



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**IDENTIFIKASI RESERVOAR DAN FLUIDA  
PADA LAPANGAN BLACKFOOT MENGGUNAKAN  
METODE *EI (ELASTIC IMPEDANCE)*  
DAN *LMR (LAMBDA-MU-RHO)***

**SKRIPSI**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains**

**ANDHY PRAMUDITA  
0706196430**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM SARJANA EKSTENSI FISIKA  
KEKHUSUSAN GEOFISIKA  
DEPOK  
JUNI 2010**

## SURAT KETERANGAN PEMBIMBING

Yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Dr. rer. nat. Abdul Haris  
Jabatan : Pembimbing

menerangkan bahwa mahasiswa yang tersebut di bawah ini :

Nama : Andhy Pramudita  
N P M : 0706196430  
Departemen : Fisika  
Peminatan : Geofisika

sedang menyelesaikan tugas akhir dan diperkirakan akan maju pada periode Juni dengan judul tugas akhir :

IDENTIFIKASI RESERVOAR DAN FLUIDA PADA  
LAPANGAN BLACKFOOT MENGGUNAKAN METODE  
*EI (ELASTIC IMPEDANCE) DAN LMR (LAMBDA-MU-RHO)*

Demikian surat keterangan ini dibuat untuk dapat dipergunakan sesuai dengan keperluan.

Depok, 17 Mei 2010

Pembimbing

( Dr. rer. nat. Abdul Haris)

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :

Nama : Andhy Pramudita  
NPM : 0706196430  
Tanda Tangan :  
Tanggal : 11 MEI 2010

**Telah berhasil dipertahankan di hadapan dewan penguji dan diterima sebagai persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada program studi Ekstensi Fisika, Fakultas Matematika dan Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia**

### DEWAN PENGUJI

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

Penguji I : Dr. Supriyanto Suparno ( )

Penguji II : Dr. Waluyo ( )

Ditetapkan di : Depok  
Tanggal : 12 Juni 2010

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

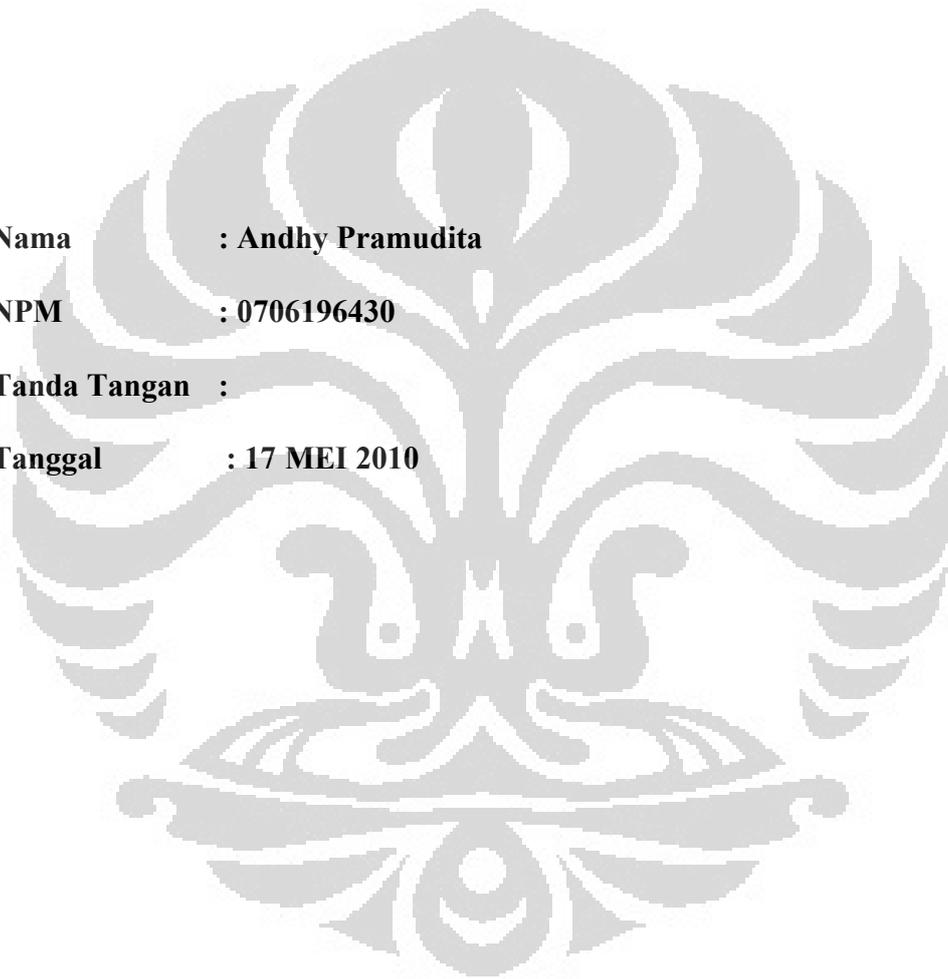
**Skripsi ini adalah karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar**

**Nama : Andhy Pramudita**

**NPM : 0706196430**

**Tanda Tangan :**

**Tanggal : 17 MEI 2010**



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

---

---

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

Nama : Andhy Pramudita  
NPM : 0706196430  
Program Studi : Geofisika  
Departemen : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Jenis karya : Skripsi

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

IDENTIFIKASI RESRVOAR DAN FLUIDA PADA LAPANGAN  
BLACKFOOT MENGGUNAKAN METODE *EI (ELASTIC IMPEDANCE)*  
DAN *LMR (LAMBDA-MU-RHO)*

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia atau diformatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tahap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta  
Pada tanggal : 17 Mei 2010

Yang menyatakan

(Andhy Pramudita)

## KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Segala Puji dan syukur penulis ucapkan kehadiran ALLAH SWT yang senantiasa melimpahkan rahmat, hidayah, dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan judul "IDENTIFIKASI RESRVOAR DAN FLUIDA PADA LAPANGAN BLACKFOOT MENGGUNAKAN METODE *EI (ELASTIC IMPEDANCE)* DAN *LMR (LAMBDA-MU-RHO)*", telah selesai.

Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Ayah dan Ibunda tercinta, dan saudara-saudaraku tercinta : Yuning, Vida, Ardik, Krisna yang senantiasa memberi dorongan moril dan spirituil.
2. Om Kadir, Dani, Masbro, Ira Pradisna yang telah banyak membantu penulis terutama dalam hal materil, moril, dan spirituil.
3. Dr. rer. nat Abdul Haris. Sebagai dosen pembimbing yang telah meluangkan waktunya dalam memberikan arahan, bimbingan serta fasilitas tempat pengerjaan tugas akhir ini.
4. Bapak Dr Budi Kurniawan selaku ketua program sarjana departemen Fisika UI.
5. Bapak Dr. Eng. Yunus Daud, MSc Selaku ketua peminatan Geofisika departemen Fisika UI.
6. Mba Dina, Mba Nina, Diah Ayu yang telah banyak memberi pencerahan kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
7. Bei, Gayatri, Erlangga, aryo dan anak-anak Puri yang rela meluangkan waktunya untuk berdiskusi dalam penyelesaian tugas akhir ini.
8. Seluruh dosen dan staf Tata Usaha di departemen Fisika UI.
9. Semua pihak yang telah membantu dan memberikan motivasi kepada penulis. Mohon maaf jika tidak tercantum namanya.

Penulis sangat mengharapkan kritik dan saran yang membangun sehingga tugas akhir ini menjadi lebih baik dari sekarang, semoga laporan penelitian ini dapat bermanfaat bagi penulis dan pembaca.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb.

Depok, 17 Mei 2010

Andhy Pramudita

## ABSTRAK

Nama : Andhy Pramudita  
Pembimbing : Dr. rer. nat. Abdul Haris  
Program Studi : Ekstensi Geofisika  
Judul : IDENTIFIKASI RESERVOAR DAN FLUIDA  
PADA LAPANGAN BLACKFOOT MENGGUNAKAN  
METODE *EI* (*ELASTIC IMPEDANCE*) DAN  
*LMR* (*LAMBDA-MU- RHO*)

Studi inversi seismik *EI* dan *LMR* untuk lapangan Blackfoot telah dilakukan untuk mengidentifikasi distribusi reservoir dan kandungan fluidanya. Lapangan blackfoot merupakan lapangan gas dan minyak dengan reservoirnya merupakan karbonat yang berada pada kedalaman sekitar 1555 m, dengan dominasi lapisan glaukonit. Studi ini menggabungkan antara metode inversi elastik impedansi dan metode *lambda-mu-rho*, dengan harapan dapat mengkarakterisasi reservoir terutama dalam memisahkan kandungan fluida dan memberikan informasi yang signifikan tentang perbedaan litologinya.

Konsep inversi *EI* dan *LMR* mengacu pada perubahan rasio  $V_p/V_s$  yang dapat memberikan dampak yang besar kepada nilai *lambda* dan *mu*. Parameter *lame's* yang berasosiasi dengan inkompresibilitas, diharapkan mampu memberikan informasi tentang fluida yang mengisi pori batuan, sementara parameter *mu* yang berasosiasi dengan regiditas dapat memberikan informasi terkait jenis batuan.

Pada implementasinya data seismik *prestack* diolah untuk mendapatkan berbagai macam penampang baik itu *Rp*, *Rs*, *Near stack*, *Far Stack* untuk digunakan sebagai input dalam berbagai proses inversi. Dengan demikian hasil inversi diharapkan bisa menyebarkan secara lateral sensitifitas *LMR* yang dimiliki oleh setiap sumur untuk memberikan informasi yang signifikan baik dalam hal membedakan litologi, maupun informasi keberadaan fluida.

Kata kunci :

Reservoir Fluida *EI* (*Elastic Impedance*) dan *LMR* (*Lmbda-Mu-Rho*)

## ABSTRACT

Name : Andhy Pramudita  
Lecturer : Dr. rer. nat. Abdul Haris  
Study Program : Geophysical Extension  
Title : RESERVOAR AND FLUIDS IDENTIFICATION  
ON THE BLACKFOOT AREA USING  
EI (ELASTIC IMPEDANCE AND LMR  
(LAMBDA-MU-RHO) METHOD

Seismic inversion study of EI and LMR for Blackfoot field has been done to identify the distribution of Reservoir properties and fluid content. Blackfoot field is an oil and gas field with a carbonate Reservoir located at a depth of approximately 1555 m, with the dominance glauconit layer. This study combines elastic impedance inversion method and the method of the lambda-mu-rho, in hopes of Reservoir characterization, especially in separating the fluid content and provide significant information about the differences in lithology.

EI and LMR inversion concept refers to changes in the ratio  $V_p / V_s$  that can give a big impact to the value of lambda and mu. Lamé's parameters associated with incompressibility, are expected to provide information about the fluid that fills the pores of rocks, while the parameters associated with rigidity you can provide Information related to the rock type.

In implementation prestack seismic data is processed to obtain various kinds of good cross-section was  $R_p$ ,  $R_s$ , Near stack, Far Stack to be used as input in the inversion processes. So the result of inversion is expected to spread laterally LMR sensitivity of each of the wells to provide significant information both in terms of distinguishing lithology, as well as information on the presence of fluid.

Keywords :

Reservoir Fluids *EI (Elastic Impedance)* and *LMR (Lmbda-Mu-Rho)* Method

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Lokasi Lapangan .....	5
Gambar 2.2 Kolom stratigrafi pada lapangan Blackfoot (Margrave et al., 1997)....	8
Gambar 2.3 Tipe Log Lapangan Blackfoot (internet, Blackfeet Reservation) .....	9
Gambar 2.4 Gambaran Fasies Lingkungan Pengendapan Estuary Wave Dominated .....	9
Gambar 2.5 Struktur Lapangan Blackfoot (internet, Blackfeet Reservation) .....	10
Gambar 2.6 Petroleum Sistem Lapangan Blackfoot (internet, Blackfeet Reservation) .....	11
Gambar 3.1. Sw vs Densitas. Aplikasi persamaan Wyllie pada Reservoir minyak dan gas .....	13
Gambar 3.2. Skema deformasi batuan terhadap Gelombang Kompresi (P-Wave) dan Gelombang Shear (S-Wave) .....	14
Gambar 3.3. Pergerakan Gelombang P dan S, (AVO Workshop, 2008) .....	15
Gambar 3.4. Ilustrasi hubungan geologi dan seismik .....	19
Gambar 3.5 Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflector (Russell, 1999, opcite Direzza, 2005) .....	24
Gambar 4.1 <i>3D line</i> seismic Blackfoot beserta sumur-sumur yang Terdapat Didalamnya .....	29
Gambar 4.2 Trace data <i>CDP gather</i> .....	30
Gambar 4.3 Trace data <i>super gather</i> .....	30
Gambar 4.4 Trace data <i>CDP stack</i> .....	31
Gambar 4.6 Diagram alur pengerjaan tugas akhir ini .....	32
Gambar 4.7 <i>angle gather</i> .....	35
Gambar 4.8 <i>near stack &amp; far stack</i> pada <i>xline 45</i> .....	36
Gambar 4.9 <i>Rp &amp; RS</i> pada <i>xline 45</i> .....	36
Gambar 4.10 <i>Wavelet 1</i> .....	37
Gambar 4.11 <i>Wavelet near</i> .....	37
Gambar 4.12 <i>Wavelet far</i> .....	38
Gambar 4.13 <i>Wavelet Rp, Rs</i> .....	38
Gambar 4.14 <i>well seismic tie</i> untuk sumur 01-17 dengan harga korelasi 0.862 .....	39
Gambar 4.15 <i>well seismic tie</i> untuk sumur 05-16 dengan harga korelasi 0.904 .....	39
Gambar 4.16 <i>well seismic tie</i> untuk sumur 08-08 dengan harga korelasi 0.883 .....	39
Gambar 4.17 <i>well seismic tie</i> untuk sumur 09-08 dengan harga korelasi 0.877 .....	40
Gambar 4.18 Model bumi pada <i>near angle</i> pada <i>xline 45</i> .....	40
Gambar 4.19 Model bumi pada <i>far angle</i> pada <i>xline 45</i> .....	41
Gambar 4.20 Model bumi berdasarkan <i>Zp</i> pada <i>xline 45</i> .....	41
Gambar 4.21 Model <i>Zs</i> bumi berdasarkan pada <i>xline 45</i> .....	42
Gambar 4.22 Analisis inversi <i>near stack</i> sumur 01-17 dan 05-16 untuk <i>Sparse Spike inversion</i> .....	43

Gambar 4.23 Analisis inversi <i>near stack</i> sumur 05-16 dan 08-08 untuk <i>Sparse Spike inversion</i> .....	43
Gambar 4.24 Analisis inversi <i>far stack</i> sumur 01-17 dan 05-16 untuk <i>sparse spike inversion</i> .....	44
Gambar 4.25 Analisis inversi <i>far stack</i> sumur 08-08 dan 09-08 untuk <i>sparse spike inversion</i> .....	44
Gambar 4.26 Analisis inversi ZP sumur 01-17 dan 05-15 untuk <i>sparse spike inversion</i> .....	45
Gambar 4.27 Analisis inversi ZP sumur 08-08 dan 09-08 untuk <i>sparse spike inversion</i> .....	45
Gambar 4.28 Analisis inversi ZS sumur 01-17 dan 05-16 untuk <i>sprse spike inversion</i> .....	46
Gambar 4.29 Analisis inversi ZS sumur 08-08 dan 09-08 untuk <i>sparse spike inversion</i> .....	46
Gambar 5.1 Zona reservoir pada sumur 01-17 .....	47
Gambar 5.2 Zona reservoir pada sumur 05-16 .....	48
Gambar 5.3 Zona reservoir pada sumur 08-08 .....	48
Gambar 5.4 Zona reservoir pada sumur 09-08 .....	49
Gambar 5.5 krosplot antara <i>P Impedance</i> dengan <i>gamma ray</i> pada sumur 08-08 .....	51
Gambar 5.6 krosplot antara <i>P Impedance</i> dengan <i>S-impedance</i> pada sumur 08-08 .....	52
Gambar 5.7 krosplot <i>lambda-rho vs mu-rho</i> dengan atribut warna <i>neutron porosity (NPHI)</i> pada sumur 08-08 .....	53
Gambar 5.8 krosplot <i>lambda-rho vs mu-rho</i> dengan atribut warna <i>resistivity</i> pada sumur 08-08.....	53
Gambar 5.9 krosplot antara <i>elastic Impedance near angle</i> dengan <i>elastic Impedance far</i> pada sumur 08-08.....	55
Gambar 5.10 krosplot antara <i>P- Impedance</i> dengan dengan <i>elastic Impedance far</i> pada sumur 08-08.....	55
Gambar 5.11 Penampang Inversi akustik impedansi (ZP) pada xline 45 .....	57
Gambar 5.12 Penampang Inversi <i>shear</i> impedansi (ZS) pada xline 45.....	58
Gambar 5.13 Penampang Inversi elastik impedansi (EI) <i>near</i> pada xline 45 .....	59
Gambar 5.14 Penampang Inversi elastik impedansi (EI) <i>far</i> pada xline 45.....	59
Gambar 5.15 Penampang data slice pada horizon pada amplitudo Inversi elastik impedansi (EI) <i>near</i> dan elastik impedansi (EI) <i>far</i> .....	60
Gambar 5.16 Penampang krosplot amplitudo Inversi elastik impedansi (EI) <i>near</i> vs elastik impedansi (EI) <i>far</i> .....	61
Gambar 5.17 Penampang <i>mu-rho</i> pada xline 45 .....	62
Gambar 5.18 Penampang <i>lambda-rho</i> pada xline 45 .....	63
Gambar 5.19 data <i>slice</i> pada <i>horizon 2</i> .....	63
Gambar 5.20 krosplot amplitudo antara dan MR .....	64
Gambar 5.21 penampang LR dan MR denngan atribut warna <i>cross plot</i> amplitudo LR dan MR, pada x line 45.....	65

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	<b>xi</b>
<b>SURAT KETERANGAN PEMBIMBING</b> .....	<b>ii</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN</b> .....	<b>iii</b>
<b>HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS</b> .....	<b>iv</b>
<b>LEMBAR PUBLIKASI KARYA ILMIAH</b> .....	<b>v</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>vi</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>vii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>ix</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>xi</b>
<b>BAB 1 PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1 Latar belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Metodologi .....	3
1.5 Sistematika Penulisan .....	4
<b>BAB 2 TINJAUAN GEOLOGI LAPANGAN BLACKFOOT</b> .....	<b>5</b>
2.1 Tinjauan Umum .....	5
2.2 Geologi Setting .....	6
2.2.1 Stratigrafi.....	7
2.2.2 Struktur.....	10
2.3 Sistem Perminyakan.....	11
<b>BAB 3 TEORI DASAR</b> .....	<b>12</b>
3.1 Sifat Fisika Batuan .....	12
3.1.1 porositas .....	12
3.1.2 Densitas .....	12
3.1.3 Kecepatan Gelombang P ( $V_p$ ) dan Gelombang S ( $V_s$ ) .....	14
3.1.4 Rigiditas ( $\mu$ ) dan incompresibilitas ( $\lambda$ ) .....	16
3.2 Seismologi Refleksi .....	17
3.2.1 Konsep dasar Seismik Refleksi .....	17
3.2.2 Koefisien Refleksi.....	18
3.2.3 <i>Wavelet</i> .....	20
3.2.4 <i>Trace</i> Seismik.....	21
3.2.5 Interferensi Gelombang Seismik .....	22
3.3 <i>Amplitude Variation with Offset (AVO)</i> .....	23
3.4 <i>Elastic Impedance (EI)</i> .....	25
3.5 Inversi Seismik .....	27
3.5.1 Inversi Rekursif .....	27
3.5.2 Inversi <i>Model Based</i> .....	28
3.5.4 Inversi <i>Spare-Spike</i> .....	28

<b>BAB 4 PENGOLAHAN DATA .....</b>	<b>29</b>
4.1 Data Seismik.....	29
4.2 Data Sumur.....	33
4.3 Pengolahan Data Seismik.....	35
4.4 Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i> .....	37
4.5 Pembuatan Model Bumi.....	40
4.6 Analisis Inversi .....	42
<b>BAB 5 HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>47</b>
5.1 Analisa Data Sumur .....	47
5.1.1 Analisa Zona Reservoir .....	47
5.1.2 Analisa Krosplot .....	50
5.2 Analisa Hasil Inversi .....	56
5.2.1 Analisa Penampang Inversi ( <i>ZP</i> ) dan Inversi ( <i>ZS</i> ) .....	57
5.2.2 Analisa Inversi Elastik Impedansi .....	58
5.2.3 Analisa Penampang <i>Lambda-rho</i> dan Penampang <i>Mu-Rho</i> .....	62
<b>BAB 6 KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>66</b>
6.1 Kesimpulan.....	66
6.2 Saran.....	67
<b>DAFTAR ACUAN .....</b>	<b>68</b>

## BAB 1

### PENDAHULUAN

#### 1.1 Latar Belakang

Seismik refleksi merupakan metode utama yang selalu digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon. Metode ini dapat menggambarkan keadaan geologi bawah permukaan bumi dengan cukup baik, sehingga perangkat-perangkat hidrokarbon dapat dikenali dengan baik.

Permasalahan utama yang dihadapi di dalam metode seismik umumnya berasal dari sinyal-sinyal gangguan mengakibatkan terjadinya kesalahan dalam interpretasi. Untuk mengatasi masalah tersebut di dalam interpretasi seismik sekarang ini dilakukan proses inversi seismik.

Proses inversi seismik pada dasarnya adalah mengubah *trace* seismik yang telah diperoleh melalui pengolahan data seismik (penampang seismik *zero offset*) menjadi *trace* impedansi akustik. Impedansi akustik dapat menggambarkan sifat-sifat *reservoir* yang dapat berguna untuk karakterisasi *reservoir*. Dengan diketahuinya karakteristik dari *reservoir*, maka proses eksplorasi dan produksi selanjutnya dapat dilakukan dengan lebih baik.

Selama ini inversi *Acoustic Impedance (ZP/AI)* biasa digunakan dalam mengkarakterisasi *reservoir* untuk data seismik *zero offset*. Pada tahun 1999 Conolly memperkenalkan teknik inversi data seismik *non zero offset* untuk menghasilkan suatu parameter fisika *reservoir Elastic Impedance (EI)* yang merupakan generalisasi dari *ZP* untuk beberapa sudut datang (*incidence angle*). Adanya parameter gelombang *Vs* maka diharapkan kita dapat mengkarakterisasi *reservoir* dengan lebih baik dan lebih detail.

Metode *Lambda-Mu-Rho* (*LMR*) merupakan perkembangan lebih lanjut dari teknik inversi. Melalui hubungan persamaan antara parameter konstanta Lamé dengan kecepatan gelombang (P dan S) dapat ditunjukkan bahwa  $\mu$  (*rigidity*) lebih menunjukkan kepada litologi dan  $\lambda$  (*incompressibility*) menunjukkan perubahan fluida pada *reservoir* tersebut.

Perubahan  $V_p$  dan  $V_s$  yang kecil saja memberikan harga perubahan  $\lambda$  dan  $\mu$  yang jauh lebih besar. Sehingga ekstraksi parameter fisika reservoir ( $\lambda\rho$ ,  $\mu\rho$ ) diharapkan mampu menampilkan anomali yang lebih dapat mengidentifikasi karakterisasi litologi dan kandungan fluida pada suatu reservoir.

Dengan menggunakan data seismik pre-stack sebagai input dalam proses inversi EI dan *LMR*, diharapkan akan dapat memberikan gambaran yang lebih baik dalam mengidentifikasi hidrokarbon dan litologi pada lapangan "*Blackfoot*".

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan yang penulis dalam melakukan studi ini yang diantaranya adalah sebagai berikut :

1. Mengaplikasikan konsep *AVO* dan inversi *EI* yang kemudian dilanjutkan dengan ekstraksi parameter *LMR* untuk memberikan informasi tentang litologi dan fluida pada lapangan Blackfoot.
2. Mengetahui dan memahami *AVO* respon terhadap kecepatan gelombang P (primer), dan S (sekunder), serta densitas untuk menentukan *pore space* serta *fluids* pada matriks batuan.
3. Mendapatkan perbandingan metode impedansi elastis (*EI*) dengan *Lambda-Mu-Rho* (*LMR*) pada lapangan Blackfoot.

