnya densitas suatu material dipengaruhi oleh beberapa faktor antara lain Komposisi mineral dan kimianya, Suhu, Tekanan, Porositas, Material yang mengisi ruang pori (Harsono, 1997:80).

2.6.2 Porositas

Porositas adalah rasio ruang kosong pada batuan dengan total volume batuan, dan mencerminkan kapasitas penyimpanan fluida reservoir. Porositas dinyatakan sebagai persentase di log.

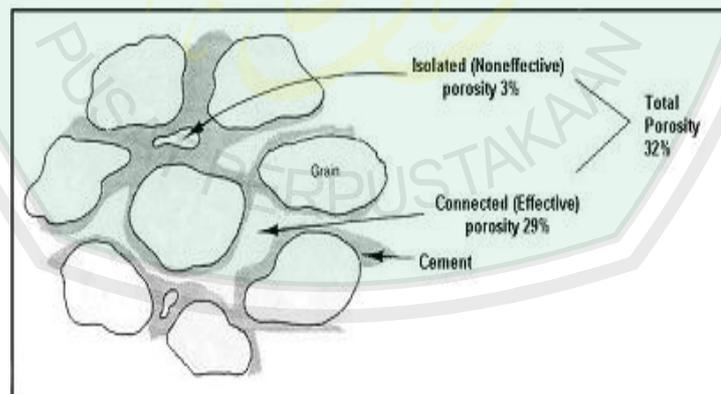


Gambar 2.18 Porositas batuan (Halliburton, 2001:28).

$$\text{Porosity } (\phi) = \frac{\text{Volume ruang kosong}}{\text{Volume total batuan}} \quad (2.16)$$

1. *Primary Porosity*, Jumlah ruang pori-pori hadir dalam sedimen pada saat pengendapan, atau terbentuk selama sedimentasi. Ini biasanya merupakan fungsi dari jumlah ruang antara butir pembentuk batuan.

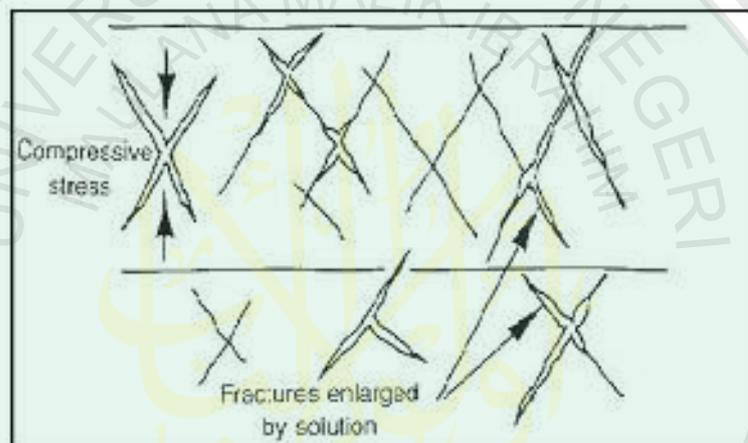
2. *Secondary Porosity*, hasil porositas seperti dari tanah pembubaran, rekristalisasi dan rekahan.
3. *Effective Porosity vs Total Porosity*, Porositas efektif adalah volume pori yang saling berhubungan yang tersedia bebas untuk fluida. Porositas total semua ruang kosong di batuan dan matriks apakah efektif atau tidak efektif.
4. *Maximum Porosity vs Realistic Porosity*. Porositas bisa mendekati sangat baik dalam *sand* yang dipadatkan, maksimum secara teoritis bisa mencapai 47,6%. Dalam batuan pasir, nilai ini biasanya jauh lebih rendah karena sementasi dan kompaksi/pemadatan. Dalam karbonat, itu adalah mungkin untuk melampaui porositas maksimum teoritis. Hal ini dapat dicapai jika karbonat sangat retak bersama dengan *vuggy* (Halliburton, 2001:28).



Gambar 2.19 Porositas total
(sumber: Halliburton, 2001:28).

5. *Fracture porosity*, hasil dari kehadiran bukaan yang dihasilkan oleh pemecahan atau pecahan batuan. Semua jenis batuan dipengaruhi oleh *fracturing* dan komposisi batuan akan menentukan seberapa rapuh

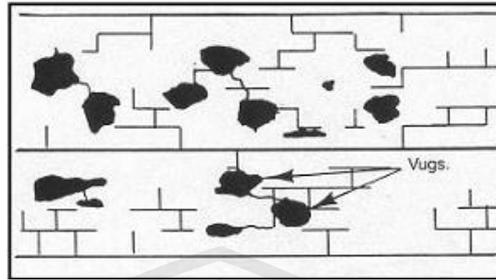
batuan dan berapa banyaknya *fracturing* yang akan terjadi. Dua tipe dasar *fractures* meliputi *fractures* tektonik terkait alam dan *fractures* hidrolik. Hidrolik *fracturing* adalah metode untuk mendorong produksi dengan menginduksi retakan dan rekahan dalam formasi dengan menginjeksi fluida ke dalam batuan reservoir pada tekanan yang melebihi kekuatan batuan. Rekahan hidrolik dapat meningkatkan porositas efektif dan permeabilitas formasi.



Gambar 2.20 *Fracture* batuan
(Sumber: Peters, tanpa tahun: 1-25).

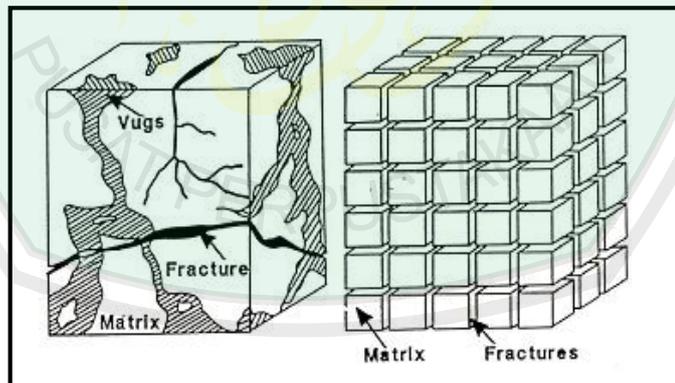
Vuggy adalah bentuk porositas sekunder akibat pelarutan bagian yang lebih mudah larut dari batuan atau solusi membesarnya pori-pori *fractures*.

Fractures reservoir alami disebabkan oleh kerapuhan yang gagal, biasanya karena faktor-faktor seperti (a) lipatan, (b) patahan, (c) tekanan fluida, (d) pelepasan tekanan lithostatic, (e) solusi tekanan, (f) dehidrasi, (g) pelapukan, (h) pendinginan dan (i) kawah. Pada dasarnya *fractures* alami dapat hadir dalam semua jenis batuan meskipun mereka sangat umum di karbonat.



Gambar 2.21 Porositas *Vuggy*
(Sumber: Peters, tanpa tahun:1-25).

Matriks batuan (antara *fracture*) biasanya memiliki porositas yang wajar dan permeabilitas yang sangat rendah. *Fracture* yang belum diisi dengan semen memiliki permeabilitas yang sangat tinggi, meskipun spasi mereka mungkin cukup luas. Namun, sistem *fracture* umumnya hanya sebagian kecil dari ruang pori-pori reservoir. Dengan demikian, matriks berisi sebagian besar volume pori-pori reservoir sedangkan *fracture* berisi sebagian besar kapasitas aliran reservoir (Peters, tanpa tahun).



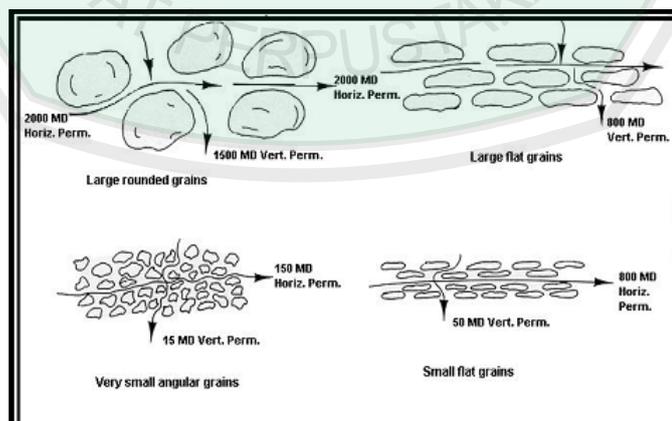
Gambar 2.22 *fracture reservoir*
(Peters, tanpa tahun: 1-29).

2.6.3 Permeabilitas

Permeabilitas adalah ukuran kemudahan formasi yang memungkinkan fluida mengalir melaluinya. Untuk menjadi permeabel, formasi harus memiliki porositas yang saling berhubungan. Contoh beberapa variasi dalam permeabilitas dan porositas:

Beberapa batupasir halus dapat memiliki sejumlah besar porositas saling berhubungan. Oleh karena itu, permeabilitas formasi *fine-grained* tersebut mungkin cukup rendah.

1. Serpih dan *clays* yang mengandung partikel sangat halus yang sering menunjukkan porositas yang sangat tinggi. Namun, karena pori-pori dalam formasi ini sangat kecil, sebagian besar serpih dan *clays* menunjukkan hampir tidak ada permeabilitas.
2. Beberapa batugamping mungkin berisi sedikit porositas, atau terisolasi rongga porositas yang tidak saling berhubungan. Jenis formasi akan menunjukkan sangat sedikit permeabilitas. Namun, jika formasi secara *fractures* alami (atau bahkan hidrolik fraktur), permeabilitas akan lebih tinggi karena pori-pori terisolasi saling berhubungan dengan *fractures* (Halliburton, 2001:36).
3. porositas tidak tergantung pada ukuran butir
4. permeabilitas tergantung pada ukuran butir



Gambar 2.23 Permeabilitas dan ukuran butir
(Sumber: Halliburton, 2001:36)

2.6.4 Reservoir hidrokarbon

Reservoar hidrokarbon umumnya terdiri dari batuan pasir, batuan gamping, dan dolomit. Batuan pasir dapat dipindahkan dan diendapkan oleh aliran air. Semakin deras aliran air maka semakin kasar butiran pasirnya, karena mekanisasi ini maka batuan pasir akan cenderung mempunyai porositas antar butiran yang seragam.

Batuan gamping diendapkan oleh gerakan air laut, sebagian merupakan endapan - endapan dari larutan, dan sebagian adalah timbunan dari jasad kerang organik. Ruang pori awal sering berubah oleh disolusi ulang lanjutan dari sejumlah zat padat, sehingga porositas batuan gamping cenderung menjadi kurang seragam dibandingkan dengan pasir. Porositas batuan gamping mengandung gerohong dan rekahan yang disebut porositas skunder yang bersisipan dengan porositas primer (Sukmono, 1999: 14).

Dolomit terbentuk ketika air yang kaya dengan mineral magnesium mengalir melalui batuan gamping menggantikan sejumlah kalsium dengan magnesium. Proses ini biasanya menyebabkan pengurangan volume batuan sehingga dolomitisasi adalah suatu mekanisme penting dalam menyediakan ruang pori untuk akumulasi hidrokarbon (Sukmono, 1999: 16)

2.6.5 Lempung (*clay*) dan serpih (*shale*)

Batupasir adalah batuan sedimen klastik terdiri dari partikel terutama pasir berukuran atau butiran diatur dalam matriks lumpur atau clay dan lebih atau kurang kuat disatukan oleh material Cementasi (umumnya silika, oksida besi, atau kalsium karbonat). Partikel pasir biasanya terdiri dari kuarsa, dan istilah "*sand*",

bila digunakan tanpa kualifikasi, menunjukkan batu yang mengandung sekitar 85-90% kuarsa.

Shale adalah jenis batuan sedimen detrital dibentuk oleh konsolidasi bahan halus-berbutir halus termasuk clay, lumpur, dan lumpur dan memiliki struktur berlapis atau bertingkat sejajar dengan *bed rock*. shales biasanya berpori dan mengandung hidrokarbon tetapi umumnya tidak menunjukkan permeabilitas. Oleh karena itu, mereka biasanya tidak membentuk reservoir tetapi membuat *cap rock* yang sangat baik. Jika *shale* yang rekah, itu akan memiliki potensi untuk menjadi reservoir (Halliburton, 2001 :18).

2.7 Data sumur (log)

2.7.1 Log gamma ray

Log GR adalah pengukuran radioaktivitas alami formasi. Dalam formasi sedimen, log biasanya mencerminkan isi serpih dari formasi karena unsur-unsur radioaktif cenderung berkonsentrasi di clays dan serpih. Formasi bersih biasanya memiliki tingkat yang sangat rendah radioaktivitas, kecuali kontaminasi radioaktif seperti vulkanik abu, *wash granite* atau air formasi berisi garam terlarut radioaktif. Sering digunakan untuk melengkapi log SP dan sebagai pengganti kurva SP di sumur bor dengan lumpur garam, udara atau berbasis lumpur minyak. Dalam setiap kasus, hal ini berguna untuk lokasi serpih dan lapisan non shale, dan yang paling penting, untuk korelasi secara umum (Peters, tanpa tahun:2-73).

2.7.2 Log densitas

Log ini mengukur besarnya densitas elektron (*bulk density*) suatu lapisan batuan yang ditembus mata bor. Apabila log densitas dikombinasikan dengan log

neutron, maka akan dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan fluida yang terdapat di dalam formasi. Log densitas dapat digunakan untuk mencari harga porositas densitas, tetapi sebelum menentukan porositas, harus diketahui terlebih dahulu densitas litologi dan densitas fluida yang terkandung dalam formasi. Untuk menentukan besarnya porositas dari log densitas digunakan rumus (Harsono, 1997:80).

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.17)$$

2.7.3 Log sonik

Sebuah alat sonik berguna untuk mengukur kecepatan suara atau sonik dalam suatu formasi. Prinsip kerjanya, transmiter memancarkan suatu *pressure pulse* dengan frekuensi tertentu dalam lumpur. Ada beberapa formula yang menghubungkan porositas dengan kecepatan dalam benda-benda berpori, namun formula tersebut memerlukan parameter elastisitas butiran media perambatan cairan dalam pori-pori dan batuan berpori. Hubungan antara porositas dan kecepatan dinyatakan dalam formula empiris yaitu formula Wyllie dan Raymer-Hunt-Gardner (Harsono, 1997:74).

$$\Delta T_{log} = \Phi * \Delta T_{fluida} + (1 - \Phi) * \Delta T_{ma} \quad (2.18)$$

Dari persamaan di atas, maka porositas sonik dapat dihitung dengan rumus dimana (Harsono, 1997:74):

$$\Phi_{sonik} = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_{fluida} - \Delta T_{ma}} \quad (2.19)$$

Dimana :

ΔT_{\log} = Persamaan waktu rata – rata

Φ_{sonik} = Porositas sonik

ΔT_{ma} = waktu tempuh gelombang pada matrik batuan

ΔT_{fluida} = waktu tempuh gelombang pada fluida

2.7.4 Log porositas

Teknik logging konvensional untuk mengukur porositas adalah *Density*, *Neutron* dan log *Sonic*. Semua log ini memberikan indikasi porositas total (Peters, tanpa tahun: 32).

2.8 Integrasi Al-Qur'an dalam Kajian Seismik Eksplorasi

Integrasi al-qur'an dalam memahami metode seismik eksplorasi terdapat dalam surat Ar-Rahmaan ayat 33 Allah Swt berfirman:

يَمَعَشَرَ الْجِنِّ وَالْإِنسِ إِنَّ اسْتَطَعْتُمْ أَنْ تَنْفُذُوا مِنْ أَفْطَارِ السَّمَوَاتِ وَالْأَرْضِ فَانْفُذُوا لَا تَنْفُذُونَ إِلَّا بِسُلْطَانٍ ﴿٣٣﴾

‘‘Hai jama'ah jin dan manusia, jika kamu sanggup menembus (melintasi) penjuru langit dan bumi, Maka lintasilah, kamu tidak dapat menembusnya kecuali dengan kekuatan’’ (Q.S. Ar-Rahmaan [55]: 33).

Dari ayat di atas dapat dipahami bahwa Allah Swt telah mempersilahkan kepada makhluknya untuk melakukan eksplorasi terhadap langit dan bumi dalam mengetahui segala hal yang ingin diketahui dan dimanfaatkan, ayat di atas memberi pengecualian yaitu dengan ‘‘kekuatan’’, kekuatan yang dimaksud adalah kekuatan dari tubuh dan dari pikiran yang berupa ilmu pengetahuan. Sebagai hamba Allah SWT yang memiliki ilmu pengetahuan dan teknologi dalam

geofisika hendaknya manusia terus berupaya untuk menemukan segala sesuatu yang terdapat di bumi baik berupa sumber daya alam yang bermanfaat baik berupa minyak dan gas bumi (hidrokarbon), batubara, emas, atau juga sebagai mitigasi bencana alam yang terjadi dengan berusaha mengetahui gejala-gejala yang terjadinya sebelumnya (Muchtar, 2015: 23).

Sejalan dengan penjelasan di atas, dalam surat Yunus ayat 101 Allah Swt berfirman:

قُلْ أَنْظَرُوا مَاذَا فِي السَّمَوَاتِ وَالْأَرْضِ وَمَا تُغْنِي الْآيَاتُ وَالنُّذُرُ عَنْ قَوْمٍ لَا يُؤْمِنُونَ ﴿١٠١﴾

“Perhatikanlah apa yang ada di langit dan di bumi. Tidaklah bermanfaat tanda kekuasaan Allah dan rasul-rasul yang memberi peringatan bagi orang-orang yang tidak beriman” (QS Yunus : 101).

Dalam ayat ini Allah Swt menjelaskan perintah kepada manusia sebagai *khilafah* di bumi untuk memanfaatkan sumber daya alam yang ada di bumi demi keberlangsungan hidup bersama. Allah Swt menyuruh kaum Rasulullah Nabi Muhammad Saw untuk memperhatikan dengan mata kepala mereka dan dengan akal budi mereka segala yang ada di langit dan di bumi, manusia diperintahkan agar merenungkan keajaiban langit yang penuh dengan bintang-bintang, matahari dan

bulan, pergantian malam dan siang, air hujan yang turun ke bumi, memberi manfaat yang berlimpah kepada manusia (Deniswara, 2013).

Pemanfaatan sumber daya alam berupa mineral yang berlimpah di dalam bumi seperti minyak dan gas bumi perlu dimanfaatkan dan diolah sebaik mungkin

demi keberlangsungan hidup, dengan memanfaatkan akal dan fikiran yang dimiliki manusia dan dengan didukung oleh kemajuan ilmu pengetahuan yang sudah dikembangkan adalah cara mensyukuri nikmat yang telah Allah berikan.

Salah satu upaya dalam memanfaatkan sumber daya alam yang berlimpah di bumi adalah dengan survei geofisika menggunakan metode seismik, dengan menggunakan prinsip kerja gelombang untuk identifikasi keadaan bawah permukaan bumi. Allah Swt berfirman dalam Q.S Shaad ayat 36:

فَسَخَّرْنَا لَهُ الرِّيحَ تَجْرِي بِأَمْرِهِ رُخَاءً حَيْثُ أَصَابَ ﴿٣٦﴾

“Kemudian kami tundukkan kepadanya angin yang berhembus dengan baik menurut ke mana saja yang dikehendakinya” (QS Shaad: 36)

Dalam ayat ini Allah Swt menjelaskan beberapa nikmat yang diberikan kepada Nabi Sulaiman, sebagai jawaban dari pada doanya. Allah SWT menganugerahkan kepada Sulaiman kekuasaan menundukkan “angin”, angin yang dimaksud adalah suatu bentuk penjalaran gelombang yang mampu memancarkan gelombang radio atau elektromagnetik ke segala penjuru dunia. Konsep penjalaran gelombang juga dijelaskan dalam Q.S Al-Hijr ayat 83, Allah Swt berfirman:

فَأَخَذَتْهُمُ الصَّيْحَةُ مُصْبِحِينَ ﴿٨٣﴾

“Maka mereka dibinasakan oleh suara keras yang mengguntur diwaktu pagi” (Q.S Al-Hijr: 83).

Ayat ini menjelaskan prinsip penjalaran gelombang bunyi yang sangat keras sehingga dapat menembus segala media, prinsip penjalaran gelombang bunyi inilah

yang digunakan dalam metode seismik, dimana gelombang dipancarkan dari suatu sumber kemudian merambat ke media batuan bawah permukaan tanah kemudian dipantulkan kembali menuju permukaan dan akhirnya ditangkap oleh serangkaian *geophone* atau *hydrophone* yang berfungsi sebagai *receiver* gelombang atau alat perekam gelombang.



BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

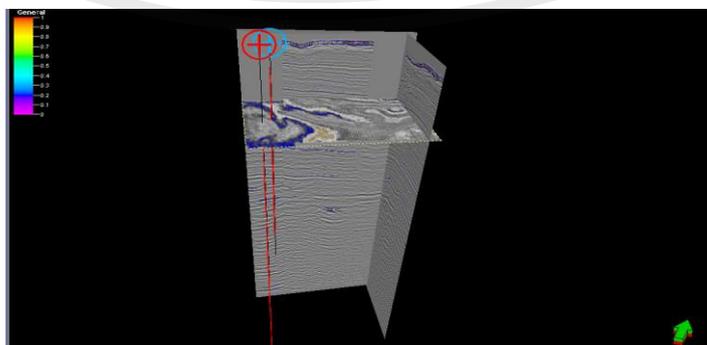
Penelitian ini dilaksanakan mulai tanggal 30 Mei 2015 sampai selesai, Pengolahan data bertempat di Laboratorium Geofisika Jurusan Fisika Fakultas Sains dan Teknologi Universitas Islam Negeri (UIN) Maulana Malik Ibrahim Malang. Daerah penelitian terletak disubbasin Sable, di sebelah Utara Pulau Sable, Nova Scotia, Kanada.

3.2 Data Penelitian

Data penelitian yang dipakai terdiri dari data utama dan data pendukung yang diantaranya:

3.2.1 Data Seismik 3D

Data seismik yang di gunakan dalam penelitian ini adalah *post-stack time migration* (PSTM) dengan jumlah *Inline* 600 (1000-1600), jumlah *Xline* 481 (1000-1481) Hal ini ditentukan berdasarkan koefisien refleksi pada batasan antar lapisan dalam data sumur.



