



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KOMBINASI IMPEDANSI P DAN S UNTUK MEMETAKAN  
DISTRIBUSI LITOLOGI DAN FLUIDA**

**SKRIPSI**

**ARYO AVIARTO**

**0706196462**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN  
ALAM**

**PROGRAM STUDI FISIKA**

**DEPOK**

**JUNI 2010**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KOMBINASI IMPEDANSI P DAN S UNTUK MEMETAKAN  
DISTRIBUSI LITOLOGI DAN FLUIDA**

**SKRIPSI**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains**

**ARYO AVIARTO**

**0706196462**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN  
ALAM**

**PROGRAM STUDI FISIKA**

**DEPOK**

**JUNI 2010**

**HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS**

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

Nama : Aryo Aviarto

NPM : 0706196462

Tanda Tangan :

Tanggal : 10 Juni 2010

**LEMBAR PENGESAHAN**

Skripsi ini diajukan Oleh : Aryo Aviarto  
N P M : 0706196462  
Program Studi : Fisika  
Peminatan : Geofisika  
Judul Skripsi : Kombinasi Impedansi P dan S untuk  
Memetakan Distribusi Litologi dan Fluida

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

**DEWAN PENGUJI**

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

Penguji I : Dr. Eng. Supriyanto, M.Sc (.....)

Penguji II : Dr. Eng. Yunus Daud, M.Sc (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 15 Juni 2010

**LEMBAR PERSEMBAHAN**

*Ku persembahkan Skripsi ini untuk  
kedua Orang Tua ku tercinta*

## KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kepada Allah SWT yang telah mengizinkan penulis menyelesaikan penelitian dan penyusunan skripsi ini. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Sains Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

1. Penulis telah banyak mendapat bantuan dari berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:
2. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktu dan tenaga untuk memberikan pengarahan dan bimbingan kepada penulis.
3. Pihak PT. SPECTRATAMA NUSANTARA yang telah memberikan fasilitas kepada penulis dalam menyelesaikan penelitian.
4. Dr. Yunus Daud, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat berharga.
5. Seluruh dosen yang telah berkenan membagi ilmunya kepada penulis, semenjak penulis mengawali studi di UI hingga menyelesaikan Tugas Akhir ini.
6. Kedua Orang tuaku dan kedua adiku tersayang atas doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.
7. Ng Bei Berger S.Si., Gayatri Farma N. S.Si., dan Erlangga Wibisono S.Si. selaku pembimbing teknis.
8. Teman-teman ekstensi geofisika 07, Abdul Affan, Agustina Wulandari, Andhy Pramudita, Erwin Pribadi, Mulky Winata Totok Doyo P. dan S. Aris Bawono
9. Para Pejuang Puri, Arifin, Yunanda, Bayu, Arfi, Sandi, Abdul, Andhy, Catra, Rifki, Novie, Andi, bang Juned dan Amar, yang berbagi suka-duka bersama.
10. Temen-teman Ekstensi, Tanti, Desti, Mamat, Benny, Alet, Frengky, Siska, Widhy dan Rika

11. Staf Departemen Fisika UI, Mas Rizky, Mbak Ratna, Bu Hery, Pak Mardi, Pak Budi atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
12. Erita Tri Nugroho, untuk doa, dukungan, pengertian dan kesabarannya, hingga penulis mampu menyelesaikan semua.
13. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

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

Depok, Juni 2010

Penulis

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

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

Nama : Aryo Aviarto  
 NPM : 0706196462  
 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 :

**KOMBINASI IMPEDANSI P DAN S UNTUK MEMETAKAN DISTRIBUSI  
LITOLOGI DAN FLUIDA**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 10 Juni 2010

Yang menyatakan

( Aryo Aviarto )



## ABSTRAK

Nama : Aryo Aviarto  
Program Studi : Geofisika  
Judul : Kombinasi Impedansi P dan S Untuk Memetakan Distribusi Litologi dan Fluida

Pemetaan distribusi reservoir dan identifikasi fluida pada lapangan Blackfoot dilakukan dengan menggunakan kombinasi inversi antara impedansi P dan impedansi S. Pada studi ini data seismik stack diinversi dengan konstrain impedansi akustik ( $I_p$ ) dan impedansi elastik ( $I_s$ ) yang diturunkan dari data sumur untuk mengubah data volume seismik menjadi data volume  $I_p$  dan  $I_s$ . Inversi seismik sparse-spike digunakan untuk melakukan proses inversi tersebut. Kajian mendalam terhadap hasil inversi ditekankan pada reservoir sand pada formasi Lower Cretaceous Glauconitic yang terdapat pada kedalaman 1500m – 1600m. Identifikasi reservoir pada data log sumuran memperlihatkan indikasi yang jelas pada kedalaman 1550m -1600m dan dipertajam dengan data seismik pada kedalaman 1410ms – 1440ms. Hasil inversi  $I_p$  memperlihatkan bahwa distribusi  $I_p$  mampu membantu mendeliniasi sebaran reservoir dan hasil  $I_s$  dapat mengenali keberadaan fluida didalam reservoir.

Kata kunci : Impedansi P, Impedansi S, Reservoir, Lithologi, Fluida  
xv+52 halaman ; 41 gambar; 2 tabel  
daftar pustaka : 16 (1988-2009)

**ABSTRACT**

Name : Aryo Aviarto  
Program Study : Geophysics  
Title : Combined P and S Impedance to Map Lithology and Fluid Distribution

Mapping reservoir distribution and identification of fluid in the Blackfoot field is done by using a combination of impedance inversion between P and S impedance. In this study the seismic data stack inversion with the constrain of acoustic impedance (AI) and shear impedance (SI) which is derived from existing wells to change the volume of seismic data to the data volume of AI and SI. In this study Sparse-spike inversion of seismic method is used to perform the inversion process. Focusing in this study of the inverted result is on sand reservoir in the Lower Cretaceous formations Glauconitic, in the depth of 1500m - 1600m. Identify reservoir from log data shows a clear indication of reservoir at a depth of 1550m-1600m and sharpened with the seismic data at depths of 1410ms - 1440ms. AI inversion results are expected to help delineate the distribution of the reservoir and the results SI able to recognize the presence of fluid in the reservoir.

Keyword : Acoustic Impedance, Shear Impedance, Lithology, Fluid  
xv+52 pages ; 41 pictures; 2 tables  
Bibliography : 16 (1988-2009)

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS .....	ii
LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
LEMBAR PERSEMBAHAN .....	iv
KATA PENGANTAR .....	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vii
ABSTRAK .....	viii
ABSTRACT .....	ix
DAFTAR ISI .....	x
DAFTAR GAMBAR .....	xiii
DAFTAR TABEL .....	xv
<b>BAB 1. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Metode Penelitian .....	2
1.5 Sistematika Penulisan .....	4
<b>BAB 2. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI</b>	
2.1 Kondisi Geologi .....	5
2.4 Sistem Petroleum .....	9
<b>BAB 3. TEORI DASAR</b>	
3.1 Sifat Fisis Batuan .....	10
3.1.1 Densitas (Massa Jenis) .....	10
3.1.2 Porositas (Pori) .....	11
3.2 Seismologi Refleksi .....	12
3.2.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi .....	12
3.2.2 Koefisien Refleksi .....	14

3.2.3 Kecepatan Gelombang Seismik .....	15
3.2.3 <i>Wavelet</i> .....	17
3.2.3 Polaritas .....	18
3.3 Konsep Seismik Inversi .....	20
3.4 Inversi <i>Acoustic Impedance</i> (AI) dan <i>Shear Impedance</i> (SI) .....	23
3.5 Biott-Gassmann <i>Fluid Replacement Model</i> .....	24

## **BAB 4. DATA DAN PENGOLAHAN DATA**

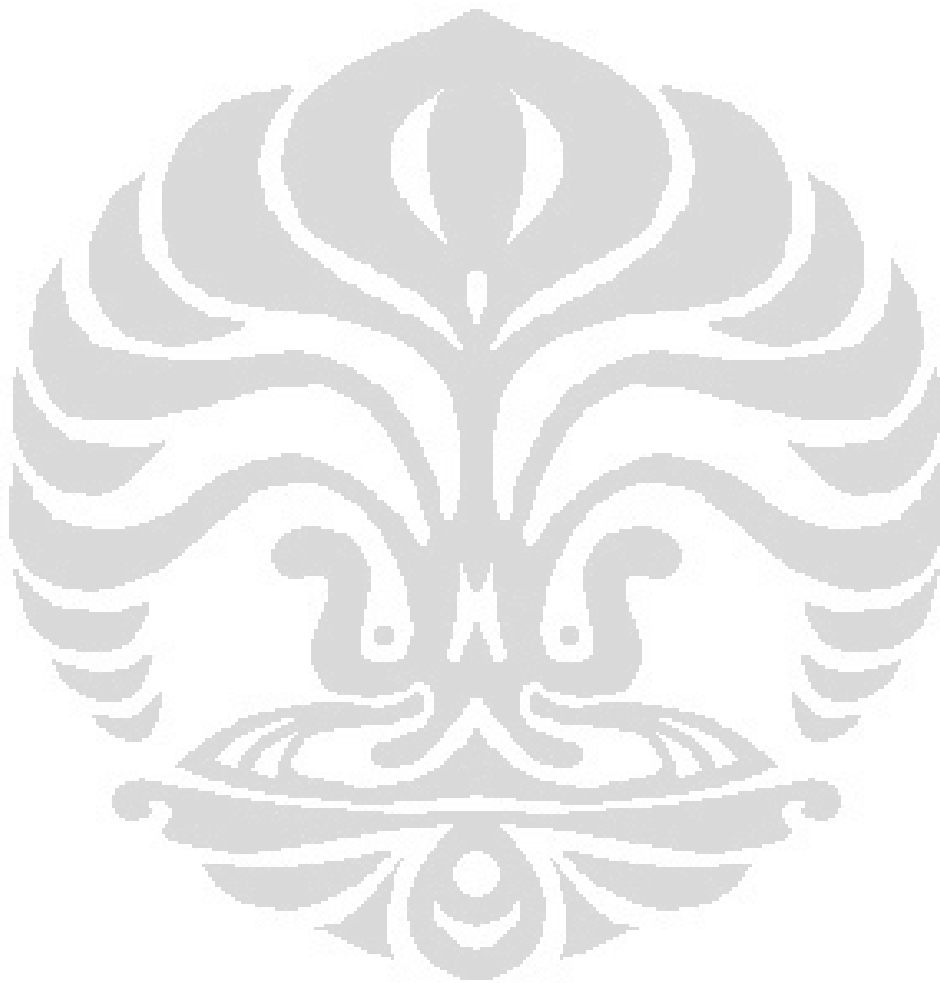
4.1 Persiapan Data .....	26
4.1.1 Data Seismik 3D .....	26
4.1.2 Data Sumur .....	27
4.1.3 Data <i>Check Shot</i> .....	27
4.2 Pengolahan Data .....	27
4.2.1 Memuat Data Sumur dan Data Seismik .....	28
4.2.2 Penentuan Reservoir dari Data Log .....	28
4.2.3 Pengikatan Data Seismik dan Data Sumur .....	29
4.2.4 Interpretasi Seismik dan <i>Picking Horizon</i> .....	31
4.2.5 Pembuatan Log <i>S-wave</i> dan Koreksi FRM .....	33
4.2.6 Pembuatan <i>Cross Plot</i> .....	34
4.2.7 Seismik Inversi .....	35
4.2.7.1 Pembuatan <i>Earth Model Acoustic Impedance</i> (AI) .....	35
4.2.7.2 Analisa Inversi AI .....	36
4.2.7.3 Inversi AI dengan Metode <i>Sparse-Spike</i> .....	37
4.2.7.4 Pembuatan <i>Earth Model Shear Impedance</i> (SI) .....	38
4.2.7.5 Analisa Inversi SI .....	38
4.2.7.6 Inversi SI dengan Metode <i>Sparse-Spike</i> .....	39

## **BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN**

5.1 Hasil Analisa <i>Cross Plot</i> .....	41
5.2 Hasil Inversi Seismik .....	46
5.2.1 Hasil Inversi AI .....	46
5.2.2 Hasil Inversi SI .....	48

**BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN**

6.1 Kesimpulan .....	51
6.2 Saran .....	51

**DAFTAR ACUAN****LAMPIRAN**

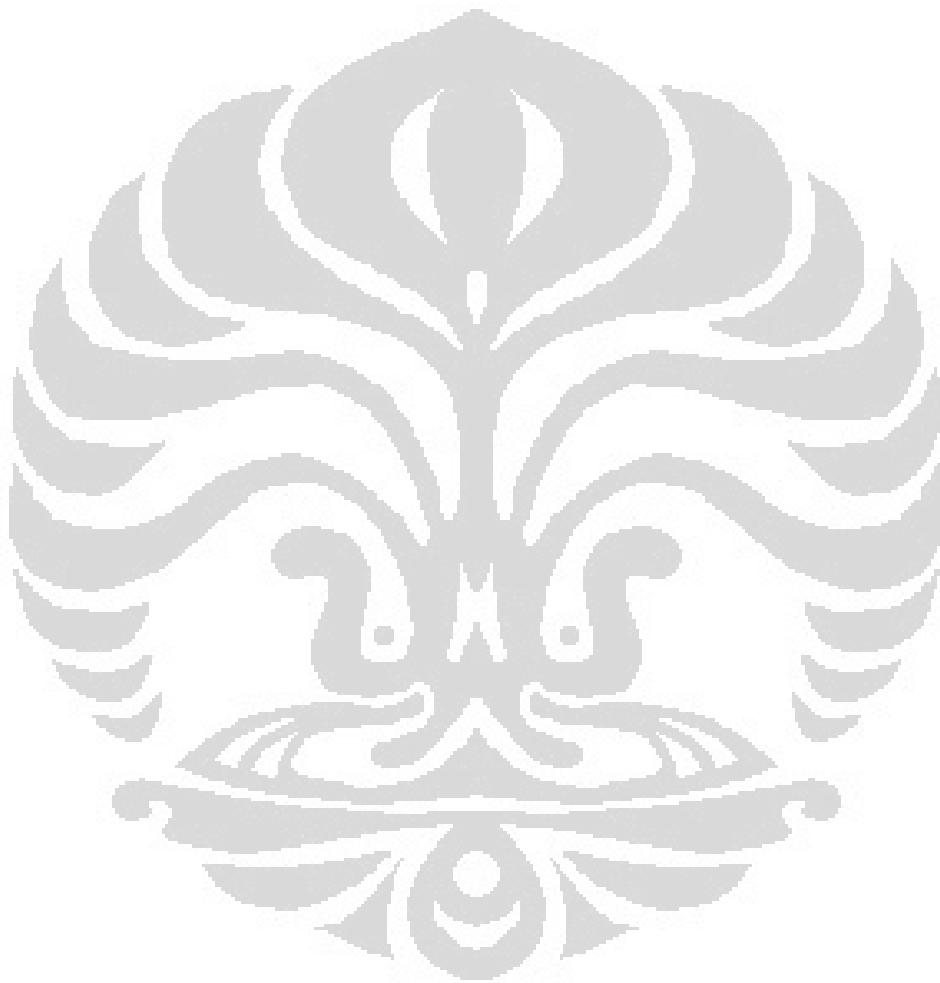
## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1.</b> Diagram alir yang digunakan Dalam Tugas Akhir .....	3
<b>Gambar 2.1.</b> Lokasi dari Area Blackfoot .....	5
<b>Gambar 2.2.</b> Paleogeografi dari <i>Lower Cretaceous</i> .....	6
<b>Gambar 2.3.</b> Kolom Stratigrafi Lapangan Blackfoot .....	7
<b>Gambar 2.4.</b> Model <i>Wave-Dominated Facies</i> Lapangan Blackfoot.....	8
<b>Gambar 3.1.</b> Proses Akuisisi Seismik Refleksi .....	12
<b>Gambar 3.2.</b> Skema Pemantulan dan Pembiasan .....	13
<b>Gambar 3.3.</b> Skema Deformasi Batuan Terhadap Gelombang .....	15
<b>Gambar 3.4.</b> Pergerakan Gelombang P dan S .....	16
<b>Gambar 3.5.</b> Proses Konvolusi Menghasilkan <i>seismic trace</i> .....	17
<b>Gambar 3.6.</b> Jenis Jenis <i>Wavelet</i> .....	18
<b>Gambar 3.7.</b> Polaritas (normal dan reverse) .....	19
<b>Gambar 3.8.</b> Diagram Jenis Jenis Inversi .....	20
<b>Gambar 4.1.</b> Area dari cakupan data seismik .....	26
<b>Gambar 4.2.</b> Penentuan <i>marker</i> reservoir pada salah satu sumur.....	29
<b>Gambar 4.3.</b> Bentuk Wavelet dan penampang Frekuensi vs Amplitudo.....	30
<b>Gambar 4.4.</b> Hasil korelasi di sumur 14-09 .....	31
<b>Gambar 4.5.</b> Hasil <i>picking horizon</i> pada data seismik.....	32
<b>Gambar 4.6.</b> <i>Map view interpolated pick</i> dari hasil <i>Picking Horizon</i> .....	33
<b>Gambar 4.7.</b> Tampilan input parameter untuk <i>castagna equation</i> .....	33

<b>Gambar 4.8.</b> Tampilan input parameter untuk <i>Fluid Replacement Model</i> ...	34
<b>Gambar 4.9.</b> Pemampang <i>Model Earth AI</i> .....	35
<b>Gambar 4.10.</b> Analisis pra-inversi AI untuk metode <i>Sparse- Spike</i> .....	36
<b>Gambar 4.11.</b> Hasil inversi AI dengan metoda <i>Sparse-Spike</i> .....	37
<b>Gambar 4.12.</b> Pemampang <i>Model Earth SI</i> .....	38
<b>Gambar 4.13.</b> Analisis pra-inversi SI untuk metode <i>Sparse-Spike</i> .....	39
<b>Gambar 4.14.</b> Hasil inversi SI dengan metoda <i>Sparse-Spike</i> .....	40
<b>Gambar 5.1.</b> Penampang <i>cross plot</i> antara AI vs <i>Gamma ray</i> .....	41
<b>Gambar 5.2.</b> Penampang <i>cross section</i> antara AI vs <i>Gamma ray</i> .....	42
<b>Gambar 5.3.</b> Penampang <i>cross plot</i> antara AI vs SI ( <i>color key resistivity</i> )... ..	42
<b>Gambar 5.4.</b> Penampang <i>cross section</i> antara AI vs SI.....	43
<b>Gambar 5.5.</b> Penampang <i>cross plot</i> antara AI vs SI dalam .....	44
<b>Gambar 5.6.</b> <i>Cross section</i> antara AI vs SI ( <i>color key gamma ray</i> ).....	45
<b>Gambar 5.7.</b> Penampang <i>cross plot</i> antara <i>Vp/Vs ratio</i> vs <i>Poissons ratio</i> ....	45
<b>Gambar 5.8.</b> Penampang hasil inversi AI vs SI.....	46
<b>Gambar 5.9.</b> Penampang inversi AI inversi metode <i>sparse – spike</i> .....	47
<b>Gambar 5.10.</b> Penampang <i>time-slice</i> AI pada horison 3, G1 .....	47
<b>Gambar 5.11.</b> Penampang <i>time-slice</i> AI pada horison 4, Detrital.....	48
<b>Gambar 5.12.</b> Hasil inversi SI inversi menggunakan metode <i>sparse – spike</i> .	49
<b>Gambar 5.13.</b> Penampang <i>time-slice</i> SI pada horison 3, G1.....	49
<b>Gambar 5.14.</b> Penampang <i>time-slice</i> SI pada horison 4 Detrital .....	50

**DAFTAR TABEL**

<b>Tabel 4.1.</b> Tabel Data Sumur Log.....	27
<b>Tabel 4.2.</b> <i>Well-seismic tie</i> dari 4 sumur yang dipakai .....	30





# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Metode seismik merupakan salah satu metode pengukuran geofisika yang sering digunakan untuk mencari reservoir dari minyak bumi dan gas alam. Pada awalnya, metode ini hanya digunakan untuk memetakan geometri struktur jebakan hidrokarbon, namun kemudian teknologi seismik berkembang ke arah seismik untuk deteksi litologi dan petrofisika, data seismik digunakan untuk memperkirakan litologi dan sifat-sifat fisiknya, beserta kandungan fluida.

Dalam dekade belakangan ini, teknik pengembangan reservoir hidrokarbon sangat bertumpu pada beberapa studi lanjut yakni, tidak hanya memandang data seismik sebagai informasi struktural bawah permukaan saja tetapi juga sebagai data yang dapat memberikan informasi mengenai litologi maupun kandungan fluida pada reservoir. Salah satu teknik pengembangan reservoir tersebut adalah inversi seismik. Dengan inversi seismik ini, kita dapat menggali informasi sifat fisik batuan reservoir dan indikasi fluida secara langsung dari data seismik yang dilengkapi oleh data log.

Metode seismik inversi merupakan teknik inversi berupa suatu pendekatan keadaan geologi secara mundur kebelakang, metode ini dapat memberikan hasil penampakan geologi bawah permukaan sehingga dapat diidentifikasi karakter dan pola penyebaran reservoir di daerah target berupa interpretasi geologi, litologi dan fluida serta batas lapisan petrofisika bawah permukaan, dalam studi kali ini metode inversi yang digunakan adalah *linear programming Sparse-Spike*, dan parameter fisis yang di inversi adalah nilai impedansi akustik (AI) dan impedansi *shear* (SI).

Inversi nilai AI diharapkan dapat memetakan persebaran litologi pada daerah reservoir, sehingga didapatkan data litologi yang diperlukan serta batasan-batasan dari reservoir tersebut, sedangkan Inversi nilai SI diharapkan dapat mengidentifikasi fluida dari litologi, kombinasi keduanya dapat memetakan distribusi reservoir secara utuh.

## 1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian, adalah :

1. Mempelajari dan memahami prinsip dasar inversi seismik.
2. Identifikasi parameter fisika batuan yang sensitif terhadap karakteristik batuan reservoir dan kandungan fluidanya.
3. Mengkarakterisasi reservoir, dari segi litologi dan fluida melalui hasil inversi AI dan SI.

## 1.3 Batasan Masalah

Pada studi ini dilakukan penyederhaan terhadap permasalahan yang ada, Pembatasan masalah untuk kasus ini meliputi:

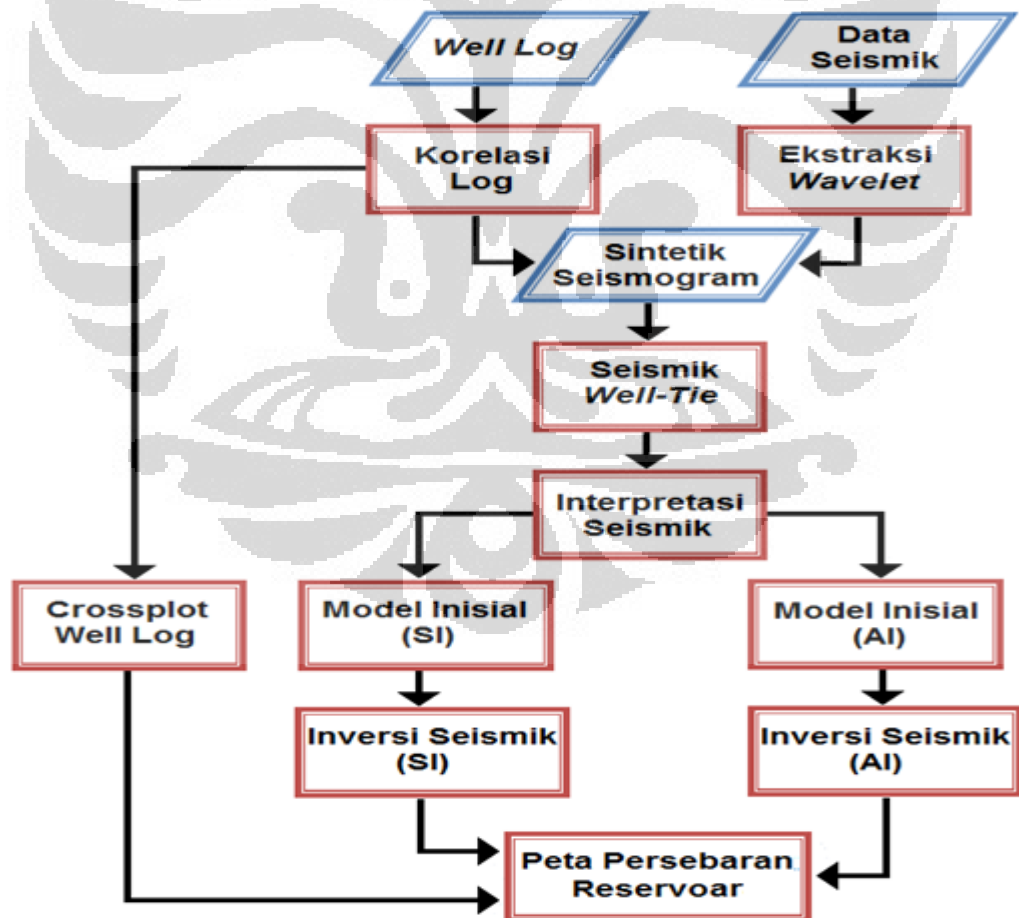
1. Data yang digunakan adalah data seismik 3D *Post-Stack*.
2. Data yang digunakan merupakan data lapangan Blackfoot, dan menggunakan 4 data sumur yang tersedia.
3. Fokus pada penelitian kali ini adalah pada inversi AI dan SI.
4. Inversi hanya menggunakan metode *Linear Programming Sparse-Spike*.