### 1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah studi ini antara

1. Studi ini membahas tentang metode EI dan *LMR*.
2. Data seismik pada lapangan Blackfoot merupakan data *3D* yang sudah dikoreksi *normal move out (NMO)*.
3. Data sumur yang digunakan adalah : 01-17, 0516, 08-08, 09-08.

### 1.4 Metodologi

Secara garis besar langkah-langkah dalam penelitian sebagai berikut :

1. Estimasi nilai *S wave* untuk setiap sumur, dan melakukan penurunan *log* tambahan, seperti *log EI (elastic impedance)* untuk *near angle*, *far angle*, *log P Impedance*, *log S Impedance*, *log Lambda-Rho*, dan *log Mu-Rho*.
2. Melakukan pemodelan *fluid replacement model (FRM)*.
3. Menganalisa data sumur untuk menentukan reservoir dan melakukan beberapa krosplot.
4. *Stacking* data super gather menjadi *CDP stack*
5. Menganalisa sudut dari penampang *angle gather*.
6. *Stacking* data pada *CDP gather* menjadi beberapa penampang antaranya *EI near*, *EI far*, *RP*, dan *RS*.
7. Ekstaksi *wavelet* dari setiap penampang seismik dan melakukan *well seismic tie*.
8. Membuat model bumi dari setiap data *stack*.
9. Melakukan analisis inversi untuk setiap penampang model bumi yang dibuat.

10. Melakukan inversi volum pada setiap penampang model bumi berikut *EI near*, *EI far*, *ZP*, dan *ZS*.
11. Transformasi *LMR* dari penampang inversi *ZP* dan *ZS*.
12. Krosplot amplitudo antara penampang inversi *EI near* dengan *EI far*, dan *lambda-rho* dengan *mu-rho*.
13. Analisis hasil dari setiap penampang inversi.

### 1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam studi diawali dengan Pendahuluan yang membahas tentang latar belakang masalah, tujuan penelitian, pembatasan masalah, metode penelitian, serta dilengkapi dengan sistematika penulisan laporan studi diberikan pada bab I. Adapun untuk Bab 2 membahas gambaran secara umum geologi pada daerah blackfoot, baik letak geografis, struktur geologi, stratigrafi serta petroleum sistem yang telah digambarkan oleh geologis.

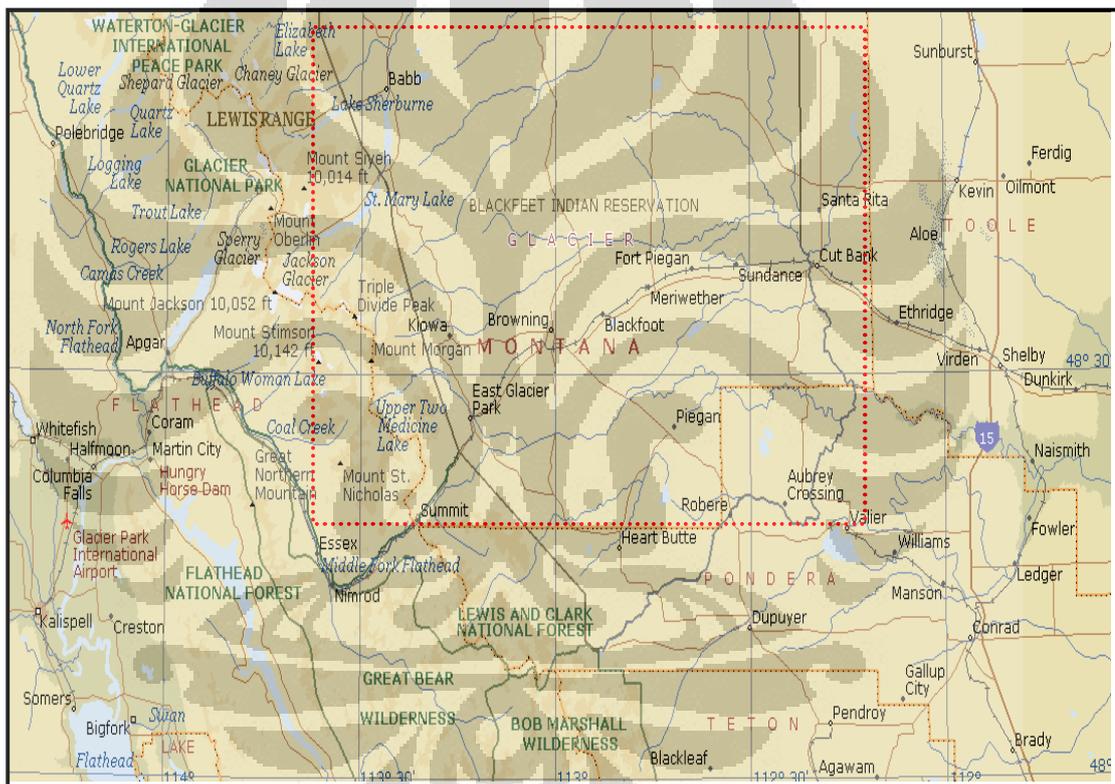
Teori dasar yang menjelaskan tentang konsep seismologi refleksi, sifat fisika batuan, teknik Amplitudo *Variaton with Offset* (AVO), dan Inversi seismik dijelaskan dalam bab III. Sedangkan untuk pengolahan yang menjelaskan tentang tahap persiapan data beserta urutan pengerjaan yang sesuai dengan metodologi dibahas secara detil pada bab IV. Analisa dan pembahasan dari hasil pengolahan data dibahas pada bab V. Dan bab VI merupakan kesimpulan dan saran yang diperoleh berdasarkan analisa

## BAB 2

### TINJAUAN GEOLOGI

#### 2.1 Tinjauan Umum

Daerah Penelitian terdapat di area Reservasi Blackfoot di bagian Baratlaut Montana dan sebagian besar Glacier County, Batas Canadian Province of Alberta, North America. Lokasi BlackFoot berada di sekitar  $48^{\circ} 34' 29''$  dan  $112^{\circ} 52' 39''$ .



Gambar 2.1. Lokasi Lapangan Blackfoot (Microsoft Encarta Premium 2009)

## 2.2 Geologi Setting

Reservasi Indian Blackfoot berada dalam cekungan Alberta Selatan.

Secara tektonik cekungan ini dapat dibagi menjadi 3 bagian, antara lain :

1. Jalur overthrust pada bagian barat cekungan alberta
2. Foreland basin pada bagian tengah cekungan alberta
3. Jalur sweetgrass di bagian timur cekungan alberta

Pada bagian Overthrust belt merupakan tempat yang tertutup, dijumpai subparalel thrust fault dan lipatan dengan normal fault. Struktur sub paralel thrust fault dapat menghasilkan source rock yang baru dan lebih muda di atas reservoir yang lebih tua yang berada di bawahnya, dan dengan adanya rekahan – rekahan yang disebabkan oleh struktur patahan besar itu dapat membentuk reservoir yang baru. Provinsi geologi ini membentang dari *Brooks Range* di selatan alaska sampai amerika tengah.

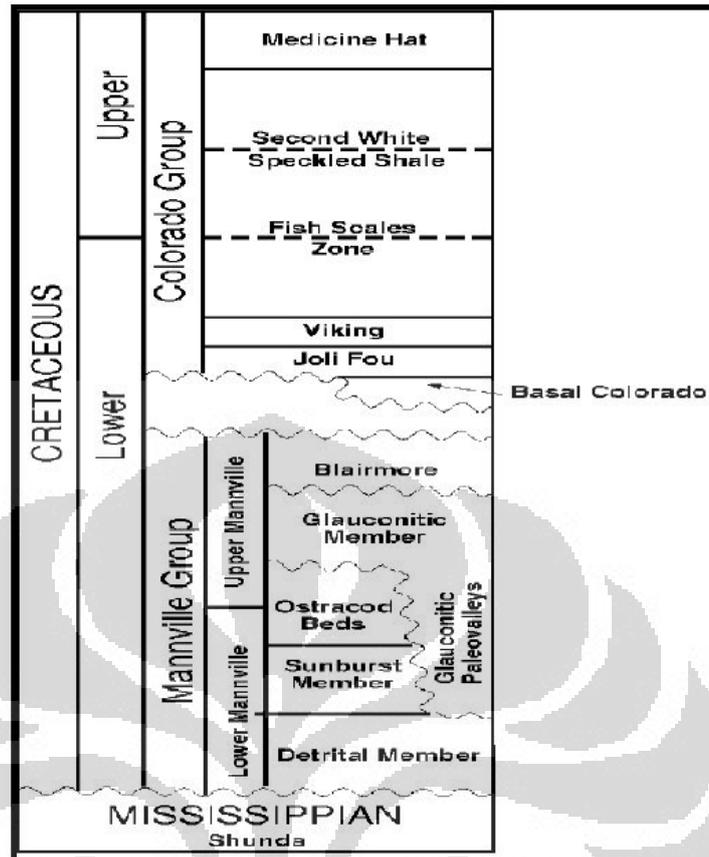
Foreland basin merupakan bagian yang tidak terusik pada batuan yang terbentuk pada zaman mesozoik – paleozoikum, ketebalan batuan yang terendapkan di cekungan ini sekitar 5000 feet pada bagian timur dan 14000 feet di bagian barat. Pada foreland basin ini terendapkan batuan karbonat, batugamping dan dolomit yang merupakan daerah geologi yang mempunyai kandungan migas yang sangat potensial.

*Sweetgrass Arc* terdiri dari batuan sedimen klastik yang berumur *Cretaceous* – *Jurassic* dan juga terdapat batuan karbonat yang berumur *Mississippian*. Struktur kompleks yang terbentuk pada jalur overthrust dan sweetgrass arc di kontrol oleh sayap lapisan sebelah barat dari Sweetgrass Arc. Lapangan yang menghasilkan migas terbesar yaitu Cut Bank merupakan hasil dari jebakan stratigrafi dari Formasi Kootenai. Beberapa struktur yang terlokalisasi terdapat di sepanjang sayap barat Sweetgrass Arc.

### 2.2.1 Stratigrafi

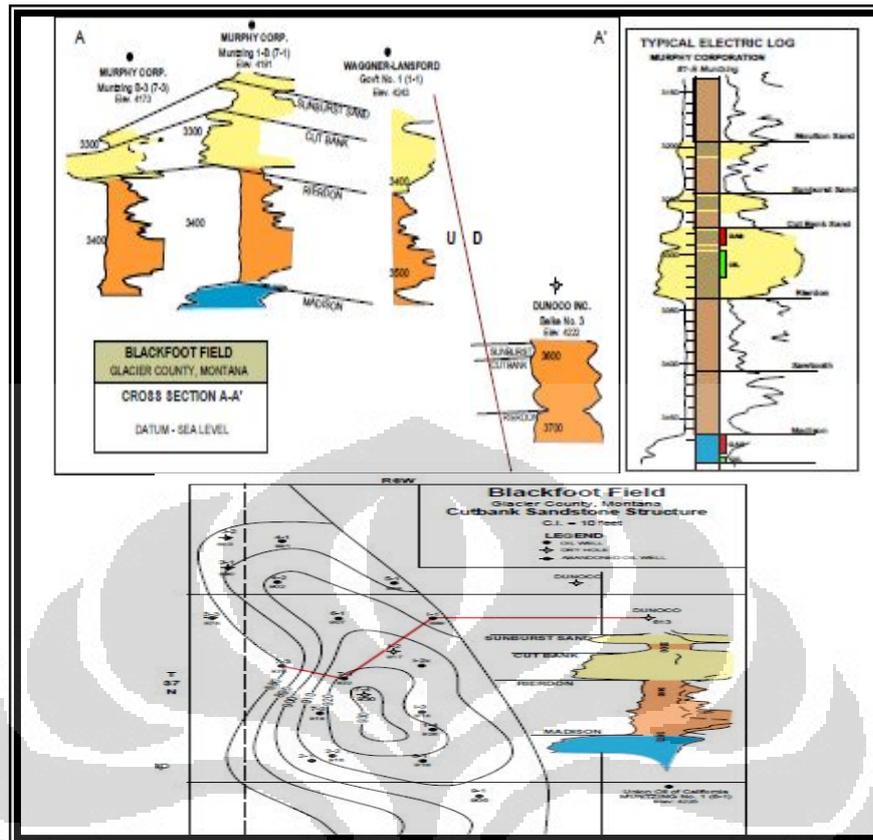
Stratigrafi daerah Blackfoot dicirikan oleh endapan sedimen klastik yang terbentuk pada zaman Jurassic – Cretaceous dan batuan karbonat yang terbentuk pada zaman Devonian – Mississippian. Pada Zaman Devonian terendapkan Dolomit dengan sisipan Bakken shale. Pada Endapan Dolomit ini terdiri dari beberapa Formasi, yaitu, Formasi Sun River mempunyai ketebalan 10 feet, dan Formasi Madison, ketebalan Formasi Madison ini sekitar 20 feet. Kemudian diendapkan batugamping pada zaman Mississippian. Pada zaman Jurassic diendapkan batupasir, shale dan siltstone dan terdapat lensa-lensa batupasir. Pada Zaman Cretaceous terendapkan batupasir yang cukup tebal yang merupakan reservoir rock di daerah reservasi Blackfoot ini. Pada zaman Cretaceous Bawah diendapkan chalk yang terdiri dari Formasi Cut Bank yang mempunyai ketebalan 27 feet, Formasi Sunburst dan Formasi Blackleaf. Pada Zaman Cretaceous Atas terendapkan chalk dari Formasi Eagle dan Judith River. Diantara Cretaceous Bawah dan Cretaceous Atas terendapkan batugamping.

Lapangan Blackfoot terdiri dari Formasi Madison yang berumur Devonian, Formasi Rierdon yang terdiri dari Shale, Formasi Cut Bank yang terdiri dari batupasir yang berumur Cretaceous Bawah dan Formasi Sunburst yang terdiri dari batupasir berumur Cretaceous Bawah.

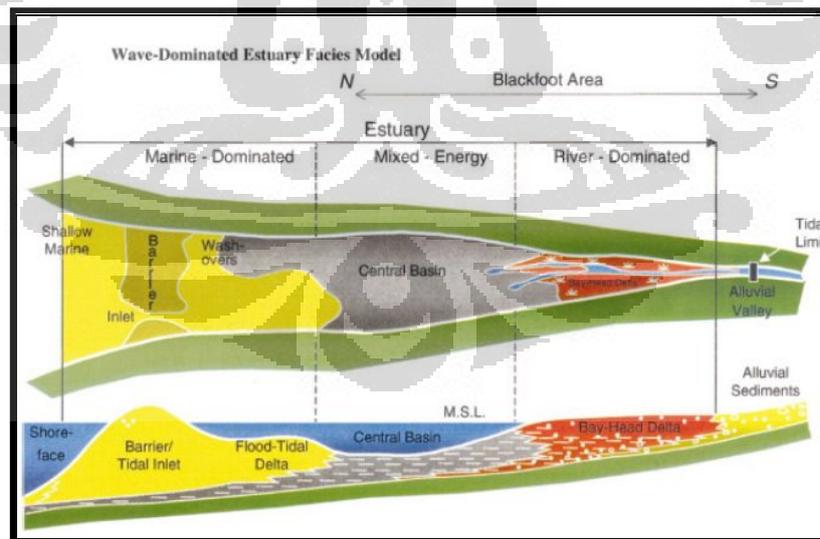


Gambar 2.2 Kolom stratigrafi pada lapangan Blackfoot (Margrave et al., 1997)

Lapangan Blackfoot terbentuk pada sistem pengendapan Estuary wave dominated. Endapan Estuary merupakan suatu sungai dengan bentukan seperti corong dan mengalami penurunan. Sedimen yang terbentuk di daerah ini mempunyai ukuran butir dari kasar sampai halus. Finning Upward deepening up. Dimana bagian yang memiliki ukuran butir kasar merupakan sedimen yang berasal dari sedimen fluvial yang dibatasi dengan batas erosi yang disebabkan oleh perubahan lingkungan pengendapan dari darat ke laut. Kemudian diisi oleh endapan pasir laut dangkal dan ditutupi oleh shale. Sekuen ini terbentuk karena adanya penurunan.



Gambar 2.3 Tipe Log Lapangan Blackfoot (internet, Blackfeet Reservation)

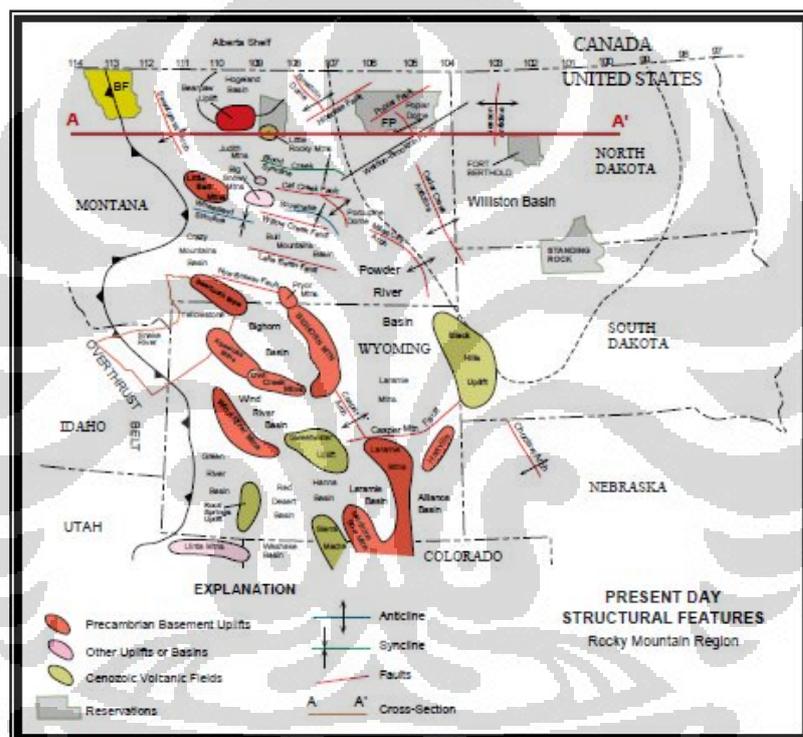


Gambar 2.4 Gambaran Fasies Lingkungan Pengendapan Estuary Wave Dominated (blackfeet reservation)

## 2.2.2 Struktur

Struktur yang terbentuk di daerah reservasi Blackfoot berupa perlipatan dan patahan pada karbonat Mississippian, imbricate Trust Sheet pada zaman Devonian sampai Cretaceous Bawah dan rekahan Bakken pada zaman Devonian.

Pada lapangan migas Blackfoot terbentuk struktur perlipatan dan rekahan karbonat pada zaman Mississippian.



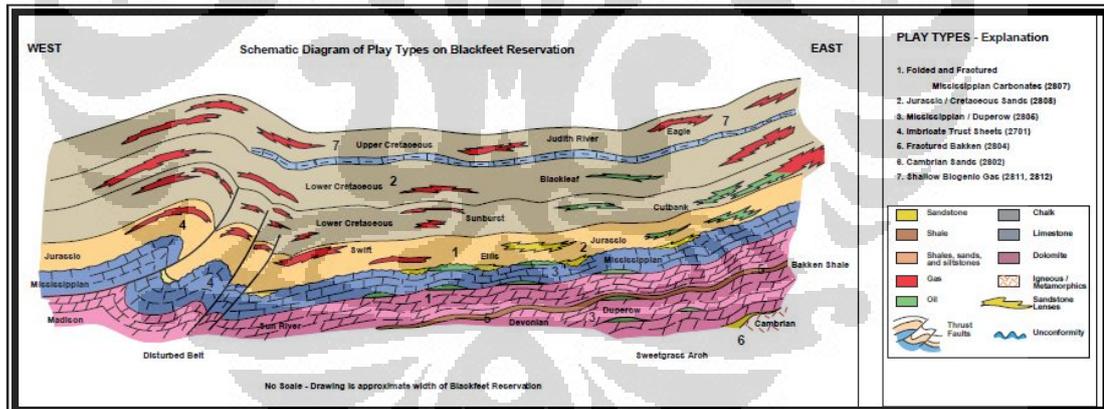
Gambar 2.5 Struktur Lapangan Blackfoot (internet, Blackfeet Reservation)

### 2.3 Sistem Perminyakan

Pada lapangan migas Blackfoot *petroleum system* yang terbentuk sebagai berikut, source rock yang membentuk migas di lapangan Blackfoot merupakan shale Bakken yang mempunyai ciri berwarna hitam kaya akan material organik dan Marine Lodgepole Limestone.

Source rock yang terbentuk di area Sweetgrass Arc merupakan source rock yang cukup matang. Reservoir rock yang terbentuk pada lapangan migas Blackfoot merupakan lapisan sub-tidal karbonat yang mempunyai porositas yang baik selama proses dolomitisasi dan juga Paleokarst yang mempunyai porositas yang baik yang terbentuk selama post Mississippian erosion. Reservoir rock di lapangan Blackfoot ini merupakan formasi batupasir yang berumur Cretaceous.

Jebakan yang terbentuk di lapangan migas Blackfoot merupakan jebakan stratigrafi dari Formasi Kootenai.



Gambar 2.6. Petroleum Sistem Lapangan Blackfoot (internet, Blackfoot Reservation)

## BAB 3

### TEORI DASAR

#### 3.1 Sifat Fisika Batuan

Pengetahuan sifat fisika batuan merupakan kunci dalam proses karakterisasi reservoir migas. Hal ini akan membantu dalam mengidentifikasi secara fisis parameter fisika batuan yang menjadi reservoir. Untuk itu pada bab ini akan dibahas secara khusus konsep dan teori untuk mendasari pemahaman sifat fisika batuan.

##### 3.1.1 Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara *volume* pori batuan dengan *volume* totalnya. Satuan dari porositas dapat berupa persen (%) maupun *fraction* (*frac*).

$$\text{Porositas } (\phi) = (\text{volume pori} / \text{volume total}) \times 100 \% \quad (3-1)$$

##### 3.1.2 Densitas

Densitas secara sederhana merupakan perbandingan antara masa (kg) dengan *volume* (m<sup>3</sup>). Densitas merupakan salah satu parameter yang digunakan pada persamaan gelombang P, gelombang S dan akustik impedansi, dimana semua hal tersebut yang mempengaruhi respon bawah permukaan.

Efek dari densitas dimodelkan pada persamaan Wyllie (1) :

$$\rho_{sat} = \rho_m (1 - \phi) + \rho_w S_w \phi + \rho_{hc} (1 - S_w) \quad (3-2)$$

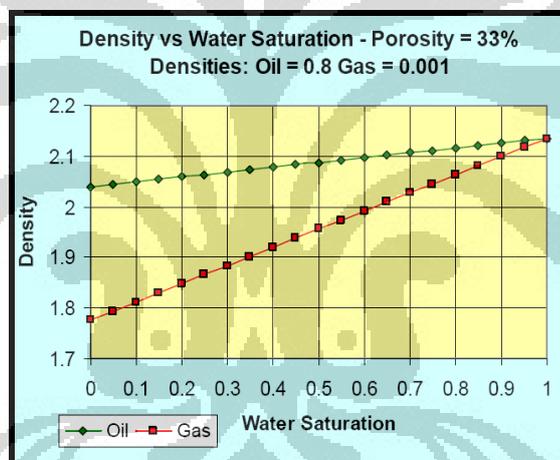
dimana :  $\rho$  = densitas

$\phi$  = porositas

$S_w$  = saturasi air

$sat, m, hc, w$  = saturasi, matriks batuan, hidrokarbon

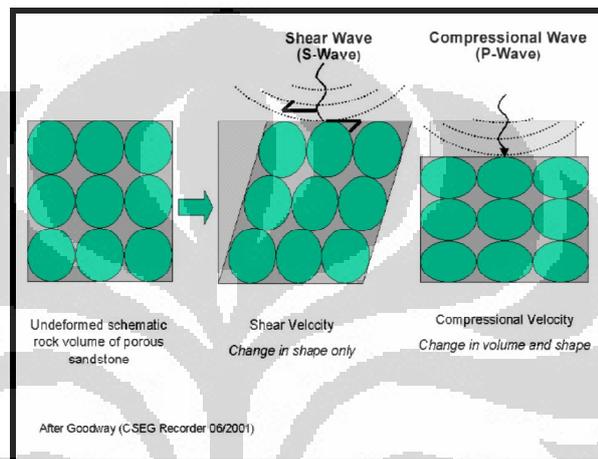
Densitas akan turun dengan signifikan pada reservoir gas dari pada reservoir minyak.