Gambar 3.1 Tampilan data seismik 3D dan sumur

3.2.2 Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan dua data sumur yaitu BE dan LE dimana masing-masing sumur memiliki data log yang akan di gunakan yaitu log *P-wave velocity*, *Gamma ray*, *Density*, *Resistivity*, *Neutron porosity*, *P Impedance* dan *Caliper*.

3.2.3 Data Geologi

Data geologi yang digunakan meliputi informasi geologi regional, stratigrafi, geologi struktur, dan *petroleum system* dari daerah penelitian.

3.2.4 Data check shot

Data *check shot* digunakan untuk pengikatan data seismik dan sumur (*well seismic tie*) sebagai konversi *time to depth*.

3.2.5 Data marker

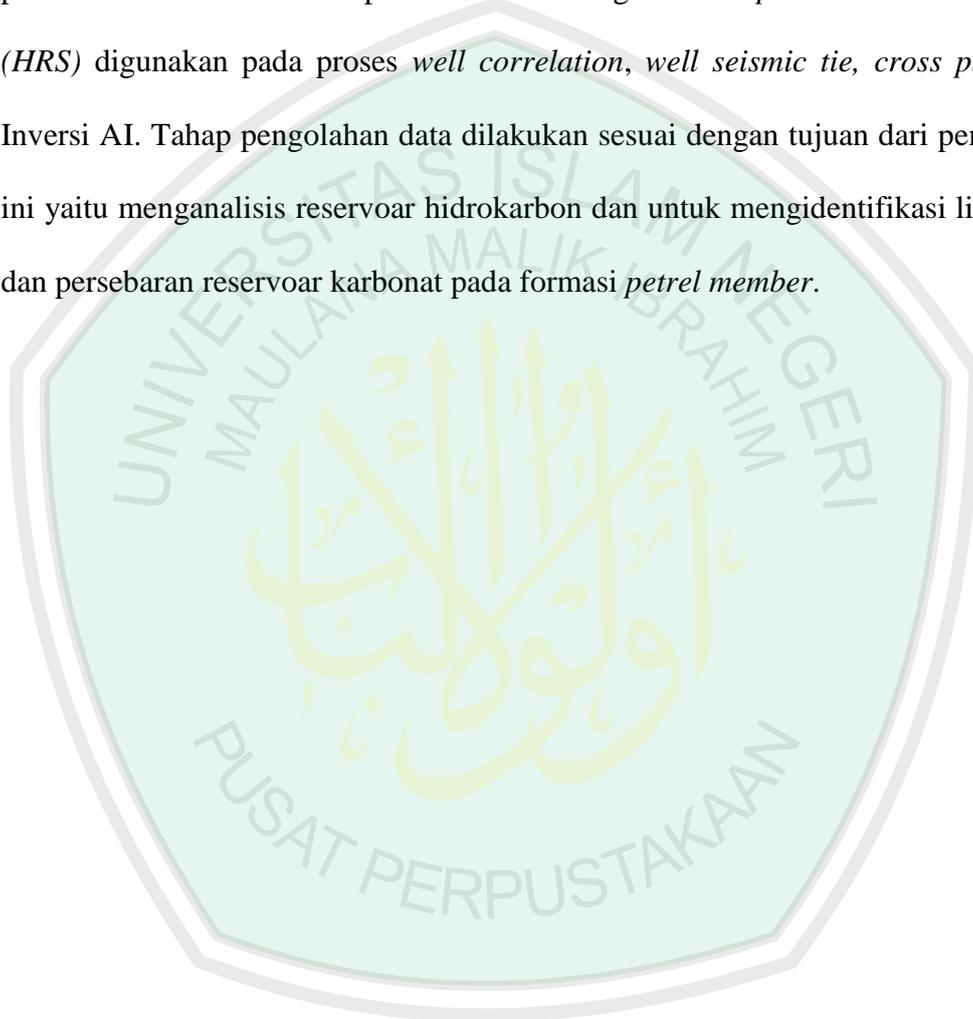
Data marker memberikan informasi batasan antar litologi pada formasi batuan. Marker yang digunakan dalam penelitian ini adalah marker sumur BE dan marker sumur LE.

3.3 Peralatan Penelitian

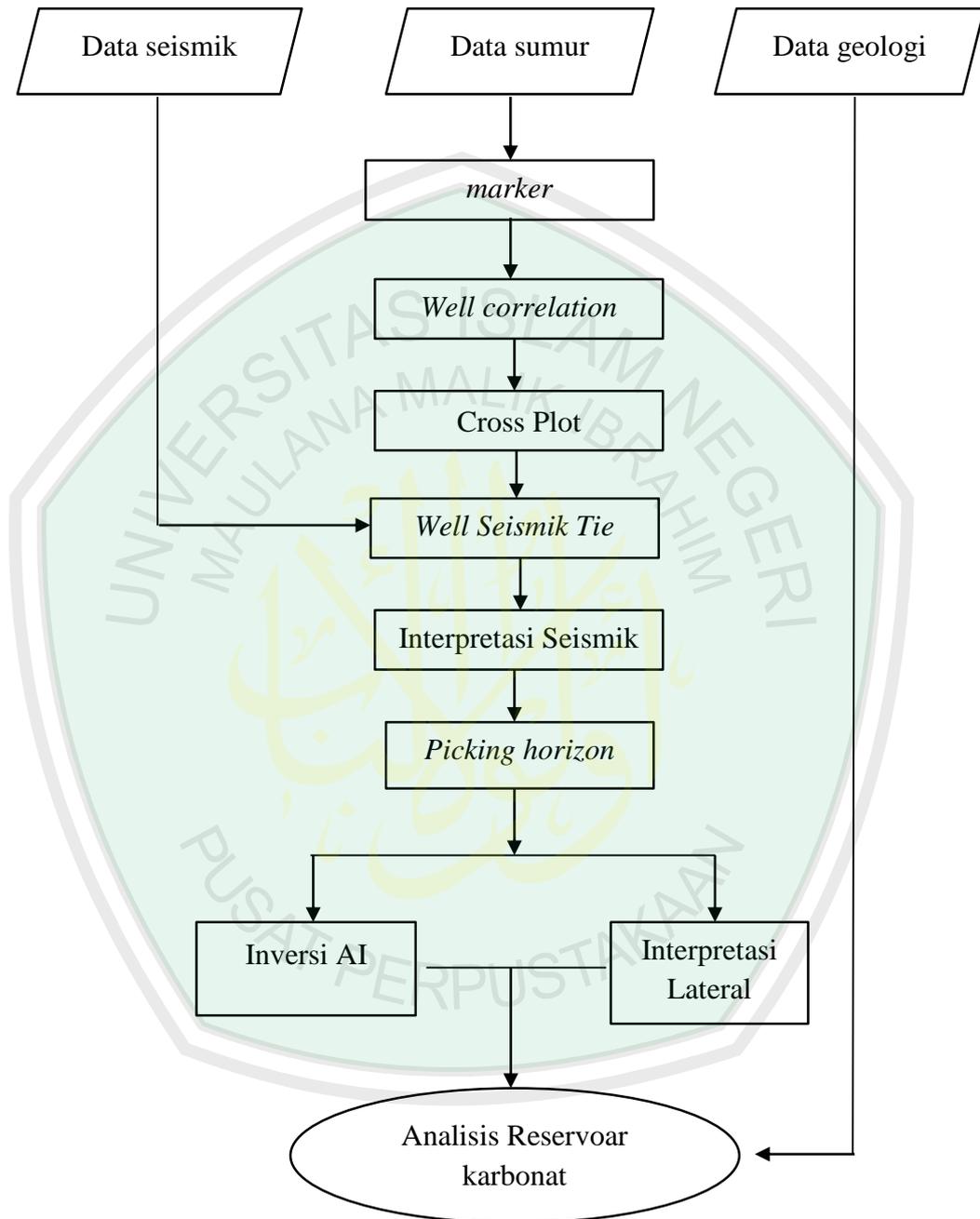
Alat bantu yang digunakan dalam penelitian ini, berupa perangkat keras komputer *core i7* dengan RAM 4 GB dan *processor 2.8 Ghz*, untuk membantu dalam analisis dan perhitungan-perhitungan matematis guna mendapatkan hasil yang baik. Perangkat lunak berupa *software* yaitu *Petrel* versi 2008 dan *Hampson Russell Software (HRS)*.

3.4 Tahap Pengolahan Data

Pengolahan data dalam penelitian ini menggunakan *software Petrel 2008* yaitu pada proses *loading well*, *input data marker* dan interpretasi seismik sampai pembuatan model bawah permukaan. Sedangkan *Hampson Russell Software (HRS)* digunakan pada proses *well correlation*, *well seismic tie*, *cross plot* dan Inversi AI. Tahap pengolahan data dilakukan sesuai dengan tujuan dari penelitian ini yaitu menganalisis reservoir hidrokarbon dan untuk mengidentifikasi lithologi dan persebaran reservoir karbonat pada formasi *petrel member*.



Tahapan-tahapan yang dilakukan dalam penelitian ini antara lain sebagai berikut:



Gambar 3.2 Diagram Prosesing data

3.4.1 Input data Marker

Bertujuan untuk memberikan tanda batasan suatu formasi pada sumur pengeboran dan mempermudah untuk proses interpretasi zona target.

3.4.2 Cross Plot

Bertujuan untuk memisahkan antara zona permeable dan non permeable yang diindikasikan berisi karbonat. Analisis yang dilakukan adalah nilai gamma ray yang tinggi mengindikasikan zona non permeable dan gamma ray yang rendah mengindikasikan zona permeable.

3.4.3 Well Correlation

Korelasi sumur merupakan tahapan dimana ditentukan *marker* untuk melihat batas atas dan batas bawah reservoir dari masing-masing sumur. Dengan demikian diketahui korelasi dari ketebalan masing-masing sumur. Log yang digunakan untuk korelasi adalah log *gamma ray*, *Neutron Porosity* dan *Density* pada masing-masing sumur. Secara kualitatif log *gamma ray* dapat menjadi indikator zona permeabel dan impermeabel. Nilai *gamma ray* rendah menunjukkan lapisan permeabel dan sebaliknya. Sedangkan log *Neutron porosity* dan *Density* untuk mengetahui jenis lithologi batuan pada daerah penelitian.

3.4.4 Well Seismic Tie

Proses *well seismic tie* dilakukan untuk memadukan data sumur yang berada pada domain kedalaman (d) dengan data seismik yang berada pada domain waktu (t). Karena yang dirubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan pembuatan seismogram sintetik pada masing-masing sumur.

3.4.5 Interpretasi Seismik

3.4.5.1 *Picking horizon*

Picking horizon merupakan tahapan dalam interpretasi seismik dimana dilakukan penentuan garis secara horizontal pada *reflector* yang *interest* atau yang terlihat jelas dalam penampang seismik, tujuan dari *picking horizon* ini adalah untuk membuat model geologi dan untuk tahap selanjutnya, akan dipakai dalam pembuatan peta sebaran anomali. Penelusuran horison seismik ini kearah lateral berarti memberikan nilai-nilai waktu datang gelombang disetiap *shot point* lintasan seismik.

Pada tahap *picking horizon* penampang *reflector* inline dan *crossline* harus benar-benar tepat atau selaras. Karena jika tidak selaras penampang yang dihasilkan akan jelek. Dan tak lupa sebelum melakukan *picking horizon* kita harus melakukan *Well Seismic Tie* agar informasi data sumur dan data seismik terbukti kebenarannya. Pada penelitian ini dilakukan penelusuran horison diseluruh *inline* dan *crossline* pada formasi *petrel member*.

3.4.6 Inversi Acoustic Impedance (AI)

Inversi seismik adalah teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya. Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi adalah model impedansi di antaranya berupa AI dan EI yang merupakan parameter dari suatu lapisan batuan. Inversi AI digunakan jika data seismik yang dipakai adalah data *post-stack*, sedangkan Inversi EI digunakan apabila data yang dipakai adalah data *pre-stack*. bukan merupakan parameter batas lapisan seperti RC. Oleh karena itu, hasil

seismik inversi lebih mudah untuk dipahami dan lebih mudah untuk diinterpretasi. Apabila korelasi antara hasil inversi dan data sumur cukup baik, maka hasil inversi dapat digunakan untuk memetakan parameter data sumur tersebut pada data seismik.

3.4.7 Atribut RMS Amplitudo

Atribut RMS Amplitudo digunakan untuk menentukan sebaran reservoir karbonat secara lateral. Karena sifatnya yang sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim, sehingga persebaran lithologi akan terlihat jelas.

3.4.8 Analisa Reservoir Karbonat

Reservoir adalah batu berpori dan permeabel, yang memiliki kapasitas penyimpanan yang baik dan kemampuan untuk memungkinkan cairan mengalir melalui itu. Analisa reservoir karbonat adalah sebuah proses akhir dalam interpretasi dalam penelitian ini yang didalamnya membahas prinsip metode inversi model based dan sparse spike dalam menentukan sebaran reservoir karbonat pada formasi *petrel member*.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Tinjauan Geologi

Lapangan penobscot merupakan sebuah cekungan terletak di sebelah Tenggara Propinsi Nova Scotia, Kanada. Lapangan minyak ini terbentuk pada pertengahan triasik sampai awal jurasik. Pada era pertengahan triasik sampai akhir triasik lempeng tektonik amerika utara bergeser ke arah afrika utara, Nova scotia terletak pada wilayah sub-ekuator dan menyebabkan cuaca kering. Pergeseran berlanjut sampai era triasik akhir ketika topografi telah terpecah, dan air laut mengisi cekungan, dengan endapan pada formasi Eurydice yang terdiri dari siliklastik dan endapan karbonat. Selama triasik akhir terjadi retakan sehingga menyebabkan dua graben sepanjang cekungan Scotia. Hingga pada awal jurasik, amerika utara dan benua afrika terpecah hingga membentuk suatu cekungan.

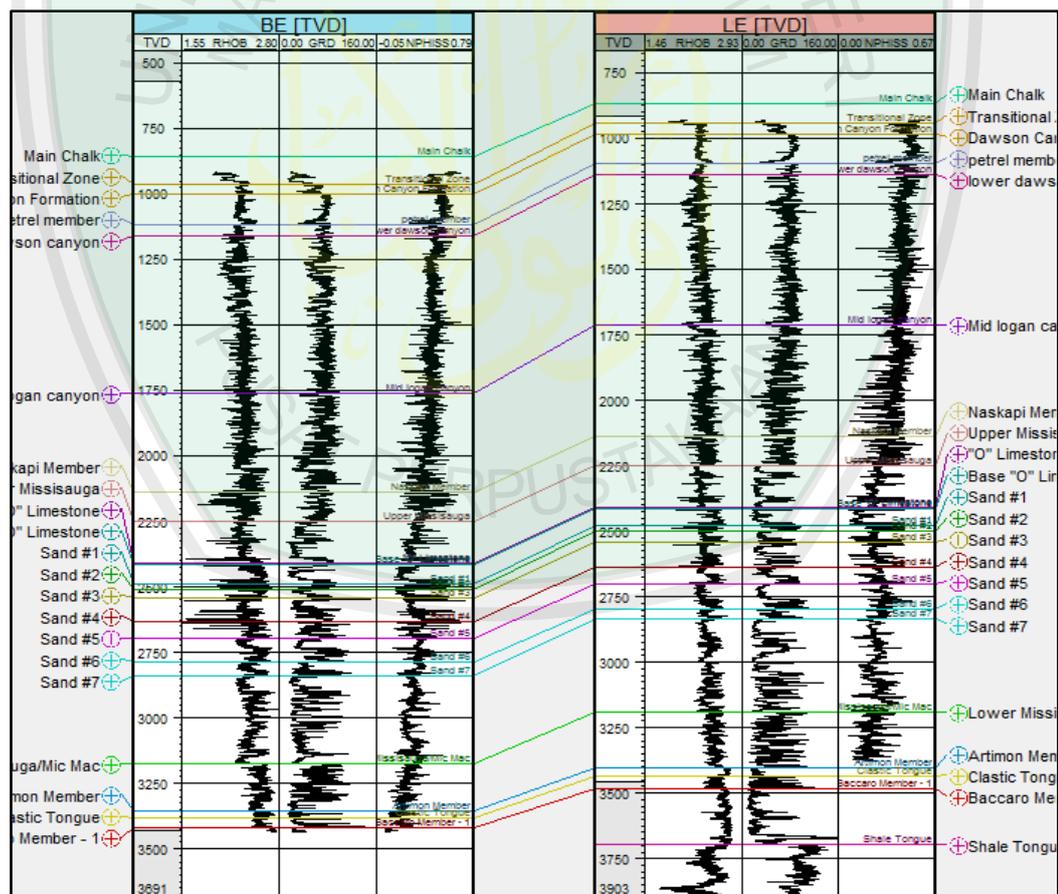
Lapangan minyak Penobscot mempunyai luas 86.62 km², dengan jumlah *inline* 600 (1000 – 1600) dan *crossline* 481 (1000 – 1481). Target penelitian difokuskan pada *formasi petrel member*. Pada penelitian ini dilakukan analisa inversi seismik *model based* dan *sparse spike* dari data seismik 3D *Post Stack Time Migration (PSTM)* untuk identifikasi sebaran reservoir karbonat dengan dikontrol dua data sumur LE dan BE yang semuanya terletak pada lapangan minyak penobscot.

4.2 Analisis Data Sumur

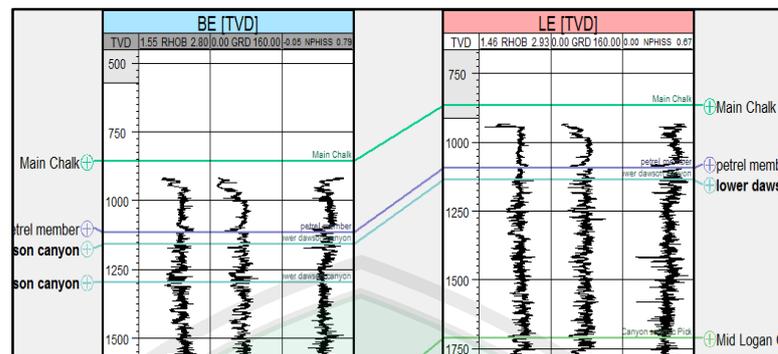
Data sumur merupakan suatu data pendukung yang sangat penting dalam proses interpretasi. Karena fungsinya adalah sebagai pengontrol data seismik,

yang mana dengan kita melihat data yang terbaca pada masing-masing log kita akan mengetahui lithologi yang ada dibawah permukaan secara vertikal. Dengan tidak adanya data sumur, sebuah interpretasi inversi seismik kurang layak untuk dilanjutkan, karena zona target biasanya zona permeable dan berpotensi menjadi reservoir hidrokarbon selalu mengacu dari data sumur karena informasinya yang valid..

Tahap pertama yang dilakukan adalah mengkorelasi data sumur dengan acuan data marker masing-masing sumur. Sehingga hasil korelasi tersebut dapat menggambarkan penyebaran lithologi secara lateral.



Gambar 4.1 Well Correlation BE and LE

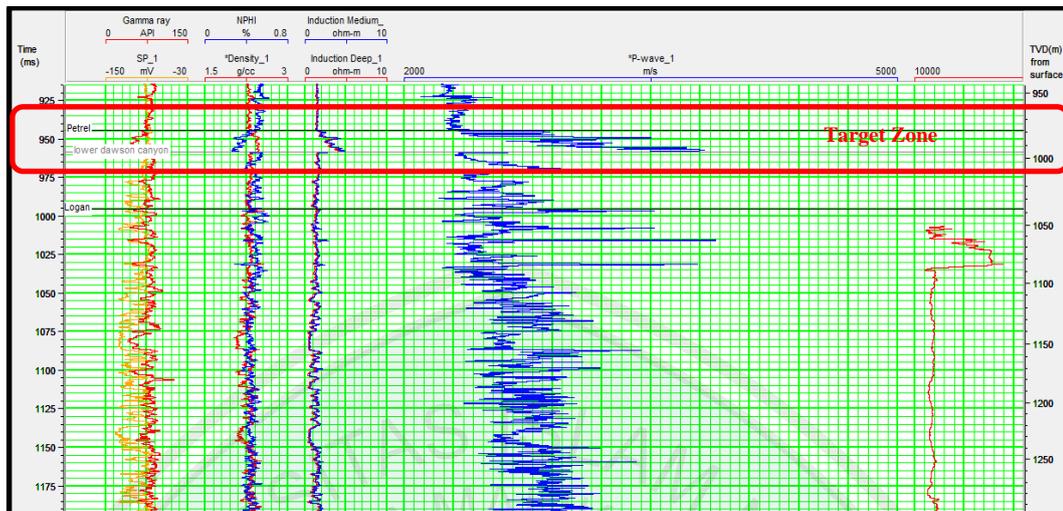


Gambar 4.2 Target zone on well BE and LE

Berdasarkan penampang hasil korelasi sumur (gambar 4.1) dan data stratigrafi Paparan Scotia, dapat terlihat batas-batas lithologi dan paket pengendapan berdasarkan hasil pembacaan log *Density*, *Gamma ray*, dan *Neutron Porosity*. Penelitian difokuskan pada marker petrel member dan lower dawson canyon (Gambar 4.2). Pada daerah penelitian terlihat adanya nilai *Gamma ray* yang rendah, *Density* yang tinggi dan *Neutron porosity* tinggi yang mengindikasikan adanya reservoir karbonat pada daerah penelitian. apabila disesuaikan dengan data stratigrafi Paparan Scotia (Gambar 2.3) terdapat pola pengendapan *onlap* yang didominasi perlapisan antara *carbonate-shale*. Pola pengendapan *onlap* menunjukkan bahwa telah terjadi kenaikan muka air laut di daerah ini pada era Cretaceous akhir.

4.2.1 Sumur LE

Sumur LE merupakan sumur vertikal yang terletak pada inline 1284 dan xline 1046. Sumur ini dibor pada tahun 1976, data log sumur (gambar 4.2) yang digunakan untuk analisa sifat-sifat batuan dalam penelitian ini yaitu: *Caliper*, *Gamma ray*, *SP*, *Sonic*, *Density*, *Induction log (LLS dan MSF)*, dan *Neutron porosity*.