## 1.4. Metodologi Penelitian

Secara umum langkah kerja penelitian terbagi dalam beberapa tahapan, yaitu :

1. Studi literatur Seismik refleksi, petrofisika dan seismik inversi serta literatur mengenai geologi daerah penelitian.
2. Pengumpulan data meliputi data seismik, data *well-log* dan kelengkapannya, data *chek-shot*, serta data *marker* geologi.

3. Melakukan penyesuaian parameter-parameter yang digunakan, baik parameter pada data seismik dan data log.
4. Melengkapi log yang nantinya akan digunakan untuk interpretasi dan inversi.
5. Membuat *cross-plot* dari data log.
6. Melakukan korelasi antar sumur dan melakukan *check-shoot*.
7. Melakukan ekstraksi *wavelet* untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan saat proses *seismic well-tie*.
8. Melakukan interpretasi seismik dengan panduan data geologi di daerah studi.
9. Membuat model inisial untuk *Acoustic Impedance (AI)* & *Shear Impedance (SI)*
10. Melakukan inversi AI dan SI
11. Membuat *cross-plot* dari beberapa parameter yang ada untuk menjadi pembanding dengan hasil inversi AI dan SI.



Gambar 1.1. Diagram alir yang digunakan dalam penyelesaian tugas akhir.

### 1.5. Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan laporan skripsi terdiri atas enam bab yang secara garis besar dapat diuraikan sebagai berikut. Pada Bab 1 dibahas hal-hal yang melatarbelakangi dilakukannya studi ini, tujuan studi, pembatasan masalah, metode yang telah dilakukan pada studi serta sistematika penulisan. Pembahasan berikutnya pada Bab 2, membahas mengenai tinjauan geologi meliputi keadaan geologi regional pada lapangan penelitian, yaitu lapangan Blackfoot, tinjauan geologi baik struktural dan stratigrafi serta sistem petroleum pada daerah tersebut.

Pembahasan lebih lanjut pada Bab 3, berisi teori-teori dasar yang mendasari penelitian seperti *rock properties*, dan penjelasan dasar mengenai teori gelombang seismik, seismik inversi AI dan SI, *cross-plot* dan *fluid replacement model* (FRM) serta hal hal lain yang digunakan dalam interpretasi seismik dan proses inversi yang akan digunakan pada penelitian ini. Proses pengolahan data seismik, pemodelan pra-inversi dan inversi seismik akan dijelaskan dalam Bab 4, yang akan mencakup proses korelasi log, *well-seismik tie*, *picking horizon*, pembuatan model inversi AI dan SI, analisis inversi, proses inversi serta pembuatan *cross-plot* dari data log.

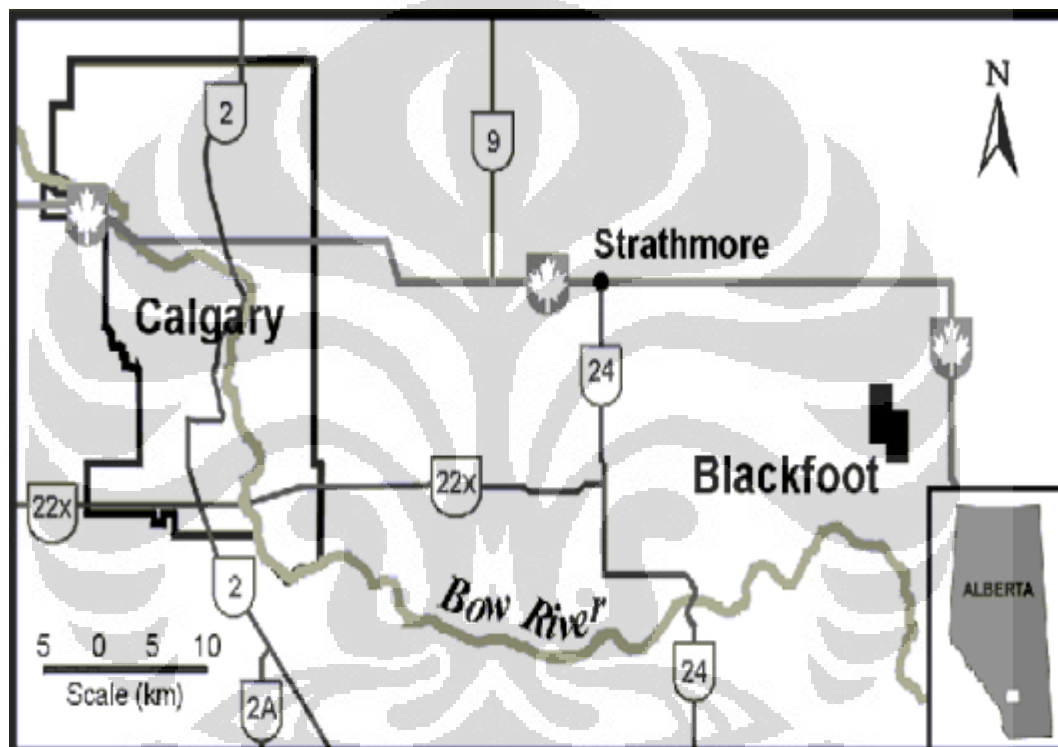
Hasil dan pembahasan data terdapat pada Bab 5, bab ini menganalisa hasil dari proses inversi seismik, analisa nilai inversi AI dan SI, analisa hasil *cross-plot*, serta hasil integrasi dari data-data tersebut untuk mendapatkan peta distribusi litologi dan fluida dari reservoir. Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini diberikan beberapa kesimpulan dan saran yang didapatkan dari keseluruhan penelitian ini, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam Bab 6.

## BAB 2

### TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI

### BLACKFOOT

Lapangan Blackfoot berada sekitar 15km di sebelah tenggara kota Strathmore, Alberta, Kanada. Blackfoot berada sekitar  $48^{\circ} 34' 29''$  dan  $112^{\circ} 52' 39''$ .

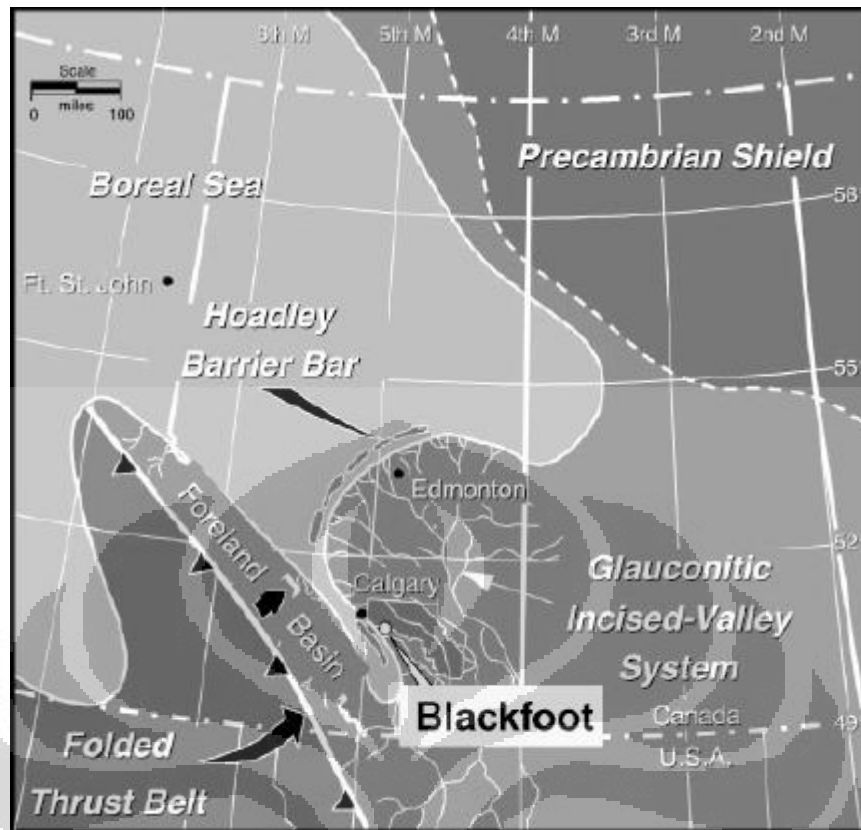


Gambar 2.1. Lokasi dari area Blackfoot [Swisi, 2009]

#### 2.1 Kondisi Geologi

Daerah lapangan 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.

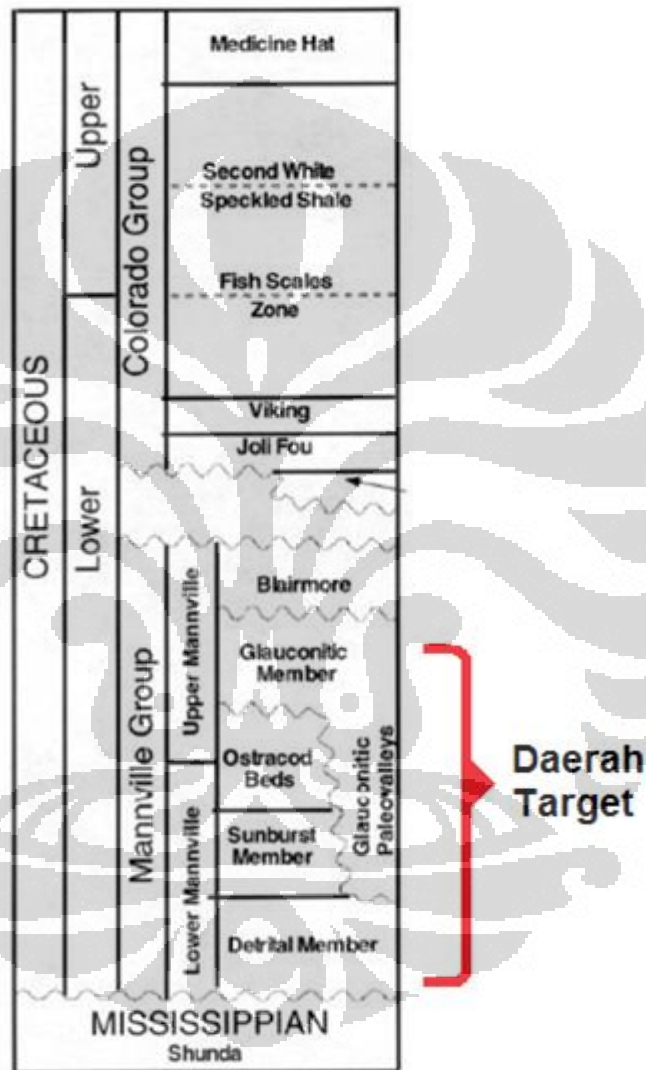


Gambar 2.2. Paleogeografi dari *lower cretaceous* selama proses *incised-valley system* terbentuknya formasi glauconitic pada Blackfoot [Dufour et al, 2002]

*Overthrust Belt* merupakan daerah yang tertutup, disana terdapat *subparallel thrust fault* dan *fold* dengan tipe *normal fault*. *Subparallel thrust* dapat menciptakan reservoir baru diatas reservoir tua yang berada dibawahnya, hal ini dikarenakan adanya banyak *fracture* besar yang disebabkan oleh struktur *fault* yang lebih besar sehingga dapat menjadi suatu reservoir yang baru.

Daerah *Foreland Basin* terbentuk *Mesolitikum – Paleozoikum*, adalah daerah batuan yang tidak terusik. Pada cekungan ini ketebalan batuan yang terendapkan setebal 5000ft. pada daerah sebelah timur dan 14000ft. di bagian barat. Batuan yang terendapkan pada daerah ini meliputi batuan karbonat, batu gamping dan dolomit yang merupakan daerah geologi yang mempunyai kandungan migas yang sangat potensial.

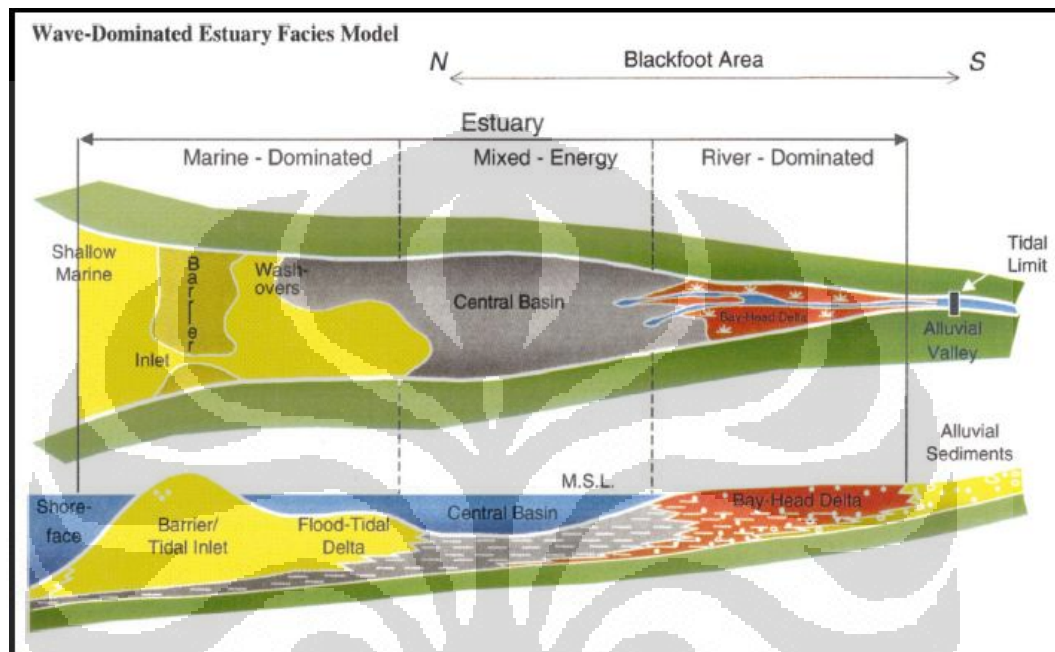
Daerah *Sweetgrass Arc* terdiri dari batuan sediment klastik yang berumur *Cretaceous* hingga *Jurassic* dan juga terdapat batuan karbonat yang berumur *Mississippian*, Struktur kompleks yang terbentuk pada jalur *Overthrust* dan *sweetgrass*, dikendalikan oleh daerah sayap pada lapisan sebelah barat dari daerah *Sweetgrass Arc*. Lapangan minyak yang terbesar di daerah ini adalah reservoir *Cut Bank* merupakan jebakan stratigrafi dari formasi Kootenai.



Gambar 2.3. Kolom Stratigrafi lapangan Blackfoot [Margrave, 1998]

Target reservoir adalah sedimen *incised-valley fill* yang berada dalam formasi Glauconitic. *Glauconitic incised valley* terdapat di Alberta bagian selatan, *incised valley* ditemukan di beberapa formasi Detrital yang tersebar dengan kedalaman yang bervariasi. Formasi Glauconitic terdiri dari endapan batu pasir dari mulai butiran yang sedang hingga

butiran yang halus, endapan batu pasir dibawa dari delta sungai dan endapan lumpur dan *shale* dibawa saat muka laut sedang pasang. Lapisan Ostracod berada dibawah formasi Glauconitic dan terdiri dari *shale* yang *argilicerous* dan batuan gamping berfosil serta lapisan *siltstone* yang tipis.



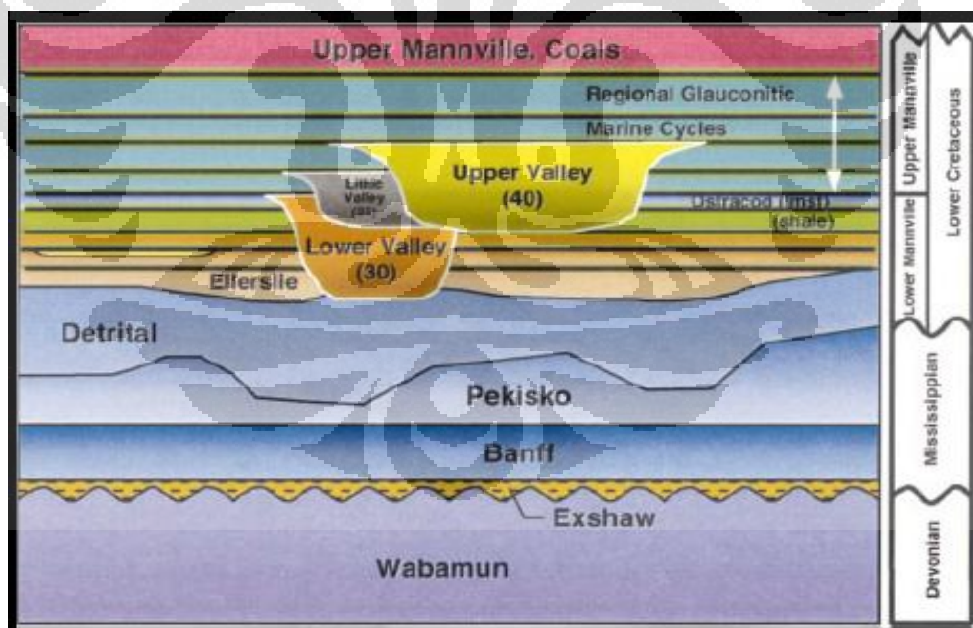
Gambar 2.4. Model *wave-dominated facies* pada lapangan Blackfoot [Dufour et al, 2002]

Lapangan Blackfoot terbentuk pada sistem pengendapan *Estuary Wave Dominated*. Endapan tipe estuary merupakan suatu sungai dengan bentuk seperti corong dan mengalami penurunan, sedimen yang mengendap disini memiliki ukuran butiran dari yang halus hingga yang kasar, dimana bagian yang memiliki butiran yang kasar merupakan sedimen yang berasal dari sedimen fluvial yang dibatasi dengan batas erosi yang disebabkan oleh perubahan lingkungan pengendapan dari daratan ke laut. Kemudian diisi oleh endapan pasir laut dangkal dan ditutupi oleh *shale* dari laut dalam. *Sequence* ini terjadi karena adanya penurunan daratan dan naik turun muka laut.



## 2.2 Sistem Petroleum

Reservoar yang terisi hidrokarbon terperangkap oleh perangkap struktur dan stratigrafi pada sungai atau *channel* yang berpori. Hidrokarbon yang ada disini terutama adalah minyak, tapi ditemukan gas di beberapa tempat. Formasi yang berproduksi yang berperang sebagai *source rock* adalah *Lower Cretaceous Glauconitic* yang memiliki karakterisasi secara geologi sebagai bentuk *low-sinuosity channel* seluas 1-5km dan tebalnya mencapai 35m. Arus purba dari sungai atau *channel* ini berasal dari selatan ke utara. Secara spesifik endapan Glauconitic terdiri dari litologi yang kompleks dan *incised valley system* yang mengerosi Ostracod dan di beberapa bagian secara lokal memotong formasi Detrital. Beberapa fase pengisian sedimen dibuktikan dari *core observation* dan analisa data log. Ada tiga *incised valley* dengan tiga kualitas *sand* dan mineralogi yang berbeda *upper valley*, *lithic valley* dan *lower valley* seperti ditunjukkan oleh **gambar 2.5.** Bagian atas dan bawah *incised valley* merupakan reservoar utama. *Channel fluvial* merupakan reservoar yang baik pada area ini berada pada *lower valley*. *Lithic incised valley* bertindak sebagai batuan penutup atau *top seal* pada sistem ini.



Gambar 2.5. Penampang stratigrafi dari lapangan Blackfoot, dimana menunjukkan 3 *incised valley* yang berbeda [Dufour et al, 2002]

## BAB 3

### TEORI DASAR

#### 3.1 Sifat Fisis Batuan

Konsep Petrofisika digunakan untuk menggambarkan kondisi batuan pada suatu reservoir, dari sifat fisis ini akan digunakan untuk menjelaskan bagaimana penalaran gelombang seismik pada batuan, diantara banyaknya sifat fisis batuan adalah densitas dan porositas batuan yang memiliki peranan yang penting pada penelitian kali ini.

##### 3.1.1 Densitas (Massa Jenis)

Densitas adalah perubahan sifat fisis material yang terjadi karena adanya perubahan perbandingan antara massa (kg) dengan *volume* (m<sup>3</sup>). Densitas merupakan parameter yang digunakan dalam perhitungan gelombang P, gelombang S dan impedansi, dimana nilai dari densitas dipengaruhi oleh jumlah mineral, komposisi mineral, temperatur, tekanan porositas dan fluida yang mengisi pori-pori batuan, dari semua itu mempengaruhi nilai densitas yang nantinya akan berpengaruh pada respon bawah permukaan bumi.

Efek dari densitas dimodelkan secara sederhana pada persamaan berikut :

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

dimana :

$\rho_{sat}$  = Densitas

$\rho_m$  = Densitas Batuan

$\phi$  = Porositas

$\rho_w$  = Densitas Air

Jika diasumsikan mineral pada matrik batuan, pori-porinya terisi oleh fluida maka nilai densitas dapat di rumuskan menggunakan persamaan Wyllie yaitu:

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

dimana :

$\rho_b$  = Densitas *bulk*

$\rho_m$  = Densitas Batuan

$\phi$  = Porositas

$\rho_w$  = Densitas Air

$s_w$  = Saturasi Air

$\rho_{hc}$  = Densitas *Hydrocarbon*

Nilai dari densitas akan turun dengan signifikan pada reservoir gas dibanding nilai pada reservoir *hydrocarbon*, hal ini dikarenakan nilai massa partikel gas lebih kecil dibanding massa dari partikel *hydrocarbon*, yang menyebabkan turunya nilai densitas.

### 3.1.2 Porositas (Pori)

Porositas dapat diartikan perbandingan antara pori-pori pada batuan dengan volume total dari batuan tersebut, perbandingan ini biasanya dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi, nilai porositas pada batuan dapat dirumuskan dengan persamaan berikut :

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

Dikenal juga nilai porositas efektif, dimana pori-pori pada batuan berhubungan dan telah dikoreksi kandungan lempungnya, nilai porositas efektif dapat dirumuskan dengan persamaan berikut :

$$\text{Porositas } (\phi) = (V_{\text{pori-pori berhubungan}} / V_{\text{total}}) \times 100\% \quad (3-4)$$

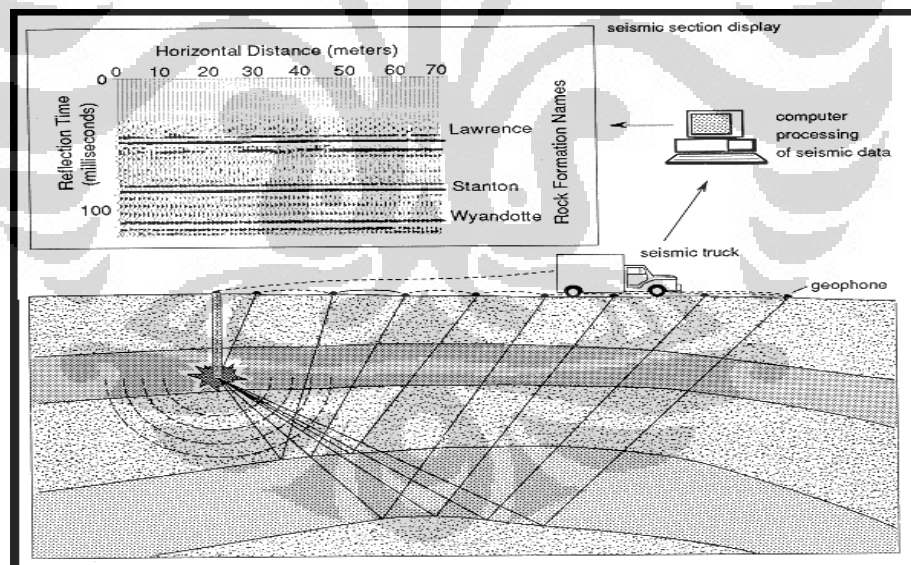
Secara umum porositas dihubungkan dengan kecepatan kemudian densitas. Diasumsikan nilai porositas besar maka nilai kecepatan akan kecil, karena volume pori-pori yang besar dan diisi oleh udara, hal ini kemudian akan membuat nilai kecepatan menurun saat

merambat pada batuan tersebut, secara tidak langsung membuat nilai densitas akan turun juga, matrik batuan yang rongga porinya terisikan udara membuat nilai kekompakan batuan berkurang.

