



UNIVERSITAS INDONESIA

**INVERSI SEISMİK SIMULTAN UNTUK MENGEKSTRAK
SIFAT PETROFISIKA RESERVOAR GAS : KASUS
LAPANGAN BLACKFOOT**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister

**BUDI RIYANTO
0806420852**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM PASCASARJANA FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
JUNI, 2010**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Budi Riyanto

NPM : 0806420852

Tanda Tangan :.....

Tanggal :26 Juni 2010

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Budi Riyanto
NPM : 0806420852
Program Studi : Magister Kekhususan Geofisika Reservoar
Judul Tesis : Inversi Seismik Simultan untuk Mengekstrak
Sifat Petrofisika Reservoar Gas : Kasus
Lapangan Blackfoot

Telah berhasil dipertahankan di hadapan dewan penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Fisika, pada Program Studi Kekhususan Geofisika Reservoar, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Abdul Haris ()
Penguji : Prof. Dr. Suprayitno Munadi ()
Penguji : Dr. Waluyo ()
Penguji : Dr. Ricky Adi Wibowo ()

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 8 Juli 2010

Kata Pengantar

Puji dan Syukur kepada Allah Yang Maha Kuasa, atas anugerah-Nya, bimbingan serta jalan keluar, dan atas segala yang diberikan sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini. Tesis yang berjudul “Inversi Seismik Simultan untuk Mengekstrak Sifat Petrofisika Reservoir Gas : Kasus Lapangan Blackfoot” disusun untuk memenuhi salah satu prasyarat menyelesaikan pendidikan di Kekhususan Geofisika Reservoir, Program Pascasarjana Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam Universitas Indonesia

Penulis menyadari bahwa tesis yang telah penulis susun masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu, saran, kritik dan masukan dari semua pihak sangat penulis harapkan demi kesempurnaan laporan ini.

Pada kesempatan ini pula penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada berbagai pihak yang telah membantu baik secara langsung maupun tidak langsung dalam penelitian dan penyusunan Tesis ini. Ucapan terima kasih terutama penulis sampaikan kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Suprajitno Munadi, terimakasih atas kesempatannya untuk berdiskusi dengan bapak semenjak awal penulisan tesis ini.
2. Bapak Dr. Abdul Haris selaku dosen pembimbing yang telah membimbing penulis, sehingga dapat menyelesaikan tesis ini.
3. Seluruh dosen dan staf administrasi Kekhususan Geofisika Reservoir FMIPA UI, terimakasih atas segala bimbingan dan bantuannya.
4. Ibu penulis, Ibu Sutyem yang selalu berdo'a dan mengorbankan segalanya untuk penulis. Serta kakak - kakak penulis (Mbak Sus, Mas Min, Mas Pur, Mbak Anik, Mbak Prapti dan Mas Wid) yang tidak henti - hentinya memberikan dukungan dan motivasi kepada penulis. Saya sangat menyayangi kalian semua. Juga ponakan-ponakan ku yang lucu, Zahwa, Galih, Lintang dan Frisa I love you full.
5. Gadang, Mbak Dyah, Cakra, Tika dan Quin yang menjadi teman diskusi selama ini. Khususnya Gadang yang selalu menjadi teman berkeluh kesah dalam segala hal, malam-malam bermotor berdua ke rumah dosen, ke kampus. Terimakasih "brother hood".

6. Fandy, terimakasih atas masukan dan diskusinya, tempat bertukar fikiran dan gila-gilaan. Selalu sama sejak 10 tahun lalu.
7. Ciani yang tiap hari selalu mengingatkan dan menawarkan bantuan, terimakasih banyak, Mas Adhy terimakasih atas segala bantuan dan informasinya.
8. dr. Yogi, Mas Rudy dan Mas Yoga yang terus kasih semangat di saat – saat jenuh.
9. Teman – teman Geofisika Reservoir UI angkatan 2008 (Tanpa terkecuali).
10. Teman – teman kosan (Mas Arif, Mbak Hana, si endut Yogi, Ryan, Sandi Izham dan Mas Dedi) terimakasih bantuanya.
11. Terima Kasih dan mohon maaf yang sebesar-besarnya kepada pihak-pihak lain yang telah membantu namun terlewatkan oleh penulis.

Semoga tesis ini ada manfaatnya, terutama untuk memperkaya khasanah penelitian dan pendidikan di FMIPA UI pada khususnya dan Indonesia pada umumnya.

Jakarta, Juni 2010

Budi Riyanto

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

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

Nama : Budi Riyanto
NPM : 0806420852
Proram Studi : Kekhususan Geofisika Reservoar
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Tesis

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

“Inversi Seismik Simultan Untuk Mengekstrak Sifat Petrofisika Reservoar Gas : Kasus Lapangan Blackfoot”

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat dan mempublikasikan 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 Jakarta
Pada Tanggal 26 Juni 2010

Yang menyatakan


(Budi Riyanto)

ABSTRAK

Nama : Budi Riyanto
Program Studi : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Inversi Seismik Simultan Untuk Mengekstrak Sifat
Petrofisika Reservoir Gas : Kasus Lapangan Blackfoot

Membangun sebuah model reservoir membutuhkan informasi tentang parameter petrofisika. Parameter ini digunakan sebagai dasar dan masukan untuk analisis karakteristik reservoir yang akan digunakan sebagai penentu arah dan tujuan pengembangan reservoir. Adanya ketidakpastian distribusi spasial sifat petrofisika reservoir menimbulkan beberapa pertanyaan, bagaimana sebaran sifat petrofisika reservoir di setiap tempat dan ke mana arah penyebaran reservoir. Data seismik yang telah termigrasi terkadang masih memperlihatkan karakter refleksi yang kurang jelas sehingga menimbulkan ambiguitas dalam proses interpretasi. Dengan metode inversi seismik, jejak seismik dapat diubah menjadi impedansi akustik yang mewakili sifat fisik lapisan reservoir. Teknik ini mampu mempertajam bidang batas antar lapisan dan memperkirakan ketebalan lapisan.

Telah dilakukan analisis AVO dan inversi seismik simultan untuk mengekstrak sifat petrofisika reservoir gas di lapangan Blackfoot. Dalam inversi simultan, Z_p , Z_s dan densitas dihitung secara langsung dari data *pre-stack gather*. Koefisien k , k_c , m dan m_c dihitung menggunakan data log sumur. ΔL_S dan ΔL_D merupakan deviasi antara data dengan hasil plot hidrokarbon. Setelah melakukan proses inversi dan mendapatkan parameter impedansi P (Z_p) dan impedansi S (Z_s), proses selanjutnya adalah melakukan ekstraksi konstanta-konstanta elastik (inkompresibilitas (λ) & rigiditas (μ)) dan melakukan *cross-plot* antara $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$. Interpretasi kuantitatif dilakukan dengan memprediksi parameter-parameter petrofisika batuan dan arah penyebarannya. Interpretasi kualitatif untuk mengetahui tipe atau jenis batuan dan sebagai indikator ada tidaknya akumulasi hidrokarbon.

Hasil yang diperoleh menunjukkan bahwa ketebalan zona target *channel* Glauconitic yang diperoleh dari data sumur ± 7 m. Analisis AVO mampu mendeteksi keberadaan gas di lapangan Blackfoot tetapi hasilnya masih menimbulkan ambiguitas dalam interpretasi. Keberadaan zona gas terdeteksi di sekitar sumur 01-17 terbukti dengan nilai positif dari *secondary attribute product* ($A*B$) dan anomali negatif dari *secondary attribute scaled Poisson's ratio*. Pemisahan gas jelas terlihat dari hasil inversi simultan parameter petrofisika $\Lambda - \rho$. Sifat petrofisika ini dikaitkan dengan sifat inkompresibilitas fluida. Nilai $\Lambda - \rho$ yang kecil mengindikasikan adanya gas di area ini. Dari hasil penelitian ini secara keseluruhan disimpulkan bahwa lapangan Blackfoot merupakan reservoir *sand*, di mana pada lokasi sekitar sumur 01-17 berisi gas. Gas tersebar secara terbatas di sekitar sumur 01-17

Kata kunci :
AVO, inversi simultan, reservoir, seismik, sifat petrofisika

ABSTRACT

Name : Budi Riyanto
Study Program : Reservoir Geophysics
Title : Simultaneous Seismic Inversion to Extract Petrophysical Properties of Gas Reservoir: Case Study of Blackfoot Field

Reservoir model building needs petrophysical parameter information. This parameter is used as a base and input to analyze the characteristic of the reservoir which will be used as a guidance for reservoir development. The uncertainty of spatial distribution of the reservoir's petrophysic leads to questions, how is the spreads of the petrophysical parameter and where is the direction of the reservoir extension. Migrated seismic data sometime shows unclear reflection character which causing ambiguity in the interpretation. With seismic inversion method, seismic trace can be changed into acoustic impedance which represent the physical property of the reservoir layer. This technique enhance the layer boundary and give an estimation of layer thickness.

An AVO analysis and simultaneous seismic inversion have been applied to extract the petrophysic property of gas reservoir in Blackfoot field. In simultaneous inversion, Z_p , Z_s and density calculated directly from pre-stack gather data. k , k_c , m and m_c calculated using well log data. ΔL_S and ΔL_D are the deviation between data with hydrocarbon plot result. After the inversion process and generating P-impedance parameter (Z_p) and S-impedance (Z_s), the next process is to extract elastic constants (incompressibility (λ) & rigidity (μ)) and generate a *cross-plot* between $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$. Qualitative interpretation has been done by prediction of rock petrophysic properties and direction of its extends. This interpretation is used to determine the rock type and as an indicator of hydrocarbon existence.