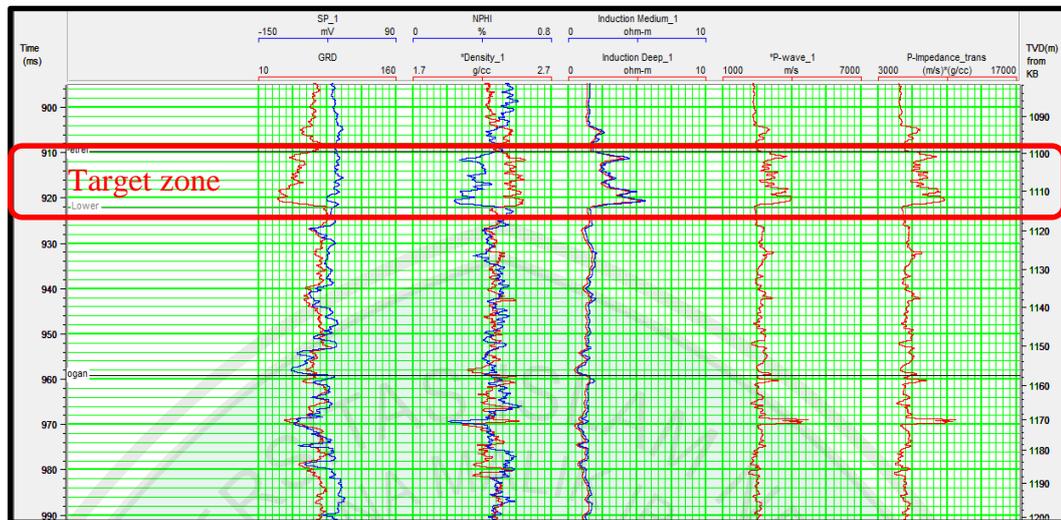


Gambar 4.3 Log data on well LE

Berdasarkan analisa data log diatas, dengan kotak berwarna merah adalah zona target yang berdasarkan informasi stratigrafi Kanada berupa formasi batuan karbonat. Zona permeabel (*carbonate*) terletak pada nilai *Gamma ray* yang rendah, Densitas tinggi dan resistivitas tinggi. Sedangkan zona non permeable atau (*shale*) ditandai dengan nilai *Gamma ray* tinggi, Densitas tinggi dan resistivitas rendah. Pada tampilan data sumur diatas juga terdapat *cross over* di *petrel member* antara log *Neutron porosity* dan log *Density* yang mengindikasikan adanya hidrokarbon.

4.2.2 Sumur BE

Sumur BE merupakan sumur vertikal yang terletak pada inline 1316 dan xline 1071. Sumur ini dibor pada tahun 1977, data log sumur (gambar 4.4) yang digunakan untuk analisa sifat-sifat batuan dalam penelitian ini yaitu: *Caliper*, *Gamma ray*, *SP*, *Sonic*, *Density*, *Induction log (LLS dan MSF)*, dan *Neutron porosity*.



Gambar 4.4 Log data on well BE

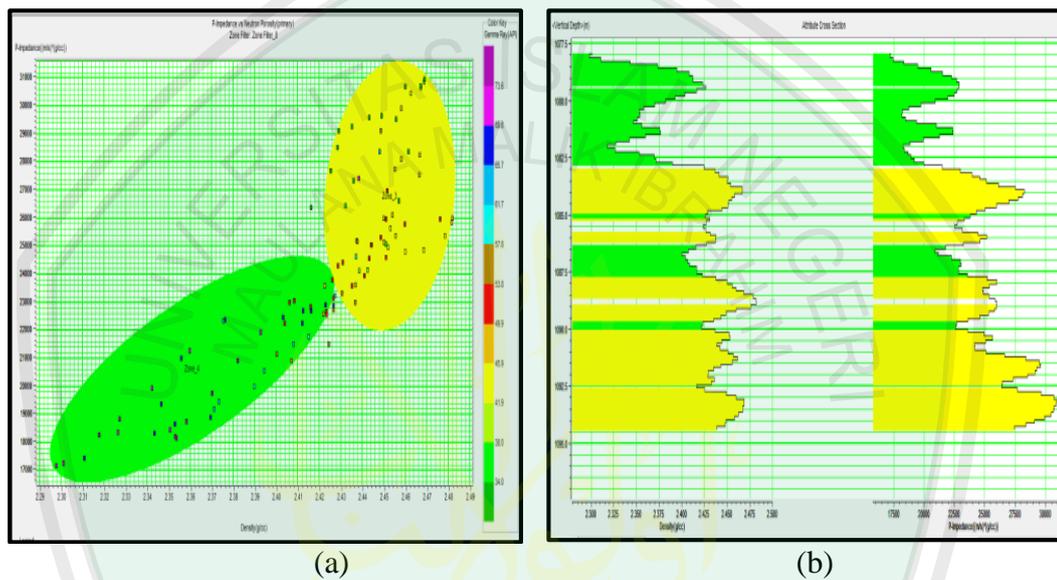
Berdasarkan analisa data log diatas, dengan kotak berwarna merah sebagai zona target yang berdasarkan informasi stratigrafi Kanada berupa formasi batuan karbonat. Zona permeabel (*carbonate*) terletak pada nilai *Gamma ray* yang rendah, densitas tinggi dan resistivitas tinggi. Sedangkan zona non permeable atau (*shale*) ditandai dengan nilai *gamma ray* tinggi, densitas tinggi dan resistivitas rendah.

4.3 Analisis Cross plot

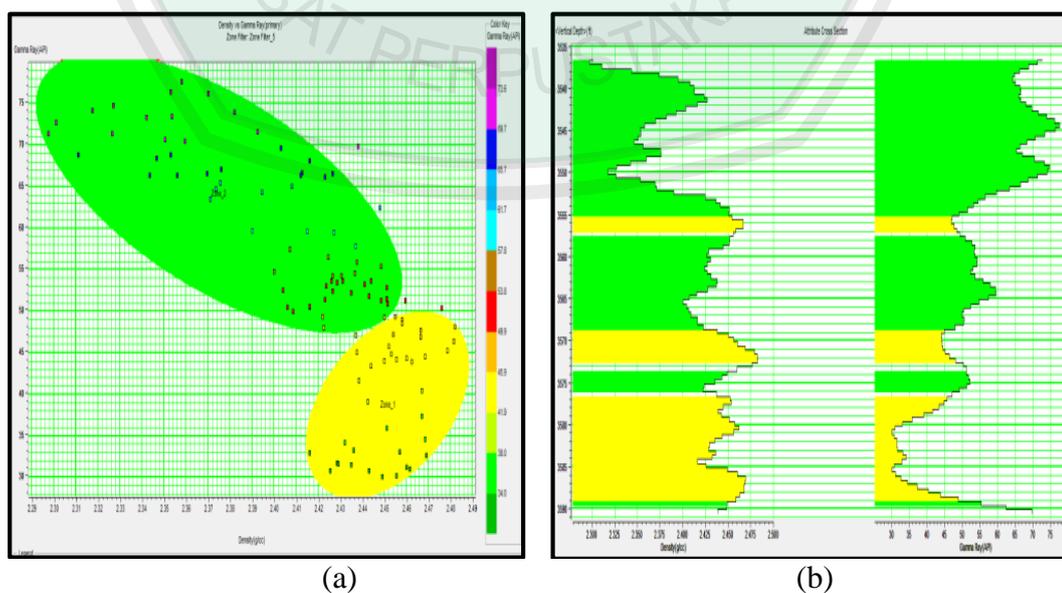
Tujuan dari dilakukannya analisa cross plot adalah untuk mengetahui batas lithologi *Carbonate* dan *shale* dari zona target. Pada penelitian ini, cross plot lebih difokuskan pada zona target marker *petrel member*, karena pada analisa dari kedua data sumur LE dan BE terdapat *cross over* antara log *Neutron porosity* dan log *Density*.

4.3.1 Cross plot sumur LE

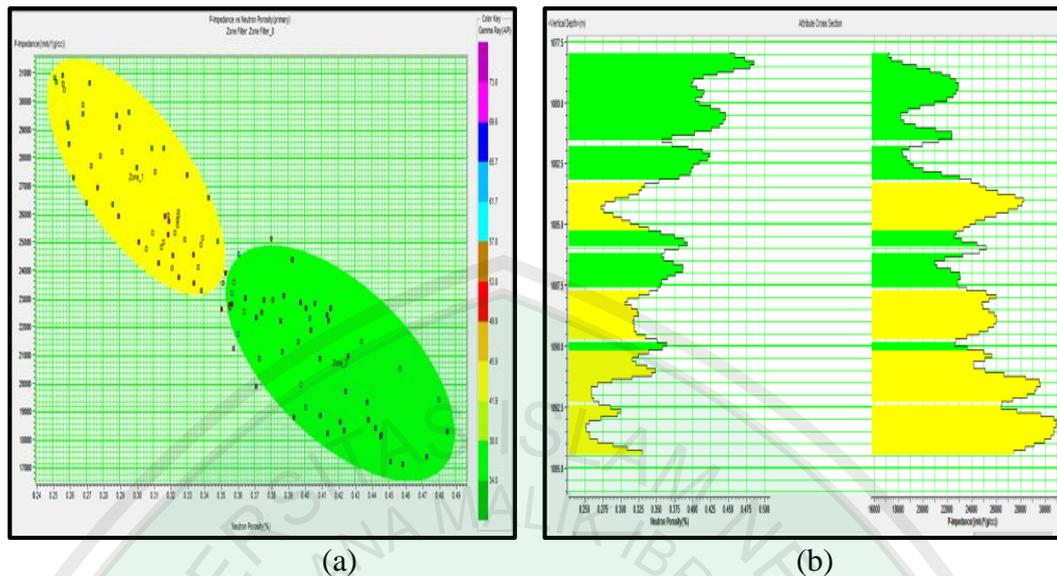
Cross plot yang digunakan pada sumur LE dalam penelitian ini antara lain *Density vs P-impedance*, *Density vs Gamma ray* dan *P-impedance vs Neutron porosity*. Log *P-Impedance* merupakan log impedansi akustik yang diperoleh dari perkalian antara densitas (ρ) log *Density* dan kecepatan (v) log *Sonic*.



Gambar 4.5 (a) Cross plot (b) Cross section Density vs P-impedance well LE



Gambar 4.6 (a) Cross plot (b) Cross section Density vs Gamma ray well LE

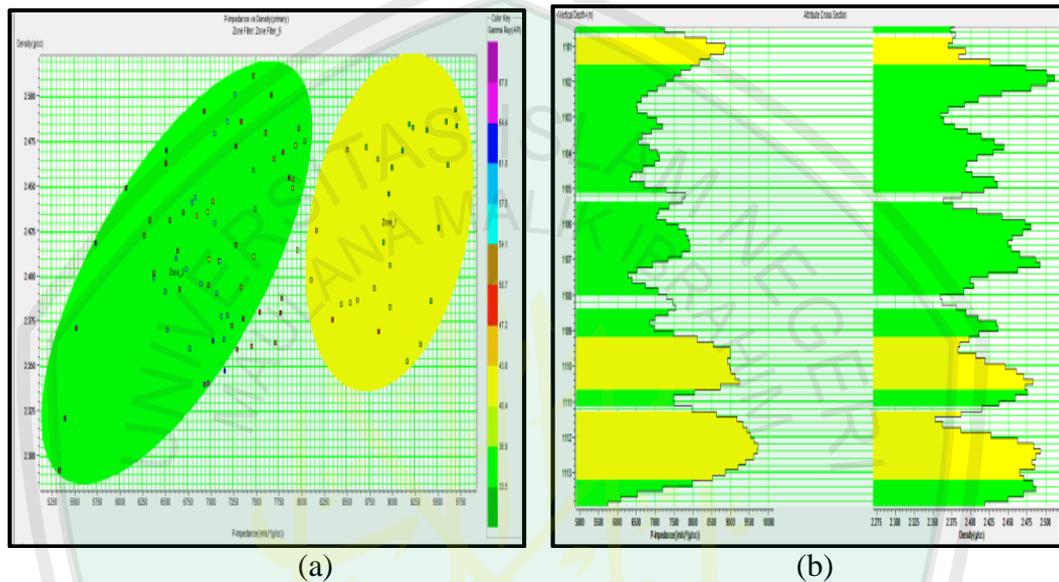


(a) Cross plot (b) Cross section P-impedance vs Neutron porosity well LE

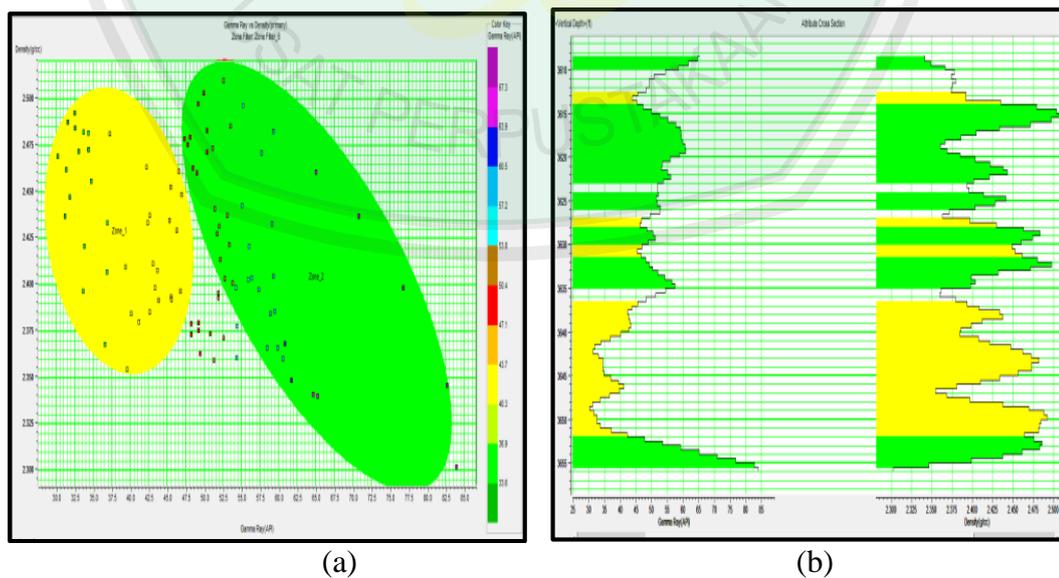
Analisa cross plot ini dilakukan pada *start measured depth* dan *end measured depth* yaitu 1078 sampai 1094 meter sebagai batas atas dan batas bawah dilakukannya cross plot. Berdasarkan analisa crossplot *Density vs P-impedance* (Gambar 4.5) menunjukkan, nilai lithologi karbonat berada pada densitas 2,426 - 2,482 g/cc dan impedansi akustik 23.000 - 31.000 (m/s)*(gr/cc). Sedangkan lithologi non karbonat berada pada nilai densitas 2,297 - 2,426 g/cc dan impedansi akustik 17.000 - 23.000 (m/s)*(gr/cc). Analisa cross plot yang selanjutnya adalah *P-impedance vs Neutron porosity* (Gambar 4.7) menunjukkan pola tegak lurus antara nilai *P-impedance* dengan *Neutron porosity*. Semakin besar nilai *P-impedance*, maka *Neutron porosity* semakin kecil. Zona permeable ditunjukkan dengan nilai porositas batuan 0,26 - 0,37 %.

4.3.2 Cross plot sumur BE

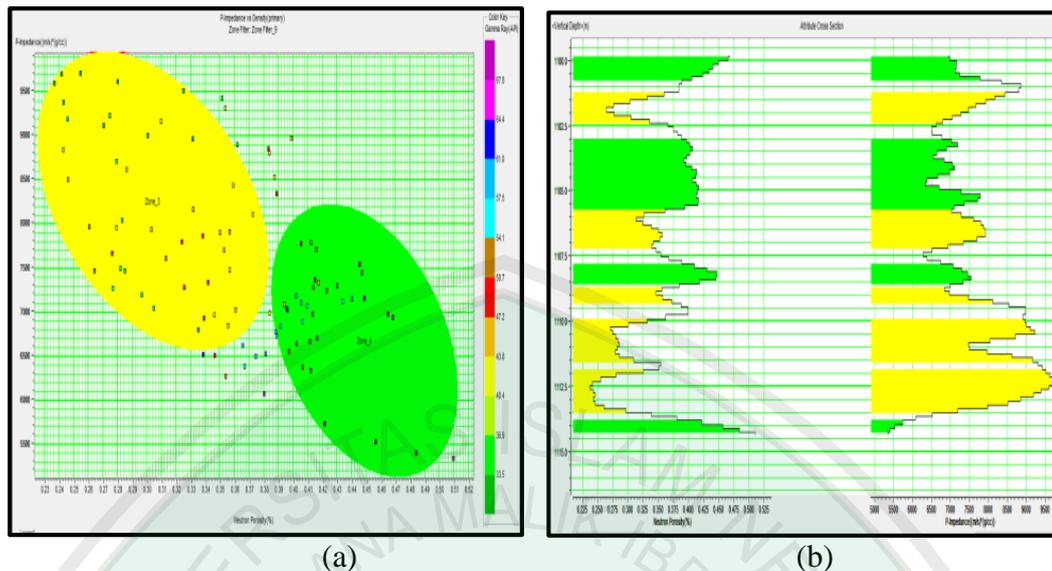
Analisis cross plot yang digunakan pada sumur BE dalam penelitian ini antara lain *Density vs P-impedance*, *Density vs Gamma ray* dan *P-impedance vs Neutron porosity*.



Gambar 4.8 (a) Cross plot (b) Cross section Density vs P-impedance well BE



Gambar 4.9 (a) Cross plot (b) Cross section Density vs Gamma ray well BE

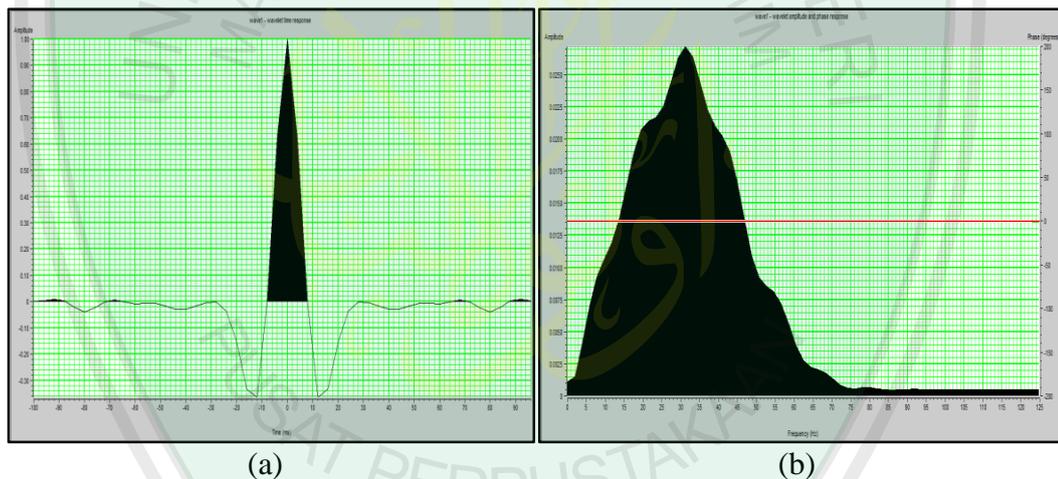


Gambar 4.10 (a) Cross plot (b) Cross section P-impedance vs Neutron porosity well BE

Berdasarkan analisis crossplot sumur BE antara log *Density* vs *P-impedance* (Gambar 4.8) menunjukkan, nilai lithologi karbonat berada pada densitas 2,355 - 2,495 g/cc dan impedansi akustik 8.100 – 9.700 (m/s)*(gr/cc). Analisa cross plot yang selanjutnya adalah *P-impedance* vs *Neutron porosity* (Gambar 4.10) menunjukkan pola tegak lurus antara nilai *P-impedance* dengan *Neutron porosity*. Semakin besar nilai *P-impedance*, maka *Neutron porosity* semakin kecil. Zona permeable ditunjukkan dengan nilai porositas batuan 0,24 – 0,385 %. Dari informasi kedua sumur antara sumur LE dan BE memiliki nilai impeansi akustik, densitas dan porositas yang berbeda pada zona target yang sama. Hal ini dikarenakan menguranginya persebaran karbonat pada daerah dekat dengan sumur BE yang mengakibatkan nilai impedansi akustik batuan menjadi lebih rendah.

4.4 Analisis Well Seismic Tie

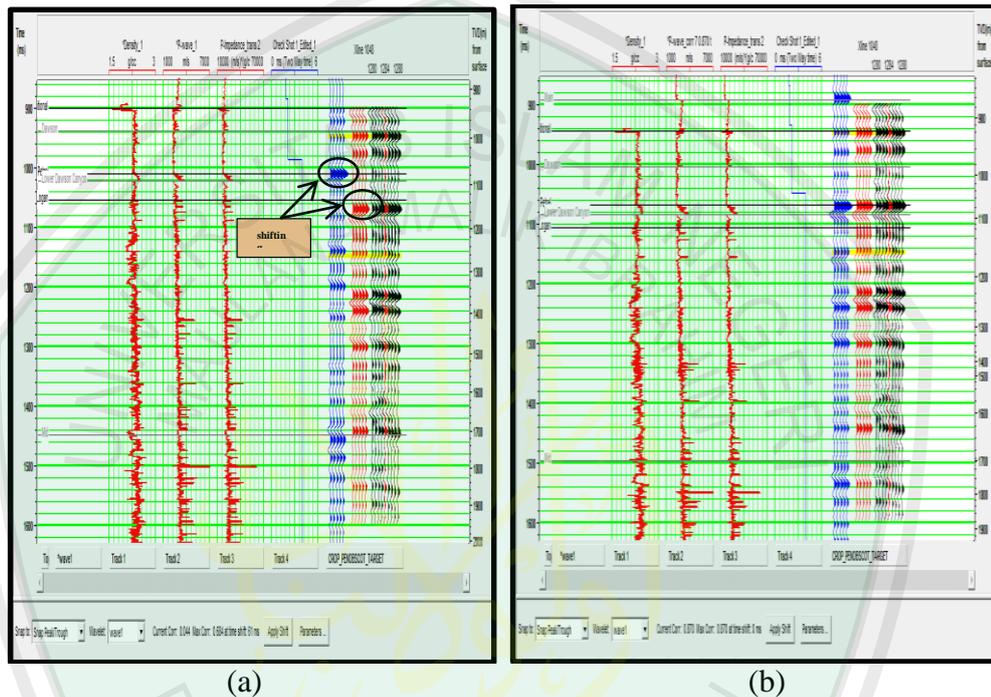
Well seismic tie merupakan proses pengikatan data sumur yang berupa *synthetic seismogram* dengan data seismik. *Synthetic seismogram* didapat dengan cara mengkonvolusikan koefisien refleksi dan *wavelet*. Tahap ini diperlukan untuk meletakkan reflektor seismik pada posisi dan kedalaman yang sebenarnya sehingga dapat dikorelasikan dengan data log yang pada umumnya sebagai fungsi kedalaman, sehingga didapatkan kecocokan antara dua data tersebut. *Well seismic tie* memperlihatkan korelasi kedalaman antara data seismik dalam domain *time* (milisecond) dengan data log dalam domain *depth* (meter).