## 3.2 Seismologi Refleksi

### 3.2.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik memanfaatkan perambatan gelombang mekanik ke dalam lapisan bumi yang mentransfer energi gelombang menjadi partikel gelombang dan gelombang tersebut dipantulkan kepermukaan setelah menemui bidang batas. Hal ini dilakukan dengan mengirim gelombang seismik ke bawah permukaan bumi, gelombang tersebut ketika melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, maka muka gelombang akan terbagi, ada yang diteruskan kedalam perut bumi dan ada yang direfleksikan kepermukaan dan dipermukaan gelombang akan dicatat oleh *geophone* yang berfungsi sebagai alat rekam data.

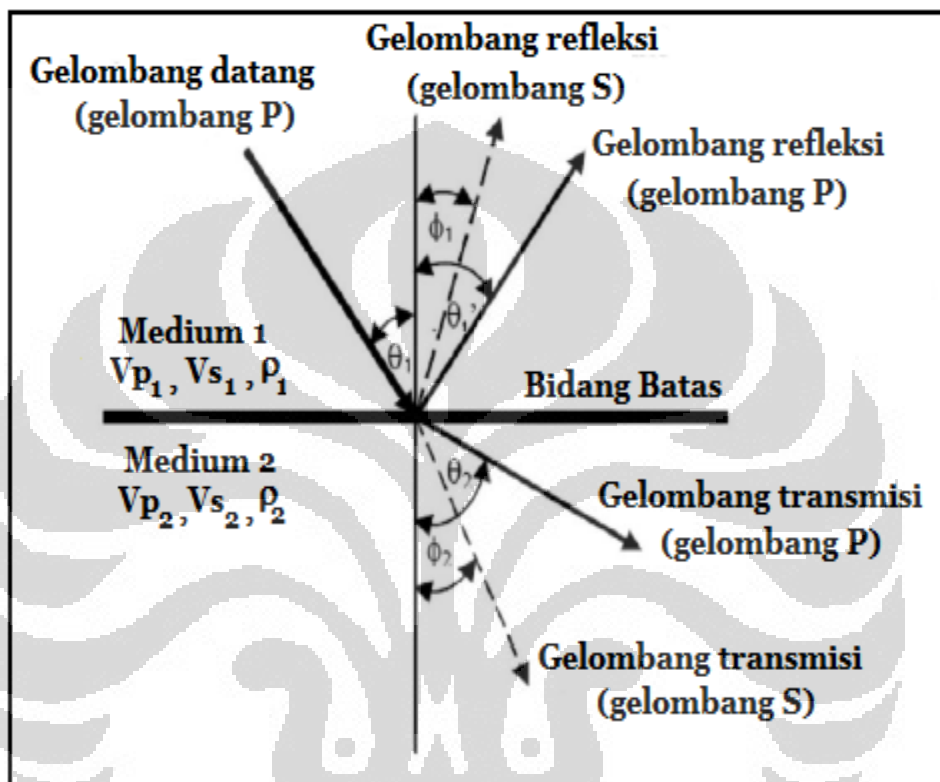


Gambar 3.1. Proses Akuisisi Seismik Refleksi [<http://kgs.ku.edu>, 2001]

Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, disebutkan sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Saat gelombang P datang mengenai bidang batas antara

2 medium yang berbeda gelombang akan mengalami dua hal, yaitu dibiaskan (refraksi) sebagai gelombang P dan S dan dipantulkan (refleksi) sebagai gelombang P dan S.

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta'}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{S2}} = P \quad (3-5)$$



Gambar 3.2. Skema Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium [modifikasi dari Yilmaz, 2001]

Gelombang seismik yang dipantulkan membawa informasi litologi dan fluida bawah permukaan bumi dalam bentuk waktu tempuh (*travel time*), amplitudo refleksi, frekuensi dan variasi fasa gelombang, melalui pengolahan data seismik dan teknik interpretasi, perpaduan data seismik data log dapat diproses dan dianalisa untuk deliniasi sifat fisika batuan, distribusi litologi dan fluida, nilai porositas dan densitas.

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

$$AI = \rho V \quad (3-5)$$

Dimana :

AI = Impedansi Akustik ( $\text{gr/cm}^3 * \text{m/s}$ )

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

V = Kecepatan (m/s)

### 3.2.2 Koefisien Refleksi

Pada dasarnya koefisien refleksi dapat dianggap sebagai sebuah respon dari gelombang seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik (AI). Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incident*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{\rho_{i+1} V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1} V_{i+1} + \rho_i V_i} \quad (3-6)$$

Dimana :

$\rho_i$  = Densitas lapisan *i*

$V_i$  = Kecepatan lapisan *i*

AI = Impedansi Akustik

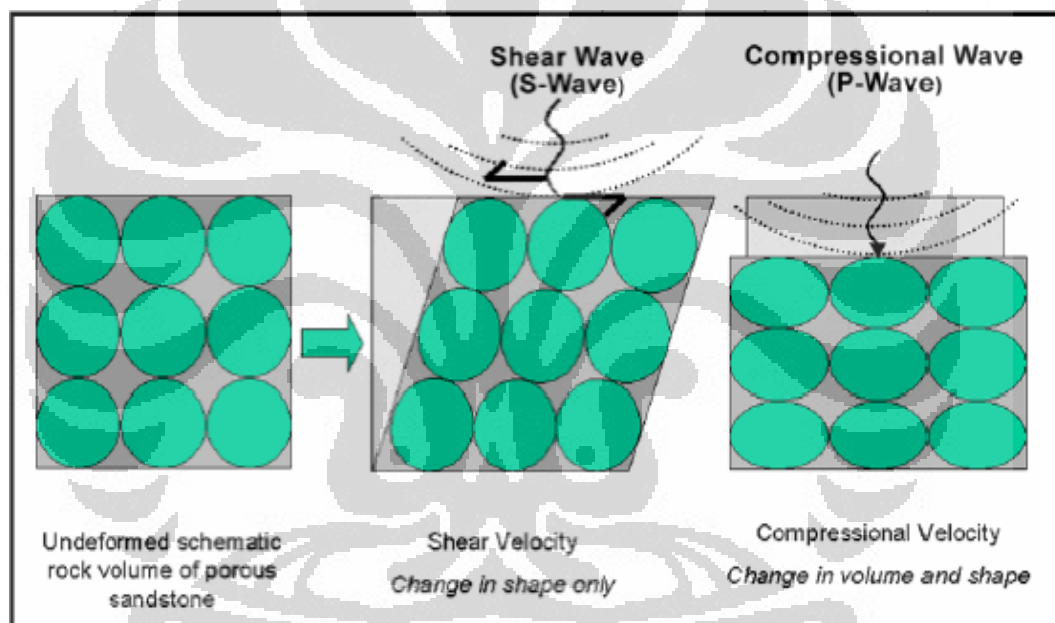
RC = *reflection coefisien* (koefisien refleksi)

Persamaan diatas menyatakan semakin keras suatu batuan, maka kecepatan rambat gelombang pada batuan semakin tinggi, sehingga semakin tinggi juga nilai impedansi akustik (AI).

Jika nilai  $AI_2$  lebih besar dari pada  $AI_1$ , dapat diartikan gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas atau kecepatan rendah ke batuan dengan nilai densitas atau kecepatan yang lebih tinggi, sehingga nilai koefisien refleksi akan bernilai positif.

### 3.2.3 Kecepatan Gelombang Seismik

Kecepatan seismik memuat deformasi batuan sebagai fungsi dari waktu, karena saat gelombang merambat melalui medium (batuan), batuan mengalami kompresi yang mengubah volume dan bentuk batuan maupun bergeser (*shear*).

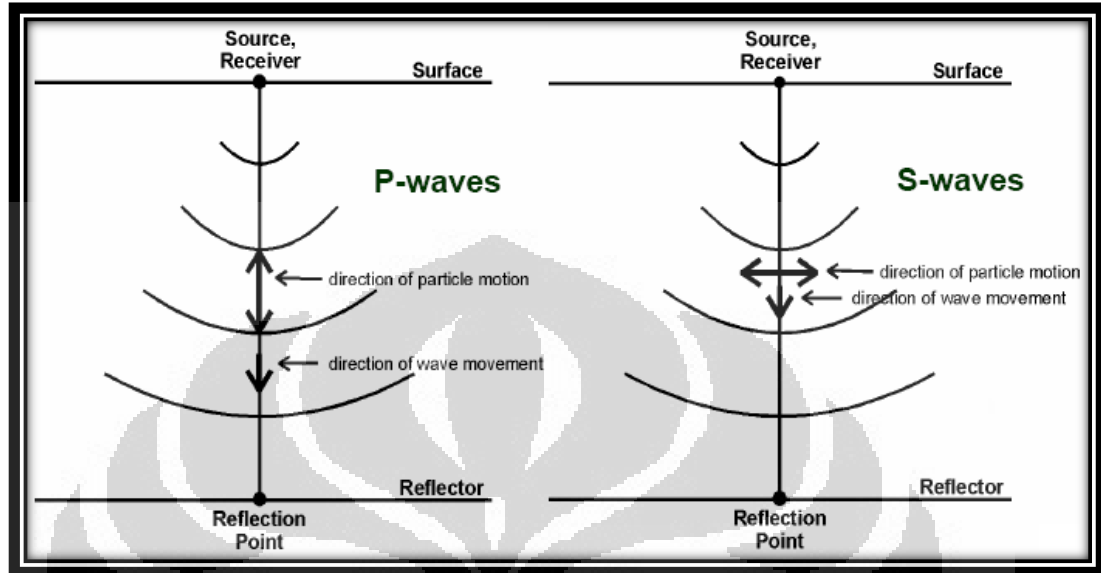


Gambar 3.3. Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi (*P-wave*) dan gelombang *Shear* (*S-wave*), [AVO Workshop, 2008]

Terdapat dua jenis gelombang seismik yaitu :

1. Gelombang primer ( $V_p$ )  
Termasuk gelombang longitudinal, dimana arah gerak partikel sejajar dengan arah perambatan gelombang, disebut juga gelombang kompresi
2. Gelombang sekunder ( $V_s$ )

Termasuk gelombang transversal, dimana arah gerak tegak lurus dengan arah perambatan gelombang, disebut juga gelombang *shear*



Gambar 3.4. 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 ditulis sebagai berikut :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (3-7)$$

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (3-8)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3-9)$$

Dimana :

$K$  = bulk modulus

$\mu$  = shear modulus

$\lambda$  = Koefisien lamda



Perbandingan nilai  $V_p$  dan  $V_s$  dijelaskan sebagai *Poisson's Ratio* ( $\sigma$ ), yang dituliskan sebagai berikut :

$$\sigma = \frac{\gamma - 2}{2\gamma - 2} \quad (3-10)$$

$$\gamma = \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 \quad (3-11)$$

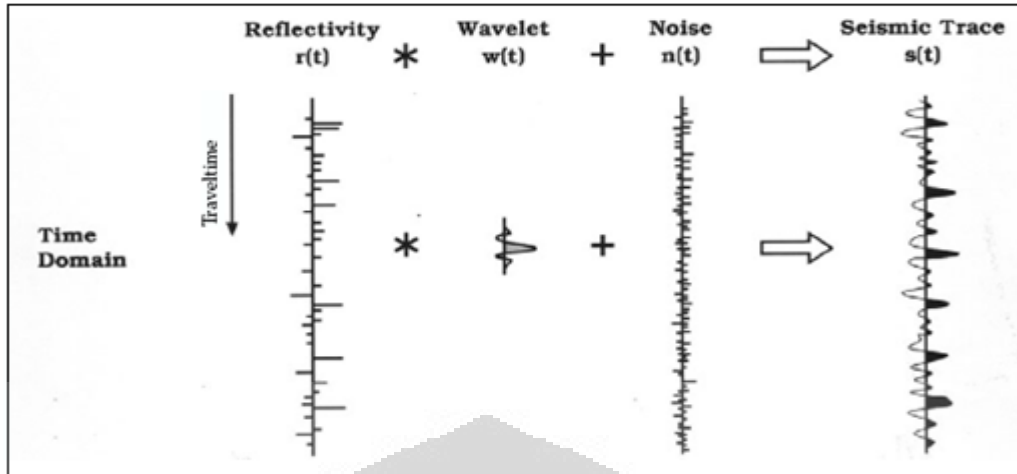
#### 3.2.4. *Seismic Trace*

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

$$S_t = W_t * r_t + n_t \quad (3-12)$$

dimana :

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

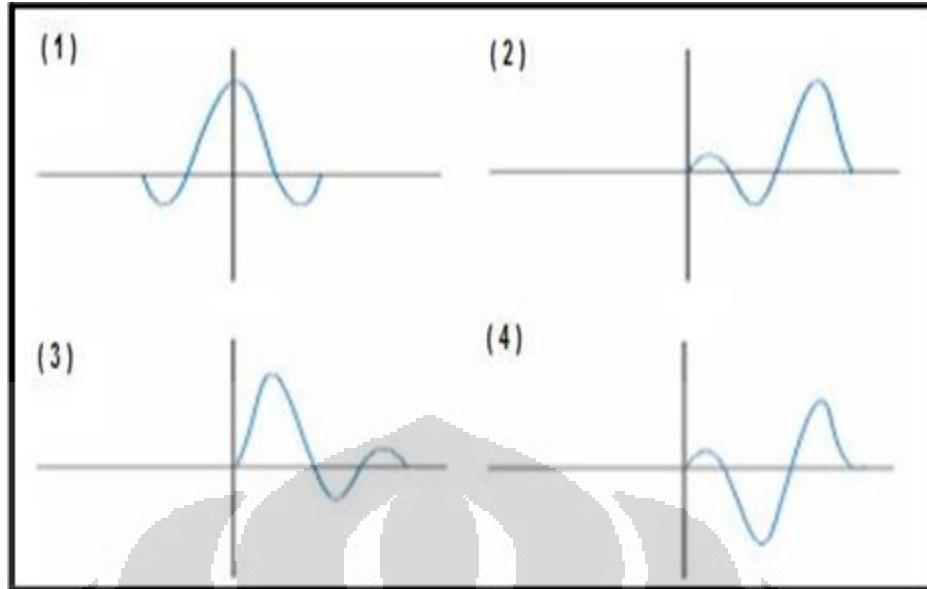


Gambar 3.5. Proses konvolusi yang menghasilkan *seismic trace* [Partyka,1999]

### 3.2.5 Wavelet

*Wavelet* atau sering disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan *phase* tertentu. Berdasarkan konsentrasinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1999):

1. *Zerro phase*, *wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terpusat pada titik nol (*peak* pada batas AI). *Wavelet* jenis ini mempunyai nilai resolusi maksimum dibanding *wavelet* jenis yang lain.
2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang pemusatan energinya terjadi pada bagian depan dari *wavelet* (muka gelombang), sedekat mungkin dengan titik referensi sama dengan nol ( $t=0$ ) dan tidak memiliki energi sebelum  $t=0$
3. *Maksimum phase*, yaitu *wavelet* yang memiliki pemusatan energi maksimal pada dibagian akhir dari *wavelet*.
4. *Mix phase*, adalah *wavelet* yang tidak terjadi pemusatan energi baik dibagian awal atau akhir dari *wavelet*.



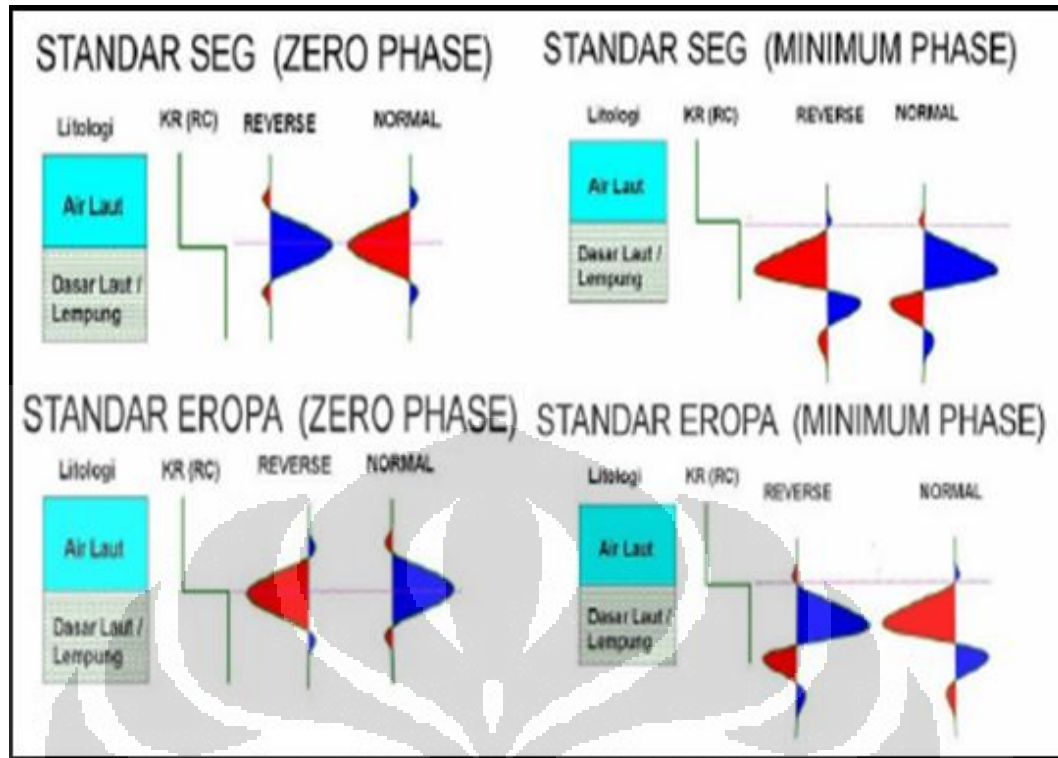
Gambar 3.6. Jenis-jenis wavelet 1) Zero Phase Wavelet, 2) Maximum Phase Wavelet, 3) Minimum Phase Wavelet, 4) Mixed Phase Wavelet [Sukmono, 1999]

### 3.2.6 Polaritas

Polaritas adalah asumsi bahwa koefisien refleksi (RC) adalah suatu bentuk gelombang yang memiliki nilai positif atau negatif. Karena hal ini timbul ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam, yaitu:

- Nilai dari  $AI_2 > AI_1$  maka akan didapat gelombang pada posisi puncak (*peak*),
- Nilai  $AI_2 < AI_1$  maka akan didapat gelombang pada posisi lembah (*trough*).

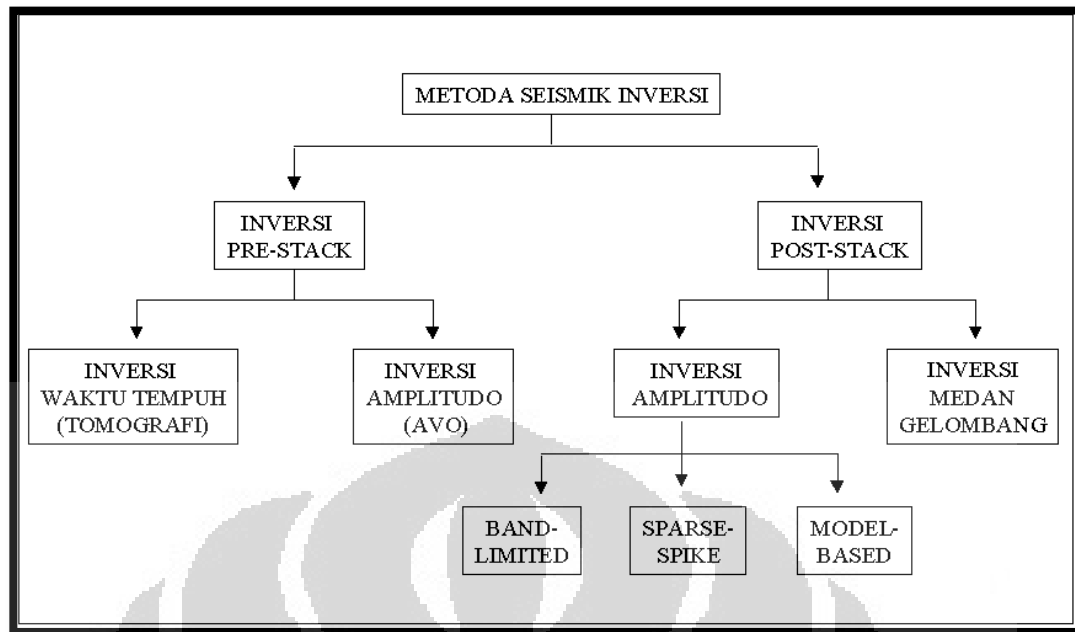
Solusinya adalah dilakukan pendekatan bentuk polariti yang berbeda yaitu polariti normal dan polariti *reverse*. Saat ini terdapat 2 standar polariti yang dipakai dalam interpretasi seismik yaitu standar SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) dan Standar Eropa dan nilai keduanya berkebalikan.



Gambar 3.7. Polaritas (normal dan reverse) bentuk *wavelet zero phase* dan *minimum phase* dengan (<http://ensiklopediaseismik.blogspot.com>, 2007)

### 3.3 Konsep Seismik Inversi

Inversi merupakan integrasi teknik matematika dan statistik untuk memperoleh informasi yang berguna mengenai sifat fisik berdasarkan observasi terhadap sistem tersebut (Grandis dan Winardhi, 2000). Secara umum inversi seismik adalah suatu teknik untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan dari data seismik yang ada dengan data sumur sebagai pengontrolnya (Sukmono 2007). Hasil yang diperoleh dari inversi seismik adalah penampang distribusi impedansi terhadap kedalaman untuk setiap *trace* seismik.



Gambar 3.7. Diagram jenis-jenis inversi [Russell, 1988]

Berikut adalah metode-metode inversi yang dapat dilakukan dari data *post-stack* :

1. Metode Inversi *Recursive*

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

$$A_{i+1} = A_i * \frac{1+RC_i}{1-RC_i} \quad (3-13)$$

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

$$A_m = A_1 * \prod \left[ \frac{1+RC_i}{1-RC_i} \right] \quad (3-14)$$

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

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

## 2. Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse Spike* menggunakan batasan ekstra (*extra constraint*) yaitu *soft-constrain* dan *hard-constraint*, proses ini dapat digunakan dalam estimasi *full bandwidth* reflektivitas, hal ini diasumsikan bahwa reflektivitas bumi sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektivitas kecil yang tersimpan didalam deretan reflektivitas yang lebih besar yang secara geologi berhubungan dengan ketidakselarasan atau batas litologi utama.

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

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

### 3. Metode Inversi *Model Based (Blocky)*

Metode ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang telah dibuat dari hasil konvolusi reflektifitas (model geologi) dengan wavelet tertentu dengan data seismik, metode ini dimulai dari persamaan dasar berikut :

$$S_t = W_t * r_t + n_t \quad (3-15)$$

Dari persamaan diatas dijelaskan S adalah *seismic trace*, yang dihasilkan dari konvolusi dari W adalah *wavelet* dan  $r_t$  adalah nilai reflektiviti yang ditambahkan nilai *noise*. Penerapan metode ini dimulai dengan asumsi awal yang diperbaiki secara iteratif. Metode ini melakukan iterasi untuk mencari nilai reflektivitas yang dikonvolusi dengan *wavelet* sehingga menghasilkan *seismic trace* yang mendekati data seismik yang asli.

Metode ini menghasilkan banyak model iterasi sehingga solusi dari hasil inversi sangat banyak, menyebabkan hasilnya tidak *unique* namun dalam proses inversi data yang di masukan memuat semua frekuensi dari data seismik.