Gambar 3.1.  $S_w$  vs Densitas. Aplikasi persamaan Wyllie pada reservoir minyak dan gas (AVO Workshop, 2008)

### 3.1.3 Kecepatan Gelombang P ( $V_p$ ) dan Gelombang S ( $V_s$ )

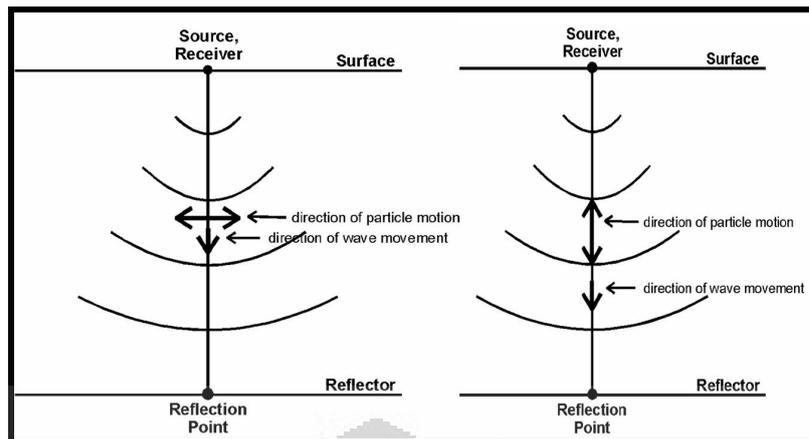
Kecepatan sesimik mengikutsertakan deformasi batuan sebagai fungsi dari waktu. Seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 3.2. Sebuah kubus batuan dapat mengalami kompresi (*compressed*), yang mengubah volume dan bentuk batuan maupun bergeser (*shear*).



Gambar 3.2. Skema deformasi batuan terhadap Gelombang Kompresi (P-Wave) dan Gelombang Shear (S-Wave), (AVO Workshop, 2008).

Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik yaitu :

1. Kecepatan Gelombang Kompresi ( $V_p$ ) : arah pergerakan partikel sejajar (longitudinal) dengan arah perambatan gelombang.
2. Kecepatan Gelombang Shear ( $V_s$ ) : arah pergerakannya tegak lurus (transversal) dengan arah perambatan gelombang.



Gambar 3.3. Pergerakan Gelombang P dan S, (AVO Workshop, 2008).

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

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (3-3)$$

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

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3-5)$$

Dimana :  $K =$  Bulk modulus

$\mu =$  modulus Shear

$\lambda =$  koefisien *Lambda*

Perbandingan  $V_p$  dan  $V_s$  dipresentasikan sebagai *Poisson's ratio* ( $\sigma$ ), yang dituliskan sebagai berikut :

$$\sigma = \frac{\gamma - 2}{2\gamma - 2} \quad (3-7)$$

$$\gamma = \left( \frac{V_p}{V_s} \right)^2 \quad (3-8)$$

### 3.1.4 Rigiditas ( $\mu$ ) dan inkompresibilitas ( $\lambda$ )

Rigiditas dapat dideskripsikan sebagai seberapa besar material berubah bentuk terhadap stress. Rigiditas sensitif terhadap matriks batuan. Semakin rapat matriksnya maka akan semakin mudah pula mengalami *slide over* satu sama lainnya dan benda tersebut dikatakan memiliki rigiditas yang tinggi.

Inkompresibilitas merupakan kebalikan dari kompresibilitas. Inkompresibilitas didefinisikan sebagai besarnya perubahan *volume* (dapat dikompresi) bila dikenai oleh stress. Semakin mudah dikompresi maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya begitu pula sebaliknya. Perubahan ini lebih disebabkan oleh adanya perubahan pori daripada perubahan ukuran butirnya.

Secara matematika kedua parameter tersebut dapat diperoleh dari persamaan gelombang P dan Gelombang S yang dituliskan sebagai berikut :

$$ZP^2 = (\rho V_p)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho \quad (3-9)$$

dan

$$Z_s^2 = (\rho V_s)^2 = \mu\rho \quad (3-10)$$

Sehingga :

$$\lambda\rho = ZP^2 - 2Z_s^2 \quad (3-11)$$

dimana :  $Z$  = akustik impedansi (*reflectivity*)

Rigiditas ( $\mu\rho$ ), menggunakan parameter  $\mu$  ( $\mu$ ), berfungsi sebagai indikator litologi karena bersifat sensitif terhadap matriks batuan dan tidak dipengaruhi oleh fluida. Inkompresibilitas ( $\lambda\rho$ ) tidak secara langsung diukur pada batuan seperti rigiditas. Tetapi ekstraksi  $\lambda\rho$  dilakukan dengan menghilangkan efek rigiditas akibat matriks batuan dan meningkatkan sensitifitas terhadap fluida pengisi pori.

Kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dipengaruhi oleh  $\lambda$  dan  $\mu$ . Efek dari penurunan harga  $\lambda$  sebagai respon langsung dari porositas gas, dan sering berlawanan dengan harga  $\mu$  dari *capping shale* ke *gas sand*. Sehingga dengan mengekstrak dari  $V_p$  dan mengkombinasikannya menjadi perbandingan  $\lambda/\mu$ , prosentasi perubahannya menjadi sangat jauh meningkat antara *shale* dan *gas sand*. Dari sini kita dapat memanfaatkan parameter ini sebagai parameter yang paling sensitif untuk mendeskriminasi kehadiran gas dalam reservoir.

### 3.2 Seismologi Refleksi

Metoda seismik memanfaatkan perambatan gelombang elastis kedalam bumi sebagai perpindahan energi gelombang menjadi pergerakan partikel batuan. Perambatan gelombang seismik dapat diterjemahkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel batuan yang disebabkan oleh vibrasi selama perambatan

#### 3.2.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa.

Kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik disebut sebagai impedansi akustik. Seismik refleksi akan terbentuk jika ada perubahan impedansi akustik yang merupakan fungsi dari kecepatan dan densitas batuan.

$$IA = \rho V \quad (3-12)$$

Dimana :  $IA$  = Impedansi Akustik ( $\text{gr/cm}^3 \cdot \text{m/s}$ )

$\rho$  = Densitas ( $\text{gr/cm}^3$ )

$V$  = Kecepatan ( $\text{m/s}$ )

### 3.2.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi atau disebut juga sebagai reflektivitas merupakan konsep fisika fundamental dalam metode seismik. Pada dasarnya setiap koefisien refleksi dapat dianggap sebagai sebuah respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik.

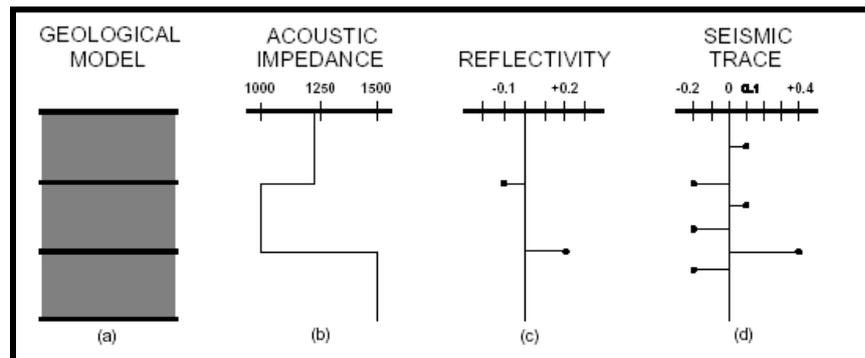
Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$RC_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} \quad (3-13)$$

dimana:  $\rho_i$  = densitas dari lapisan i

$V_i$  = kecepatan dari lapisan i

$RC$  = koefisien refleksi



Gambar 3.4. Ilustrasi hubungan geologi dan seismik, dimana, (a) merupakan model geologi tiga lapisan, (b) merupakan impedansi akustik dari model geologi, (c) merupakan reflektivitas yang diperoleh dari impedansi akustik, (d) jejak seismik yang diperoleh dari konvolusi antara reflektivitas dan wavelet. (Hampson-Russel, 2003).

Dengan demikian persamaan (3-13) dapat diubah menjadi:

$$RC_i = \frac{AI_{(i+1)} - AI_{(i)}}{AI_{(i+1)} + AI_{(i)}} \quad (3-14)$$

Rumus (3-14) menyatakan semakin kompak/keras batuan, maka kecepatan rambat gelombang pada batuan tersebut makin tinggi, sehingga semakin tinggi juga nilai impedansi akustik dan sebaliknya.

Koefisien refleksi pada persamaan (3-14) mempunyai nilai antara  $-1$  sampai  $1$ . Jika impedansi akustik pada  $AI_{(i+1)}$  lebih besar dari impedansi akustik pada  $AI_{(i)}$ , atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi akan positif.

### 3.2.3 *Wavelet*

*Wavelet* merupakan bentuk pulsa sumber gelombang seismik yang diperoleh dari ledakan/hentakan dinamit, *airgun*, *vibroseis*. *Wavelet* merupakan sinyal dalam domain waktu dan diklasifikasikan berdasarkan spektrum fasa dan amplitudo.

Secara umum *wavelet* atau sumber gelombang seismik terdiri dari empat jenis, namun dalam penelitian ini hanya dibahas dua jenis *wavelet* utama, yaitu :

- *Wavelet* Fase Minimum

Sebuah alasan bahwa konsep *wavelet* minimum fasa adalah jenis *wavelet* dari instrumen seismik seperti dinamit mendekati bentuk *wavelet* minimum fasa ini. Dan jenis *wavelet* ini tidak memiliki komponen dibawah waktu nol dan energinya terkonsentrasi sedekat mungkin dengan titik awal.

- *Wavelet* Fase Nol

*Wavelet* fasa nol adalah *wavelet ricker* dimana hanya bergantung pada frekuensi dominannya, yaitu nilai spektrum amplitudonya. Ketika spektrum amplitudo sebuah *wavelet* melebar, maka *wavelet* tersebut menjadi lebih sempit dalam domain waktu, hal ini mengindikasikan adanya peningkatan resolusi dari *wavelet* tersebut. *Wavelet* yang ideal memang yang berbentuk *spike* (tajam) dengan spektrum amplitudonya mendatar.

Secara prinsip jika diketahui *wavelet*, maka dapat dihitung rangkaian reflektivitas yang memberikan *seismic trace*. *Wavelet* bergantung pada sumber dan langkah-langkah pemrosesan data seismik. Dengan kata lain *wavelet* bergantung pada kedalaman dari formasi daerah target yang biasanya muatan frekuensi data seismik dan *wavelet* melemah terhadap kedalaman karena energi frekuensi tinggi telah terabsorb.

Di dalam seismik eksplorasi, *wavelet* yang diharapkan adalah *wavelet* ideal, yaitu *wavelet spike zero phase* serta mempunyai rentang frekuensi yang panjang (*broadband frequency*). Pada kenyataannya peralatan untuk mendapatkan data seismik di lapangan tidak memberikan hasil seperti yang diharapkan. Dinamit sebagai sumber gelombang tidak menghasilkan *wavelet* ideal, meskipun mempunyai rentang frekuensi yang panjang dan menghasilkan bentuk *wavelet* yang mendekati *spike*, namun *wavelet* yang dihasilkan dari sumber ledakan dinamit ini adalah *minimum phase*. Demikian halnya dengan instrumentasi seismik yang juga *minimum phase* (Russel, 1988 hal. 2-14).

Seringkali dalam pengolahan data seismik, data hasil rekaman seismik yang diperoleh dari lapangan mempunyai fase minimum, oleh karena itu perlu dirotasi agar didapat hasil berupa data seismik *zero phase*, karena data tersebut akan lebih mudah untuk diinterpretasi.

#### 3.2.4 Trace Seismik

Model dasar yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk *trace* seismik mengacu pada model satu konvolusi yang menyatakan bahwa tiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise*.

$$S_{(t)} = w_{(t)} * RC_{(t)} + n_{(t)} \quad (3-15)$$

dimana:

- $S_{(t)}$  = seismic trace
- $RC_{(t)}$  = koefisien refleksi
- $w_{(t)}$  = wavelet seismic
- $n_{(t)}$  = noise (diabaikan)
- \* = konvolusi

Konvolusi dikawasan waktu (time domain) ekuivalen dengan perkalian dikawasan frekuensi dan sebaliknya konvolusi dikawasan frekuensi ekuivalen dengan perkalian dikawasan waktu (Bracewell, 1965). Sudah diketahui bahwa refleksi utama berasosiasi dengan perubahan harga impedansi. Selain itu *wavlet* seismik umumnya lebih panjang daripada spasi antar kontras impedansi yang menghasilkan koefisien refleksi. Konvolusi dengan *wavelet* cenderung “mereduksi” koefisien refleksi sehingga mengurangi resolusi untuk memisahkan *reflektor* yang berdekatan.

Hal terpenting adalah bentuk *wavelet* yang harus diberikan harus lebih mendekati kondisi sistem yang sebenarnya. Dengan mengubah bentuk *wavelet*, maka dari persamaan (3-14) diperoleh *seismogram synthetic* yang tak lain adalah model seismik dari deretan reflektivitas bidang batas batuan sedimen sebagai reaksi atas perubahan bentuk *wavelet*.

### 3.2.5 Interferensi Gelombang Seismik

Interferensi dapat muncul pada batas IA yang sangat rapat disebabkan terjadinya *overlapping* beberapa reflektor. Interferensi bisa bernilai negatif atau positif yang sangat dipengaruhi oleh panjang pulsa seismik. Idealnya pulsa gelombang akan berupa *spike* dan akan mengakibatkan refleksi *spike* juga, tetapi dalam praktiknya sebuah reflektor tunggal dapat menghasilkan sebuah refleksi yang terdiri atas refleksi primer yang diikuti oleh satu atau lebih *half-cycle*.

Tidak semua harga kontras IA signifikan dapat menghasilkan refleksi pada bidang batas. Hal ini tergantung pada sensitifitas alat perekam dan pemrosesan data seismik. Oleh karena itu yang terpenting adalah mengetahui bentuk pulsa dasar yang dipakai dalam pemrosesan data (*wavelet*).

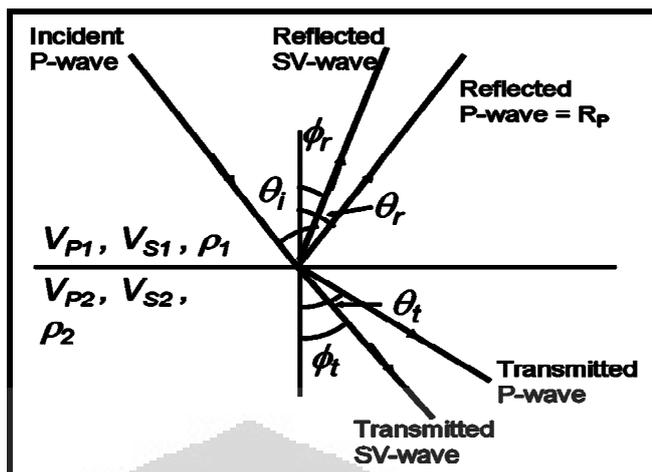
### 3.3 Amplitudo *Variation with Offset* (AVO)

Pada prinsipnya analisis AVO berdasarkan pada suatu anomali, yaitu bertambahnya amplitudo sinyal terpantul dengan bertambahnya jarak sumber gelombang ke penerima. Jarak sumber ke penerima (*offset*) berkaitan langsung dengan sudut datang gelombang seismic (*angle of incidence*) terhadap lapisan pemantul. Semakin besar *offset*, semakin besar pula sudut datangnya (Haris, Abdul. 2007).

AVO digunakan untuk membedakan kandungan fluida pada suatu batuan, terutama membedakan antara gas dan air karena keduanya memiliki kontras kecepatan yang besar. Untuk membuat analisa AVO diperlukan beberapa parameter batuan seperti kecepatan gelombang P ( $V_p$ ), densitas ( $\rho$ ) dan perbandingan *Poisson' ratio* (Haris, Abdul. 2007).

AVO muncul akibat adanya partisi energi pada bidang reflektor. Sebagian energi dipantulkan dan sebagian lainnya ditransmisikan. Ketika gelombang seismic menuju batas lapisan pada sudut datang tidak sama dengan nol maka konversi gelombang P menjadi gelombang S terjadi.

Amplitudo dari energi yang terefleksikan dan tertransmisikan tergantung pada sifat fisik diantara bidang reflektor. Sebagai konsekuensinya, koefisien refleksi menjadi fungsi dari kecepatan gelombang ( $V_p$ ), kecepatan gelombang S ( $V_s$ ), densitas ( $\rho$ ) dari setiap lapisan, serta sudut datang ( $\theta_1$ ). Oleh karena itu terdapat empat kurva yang dapat diturunkan yaitu : amplitudo refelksi gelombang P, amplitudo transmisi gelombang P, amplitudo refleksi gelombang S, dan amplitudo transmisi amplitudo gelombang S, seperti gambar berikut :



Gambar 3.5 Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflector (Russell, 1999, opcite Direzza, 2005)

Persamaan dasar AVO pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz yang menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang pada media elastik (density, P-wave velocity, and S-wave velocity). Knott dan Zeopprit melakukan analisa koefisien refleksi berdasarkan hal tersebut dan persamaannya dapat dituliskan dalam bentuk persamaan matriks sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} R_p \\ R_s \\ T_p \\ T_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 & -\cos \phi_1 & \sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \phi_1 & \cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{P1}}{V_{S1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (3-16)$$

Dimana :  $R_p$  = koefisien refleksi gelombang P

$R_s$  = koefisien refleksi gelombang S

$T_p$  = koefisien transmisi gelombang P

$T_s$  = koefisien transmisi gelombang S

$\theta_1$  = sudut datang gelombang P

$\theta_2$  = sudut bias gelombang P

$\Phi_1$  = sudut datang gelombang S

$\Phi_2$  = sudut bias gelombang S

Aki dan Richards membuat suatu pendekatan yang merupakan linearisasi dari persamaan Zoeppritz yang kompleks dengan memisahkan kecepatan dan densitas :

$$R(\theta) = a \frac{\Delta V_P}{V_P} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_S}{V_S} \quad (3-17)$$

Dimana :

$$A = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P} - 4 \left[ \frac{V_S}{V_P} \right]^2 \frac{\Delta V_S}{V_S} - 2 \left[ \frac{V_S}{V_P} \right]^2 \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P}$$

### 3.4 Elastic Impedance (EI)

Persamaan lain yang memodifikasi persamaan Aki – Richards diperkenalkan oleh Wiggins. Persamaan ini dikenal dengan persamaan ABC karena dalam persamaan ini terdapat 3 term, yaitu : A yang disebut *intercept*, B yang disebut *gradient*, dan C yang disebut *curvature*. Persamaan ini juga disebut dengan persamaan ABC 3 term.

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (3-18)$$

Dimana :

$$A = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right],$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P} - 4 \left[ \frac{V_S}{V_P} \right]^2 \frac{\Delta V_S}{V_S} - 2 \left[ \frac{V_S}{V_P} \right]^2 \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{V_P}.$$

Connolly mengajukan suatu persamaan EI yang didasari atas analogi antara persamaan AI untuk sudut sama dengan nol juga dapat berlaku pada EI untuk sudut yang tidak sama dengan nol. Dari analogi tersebut dan dengan menggunakan persamaan ABC 3 term didapatkan persamaan :

$$EI(\theta) = V_P^{(1+\tan^2\theta)} V_S^{(-8K \sin^2\theta)} \rho^{(1-K \sin^2\theta)} \quad (3-19)$$

Dimana :

$$K = \frac{V_S^2}{V_P^2}$$

Untuk sudut lebih besar dari 30°, persamaan EI yang dihasilkan dari persamaan ABC 3 term kurang baik solusinya karena persamaan ini tidak memberikan hasil yang lurus. Untuk sudut lebih besar dari 30° persamaan EI yang digunakan hanya menggunakan 2 term saja.

$$EI(\theta) = V_P^{(1+\sin^2\theta)} V_S^{(-8K \sin^2\theta)} \rho^{(1-K \sin^2\theta)} \quad (3-20)$$

### 3.5 Inversi Seismik

Inversi seismik didefinisikan sebagai tehnik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya (Sukmono, 2007). Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi adalah model impedansi di antaranya berupa AI, EI yang merupakan parameter dari suatu lapisan batuan, bukan merupakan parameter batas lapisan seperti RC. 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.

#### 3.5.1 Inversi Rekursif

Metoda inverse *Bandlimited* merupakan istilah lain dari *Recursive Inversion*. Dinamakan *bandlimited* karena *trace* akhir impedansi memiliki band frekuensi yang sama seperti pada data seismik. Metoda ini merupakan metoda inverse paling awal dan paling sederhana. Metoda ini dimulai dari definisi tentang koefisien refleksi yang ditulis dalam persamaan (3-14). Sehingga impedansi lapisan ke- $i + 1$  dapat dihitung dari lapisan ke- $i$  dengan persamaan :

$$AI_{i+1} = AI_i * \frac{1+RC_i}{1-RC_i} \quad (3-21)$$

Dimulai dari lapisan pertama, impedansi dari setiap lapisan berturut-turut dapat diketahui secara rekursif dan menjadi dasar teknik inversi lainnya menggunakan persamaan dibawah ini :

$$AI_n = AI_1 * \prod \left( \frac{1+RC_i}{1-RC_i} \right) \quad (3-22)$$

### 3.5.2 Inversi *Model Based*

Inversi *Model Based* mengikuti model konvolusi seperti pada persamaan (3-15). Pada inversi *Model Based*, reflektivitas didefinisikan sebagai sekuen yang memberikan kecocokan yang paling baik pada data seismik. Dengan kata lain, kita mencari reflektivitas yang dikonvolusikan dengan wavelet untuk memberikan pendekatan terbaik dengan *trace* seismik.

Inversi *Model Based* dikembangkan untuk memecahkan masalah yang muncul pada metoda rekursif diantaranya yaitu : pengaruh akumulasi noise, *bad* amplitudo *recovery*, dan *band limited seismic data* (Sukmono, 2007).

### 3.5.3 Inversi *Sparse-Spike*

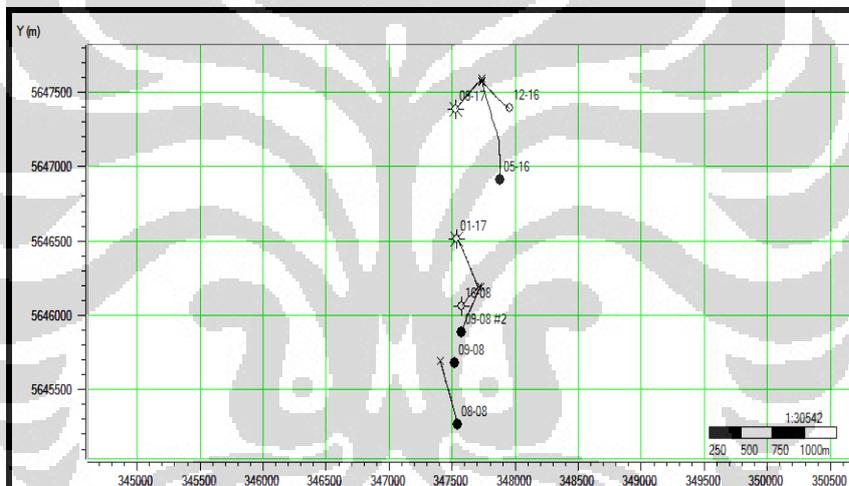
Inversi Sparse Spike (*Sparse Spike Inversion*) menggunakan asumsi bahwa hanya spike yang besar yang memiliki arti yang signifikan dalam proses inversi. Metoda ini mencari spike yang besar dengan memeriksa *trace* seismik. Deret reflektivitas satu spike dibuat dalam satu waktu. Spike tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. Spike yang baru lebih kecil daripada sebelumnya

## BAB 4

### PENGOLAHAN DATA

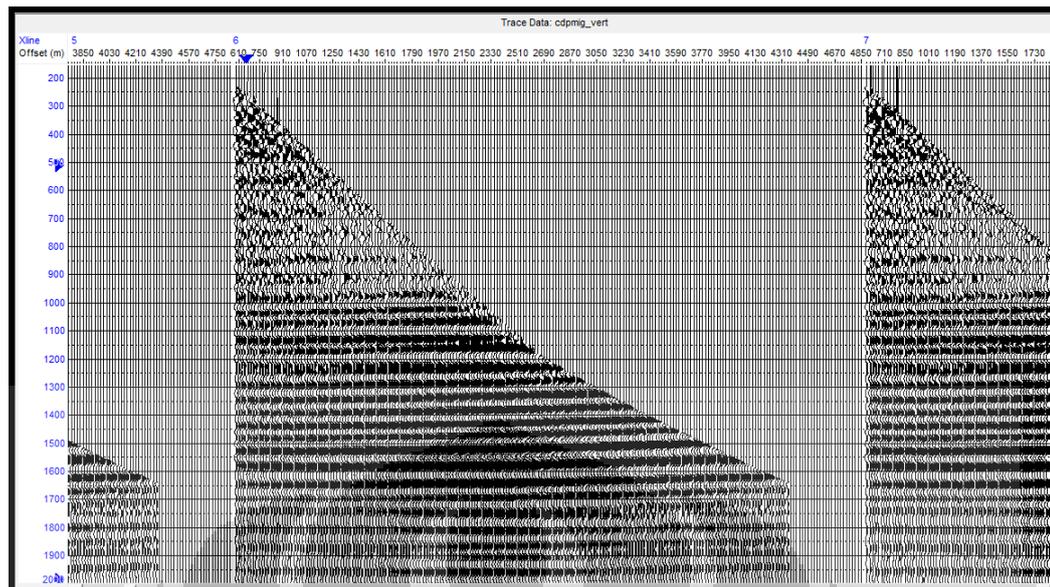
#### 4.1 Data Seismik

Data Blackfoot telah diproses oleh Pulsonic Geophysical dan sensor Geophysical. Band-width vertikal antara 5-90 Hz , dan horizontal pada 5-50 Hz. Terdiri dari 102 *inline* dan 111 *xline*, dengan *record length* 4 s dan *sampling rate* 2 ms diproses secara *preserve* amplitudo sehingga menghasilkan data *Pre Stack Time Migration*.