Gambar 4.11 (a) Wavelet zero phase (b) Frequency to make syntetic seismogram

Wavelet yang dipakai adalah dengan cara statistik, karena menghasilkan nilai korelasi yang lebih tinggi dari pada metoda lainnya pada saat melakukan *well seismic tie*. *Wavelet* di dapatkan dari ekstraksi data seismik pada jendela disekitar zona yang diprediksi adalah zona reservoir. Panjang *wavelet* yang diekstrak sebesar 200 ms, sedangkan lebar jendela yang digunakan sebesar 700 ms. Lebar jendela ini tidak boleh lebih kecil dari pada lebar *wavelet* yang

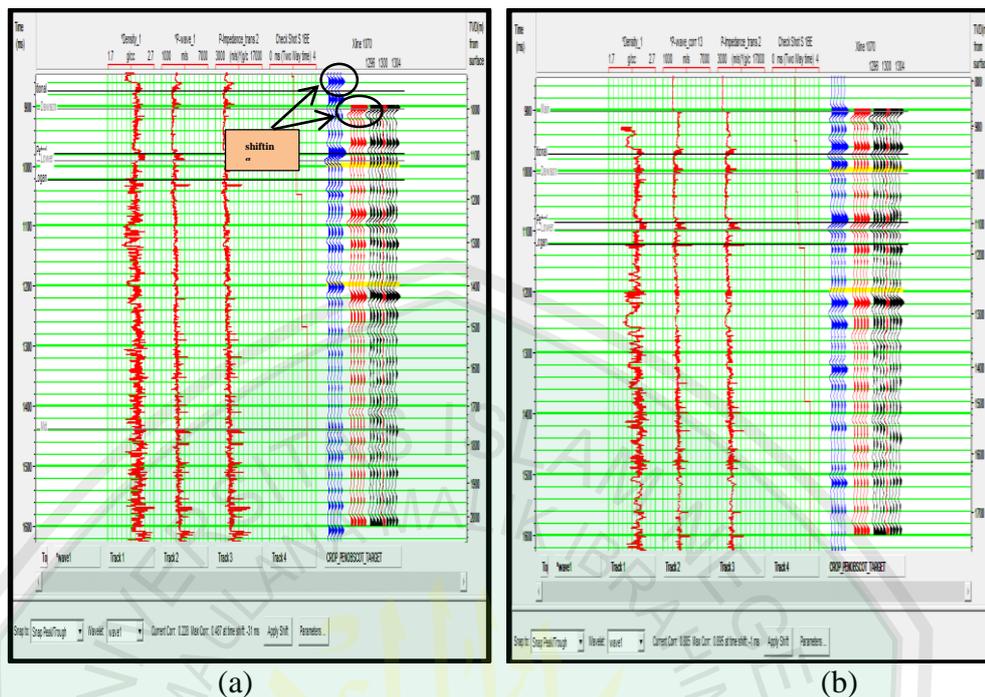
diekstraksi agar seismogram sintetis yang didapatkan cukup menggambarkan keadaan sebenarnya. Frekuensi dominan yang digunakan pada *wavelet* ini adalah 31,5 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *zero phase*. Polaritas yang digunakan pada ekstraksi *wavelet* ini adalah polaritas normal.



(a)

(b)

Gambar 4.12 Profil seismogram sintetis dan trace komposit pada sumur LE
(a) sebelum proses *well seismic tie* (b) sesudah proses *well seismic tie*.



Gambar 4.13 Profil seismogram sintetik dan trace komposit pada sumur BE (a) sebelum proses *well seismic tie* (b) sesudah proses *well seismic tie*.

Data yang digunakan untuk proses *well seismic tie* diatas (Gambar 4.12 (b) dan gambar 4.13 (b)) adalah data marker sumur, data *Check shot*, *Density log*, *Sonic log*, dan *P-Impedance log*. Proses *well to seismic tie* ini banyak dipengaruhi oleh *shifting*, *squeezing* dan *stretching*. *Shifting* merupakan proses memindahkan komponen *seismogram* ke tempat yang sebenarnya, karena adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur berbeda. Oleh karena itu harus dilakukan *shifting*. Dalam penelitian ini *shifting* pada sumur LE dilakukan sebesar 61 ms dan *shifting* pada sumur BE sebesar 31 ms seperti pada gambar 4.12 (a) dan gambar 4.13 (a).

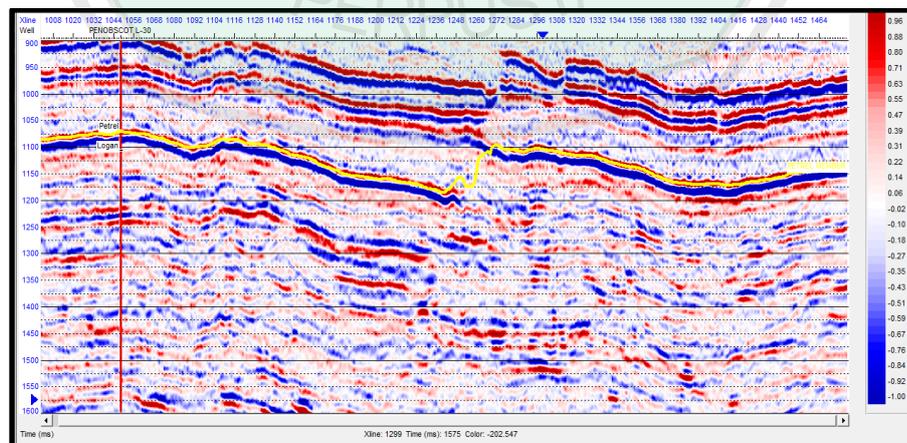
Sedangkan *stretching* dan *squeezing* adalah proses meregangkan dan merapatkan antara dua amplitudo yang berdekatan pada data *seismogram*. *Stretching-squeezing* dilakukan karena adanya ketidak tepatan proses migrasi

pada data seismik. Berdasarkan tampilan kedua sumur diatas (gambar 4.12 dan 4.13) Tras berwarna merah adalah tras *composite* dari data seismik yang paling dekat dengan sumur, sedangkan tras warna biru merupakan tras *zero-offset* yang dihitung dari data sumur.

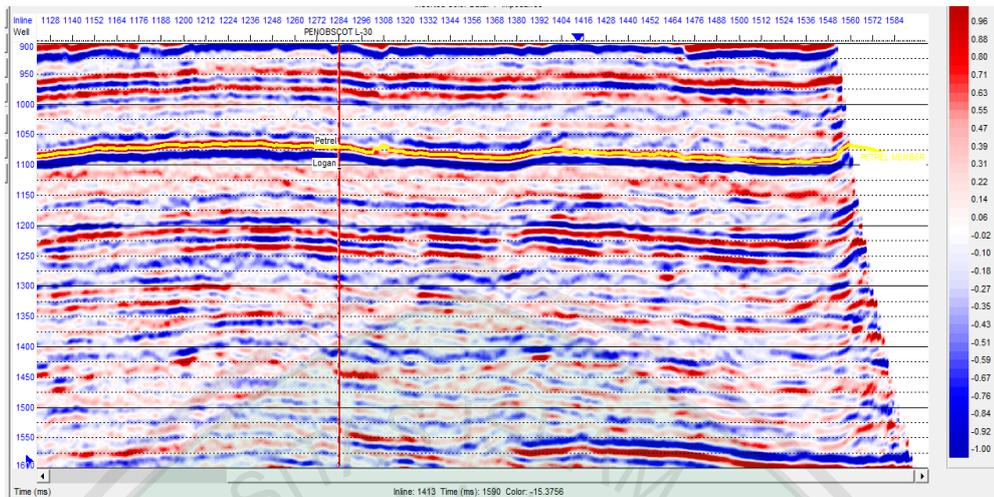
Sebelum dilakukannya *well seismic tie* antara *seismogram symtetic* dengan *composite seismic* nilai korelasi masing-masing sumur masih rendah, korelasi pada sumur LE 0,044 dan nilai korelasi pada sumur BE 0,228. Kemudian setelah dilakukan proses *well seismic tie* dengan maksimal didapatkan nilai korelasi sumur LE sebesar 0,870 dan nilai korelasi sumur BE 0,885.

4.5 Analisa Data Seismik

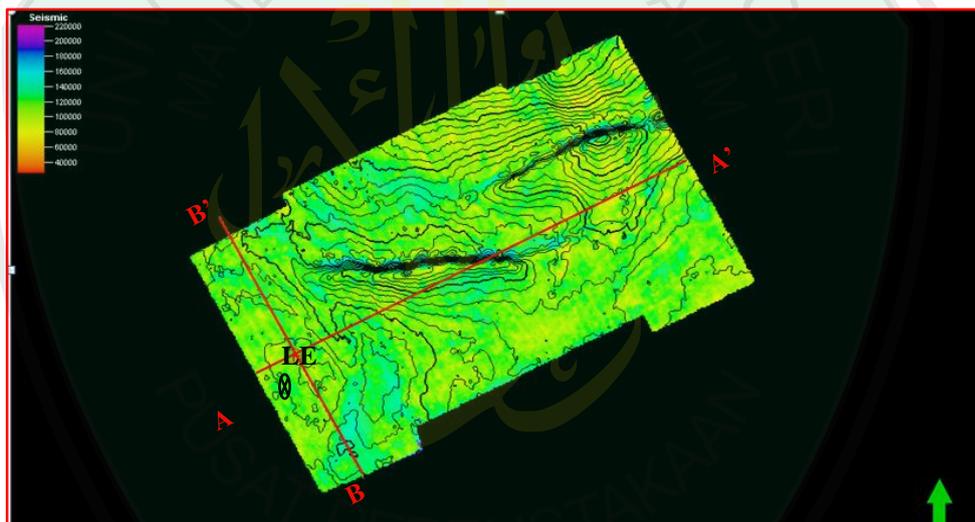
Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Dalam melakukan *picking horizon*, informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari reservoir sangat dibutuhkan. Penelusuran horison dilakukan pada *inline* dan *crossline* dengan interval 16 line pada formasi petrel member.



Gambar 4.14 Picking Horizon *inline* 1284 (A-A')



Gambar 4.15 Picking Horizon *crossline* 1048 (B-B')



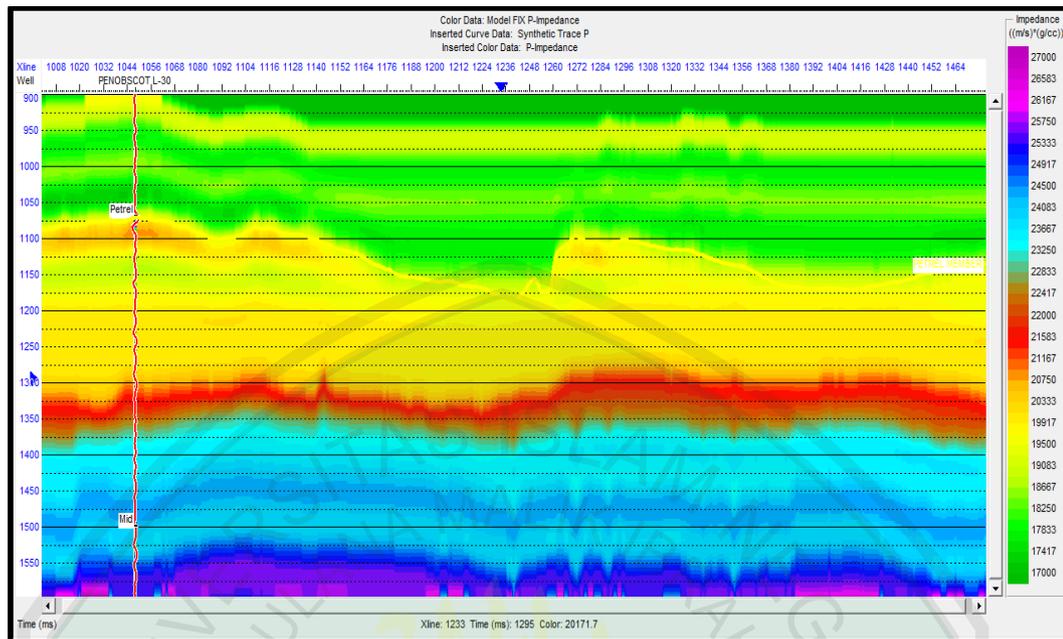
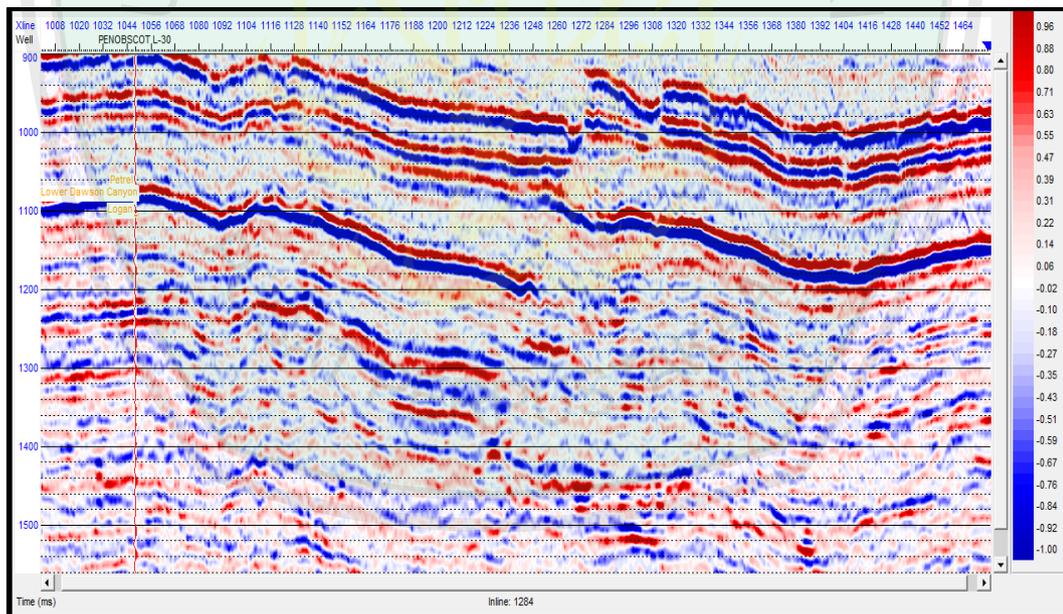
Gambar 4.16 Map picking horizon *inline* 1284 dan *crossline* 1048

Hal pertama yang perlu dilakukan dalam *picking horizon* adalah penarikan pada *line* yang berpotongan dengan sumur dengan nilai korelasi *well to seismic tie* yang paling tinggi, dan *line* tersebut menjadi acuan untuk melakukan *picking horizon* pada *line* berikutnya. Horizon ini ditarik berdasarkan reflektor pada marker petrel member di sumur LE. *Picking horizon* ini dilakukan pada amplitudo maksimum (*peak*). Untuk penentuan batas lithologi formasi petrel member

sekaligus untuk pembuatan peta struktur waktu dalam analisis stratigrafi. Pada gambar 4.14 dan 4.15 menunjukkan *picking horizon* diseluruh formasi petrel member dengan interval masing-masing *inline* dan *crossline* adalah 16 line. Picking horizon juga berfungsi sebagai data pendukung dalam pembuatan model bumi dalam proses inversi impedansi akustik.

4.6 Inversi Impedansi Akustik

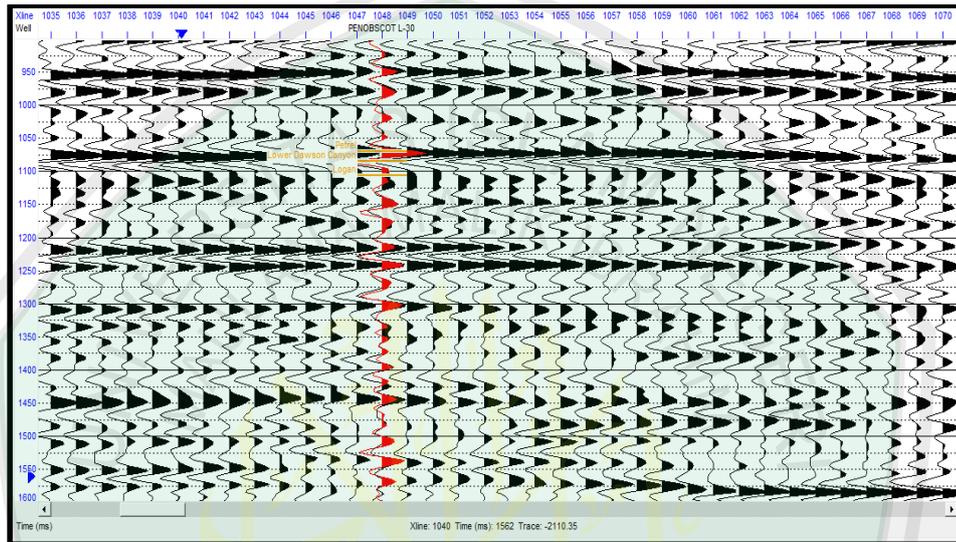
Inversi seismik didefinisikan sebagai permodelan geologi bawah permukaan dengan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya. Inversi seismik merupakan suatu proses permodelan kebelakang atau *backward modelling* yakni dengan cara membuat seismogram sintetik dengan cara mengekstrak wavelet dari sumur kemudian dikonfolusikan dengan koefisien refleksi dari data seismik. Setelah didapatkan seismogram sintetik proses selanjutnya adalah pembuatan *earth model*, yang merupakan parameter fisis impedansi akustik suatu batuan. Dengan kata lain membuat penyebaran nilai *P-impedance* pada seismik. Nilai *P-impedance* ini berasal dari kurva *P-wave* (kecepatan batuan) yang dikalikan dengan nilai densitas yang berasal dari sumur, kemudian diterapkan ke seluruh seismik. Frekuensi yang dipakai pada pembuatan *earth model* pada studi ini adalah 15 Hz. Dalam pembuatan model bumi parameter penting yang perlu diperhatikan adalah kontrol sumur yang digunakan, hasil korelasi *well seismic tie* yang maksimal dan kontrol horizon sebagai batas lapisan. Jika komponen tersebut dilakukan dengan maksimal maka hasil akhir *earth model* akan baik.

Gambar 4.17 Earth model *inline* 1284Gambar 4.18 Amplitude Seismic *inline* 1284

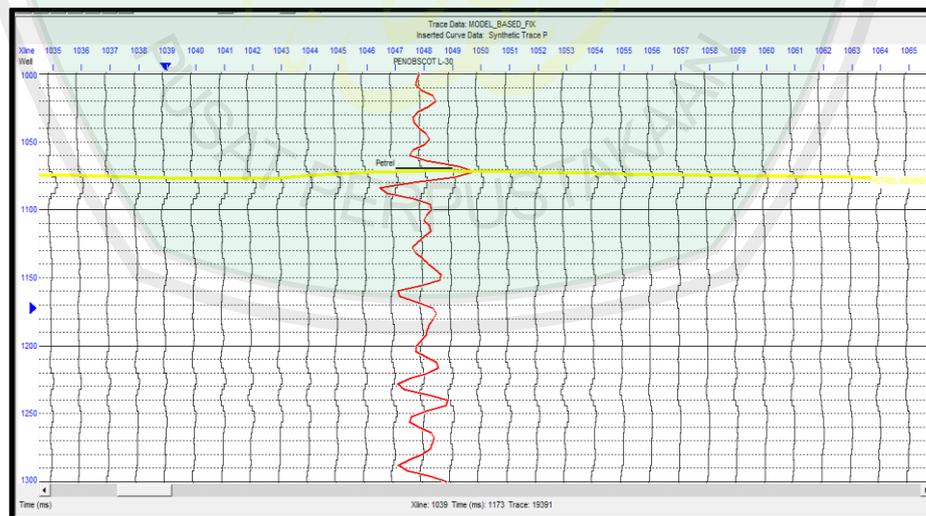
4.7 Analisa Inversi Impedansi Akustik

Earth model (Gambar 4.17) adalah sebagai dasar yang nantinya akan dijadikan input dalam proses inversi. Jika dibandingkan dengan seismik ampiltudo

(Gambar 4.18) model bumi lebih menggambarkan perbedaan lithologi berdasarkan nilai impedansi akustik. Sedangkan seismik amplitudo menunjukkan batas-batas lithologi dengan adanya perbedaan besar kecilnya amplitudo tiap lapisan.