The result shows that the thickness of the target zone Glauconitic channel which is given by the well data is ± 7 m. AVO analysis is able to detect the gas existence in Blackfoot field, but the result is still giving ambiguity in interpretation. The gas zone detected in the surrounding of well 01-17, proved by the positive value of *secondary attribute product* ($A*B$) and the negative anomaly of *secondary attribute scaled Poisson's ratio*. Gas separation is clearly visible as a result of simultaneous inversion from petrophysical parameter $\text{Lambda} - \text{Rho}$. This petrophysical properties is then correlated with the fluid incompressibility. Small value of $\text{Lambda} - \text{Rho}$ indicates the gas existence in the area. From the result of this research it is concluded that in general the Blackfoot field is a sand reservoir, where in the location near well 01-17 is filled with gas. The gas has a limited spreads around well 01-17

Key words:

AVO, simultaneous inversion, reservoir, seismic, petrophysical property

DAFTAR ISI

Halaman Judul	i
Halaman Pernyataan Orisinalitas	ii
Halaman Pengesahan	iii
Kata Pengantar	iv
Abstrak	vii
Abstract	viii
Daftar isi	ix
Daftar Gambar	xi
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Identifikasi Masalah	2
1.3 Maksud dan Tujuan	2
1.4 Sistematika Penulisan	3
BAB II GEOLOGI LAPANGAN BLACKFOOT	4
BAB III DASAR TEORI	
III.1 Sinyal dan Sistem	7
III.2 Sinyal Seismik	9
III.3 Hukum Snellius pada Gelombang Seismik	10
III.4 Koefisien Refleksi dan Transmisi	12
III.5 Persamaan Zoeppritz dan Konsep <i>Pre – Stack AVO</i>	13
III.6 Lambda – Mu – Rho (LMR)	16
BAB IV PENGOLAHAN DATA	
IV.1 Alat dan Bahan	19
IV.2 Analisis Penentuan Target dan Persiapan Data	19
IV.3 Inversi Simultan Lambda – Rho & Mu – Rho	25
IV.3.1 Parsial Stack	25
IV.3.2 Estimasi Wavelet	27
IV.3.3 Inversi untuk menentukan Z_p dan Z_s	27
IV.3.4 Interpretasi Lambda – Mu – Rho	32
IV.4 Diagram Alir Pengolahan Data	33
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN	

V.1	Analisis AVO	34
V.2	Inversi Simultan	39
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN		
VI.1	Kesimpulan	48
VI.2	Saran	49
REFERENSI		
LAMPIRAN A ANALISIS SENSITIFITAS		
		52



DAFTAR GAMBAR

- Gambar 2.1 Lokasi daerah penelitian, lapangan Blackfoot
- Gambar 2.2 Stratigrafi lapangan Blackfoot, tanda elips merah merupakan zona target yang merupakan chanel Glauconitic (reka ulang dari Miller, 1996)
- Gambar 3.1 Trace kompleks, bagian riil dan imajiner
- Gambar 3.2 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium
- Gambar 3.3 Koefisien refleksi sudut datang nol (reka ulang dari Munadi, 1991)
- Gambar 3.4 Analisis AVO, contoh AVO kelas III, terjadinya kenaikan amplitudo dengan semakin bertambahnya offset
- Gambar 3.5 Klasifikasi kelas AVO (Rutherford & Williams, 1989)
- Gambar 3.6 Garis Mudrock, dengan V_p/V_s konstan, persamaan Gardner pada AVO, cross plot intersep (A) dan gradien (B) (Castagna et al., 1998)
- Gambar 3.7 Interpretasi *cross plot* λ -rho vs μ -rho (Goodway et al., 1997)
- Gambar 4.1. Zona target sumur 01-17, data log gamma ray, densitas, NPSS, Resistivitas, SP dan P-wave. Cross over antara data log NPSS dan Densitas.
- Gambar 4.2 Anomali pada data *stack* seismik pada kedalaman Glauconitic, yang merupakan bagian dari Group Manville.
- Gambar 4.3 Seismik *gather Inline 15 Xline 15*, data *gather* sudah mengalami proses *outer mute* sehingga tidak diperlukan lagi *mute*.
- Gambar 4.4 Seismik *gather* setelah *bandpass filter* (5-10-30-80) *Inline 15 Xline 15* hasil filter data terlihat lebih bersih
- Gambar 4.5 Seismik *gather* setelah *supergather Inline 15 Xline 15*, *random noise* efektif berkurang setelah proses *supergather*
- Gambar 4.6 Seismik *gather* setelah *trims statics*, *traces* seimik terlihat lebih lurus setelah proses *trims statics*

- Gambar 4.7 *Well seismic tie* dengan sumur 01-17, besarnya koefisien korelasi 0.773
- Gambar 4.8 *Well seismic tie* dengan sumur 05-16, besarnya koefisien korelasi 0.632.
- Gambar 4.9 *Well seismic tie* dengan sumur 08-08, besarnya koefisien korelasi 0.645
- Gambar 4.10 *Well seismic tie* dengan sumur 12-16, besarnya koefisien korelasi 0.765
- Gambar 4.11a Parsial stack near offset, sudut $5^{\circ} - 15^{\circ}$
- Gambar 4.11b Parsial stack middle offset, sudut $15^{\circ} - 25^{\circ}$
- Gambar 4.11c Parsial stack middle offset, sudut $25^{\circ} - 35^{\circ}$
- Gambar 4.12 Analisis wavelet parsial stack, near, middle dan far offset
- Gambar 4.13 Korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 01-17 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.836
- Gambar 4.14 Korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 05-16 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.916
- Gambar 4.15 Korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 08-08 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.802
- Gambar 4.16 Korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 12-16 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.864
- Gambar 4.17 Analisis pada data *gather* sintetis, *Inline 15 Xline 51 - 61*. Dari analisis AVO menunjukkan bahwa data masuk dalam AVO kelas III
- Gambar 4.18 *Well color data plot* 4 sumur, interpretasi $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$ dan $\ln(\rho)$ untuk penentuan k , k_c , m , m_c , ΔL_S dan ΔL_D
- Gambar 4.19 Model impedansi yang dibuat berdasarkan data 4 sumur dengan range impedansi 4500 - 17000 (m/s)*(g/cc)
- Gambar 4.20 Diagram alir pengolahan data
- Gambar 5.1 *Product* intersep dan gradien ($A*B$) pada data seismik *Xline 47*, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16, jangkauan data -1 s/d 1
- Gambar 5.2 *Scaled Poisson's Ratio* pada data seismik *xline 47*, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16, jangkauan data -1 s/d 1

- Gambar 5.3 Peta intersep (A) AVO pada horison *gth top chanel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru
- Gambar 5.4 Peta gradien (B) AVO pada horison *gth top chanel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru
- Gambar 5.5 Peta *secondary attribute product* (A*B) pada horison *gth top chanel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru
- Gambar 5.6 Peta *secondary attribute scaled Poisson's ratio* pada horison *gth top chanel* Glauconitic
- Gambar 5.7 Ekstraksi Z_p pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16
- Gambar 5.8 Ekstraksi Z_s pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16
- Gambar 5.9 Ekstraksi parameter petrofisika $\Lambda - \rho$ pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16
- Gambar 5.10 Ekstraksi parameter petrofisika $\mu - \rho$ pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16
- Gambar 5.11 Peta parameter petrofisika $\Lambda - \rho$ pada *top chanel* Glauconitic
- Gambar 5.12 Peta parameter petrofisika $\mu - \rho$ pada *top chanel* Glauconitic
- Gambar 5.13 *Cross plot* $\Lambda - \rho$ terhadap $\mu - \rho$ untuk penentuan zonasi *gas sand* pada lapangan Blackfoot
- Gambar 5.14 Sebaran *gas sand* pada data seismik *Xline* 47 lapangan Blackfoot, hasil *cross plot* $\Lambda - \mu - \rho$

BAB I

PENDAHULUAN

I.1 Latar Belakang

Membangun sebuah model reservoir membutuhkan informasi tentang parameter petrofisika. Parameter ini digunakan sebagai dasar dan masukan untuk analisis karakteristik reservoir yang akan digunakan sebagai penentu arah dan tujuan pengembangan reservoir. Ilmu geofisika memberikan informasi yang berharga pada geometri dan distribusi internal reservoir. Informasi tersebut dapat dikaitkan dengan sifat konektivitas dan heterogenitas reservoir.

Pemrosesan data seismik merupakan tahapan yang penting karena tahap ini akan menentukan kualitas data yang akan diinterpretasi. Data seismik yang telah termigrasi terkadang masih memperlihatkan karakter refleksi yang kurang jelas sehingga menimbulkan ambiguitas dalam proses interpretasi. Oleh karena itu dibutuhkan pemrosesan dan analisis sinyal seismik yang sesuai dengan karakteristik sinyal tersebut.

Inversi seismik adalah suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol. Teknik ini merupakan kebalikan dari teknik pemodelan maju atau *forward modelling*. Teknik pemodelan maju menghasilkan penampang seismik sintetik berdasarkan model bumi.

Data seismik secara umum mencerminkan bidang batas perlapisan batuan, sehingga kemungkinan timbul kesalahan interpretasi karakterisasi reservoir cukup besar. Dengan metode inversi seismik, jejak seismik dapat diubah menjadi impedansi akustik yang mewakili sifat fisik lapisan reservoir. Teknik ini mampu mempertajam bidang batas antar lapisan dan memperoleh perkiraan ketebalan lapisan.

Melalui interpretasi kuantitatif, dapat diprediksi parameter-parameter fisika batuan, misalnya untuk mengetahui porositas reservoir dan arah

penyebarannya. Hubungan ini dilakukan melalui analisis petrofisika dengan memadukan antara hasil inversi seismik dengan data log sumur. Melalui interpretasi kualitatif, tipe atau jenis batuan dapat dibedakan, bahkan dapat dihubungkan langsung sebagai indikator ada tidaknya akumulasi hidrokarbon.

Fatti et al. (1994) melakukan studi menggunakan analisis AVO dengan teknik *Geostack*. Salah satu output dari analisis ini adalah suatu set indikator hidrokarbon langsung (DHI) yang disebut sebagai “*fluid factor*”.

Goodway et al. (1997) menyebutkan bahwa *Lambda-Rho* dan *Mu-Rho* yang diperoleh dari inversi seismik mampu mempertajam indikasi zona reservoir.

I.2 Identifikasi Masalah

Tidak semua gas di dalam reservoir teridentifikasi langsung dari data *post-stack*. Adanya ketidakpastian distribusi spasial sifat petrofisika reservoir menimbulkan beberapa pertanyaan, bagaimana sebaran sifat petrofisika reservoir di setiap tempat? Kemana arah penyebaran reservoir? maka dirumuskan permasalahan sebagai berikut:

1. Identifikasi data sumur
2. Identifikasi data *post-stack*
3. Analisis AVO
4. Inversi seismik simultan, inversi *Lambda-Mu-Rho* (LMR)

I.3 Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dari penulisan tesis ini adalah untuk memenuhi salah satu prasyarat menyelesaikan pendidikan di Kekhususan Geofisika Reservoir, Program Pascasajana Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Hasil penelitian ini diharapkan memberikan manfaat berupa penambahan pengetahuan dan kajian aplikatif analisis data seismik. Selain itu hasil penelitian diharapkan dapat mengatasi kelemahan metode lain dalam penggambaran struktur bawah permukaan secara lebih detail, meminimalisir ambiguitas interpretasi data seismik yang disebabkan karena karakter refleksi yang kurang jelas dan

memberikan arah yang lebih jelas bagi pengambil keputusan dan kontrol, serta dapat dijadikan masukan bagi perusahaan dalam penentuan kebijakan-kebijakan yang berkaitan dengan usaha pengembangan suatu reservoir minyak dan gas bumi.