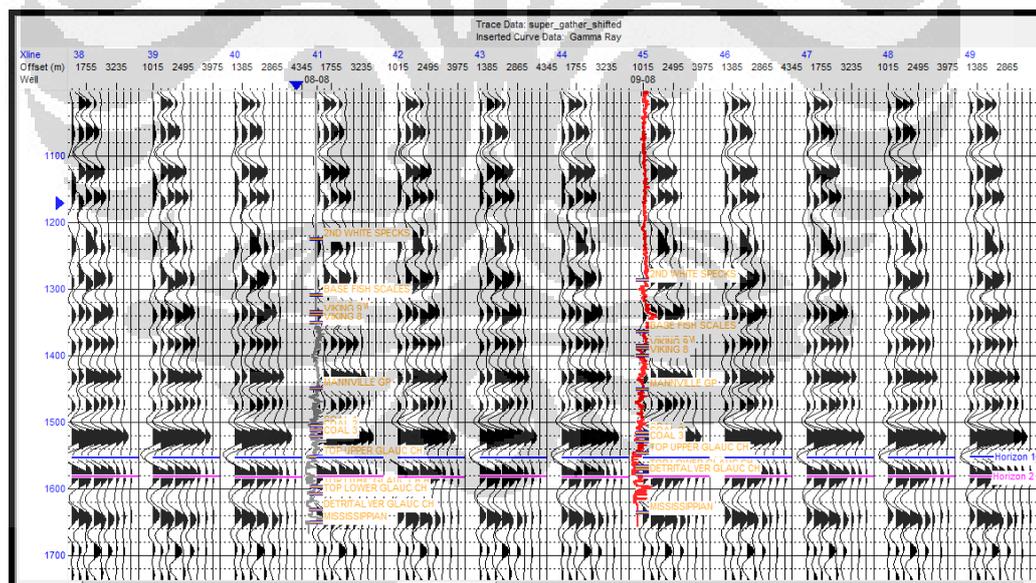
Gambar 4.1 *line seismic* Blackfoot beserta sumur-sumur yang terdapat didalamnya.

Data seismik awal yang digunakan adalah data *CDP gather* dari volume 3D seismik pada Lapangan Blackfoot mempunyai fasa nol dalam format SEG-Y.



Gambar 4.2 Trace data CDP gather pada inline 21.

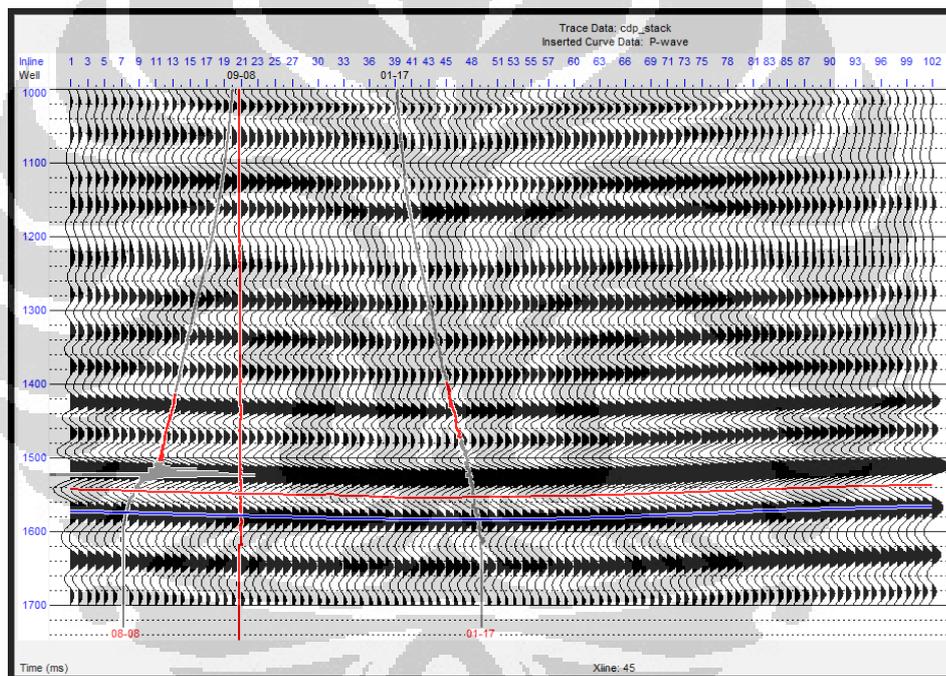
Dari data CDP gather diatas kemudian diproses hingga menjadi data super gather dengan sepuluh trace setiap offset.



Gambar 4.3 Trace data super gather pada inline 21.

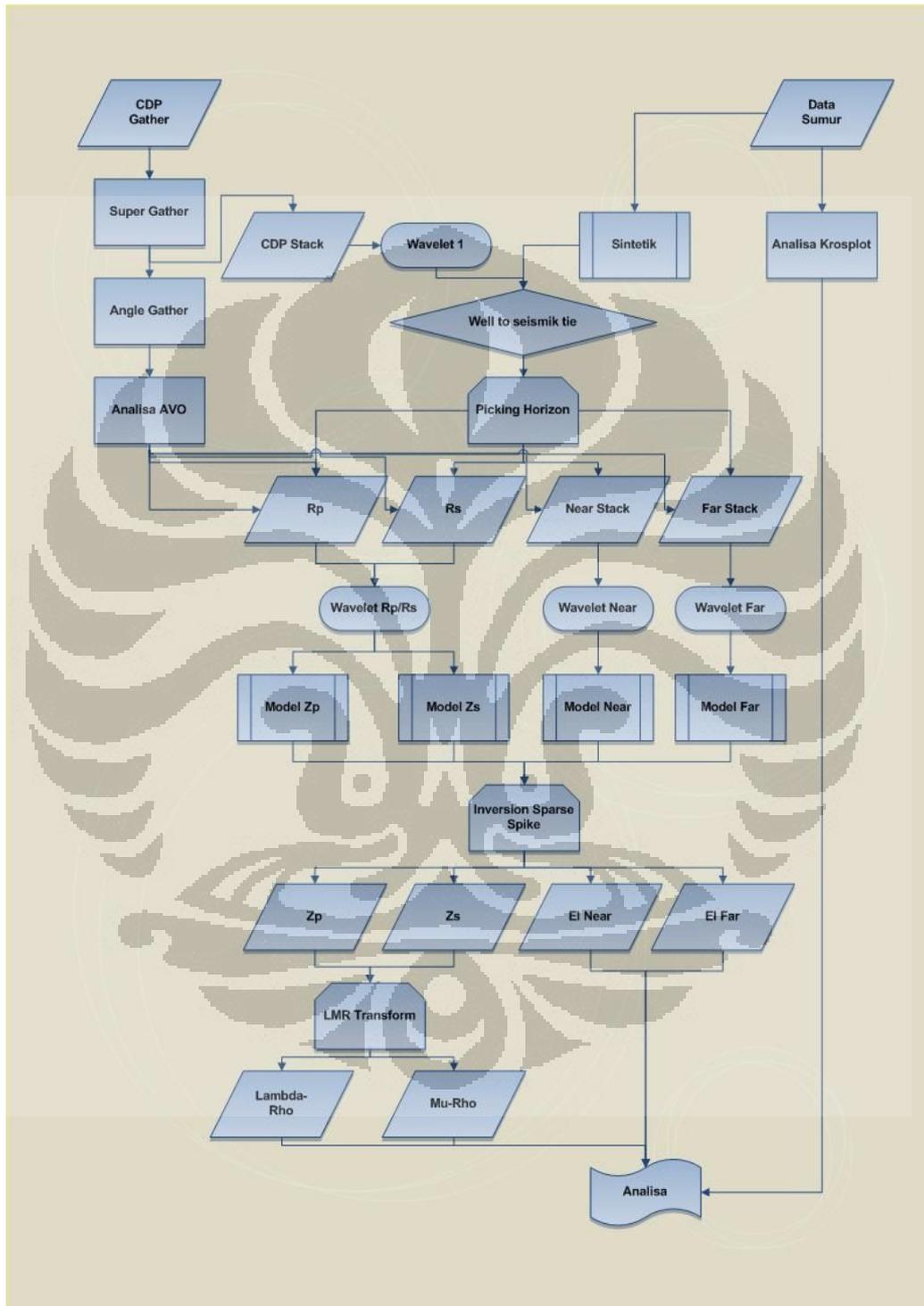
*CDP stack* dihasilkan dari *stacking* data *super gather* yang kemudian dilakukan ekstraksi *wavelet* yang selanjutnya masuk pada proses *seismic to well tie* untuk menyamakan *trace* dalam seismik dengan sintetik dari sumur. Semakin mirip antara *trace* seismik dengan sintetik dari sumur pada kedalaman yang sama maka akan semakin besar pula nilai korelasi antara data seismik dengan sumur.

Dari hasil *seismic to well tie* dapat menunjukkan *top* dan *base* dari reservoir pada data seismik yang kemudian dijadikan acuan dalam melakukan *picking horizon* untuk membatasi daerah target pada setiap *inline* dan *xline* pada penampang *CDP stack* yang nantinya *picking horizon* ini akan digunakan pada semua penampang seismik antaranya *RP*, *RS*, *EI near*, dan *EI far*.



Gambar 4.4 Trace data *CDP stack* pada *xline* 45.

Adapun langkah-langkah dalam pengerjaan tugas akhir ini dapat ditunjukkan oleh gambar 4.6.



Gambar 4.6 Diagram alur pengerjaan tugas akhir ini.

## 4.2 Data Sumur

Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini sebanyak 4 sumur yaitu : *gas well* 01-17, *oil well* 05-16, *oil well* 08-08, dan *oil well* 09-08. Data *log* yang digunakan antara lain : *log P-wave*, *log S-wave*, *log density*, *log Gamma Ray*, *log Neutron Porosity*, *log Resistivitas*, *log Checkshot*, *log P Impedance*, *log S impedance*, *log Elastic Impedance Near*, *log Elastic Impedance Far*, *log Mu-Rho*, dan *Log Lambda-Rho*.

Dari empat data sumur yang digunakan hanya memiliki sebagian dari kelengkapan *log* seperti yang disebutkan diatas, maka langkah awal untuk interpretasi *log* adalah melakukan penurunan terhadap *log-log* yang dibutuhkan, dengan melakukan beberapa pendekatan.

Berikut beberapa penurunan *log* :

1. Penurunan *Log S-wave* menggunakan persamaan :

$$V_s = 893.42 + 0.465V_p - 60.46\sqrt{\gamma} \cdot \text{didapat dari paper :}$$

### **A case study in the local estimation of shear-wave logs**

*Brian H. Russell\**, and *Daniel P. Hampson*, *Hampson-Russell Software Services Ltd.*, *Laurence R. Lines*, *Department of Geology and Geophysics*, *University of Calgary*.

2. Penurunan *log elastic impedance near* dan *log elastic impedance far*, dengan persamaan :

$$EI(\Theta) = V_p^{**} (1 + \sin^2(\Theta)) * V_s^{**} (-8 K \sin^2(\Theta)) * \text{density}^{**} (1-4 K \sin^2(\Theta))$$

Dimana :  $K = (V_s/V_p)^2$  dan  $(\Theta) = 30$  untuk *near* dan  $40$  untuk *far*.

3. Penurunan *log ZP* dengan persamaan :  $ZP = V_p * Rho$
4. Penurunan *log ZS* dengan persamaan :  $ZS = V_s * Rho$

**Universitas Indonesia**

5. Penurunan *log Mu-Rho* dan *Lambda-Rho*

$$\text{Mu-Rho} = ZS^2 \text{ dan } \text{Lambda-Rho} = ZP^2 - 2 ZS^2$$

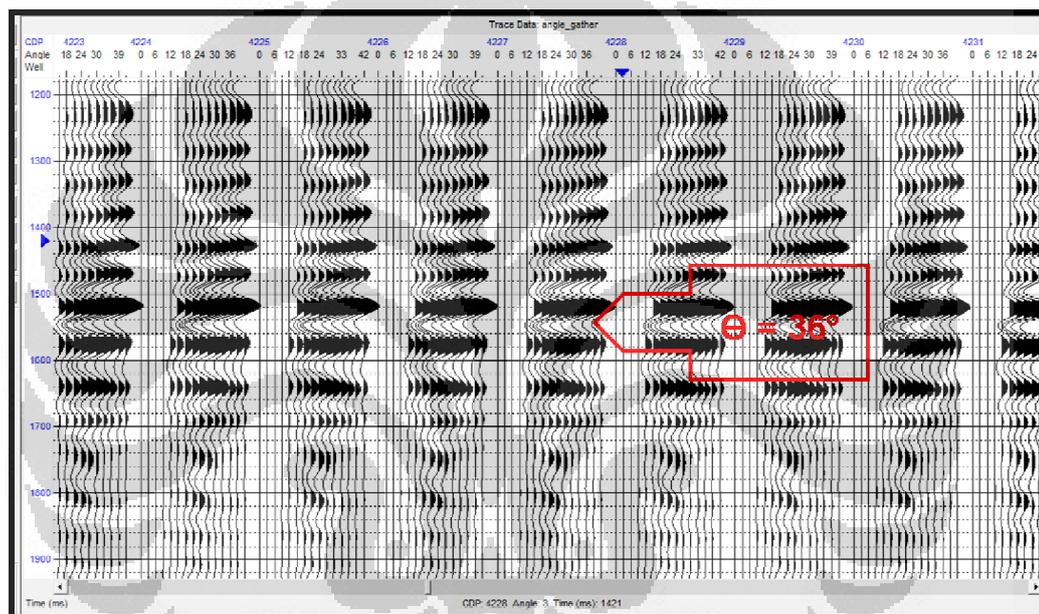
Setelah dilakukan penurunan *log-log* tersebut maka dilakukan analisis sensitifitas dari *log* tersebut dengan melakukan krosplot. Dalam tugas akhir analisa krosplot dibahas pada bab V. Berikut ini berbagai macam krosplot yang dilakukan diantaranya :

1. Krosplot antara *ZP* vs *gamma ray* dan *resistivity* sebagai atribut warna untuk memisahkan antara *shale* dengan karbonat.
2. Krosplot antara *ZP* vs *ZS* dengan *resistivity* sebagai atribut warna. Dilakukan untuk memisahkan litologi antara *shale* dengan karbonat dan menentukan zona gas.
3. Krosplot antara *lambda-rho* vs *mu-rho* dengan *resistivity* dan *NPHI* sebagai atribut warna. Dilakukan untuk menentukan zona gas dan memisahkan litologi antara *shale* dengan karbonat.
4. Krosplot antara *EI near* vs *EI far* dan *EI far* vs *ZP* dengan *resistivity* sebagai atribut warna. Dilakukan untuk menentukan zona gas dan memisahkan litologi antara *shale* dengan karbonat.

Data *checkshot* digunakan untuk menjembatani antara domain kedalaman dan domain waktu (*time to depth conversion*) atau sebaliknya. Konversi ini penting dilakukan selama proses pengikatan data seismik dan data sumur (*well seismic tie*).

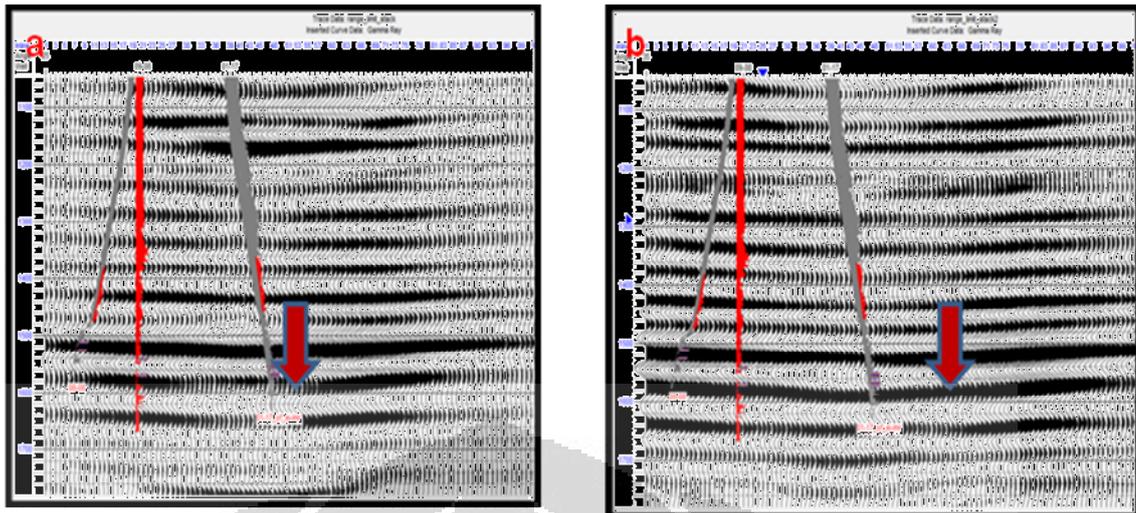
### 4.3 Pengolahan Data Seismik

Untuk mengetahui sudut yang dibentuk oleh data *gather* dilakukan pembuatan penampang *angle gather* dan *gradient analysis*. Sudut yang terbentuk dari *angle gather* dan hasil dari *gradient analysis* yaitu antara  $12^\circ - 36^\circ$ . Untuk sudut kurang dari  $30^\circ$  maka menggunakan persamaan ABC 3 term (pada persamaan 3-14), yang artinya sudut dari  $12^\circ - 36^\circ$  dibagi menjadi tiga bagian (Connoly, 1999), diantaranya adalah *near angle* pada  $12^\circ - 20^\circ$ , *mid angle* pada  $21^\circ - 28^\circ$ , dan *far angle*  $29^\circ - 36^\circ$ .



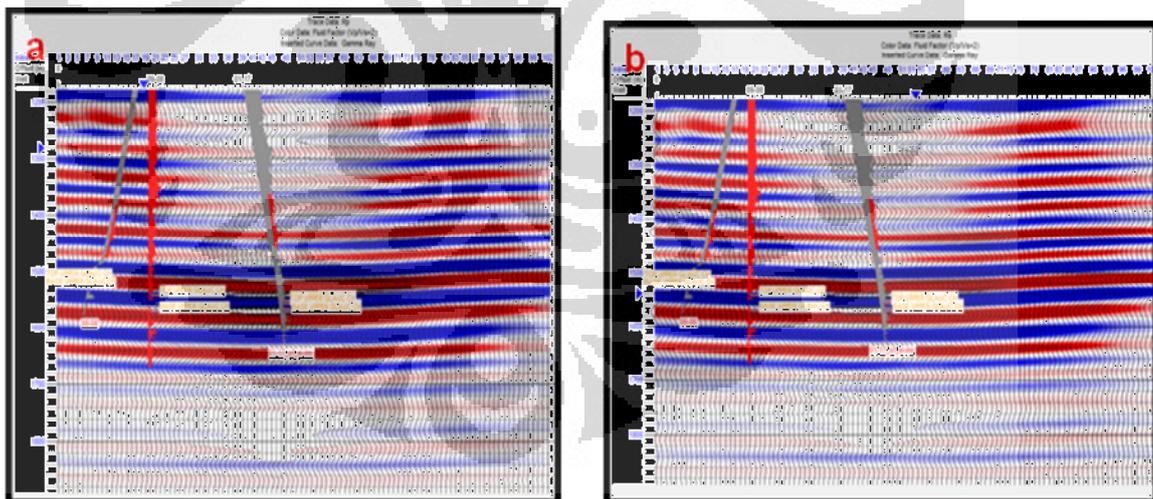
Gambar 4.7 *angle gather* pada CDP 4223 – CDP 4231

Kemudian dilakukan *stacking data* untuk mendapatkan penampang *EI near* dengan input sudut  $16^\circ$  dan penampang *EI far* dengan input sudut  $32^\circ$ . Input sudut pada pembuatan penampang *EI* harus disesuaikan dengan penurunan *log EI near* dan *log EI far*. Input sudut yang berbeda maka akan berbeda pula harga *EI* nya. Sehingga harus disamakan antara input sudut pada saat *stacking data* dengan saat pembuatan sumur. Dari penampang *near* tidak terlihat adanya anomali AVO namun pada *far stack* terlihat ada penguatan amplitudo yang ditunjukkan oleh tanda panah.



Gambar 4.8 (a). Penampang *near stack* ( $\Theta = 16^\circ$ ) pada *xline* 45, dan (b). Penampang *far stack* ( $\Theta = 32^\circ$ ) pada *xline* 45.

Penampang *RP* dan *RS* yang nantinya akan digunakan dalam proses inversi *ZP* dan *ZS* yang selanjutnya sebagai input dalam proses transformasi *LMR*. *Angle gather* sebagai input dalam pembuatan penampang *RP* dan *RS* yang merujuk pada persamaan Fatti.

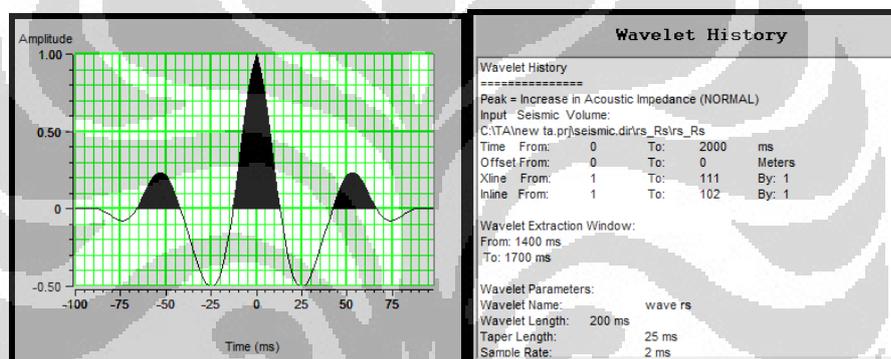


Gambar 4.8 (a). Penampang *RP* pada *xline* 45, dan (b). Penampang *RS* pada *xline* 45.

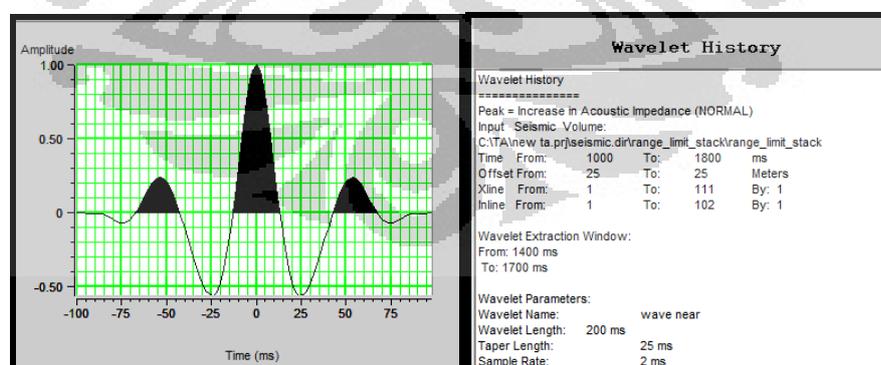
#### 4.4 Ekstraksi *Wavelet* dan *Well Seismic Tie*

Pemilihan atau ekstraksi wavelet bertujuan agar seismogram sintetis yang akan dibuat merupakan gambaran yang cocok dengan seismik yang asli terutama untuk frekuensi yang terbentuk. Ekstraksi wavelet dapat dilakukan dengan menggunakan *metode statistik*, *wavelet Ricker*, dan *wavelet bandpass*.