### 3.5. Inversi *Acoustic Impedance (AI)* dan *Shear Impedance (SI)*

Impedansi akustik (perkalian antara percepatan dan densitas) adalah salah satu metoda yang sangat penting di dalam melakukan karakterisasi reservoir. Inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk mendapatkan informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh dan dengan data sumur sebagai kontrolnya (sukmono), dengan kata lain merupakan suatu proses konversi dari data seismik menjadi data inversi.

Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kedalaman, tekanan dan temperatur. Hal tersebut menyebabkan impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi. Data seismik impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo. Impedansi *Shear*, merupakan hasil perkalian antara densitas batuan dengan kecepatan gelombang S, nilai gelombang S yang memiliki nilai komponen  $\mu$  ( $\mu$ ) yang dapat digunakan untuk indikator fluida, yang merepresentasikan nilai rigiditas dari material, yang sensitif terhadap kemunculan fluida.

Ada beberapa hal yang harus dipersiapkan dan diperhatikan untuk mendapatkan nilai inversi impedansi yang baik, yaitu:

1. Data seismik yang digunakan telah melalui tahapan *CDP stacking* namun nilai amplitudonya tetap dijaga keasliannya.
2. Hasil ekstraksi *wavelet*, untuk melakukan *well-seismic tie*.
3. Hasil interpretasi horizon.
4. Kelengkapan data log sumur, minimal data log sonik (P-wave dan S-wave) dan log densitas.

### 3.6. *Biott-Gassmann Fluid Replacement Model*

Metode ini digunakan untuk mempelajari tentang efek pergantian fluida berpori terhadap perilaku gelombang seismik (ensiklopediseismik.blogspot.com, 2009). *Biott-Gassmann fluid replacement* didasarkan pada persamaan berikut:

$$\frac{K_{sat2}}{K_{min}-K_{sat2}} - \frac{K_{fluid2}}{\phi(K_{min}-K_{fluid2})} = \frac{K_{sat1}}{K_{min}-K_{sat1}} - \frac{K_{fluid1}}{\phi(K_{min}-K_{fluid1})} \quad (3-16)$$

Dimana :

$K_{sat1}$  = modulus bulk batuan yang tersaturasi fluida 1

$K_{sat2}$  = modulus bulk batuan yang tersaturasi fluida 2

$K_{fluid1}$  = modulus bulk fluida 1

$K_{fluid2}$  = modulus bulk fluida2

$K_{min}$  = modulus bulk mineral yang membentuk batuan

$\Phi$  = porositas batuan

Pertama kita harus mengukur kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dan gelombang S ( $V_s$ ) serta nilai densitas ( $\rho$ ) dari material. Lalu kita hitung nilai  $K_{sat1}$  yaitu nilai *bulk modulus* yang tersaturasi fluida1 dengan persamaan berikut:

$$K_{sat1} = \rho(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2) \quad (3-17)$$



Setelah itu kita menghitung  $K_{sat2}$  menggunakan persamaan (3-16), lalu kita menghitung nilai densitas batuan yang telah tersaturasi oleh fluida 2, dalam kasus ini bisa diasumsikan oleh air, hal ini dapat dihitung menggunakan persamaan berikut :

$$\rho_{sat2} = \rho_{sat1} + \phi(\rho_{fluida2} - \rho_{fluida1}) \quad (3-18)$$

Nilai  $\rho_{sat1}$  adalah nilai densitas batuan yang tersaturasi fluida1 diasumsikan adalah gas, dan  $\rho_{sat2}$  adalah nilai densitas fluida2 diasumsikan air. Setelah mendapatkan nilai  $\rho_{sat1}$  dan  $\rho_{sat2}$  kita dapat menghitung  $V_{p_{sat}}$  dan  $V_{s_{sat}}$  yaitu nilai yang telah tersaturasi fluida2 dengan persamaan berikut :

$$V_{p_{sat}} = \sqrt{\frac{k_{sat2} + \frac{4}{3}\mu_{sat2}}{\rho_{sat2}}} \quad (3-19)$$

$$V_{s_{sat}} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (3-20)$$

Dengan perhitungan diatas menghasilkan nilai  $V_{p_{sat}}$ ,  $V_{s_{sat}}$  dan  $\rho_{sat}$ , yaitu nilai parameter dari batuan yang telah dikoreksi oleh *fluid replacement model* (FRM).

## BAB 4

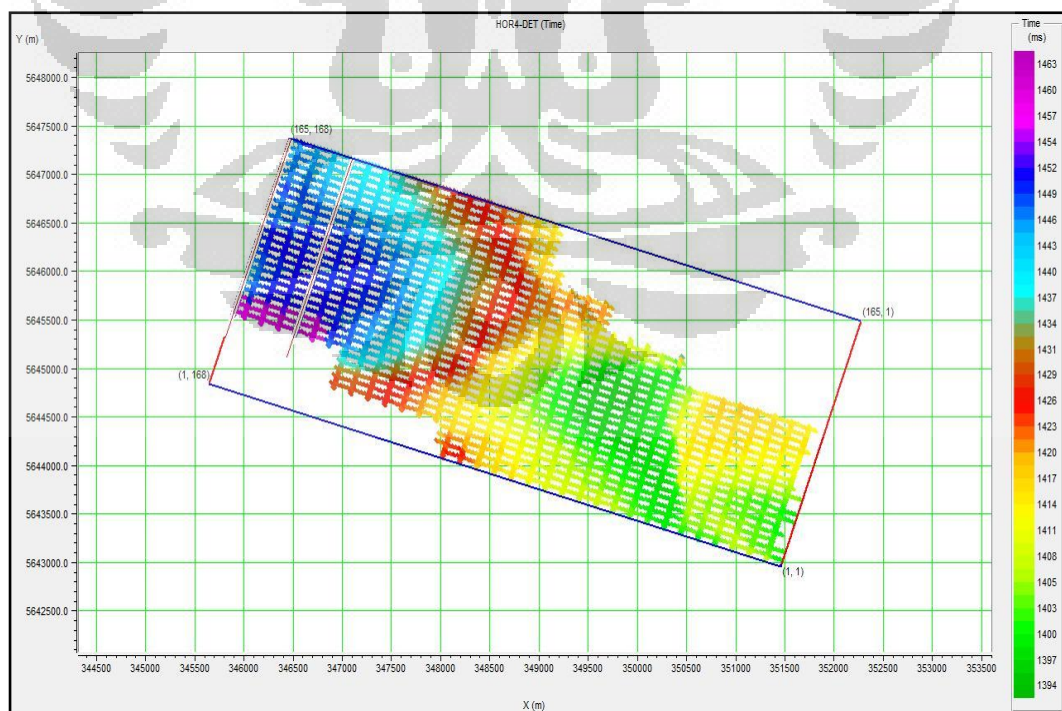
### DATA DAN PENGOLAHAN DATA

#### 4.1 Persiapan Data

Pada penelitian ini digunakan data seismik *post-stack*, data sumur dengan kelengkapan masing masing dan data *check shot*, dalam bab ini akan dijelaskan fungsi dari data – data yang dipakai pada penelitian kali ini, yang sangat berpengaruh pada hasil akhir penelitian.

##### 4.1.1 Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *post-stack time migration* (PSTM) dengan jumlah *inline* sebanyak 165, jumlah *crossline* sebanyak 168, dan *sampling rate* sebesar 2 ms dan wilayah dari data seismik ditunjukkan oleh gambar 4.1.



Gambar 4.1. Area dari cakupan data seismik (dari hasil interpolasi *picking horizon*)

### 4.1.2 Data Sumur

Pada studi ini digunakan sebanyak 4 sumur dengan data log yang digunakan untuk masing-masing sumur dalam penelitian ini adalah log densitas (RHOB), log *P-wave* (DT), log *gamma ray* (GR), log *resistivity* (SFL), log *neutron-porosity* (NPSS). Data Log di gunakan untuk proses penentuan reservoir dalam hal indikator litologi dan fluida, serta membuat nilai impedansi. Berikut ini adalah data kelengkapan log disetiap sumur yang digunakan:

Tabel 4.1. Tabel data sumur log

Well	CALX	GR	DT	DTs	ILM	ILD	NPSS	RHOB	SW
w01-17	Ada	Ada	Ada	Tidak	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
w08-08	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
w11-08	Ada	Ada	Ada	Tidak	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
w14-09	Ada	Ada	Ada	Tidak	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada

### 4.1.3 Data Check-Shot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara *time-to-depth* (waktu terhadap kedalaman) yang selanjutnya akan digunakan untuk proses *seismic well tie* yaitu mengikat data sumur terhadap data seismik dan mengkorelasi reservoir. Dari keseluruhan sumur yang ada digunakan 4 sumur yang memiliki data *checkshot* dan log yang relatif lengkap.

## 4.2 Pengolahan Data

Berikut akan dijelaskan proses yang dilakukan selama studi kali ini, dimana dari data seismik, data sumur log dan data *check shot* dapat dijadikan alat yang bisa memberi informasi litologi dan fluida dari hasil inversi yang dilakukan.

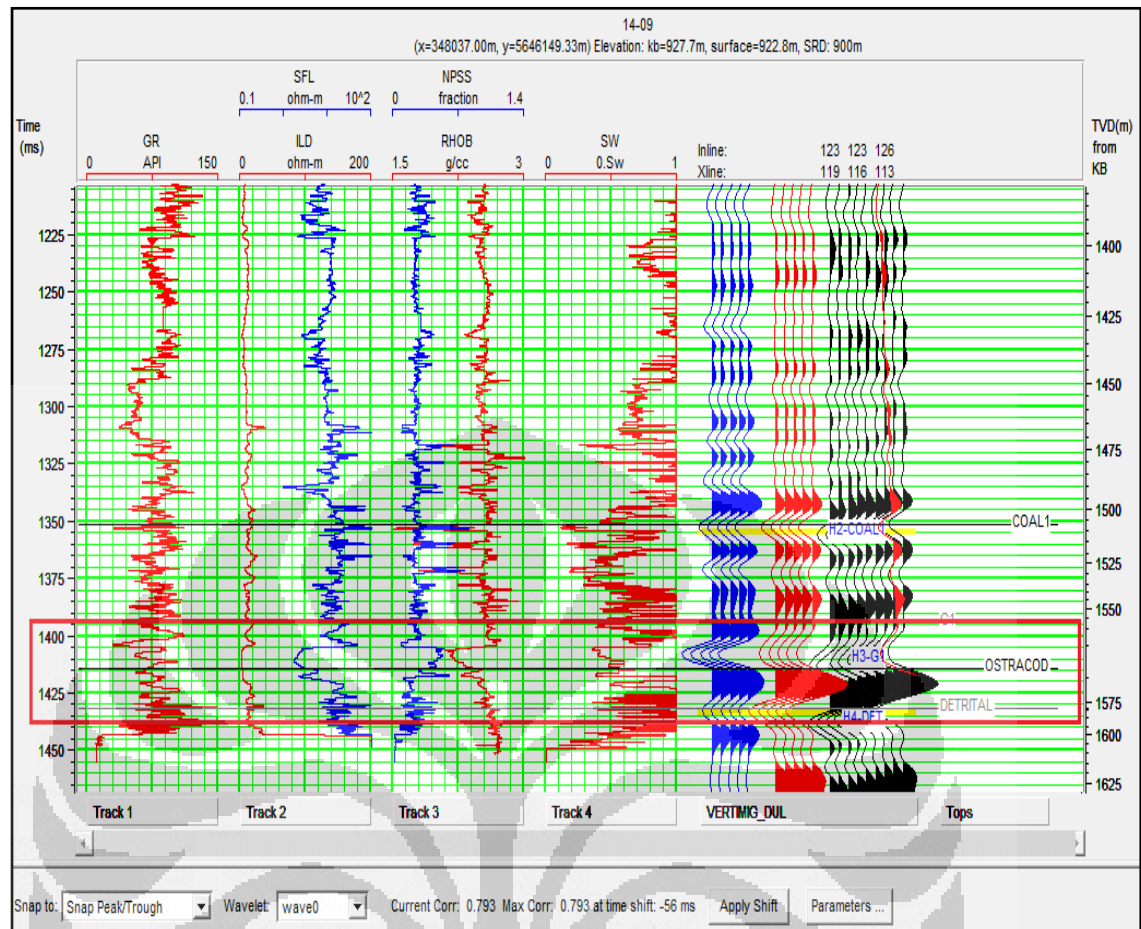
#### 4.2.1 Memuat Data Sumur dan Data Seismik

Ini adalah hal yang pertama kali dilakukan saat akan melakukan proses interpretasi data seismik, untuk memasukan data sumur kita harus mengetahui nilai Kelly Bushing (KB), nilai *surface elevation* dari sumur dan posisi (dalam koordinat Y & X) sumur terhadap data seismik kita, kita tidak mengharapkan data sumur berada diluar area seismik kita. Selain itu kelengkapan sumur juga harus di perhitungkan, antara lain *geology marker* dan *deviated geometry*.

*Geology marker* berfungsi sebagai panduan lapisan geologi pada daerah sepanjang sumur, namun kita hanya fokus pada reservoir yang berada pada kedalaman tertentu, sedangkan *deviated geometry* sebagai nilai deviasi atau kemiringan lubang sumur terhadap daerah tempat sumur berada atau titik pertama sumur dimulai.

#### 4.2.2 Penentuan Reservoir dari Data Log

Hal ini dilakukan untuk mengetahui batasan reservoir kita, batas atas dan batas bawah, korelasi sumur dilihat dari Log *gamma ray* (GR), log resistivity (SFL) dan log densitas (RHOB) dan log *Neutron-porosity* (NPSS). Log resistiviti yang bernilai besar bisa menandakan adanya kemunculan minyak atau gas, karena nilai resistiviti dari minyak dan gas yang relatif besar, selain itu *cross-over* yang terjadi antara log NPSS yang bernilai besar dan log RHOB yang bernilai kecil juga dapat menjadi acuan daerah reservoir, untuk menentukan batas atas dan batas bawah reservoir, digunakan log *gamma ray* (GR), yang dapat digunakan untuk merepresentasikan litologi dimana jika GR bernilai besar dia menandakan daerah *sand* dan bernilai kecil adalah *shale* pada daerah tersebut.

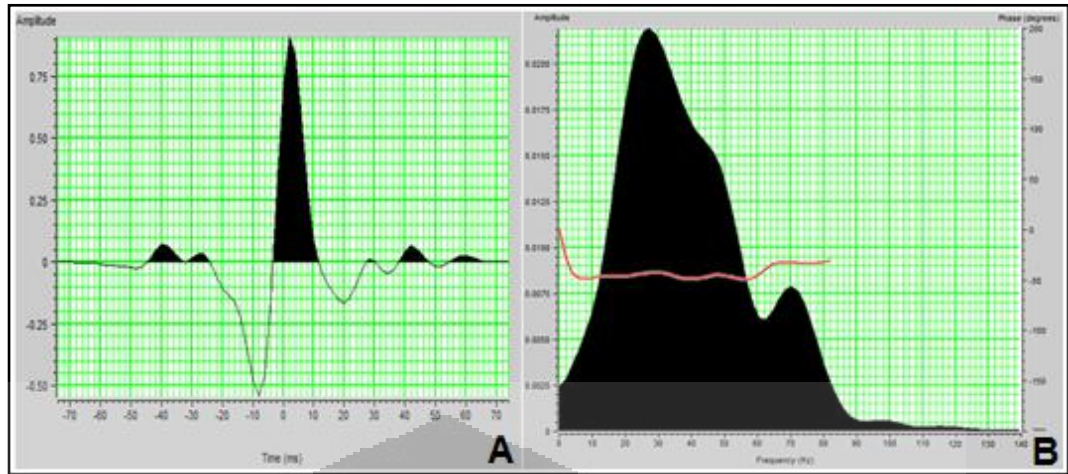


Gambar 4.2. Penentuan *marker* reservoir pada salah satu sumur

#### 4.2.3 Pengikatan Data Seismik dan Data Sumur

Mengikat data sumur dengan data seismik, dikenal dengan istilah *well-seismic tie*, proses ini dilakukan untuk mengikat atau mencocokkan antara data sumur yang berada pada *domain* kedalaman (m) dengan data seismik yang berada pada *domain* waktu (t), sehingga data *marker* dapat digabungkan dari sumur untuk penentuan *horizon* pada data seismik..

Pada keempat sumur tersebut proses ekstrasi *wavelet* dilakukan berulang-ulang hingga mendapatkan nilai korelasi yang tinggi antara seismogram sintetik dengan data seismik pada saat proses *well seismic tie*.



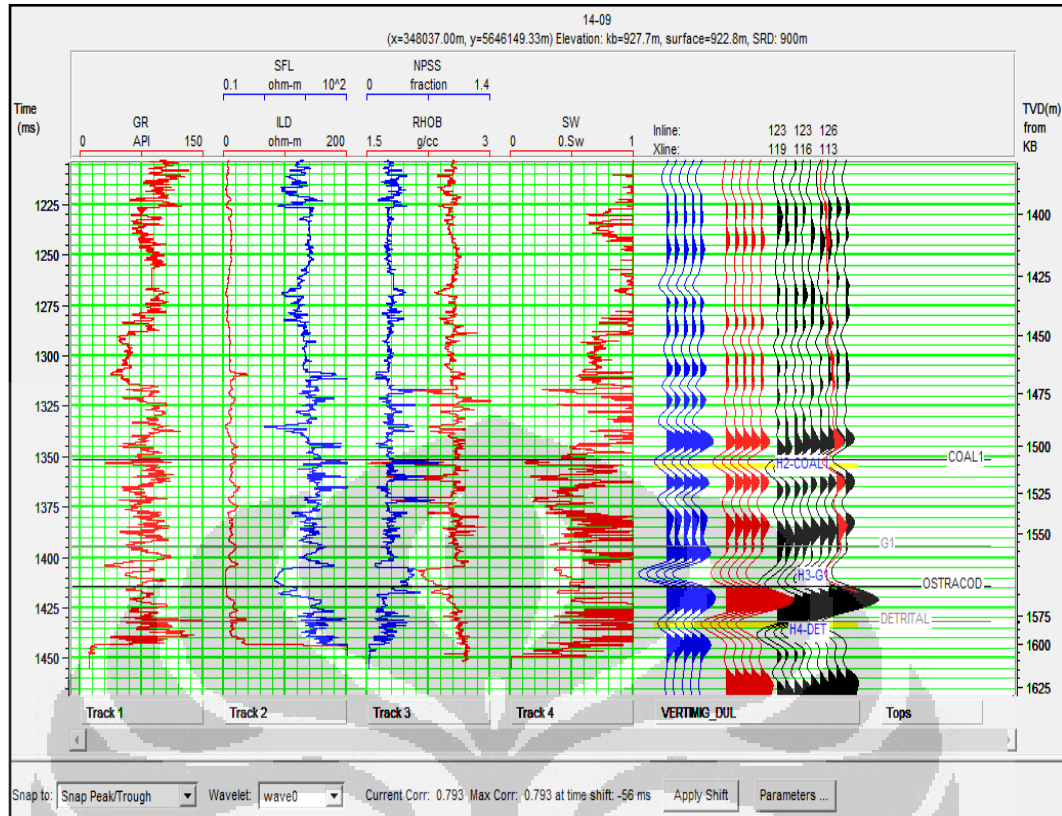
Gambar 4.3 (A) Bentuk *Wavelet* dan (B) penampang Frekuensi v Amplitudo

*Wavelet* didapatkan melalui proses ekstraksi *wavelet* menggunakan metode ekstraksi dari sumur, dan didapatkan *wavelet* dengan fase *zerophase* dan memiliki frekuensi dominan 30hz, fasa dari *wavelet* ini sangat penting untuk penentuan *picking horizon* nanti. Jika digunakan *zerophase* maka *picking horizon* dilakukan di *peak* atau *through* dari data seismik.

Setelah itu dilakukan proses yang dinamakan *seismic-well tie*, mengikat sumur dengan seismik, kita menggunakan *wavelet* yang kita ekstrak sebelumnya dan dikonvolusi dengan *reflection coefficient* (RC) menghasilkan *synthetic seismogram* dan nantinya *synthetic seismogram* akan mewakili sumur untuk di *tie* (diikat) dengan seismik.

Tabel 4.2. Nilai *well-seismic tie* dari 4 sumur yang dipakai

Sumur	Nilai korelasi
01-17	0.711
08-08	0.794
11-08	0.746
14-09	0.793



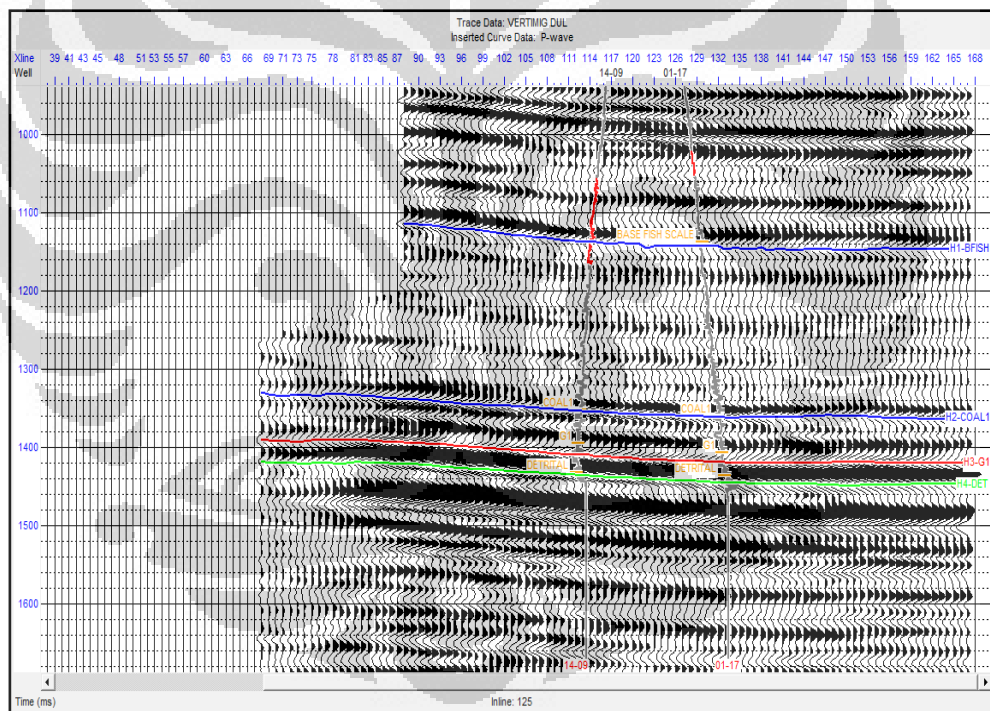
Gambar 4.4. Hasil korelasi di sumur 14-09, nilai mencapai 0.79

Proses *stretch-squeeze* dilakukan untuk mencocokkan *trace* seismik dengan *trace* sintetik, sebelum itu kita harus mengetahui kisaran kedalaman dari *marker* geologi agar tidak mengalami kesalahan dalam proses *well-seismic tie*. *Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 10 ms. Batas pergeseran tersebut perlu diperhatikan karena jika melebihi 10 ms akan menyebabkan data sumur mengalami *shifting*, hal ini akan berpengaruh pada saat penentuan nilai fasa dari data sumur tersebut, dimana nilai fasa akan mengalami pergeseran dari nilai fasa sebenarnya, setelah melakukan proses ini kita melihat besar nilai dari korelasinya, seperti ditunjukkan pada **gambar 4.4**.

#### 4.2.4 Interpretasi Seismik dan *Picking Horizon*

*Picking horizon* digunakan untuk analisa struktural dan analisa stratigrafi. *Picking horizon* dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 4.5**. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari reservoir sangat dibutuhkan dalam melakukan *picking horizon* ini.