I.4 Sistematika Penulisan

Pada BAB I Pendahuluan, dijabarkan latar belakang penulisan tesis, identifikasi masalah, maksud dan tujuan penulisan dan tentang sistematika penulisan tesis ini.

Pada BAB II Geologi Lapangan Blackfoot, dijelaskan secara umum kondisi geologi lapangan Blackfoot. Mencakup pula lokasi dari lapangan Blackfoot, stratigrafi dan petroleum sistem lapangan ini.

BAB III Dasar Teori, pada bab ini diulas tentang berbagai hal yang berkaitan dengan seismik. Pengertian sinyal, sinyal seismik, Hukum Snellius pada gelombang seismik, tentang koefisien refleksi dan transmisi, tentang Persamaan Zoeppritz dan *Pre – Stack AVO* dan tentang atribut seismik *Lambda-Mu-Rho*.

BAB IV Pengolahan Data, pada bab ini dibahas mulai dari data yang digunakan, analisis penentuan target dan persiapan pengolahan data, penjabaran tentang inversi simultan yang meliputi pembuatan *angle gather*, estimasi R_p dan R_s , inversi untuk penentuan Z_p dan Z_s , prosedur interpretasi *Lambda-Mu-Rho* serta penyajian diagram pengolahan data.

Pada BAB V Hasil dan Pembahasan. Bab ini mengulas secara mendalam hasil pengolahan data yang meliputi analisis AVO dan analisis inversi simultan. Pembahasan mengenai peta atribut dan sebaran parameter petrofisika batuan pada lapangan Blackfoot.

BAB VI Kesimpulan dan Saran. Bab ini berisi kesimpulan yang bisa ditarik dari hasil penelitian dan saran untuk penelitian selanjutnya.

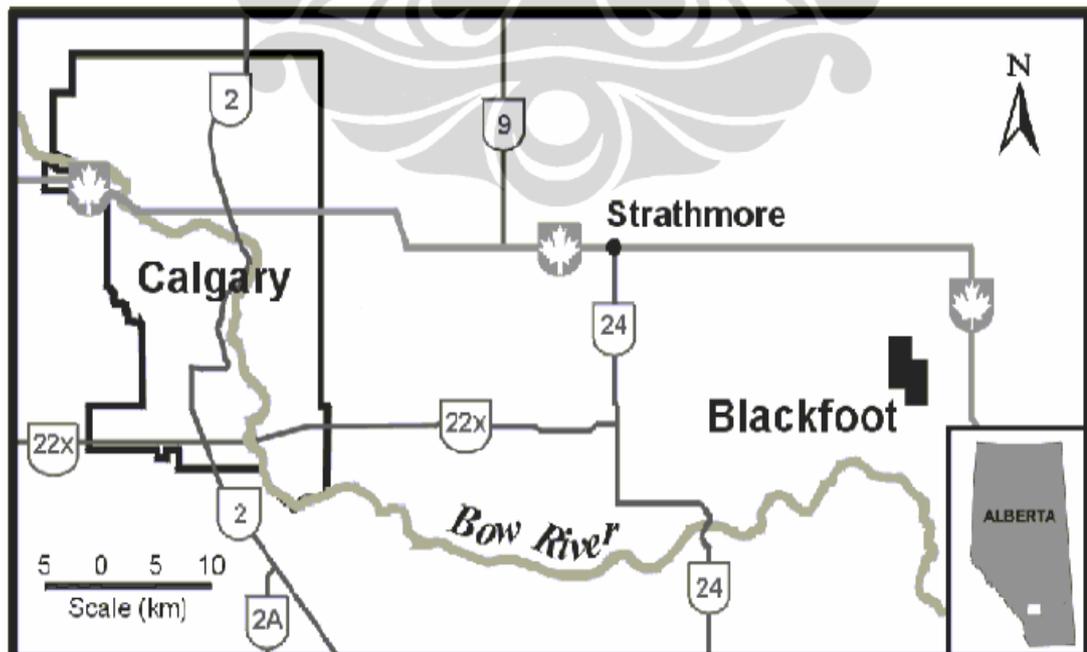
BAB II

GEOLOGI LAPANGAN BLACKFOOT

Lapangan Blackfoot terletak sekitar 15 Km di sebelah tenggara kota Strathmore, Alberta Canada. Secara detail geologi lapangan Blackfoot dibahas oleh Miller (1996). Formasi Glauconitic merupakan target reservoir lapangan ini. Formasi ini merupakan sedimen dari *incised valley fill*. Pada formasi Detrital ditemukan juga *incised valley fill* yang distribusinya bervariasi pada tiap-tiap kedalaman.

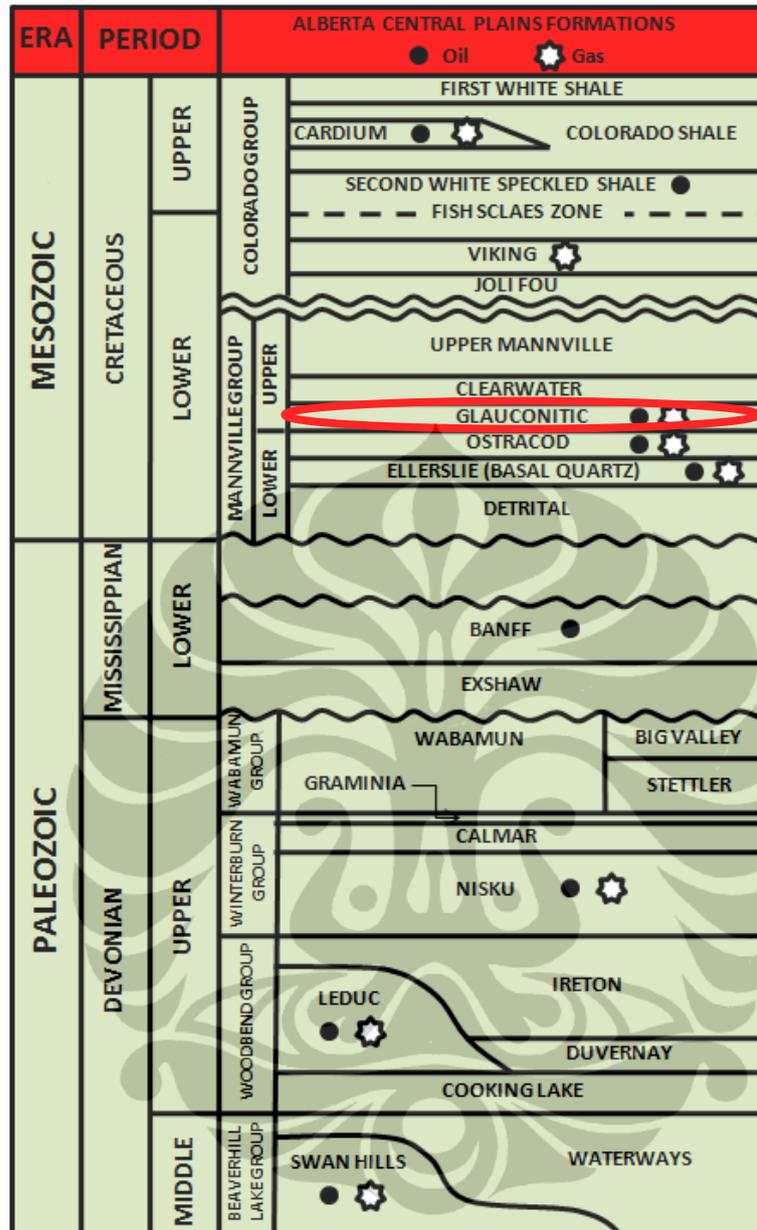
Formasi Glauconitic terdiri dari kwarsa batu pasir dengan ukuran butir sangat halus sampai dengan sedang. Lapisan Ostracode berada di bawah grup Glauconitic, lapisan ini didominasi oleh *shale*, batu gamping berfosil serta lapisan *siltstone* yang tipis. Di bawah grup Ostracod ditemukan lapisan *shale* Bantry yang tipis dan mempunyai kecepatan rendah.

Grup Sunburts terdiri atas lapisan batu pasir dan mengandung hidrokarbon, terbentuk dari *sub-litharenites* dan *quartzarenites*. Secara umum formasi Detrital terbentuk oleh litologi heterogen yang terdiri dari bongkah rijang, *lithic sandstones*, *siltstone* dan batuan lempung.



Gambar 2.1 Lokasi daerah penelitian, lapangan Blackfoot

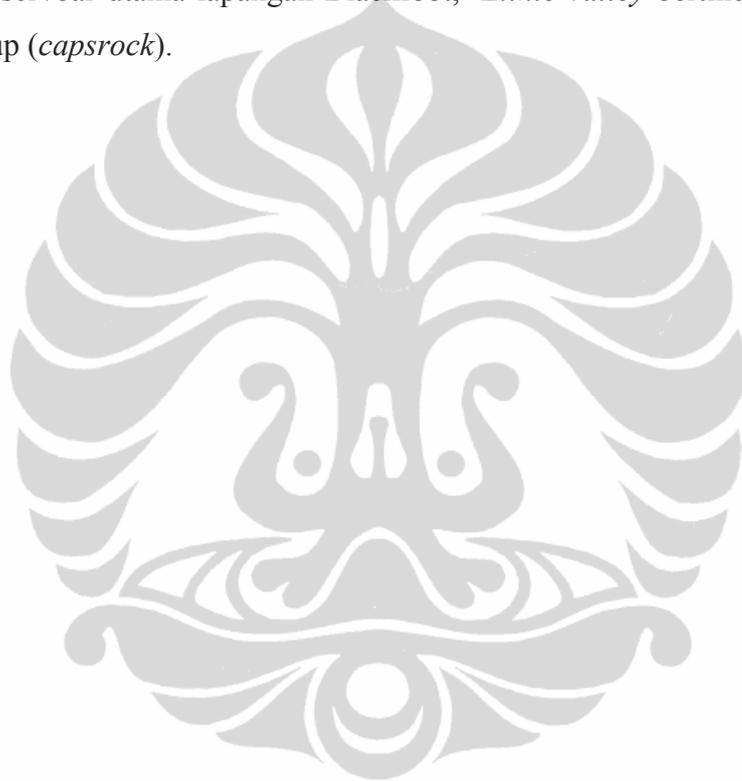
Universitas Indonesia



Gambar 2.2 Stratigrafi lapangan Blackfoot, tanda elips merah merupakan zona target yang merupakan *channel* Glauconitic (reka ulang dari Miller, 1996)

Petroleum sistem lapangan Blackfoot terdiri atas jebakan struktur dan stratigrafi. Hidrokarbon terjebak pada *channels* yang *porous*. Hidrokarbon di daerah ini didominasi oleh minyak dan sedikit ditemukan gas. *Channels* lapangan Blackfoot dibentuk oleh arus purba yang berorientasi dari arah selatan ke utara.