Gambar 4.19 Wiggle on amplitude seismic *inline* 1284



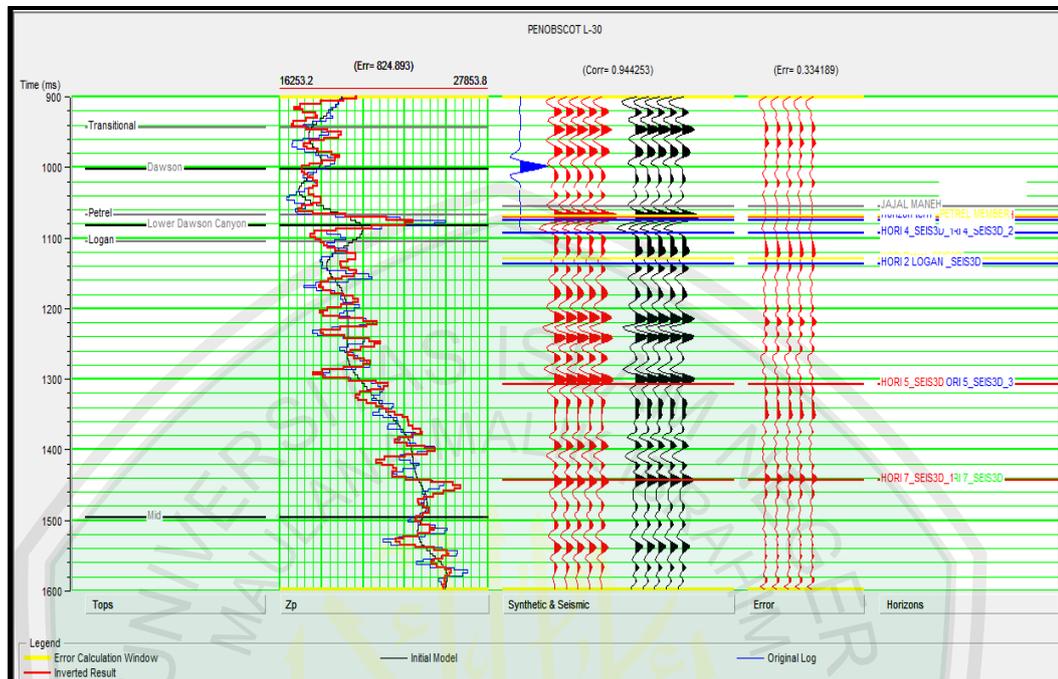
Gambar 4.20 Trace acoustic impedance of earth model *inline* 1284

Gambar 4.19 merupakan tampilan weagle seismik amplitudo dengan nilai amplitudo yang besar merupakan batas litologi antar lapisan. Sedangkan gambar

4.20 merupakan trace inversi impedansi akustik yang merespon nilai amplitudo pada data seismik amplitudo. Berdasarkan perbandingan diatas, trace inversi impedansi akustik lebih mudah dipahami dalam menampilkan batas-batas lithologi antar lapisan bawah permukaan. karena pembacaan trace inversi merupakan nilai impedansi akustik batuan yang dikontrol dengan log *P-impedance* dari sumur.

Agar hasil inversi yang kita lakukan memiliki hasil yang baik, analisis inversi ini yang kita perhatikan adalah nilai *error* dari *P-Impedance* log dan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace*. Dalam penelitian ini menggunakan dua teknik inversi, yaitu inversi *model based* dan inversi *sparse spike*. Kedua teknik ini akan menganalisis target reservoir karbonat yang sama, dan nantinya akan diketahui teknik inversi apa yang paling bagus dalam analisa reservoir karbonat pada zona target.

4.7.1 Analisa Inversi Model based



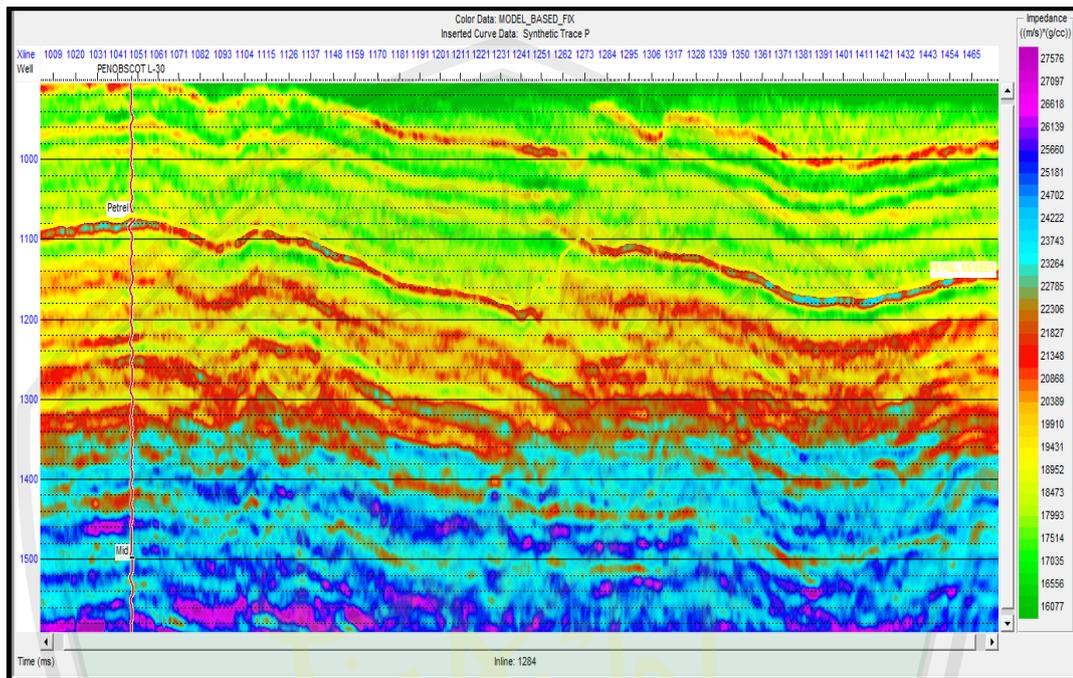
Gambar 4.21 Model based Inversion Analysis well LE

Hasil analisis inversi *model based* sumur LE (Gambar 4.21) menunjukkan nilai korelasi yang baik dengan RMS *error* P-impedance log dan P-impedance inversi 824,893. Kurva biru menunjukkan P-impedance log sedangkan kurva merah menunjukkan kurva P-impedance inversi dan kurva hitam merupakan *initial model*. Dan nilai korelasi antara *synthetic seismic trace* dan *seismic trace* sebesar 0,944253.

4.7.2 Inversi Model based

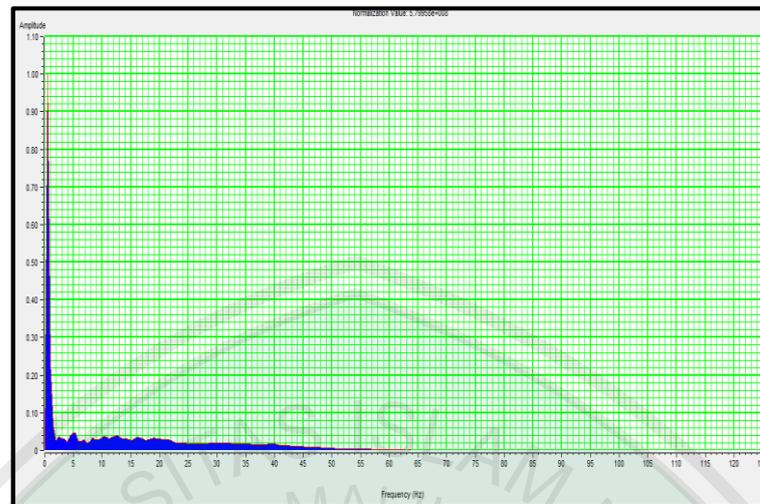
Setelah melakukan proses analisis inversi dan didapat hasil analisis nilai *error* P-impedance log dan P-impedance inversi serta korelasi antara *synthetic seismic trace* dan *seismic trace* yang baik maka langkah selanjutnya adalah melakukan proses inversi *model based*. Persebaran nilai impedansi akustik pada

hasil inversi *model based* ini berkisar antara 16.000 – 31.000 (m/s)*(gr/cc). Berdasarkan analisa cross plot yang telah dilakukan sebelumnya, reservoir karbonat berada antara impedansi akustik 23.000 – 31.000 (m/s)*(gr/cc).



Gambar 4.22 Result of Model based Inversion inline 1284

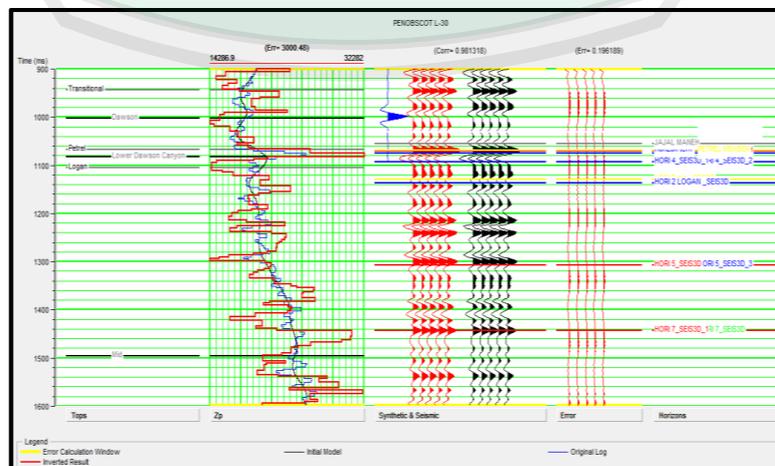
Hasil dari inversi model based ini tidak jauh dari model bumi yang telah dibuat. Karena acuan dasar dari teknik inversi model based adalah berdasarkan model bumi. Pada penampang inversi impedansi akustik model based kita dapat melihat persebaran nilai impedansi akustik secara jelas yang dapat diartikan adanya perbedaan litologi sehingga dapat mempermudah dalam interpretasi sebaran reservoir. Reservoir karbonat berdasarkan hasil cross plot berada pada *high impedance*, dengan skala warna yang ditunjukkan oleh warna oranye sampai ungu. Dalam pembuatan inversi model based frekuensi yang digunakan 0-57 Hz.



Gambar 4.23 Frekuensi dalam pembuatan inversi model based.

4.7.3 Analisa Inversi Sparse spike

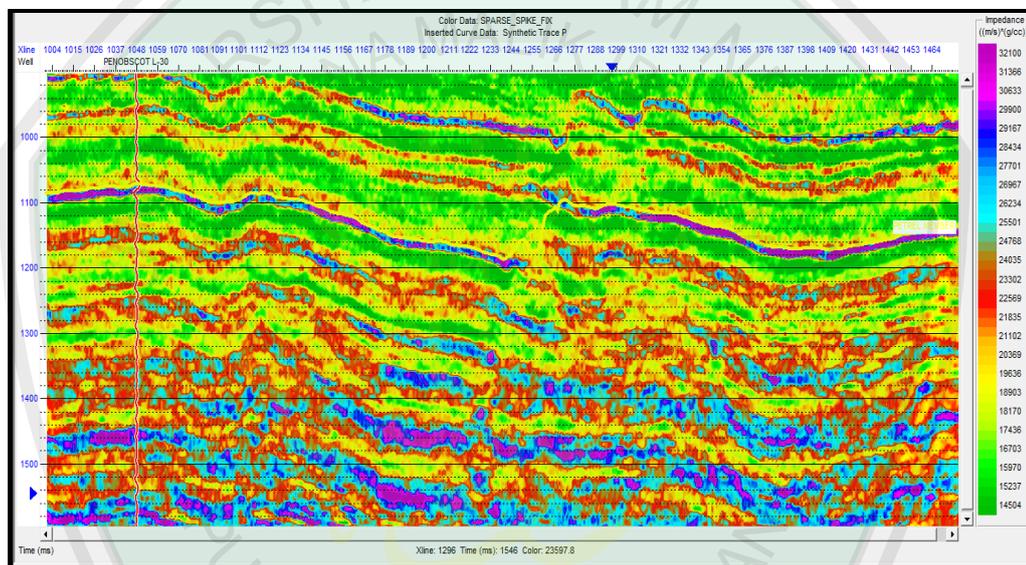
Sebelum melakukan inversi impedansi akustik, kita harus melakukan analisis inversi sebagai simulasi awal untuk mendapatkan hasil inversi yang baik. Dengan parameter masukan berupa model bumi yang telah dibuat, log P -impedance pada sumur dan *composite* seismik dari data seismik amplitudo. Dalam analisis ini hal yang perlu diperhatikan adalah nilai *error* antara log P -impedance dengan P -impedance inversi dan jumlah korelasi antara *trace seismic* dengan *synthetic trace*.



Gambar 4.24 Sparse spike Inversion Analysis well LE

Hasil analisis inversi model based sumur LE (Gambar 4.24) menunjukkan nilai korelasi yang cukup baik dengan RMS error P-impedance log dan P-impedance inversi 3000,48. Kurva biru menunjukkan P-impedance log sedangkan kurva merah menunjukkan kurva P-impedance inversi. Dan nilai korelasi antara *synthetic seismic trace* dan *seismic trace* sebesar 0,981318.

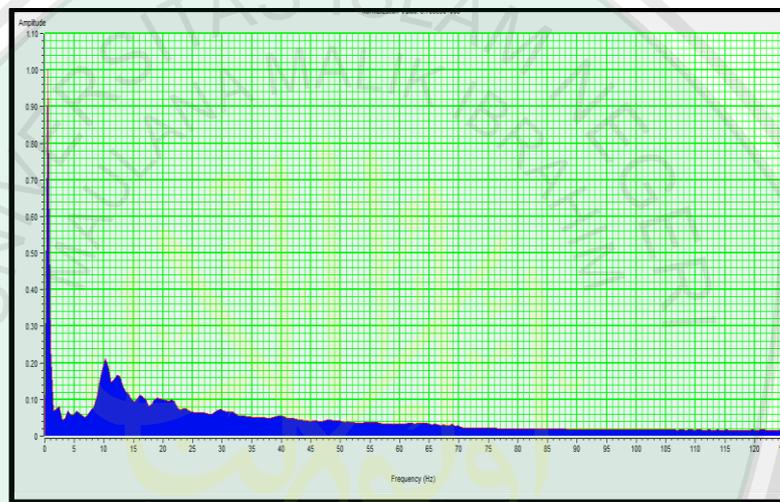
4.7.4 Inversi Sparse spike



Gambar 4.25 Sparse spike Inversion inline 1284

Inversi *sparse spike* adalah teknik inversi yang mengasumsikan bahwa hanya nilai *sparse* yang besar saja yang menandakan adanya perbedaan nilai impedansi akustik antar lapisan. Metode ini mencari *sparse* yang besar dari seluruh *seismic trace*. Pada hasil inversi *sparse spike*, batas-batas lithologi sangat bagus, dengan cakupan nilai impedansi akustik antara 14.000 – 33.000 (m/s)*(gr/cc). Sedangkan reservoir karbonat berada pada nilai impedansi akustik 23.000 – 31.000 (m/s)*(gr/cc) berdasarkan hasil *crossplot* yang sudah dilakukan sebelumnya.

Hal ini diakibatkan frekuensi yang digunakan lebih besar dari inversi *model based*, yakni mencapai 125 Hz. Selain itu, dalam inversi *sparse spike noise* yang masih ada dalam data seismik sudah dihilangkan, sehingga hasil yang didapatkan dapat mewakili keadaan *rill* pada keadaan yang sebenarnya pada bawah permukaan. Jika dibandingkan dengan inversi *model based*, untuk menentukan sebaran reservoir karbonat inversi *sparse spike* lebih bagus untuk digunakan.

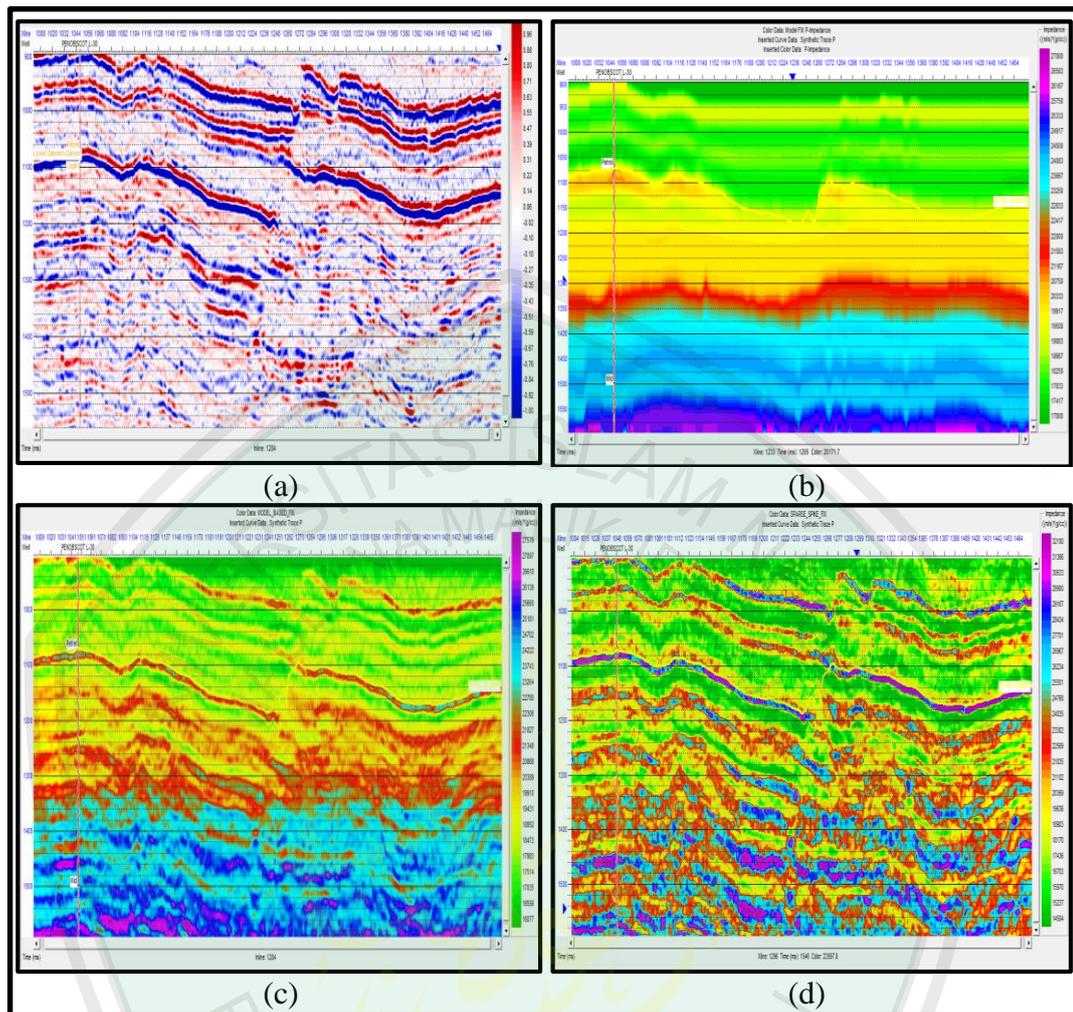


Gambar 4.26 Frekuensi dalam pembuatan inversi Sparse spike

4.8 Analisa Perbandingan Teknik Inversi Impedansi Akustik

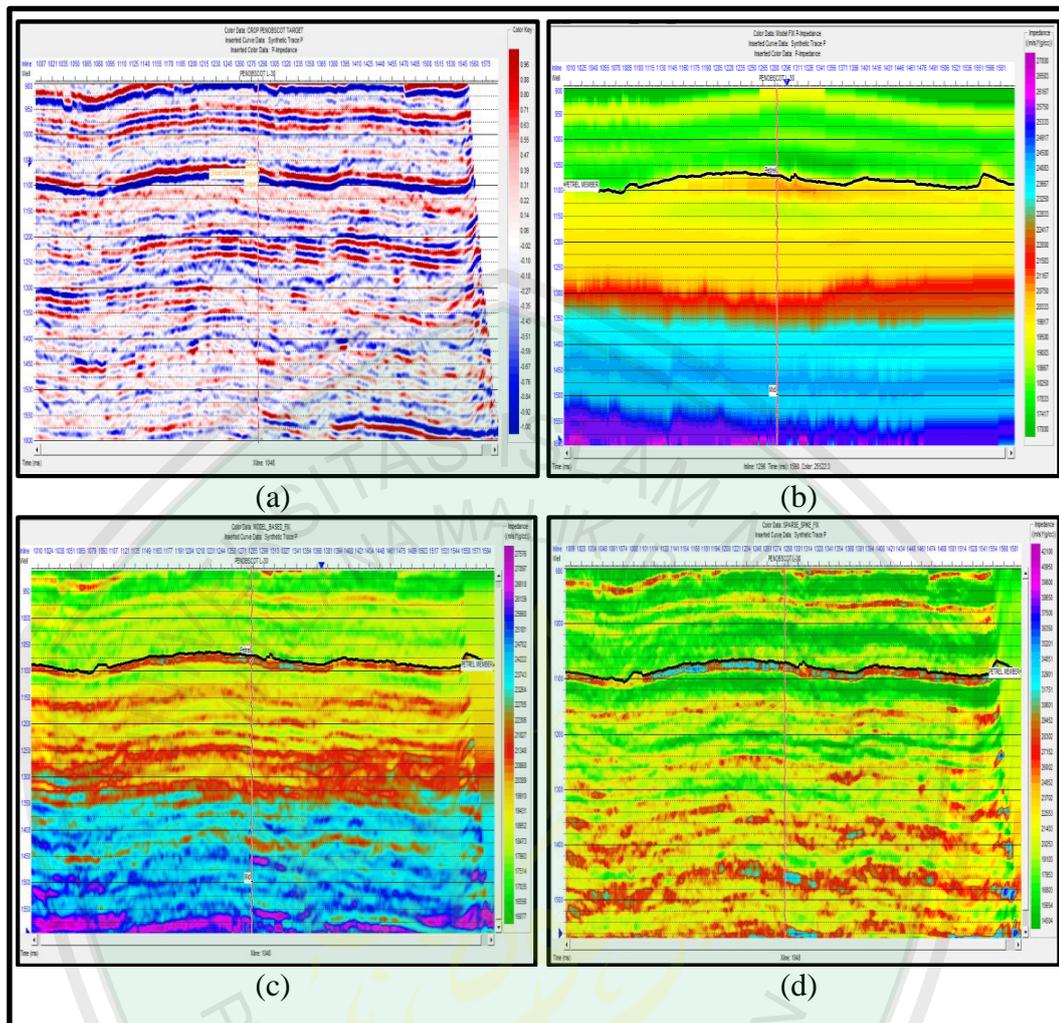
Dalam studi ini analisa perbandingan teknik inversi dilakukan antara inversi *model based* dan inversi *sparse spike*. Berdasarkan proses inversi yang telah dilakukan, kualitas hasil inversi bergantung pada kualitas data seismik, kontrol data sumur dan kualitas hasil pembuatan *model initial*.

Gambar 4.27 menunjukkan pembahasan hasil proses inversi *Model based* dan *Sparse spike* pada *inline 1284* yang dikontrol oleh data log sumur LE.



Gambar 4.27 (a) seismic amplitude *inline* 1284 (b) Earth model (c) model based inversion (d) Sparse spike Inversion

Sedangkan gambar 4.28 menunjukkan perbandingan hasil proses inversi *Model based* dan *Sparse spike* pada *crossline* 1048 yang dikontrol oleh data log sumur BE.