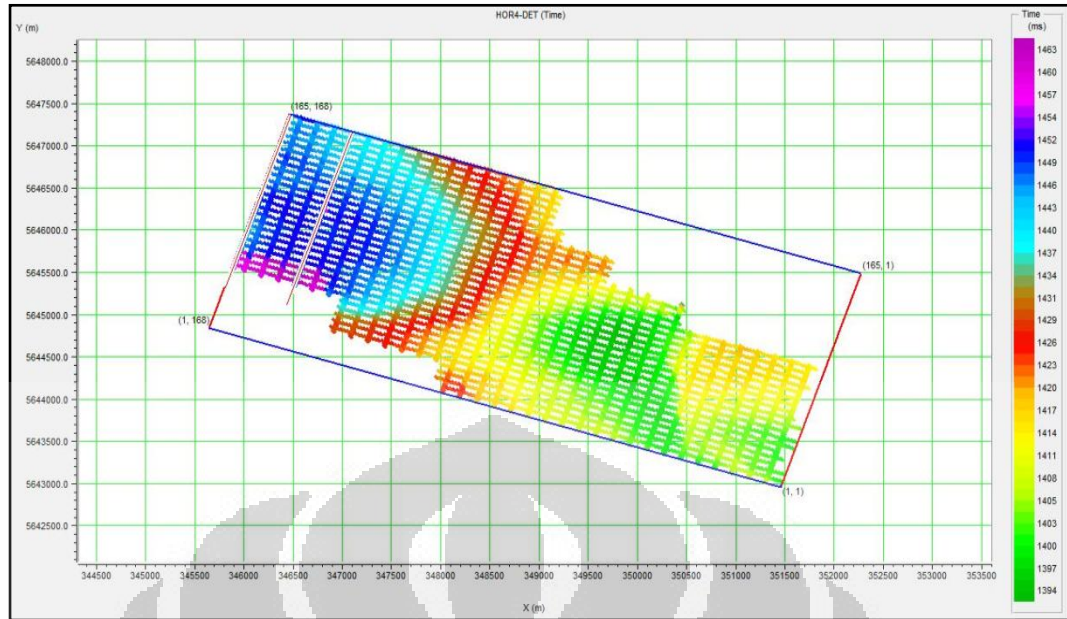
Proses *well-seismic tie* sangat berpengaruh pada hasil *Picking Horizon*, karena proses *well-seismic tie* berguna untuk menyamakan posisi kedalaman sumur yang sebenarnya pada seismik. Umumnya horison yang akan kita *picking* adalah batas atas (*top*) atau batas bawah (*bottom*) dari daerah reservoir yang merupakan target pada data seismik kita atau batas *marker geology* yang kita punya dari data log.



Gambar 4.5. Hasil *picking horizon* pada data seismik

*Line* yang pertama kali di *picking* adalah *line* yang terdapat sumur, dan *line* tersebut nantinya akan dijadikan acuan untuk *picking horizon* pada *line – line* berikutnya, sebagai *QC* hasil *picking horizon* ditampilkan *base map*, seperti **gambar 4.6**.





Gambar 4.6. *Map view interpolated pick* dari hasil *Picking Horizon*

Warna yang tampak pada *base map* menandakan kedalaman dari daerah seismik, dan warna hasil interpolasi antara *xline* dan *inline* terlihat rapih dan berkesinambungan maka hasil *picking horizon* kita telah tepat, *picking horizon* pada *inline* dan *xline* sesuai.

#### 4.2.5 Pembuatan Log S-wave dan koreksi FRM

Untuk membuat impedansi S kita memerlukan log S-wave (DTs), nilai DTs dibuat melalui *Castagna Equation* lalu nilai yang didapat dikoreksi melalui FRM (*fluid replacement model*) menggunakan *biot-gassman equation*.

Castagna's Equation : S-wave = C1 x P-wave + C2

S-wave =  X  +

m/s                                  m/s                                  m/s

Gambar 4.7. Tampilan input parameter untuk melakukan *castagna equation*

Gambar 4.8. Tampilan input parameter untuk melakukan *Fluid Replacement Model (FRM)*

Pada proses FRM kita memerlukan nilai *P-wave*, *density* dan *porosity*, karena kita akan menghitung nilai *density* dan *porosity* yang tersaturasi lalu kita melakukan asumsi bahwa persamaan *castagna* adalah persamaan yang tepat untuk membuat *S-wave* untuk daerah *wet*, dan menentukan jumlah fase dari material apakah gas, minyak atau *brine* atau kombinasi antaranya.

Terakhir kita menentukan *matrix parameter* dari batuan yaitu nilai *bulk modulus*, *shear modulus* dan nilai densitas. Nilai *fluid parameter* dari fasa material yang telah kita tentukan pada *windows* sebelumnya

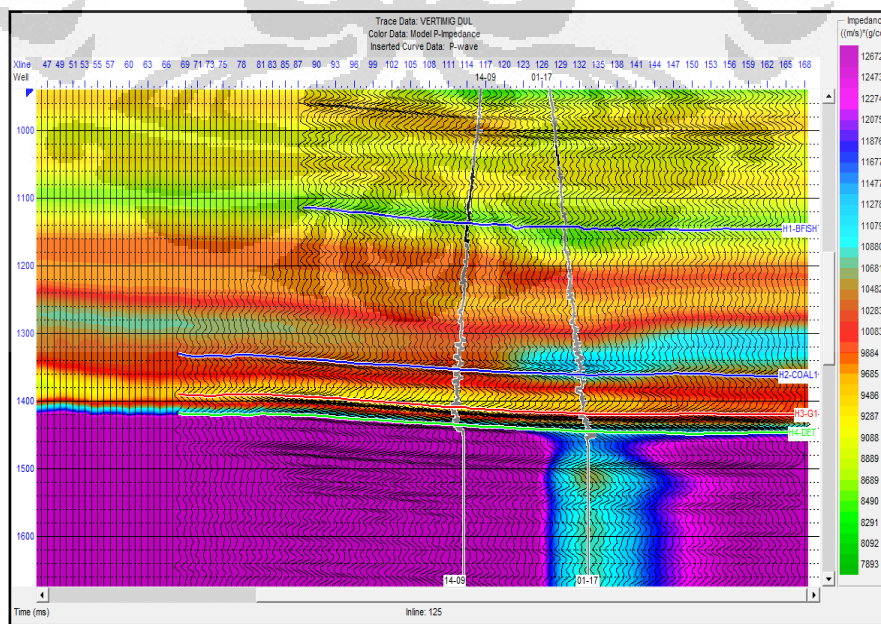
#### 4.2.6 Pembuatan *Cross-plot*

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

#### 4.2.7 Seismik Inversi

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

##### 4.2.7.1 Pembuatan *Earth Model Acoustic Impedance (AI)*



Gambar 4.9. Pemampang *Model Earth AI*

Pada pemodelan ini, menggunakan 4 data sumur, yaitu 01-17, 08-08, 11-08, dan 14-09, serta menggunakan log *P-wave* dan log *density* dan memasukan semua horison yang digunakan. Pemodelan yang didapatkan ditunjukkan pada **gambar 4.9**.

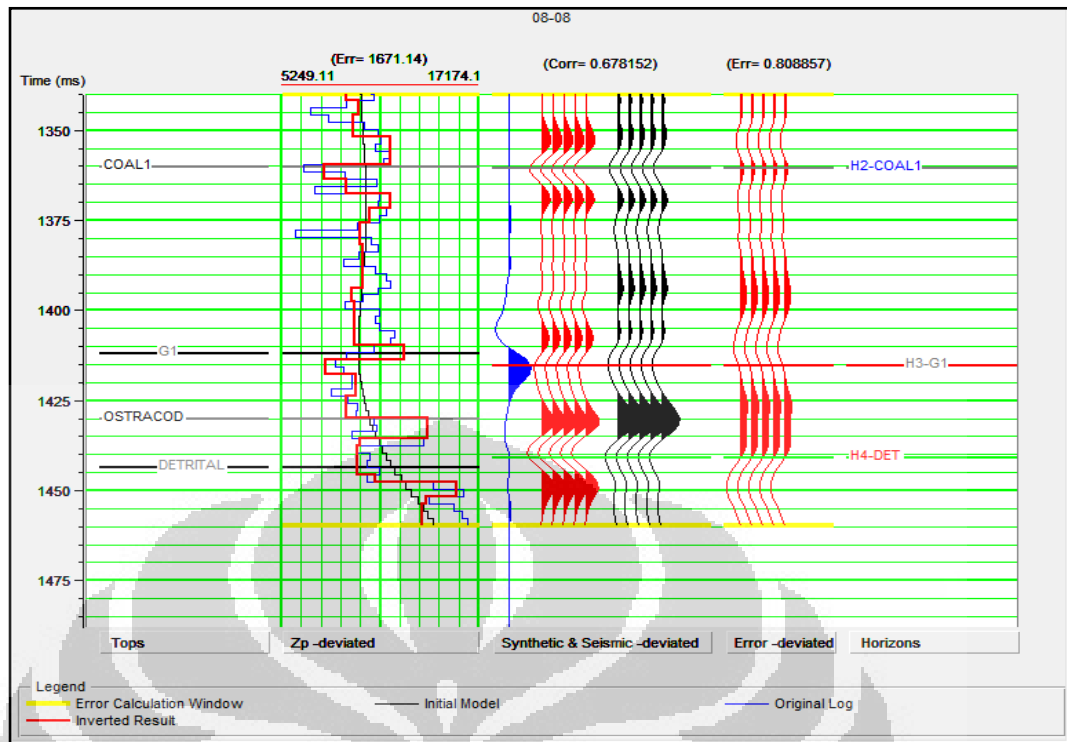
#### 4.2.7.2 Analisa Inversi (AI)

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

Pada analisis inversi, metode yang digunakan adalah *Linear Programming Sparse Spike* dengan parameter yang digunakan :

- *Sparseness* : 70 %
- *Max constraint frequency* : 50 Hz
- *Window length* : 512
- *Processing sample rate* : 2 ms

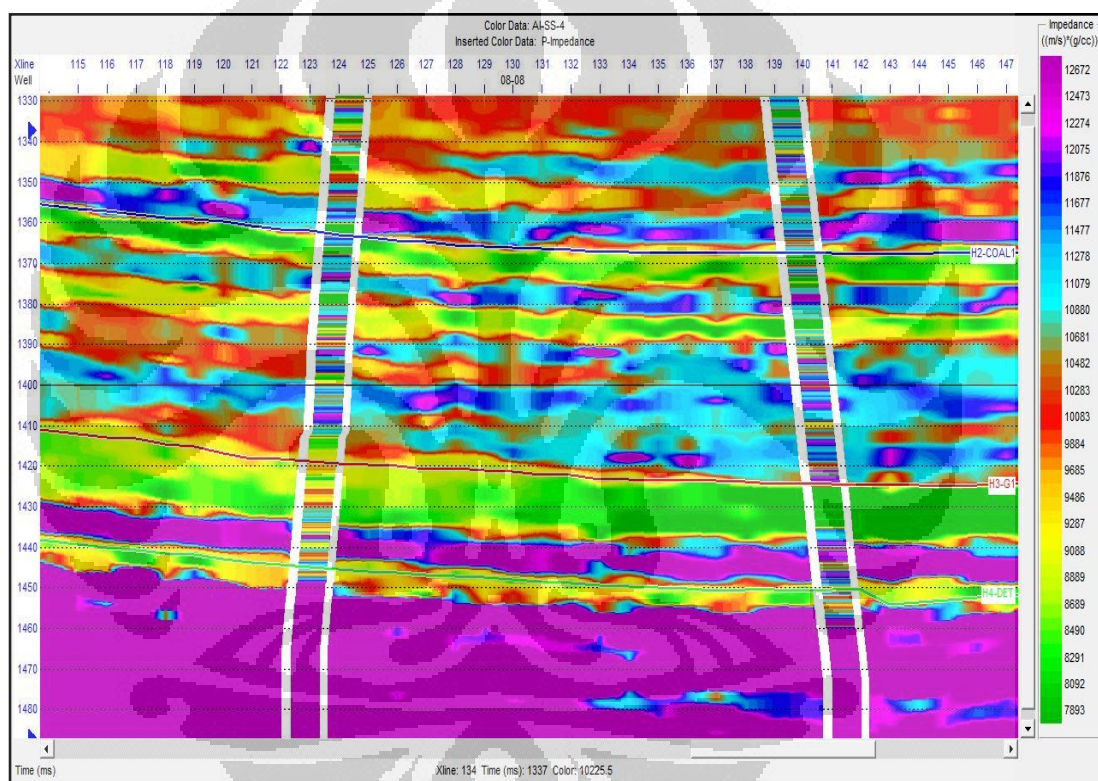
Hasil analisis *sparse spike* menunjukkan korelasi yang baik dengan total nilai RMS *error P-Impedance* log dan *P-Impedance* inversi sebesar 1670 dan korelasi antara *synthetic seismic trace* dan *seismic trace* sebesar 0.67 seperti ditunjukkan pada **gambar 4.8**.



Gambar 4.10. Analisis pra-inversi AI untuk metode *sparse-spike*

#### 4.2.6.3 Inversi AI dengan Metoda *Sparse-Spike*

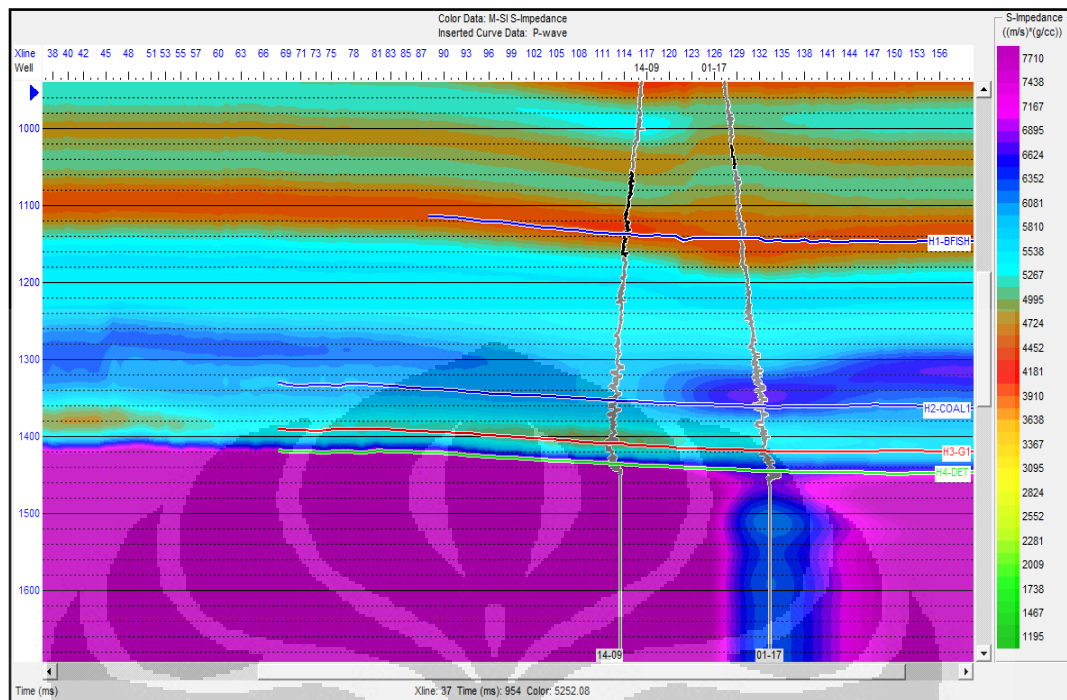
Setelah melakukan analisa inversi, dengan mencoba bermacam – macam nilai pada input parameter inversinya dan melakukan simulasi maka kita siap melakukan inversi. Dalam studi kali ini proses inversi hanya menggunakan metode *Linear Programming Sparse-Spike*, dan hasil penampang inversinya seperti pada **gambar 4.11**.



Gambar 4.11. Hasil inversi AI dengan metoda *Linear Programming Sparse Spike*

#### 4.2.7.4 Pembuatan *Earth Model Shear Impedance (SI)*

Pada pemodelan ini, menggunakan 4 data sumur, yaitu 01-17, 05-06, 08-08, 09-08, dan menggunakan log *P-wave* dan log *density*, dan memasukan semua horison yang digunakan, Pemodelan yang didapatkan ditunjukkan pada **gambar 4.12**.



Gambar 4.12. Pemampang *Model Earth SI*

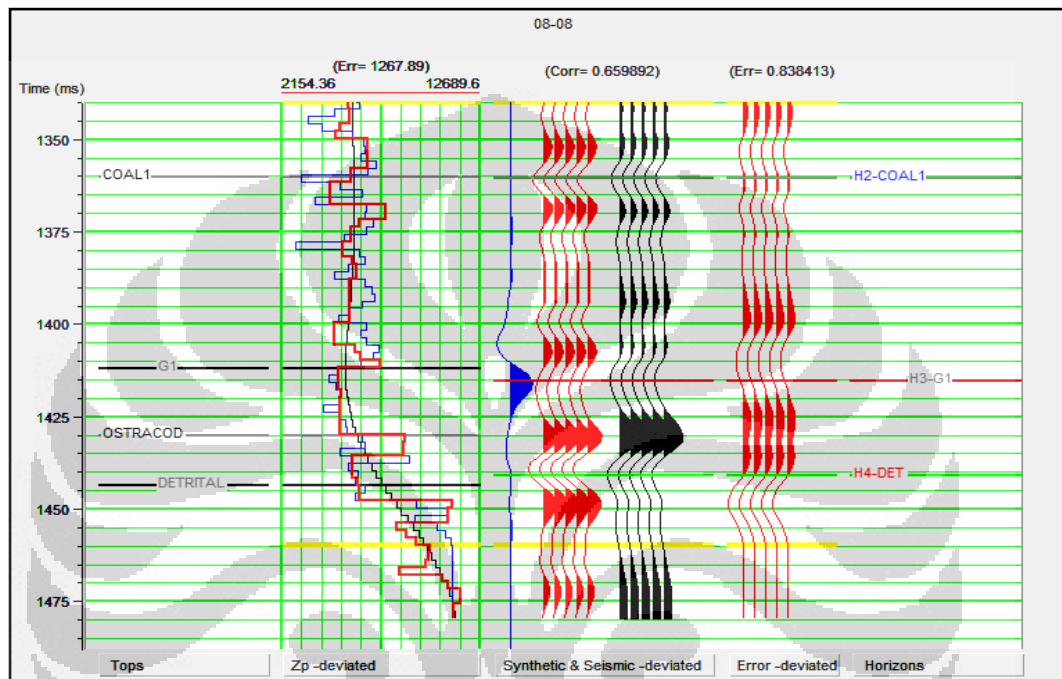
#### 4.2.7.5 Analisa Inversi (SI)

Sama seperti analisis inversi untuk AI, analisa ini dilakukan untuk mendapatkan nilai parameter yang tepat untuk dimasukkan dalam proses inversi *shear* (SI), selain itu juga analisis inversi dapat menjadi simulasi inversi untuk mendapatkan hasil inversi yang tepat.

Pada analisis inversi, metode yang digunakan adalah *Linear Programming Sparse Spike* dengan parameter yang digunakan :

- *Sparseness* : 80%
- *Max constraint frequency* : 40 Hz
- *Window length* : 512
- *Processing sample rate* : 2 ms

Hasil analisis *sparse-spike* menunjukkan korelasi yang baik dengan total nilai RMS error *S-Impedance* log dan *S-Impedance* inversi sebesar 1267 dan korelasi antara *synthetic seismic trace* dan *seismic trace* sebesar 0.65 seperti ditunjukkan pada **gambar 4.13**.

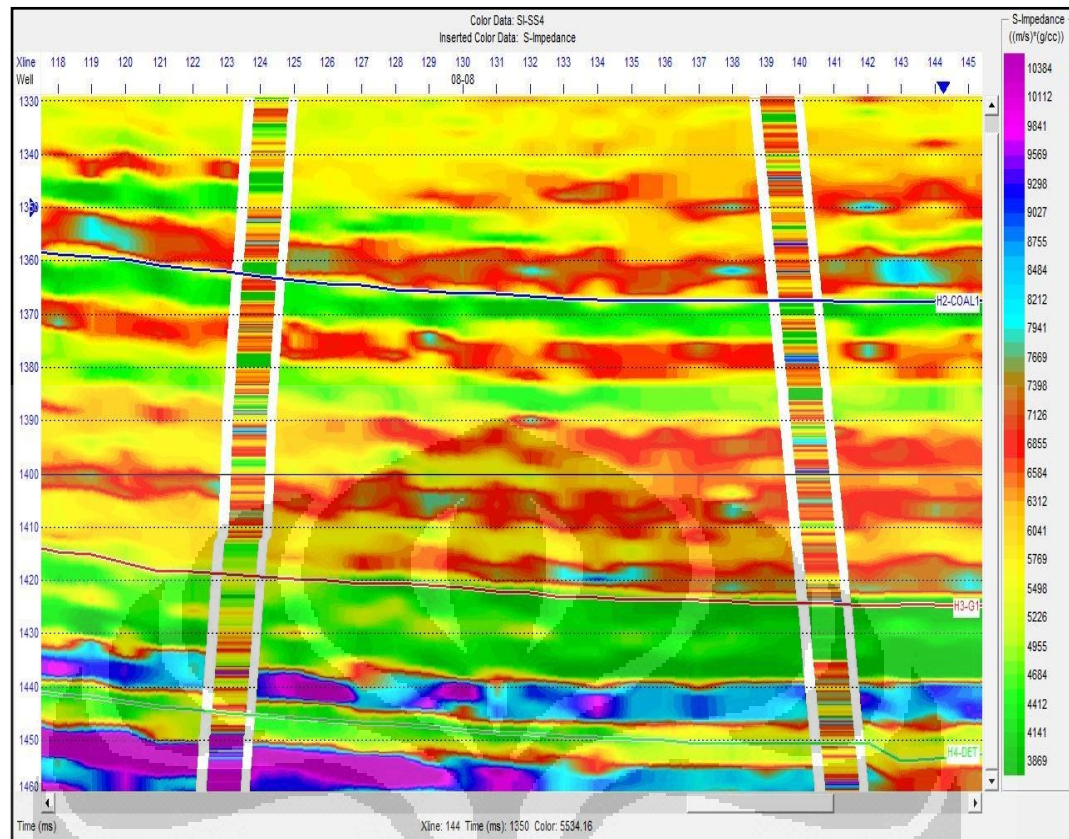


Gambar 4.13. Analisis pra-inversi SI untuk metode *sparse-spike*

#### 4.2.7.6 Inversi SI dengan Metoda *Sparse Spike*

Proses inversi SI menggunakan 4 sumur yang ada dan berdasarkan *earth model* yang telah dibuat pada proses sebelumnya, parameter yang di gunakan telah melalui tahapan analisis inversi, dengan metode *Linear Programming Sparse Spike*, dan hasil penampang inversinya seperti pada **gambar 4.14**.





Gambar 4.14. Hasil inversi SI dengan metoda *Linear Programming Sparse Spike*

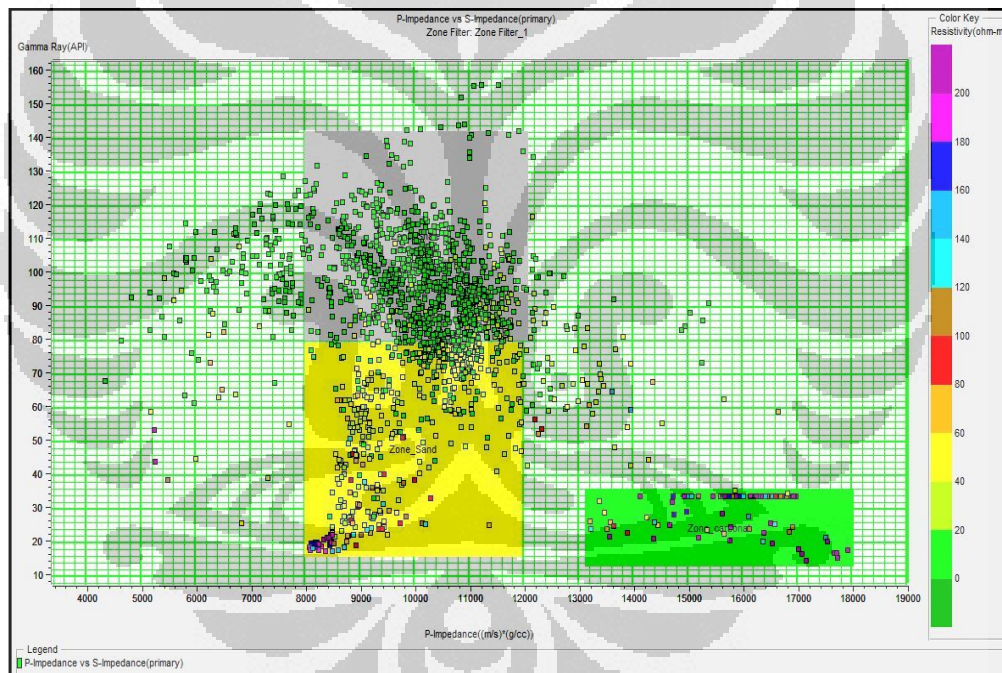
Dari hasil inversi AI dan SI akan dilakukan interpretasi nilainya dimana untuk kisaran nilai tertentu dari hasil inversi AI dapat diketahui jenis batuan pada lapisan lapisan bawah permukaan bumi dan dari nilai inversi SI dapat diketahui daerah keberadaan fluida. Kisaran nilai nilai AI dan SI pada hasil inverse dapat diketahui dari hasil *cross-plot* nilai log.