Glaucinitic *sandstone* berada pada kedalaman 1550 m dengan ketebalan bervariasi antara 0 – 35 m. Terdapat model pengisian sedimen, pertama adalah grup bawah (*Lower Valley*) yang terdiri atas grup Glaucinitic berupa kwarsa batu pasir dengan porositas rata-rata 18 %, kedua merupakan grup tengah (*Lithic Valley*) merupakan *lithic sandstone* yang kompak dan grup ketiga (*Upper Valley*) merupakan pengisian sedimen pada bagian atas yang terdiri atas grup Glaucinitic kwarsa batu pasir dengan porositas 18 %. *Lower valley* dan *Upper valley* merupakan reservoir utama lapangan Blackfoot, *Lithic valley* bertindak sebagai batuan penutup (*capsrock*).



BAB III

DASAR TEORI

Metode seismik merupakan metode geofisika yang sangat populer dalam eksplorasi hidrokarbon. Ketepatan dan resolusi tinggi dalam memodelkan struktur litologi bawah permukaan menjadikan metode ini unggul dibandingkan dengan metode lainnya. Dukungan teknologi yang canggih serta pesatnya penelitian dalam metode ini menjadi faktor kunci kesuksesan metode ini.

Pemetaan struktur bawah permukaan menggunakan metode seismik dilakukan dengan memberikan energi gelombang ke dalam bumi dan menganalisis hasil pantulannya. Metode seismik dibedakan menjadi dua yaitu metode seismik refraksi dan metode seismik refleksi. Metode yang banyak digunakan dalam bidang eksplorasi hidrokarbon adalah metode seismik refleksi.

III.1. Sinyal dan Sistem

Sinyal adalah besaran fisika yang berubah menurut waktu, atau variabel-variabel bebas lainnya. Secara matematis, sinyal adalah fungsi dari satu atau lebih variabel bebas. Sinyal dapat diklasifikasikan menjadi (*Brustle, 1986*):

- a. Sinyal riil dan sinyal kompleks. Sinyal riil adalah sinyal yang bernilai bilangan nyata, contoh : $S_t = A \sin 3 \pi t$, sedangkan sinyal kompleks adalah sinyal yang berisi bilangan kompleks, contoh : $S_t = A e^{j3\pi t} = A \cos 3 \pi t + j \sin 3 \pi t$.
- b. Sinyal *multi channel* dan sinyal *single channel*. Sinyal *multi channel* adalah sinyal yang terdiri dari kumpulan sinyal-sinyal independen (komposit), sedangkan *single channel* adalah sinyal tunggal.
- c. Sinyal multi dimensi dan sinyal satu dimensi. Sinyal multi dimensi adalah sinyal yang terdiri lebih dari satu variabel bebas, sedangkan sinyal satu dimensi adalah sinyal dengan variabel bebas tunggal.
- d. Sinyal waktu kontinu (*continous time*) adalah sinyal dengan variabel independen (variabel bebas) bernilai riil. Sinyal waktu diskrit (*discrete*

Universitas Indonesia

time) adalah sinyal dengan variable independen (variabel bebas) bernilai *integer*. Contohnya adalah sebagai berikut :

$$x(t) = e^{-|t|}, -\infty < t < \infty \quad \rightarrow \text{Sistem kontinyu}$$

$$x(n) \begin{cases} 0.8^n, n \geq 0 \\ 0, \text{otherwise} \end{cases} \quad \rightarrow \text{Sistem diskret}$$

Secara umum sistem didefinisikan sebagai gabungan atau kombinasi unsur-unsur yang tersusun secara tertentu sehingga suatu input atau gangguan akan menyebabkan tanggapan (*respon*) atau *output* yang karakteristik. Berdasarkan sifat-sifatnya sistem fisika dapat diklasifikasikan sebagai berikut :

- a. Sistem menentu (*deterministic system*), yaitu bila untuk setiap *input* $x(t)$ ada suatu *output* $y(t)$ yang unik (tertentu), tidak boleh tidak. Sebagai lawannya tentu ada sistem yang tidak menentu (*non deterministic system*). Sistem tak menentu masih menarik bila *output*-nya mempunyai sifat statistik tertentu, yang berarti mempunyai keboleh-jadian yang tertentu. Sistem seperti ini dikenal sebagai *probabilistic system*.
- b. Sistem tak antisipatif (*nonantisipative system*), yaitu bila *output* sekarang tidak bergantung pada *input* yang akan datang. Jadi input pada saat t_0 , $y(t_0)$ sepenuhnya hanya ditentukan oleh input $x(t)$ untuk $t \leq t_0$. Ini merupakan hubungan sebab akibat yang normal. Sebagai lawannya tentu ada sistem antisipatif, yang berarti sistem sudah mempunyai *output* sebelum ada *input* (hubungan sebab akibat yang tidak normal). Sistem antisipatif mempunyai *output* yang bersifat prediksi atau ramalan.
- c. Sistem terealisasikan (*realizable system*), yaitu bila ada *input* $x(t)$ yang riil akan ada *output* $y(t)$ yang juga riil. Lawannya yaitu sistem yang tak terealisasikan sulit dijelaskan dan dicarikan contohnya.
- d. Sistem linier, yaitu bila *input* $x_1(t)$ memberikan *output* $y_1(t)$, *input* $x_2(t)$ memberikan *output* $y_2(t)$, *input* $x_3(t)$ memberikan *output* $y_3(t)$, maka *input* $x(t) = c_1 x_1(t) + c_2 x_2(t) + c_3 x_3(t)$ akan memberikan *output* $y(t) = c_1 y_1(t) + c_2 y_2(t) + c_3 y_3(t)$, dengan c_1, c_2, c_3 adalah konstan. Hal ini sesuai dengan

Universitas Indonesia

prinsip superposisi. Untuk sistem nonlinier, prinsip superposisi ini tidak berlaku.

- e. Sistem tak berubah waktu (*time invariant system*), yaitu bila hubungan antara *input* dan *output* tidak bergayut atau bergantung waktu. Bila *input* $x(t)$ memberikan *output* $y(t)$, maka *input* $x(t - \tau)$ akan memberikan *output* $y(t - \tau)$.

III.2 Sinyal Seismik

Sinyal seismik merupakan suatu fungsi yang menggambarkan amplitudo getaran tanah terhadap waktu. Sinyal tersebut dapat juga dinyatakan dalam kawasan frekuensi melalui suatu transformasi. Sinyal ini merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang harmonik yang mempunyai frekuensi, amplitudo dan fasa tertentu. Suatu gelombang harmonik dapat dilihat secara khusus melalui 3 karakter gelombang, yaitu amplitudo, frekuensi, dan fasa. Dengan demikian sinyal seismik dapat dinyatakan pula dalam dua spektrum yaitu spektrum amplitudo *versus* frekuensi dan fasa *versus* frekuensi.

Sebuah *wavelet* seismik akan tajam dalam kawasan waktu (mempunyai durasi pendek) apabila ia mengandung semua frekuensi (lebar dalam kawasan frekuensi), dan sebaliknya suatu *wavelet* seismik akan lebar dalam kawasan waktu (durasi panjang) jika ia mempunyai pita frekuensi yang sempit.

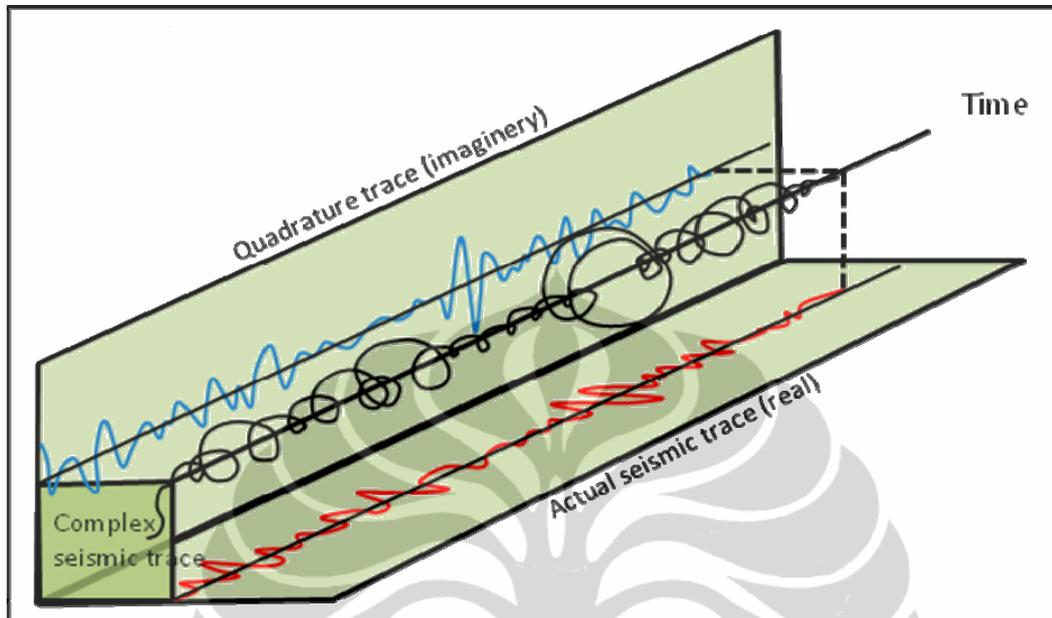
Karakteristik suatu sinyal seismik dapat dilihat melalui spektrum amplitudo dan spektrum fasa. Spektrum amplitudo dan spektrum fasa mengandung informasi kondisi dan sifat sinyal tersebut. Spektrum fasa yang ada di dalam seismik bentuknya sangat bergantung pada :

1. Sumber energi yang digunakan.
2. Karakteristik bumi
3. Instrumen perekaman
4. Pemrosesan data.

Karakteristik bumi muncul akibat bumi bertindak sebagai filter yang kompleks.

Sinyal seismik merupakan sinyal yang kompleks, sehingga dalam pengolahan data seismik, sinyal seismik harus diperlakukan sebagai sinyal yang kompleks. Sebuah *trace* seismik $f(t)$ merupakan bagian riil dari *trace* kompleks

(Gambar 3.1) $F(t) = f(t) + jf^*(t)$. $f^*(t)$ merupakan komponen imajiner (kuadratur atau konjugasi) dari *trace* kompleks. (Sheriff, 1984).