Gambar 4.28 (a) seismic amplitude *crossline* 1048 (b) Earth model (c) model based inversion (d) Sparse spike Inversion

Model bumi adalah suatu acuan dasar yang digunakan untuk proses teknik inversi selanjutnya. Oleh karena itu dalam pembuatan model bumi harus dilakukan dengan sebaik mungkin. Dalam pembuatannya hal-hal terpenting yang perlu diperhatikan adalah penambahan titik-titik kontrol berupa data sumur pada data seismik. Kemudian ekstraksi wavelet yang paling bagus dan mengembangkan seismogram sintetik pada sumur. Picking horizon pada data seismik yang berfungsi sebagai horizon kontrol akan sangat mempengaruhi

sebuah batasan lithologi pada tampilan model bumi. Setelah itu proses pengikatan data sumur ke seismik atau *well seismic tie* dengan inputan data berupa log *Density* dan log *Sonic* dengan cara mengkorelasikan reflektor–reflektor pada sismogram sintetik dengan reflektor pada penampang seismik, kemudian dilakukan *shifting*, *stretching* dan *squeezing* sehingga didapatkan nilai korelasi yang maksimal. Nilai korelasi yang telah didapatkan pada korelasi sumur LE yang digunakan untuk kontrol dalam pembuatan model adalah 0,870.

Metode inversi *model based* dengan input berupa model bumi yang telah dilakukan sebelumnya (Gambar 4.27 b dan 4.28 b) adalah teknik inversi yang hasilnya didapatkan dari hasil pembuatan model bumi kemudian dibandingkan dengan data seismik dan model diperbarui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan dengan data seismik. Sehingga semua masalah yang terdapat dalam data seismik seperti *noise*, amplitudo yang buruk akan terlibat dalam pembuatan inversi *model based*. Dalam pembuatannya, dasar dari inversi *model based* adalah metode Generalized Linear Inversion (GLI). Perumusan matematis vektor data model dan data observasi dapat dirumuskan sebagai vektor:

$$M = (m_1, m_2, \dots, m_k)^T = \text{vektor dengan parameter} - k. \quad (4.1)$$

$$T = (t_1, t_2, \dots, t_n)^T = \text{vektor dengan parameter} - n. \quad (4.2)$$

Sedangkan formulasi hubungan model dan observasi:

$$T = F(m_1, m_2, \dots, m_k), i = 1, 2, \dots, n. \quad (4.3)$$

Setelah hubungan formulasi hubungan observasi dan model telah diturunkan maka setiap set parameter model bisa menghasilkan sebuah output. GLI mengeleminasi error antara output model dan data observasi kemudian

memperbarui parameter model dengan cara sedemikian rupa sehingga dihasilkan output dengan beda sekecil mungkin. Dengan persamaan matematis didapatkan (Sukmono,2011:58):

$$FM = F(M_o) + \frac{\delta F(M_o)}{\delta M} \Delta M \quad (4.4)$$

Dimana: M_o : Model initial
 M : Model bumi sebenarnya
 ΔM : Perubahan parameter model
 $F(M)$: Data observasi
 $F(M_o)$: Nilai terhitung dari model initial
 $\delta F(M_o) / \Delta m$: Perubahan nilai yang dihitung

Dan perlu dicatat bahwa beda antara observasi dan nilai yang dihitung adalah:

$$\Delta F = F(M) - F(M_o). \quad (4.5)$$

Dengan hasil inversi *model based* yang telah didapatkan dan dengan menganalisa prinsip kerja dari inversi *model based* dapat disimpulkan bahwa pembuatan model bumi, kontrol data sumur dan kualitas data seismik sangat berpengaruh terhadap hasil akhir inversi. Dan dengan pembaruan model dengan metode GLI, batas-batas lithologi dapat terlihat baik secara vertikal. Persebaran reservoir karbonat pada formasi *petrel member* berkisar pada nilai impedansi akustik 21.000 – 24.500 (m/s)*(gr/cc).

Metode inversi *Sparse Spike* adalah metode inversi dengan menggunakan spektrum frekuensi di luar batas filter untuk menghindari hilangnya frekuensi rendah yang secara matematis telah dimasukkan dalam perhitungan dengan pengontrol ekstra, sehingga dapat digunakan sebagai estimasi *full-bandwidth*

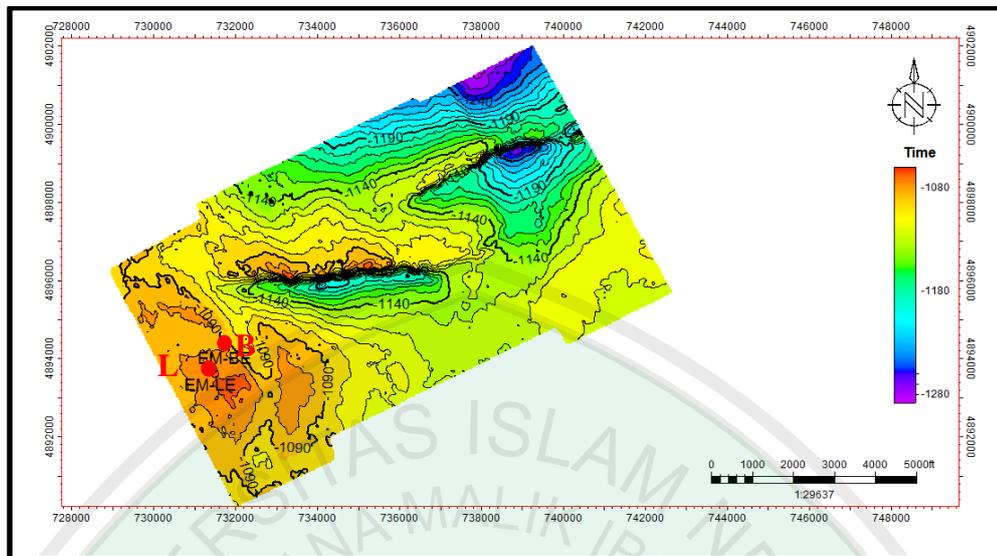
reflektivitas. Cakupan frekuensi yang digunakan dalam studi ini mencapai 125 Hz. Metode ini mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diartikan sebagai seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background*. Tujuan dari inversi *sparse spike* adalah untuk memperbaiki model impedansi akustik dengan meminimalkan *error* antara *trace* model bumi dengan *trace* seismik. Hasil akhir inversi *Sparse spike* (Gambar 4.27 c) menunjukkan batas lapisan secara vertikal yang sangat jelas disepanjang *window* 900 – 1600 ms. Dengan nilai impedansi akustik berkisar antara 14.000 – 33.000 (m/s)*(gr/cc).

Hasil dari analisa vertikal dari kedua teknik inversi yang telah dilakukan antara *model based* dan *sparse spike* dapat disimpulkan bahwa metode *sparse spike* lebih bagus dalam menentukan batas lithologi disepanjang windows 900 – 1.600 ms. Hal ini dapat dilihat khususnya pada *time* 1.300 – 1.600 pada masing-masing hasil akhir inversi *model based* dan *sparse spike*. Pada inversi *model based* batas lapisan pada *time* tersebut kurang terbaca dengan maksimal jika dibandingkan dengan inversi *sparse spike* yang dapat menentukan batas-batas lithologi secara detail. Hal ini dikarenakan metode inversi *sparse spike* sangat cocok digunakan untuk data yang mempunyai *noise* yang tinggi sehingga hasil inversi yang didapatkan hampir mewakili keadaan *rill* bawah permukaan. selain itu, dengan kontrol data sumur yang digunakan hanya satu, yaitu smur LE saja, maka kualitas hasil inversi model based kurang maksimal. Karena inversi model membutuhkan banyak sumur untuk menghasilkan kualitas data yang lebih baik.

Dari kedua analisis Inversi impedansi akustik diatas jika dibandingkan dengan seismik amplitudo akan mempermudah dalam menginterpretasi data bawah permukaan. Jika data seismik amplitudo hanya dapat menentukan batas-batas antar lapisan, maka seismik inversi akan menjawab batas-batas lapisan tersebut berupa nilai impedansi akustik batuan sebagai acuan batas lithologi yang menggambarkan keadaan geologi yang sebenarnya. Selain itu manfaat penggunaan metode inversi impedansi akustik juga dapat digunakan dalam koreksi picking horizon pada tampilan seismik amplitudo. Dan juga yang tak kalah penting dalam dunia seismik eksplorasi minyak dan gas bumi, hasil inversi impedansi akustik dapat menjadi rujukan pengeboran sumur baru sesuai dengan analisa batuan yang ditunjukkan dengan nilai impedansi akustik batuan berdasarkan indikasi kemiripan dari sumur terdahulu.

4.9 Analisa Time Structure Map

Setelah melakukan analisa sebaran reservoir karbonat berdasarkan teknik inversi *model based* dan *sparse spike*, selanjutnya adalah membuat peta struktur waktu berdasarkan reflektor seismik yang telah di *picking horizon*. Pembuatan *picking horizon* pada penelitian ini, dilakukan dengan interval 16. Untuk melihat peta struktur waktu secara detail maka interval yang digunakan harus semakin kecil. Jika interval yang digunakan semakin besar, maka pembacaan peta struktur waktu akan kurang maksimal.

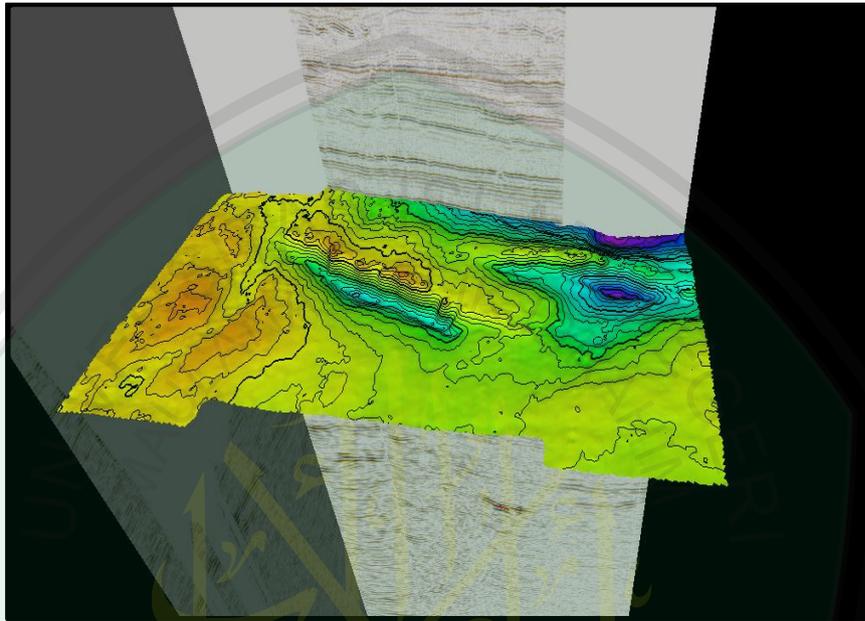


Gambar 4.29 Time structure map *Petrel Member* formation

Berdasarkan peta struktur waktu (Gambar 4.29) terdapat pola struktur tinggian dan rendahan. Hal ini disebabkan adanya aktifitas tektonik pada daerah tersebut dan juga aktifitas sedimentasi pada masa lampau. Berdasarkan data stratigrafi Kanada, terjadi kenaikan muka air laut pada era *cretaceous* akhir sehingga terbentuknya sedimentasi kapur ke arah timur laut. *Petrel member* mempunyai *bioturbasi* yang sangat tinggi, sehingga membentuk reservoir yang bagus untuk hidrokarbon. Kenaikan muka air laut ini dibuktikan dengan nilai *time* pada daerah barat daya lebih tinggi dari daerah timur laut, yakni struktur tinggian mulai dari 1065 ms sampai yang terendah yaitu 1286 ms. Semakin ke barat semakin kecil *time* nya, atau dengan kata lain semakin besar ketinggiannya.

Zona target formasi *petrel member* yang bagian bawah dan atas nya berbatasan dengan formasi *Dawson Canyon* yang mengandung *shale*. Artinya, *petrel member* berada diantara formasi lower *dawson canyon* yang meng overlay formasi *petrel member* pada era *Cretaceous* akhir. Terdapat 2 patahan besar yang

merupakan pencerminan dari tektonik *rifting* pada era *jurassic-tertiary* yang memisahkan daerah tinggian dan rendahan. Serta patahan kecil pada era awal sampai akhir *cretaceous*.



Gambar 4.30 Time structure map petrel member formation on 3D Windows

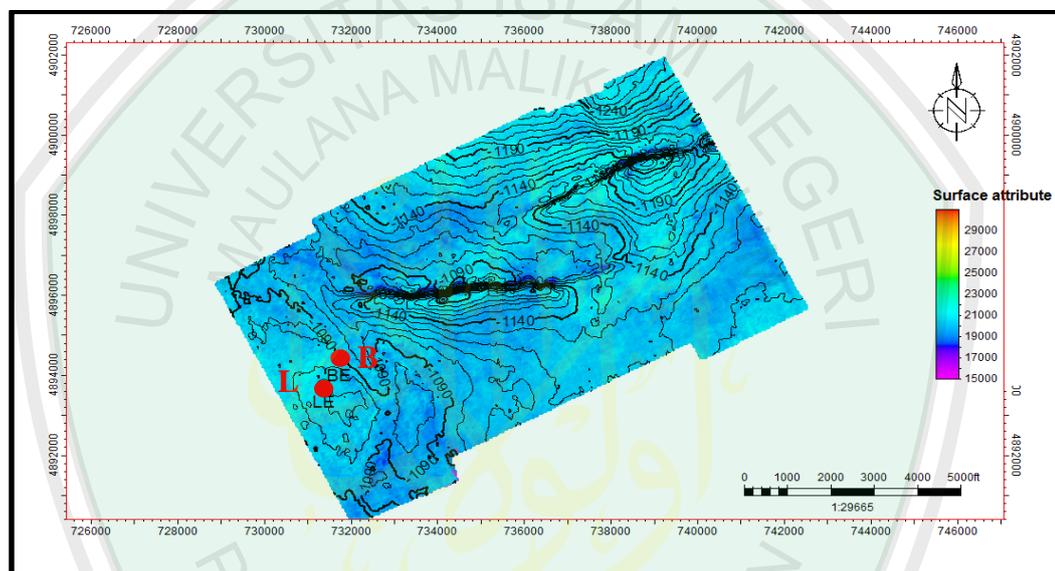
4.10 Analisis Peta Atribut sebaran karbonat

Tujuan dilakukannya analisa peta sebaran karbonat adalah sebagai informasi pembanding sekaligus data pendukung dari data vertikal inversi seismik. Atribut yang digunakan dalam analisis penelitian ini adalah attribute RMS inversi AI *model based* dan *sparse spike*.

Langkah yang harus dilakukan dalam pembuatan atribut adalah memperkirakan *window* yang akan dianalisis pada batas atas paket pengendapan yang diteliti. Dengan mengetahui trend tersebut, nantinya dapat digunakan untuk mengetahui arah sebaran karbonat dan dapat membantu dalam menginterpretasi arah lingkungan pengendapan daerah penelitian.

4.10.1 Analisis Peta Attribute RMS inversi Model based

Analisis peta atribut RMS inversi *model based* ini bertujuan untuk melihat persebaran reservoir karbonat secara lateral formasi *Petrel member* dari hasil inversi *model based* yang telah dilakukan sebelumnya. Analisis ini menggunakan *time window* 5 ms ke atas (*above*) dan 25 ms ke bawah (*below*) berdasarkan batas atas dan bawah formasi *petrel member*.



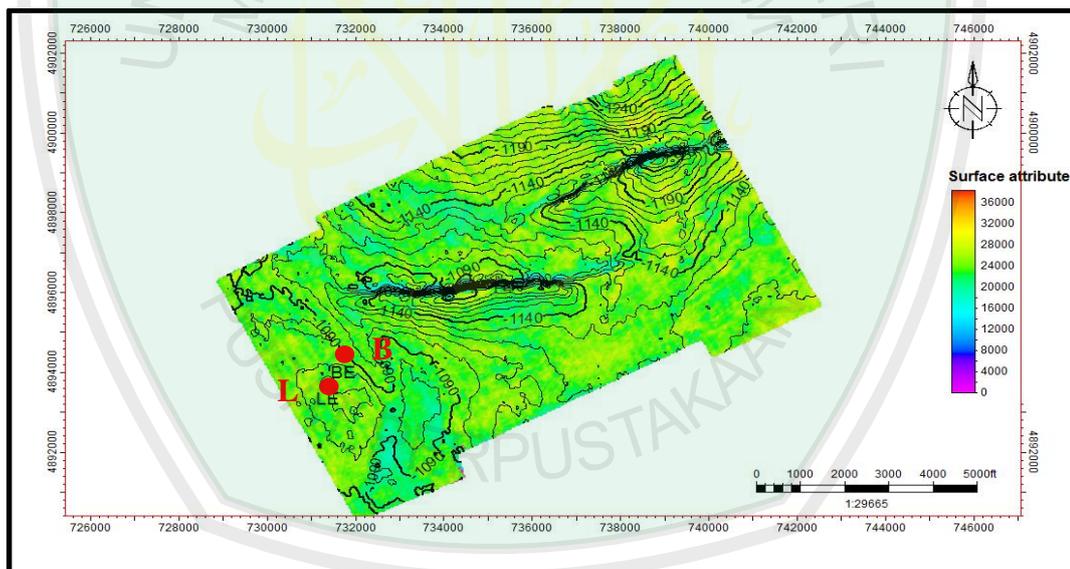
Gambar 4.31 RMS Attribute Map of Model Based Inversion on Petrel Member Formation

Berdasarkan penampang peta atribut RMS Inversi *model based* (Gambar 4.31) warna biru muda adalah reservoir karbonat, dengan acuan skala warna impedansi akustik zona target yaitu antara 23.000 – 31.000 (m/s)*(gr/cc) merupakan litologi karbonat. Sedangkan skala warna yang menunjukkan biru tua adalah non karbonat. Persebaran karbonat pada zona target ini diawali pada rendahan disebelah timur laut area penelitian yang merupakan awal pengendapan reservoir karbonat sampai ke arah barat daya. Sedimentasi pada formasi *petrel member* terjadi pada era *cretaceous akhir* pada saat terjadinya kenaikan muka air

laut dengan tebal lapisan sand mencapai 16 meter. Proses pengendapan ini terjadi pada laut dangkal dan sesuai dengan proses terbentuknya batuan karbonat yang dipengaruhi oleh kedalaman yang sedang dan suhu yang hangat.

4.10.2 Analisis Peta Attribute RMS inversi *sparse spike*

Analisis peta atribut RMS inversi *sparse spike* ini bertujuan untuk melihat persebaran reservoir karbonat secara lateral formasi *Petrel member* dari hasil inversi *sparse spike* yang telah dilakukan sebelumnya. Analisis ini menggunakan *time window* 5 ms ke atas (*above*) dan 25 ms ke bawah (*below*) berdasarkan batas atas dan bawah formasi *petrel member*.



Gambar 4.32 RMS Attribute Map of Sparse Spike Inversion on Petrel Member Formation

Berdasarkan peta atribut RMS inversi *sparse spike*, dengan input data berupa nilai impedansi akustik *sparse spike*, sebaran karbonat pada *petrel member* terdeteksi dengan jelas, yakni dengan nilai impedansi akustik karbonat 23.000 – 31.000 (m/s)*(gr/cc) terbaca pada peta RMS yang ditunjukkan dengan warna

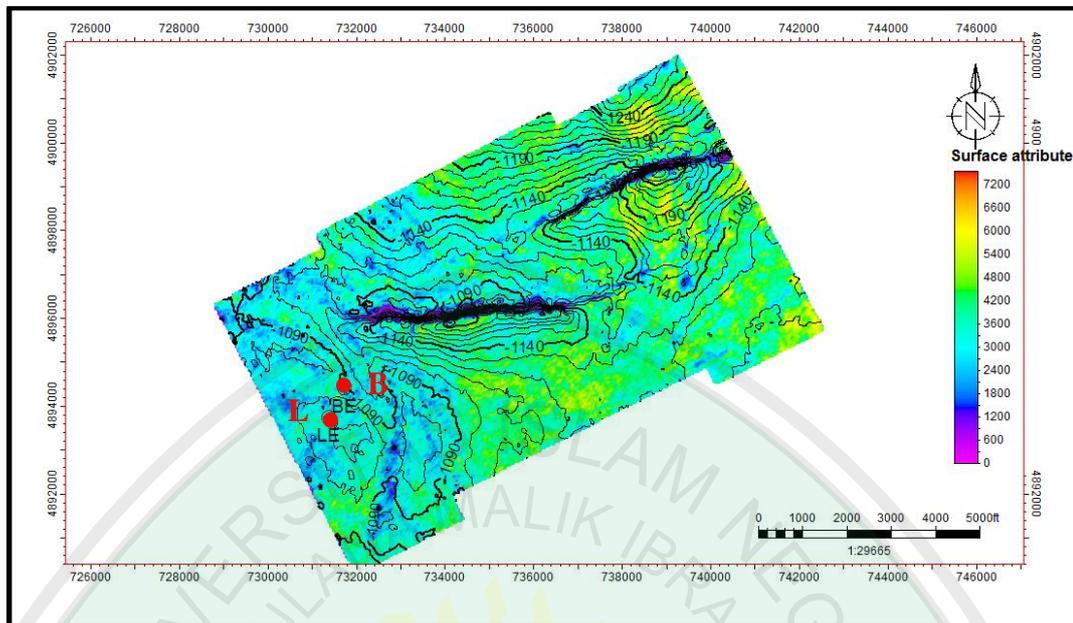
hijau sampai oranye muda. Sedangkan reservoir non karbonat ditunjukkan dengan nilai *low impedance* yang ditunjukkan dengan skala warna biru tua. Berdasarkan peta atribut RMS inversi *sparse spike* (Gambar 4.32) formasi *petrel member* didominasi oleh batuan karbonat yang terbentuk pada era *Cretaceous* akhir yang dimulai dari timur laut area penelitian yang merupakan awal pengendapan reservoir karbonat sampai ke arah barat daya yang merupakan struktur tinggian pada akhir pengendapan karbonat pada daerah penelitian.