## BAB 5

## HASIL DAN PEMBAHASAN

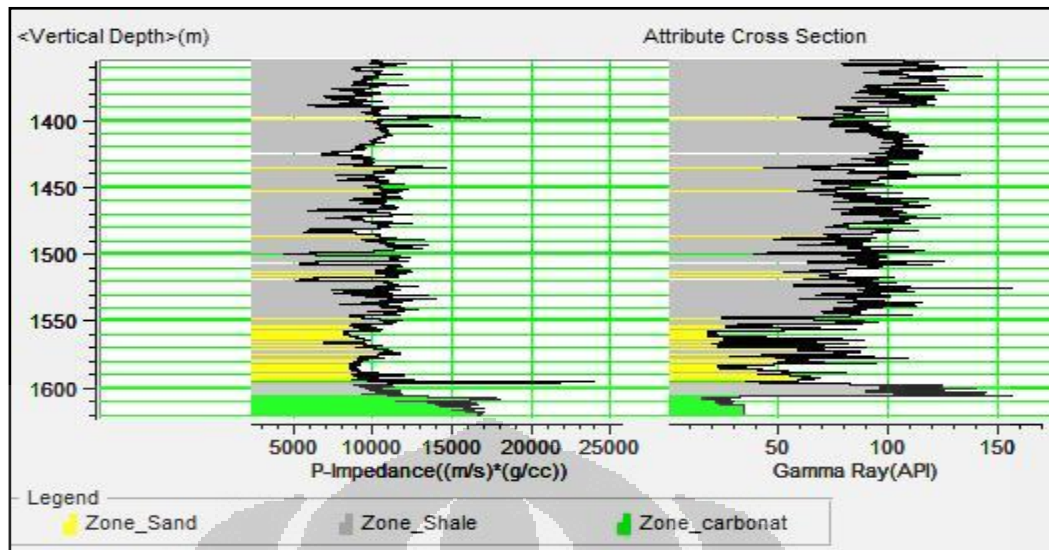
### 5.1 Hasil Analisa *Cross-Plot*

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



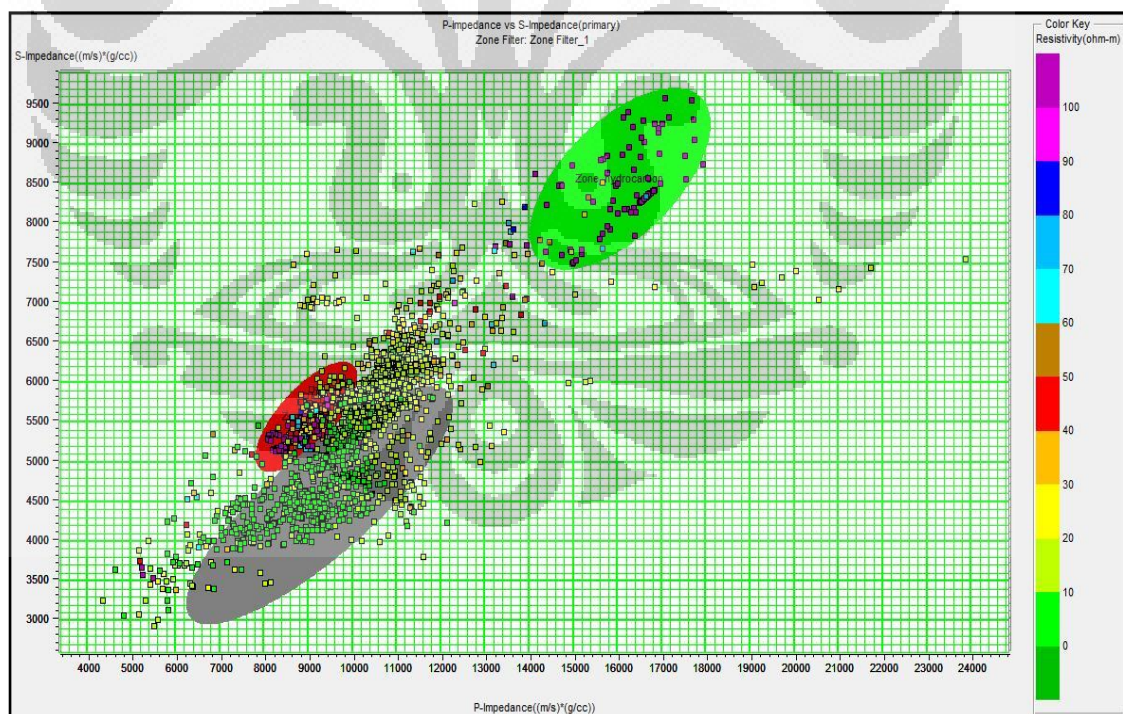
Gambar 5.1. Penampang *cross plot* antara AI vs *Gamma ray*

Pada *cross-plot* antara AI dan *gamma ray* (GR), Zona 1, yang berwarna kuning memiliki nilai AI antara  $8000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc}) - 10000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  dan memiliki nilai GR yang rendah antara 15API – 50API adalah lapisan *sandstone*, selain itu pada zona 1 memiliki nilai *resistivity* yang relatif tinggi.



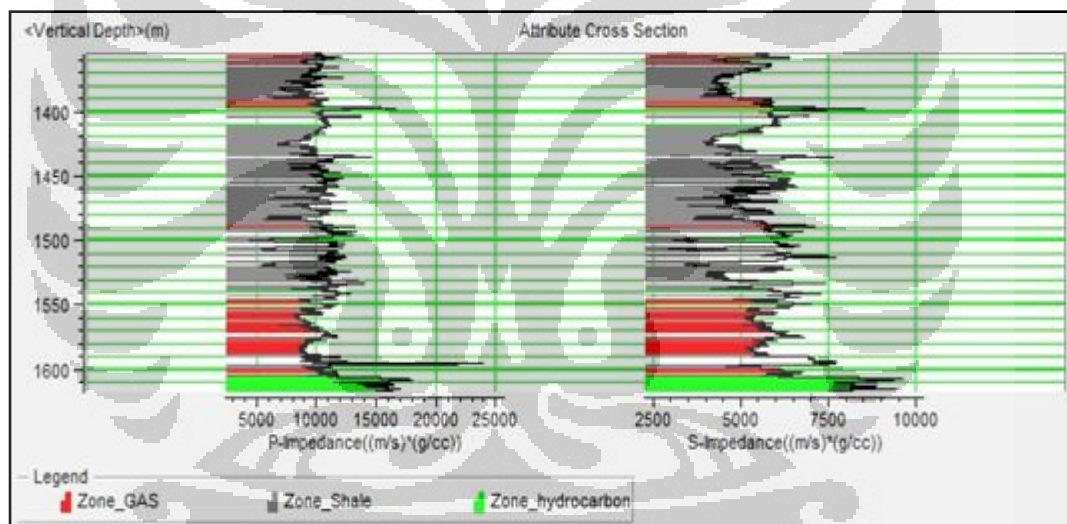
Gambar 5.2. Penampang *cross section* antara *AI* vs *Gamma ray*

Pada penampang *cross-section* antara *AI* dan *gamma ray*, lapisan *sand* ditandai oleh daerah berwarna kuning, terdapat pada kedalaman sekitar 1550m – 1590m.



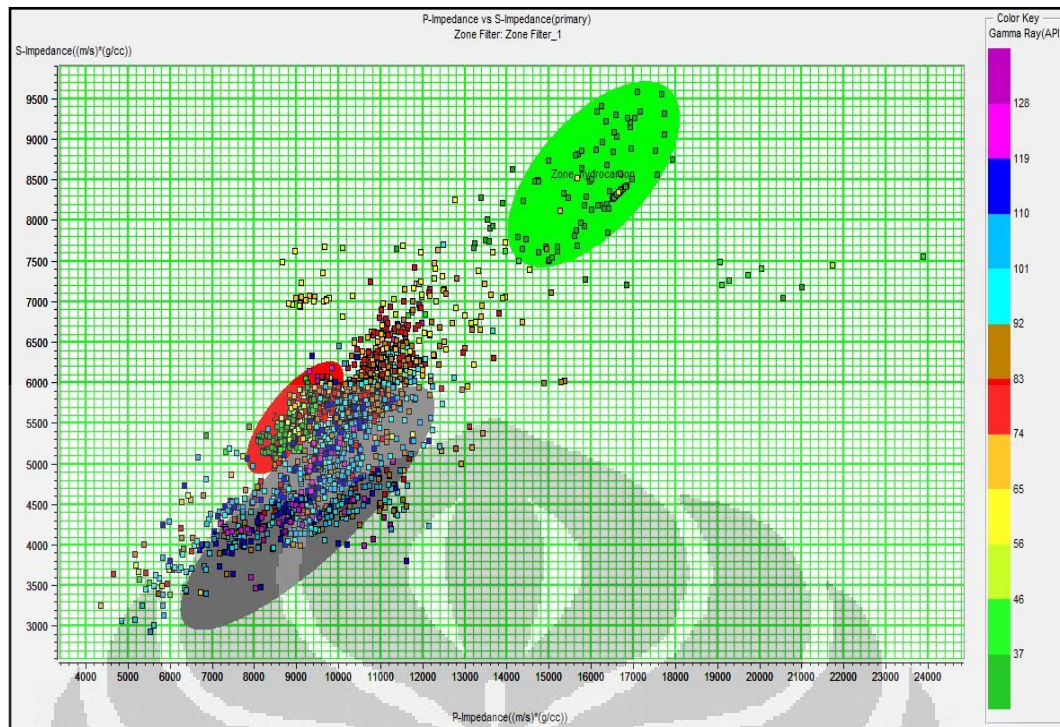
Gambar 5.3. Penampang *cross plot* antara *AI* vs *SI* (*color key resistivity*)

Pada *cross-plot* antara *AI* dan *SI* dengan *color key resistivity*, menunjukkan zona *shale* pada warna abu-abu, zona *gas* pada warna merah, dan zona *hydrocarbon* pada warna hijau. Zona *shale* memiliki nilai *AI* antara  $6000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  –  $12000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ , zona *hydrocarbon* terdapat pada nilai *AI* antara  $14000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  –  $18000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ , zona gas (warna merah) tidak dapat dilihat dari *AI* karena nilainya *overlap* dengan nilai *shale*, nilai zona gas dapat dilihat penampang impedansi S (*SI*) dimana zona gas terdapat pada nilai *SI* antara  $5200(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  –  $6200(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ . Dari nilai *resistivity* pada zona *shale* memiliki nilai *resistivity* yang rendah, pada zona *hydrocarbon* memiliki nilai *resistivity* yang tinggi, dan pada zona gas memiliki nilai *resistivity* yang lebih tinggi dari zona *hydrocarbon*



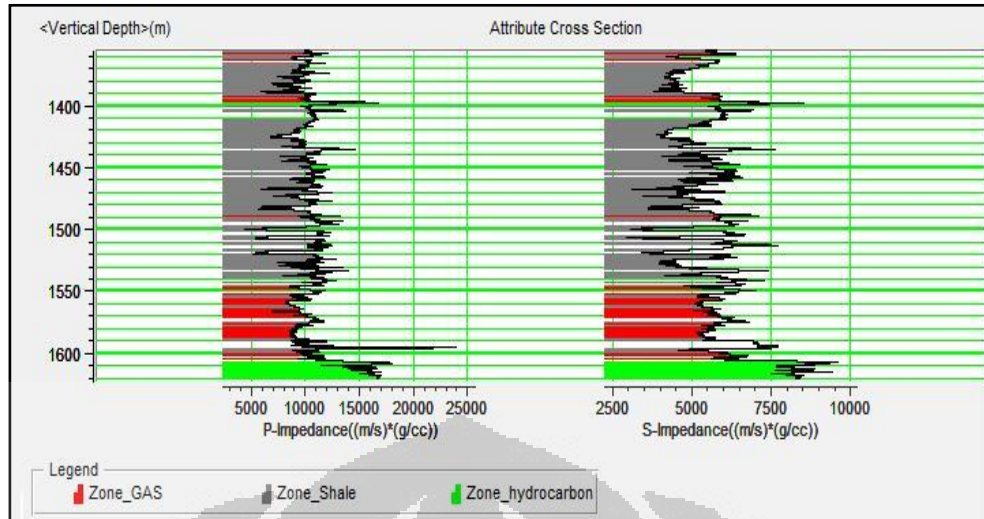
Gambar 5.4. Penampang *cross section* antara *AI* vs *SI*

Dilihat dari *cross-section AI* dan *SI*, dilihat zona gas terdapat pada kedalaman antara 1550m hingga 1600m, dan dibawahnya terdapat zona *hydrocarbon*.



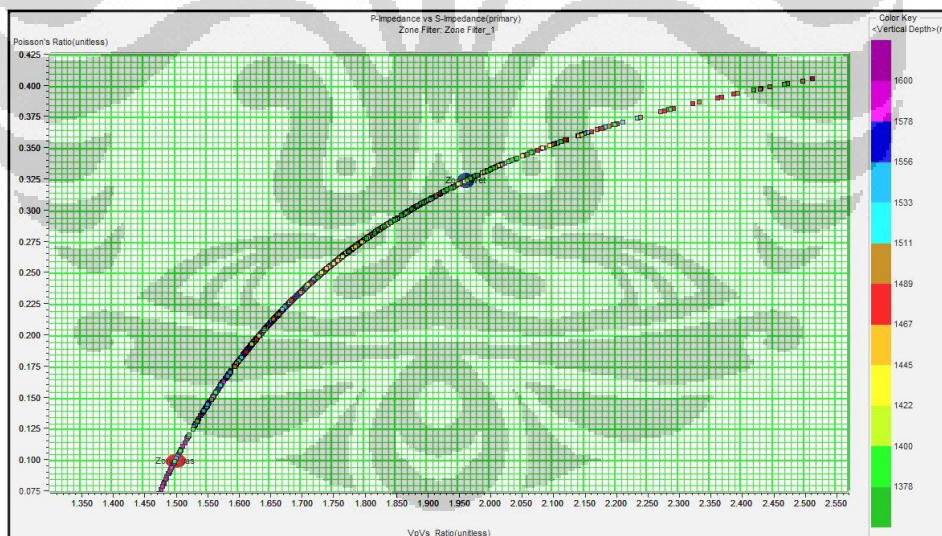
Gambar 5.5. Penampang *cross plot* antara *AI* vs *SI* dalam (*color key gamma ray*)

Pada *cross-plot* antara *AI* dan *SI* dengan *color key gamma ray*, menunjukkan zona *shale* pada warna abu-abu, zona *gas* pada warna merah, dan zona *hydrocarbon* pada warna hijau. Zona *shale* memiliki nilai *AI* antara  $6000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  –  $12000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ , zona *hydrocarbon* terdapat pada nilai *AI* antara  $14000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  –  $18000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ , zona *gas* (warna merah) tidak dapat dilihat dari *AI* karena nilainya *overlap* dengan nilai *shale*, nilai zona *gas* dapat dilihat penampang impedansi S (*SI*) dimana zona *gas* terdapat pada nilai *SI* antara  $5200(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  –  $6200(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ . Dari nilai *gamma ray* pada zona *shale* memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi, sedangkan pada zona *gas* dan *hydrocarbon* memiliki nilai *gamma ray* yang rendah, dikarenakan *hydrocarbon* dan *gas* tidak memiliki sifat radioaktif.



Gambar 5.6. Cross section antara AI vs SI (color key gamma ray)

Pada penampang cross-section antara AI dan SI dengan color key gamma ray, kita dapat lihat bahwa antara kedalaman 1550m – 1600m terdapat zona gas dan dari 1500m – 1550m terdapat zona yang berisi shale.

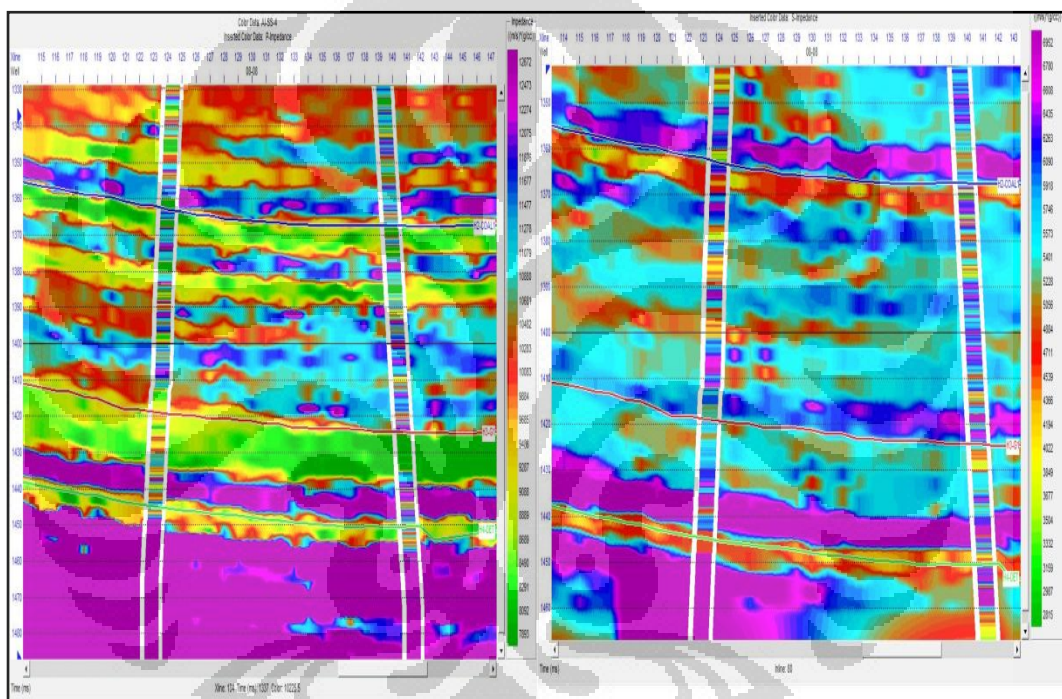


Gambar 5.7. Penampang cross plot antara VpVs ratio vs Poissons ratio

Pada cross-plot antara Vp/Vs ratio dengan Poissons ratio, zona gas terdapat pada nilai Poissons ratio 0.100 hingga 0.320, dari nilai Poissons ratio >0.320 maka sudah menjadi zona basah (wet zone).

## 5.2 Hasil Inversi Seismik

Dari hasil *cross plot* dan, kita dapat secara kasar atau dimana letak reservoir kita dari hasil perpotongan nilai log – log yang di jadikan *cross plot*, dan dari *cross section* kita dapat mengetahui nilai tersebut terdapat kedalaman berapa meter, dan karena hal itu kita melakukan *picking horizon* pada daerah tersebut, setelah itu baru kita melakukan inversi yang didahului oleh pembuatan *model earth* dan *analysis inversi* terakhir melakukan inversi menggunakan metode *linear programing sparse – spike*.

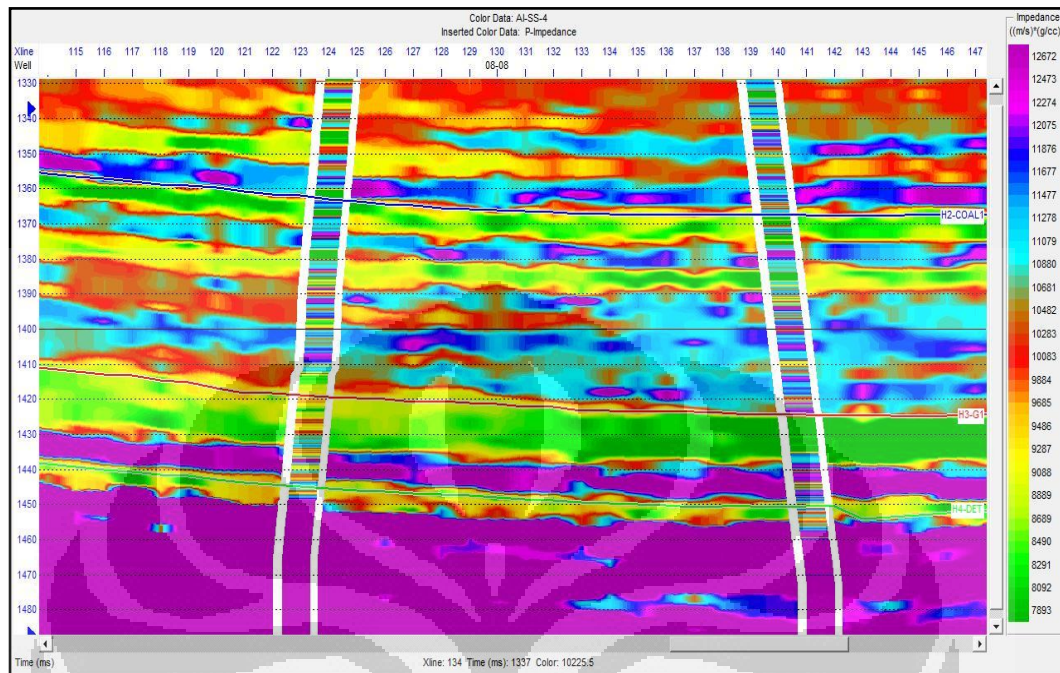


Gambar 5.8. penampang hasil inversi, (A) *acoustic impedance (AI)* dan (B) *shear impedance (SI)* menggunakan metode *linear programing sparse – spike*.

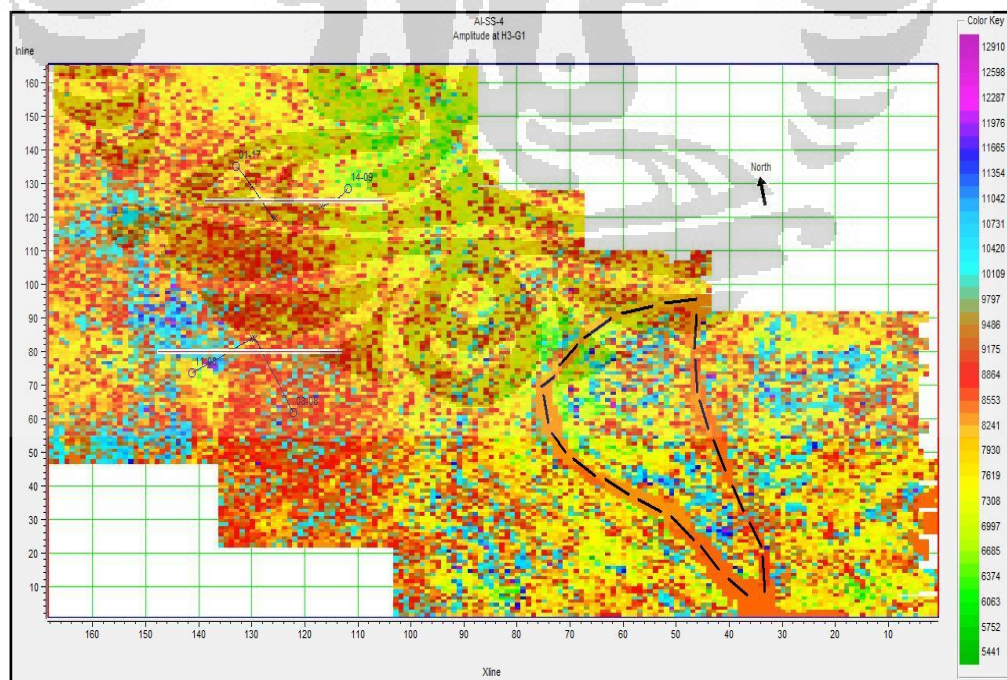
### 5.2.1 Hasil Inversi AI

Pada penampang inversi AI, kita dapat melihat persebaran nilai impedansi akustik yang dapat memisahkan litologi, lapisan *shale* terdapat pada nilai AI antara  $7000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  -  $12000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ , ditunjukkan oleh warna merah hingga biru pada kedalaman 1410ms, pada penampang AI terjadi *overload* antara gas dan

*sand* pada nilai AI antara  $8000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc}) - 9800(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ , ditunjukkan oleh warna hijau hingga kuning pada kedalaman 1415ms – 1430ms.