Gambar 3.1. *Trace* kompleks, bagian riil dan imajiner

Bagian riil *trace* kompleks $f(t)$, dapat dinyatakan dalam persamaan yang melibatkan perubahan amplitudo terhadap waktu $A(t)$ dan perubahan fasa terhadap waktu $\theta(t)$ seperti berikut :

$$f(t) = A(t) \cos \theta(t) \quad 3.1$$

sedangkan untuk bagian imajinernya :

$$f^*(t) = A(t) \sin \theta(t) \quad 3.2$$

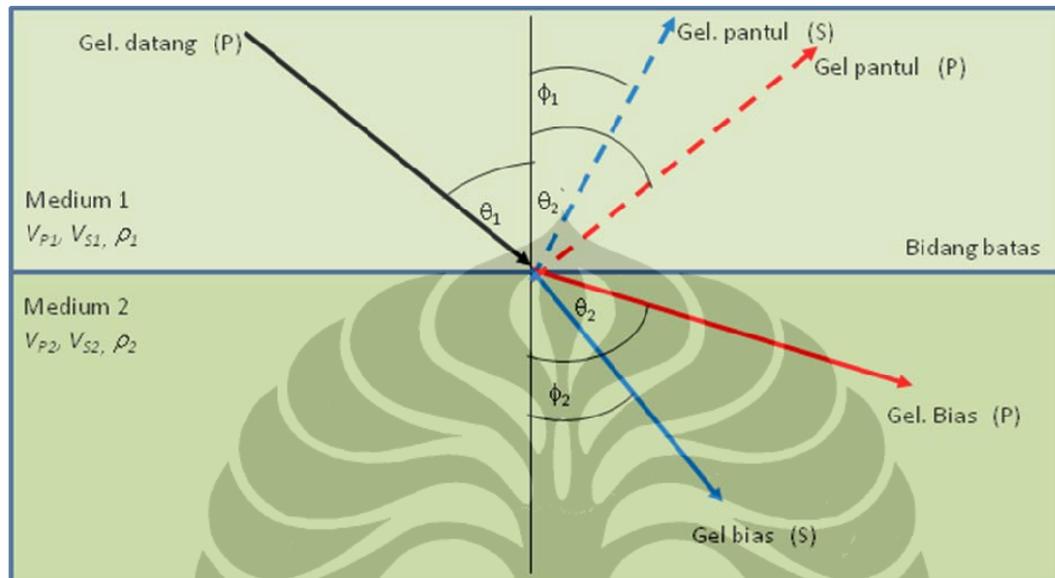
Sehingga persamaan *trace* kompleksnya menjadi :

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) = A(t)e^{j\theta(t)} \quad 3.3$$

III.3 Hukum Snellius pada Gelombang Seismik

Gelombang seismik yang melewati bidang batas antara dua medium dengan densitas dan kecepatan yang berbeda, maka sebagian gelombang tersebut akan dipantulkan (*reflected*) dan sebagian lagi akan dibiaskan (*refracted*).

Jika suatu gelombang P melintasi bidang batas antara dua medium isotropik, maka gelombang tersebut sebagian dipantulkan sebagai gelombang P dan S dan sebagian dibiaskan sebagai gelombang P dan S (Gambar 3.2).



Gambar 3.2. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium

Dari gambar 3.2, menurut hukum Snellius antara sudut datang i , sudut pantul θ_1' dan sudut bias θ_2 memenuhi persamaan seperti berikut:

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_1'}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{S2}} = p, \quad 3.4$$

dengan θ_1 = Sudut datang gelombang P, θ_1' = Sudut pantul gelombang P,

θ_2 = Sudut bias gelombang P, ϕ_1 = Sudut pantul gelombang S,

ϕ_2 = Sudut bias gelombang S, p = Parameter gelombang,

V_{P1} = Kecepatan gelombang P pada medium pertama,

V_{P2} = Kecepatan gelombang P pada medium kedua,

V_{S1} = Kecepatan gelombang S pada medium pertama,

V_{S2} = Kecepatan gelombang S pada medium kedua,

III.4 Koefisien Refleksi dan Transmisi

Perbandingan antara amplitudo gelombang pantul dengan amplitudo gelombang datang disebut koefisien refleksi. Sedangkan koefisien refleksi sudut datang nol adalah besarnya koefisien refleksi untuk gelombang yang datang tegak lurus terhadap bidang pemantulan (Gambar 3.3)

Koefisien refleksi gelombang P pada sudut datang nol R_0 adalah :

$$R_0 = \frac{A_1}{A_0} = \frac{\rho_2 V_{P2} - \rho_1 V_{P1}}{\rho_1 V_{P1} + \rho_2 V_{P2}}, \quad 3.5$$

$$R_0 = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2}, \quad 3.6$$

$$Z = \rho V_p, \quad 3.7$$

dengan

R_0 = koefisien refleksi sudut datang nol, A_1 = amplitudo gelombang pantul,

A_0 = amplitudo gelombang datang, ρ_2 = densitas medium 2,

V_{P1} = kecepatan gelombang P medium 1, ρ_1 = densitas medium 1,

V_{P2} = kecepatan gelombang P medium 2.

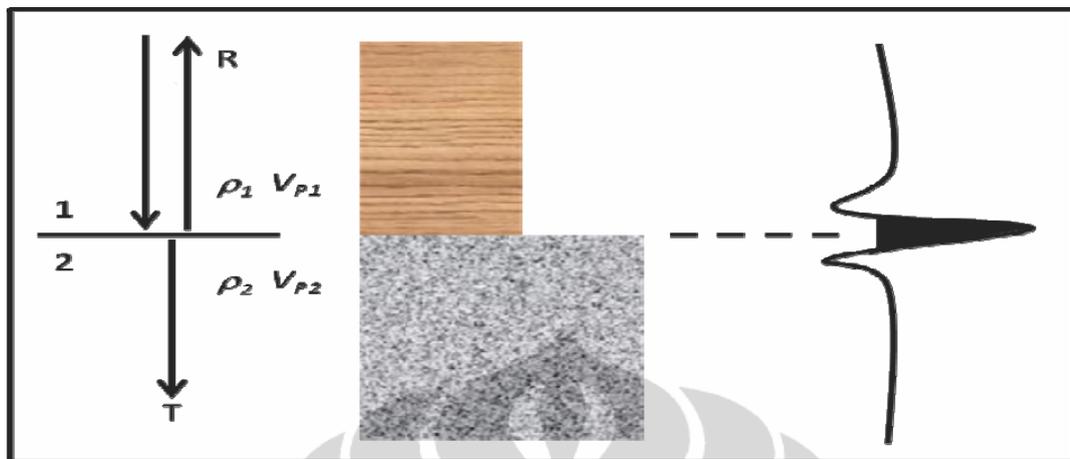
Sedangkan koefisien transmisi adalah perbandingan antara amplitudo gelombang bias dengan amplitudo gelombang datang yaitu :

$$T_0 = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2}, \quad 3.8$$

T_0 = koefisien transmisi sudut datang nol

Z_1 = impedansi akustik lapisan 1

$Z_2 = \text{acoustic impedance lapisan 1}$



Gambar 3.3 Koefisien refleksi sudut datang nol (reka ulang dari Munadi, 1991)

III.5 Persamaan Zoeppritz dan Konsep Pre – Stack AVO

Gelombang yang datang dari suatu medium ke medium lain dengan sudut datang tidak sama dengan nol (tidak tegak lurus bidang pantul), koefisien refleksi dan transmisinya dapat dihitung dengan persamaan Zoeppritz. Bentuk persamaan simultan dari persamaan Zoeppritz (1919) adalah :

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

.....3.9

Aki dan Richards (1980) mengusulkan penyederhanaan persamaan Zoeppritz untuk nalisis AVO :

$$R(\theta) = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta V_s}{V_s} + c \frac{\Delta \rho}{\rho} \tag{3.10}$$

dimana :

$$a = \frac{1}{2 \cos^2 \theta}, \tag{3.11}$$

$$b = 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta \quad 3.12$$

$$c = 0.5 - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta \quad 3.13$$

Wiggins et al. (1983) dalam Russell (1988) membuat pendekatan terhadap persamaan Zoeppritz oleh Aki dan Richard ini dalam 3 parameter elastisitas.

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta \quad 3.14$$

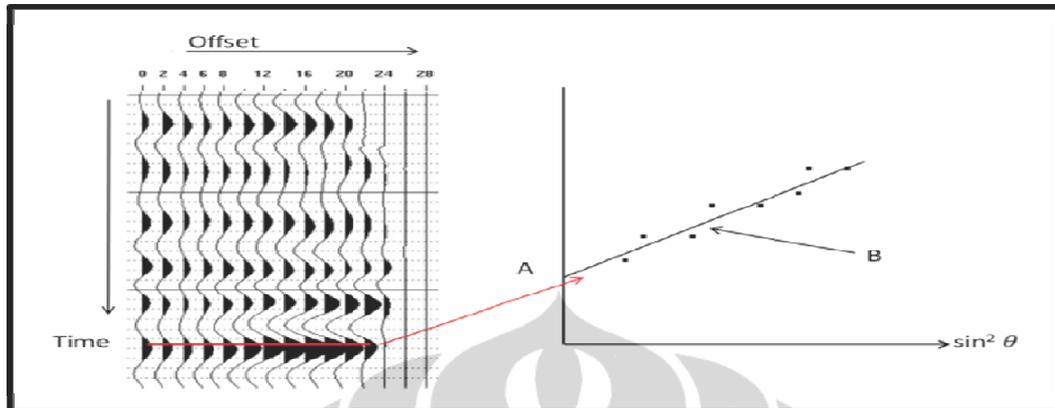
dimana :

$$A = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad 3.15$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad 3.16$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad 3.17$$

Persamaan ini merupakan penyelesaian dari hubungan linier antara amplitudo dan $\sin^2 \theta$ (Aki dan Richard, 1980). A merupakan intersep yaitu koefisien refleksi *zero-offset* yang merupakan fungsi dari kecepatan gelombang P dan densitas. B merupakan gradien AVO yang bergantung pada kecepatan gelombang P dan gelombang S serta densitas batuan. Dibandingkan dengan intersep, gradien mempunyai efek lebih besar pada AVO. C sebagai faktor kelengkungan hanya berpengaruh kecil terhadap amplitudo pada sudut datang di bawah 30° . Gambar 3.4 merupakan contoh analisis AVO kelas III, adanya kenaikan amplitudo dengan bertambahnya *offset*.