4.11 Analisis Peta Attribute RMS Amplitudo

Amplitudo adalah atribut paling dasar dari data seismik, adanya anomali amplitudo dari buram ke terang akan mengindikasikan adanya hidrokarbon pada daerah tersebut. Studi ini di fokuskan pada atribut amplitudo RMS untuk menentukan sebaran anomali amplitudo secara lateral pada formasi *petrel member* karena sifatnya yang sensitif terhadap perubahan amplitudo yang ekstrim akan mempermudah untuk menganalisa adanya anomali amplitudo. Persamaan matematis untuk mendapatkan nilai RMS amplitudo adalah:

$$\text{Amplitudo RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_1^2} \quad (4.6)$$

Dari persamaan (4.6) diatas, karena hasil RMS amplitudo diakarkan terlebih dahulu sebelum dikuadratkan maka amplitudo RMS sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim dan nilainya akan selalu positif.



Gambar 4.33 RMS Amplitude Map on Petrel Member Formation

Berdasarkan tampilan peta atribut RMS Amplitudo (Gambar 4.33) terdapat anomali amplitudo yang tinggi tersebar disebelah timur laut hingga arah selatan pada formasi *petrel member*. Tepatnya pada pengendapan awal karbonat era Cretaceous akhir dan dibuktikan dengan sebaran nilai impedansi akustik (gambar 4.30 dan 4.31) yang menunjukkan zona tersebut adalah reservoir karbonat. Indikasi reservoir hidrokarbon ini dikarenakan umur batuan karbonat yang lebih tua dari batuan karbonat lainnya pada formasi *petrel member* dan diakibatkan oleh suhu dan tekanan yang tinggi sehingga terbentuk reservoir hidrokarbon. Sebaran anomali amplitudo yang tinggi juga terdapat pada daerah selatan pada formasi *petrel member*.

4.12 Kajian Al-Quran Tentang Sistem pengendapan Karbonat.

Al-Quran adalah sumber hukum utama bagi umat islam, yang mana didalamnya terkandung petunjuk, yang senantiasa harus dibaca, dipahami dan

diamalkan. Sejalan dengan ilmu pengetahuan yang maju dan terus menerus adanya pembaruan iptek, Al-Quran selalu menjadi bukti bahwa ke Esa-an tuhan memang benar, karena selalu terbukti didalamnya. Contoh kecilnya saja pada studi ini, tentang eksplorasi minyak bumi yang dititik beratkan pada asal mula pembentukan minyak bumi, gas atau mineral lainnya.

Dengan memanfaatkan segala sesuatu disekitar kita dan mengubahnya menjadi barang yang berguna merupakan salah satu bukti syukur kita terhadap ciptaan Allah Swt. Bumi yang kita tinggali adalah sebuah planet yang amat kaya seperti oksigen, kandungan mineral dan lainnya. Seperti kutipan Al-Quran surat Thaha ayat 5-6, Allah Swt berfirman:



“yang maha pengasih, yang bersemayam di Arsy, kepunyaan-Nyalah semua yang ada di langit dan di bumi, semua yang ada diantara keduanya, dan semua yang bersembunyi di bawah tanah”

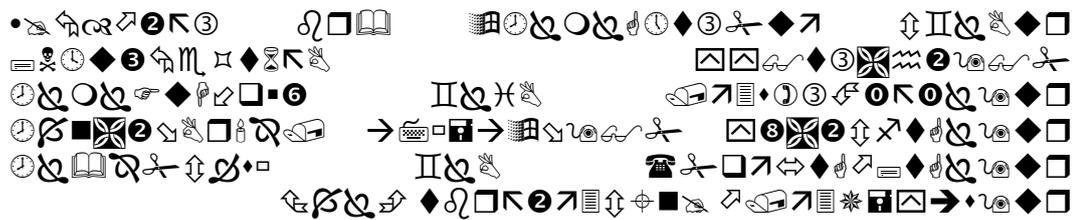
Ayat di atas (Q.S Thaha ayat 5-6) mengisyaratkan adanya kandungan alam yang melimpah dibawah permukaan tanah, baik itu minyak bumi, gas, emas, batu bara atau mineral lain yang sangat berharga. Sebagai *geosaintis* dengan ilmu yang dimiliki, wajib hukumnya untuk mencari tau sumber-sumber daya alam baru maupun memanfaatkan lagi sumber daya alam yang sudah ada demi keberlangsungan hidup bersama. Kemudian Allah Swt berfirman pada Q.S Faathir ayat 27:



“Tidakkah kamu melihat bahwasannya Allah menurunkan hujan dari langit lalu Kami hasilkan dengan hujan itu buah-buahan yang beraneka ragam macam jenisnya (warnanya). Dan di antara gunung-gunung itu ada garis-garis putih dan merah yang beraneka macam warnanya dan ada (pula) yang hitam pekat”.

Berdasarkan kutipan Q.S Faathir ayat 27 yang menjelaskan sebab dari terbentuknya gunung yang berwarna putih atau merah adalah air. Dan ini adalah isyarat bahwa air mempunyai pengaruh dalam reaksi kimia yang menyebabkan warna pada bebatuan atau mineral tambang. Di bawah permukaan bumi, susunan tanah atau batuan berlapis lapis dan memiliki ciri tiap lapisan yang berbeda-beda sesuai dengan proses sedimentasi yang terjadi. Dalam studi eksplorasi minyak dan gas bumi, lapisan batuan lebih difokuskan pada batuan yang mampu menjadi reservoir hidrokarbon atau tempat terakumulasinya hidrokarbon seperti reservoir *sand* atau *karbonat*.

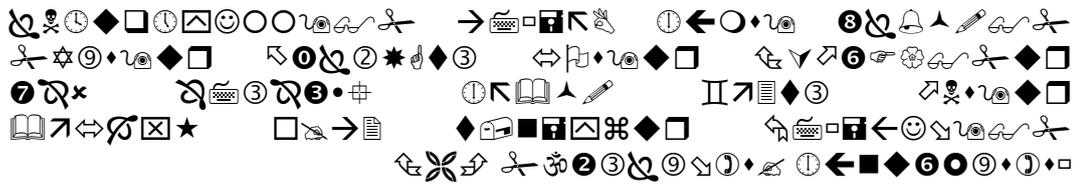
Metode seismik adalah salah satu metode geofisika untuk mendeteksi keadaan bawah permukaan tanah menggunakan gelombang buatan. Dengan dilakukannya survei seismik maka keberadaan hidrokarbon pada daerah penelitian akan diketahui. Metode seismik yang sudah terbukti sangat efektif untuk melakukan eksplorasi hidrokarbon terkandung dalam Q.S Ar-Ruum ayat 46, Allah Swt berfirman:



“Dan diantara tanda -tanda kekuasaan-Nya ialah bahwa Dia mengirimkan angin sebagai pembawa berita gembira dan untuk merasakan kepadamu sebagian dari rahmatNya dan supaya kapal dapat berlayar dengan perintahNya dan supaya kamu dapat mencari karuniaNya, mudah-mudahan kamu bersyukur”.

Secara umum “angin” disini sebagai angin yang bertiup membawa awan untuk menurunkan air hujan dan angin yang meniup kapal layar agar dapat berlayar dilautan. Makna “angin” dalam ayat ini adalah gelombang, bukan saja gelombang bunyi yang membawa berita tetapi juga gelombang radio atau gelombang elektromagnet yang mampu dipancarkan kesegala penjuru dunia bahkan seluruh jagad raya ini.

Metode seismik dalam penjarannya menggunakan gelombang bunyi sebagai sumber gelombang kemudian gelombang tersebut masuk ke bawah permukaan tanah melewati batuan batuan yang ada di dalam bumi. Gelombang tersebut ada yang dipantulkan dan ada juga yang dibiaskan hingga terekam oleh sebuah alat penerima gelombang yang sangat sensitif terhadap bunyi yaitu *geophone* atau *hidrophone*. Catatan yang diterima oleh alat penerima gelombang berupa lama perjalanan gelombang dalam melintasi batuan. Cepat rambat batuan dipengaruhi oleh densitas setiap batuan, jika densitas batuan bernilai tinggi maka lama perjalanan gelombang akan semakin singkat. Hal ini sesuai dengan firman Allah Swt Q.S Al Furqan ayat 2:



“Dia telah menciptakan segala sesuatu dan Dia menetapkan ukuran-ukurannya dengan serapi-rapinya”.

Ayat di atas menjelaskan tentang “ukuran” yaitu nilai densitas batuan yang berbeda beda sesuai dengan kandungan mineral yang terdapat dalam batuan tersebut, dengan diketauinya nilai densitas batuan dan kemudian jika dikalikan dengan nilai kecepatan dari sumur maka nilai impedansi akustik batuan di bawah permukaan akan kita ketahui. Sehingga pembacaan awal dari survei seismik berupa amplitudo gelombang akan diinversi menjadi nilai impedansi akustik. Jika seismik amplitudo hanya dapat mengetahui batas-batas lithologi batuan saja maka inversi impedansi akustik akan melihat tubuh atau isi dari lapisan lapisan batuan yang terlihat dari sudut pandang seismik amplitudo.

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Hasil penelitian pada penelitian yang telah dilakukan tentang sifat fisis dan mekanis papan komposit cangkang Kerang Simpson, maka dapat ditarik kesimpulan:

1. Inversi impedansi akustik sangat berguna dalam mengamati sebaran reservoir karbonat, karena hasil yang ditampilkan berupa isi litologi bawah permukaan.
2. Proses inversi yang paling bagus untuk melihat sebaran reservoir karbonat adalah inversi *sparse spike*. Dengan menggunakan frekuensi 0-125Hz, besarnya nilai impedansi akustik karbonat adalah 23.000 – 31.000 (m/s)*(gr/cc) dapat diketahui dengan jelas.
3. Atribut RMS inversi adalah salah satu cara melihat sebaran karbonat dengan menggunakan nilai rata-rata dari Impedansi akustik hasil proses inversi. Berdasarkan atribut RMS inversi dapat diketahui sebaran karbonat diawali dari arah timur laut ke arah barat daya area penelitian berdasarkan proses pengendapan yang diakibatkan naiknya muka air laut pada era *Cretaceous* akhir.
4. Lingkungan pengendapan pada zona target adalah laut dangkal, dibuktikan dengan adanya eustasi air laut pada *cretaceous* akhir dengan lapisan atas dan bawahnya berupa *shale* dari formasi *Lower dawson canyon*. Endapan

kapur setebal 16 meter dengan porositas yang tinggi menjadi indikasi terdapatnya hidrokarbon.

5.2 Saran

Sebaiknya dilakukan studi lebih lanjut mengenai zona target dengan menganalisa data sumur dan hasil *crossplot* yang bagus. Penelitian multi atribut seismik dan pemilihan zona target baru sangat dianjurkan dalam penelitian selanjutnya untuk sumber informasi sekaligus data pembanding untuk penelitian-penelitian terdahulu.



DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, Agus. 2011. *Ensiklopediseismik online*. www. Ensiklopedi seismik.blogspot.com (diakses pada tanggal 17 Juli 2015)
- Abdullah, A. dan S. Sukmono. 2001. *Karakterisasi Reservoir Seismik*. Bandung: Lab Geofisika Reservoir Departemen Teknik Geofisika ITB.
- Arthur G. Kidston. dkk. 2002. *hydrocarbon potential of the deep-water scotian slope*. Nova Scotia.
- Brenton M. Smith, Carl Makrides, Kris Kendell. 2015. *Exploration history, geologic setting, and exploration potential: Eastern Region*. Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, Halifax, Nova Scotia, Canada: 14.
- Chambell, Taylor. 2014. *Seismic stratigraphy and attribute analysis of the Mesozoic and Cenozoic of the Penobscot Area, offshore Nova Scotia*. Halifax : Department of Earth Sciences, Dalhousie University
- Chopra dan Marfurt. 2005. *75th Anniversary: Seismic Attributes - A Historical Perspective*. Arcis Corporation, Reservoir Services, Calgary, Alberta, Canada.
- Crane P, JDT dan Clark P, WJF. 1992. *Final Report on The 3D Seismic Survey on Penobscot E.L. 2353 Offshore Nova Scotia*. Canada: CNSOPB.
- Delisatra, Geranicky. 2012. *Short Course: Seismic Interpretation & Reservoir Characterization*. Jogjakarta: Universitas Gajah Mada.
- Deniswara, Rian. 2013. *Beberapa Ayat Al-Quran Yang Menjelaskan Tentang Pengembangan Teknologi*. <http://welfare techno.blogspot.co.id/2013/04>.
- Efendi, M. Muchtar. 2015. *Aplikasi Atribut Seismik untuk Identifikasi Sebaran Reservoir Hidrokarbon pada Zechstein Group, Rinjland, dan Chalk, Cekungan Laut Utara Belanda*. Malang: UIN Maulana Malik Ibrahim Malang.
- El-Naggar, Zaghoul. 2010. *Ayat-Ayat Kosmos dalam Al-Qur'an Al-Karim Jilid 2*. Kairo: Penerbit Shorouk International Bookshop.
- Halliburton. 2001. *Basic Petroleum Geology and Log Analysis*. http://issuu.com/elibrarysnsc/docs/basic_petroleum_geology_and_log_analysis__hallibur/85?e=0 (diakses tanggal 2 Agustus 2015).
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oil field Services.

- Kendell, L Kristopher, C.S. 2013. *Seismic Interpretation, source rocks and maturation, exploration history and potential play types of the central and eastern Scotian Shelf*. Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, Halifax, Nova Scotia, Canada: 7 – 13.
- Milsom, John. 2003. *Field Geophysics* Third Edition. London: John Wiley & Sons Ltd.
- Peters, Ekwere J. (-). *Petrophysics*. Departement of Petroleum and Geosystems. Texas: Engineering The University of Texas at Austin.
- Russell, B.H. 2006. *Avo workshop, Theory and Exercises*, A Veritas Company. Texas.
- Russell, B.H. 1998. *Introduction to seismic methods* (ed : S.N. Domenico), SOC. Of Exploration Geophysicist.
- Sroor, Mahmoud. 2010. *Geology & Geophysics in Oil Exploration*. <http://www.slideshare.net/FelipeAndrs4/geology-geophysics-in-oil-exploration> (diakses tanggal 18 Juni 2015).
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Tabah F.R, Hernowo Danusaputro. 2010. *Inversi model based untuk gambaran litologi bawah permukaan*. Semarang: Laboratorium Geofisika" Jurusan Fisika" Universitas Diponegoro.
- Thayyarah, Nadiyah. 2013. *Sains dalam Al-Quran*. Jakarta: Zaman.
- Yilmaz, Ozdogan . 2001, *Seismic Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion*. Society of Exploration Geophysics.



LAMPIRAN

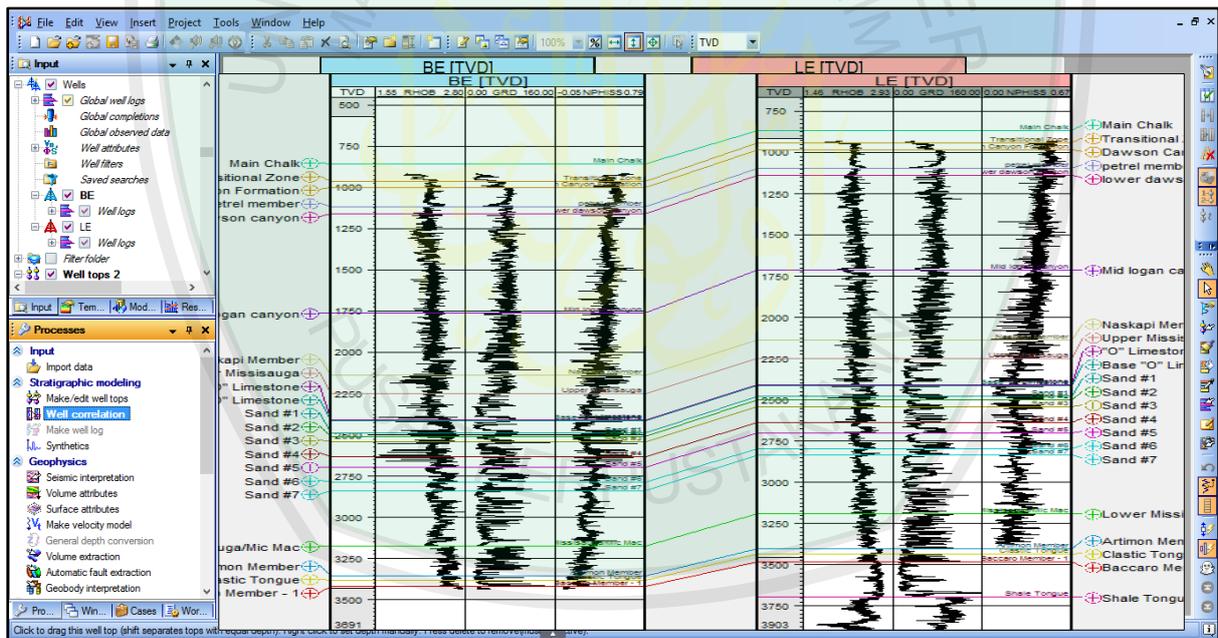
Lampiran 1

Korelasi sumur/Well correlation

Langkah-langkah melakukan Korelasi sumur:

1. Buka software petrel 2008, klik file, import file, pilih data sumur, gunakan file of type = Well logs (LAS), open, ok for all
2. Klik window, *new well section window*, centang sumur yang telah di import, kemudian klik sumur dan centang *Gamma ray (GRD)*, *Density (RHOB)*, *Neutron Porosity (NPHI)*.
3. Klik *stratigraphic modeling, well correlation*, kemudian klik *create / edite tops*, dan klik kurva log.

Klik kanan pada *marker / tops* dan isi sesuai marker pada data asli.

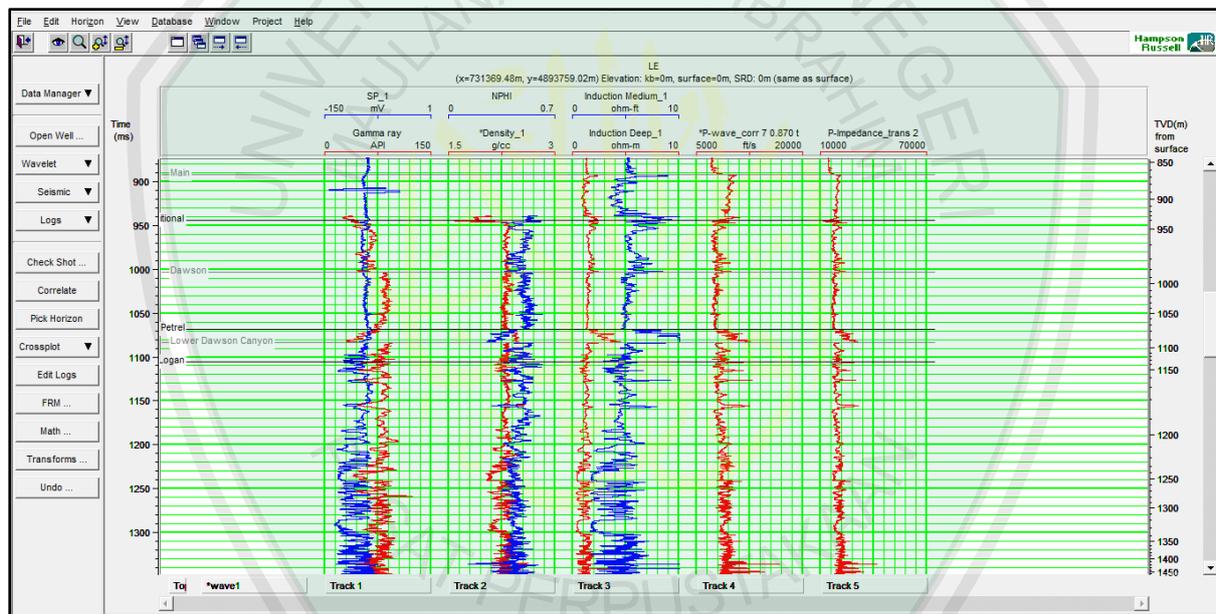


Lampiran 2

Menampilkan profil log

Langkah-langkah menampilkan profil log:

1. Buka *Humpson Russel Software (HRS)*
2. Klik *geoview*, klik *new*, beri nama, lalu *save*.
3. Klik *import data*, klik *logs*, pilih data sumur yang ingin ditampilkan, klik *next*, ok.
4. Klik salah satu sumur, klik *display well*, klik *tops/marker*, kemudian *import data tops*, klik *type data tops*, klik *next*, ok.
5. Klik *top name* sesuai nama *tops/marker* asli, klik *start measured depth* dan *end measured depth* isi dengan nilai yang sama sesuai nilai *tops*.



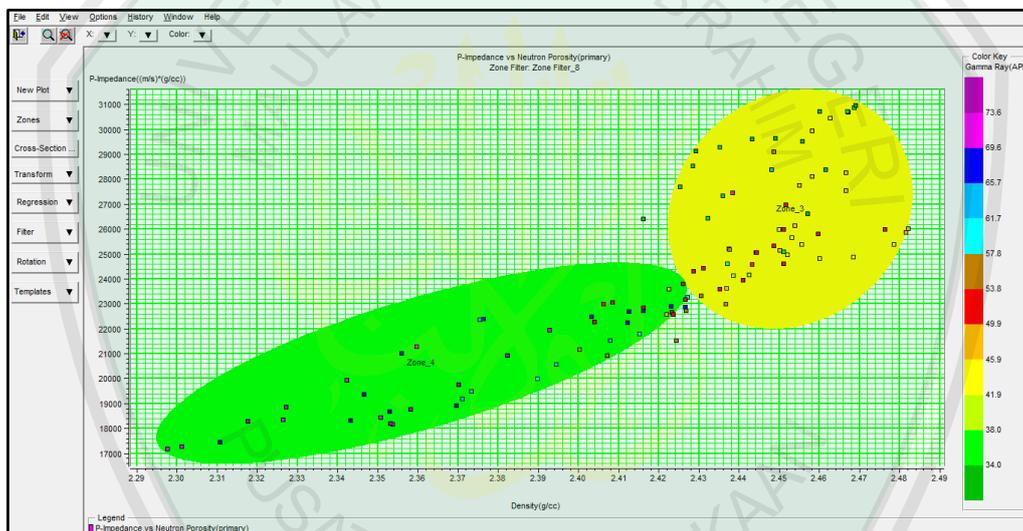
Lampiran 3

Cross plot

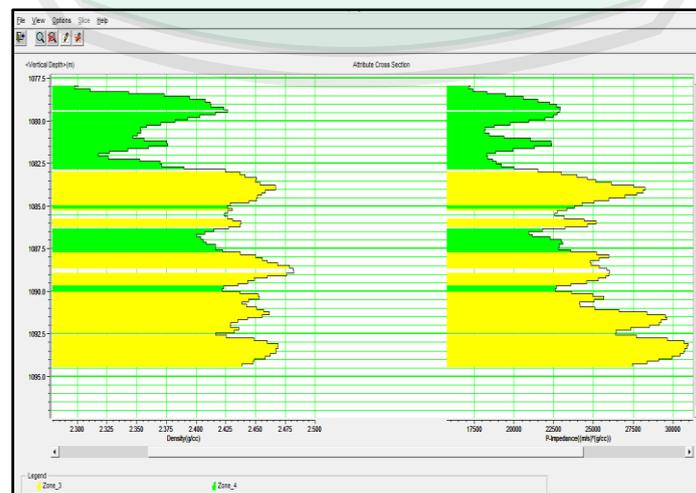
Langkah-langkah membuat Cross plot:

1. Klik *Elog* pada tampilan awal *HRS*, klik *new project*, kemudian *open well*.
2. Klik *cross plot*, klik *general*, kemudian *add Density*, *Gamma ray*, *P-impedance*, *Neutron Porosity* setelah itu *next*, ok.
3. Klik *color*, pilih *gamma ray* atau yang lainnya, pilih *Density* pada *Y* dan *P-impedance* pada *X*, pilih sesuai kebutuhan.
4. Klik *view*, *change color attributes*, *minimum-maximum color 0-150*, ok.