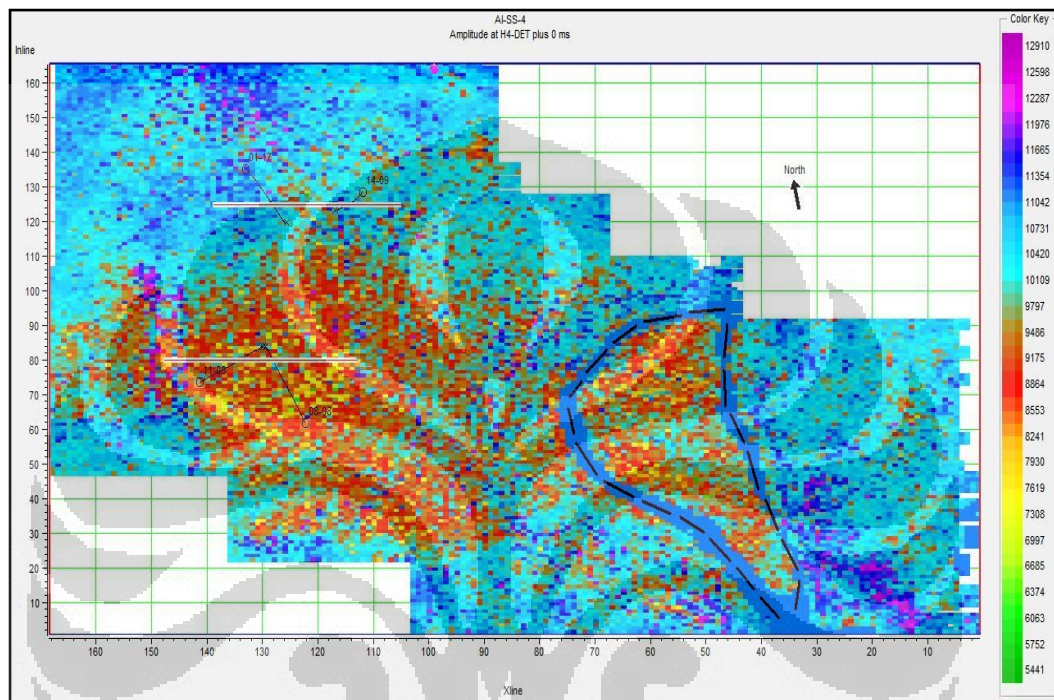
Gambar 5.9. Penampang inversi AI inversi menggunakan metode *linear programming sparse – spike*.



Gambar 5.10. Penampang *time-slice* AI pada horison 3, G1



Pada penampang *time-slice* secara lateral pada horison 3 G1 kedalaman 1410ms, persebaran nilai AI pada daerah barat menunjukkan nilai AI antara  $7000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  -  $9000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  yang merupakan nilai *gas-sand* yang mengalami *overlap*, dan terdapat juga daerah yang memiliki nilai impedansi tinggi yang merupakan daerah *shale*.

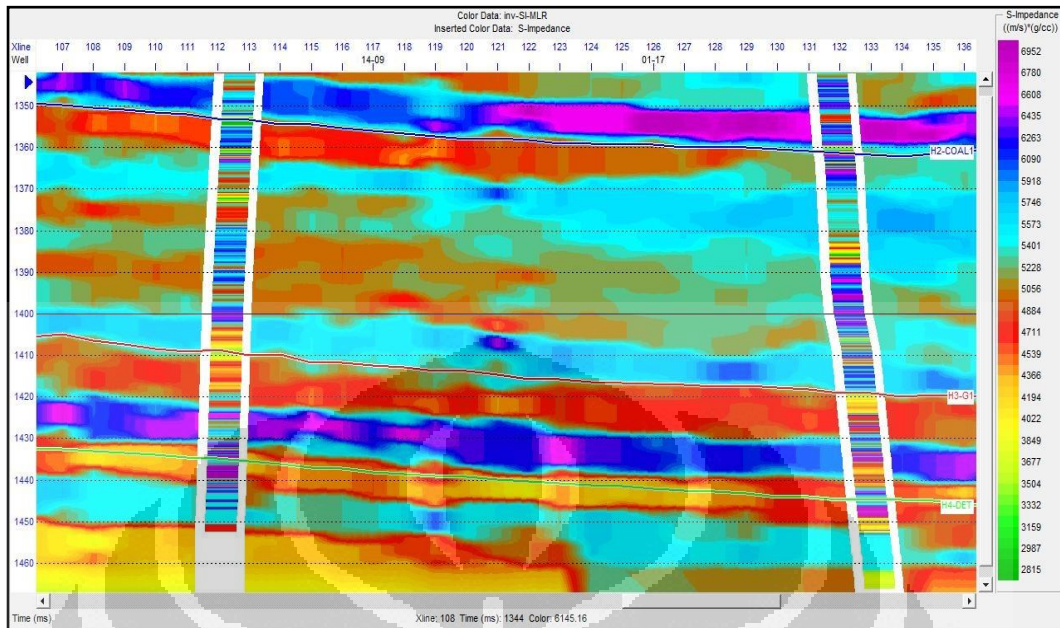


Gambar 5.11. Penampang *time-slice* AI pada horison 4, Detrital

Dari penampang *time-slice* AI pada horizon 4 detrital yang merupakan *bottom* pada reservoir pada kedalaman 1440ms, menunjukkan nilai persebaran AI yang tinggi, yang merepresentasikan zona *shale*, yang merupakan *top-bottom* dari reservoir.

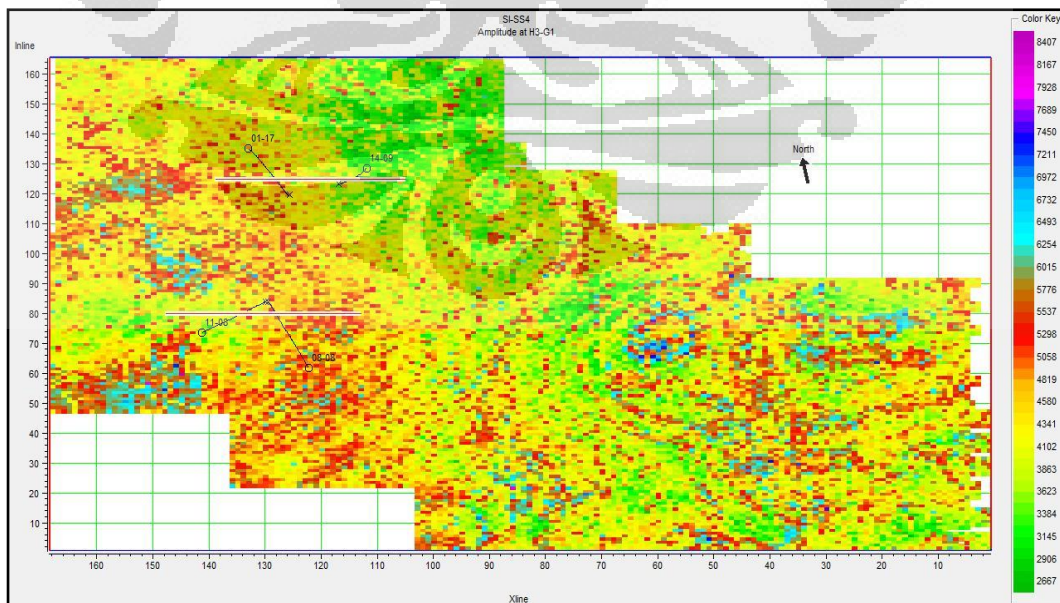
Pada Penampang *time-slice* AI di horizon G1 dan Detrital, pada inline 30 – 80 dan Xline 10 – 100 terdapat jalur seperti *channel* yang terlihat jelas pada *time-slice* AI, jalur tersebut bukanlah *channel* karena dari data geologi tidak menunjukkan adanya *channel* pada daerah tersebut, hal ini disebabkan persebaran nilai AI yang merata pada seluruh daerah studi dan pada daerah tersebut terdapat reflektor yang tegak lurus sehingga menghasilkan nilai amplitudo yang tetap.

## 5.2.2 Hasil Inversi SI



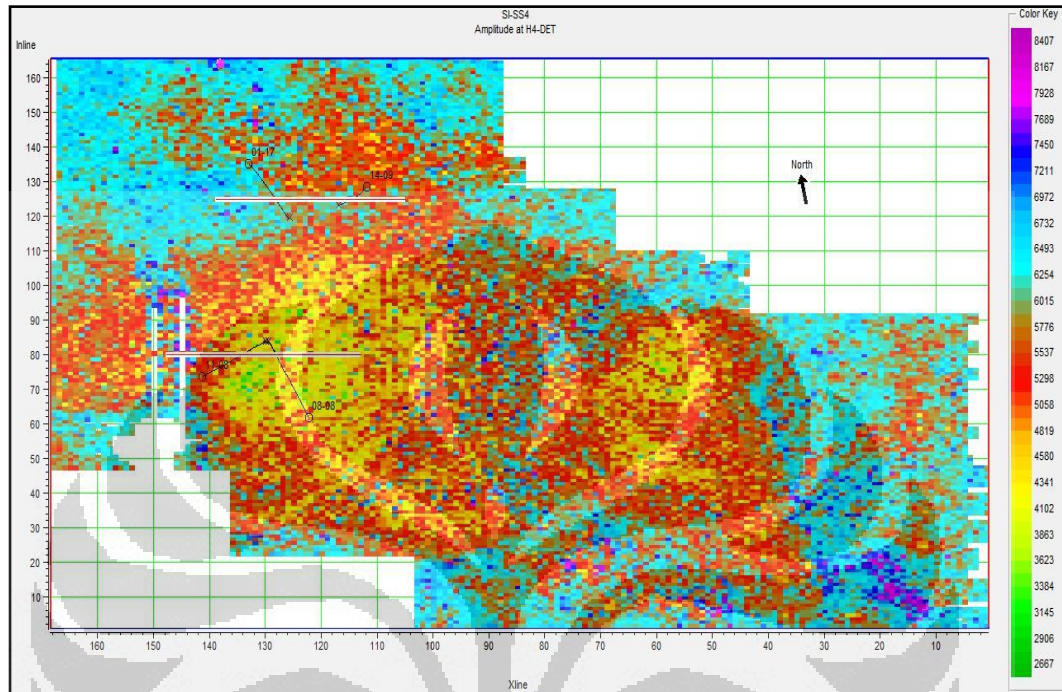
Gambar 5.12. Hasil inversi SI inversi menggunakan metode *linear programing sparse – spike*

Dari hasil inversi S yang didukung oleh hasil penampang *cross-plot* kita dapat memisahkan *fluida* dari litologi sekitar, pada nilai SI antara  $5000(\text{m/s}) * (\text{g/cc})$  -  $6200(\text{m/s}) * (\text{g/cc})$  merupakan zona gas, dan dalam nilai antara  $4000(\text{m/s}) * (\text{g/cc})$  -  $6000(\text{m/s}) * (\text{g/cc})$  terdapat zona *shale*.



Gambar 5.13. Penampang *time-slice* SI pada horizon 3, G1

Pada penampang *time-slice* SI secara lateral pada horison 3 G1 dikedalaman 1410ms, persebaran nilai SI pada daerah barat menunjukkan nilai SI antara  $2800(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  -  $5000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$  yang merupakan nilai gas.



Gambar 5.14. Penampang *time-slice* SI pada horison 4, Detrital

Dari penampang *time-slice* SI pada horison 4 detrital yang merupakan *bottom* pada reservoir pada kedalaman 1440ms, menunjukkan nilai persebaran SI antara  $4000-5000(\text{m/s}) \cdot (\text{g/cc})$ , yang merepresentasikan zona *gas*. Lapisan detrital adalah *base* dari reservoir, ditandai dengan nilai Impedansi yang tinggi, yang merepresentasikan *batuan keras*.

## BAB 6 KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

1. Reservoir yang menjadi target adalah formasi Glauconitic terdapat di kedalaman 1550m - 1600m pada sumur dan 1410ms - 1440ms pada penampang seismik.
2. Target Reservoir memiliki nilai inversi Impedansi Akustik berkisar antara  $7000(\text{m/s}) \cdot (\text{gr/cc}) - 9500(\text{m/s}) \cdot (\text{gr/cc})$  pada kedalaman 1410ms - 1440ms.
3. Reservoir didominasi oleh *sand* memiliki nilai Impedansi Akustik (AI) berkisar antara  $8000(\text{m/s}) \cdot (\text{gr/cc}) - 9500(\text{m/s}) \cdot (\text{gr/cc})$  pada kedalaman 1410ms - 1440ms.
4. Dari hasil inversi Impedansi *shear* (SI), daerah reservoir memiliki nilai impedansi *shear* antar  $5000(\text{m/s}) \cdot (\text{gr/cc}) - 6500(\text{m/s}) \cdot (\text{gr/cc})$  pada kedalaman 1410ms - 1440ms.
5. Dari hasil *cross plot*, fluida yang terdapat pada reservoir adalah gas, memiliki nilai impedansi *shear*  $5200(\text{m/s}) \cdot (\text{gr/cc}) - 6200(\text{m/s}) \cdot (\text{gr/cc})$  dan terdapat di kedalaman 1550m - 1600m dari hasil *cross section*.
6. Inversi AI dan SI menggunakan metode *linear programming sparse - spike*, dapat memetakan persebaran litologi dan fluida.

### 6.2 Saran

1. Untuk mendapatkan hasil inversi impedansi yang baik, proses ekstraksi *wavelet*, *well-seismic tie* harus maksimal.
2. Agar mendapatkan nilai *Shear Impedance* (SI) yang dapat menjadi *fluid indicator*, proses *fluid replacement model* (FRM) yang dilakukan harus tepat.
3. Properti log pada proses *cross-plot* harus ditambah sebagai penguat hasil inversi.
4. Melakukan perbandingan metode inversi *sparse-spike* dengan metode inversi lainnya.

5. Untuk karakteristik reservoir dan fluida yang lebih baik dan detail digunakan metode EI dan LMR.



## DAFTAR ACUAN

- Russell, Brian., 1988. Introduction to Seismic Inversion. SEG. Tulsa.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2000. Strata Analysis Tutorial.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2006, AVO Workshop: Theory and Exercises.
- Russell, B., Hampson, D., Lines, L., A Case Study in The Local Estimation of Share-Wave Logs. Crewes
- Sheriff, R.E., and Geidart, L.P.,1995. Exploration Seismology. 2nd Edition, Cambridge University Press, Tulsa: vi + 592 hlm
- Wibisono, Erlangga., 2009, Analisis Dan Inversi AVO Simultaneous Untuk Mengkarakterisasi Sifat Fisika Batuan: Studi Kasus Batupasir Formasi Gumai Pada Sub Cekungan Jambi, Universitas Indonesia, Depok: xv + 81
- Dufour, Jocelyn. et al.,2002, Integrated geological and geophysical interpretation case study, and Lamé rock parameter extractions using AVO analysis on the Blackfoot 3C-3D seismic data, southern Alberta, Canada, Geophysics, vol 67, P.27-37
- Swisi, Abdulsalam., 2009, Post- and Pre-stack Attribute analysis and inversion of Blackfoot 3D Seismic Dataset. University of Saskatchewan, Saskaton, Saskatchewan: xv + 138
- Margrave, Gary F., et al., 1997, Interpreting channel sand with 3C-3D seismic data. CREWES Research Report, Vol 9, pg.1-10
- Yilmaz, O., 2001, Seismic Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion, Society of Exploration Geophysics.

Partyka, G.A., Gridley, J.M., and Lopez, J., 1999, Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization, The Leading Edge, vol. 18, No. 3, pg. 353-360

Abdullah Agus., 2009, Gassmann Fluid Subtitution, 11 september 2009. <<http://ensiklopediaseismik.blogspot.com/2009/09/gassmann-fluid-subtitution.html>>

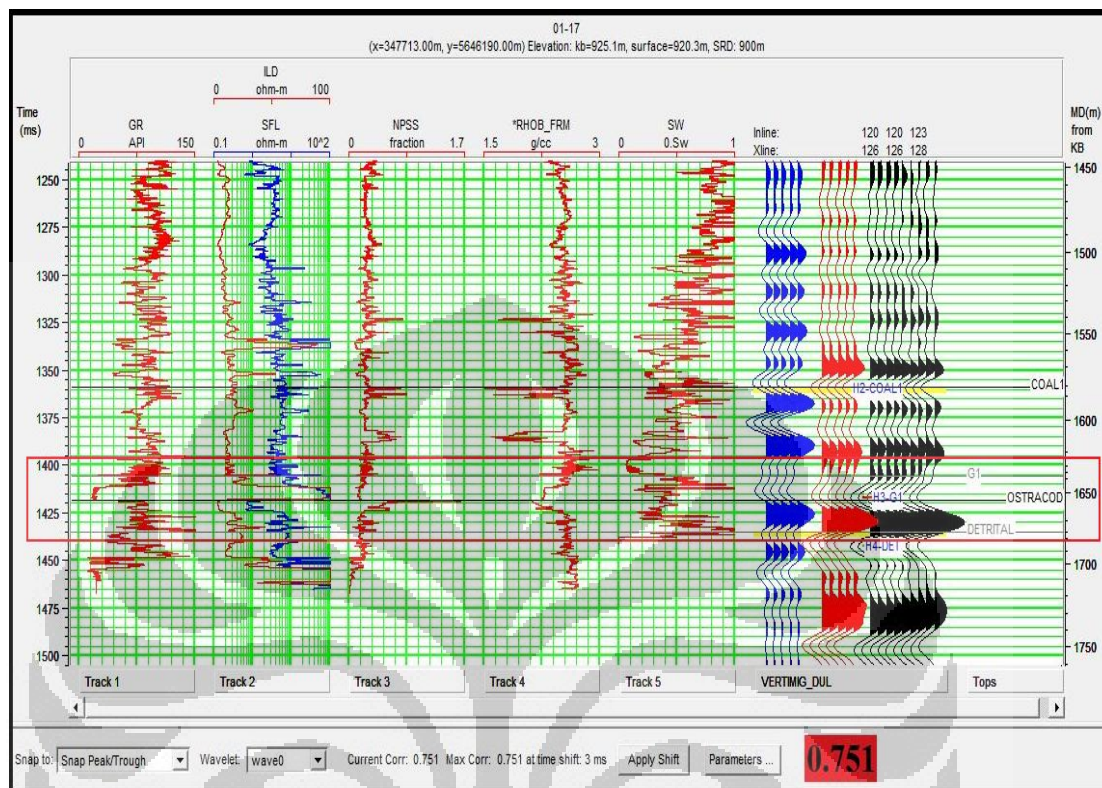
Abdullah Agus., 2007, Polaritas Normal Polaritas reverse, 21 juni 2007 <<http://ensiklopediaseismik.blogspot.com/2007/06/polaritas-normal-porisitas-reverse.html>>

Sukmono, S., 2007, Fundamentals of Seismic Interpretation, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

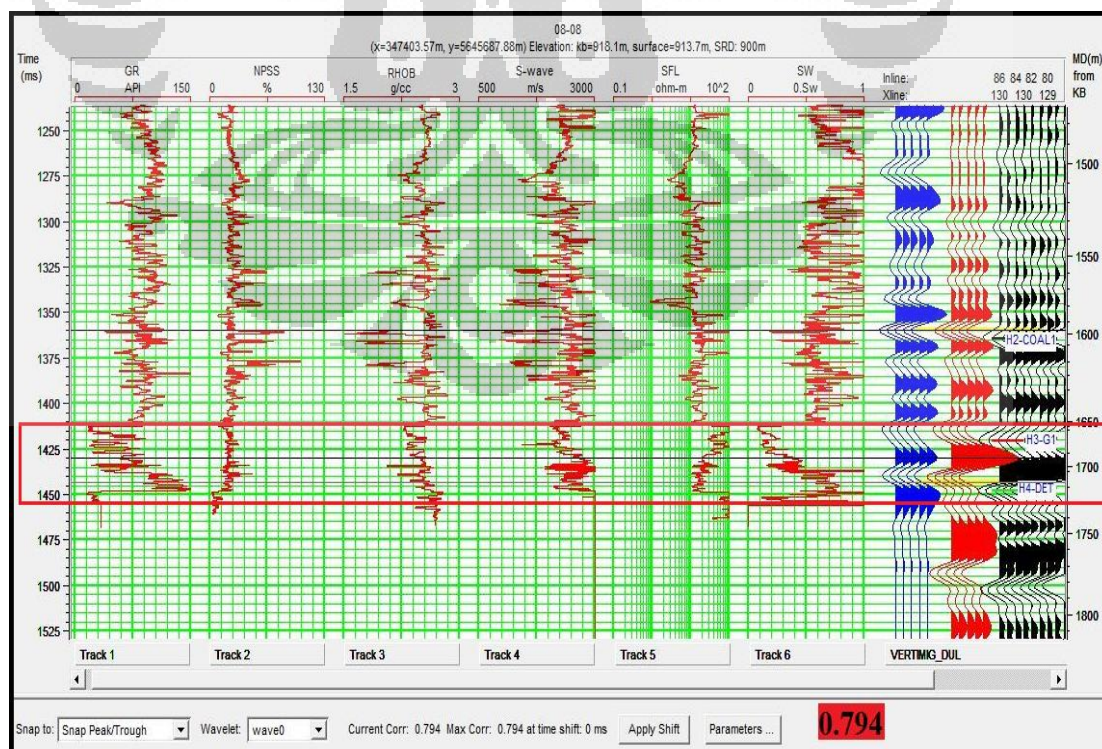
Sukmono, S., 1999, Interpretasi Seismik Refleksi, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.