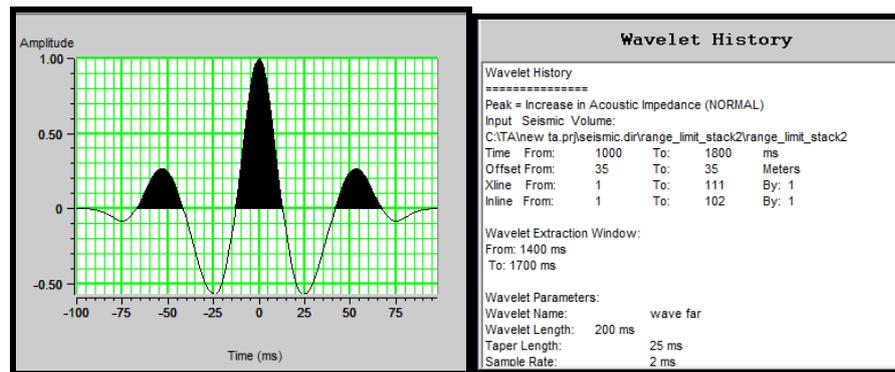
Dalam studi ini ekstraksi *wavelet* dilakukan secara statistik karena bisa memberikan korelasi yang besar pada saat *seismic to well tie* antara data sumur dan seismik yang digunakan. Untuk proses inversi *ZP* dan *ZS* digunakan *wavelet Rp*, *Rs* dengan asumsi kedua penampang tersebut dikonvolusikan dengan satu *wavelet*.



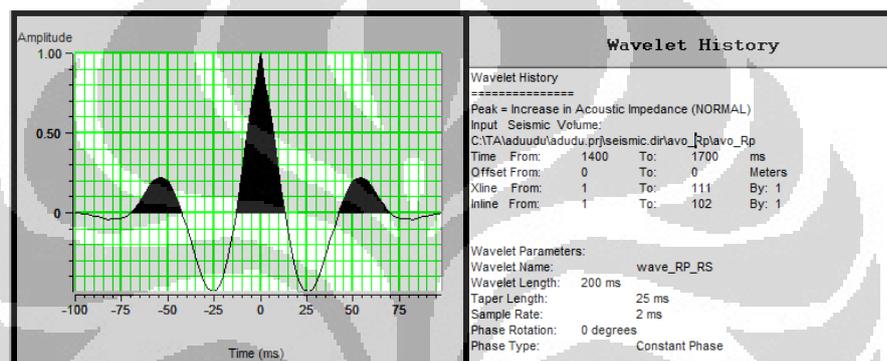
Gambar 4.10 *Wavelet 1*, di ekstrak secara statistik dari penampang *CDP stack*.



Gambar 4.11 *Wavelet near*, di ekstrak secara statistik dari penampang *near stack*.



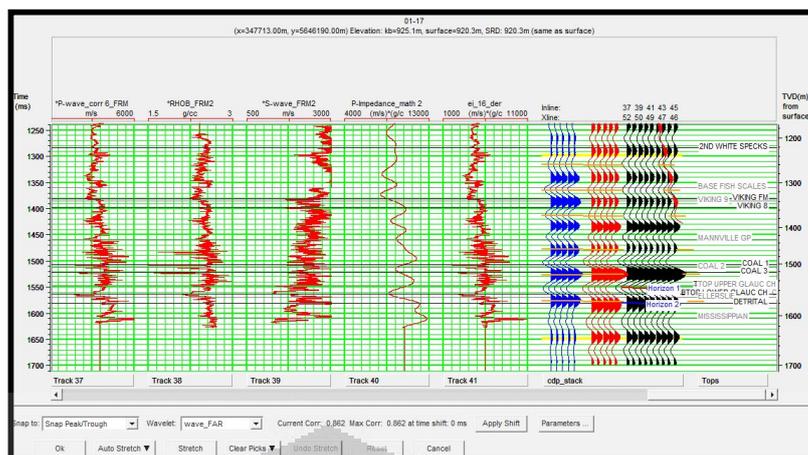
Gambar 4.12 *Wavelet far*, di ekstrak secara statistik dari penampang *far stack*.



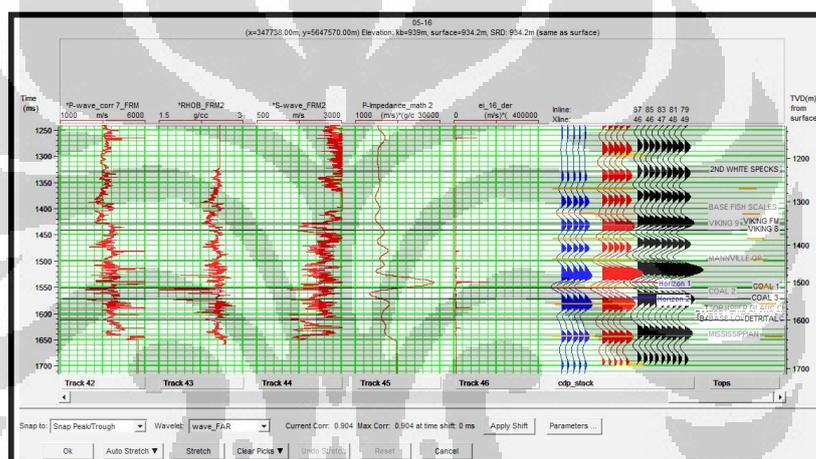
Gambar 4.13 *Wavelet*, di ekstrak secara statistik dari penampang *Rp*.

*Well seismic tie* bertujuan untuk memperoleh kecocokan yang semaksimal mungkin antara seismogram sintetik sumur dan data seismik yang sebenarnya. *Well seismic tie* dilakukan dengan cara mengoreksi log sonik dengan menggunakan data *check shot*. Selanjutnya dilakukan korelasi antara trace seismik dengan sintetiknya sampai mencapai harga korelasi yang maksimal.

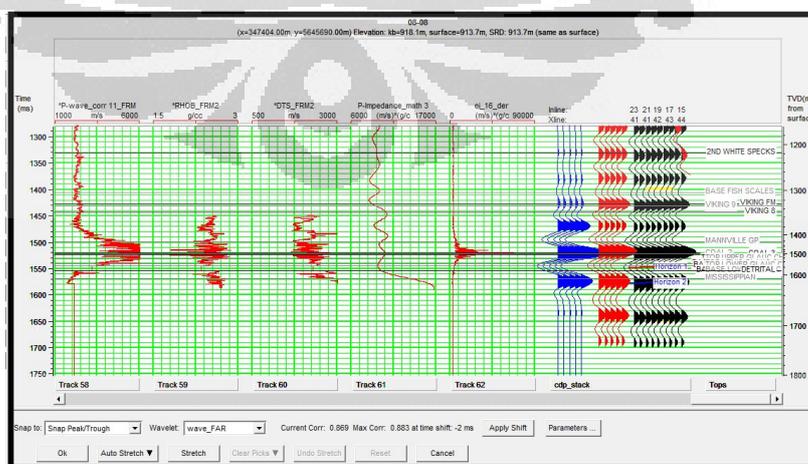
Berikut gambaran *Well seismic tie* antara *CDP stack* terhadap semua sumur yang kemudian digunakan sebagai acuan untuk *picking horizon* dan *input* dalam proses inversi.



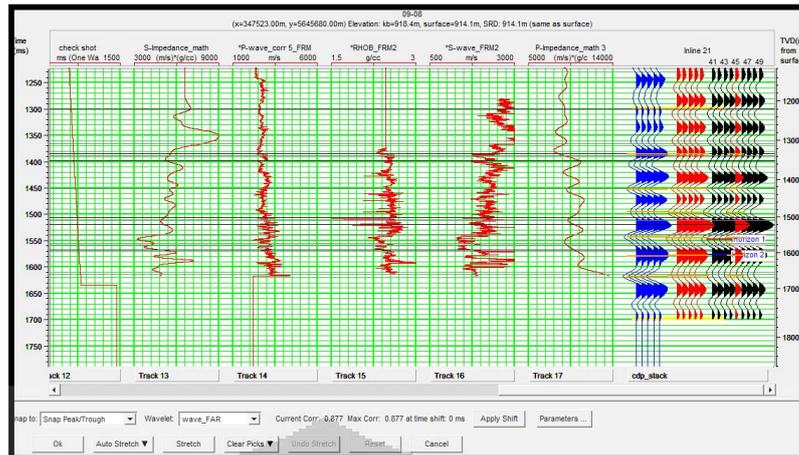
Gambar 4.14. Hasil *well seismic tie* pada sumur 01-17 dengan harga korelasi 0.862.



Gambar 4.15. Hasil *well seismic tie* pada sumur 05-16 dengan harga korelasi 0.904.



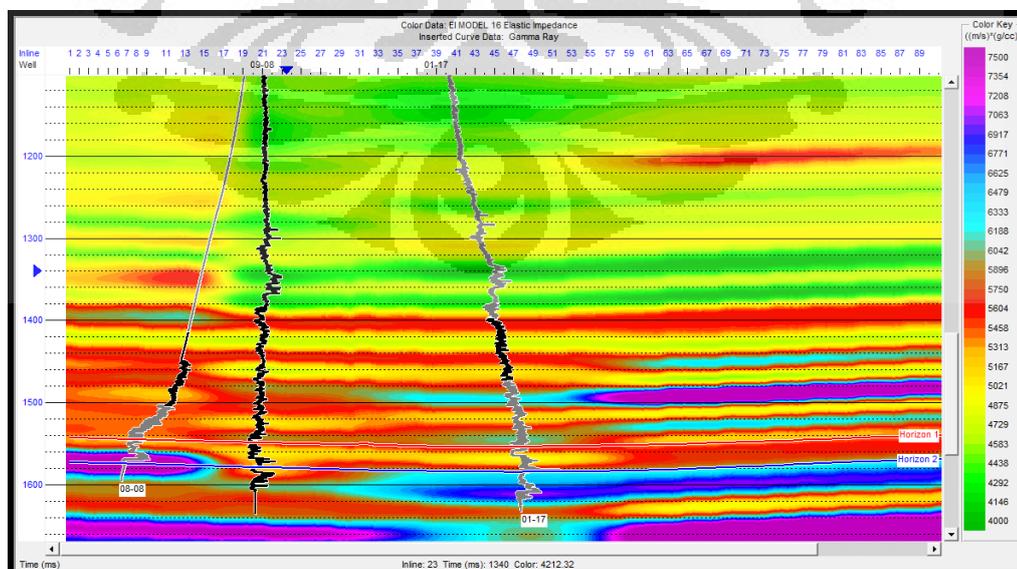
Gambar 4.16. Hasil *well seismic tie* pada sumur 08-08 dengan harga korelasi 0.883.



Gambar 4.17. Hasil *well seismic tie* pada sumur 09-08 dengan harga korelasi 0.877.

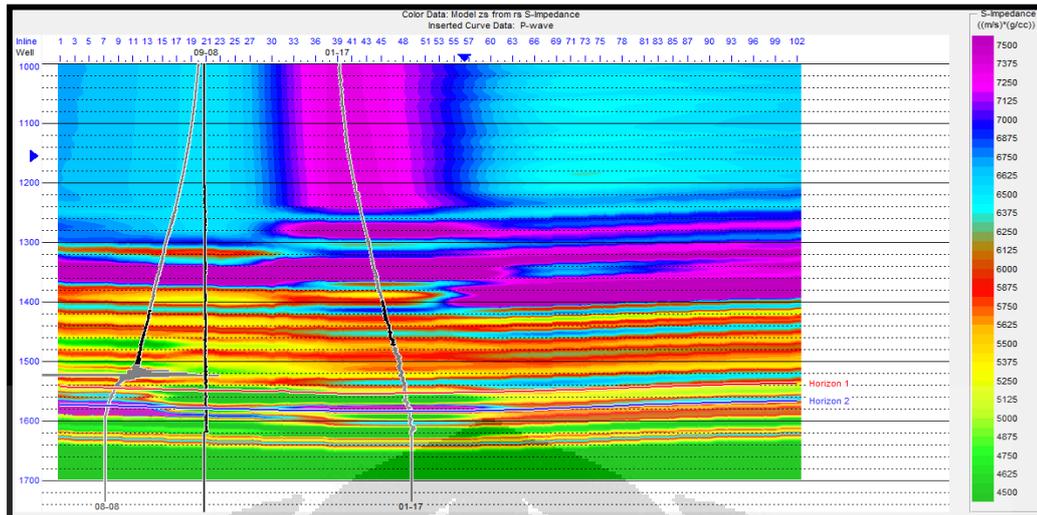
#### 4.5 Pembuatan Model Bumi

Model bumi pada penampang *EI* baik untuk sudut *near* maupun yang *far* menggunakan input penampang *near stack* dan *far stack* beserta *log EI near* dan *log EI far* sebagai pengontrol dalam prosesnya, yang nantinya model bumi ini sebagai input dari proses inversi dan menggunakan perhitungan sesuai dengan parameter inversi yang paling tepat dari hasil analisis inversi. Begitupula dengan proses inversi *ZP* dan *ZS* yang menggunakan *Rp* dan *Rs* sebagai input model, dan menggunakan *log p impedance*, dan *log s impedance* sebagai kontrolnya.



Gambar 4.18. Model bumi pada *near angle* pada *xline* 45.



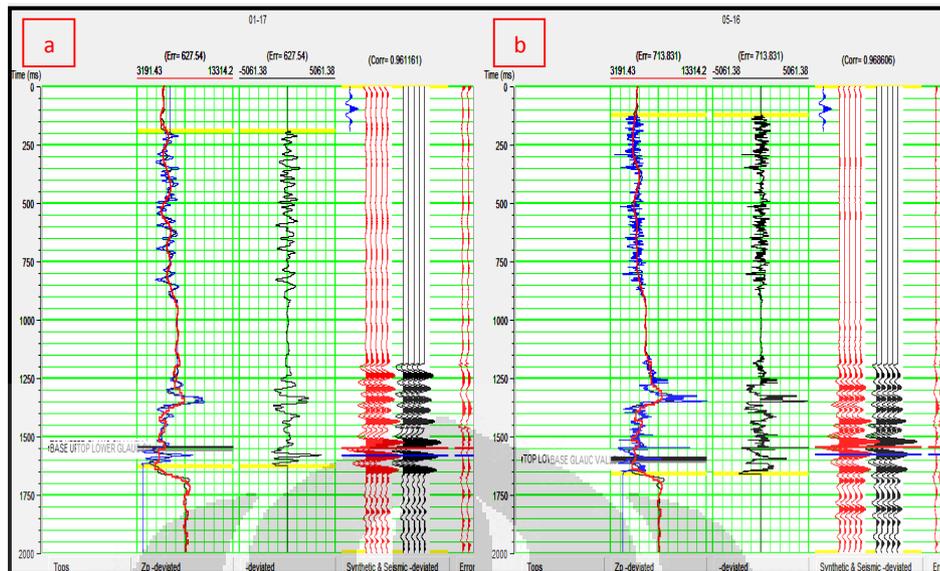


Gambar 4.21 Model bumi berdasarkan  $Z_s$  pada  $xline$  45.

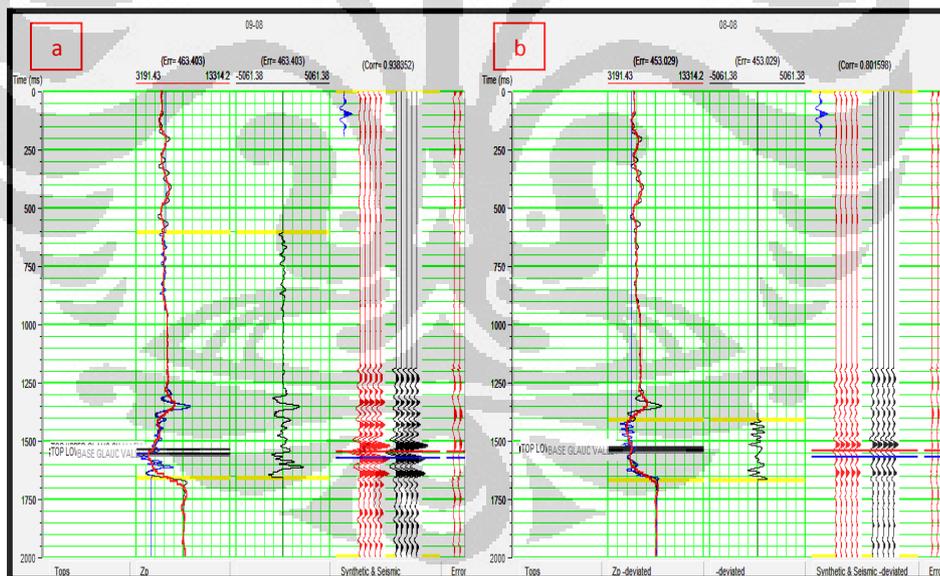
#### 4.6 Analisis Inversi

Analisis inversi dilakukan dengan tujuan untuk mendapatkan parameter inversi yang paling cocok sesuai dengan nilai korelasi dan perhitungan *error*. Pada penelitian ini analisis inversi dilakukan dengan menggunakan parameter inversi *sparse spike linear programming*, karena memberikan nilai korelasi yang paling besar dan *error* yang kecil. Analisis inversi akan membandingkan hasil inversi dan impedansi sumur untuk melihat kecocokan atau korelasi yang diperoleh dengan parameter inversi.

Berikut ini inversi analisis *EI near stack* untuk setiap data sumur yang digunakan dalam *Sparse Spike Inversion*.

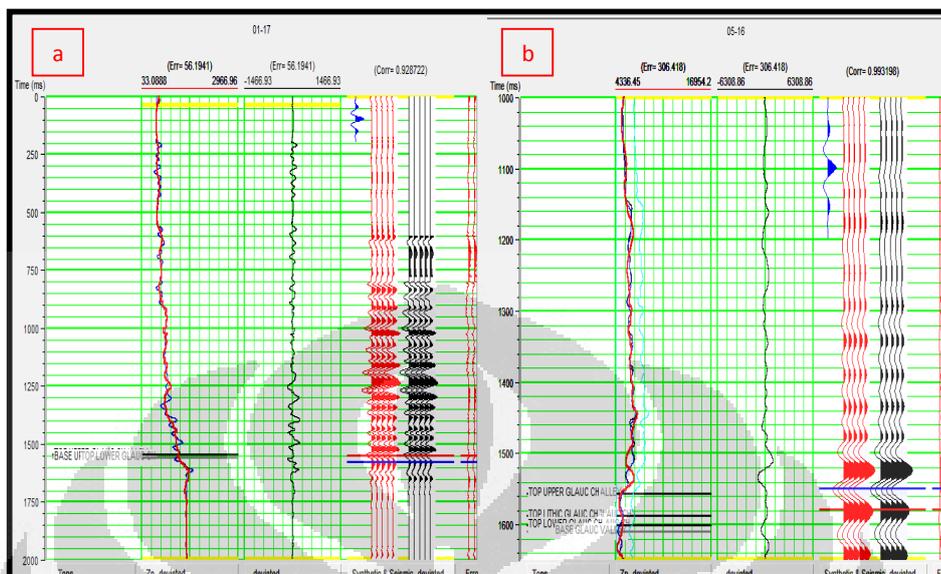


Gambar 4.22. (a). Analisis inversi *near stack* sumur 01-17 dengan nilai eror 627.54 dan nilai korelasi 0.96, dan (b). Analisis inversi *near stack* sumur 05-16 dengan nilai eror 713 dan nilai korelasi untuk 0.96 untuk parameter *Sparse Spike inversion*.

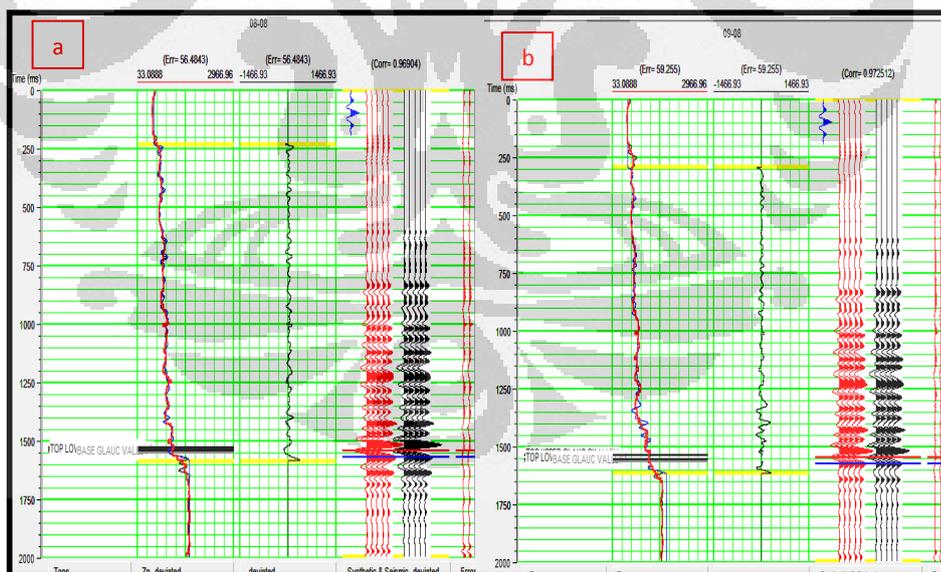


Gambar 4.23. (a). Analisis inversi *near stack* sumur 08-08 dengan nilai eror 463.4 dan nilai korelasi 0.93, dan (b). Analisis inversi *near stack* sumur 05-16 dengan nilai eror 453.02 dan nilai korelasi untuk 0.801 untuk parameter *Sparse Spike inversion*.

Berikut ini analisis inversi EI untuk model bumi *far stack* dari setiap data sumur yang digunakan sebagai input dalam *sparse spike inversion*.

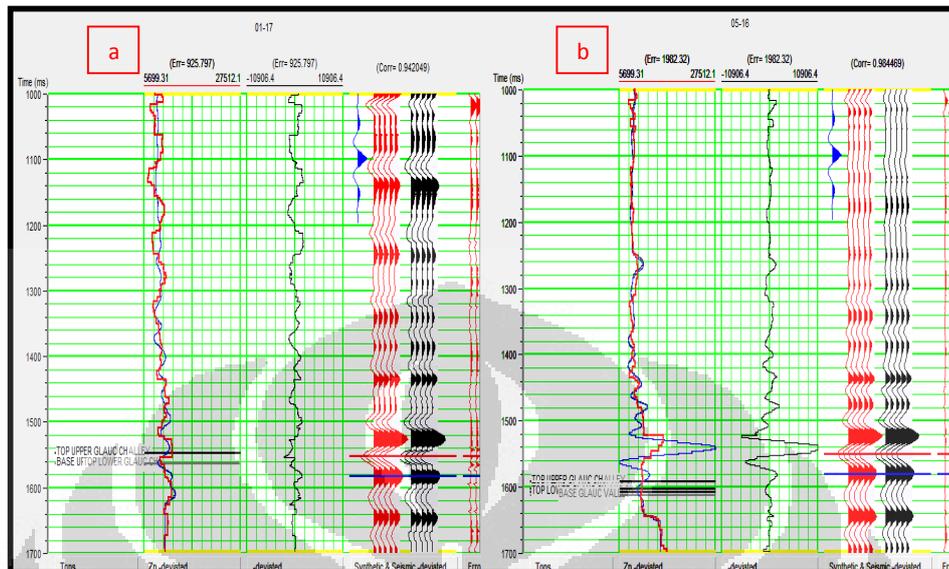


Gambar 4.24. (a). Analisis inversi *far stack* sumur 01-17 dengan nilai eror 56.19 dan nilai korelasi 0.928, dan (b). Analisis inversi *far stack* sumur 05-16 dengan nilai eror 306 dan nilai korelasi untuk 0.99 untuk parameter *Sparse Spike inversion*.