Klik *zones*, lalu klik *add*, mulai zonasi, *apply*, ok.



Klik *Cross-section*, kemudian klik *view*, lalu klik *Range: unscrolled*.

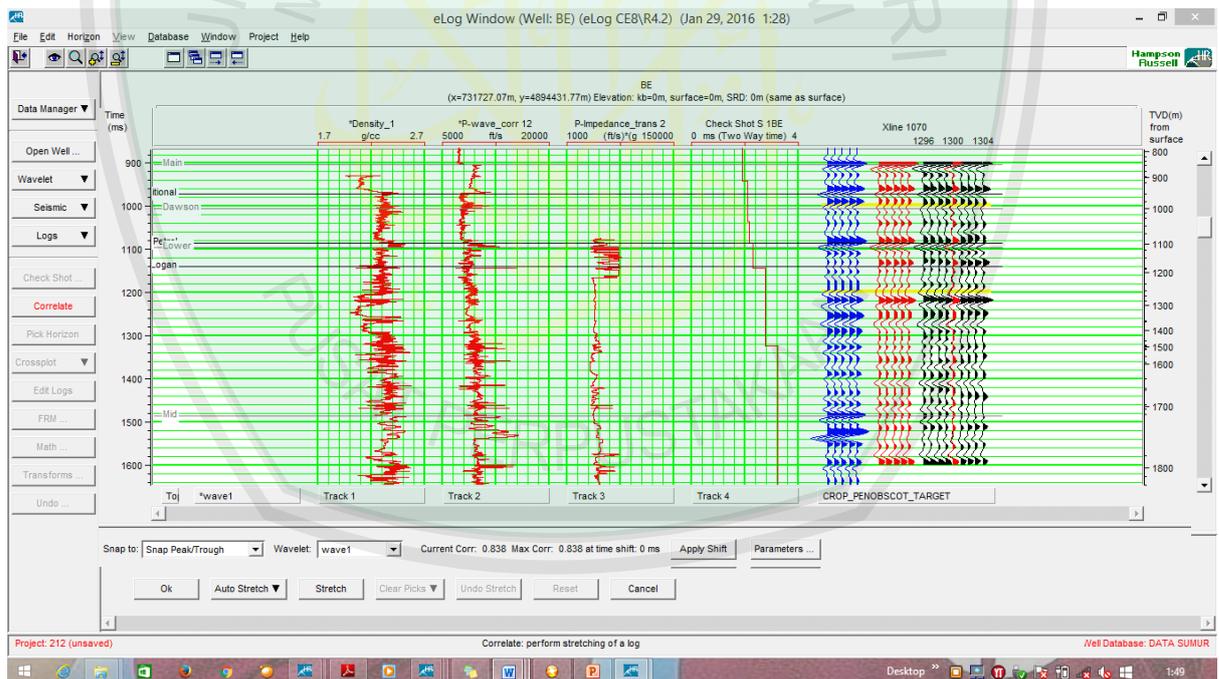


Lampiran 4

Well Seismic Tie

Langkah-langkah melakukan Well Seismic Tie:

1. Klik *Elog* pada tampilan awal *HRS*, klik *new project*, kemudian *open well*.
2. Tentukan panjang *window* untuk melakukan *well seismic tie*
3. Klik *wavelet*, klik *extract wavelet*, kemudian pilih *statistical*, Tentukan panjang *wavelet* yang akan digunakan. Untuk mendapatkan hasil yang maksimal panjang *wavelet* harus tiga kali lebih kecil dari panjang *window well seismic tie*
4. Klik *Correlate*, masukkan *seismic volume*, input log *Density*, log *Sonic*, *P-impedance*.
5. Lakukan *shifting*, *stretching*, *squeezing* sehingga mendapatkan nilai korelasi yang baik. Klik OK

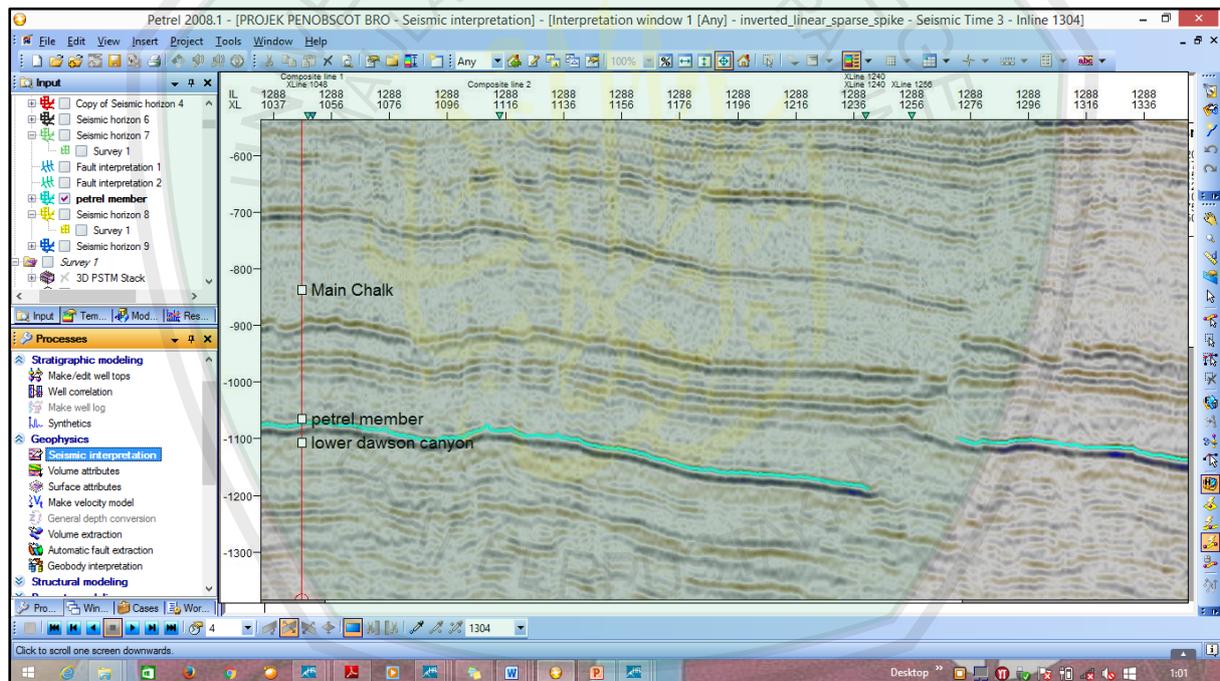


Lampiran 5

Picking Horizon

Langkah-langkah melakukan *Picking horizon*:

1. Klik *file, import file*, klik data seismik dengan format *seg*, gunakan file of *type = SEG-Y Seismic data, open, ok for all*.
2. Klik kanan *interpretation folder*, kemudian *insert horizon*.
3. Klik *window*, kemdian *interpretation window*, centang *Inline/Xline*.
4. Klik *Processes, klik geophysics*, kemudian *seismic interpretation*, dan klik lambang *horizon ‘H’* pada *toolbar* kanan layar, lakukan *picking horizon*.
5. Lanjutkan pada *line* selanjunya dengan interval yang diinginkan, klik *step plan forward* (pojok kiri bawah).

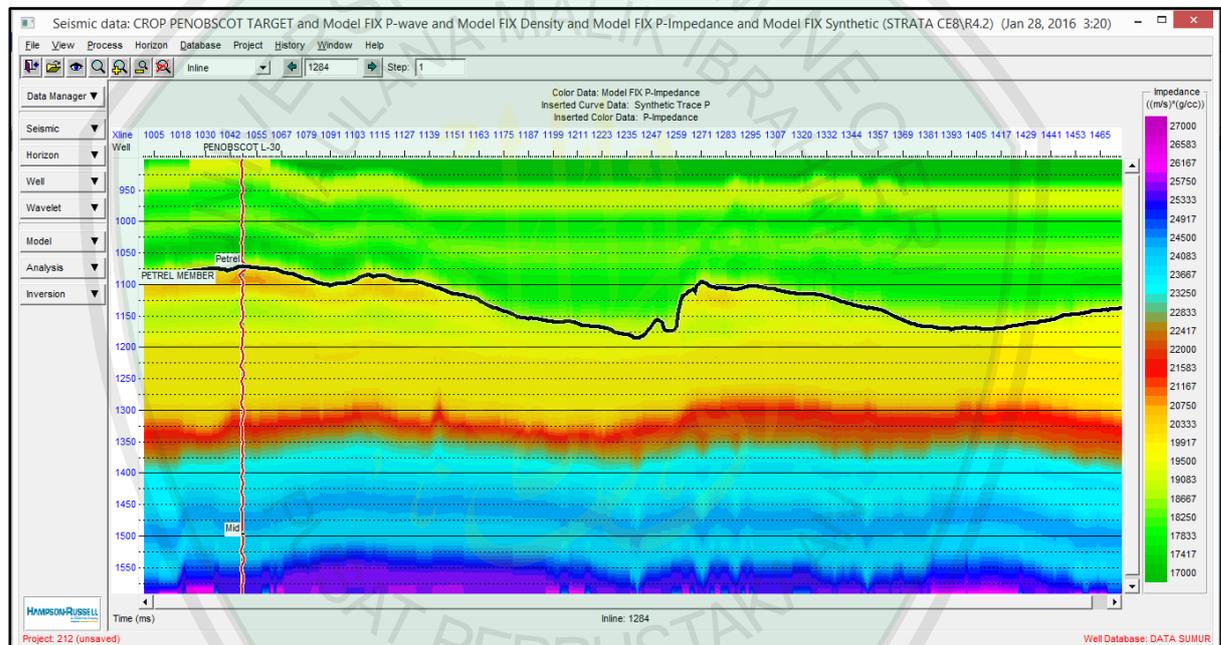


Lampiran 6

Earth Model

Langkah-langkah membuat Earth Model:

1. Klik *STRATA* pada tampilan awal *HRS*, klik *new project*, masukkan data seismik amplitudo.
2. Klik *model*, klik *build/rebuild a model*, masukkan data sumur, kemudian masukkan hasil *picking horizon* yang telah dilakukan.
3. Klik OK

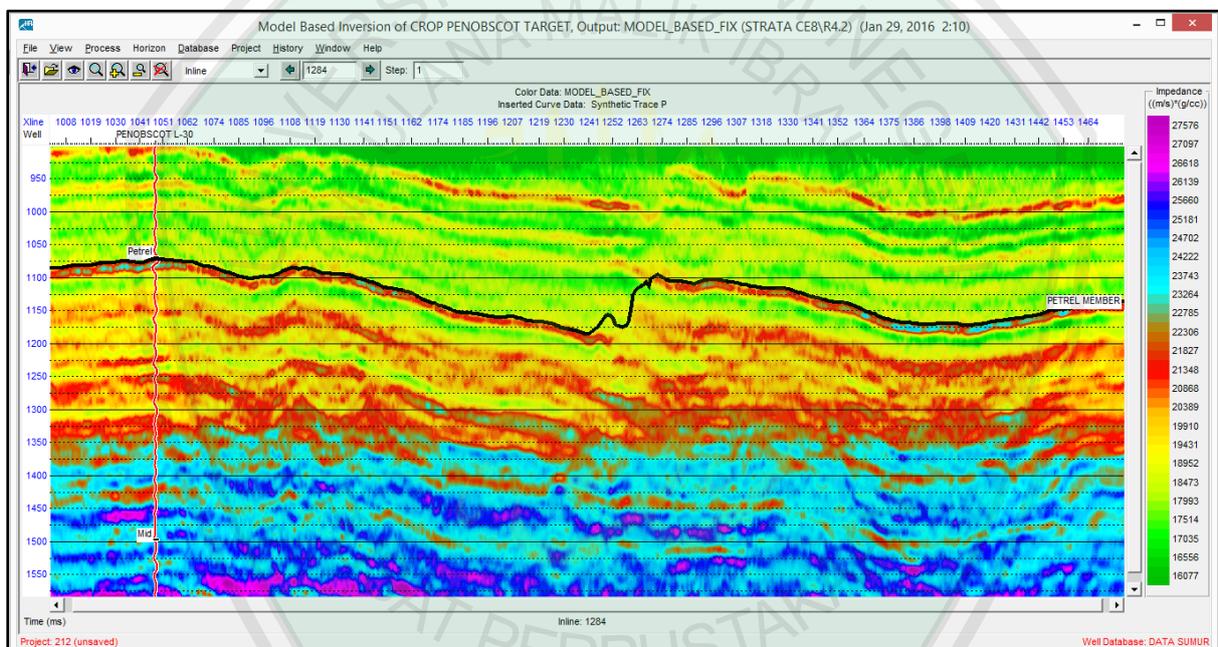


Lampiran 7

Inversi Impedansi Akustik

Langkah-langkah Melakukan Inversi Impedansi Akustik:

1. Klik *STRATA* pada tampilan awal *HRS*, klik *Analysis* kemudian pilih teknik inversi yang akan digunakan, klik *OK*.
2. Klik *Inversion*, pilih teknik inversi yang akan digunakan. Masukkan data seismik amplitudo dan *earth model*.
3. Atur *time window* yang akan di inversi, tentukan *sample rate*.
4. Klik *OK*

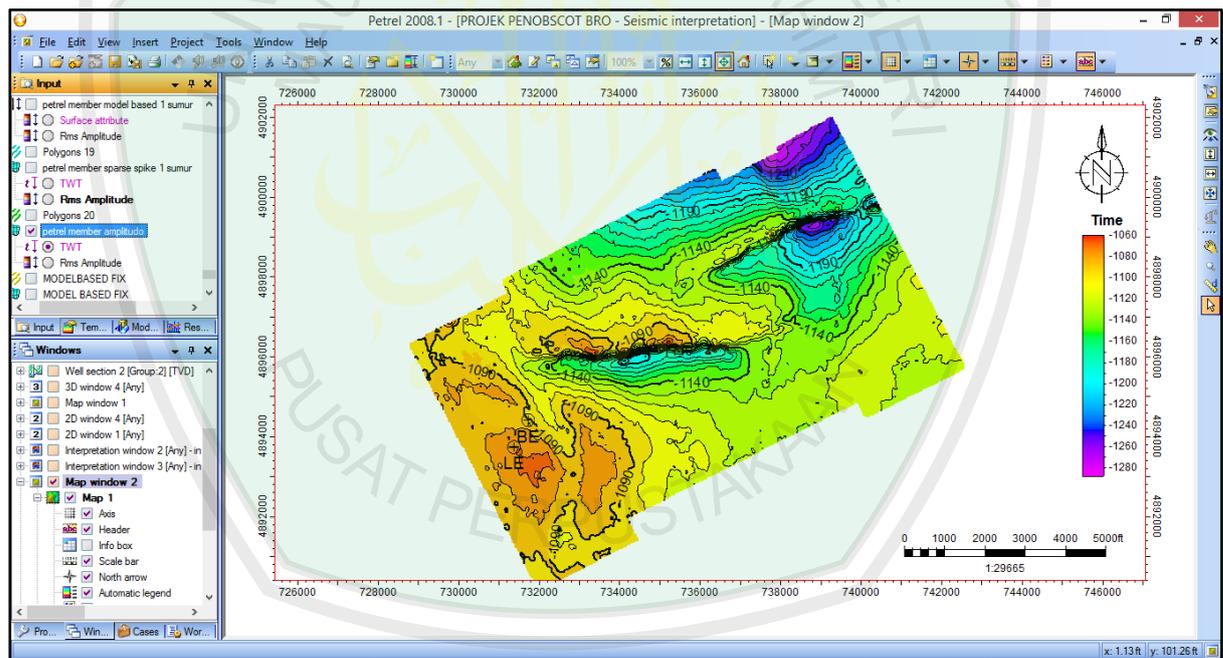


Lampiran 8

Time structure map

Langkah-langkah membuat peta struktur waktu/ *Time structure map*:

1. Setelah *picking horizon* dilakukan maka tampilkan *horizon* pada *2D window* dengan cara klik *window*, klik *2D window*, lalu centang *horizon*.
2. Kemudian Klik *Processes*, klik *utilities*, dan klik *make/edit polygons*, mulai membuat *polygons* dengan klik satu kali pada ujung *horizon* dan mengikuti pola horizon lalu akhiri di titik awal dengan 2 kali klik.
3. Klik 2 kali *make/edit surface*, masukkan *horizon* dan *polygon*, klik *geometry*, klik *get limit from selected*, klik *apply*.
4. Tampilkan pada *map window* dengan cara, klik *window*, lalu klik *new map window*, lalu centang *seismic horizon*.

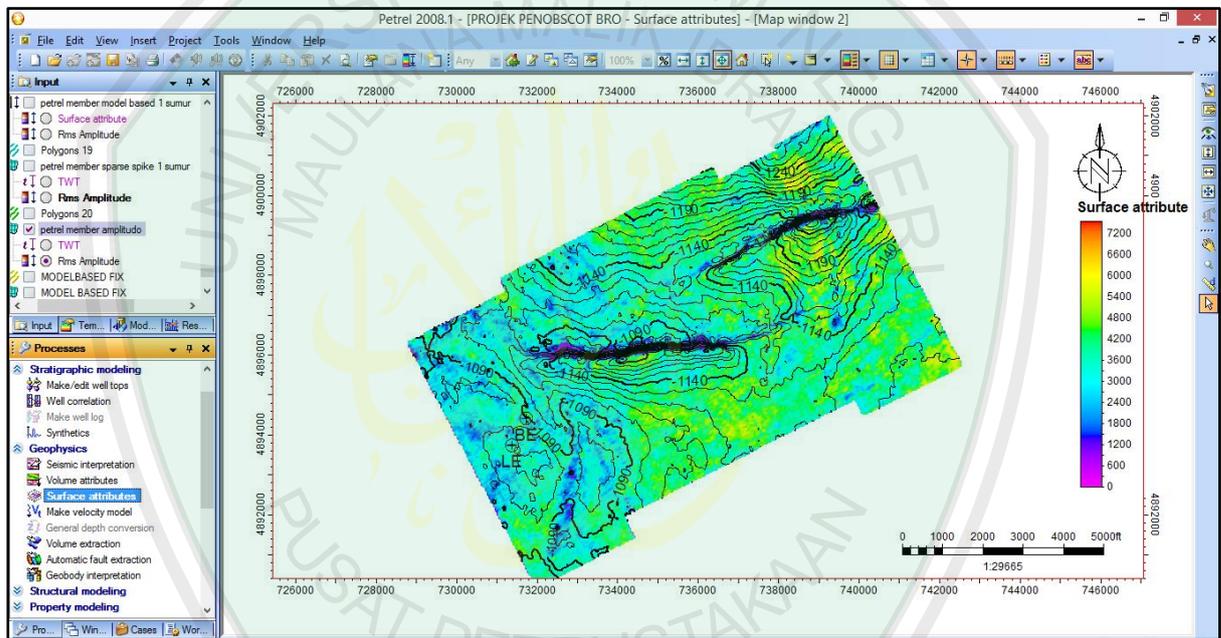


Lampiran 9

Attribute RMS Amplitudo

Langkah-langkah membuat peta Attribute RMS Amplitudo:

1. Setelah membuat *time structure map*, selanjutnya pilih menu *processes, Geophysics* kemudian klik 2x *surface attributes*.
2. Pada kolom attribute pilih RMS amplitude, masukkan data seismik sebagai input atribut RMS. Masukkan surface yang telah dilakukan sebelumnya.
3. Atur *above window* dan *below window* sesuai kebutuhan. Klik Apply kemudian OK.





KEMENTERIAN AGAMA RI
UNIVERSITAS ISLAM NEGERI MAULANA MALIK IBRAHIM MALANG
JURUSAN FISIKA

Jl. Gajayana No. 50 Dinoyo Malang (0341) 551345 Fax. (0341) 572533

BUKTI KONSULTASI SKRIPSI

Nama : MUHAMMAD FAKHRUL BAHAR
NIM : 11640025
Fakultas/ Jurusan : Sains dan Teknologi/ Fisika
Judul Skripsi : Penggunaan Metode Inversi Impedansi Akustik (IA) Untuk Menentukan Sebaran Reservoir Karbonat (Studi Kasus Formasi Petrel pada lapangan Penobscot Kanada)
Pembimbing I : Irjan, M.Si
Pembimbing II : Ahmad Abtokhi, M.Pd

No	Tanggal	HAL	Tanda Tangan
1		Konsultasi Bab I, II, III	
2		Konsultasi Data	
3		Konsultasi Data	
4		Konsultasi Kajian Agama	
5		Konsultasi Bab IV	
6		Konsultasi Bab V	
7		Konsultasi Semua Bab, Abstrak dan Acc	
8		Konsultasi Kajian Agama dan Acc	

Malang, April 2016
Mengetahui,
Ketua Jurusan

Erna Hastuti, M.Si
NIP. 19811119 200801 2 009