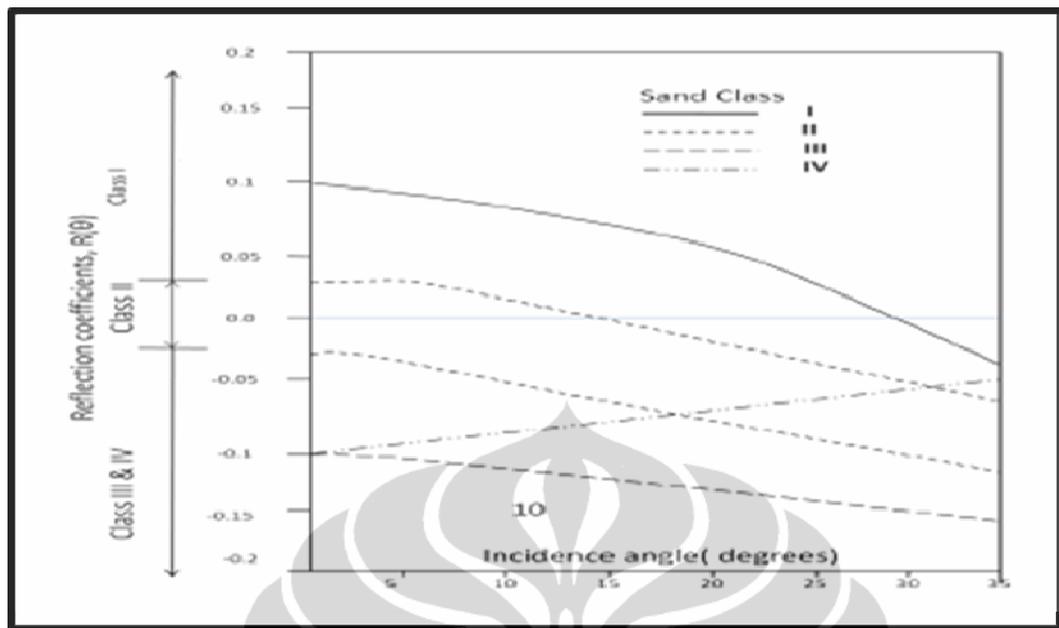
Gambar 3.4 Analisis AVO, contoh AVO kelas III, terjadinya kenaikan amplitudo dengan semakin bertambahnya offset

Atribut A dan B dapat digunakan sebagai indikator hidrokarbon langsung (DHI), namun masih sering menimbulkan interpretasi yang ambigu. Kombinasi dari kedua atribut ini dapat menghasilkan *secondary attribute* seperti :

1. *AVO Product* ($A*B$), *secondary attribute* ini sangat baik untuk mengidentifikasi keberadaan gas di dalam reservoir. Nilai positif merupakan indikator keberadaan gas.
2. *Scaled Poisson's Ratio Change* ($A+B$), *secondary attribute* ini dengan baik mendeteksi perubahan *Poisson's ratio*. Nilai negatif dijadikan indikator keberadaan gas.
3. *Shear Reflectivity* ($A-B$), *secondary attribute* ini sensitif terhadap perubahan gelombang S.

Dengan melakukan *cross plot* antara intersep (A) dan gradien (B) interpretasi penentuan anomali AVO menjadi lebih mudah. Rutherford dan Williams (1989) mengklasifikasikan AVO menjadi 4 kelas (gambar 3.5), yaitu :

1. Kelas I, adanya kontras impedansi yang tinggi dengan berkurangnya AVO.
2. Kelas II, *Near-Zero* impedan, Kelas IIP, sama dengan kelas II, dengan adanya perubahan polaritas.
3. Kelas III, impedansi rendah dengan bertambahnya AVO.
4. Kelas IV, impedansi rendah dengan berkurangnya AVO.



Gambar 3.5, Klasifikasi kelas AVO (Rutherford & Williams, 1989)

III.6 Lambda-Mu-Rho (LMR)

Lambda-Mu-Rho diturunkan dari persamaan reflektivitas impedansi gelombang P dan S (Fatti et al., 1994)

$$R(\theta) = c_1 R_p + c_2 R_s + c_3 R_D \quad 3.18$$

dimana :

$$c_1 = 1 + \tan^2 \theta; c_2 = \frac{-8 \sin^2 \theta}{\gamma_{sat}^2}; c_3 = \frac{1}{2} \tan^2 \theta - \frac{2 \sin^2 \theta}{\gamma_{sat}^2}$$

R_p dan R_s merupakan reflektivitas gelombang P dan S :

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], \quad 3.19$$

$$R_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right], \quad 3.20$$

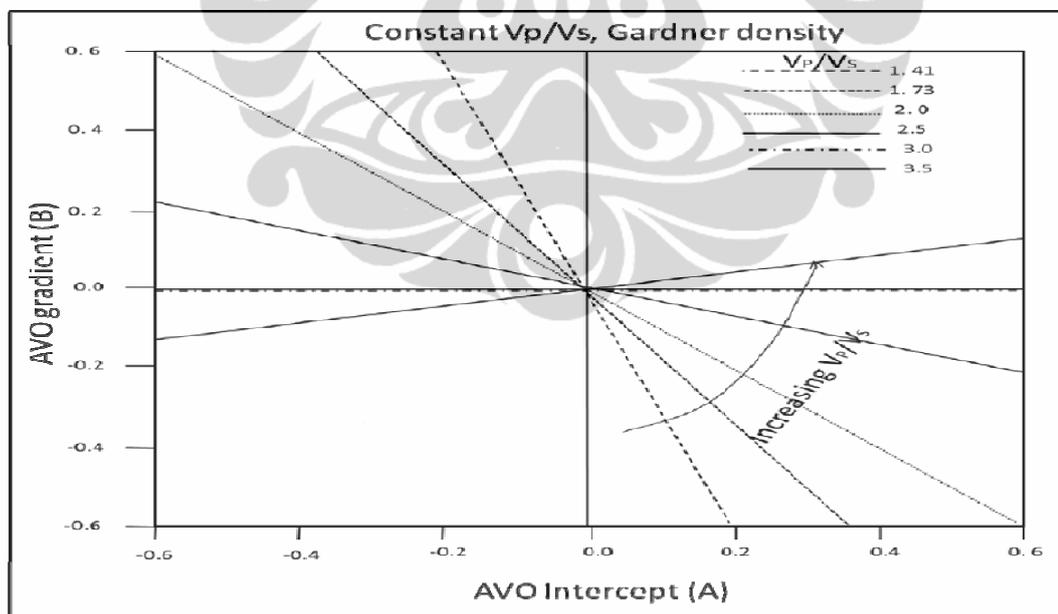
$$R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad 3.21$$

R_p dan R_s dihitung dari data seismik menggunakan persamaan 3.18. Selisih reflektivitas antara R_p dan R_s ($R_p - R_s$) dapat digunakan sebagai indikator untuk membedakan *shale* di atas *brine-sand* dan *shale* di atas *gas-sand*. Nilai dari $R_p - R_s$ akan negatif untuk *shale* di atas *gas-sand* dan selalu lebih negatif pada kasus *shale* di atas *brine-sand* (Castagna dan Smith, 1994). R_p dan R_s dapat ditransformasikan ke dalam atribut baru : *Fluid Factor* dan *Lambda-Mu-Rho* (LMR).

Analisis *Fluid Factor* dapat dilakukan berdasarkan garis *mudrock*. Dimana amplitudo tinggi untuk reflektor yang berada jauh dari garis *mudrock* dan amplitudo rendah untuk reflektor yang berada pada garis *mudrock*, lihat gambar 3.7. Persamaan *Fluid Factor* didefinisikan oleh Fatti et al. (1994) :

$$\Delta F = \frac{\Delta V_p}{V_p} - 1.16 \frac{V_s}{V_p} \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad 3.20$$

$$\Delta F = R_p - 1.16 \frac{V_s}{V_p} \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad 3.21$$



Gambar 3.6. Garis *Mudrock*, dengan V_p/V_s konstan, persamaan Gardner pada AVO, *cross plot* intersep (A) dan gradien (B) (Castagna et al., 1998)

Goodway et al., (1997) mengajukan penyelesaian baru untuk inversi AVO berdasarkan parameter – parameter Lamé λ , μ dan ρ dapat ditulis :

Universitas Indonesia

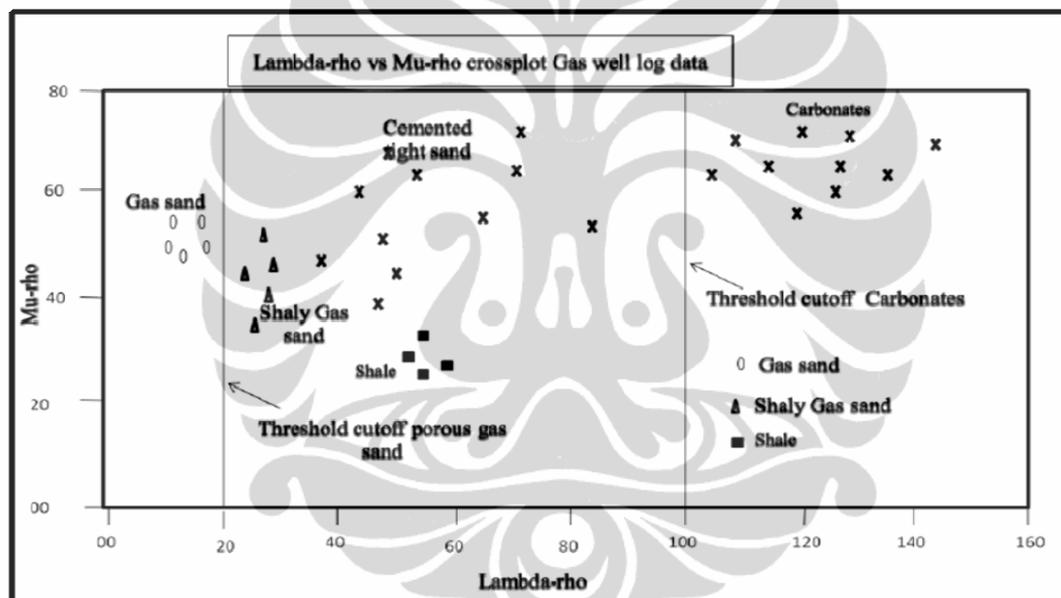
$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad 3.22$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad 3.23$$

$$\mu\rho = (V_s\rho)^2 = Z_s^2 \quad 3.24$$

$$(V_p\rho)^2 = Z_p^2 = (\lambda + 2\mu)\rho \quad 3.25$$

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad 3.26$$



Gambar 3.7 Interpretasi *cross plot* lambda-rho vs Mu-rho (Goodway et all, 1997)

Parameter λ , *incompressibility* sensitif terhadap adanya fluida pori, sedangkan parameter μ , *rigiditas* sensitif terhadap matriks batuan. Gambar 3.7 merupakan *cross plot* antara $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$ oleh Goodway et al., 1997, dimana *gas sand* selalu mempunyai nilai $\lambda\rho$ rendah (dibawah 20 Gpa) dan nilai $\mu\rho$ yang cukup tinggi.