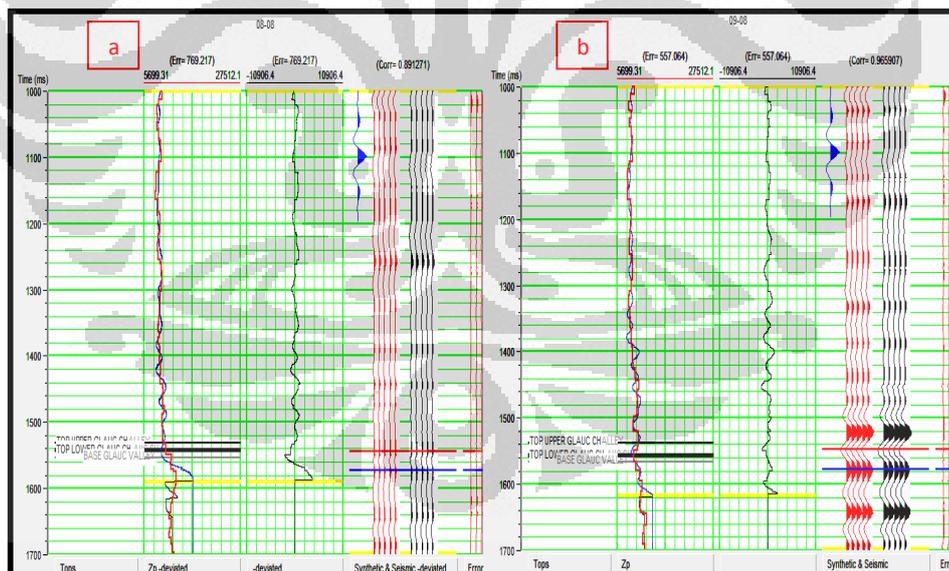


Gambar 4.25. (a). Analisis inversi *near stack* sumur 08-08 dengan nilai eror 56.49 dan nilai korelasi 0.96, dan (b). Analisis inversi *near stack* sumur 09-08 dengan nilai eror 59.25 dan nilai korelasi untuk 0.97 untuk parameter *Sparse Spike inversion*.

Berikut ini analisis inversi untuk model bumi  $ZP$  pada data  $AVO$   $Rp$  stack untuk setiap data sumur yang merupakan input dalam proses *sparse spike inversion*.

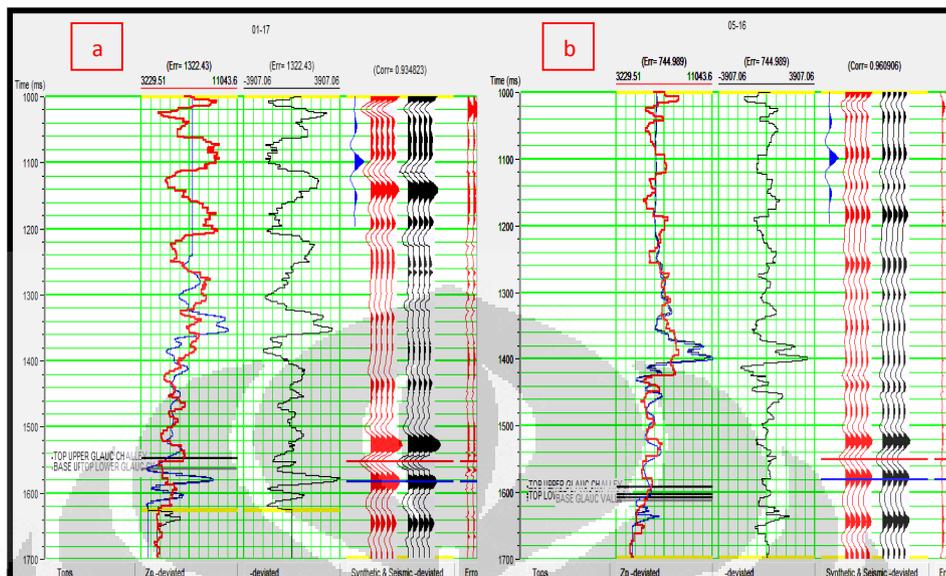


Gambar 4.26. (a). Analisis inversi  $ZP$  sumur 01-17 dengan nilai eror 925.8 dan nilai korelasi 0.94, dan (b). Analisis inversi  $ZP$  sumur 05-16 dengan nilai eror 1962.32 dan nilai korelasi untuk 0.96 untuk parameter *Sparse Spike inversion*.

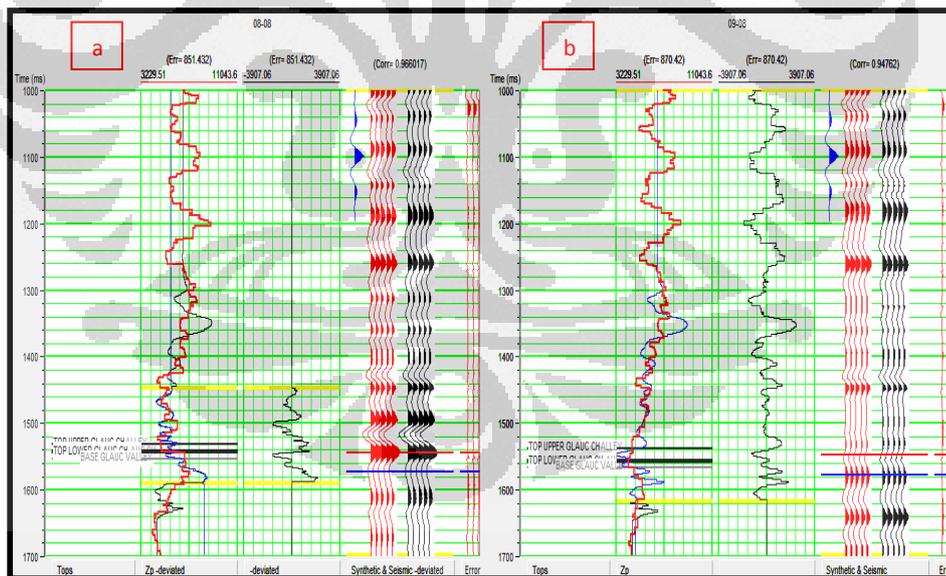


Gambar 4.27. (a). Analisis inversi  $ZP$  sumur 08-08 dengan nilai eror 769.21 dan nilai korelasi 0.89, dan (b). Analisis inversi  $ZP$  sumur 09-08 dengan nilai eror 557 dan nilai korelasi untuk 0.96 untuk parameter *Sparse Spike inversion*.

Berikut ini analisis inversi untuk model bumi ZS yang inputnya adalah *AVO Rs stack* dan data sumur yang digunakan dalam proses *sparse spike inversion*.



Gambar 4.28. (a). Analisis inversi ZS sumur 01-17 dengan nilai eror 1322.23 dan nilai korelasi 0.93, dan (b). Analisis inversi ZS sumur 05-16 dengan nilai eror 744.99 dan nilai korelasi untuk 0.96 untuk parameter *Sparse Spike inversion*.



Gambar 4.29. (a). Analisis inversi ZS sumur 08-08 dengan nilai eror 851.43 dan nilai korelasi 0.96 dan (b). Analisis inversi ZS sumur 09-08 dengan nilai eror 870.42 dan nilai korelasi untuk 0.94 untuk parameter *Sparse Spike inversion*.

## BAB 5

### HASIL DAN PEM BAHASAN

#### 5.1 Analisa Data Sumur

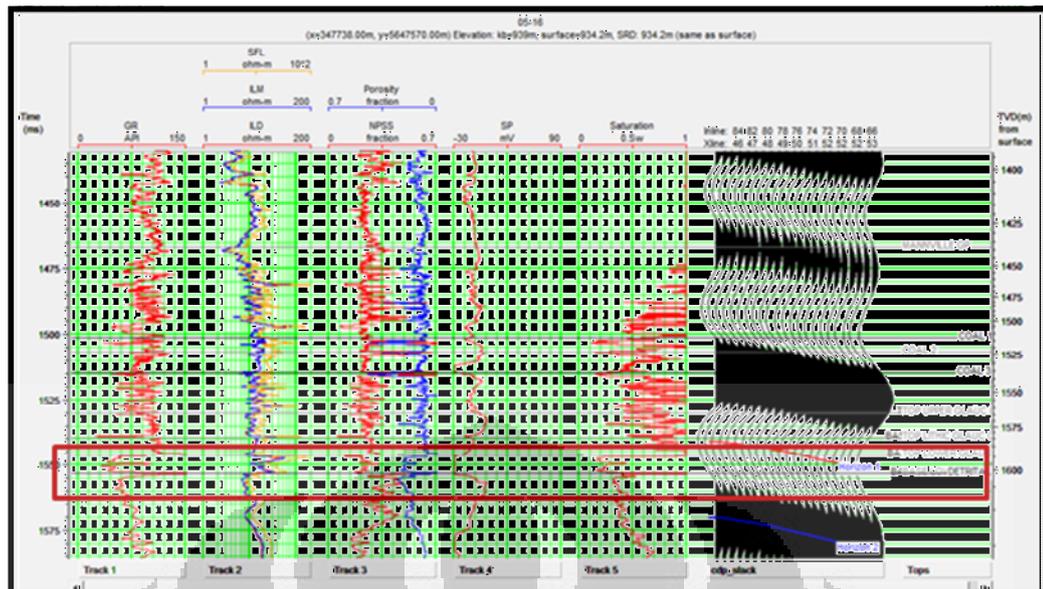
Analisa data sumur dilakukan untuk menentukan zona reservoir dan melakukan pada target lapisan *glauk* pada kedalaman sekitar 1550 meter. Yang didominasi oleh batuan karbonat sebagai reservoir.

##### 5.1.1 Analisa Zona Reservoir

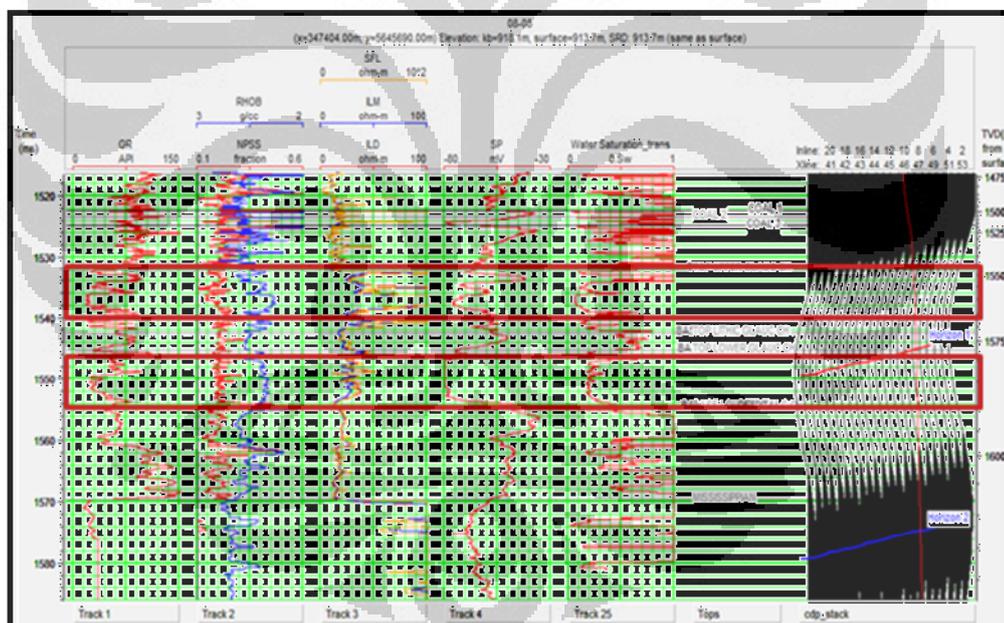
Lapangan blackfoot merupakan lapangan minyak dan gas, dari data sumur diatas ditunjukkan pada gambar dibawah ini bahwa daerah reservoir berada pada lapisan *glauk* yang dimana merupakan karbonat reservoir.



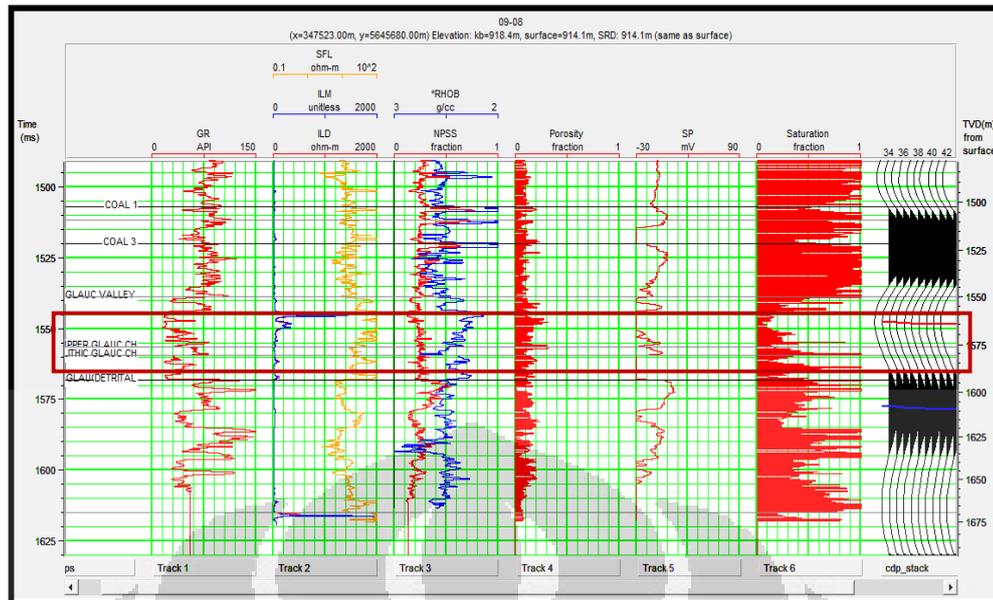
Gambar 5.1 Zona reservoir pada sumur 01-17..



Gambar 5.2 Zona reservoir pada sumur 05-16.



Gambar 5.3 Zona reservoir pada sumur 08-08.



Gambar 5.4 Zona reservoir pada sumur 09-08.

Pada sumur 01-17, gambar 5.1 menunjukkan daerah reservoir pada kedalaman antara 1550 m -1575 m, dapat ditunjukkan oleh rendahnya nilai *gamma ray* yang menandakan daerah dengan radiasi rendah bisa dianggap non *shale*, tingginya nilai porositas disertai dengan rendahnya nilai *neutron porosity* dapat menjadi indikator adanya gas. Nilai *resistivity* yang tinggi menunjukkan adanya *hydrocarbon*, serta diperkuat dengan nilai saturasi yang kecil, menandakan zona tersebut sedikit mengandung air, karena porositas batuan terisi oleh *hydrocarbon*.

Pada sumur 05-16, gambar 5.2 zona reservoir ditunjukkan oleh beberapa nilai log yang berupa nilai *gamma ray* yang rendah, nilai saturasi yang rendah, disertai dengan nilai *resistivity* yang sangat kontras lebih tinggi dibanding lapisan diatas maupun dibawahnya serta nilai porositas yang besar diikuti dengan nilai *neutron porosity* sedikit membesar dibandingkan dengan sumur 01-17 sehingga sumur 05-16 didominasi oleh minyak. Reservoir berada pada lapisan *glauch* pada kedalaman antara 1580 m hingga 1640 m.

Sedangkan pada sumur 08-08 pada gambar 5.3 ditunjukkan adanya dua lapisan reservoir pada kedalaman 1550 m – 1570 m dan pada kedalaman 1580 m – 1590 m yang dipisahkan oleh *shale* setebal 10 m.

Sumur 08-08 dikategorikan sebagai *oil well* karena perbandingan antara harga *log neutron porosity* dengan *RHOB* (densitas), maupun dengan porositas tidak terlalu besar menunjukkan sama seperti *cross over* pada sumur 05-16 pada gambar 5.2.

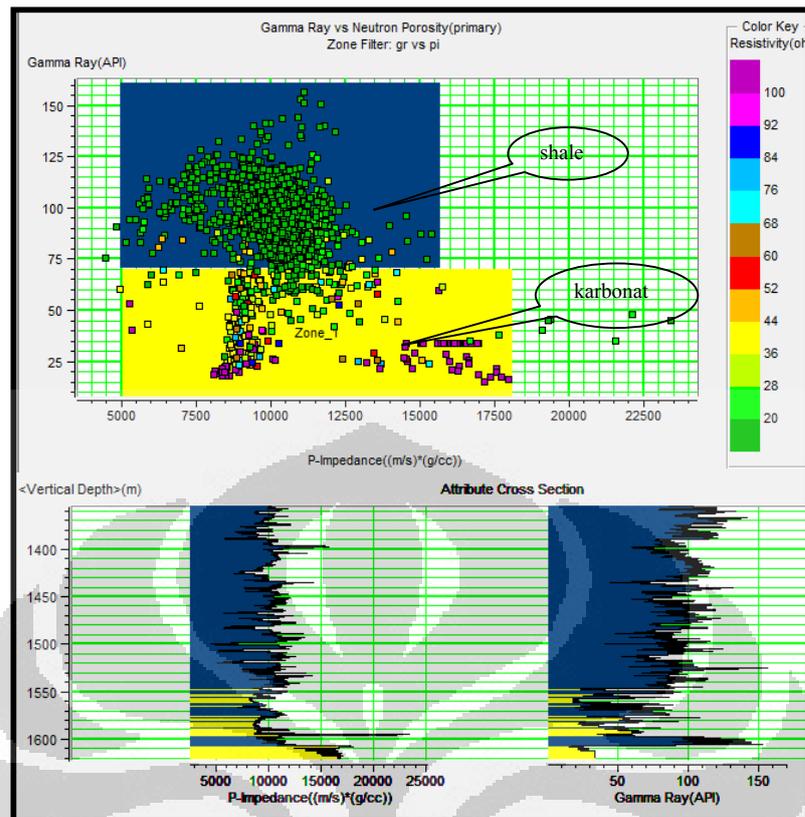
Sumur 09-08 gambar 5.4 menunjukkan zona reservoir pada kedalaman 1555 m – 1585 m yang ditunjukkan oleh beberapa harga log berikut ; *gamma ray* yang kecil, porositas yg membesar, nilai resistivity yang tinggi, dan diperjelas dengan nilai saturasi yang lebih kecil daripada sekitar.

Untuk menganalisa lebih lanjut tentang sensitifitas dari *log-log* yang terdapat pada sumur sehingga dapat memisahkan dengan baik antara karbonat, *shale*, dan gas perlu dilakukan beberapa krosploting antar log dalam sumur.

### 5.1.2 Analisa Krosplot

Krosploting dilakukan dengan cara menggabungkan nilai anantara dua log dalam sumbu kartesian x dan y. Semakin sensitif log tersebut dengan log yang dikrosplot maka akan semakin jelas zona pemisahannya, sehingga dapat memisahkan antara litologi dan fluidanya.

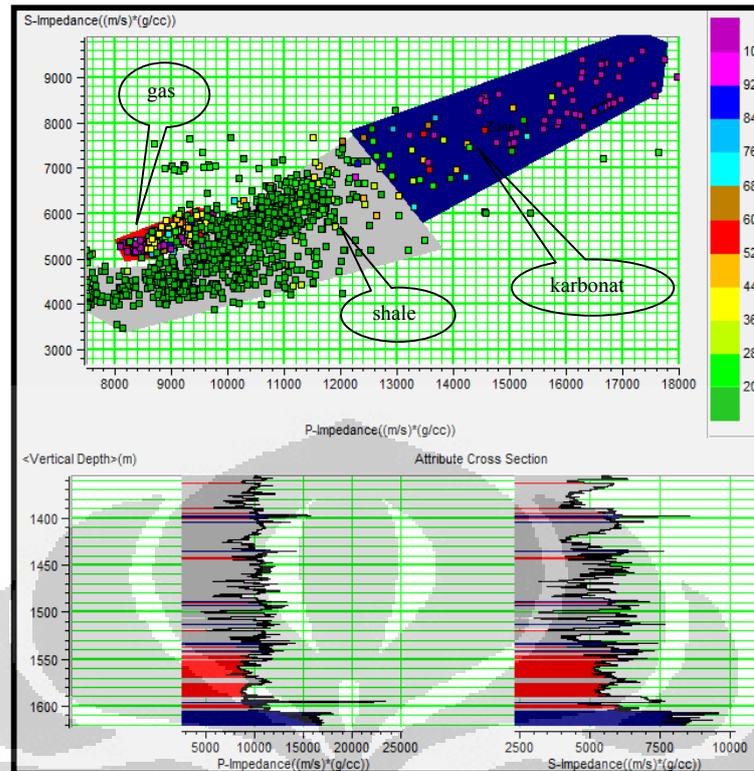
Pemisahan ini dilakukan dengan membuat zonasi pada krosplot dan melihat tampilan penampangnya pada *cross-section* sehingga bisa dianalisa kedalamannya . Analisa sensitifitas ini penting dilakukan untuk mengetahui parameter-parameter yang dapat dijadikan indikator litologi dan indikator fluida.



Gambar 5.5 krosplot antara  $P$  Impedance dengan gamma ray pada sumur 08-08.

Krosplot  $P$ -impedance vs Gamma Ray bertujuan untuk memisahkan antara shale dengan karbonat. Nilai Gamma ray yang tinggi merupakan parameter yang baik dalam mengidentifikasi keberadaan shale.

Dari krosplot gambar 5.5 ditunjukkan bahwa shale memiliki nilai Gamma Ray yang lebih tinggi diatas 75 API (zona biru), diperkuat juga dengan nilai resistivity yang rendah. Sementara Karbonat memiliki nilai gamma ray yang rendah, dibawah 75 API. Cross section menunjukkan karbonat berada pada kedalaman 1550 m - 1575 m, dan 1580 m -1600 m sesuai dengan interpretasi log dalam penentuan zona reservoir.

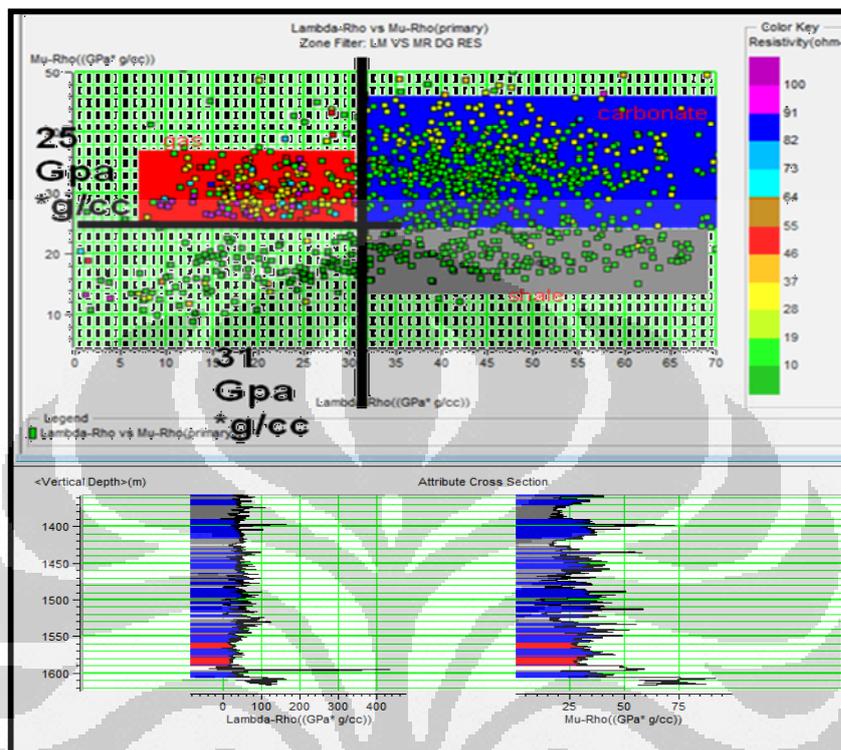


Gambar 5.6 krosplot antara  $P$  Impedance dengan  $S$ -impedance pada sumur 08-08.