## LAMPIRAN

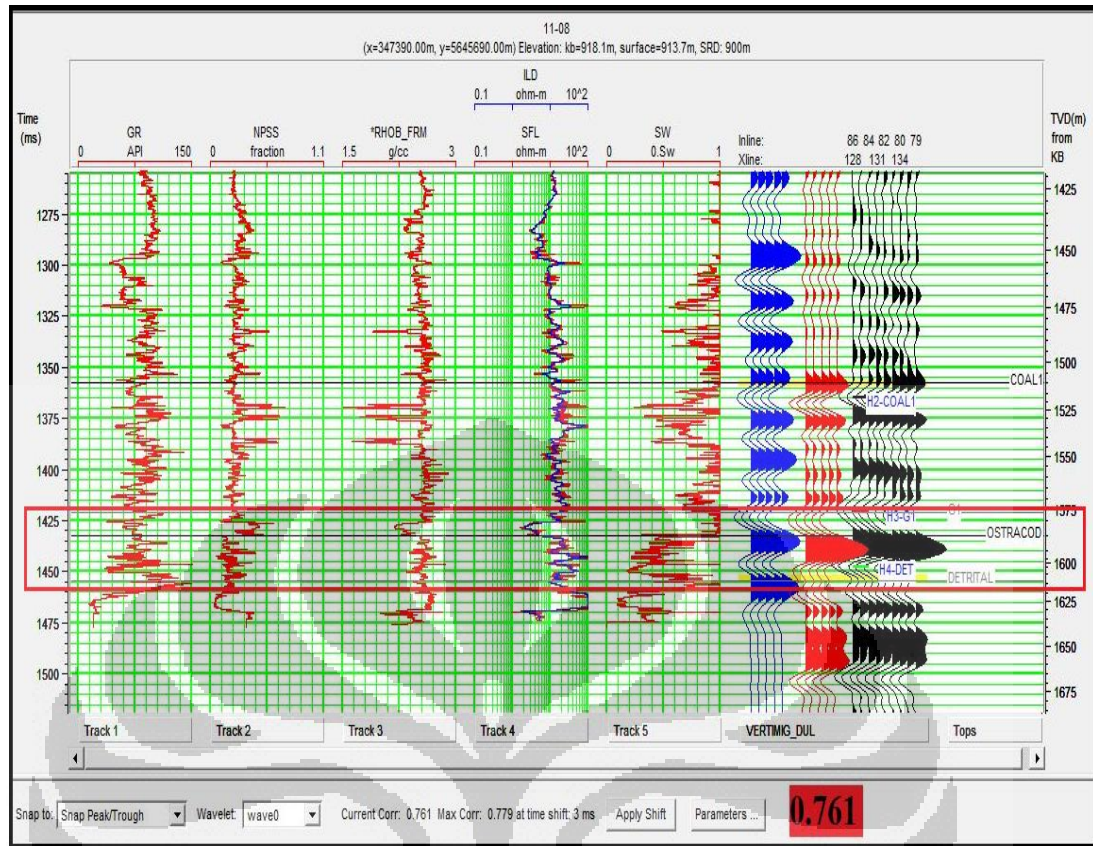


Gambar 1. Penampang seismic-well tie sumur 01-17 dan zona reservoir

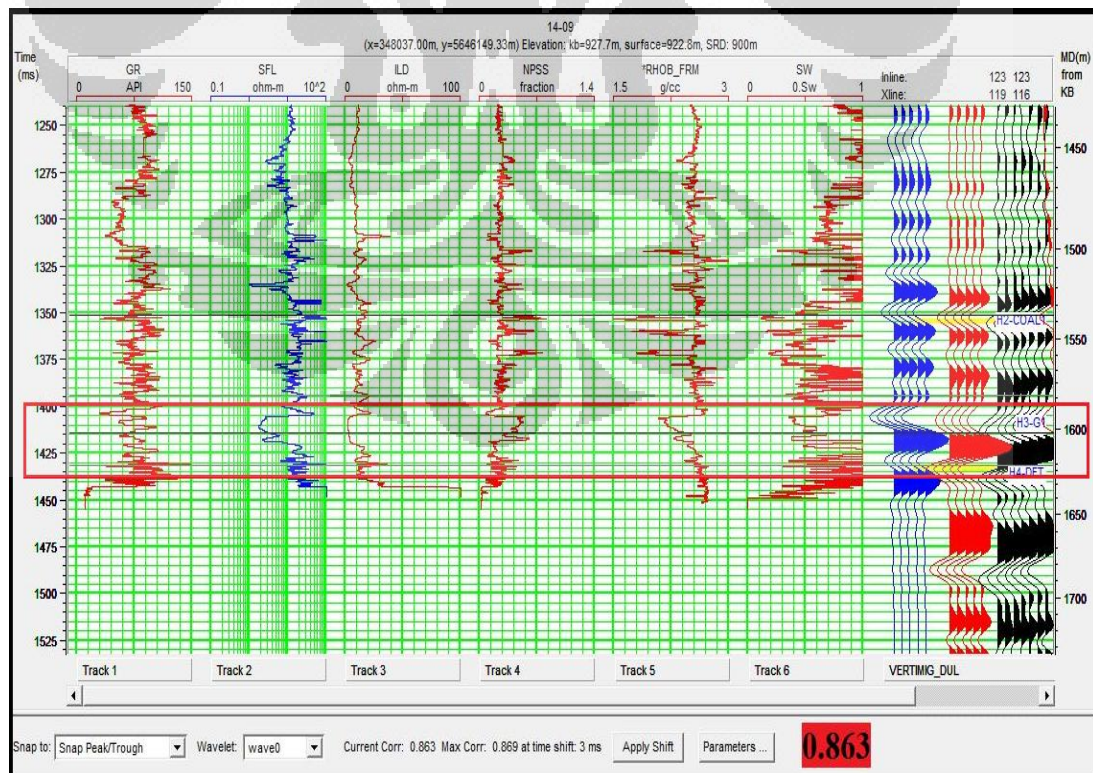


Gambar 2. Penampang seismic-well tie sumur 08-08 dan zona reservoir

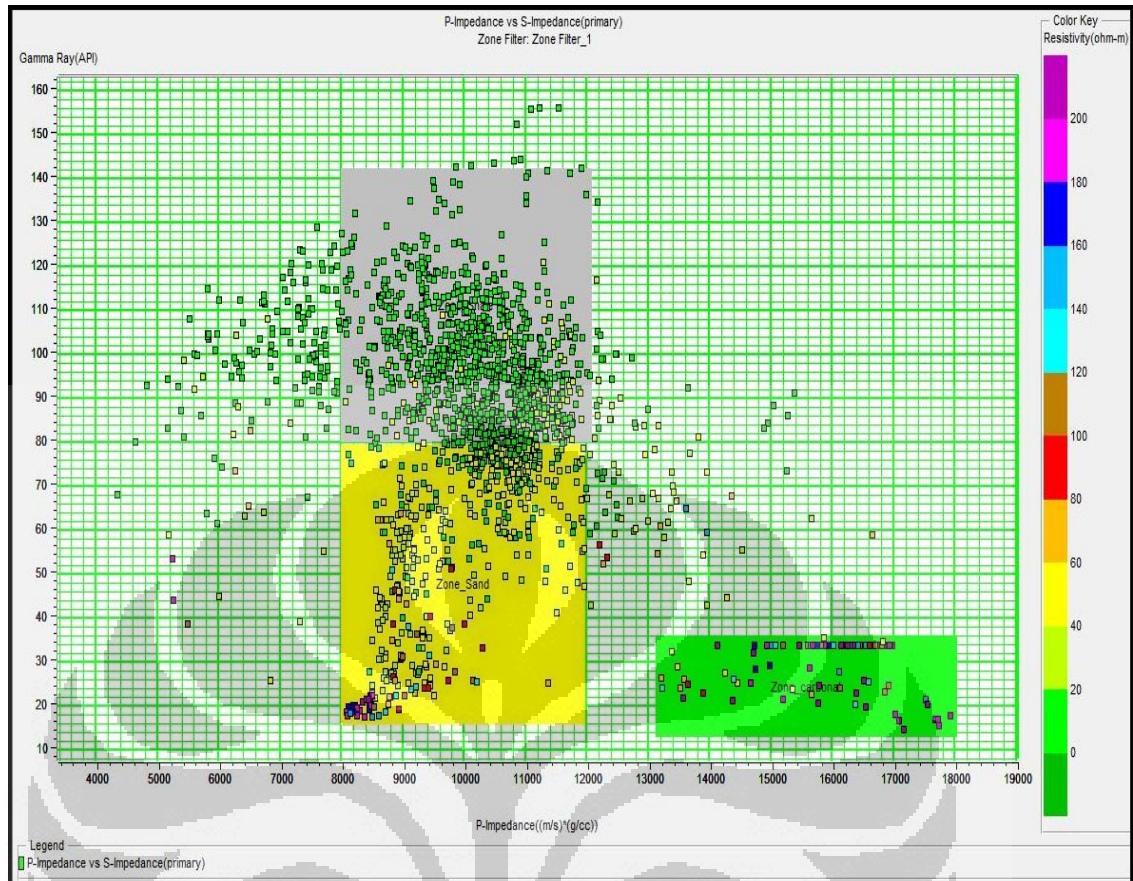




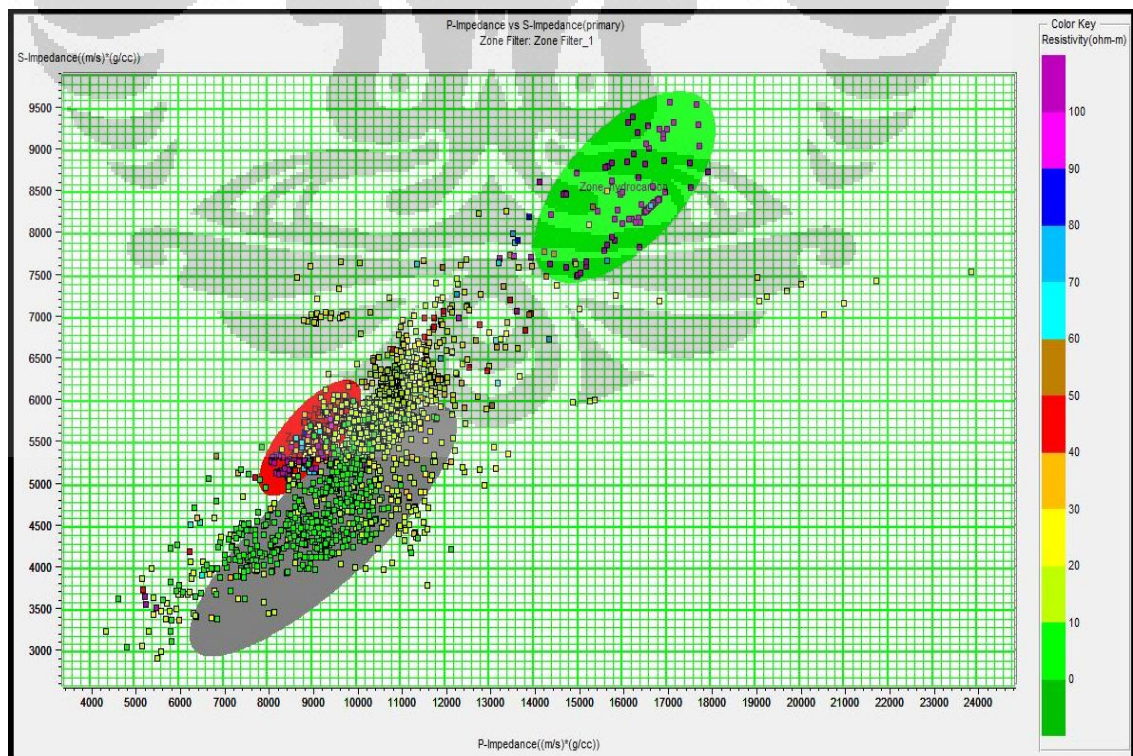
Gambar 3. Penampang seismic-well tie sumur 11-08 dan zona reservoir



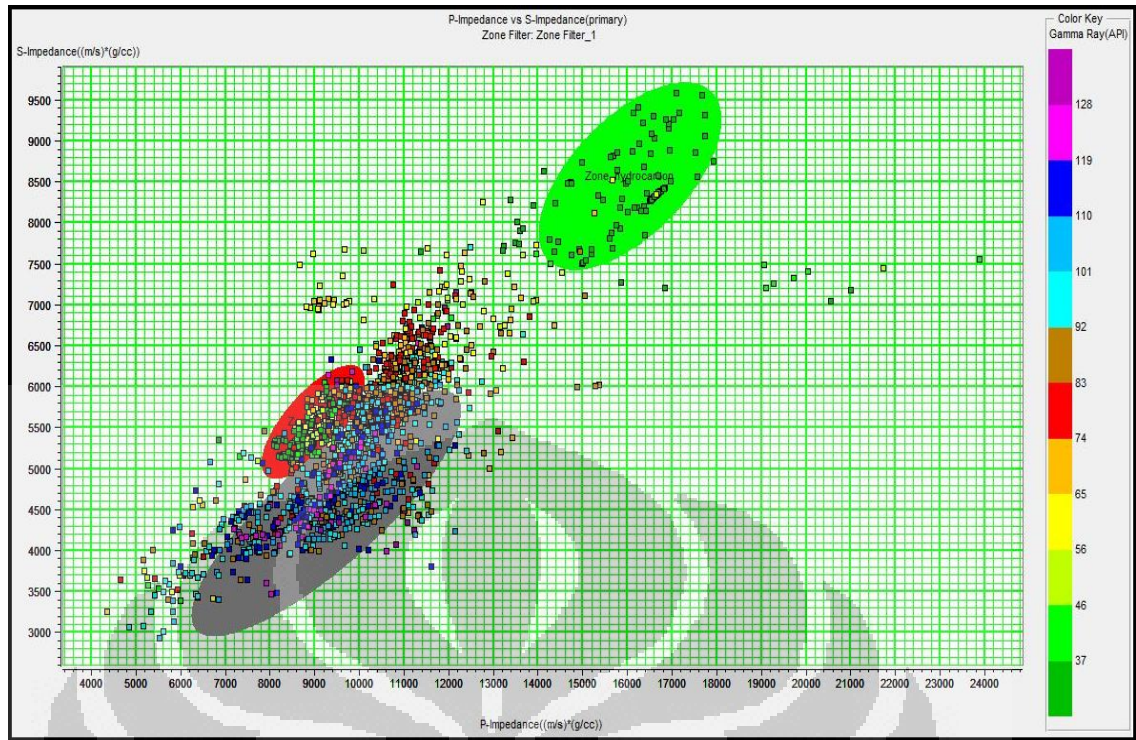
Gambar 4. Penampang seismic-well tie sumur 14-07 dan zona reservoir



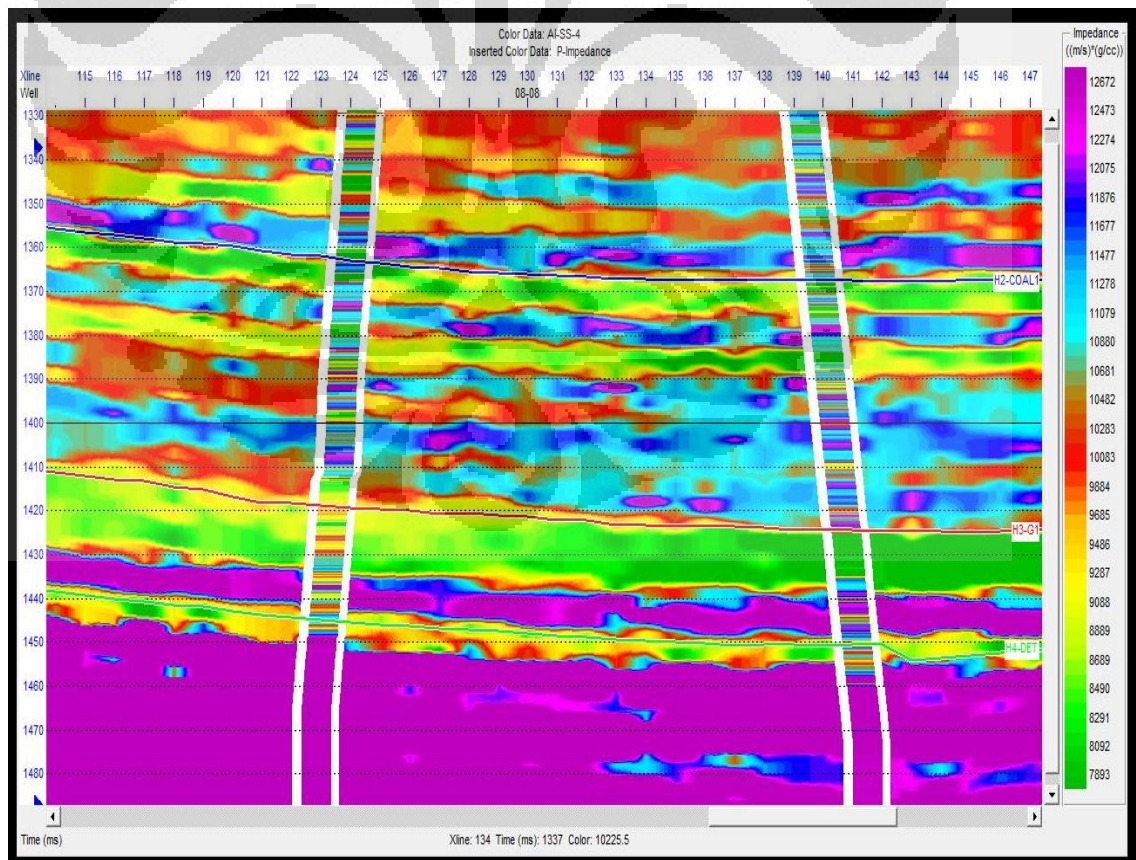
Gambar 5. Penampang cross plot AI dan GR (color key resistivity)



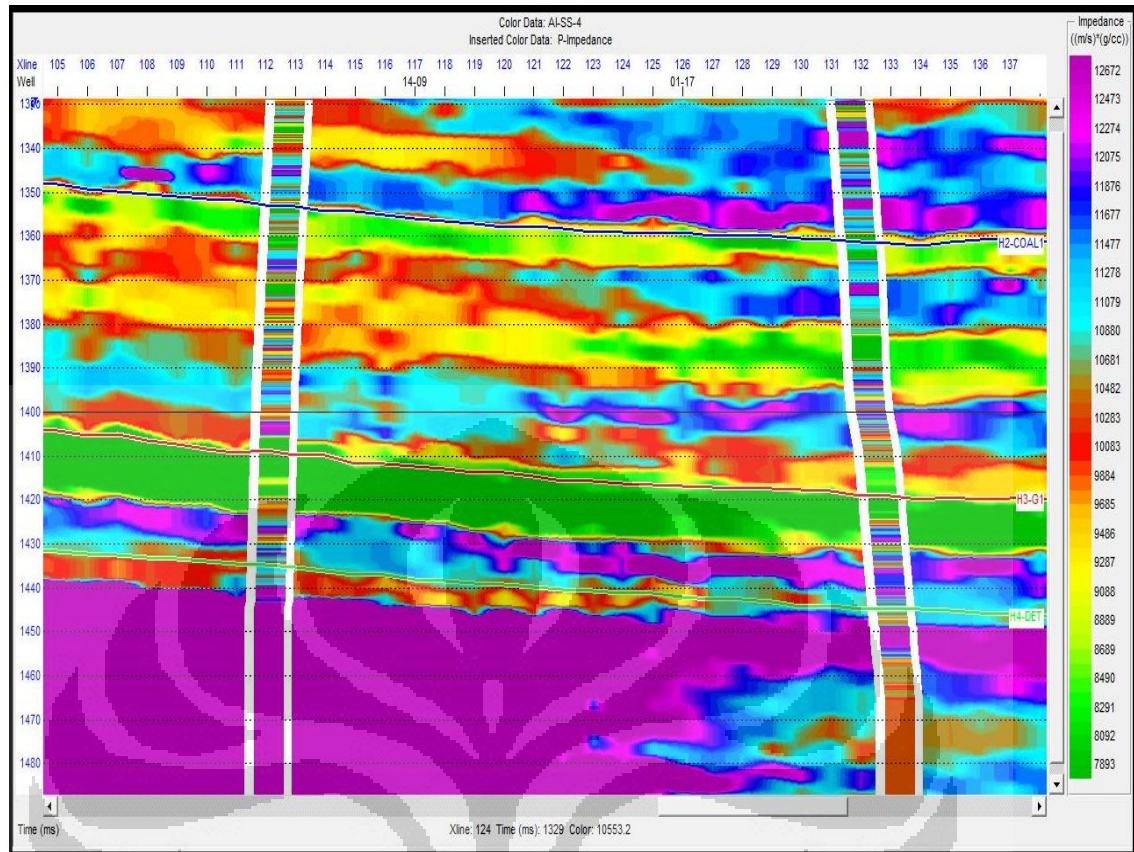
Gambar 6. Penampang cross plot AI dan SI (color key resistivity)



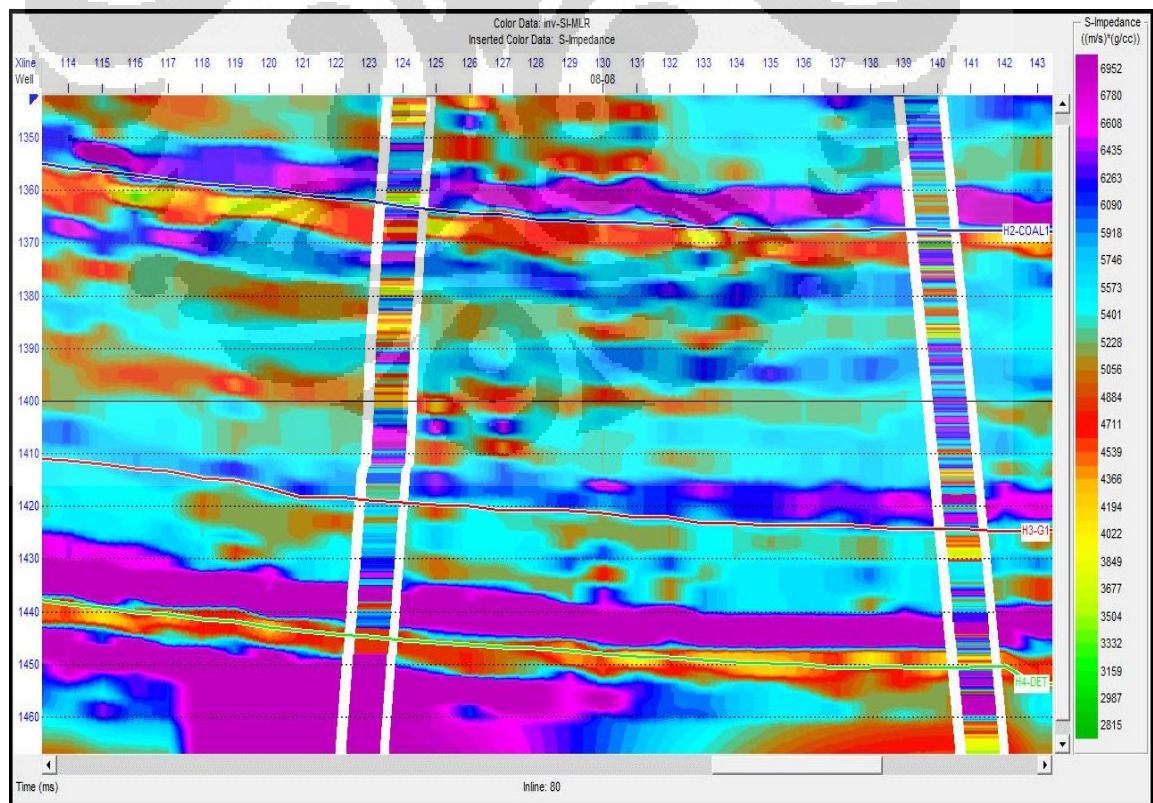
Gambar 7. Penampang cross plot AI dan SI (color key GR)



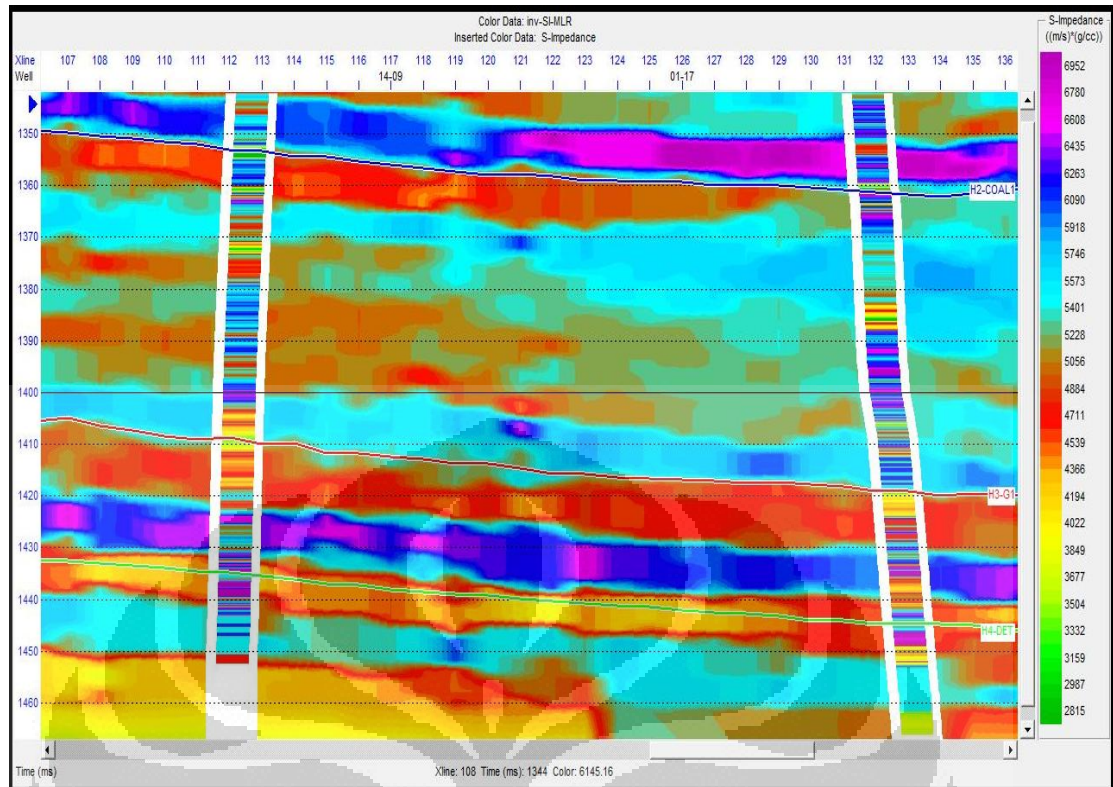
Gambar 8. Penampang hasil Inversi AI (08-08 dan 11-08)



Gambar 9. Penampang hasil Inversi AI (01-17 dan 14-09)



Gambar 10. Penampang hasil Inversi SI (08-08 dan 11-08)



Gambar 11. Penampang hasil Inversi SI (01-17 dan 14-09)