BAB IV

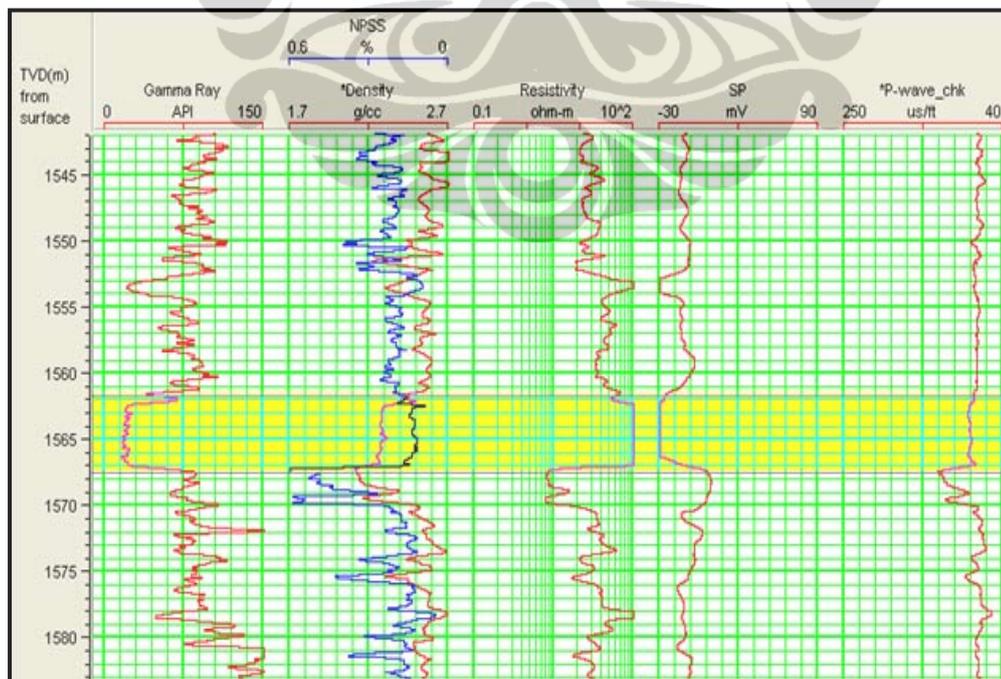
PENGOLAHAN DATA

IV.1 Alat dan Bahan

Dalam penelitian ini data yang digunakan adalah data *prestack* seismik refleksi 3D lapangan Blackfoot yang terdiri dari *Inline 1 -102* dan *Xline 1 -101*. Selain itu juga digunakan data sumur, dalam penelitian ini digunakan 4 buah data sumur (01-17, 05-16, 08-08 dan 12-16). Sementara untuk keperluan pemrosesan data digunakan perangkat lunak Hampson-Russell.

IV.2 Analisis Penentuan Target dan Persiapan Data

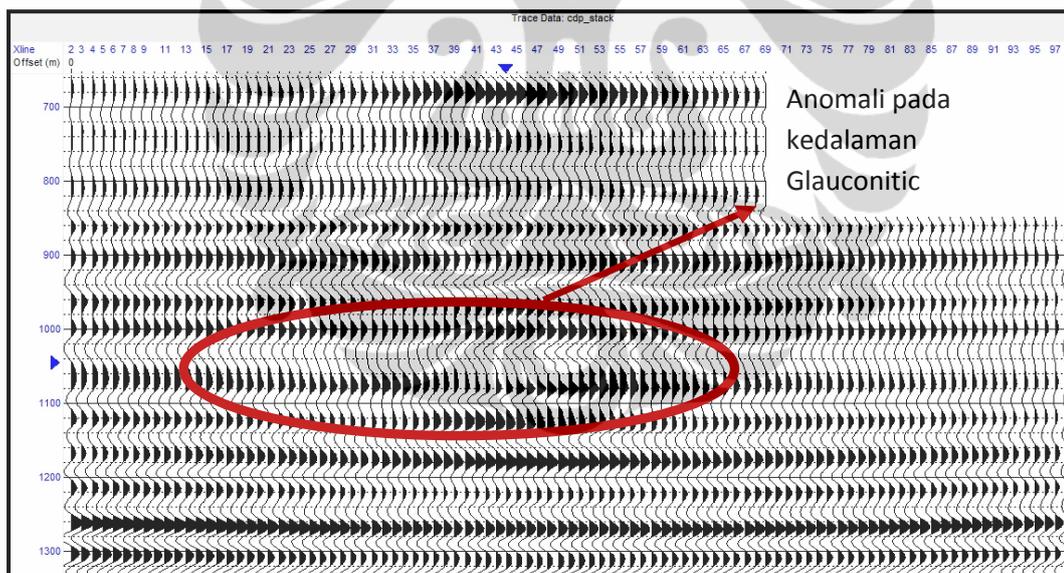
Hal-hal pokok yang dilakukan dalam analisis data ini yaitu : *cross plot* antara *Density* vs *Gamma ray* dari data sumur, hal ini untuk mengetahui karakteristik data dan hubungannya dengan data sifat-sifat petrofisika batuan. *Cross plot* tersebut ditujukan untuk pemisahan litologi secara kualitatif yaitu antara batuan permeabel dan impermeabel. Penentuan *suspect* diperoleh dari *crossover* antara log *density* dan *Neutron porosity*.



Gambar 4.1. Zona target well 01-17, data log gamma ray, densitas, NPSS, resistivitas, SP dan P-wave. Cross over antara data log NPSS dan densitas.

Gambar 4.1 merupakan data log log sumur 01-17 terlihat bahwa zona target (*suspect*) dapat diidentifikasi dari adanya *crossover* antara *log density* dan *neutron porosity* yaitu pada kedalaman 1561.5 – 1567.5 m (TVD). Pada zona ini *log gamma-ray* menunjukkan adanya defleksi ke kiri (nilai rendah). Sedangkan *log resistivity* menunjukkan nilai yang tinggi (defleksi ke kanan). Jika dilihat dari stratigrafi, zona ini masuk ke dalam formasi grup *Manville*, tepatnya pada *channel Glauconitic*.

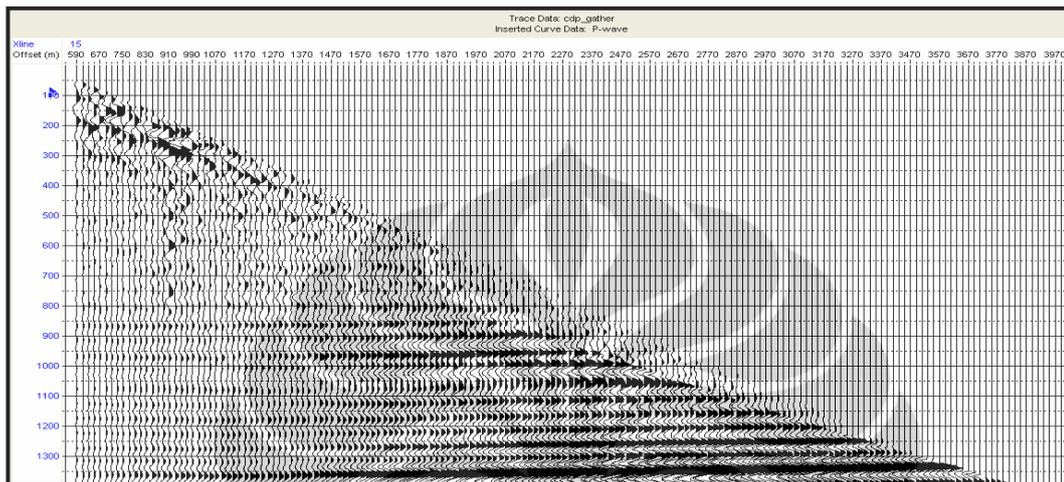
Dari data stack *Inline 47* pada gambar 4.2 kita dapat melakukan observasi terhadap keberadaan zona anomali, dalam observasi ini ditemukan adanya anomali pada kedalaman Glauconitic, yang merupakan bagian dari grup *Manville* yang diperkirakan sebagai *channel* pada kedalaman antara 1000 – 1100 ms. Perubahan amplitudo terlihat jelas mulai dari *Xline 20 – 60*. Amplitudo yang terlihat menunjukkan adanya ketidak menerusan. Pada *Xline 40 – 50* menunjukkan amplitudo paling rendah.



Gambar 4.2 Anomali pada data *stack* seismik *Inline 47* pada kedalaman Glauconitic, yang merupakan bagian dari Group *Manville*.

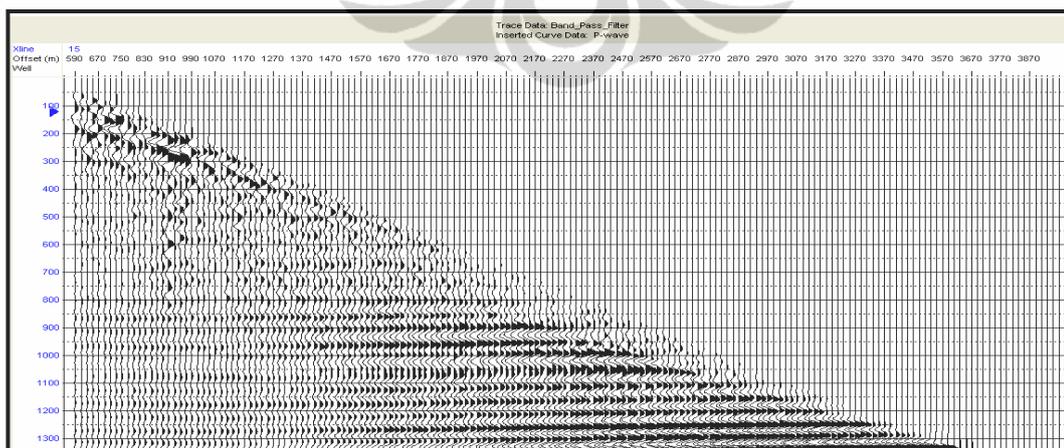
Hasil observasi ini kemudian dihubungkan dengan analisis AVO. Dengan melakukan analisis AVO dapat ditentukan kelas AVO. Sehingga bisa diketahui apakah ada hubungan antara keduanya. Beberapa hal yang perlu dilakukan untuk mengurangi keberadaan *noise* adalah sebagai berikut:

1. Melakukan *muting*, proses ini bertujuan untuk menghilangkan *noise* yang sering muncul di *far traces* data *gather*. *Muting* yang dilakukan adalah *outer mute*. Data *prestack* yang digunakan dalam penelitian ini sudah dilakukan proses *outer mute* sehingga tidak diperlukan proses *muting* lagi, lihat gambar 4.3.