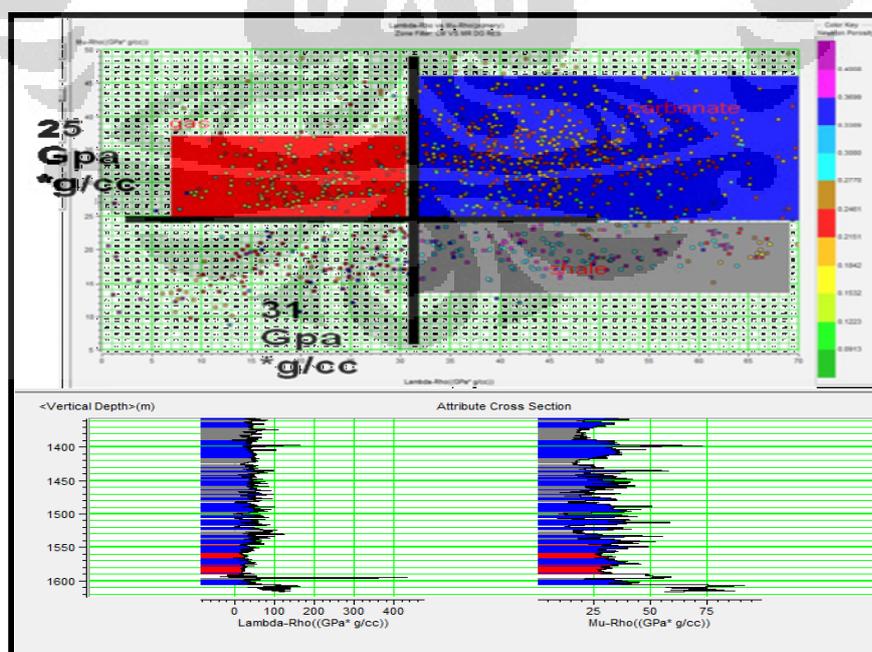
Krosplot  $P$ -impedance ( $ZP$ ) vs  $S$ -impedance ( $ZS$ ) dengan atribut warna *resistivity* bertujuan untuk memisahkan zona gas, karbonat, dan shale. Zona gas (merah) dengan nilai resistivitas paling tinggi diantara shale (abu-abu) dan karbonat (biru) gas berada pada nilai ( $ZP$ ) tetap yaitu pada level 8000  $m/s*gr/cc$  – 10000  $m/s*gr/cc$ , dan nilai ( $ZS$ ) antara 5000  $m/s*g/cc$  – 6000  $m/s*g/cc$ .

Dari atribut *resistivity* rendah menunjukkan keberadaan shale (abu-abu) yang memiliki nilai ( $ZP$ ) pada kisaran 7000  $m/s*g/cc$  – 12000  $m/s*g/cc$ , dan nilai ( $ZS$ ) pada kisaran 3500  $m/s*g/cc$  – 7200  $m/s*g/cc$ . Sementara karbonat yang berwarna biru memiliki nilai ( $ZP$ ) dan ( $ZS$ ) yang paling tinggi.  $ZP$  yang diturunkan dari parameter  $V_p$  menjadi indikator adanya fluida, namun dari hasil krosplot antara ( $ZP$ ) dan ( $ZS$ ) belum bisa menentukan harga impedansi untuk gas karena terjadi overlap nilai ( $ZP$ ) antara gas dan shale yaitu pada nilai ( $ZP$ ) 8000  $m/s*g/cc$  – 10000  $m/s*g/cc$ .

Sementara ZS yang didominasi oleh parameter Vs berfungsi sebagai indikator litologi ditunjukkan oleh gambar 5.6. *Shale* pada nilai (ZS) 3500 m/s\*g/cc – 7200 m/s\*g/cc dan karbonat memiliki nilai (ZS) tertinggi diantara gas dan *shale*.



Gambar 5.7 krosplot *lambda-rho* vs *mu-rho* dengan warna *resistivity* pada sumur 08-08.

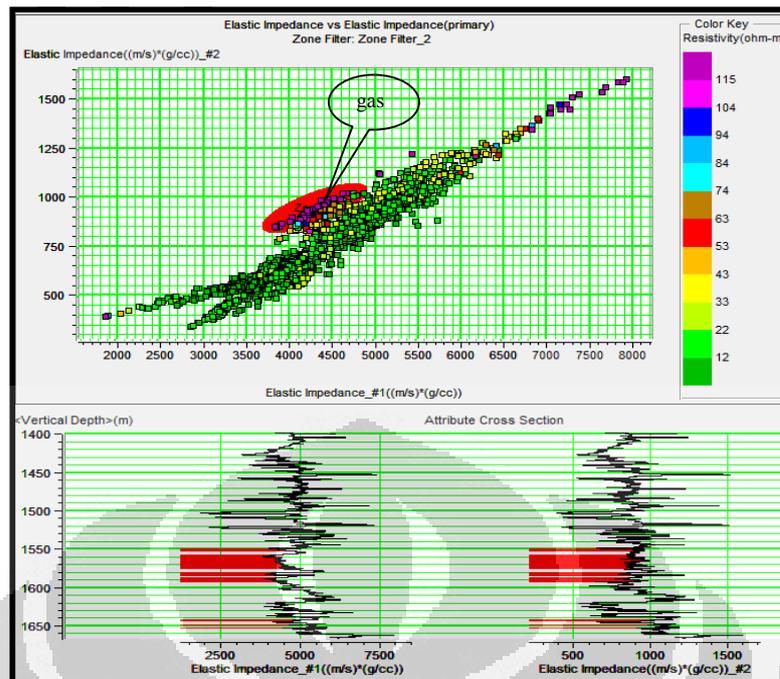


Gambar 5.8 krosplot *lambda-rho* vs *mu-rho* dengan atribut warna (*NPHI*) pada sumur 08-08.

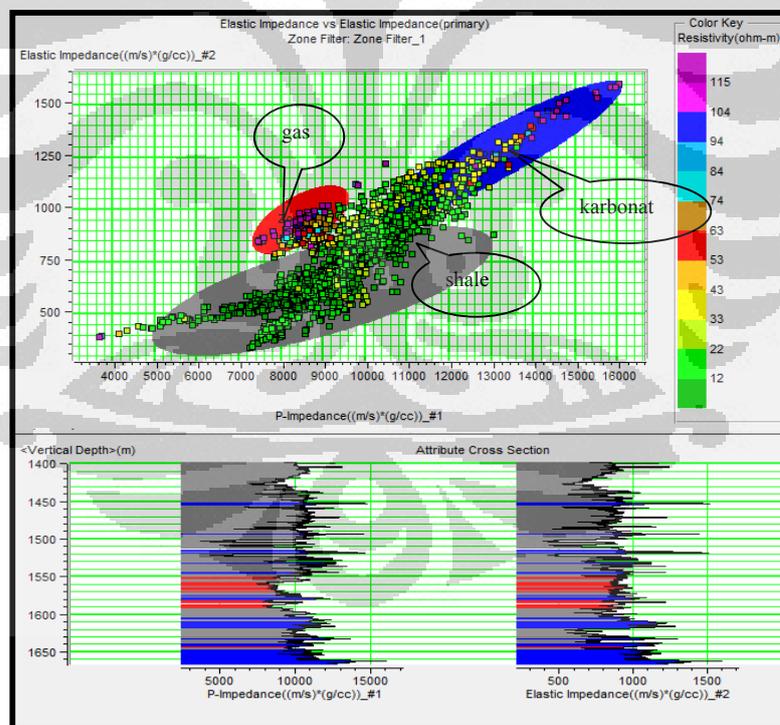
Dari kedua atribut warna krosplot yang ditunjukkan oleh gambar 5.7 dan 5.8 gas (merah) dicirikan dengan nilai NPHI yang terendah, dan nilai resistivitas yang tertinggi. *Lambda-rho* merupakan indikator dari fluida karena parameter *Lambda* menunjukkan inkompresibilitas dari batuan yang sensitif terhadap fluida. Gas yang sangat mudah berubah bentuk dan volum saat dikenai stress memiliki nilai inkompresibilitas lebih kecil dibanding sekitarnya yaitu pada nilai *lambda-rho* dibawah 31 Gpa\*g/cc.

Sementara karbonat (biru) yang memiliki nilai densitas dan kecepatan terbesar dibanding *shale* dan gas mengakibatkan harga *lambda-rho* karbonat terbesar hingga 31 Gpa\*g/cc - 75 Gpa\*g/cc. Dari harga *lambda-rho* antara gas dan karbonat yang berpotongan pada nilai 31 Gpa\*g/cc yang merupakan *gas water contact* pada kedalaman 1550 m – 1570 m dan 1580 m - 1600 m.

*Mu-rho* merupakan indikator dari litologi, karena parameter *mu* (rigiditas) lebih sensitif terhadap matriks batuan bukan pada fluida. Semakin rapat matriks suatu batuan maka akan semakin besar pula kemungkinan bergeser ketika dikenai stress. *Shale* (abu-abu) yang tersusun oleh matriks batuan yang sangat rapat sehingga sangat mudah berubah bentuk saat dikenai stress sehingga nilai rigiditasnya kecil berada pada nilai dibawah 25 Gpa\*g/cc. Parameter *mu-rho* sangat baik dalam hal memisahkan litologi, terutama untuk mencirikan *shale*.



Gambar 5.9 krosplot antara  $EI_{near}$  dengan  $EI_{far}$  pada sumur 08-08.



Gambar 5.10 krosplot antara  $ZP$  dengan  $EI_{far}$  pada sumur 08-08.

Krosplot antara *EI near* vs *EI far* pada gambar 5.9 bertujuan untuk memberikan informasi yang signifikan baik itu perubahan litologi maupun tentang fluida pengisi pori dari batuan karbonat. Nilai *resistivity* yang tinggi dapat dipastikan adalah gas (merah) yang berada pada nilai *EI near* antara 3800 m/s\*g/cc – 5000 m/s\*g/cc. Untuk nilai *EI far* dari gas yaitu antara 800 m/s\*g/cc – 1000 m/s\*g/cc.

*EI near* yang merupakan generalisasi dari *ZP* maka dianggap sama. Untuk perbedaan harga impedansi antara *EI near* dengan *ZP* dikarenakan *near angle* tidak dimulai dari nol melainkan dari 12°, sementara *ZP* pada sudut datang sama dengan nol. Dari hasil krosplot *ZP* dengan *EI far* menunjukkan adanya zona gas (merah) pada nilai *ZP* 8000 m/s\*g/cc – 9500 m/s\*g/cc. *Shale* (abu-abu) dengan nilai *ZP* antara 5000 m/s\*g/cc - 11000 m/s\*g/cc dan karbonat (biru) berada pada nilai *ZP* diatas dari *shale*. Namun terjadi *overlap* untuk nilai *ZP* pada zona gas dan pada zona shale, ini dapat diartikan bahwa krosplot antara *EI near*, *EI far*, dan *ZP* belum bisa memberikan informasi tentang fluida pengisi pori dari karbonat namun dapat memisahkan liologi dengan cukup baik untuk *shale* dan karbonat. Dari *cross section* zona gas berada pada kisaran kedalaman 1550 m – 1570 m dan 1580 m – 1590 m.

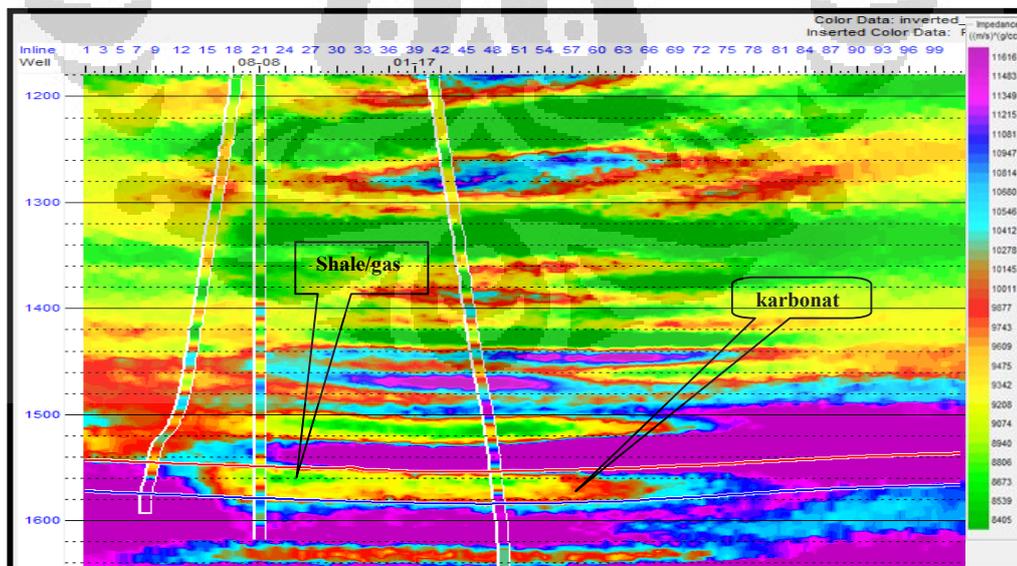
## 5.2 Analisa Hasil Inversi

Hasil inversi merupakan persebaran secara lateral dari harga *log* yang diinversikan, diharapkan mampu memberikan kontinuitas yang tinggi dari data *log* tersebut sehingga mampu memberikan informasi yang jelas baik itu litologi maupun fluida yang dikandungnya.

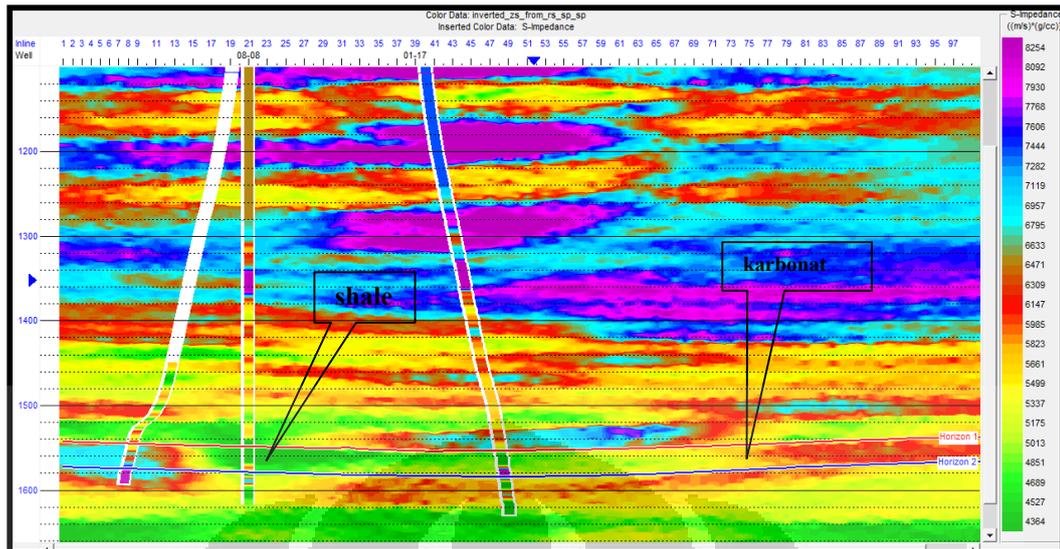
### 5.2.1 Analisa Penampang Inversi Akustik Impedansi (*ZP*) dan Inversi *Shear* impedansi (*ZS*)

Penampang inversi *ZP* reservoir gas dicirikan dengan nilai *ZP* yang rendah yang ditunjukkan dengan warna hijau berada pada harga *ZP* antara 8405 m/s\*g/cc – 9000 m/s\*g/cc pada gambar 5.11. Namun inversi dari *ZP* belum bisa memisahkan *shale* dengan gas yang berada pada harga *ZP* yang sama. Pada penampang *ZP* karbonat berwarna ungu sekilas terlihat dapat dipisahkan dari *shale*/gas hal ini terjadi karena adanya kontras impedansi yang sangat besar diantara *shale*/gas hal ini terjadi karena adanya kontras impedansi yang sangat besar diantara *shale*/gas dengan karbonat. Namun hasil inversi *ZP* belum bisa memberikan informasi perubahan litologi dalam skala yg kecil. Pada daerah yng berhorizon *ZP* belum mampu membedakan litologi.

Hasil inversi *shear impedance* (*ZS*) akan lebih sensitif terhadap perubahan litologi dibanding *ZP*. Ditunjukkan pada gambar. 5.12. Pada daerah horizon *shale* yang berwarna hijau dan karbonat yang berwarna kuning-merah dapat dipisahkan dengan cukup baik. *Shale* yang memiliki *ZP* rendah yaitu antara 4384 m/s\*g/cc – 5013 m/s\*g/cc sedangkan karbonat berada pada nilai diatasnya yaitu 5333 m/s\*g/cc – 6309 m/s\*g/cc.



Gambar 5.11 Penampang Inversi akustik impedansi (*ZP*) pada *xline* 45.

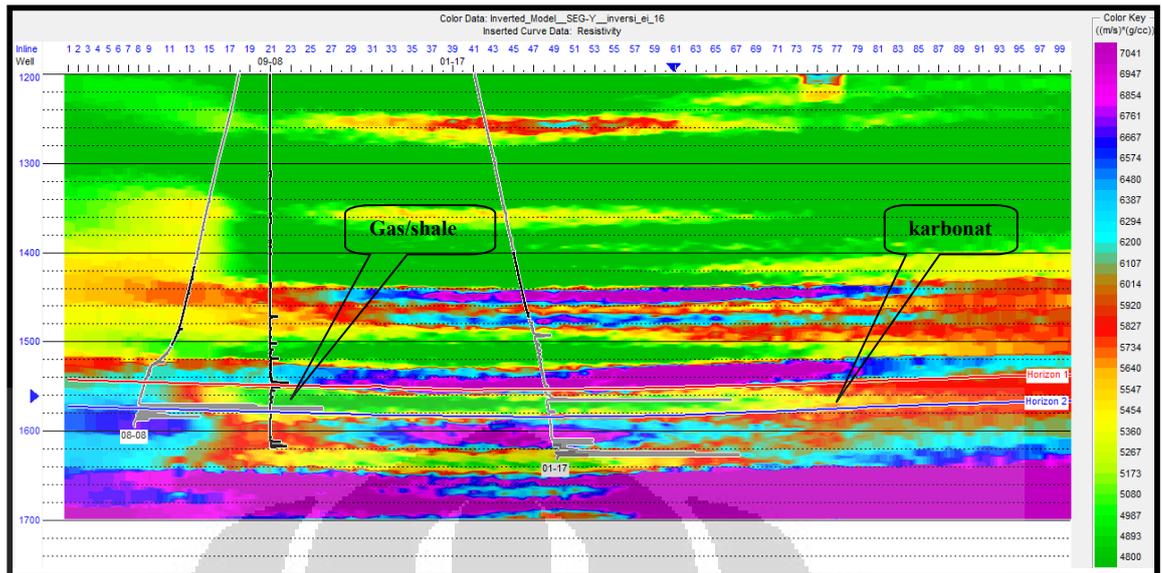


Gambar 5.12 Penampang Inversi *shear* impedansi (ZS) pada *xline* 45.

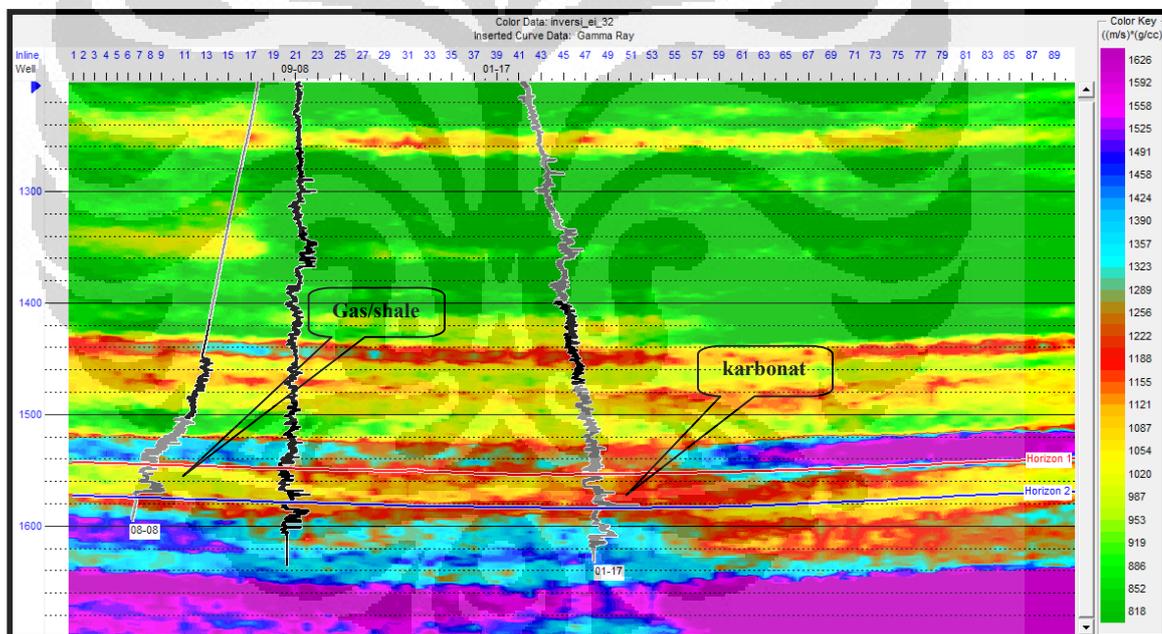
### 5.2.2 Analisa Inversi Elastik Impedansi

Pada penelitian kali ini sudut *near* berkisar antara  $12^{\circ}$  –  $20^{\circ}$  dan tidak dimulai dari  $0^{\circ}$  seperti pada akustik impedansi hal ini sesuai dengan *angle gather*. Impedansi rendah ditunjukkan dengan warna hijau besarnya antara  $4000 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$  –  $5080 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$  (gambar. 5.13) ini merupakan zona gas dan bisa juga *shale* mengingat *EI near* merupakan generalisasi dari *ZP*, jadi dianggap sama dengan *ZP*.

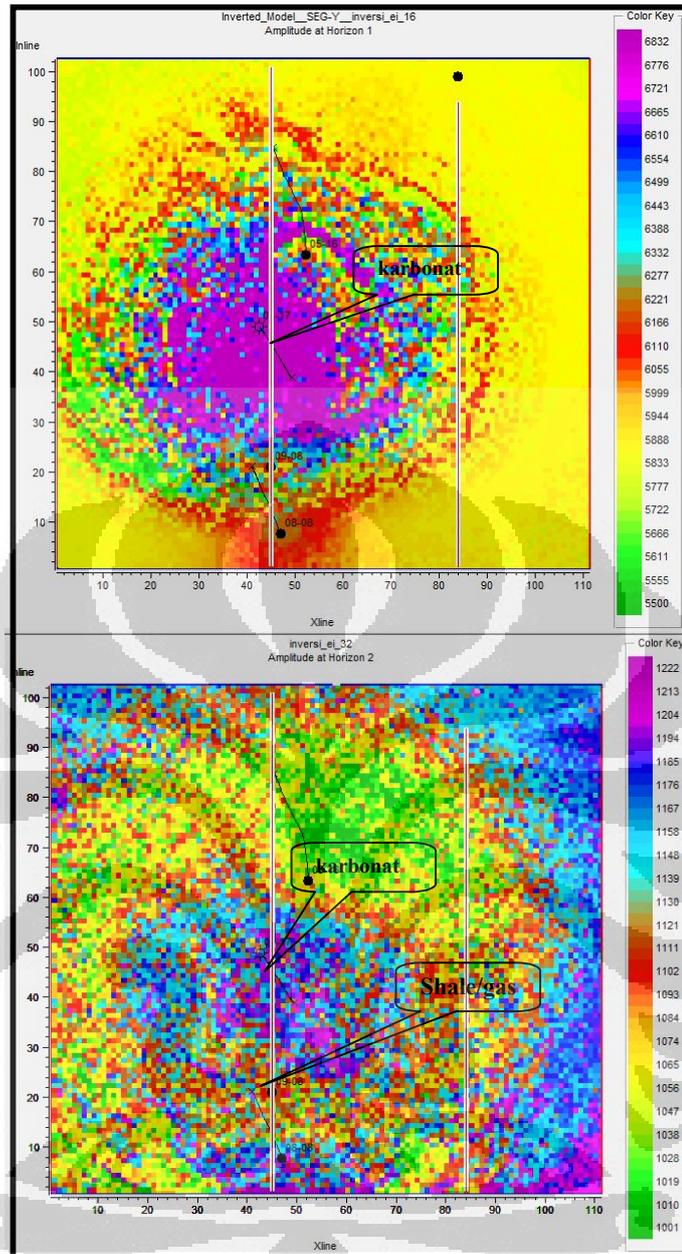
Penampang inversi *EI far* gambar 5.14. Menunjukkan zona gas berada pada nilai  $953 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$  –  $1067 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$  dan karbonat berada pada nilai antara  $1121 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$  –  $1266 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$ . Pada penampang inversi *EI far* semakin terlihat perbedaan harga impedansi antara *shale*/gas dan karbonat. Namun tetap belum bisa memberikan batas nilai impedansi yang pasti untuk zona gas dan hal ini disebabkan terjadinya *overlap* lihat gambar 5.10 krosplot antara *EI far* vs *ZP* yaitu pada nilai *ZP*  $8000 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$  –  $9500 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$  dan pada *EI far*  $800 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$  –  $1000 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$ , sehingga tidak tercipta *cut off* untuk nilai impedansi gas baik *EI* maupun *ZP*. *EI far* mampu memberikan informasi tentang litologi yang baik dibanding *EI near* detail yaitu antara *shale* dan karbonat karena pada *far offset* amplitudo pada daerah gas akan menguat.



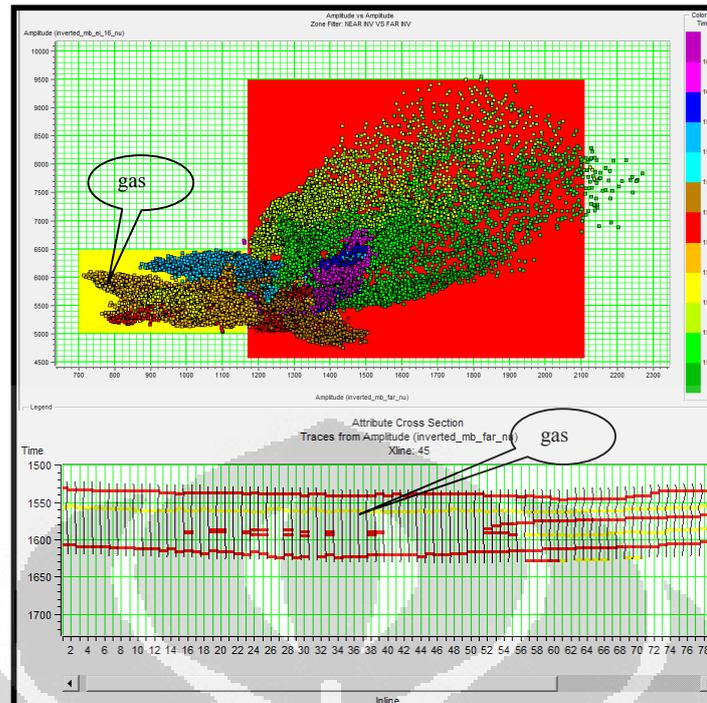
Gambar 5.13 Penampang Inversi elastik impedansi (EI) *near* pada *xline* 45.



Gambar 5.14 Penampang Inversi elastik impedansi (EI) *far* pada *xline* 45.



Gambar 5.15 Penampang data slice pada horizon pada amplitudo Inversi elastik impedansi (EI) *near* dan elastik impedansi (EI) *far*.



Gambar 5.16 Penampang krosplot amplitudo Inversi elastik impedansi (EI) *near* vs elastik impedansi (EI) *far* pada *xline* 45.

Pada penampang *data slice* elastik impedansi dapat membedakan dengan baik antara karbonat dengan *shale* tetapi tidak dapat memisahkan dengan baik antara gas dengan *shale*. Hal ini dikarenakan ada *overlap* pada nilai impedansi antara gas dengan *shale*.

Krosplot inversi amplitudo diatas menunjukkan zona gas berwarna kuning dan karbonat berwarna merah, terlihat pula pada *cross section seismic* bahwa zona gas berada pada kedalaman 1550 ms yang dikelilingi oleh lapisan karbonat.

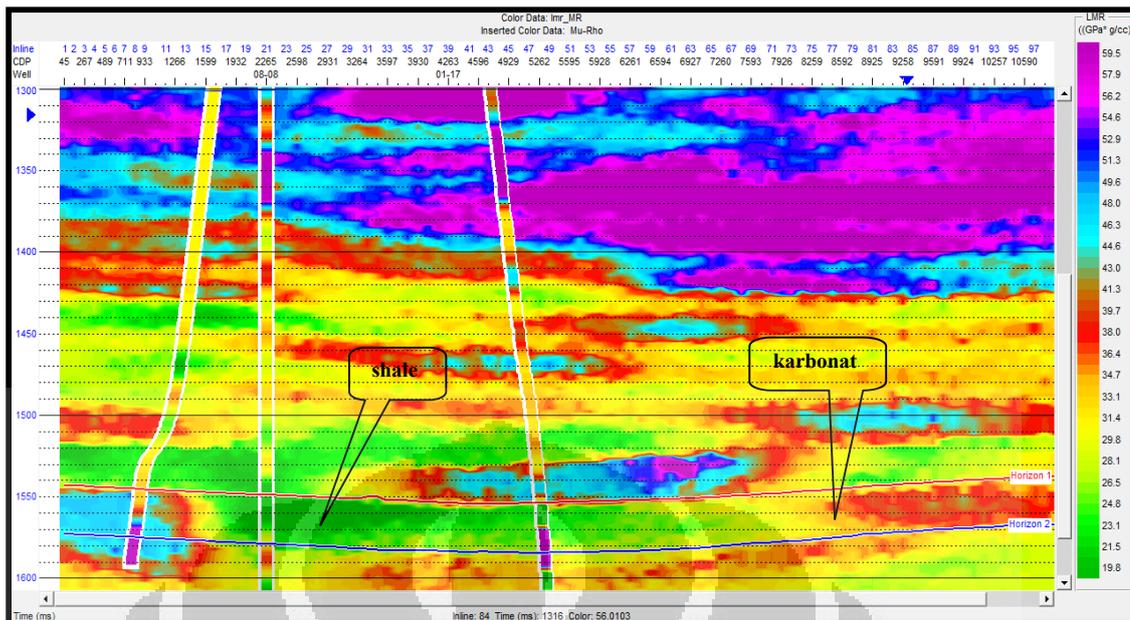
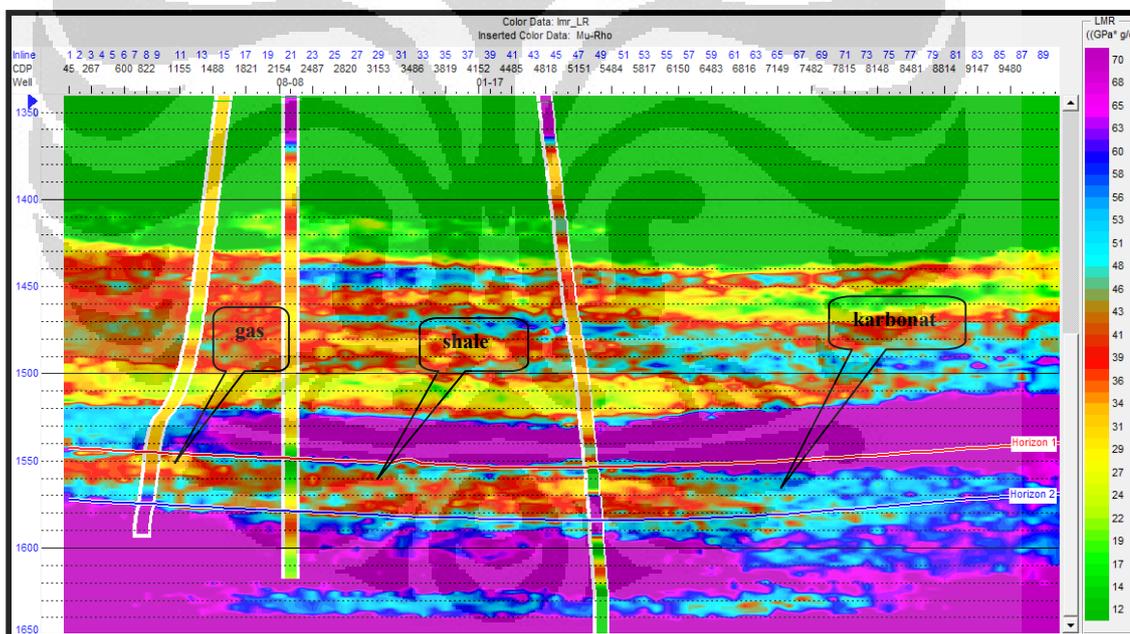
### 5.2.3 Analisa Penampang *Lambda-rho* dan Penampang *Mu-rho*

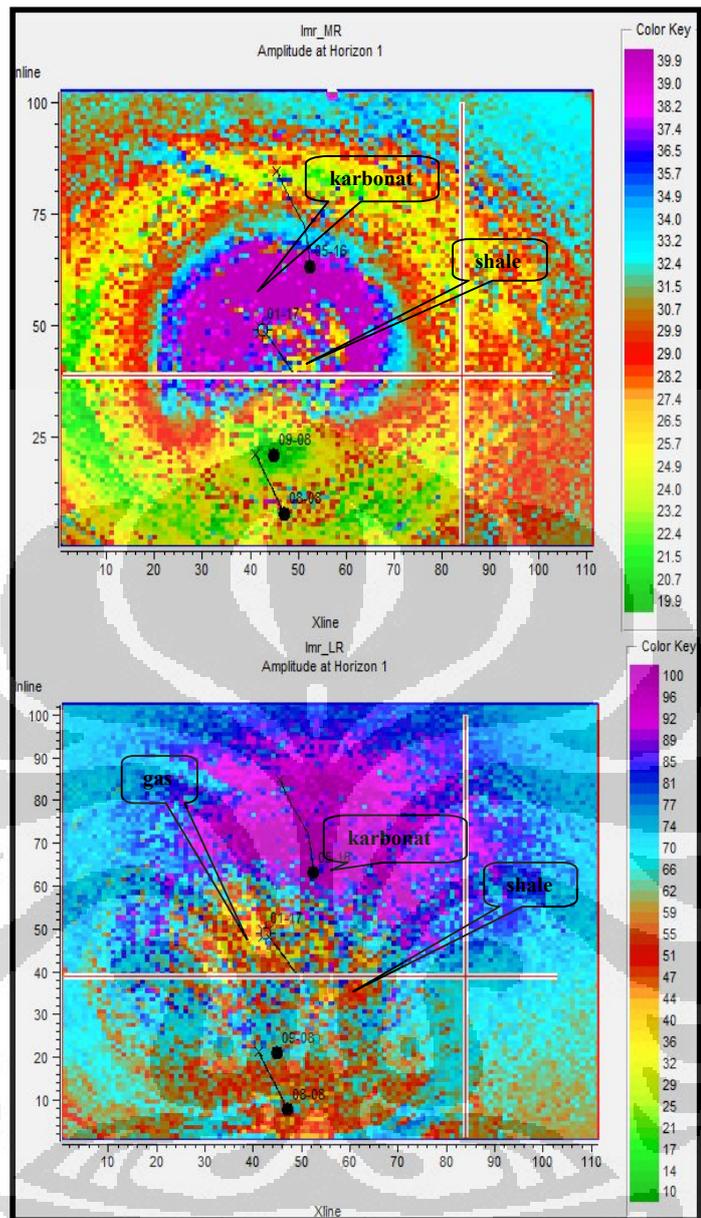
Penampang *lambda-rho* dan *mu-rho* diperoleh dari transformasi inversi *ZP* dan *ZS*. *Mu-rho* merupakan parameter elastis yang sensitif terhadap perubahan litologi sehingga dapat membedakan litologi dengan baik, ditunjukkan adanya kontras yang signifikan pada gambar 5.17. *Shale* memiliki nilai *mu-rho* yang rendah yaitu berada pada nilai lebih kecil dari 25 Gpa\*g/cc. Sementara karbonat bernilai lebih besar dari 25 Gpa\*g/cc maka *cut off* untuk *shale* dan karbonat pada 25 Gpa\*g/cc.

Ditunjukkan pula pada data *slice* MR gambar 5.17, *mu-rho* rendah yang berwarna hijau merupakan *shale*, sementara karbonat yang berwarna kuning hingga ungu. Dari penampang *mu-rho* terdapat dua jenis lapisan karbonat dengan porositas berbeda, berada pada level warna kuning- merah dan biru muda-biru. Lapisan yang berwarna kuning lebih *porous* daripada yang berwarna biru muda karena rigiditasnya lebih rendah.

*Lambda-rho* merupakan parameter elastis yang sensitif terhadap fluida. Pada penampang *lambda-rho* gambar 5.16, gas yang mudah terkompres sehingga nilai inkompresibilitasnya rendah maka nilai *lambda-rho* akan rendah pula. Nilai *lambda-rho* gas lebih kecil dari 31 Gpa\*g/cc dan karbonat berada pada nilai lebih besar dari 31 Gpa\*g/cc. *Cut off* antara gas dan karbonat berada pada *lambda-rho* 31 Gpa\*g/cc.

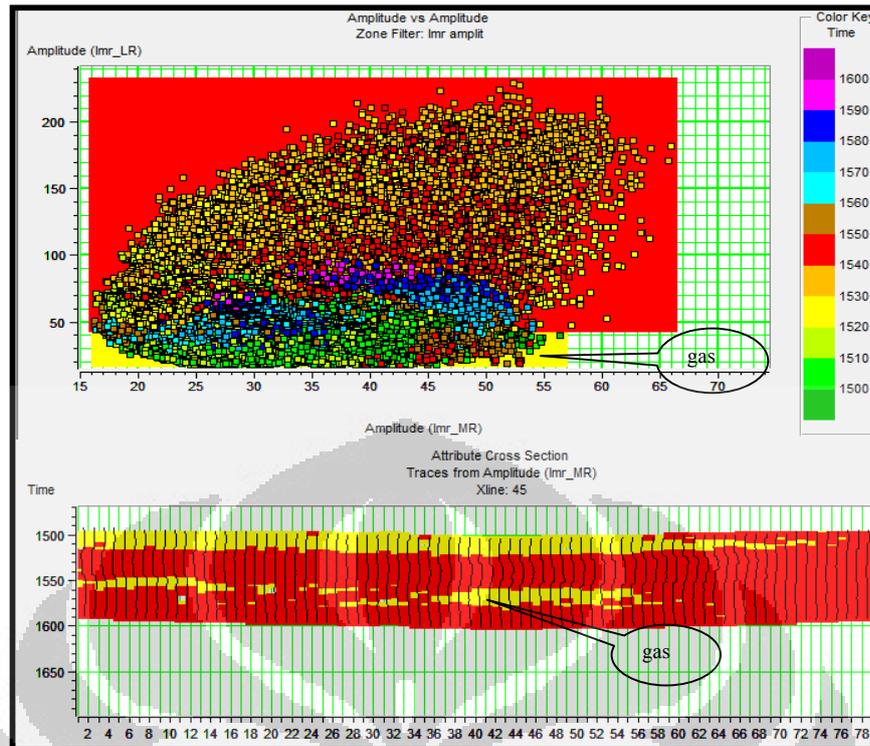
Hasil kedua inversi yaitu *lambda-rho* dan *mu-rho*, maupun data *slice* menunjukkan kemiripan dengan hasil krosplot pada analisa sumur 08-08 yang ditunjukkan pada gambar 5.7 dan gambar 5.8.

Gambar 5.17 Penampang  $\mu$ -rho pada xline 45.Gambar 5.18 Penampang  $\lambda$ -rho pada xline 45.

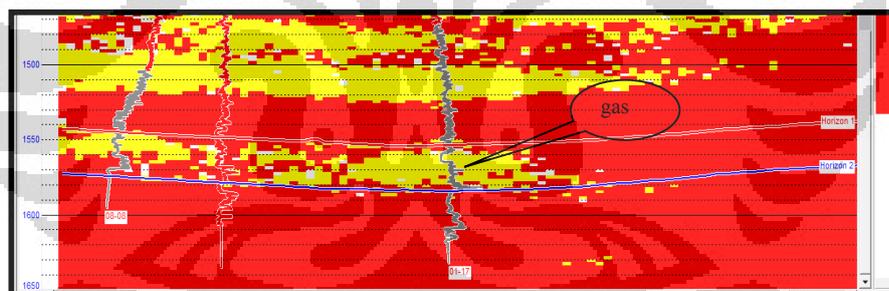


Gambar 5.19 data slice pada horizon 1.

Berikut tampilan krosplot amplitudo antara LR dan MR, ditunjukkan gas dengan warna kuning yang memiliki nilai  $LR$  rendah kurang dari 31  $Gpa^*g/cc$  dan memiliki *range* nilai  $MR$  hingga 55  $Gpa^*g/cc$  karbonat dengan warna merah yang memiliki nilai  $LR$  yang lebih tinggi dari gas.



Gambar 5.20 krosplot amplitudo antara dan LR dan MR pada *xline* 45.



Gambar 5.21 penampang LR dengan atribut warna *cross plot* amplitudo LR dan MR pada *xline* 45.

Dari hasil krosplot amplitudo inversi antara LR dan MR pada *xline* 45 terlihat persebaran gas yang berwarna kuning yang diapit oleh dua horizon.

## BAB 6

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 6.1 Kesimpulan

Metode elastik impedansi bertujuan untuk memetakan gas, karbonat, dan *shale* dengan baik. Pada *EI near* zona gas berada pada nilai 4000 m/s\*g/cc – 5080 m/s\*g/cc, dan pada *EI far* zona gas berada pada nilai 800 m/s\*gr/cc – 1000 m/s\*gr/cc. Metode *EI* tidak bisa memisahkan dengan baik antara *shale* dengan gas pada lapisan *glauconit* yang disebabkan terjadi *overlap* pada nilai *ZP* sekitar 8000 m/s\*g/cc dan pada nilai *EI far* 1000 m/s\*g/cc, sehingga tidak ada *cut off* antara gas dan *shale* untuk harga impedansi baik itu pada nilai *EI* maupun pada nilai *ZP*. Metode *EI* mampu memisahkan litologi antara karbonat dengan *shale* dengan baik.

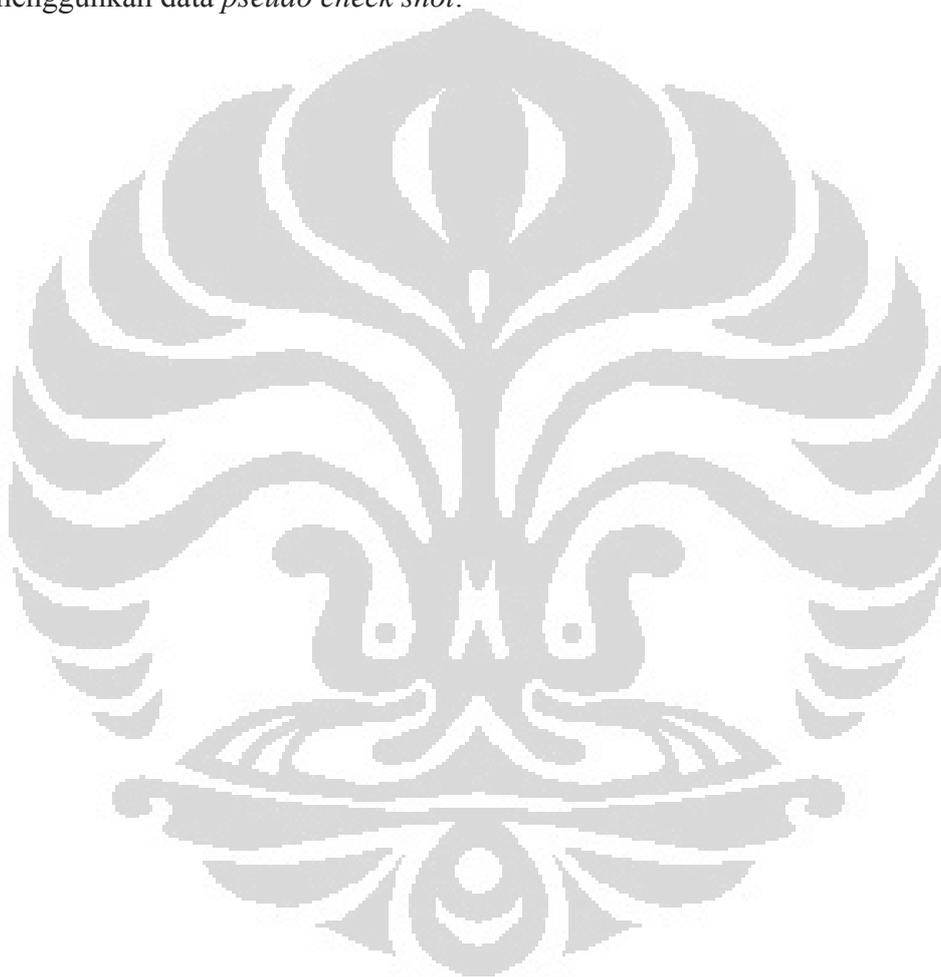
Sementara metode *lambda-mu-rho* (*LMR*) yang menggunakan ekstraksi parameter *Lame's* yaitu *lambda* dan *mu* dapat memisahkan dengan baik anatara fluida pengisi pori dengan batuanannya yaitu gas dengan karbonat dan litologi antara *shale* dan karbonat. *Cut off* pada *mu-rho* untuk memisahkan antara *shale* dengan karbonat berada pada nilai *mu-rho* 25 Gpa\*g/cc. *Mu-rho* yang lebih sensitif terhadap perubahan litologi menunjukkan adanya *shale* pada nilai kurang dari 25 Gpa\*g/cc, dan karbonat berada pada nilai lebih dari 25 Gpa\*g/cc. *Cut off* pada *lambda-rho* untuk memisahkan antara gas karbonat berada pada nilai 31 Gpa\*g/cc. *Lambda-rho* yang lebih sensitif terhadap kehadiran fluida menunjukkan keberadaan gas pada nilai *lambda-rho* 31 Gpa\*g/cc, dan karbonat pada nilai lebih besar dari 31 Gpa\*g/cc.

Metode *LMR* lebih baik dalam hal memetakan kehadiran fluida dan memberikan informasi yang detail tentang perubahan litologi dibandingkan dengan metoda *EI*.

## 6.2 Saran

Saran penulis terhadap studi ini dan studi yang lebih lanjut perlu melakukan analisis petrofisika yang lebih lanjut dalam hal *editing log* untuk memberikan batas litologi yang lebih jelas sehingga memberikan perubahan nilai yang signifikan untuk parameter yang diinversikan.

Perlu dilakukan analisa pada *check shot* karena dalam studi kali ini hanya menggunakan data *pseudo check shot*.



## TINJAUAN PUSTAKA

- Haris, Abdul. (2004). *Panduan kuliah Seismik Eksplorasi*. Universitas Indonesia, Depok.
- Haris, Abdul. (2007). *Komputasi Geofisika*. Program Magister Geofisika. Universitas Indonesia, Depok.
- Hampson – Russell. (2003). *Installation and Tutorial*, A Veritas Company, Texas.
- Hampson – Russell. *AVO WORKSHOP, Theory and Exercises*, A Veritas Company, Texas
- Sherrif, Robert E and Geldart, Lloyd P. (1995). *Exploration Seismology*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Sukmono, Sigit. (2000). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Jurusan Teknik Geofisika-ITB, Bandung.
- Sukmono, Sigit, (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika. ITB. Bandung.
- Grandis, H. dan Winardhi, S. (2000). *Inversi Geofisika*. Program Studi Geofisika. FIKTM. ITB.
- Connoly, P. (1999). *Elastic Impedance*. The Leading Edge, April Issue, 438-452.
- Munadi, Suprajitno (2005). *Pengantar Geofisika*. Program Pasca Sarjana Fisika Kekhususan Geofisika Reservoir. Universitas Indonesia, Depok.
- Anderson, J.W., and Bogaards, M.A. (2000). *Quantifying Fluid Prediction using Angle-dependent Inversion Measured against Log Fluid Substitutions*, SEG Expanded Abstracts.
- Burge, D.W., and Neff, D.B. (1998). *Well-based Seismic Lithology Inversion for Porosity and Pay-thickness Mapping*. The Leading Edge, February Issue.
- Brian, H. Russell\*, and Daniel P. Hampson, Hampson – Russell Software Service Ltd, Laurence R. Lines, *A case study in the local estimation of shear-wave Logs*. Department of Geology and Geophysics. University of Calgary.
- Russell, B.H, Hedlin, K, and Hilterman, F.J. (2003). *Fluid Property Discrimination with AVO: A Biot-Gassmann Perspective*. Geophysics, Vol. 68, No. 1, January-February.