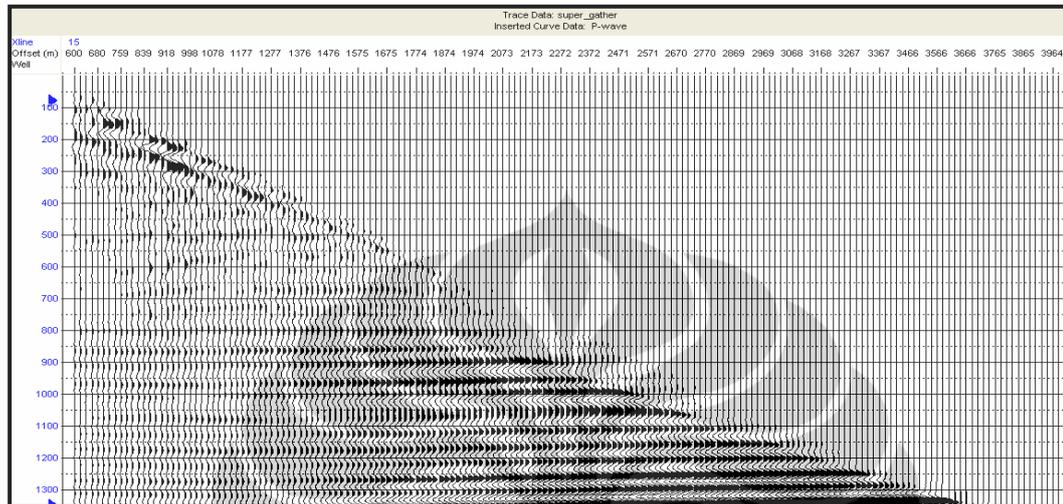
Gambar 4.3 Seismik *gather* *Inline* 15 *Xline* 15, data *gather* sudah mengalami proses *outer mute* sehingga tidak diperlukan lagi *mute*.

2. Pemfilteran. Sering kali data *gather* yang sudah kita *mute* masih meninggalkan *low frequency noise* (*Residual low frequency noise*). Dengan melakukan *bandpass filter* diharapkan *noise*, baik yang berfrekuensi tinggi maupun rendah bisa berkurang. Dalam penelitian ini desain filter yang di pilih adalah 5-10-30-80, lihat gambar 4.4



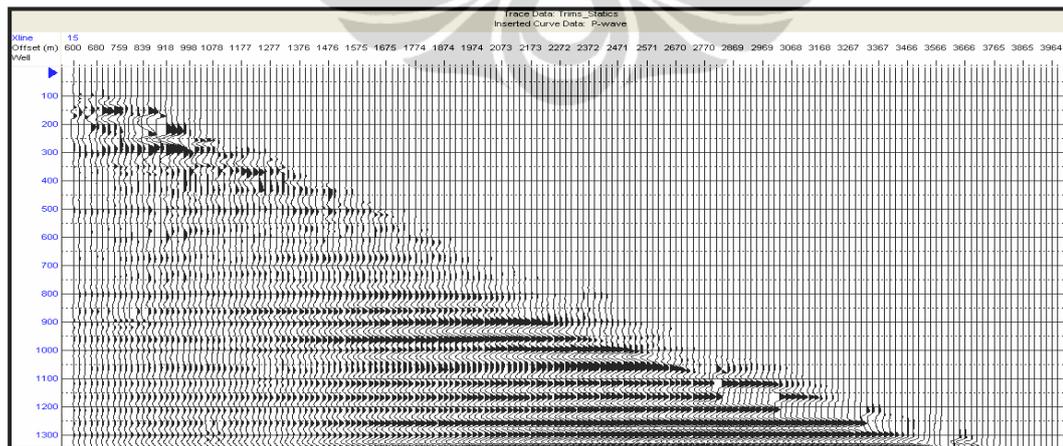
Gambar 4.4, Seismik *gather* setelah *bandpass filter* (5-10-30-80) *Inline* 15 *Xline* 15 hasil filter data terlihat lebih bersih.

3. Proses *supergather* dilakukan untuk meningkatkan rasio antara *signal* dan *noise* (S/N ratio). Proses ini sangat efektif untuk mengurangi keberadaan *random noise*. Gambar 4.5 merupakan contoh *gather* setelah dilakukan proses *supergather*.



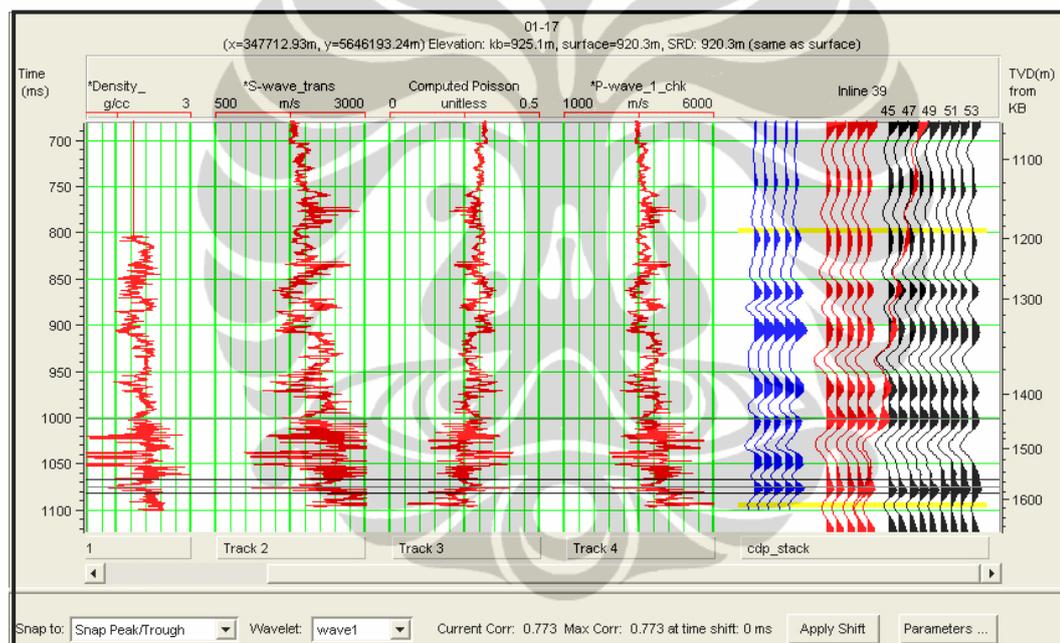
Gambar 4.5 Seismik *gather* setelah *supergather* Inline 15 Xline 15, *random noise* efektif berkurang setelah proses *supergather*

4. *Trim statics*, proses ini bertujuan untuk mengoreksi masalah *residual time alignment*. Seperti kita ketahui bahwa terkadang koreksi NMO tidak cukup sukses meluruskan *traces* dalam CDP yang sama. Proses ini sangat bermanfaat terutama untuk di zona target. Gambar 4.6 merupakan contoh *gather* setelah dilakukan proses *trim statics*.



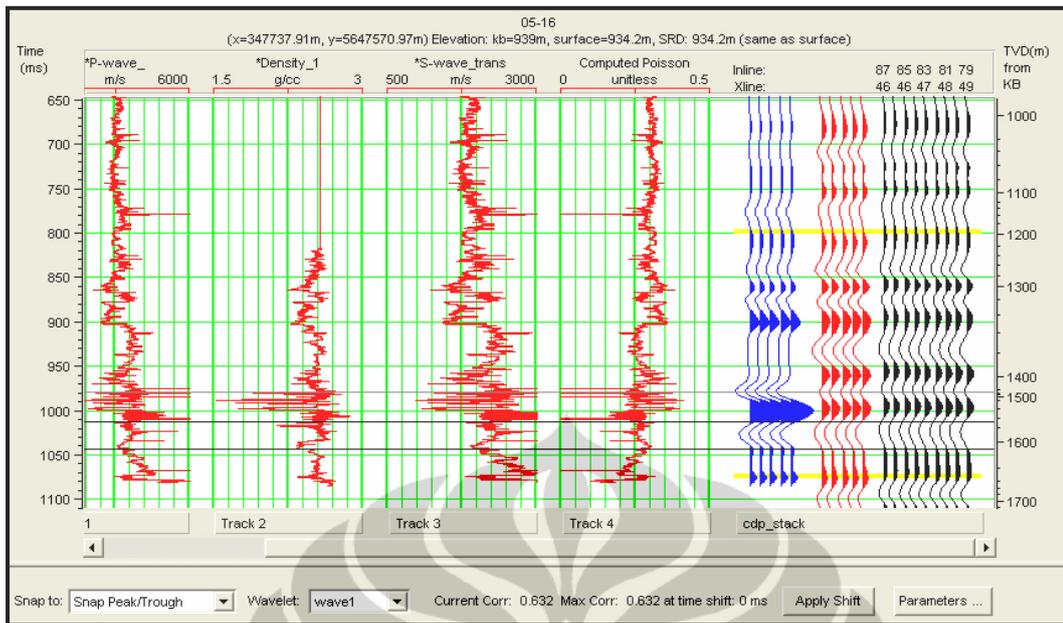
Gambar 4.6 Seismik *gather* setelah *trim statics*, *traces* seismik terlihat lebih lurus setelah proses *trim statics*

Seismogram sintetik dapat dibuat dari data sumur. Seismogram sintetik merupakan hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet*. Koefisien refleksi diperoleh dari data impedansi elastik. *Wavelet* diperoleh dengan melakukan pengekstrakan pada data seismik dengan menggunakan data sumur atau dengan *wavelet* buatan. Pembuatan seismogram sintetik ini bertujuan untuk mengetahui seberapa besar korelasi antara data seismik dan data sumur. *Well Seismic Tie*, proses ini dilakukan dengan cara *stretching* data seismik dengan sintetik seismogram yang dibuat dari data sumur yaitu log sonik dan densitas. Sebelum *well-seismic tie* dilakukan, data log *P-wave* dikoreksi dengan log *check shot survey* terlebih dahulu untuk *time to depth conversion*. Log yang dipakai untuk *well to seismic tie* adalah *P-wave* setelah dilakukan *check shot* dan densitas

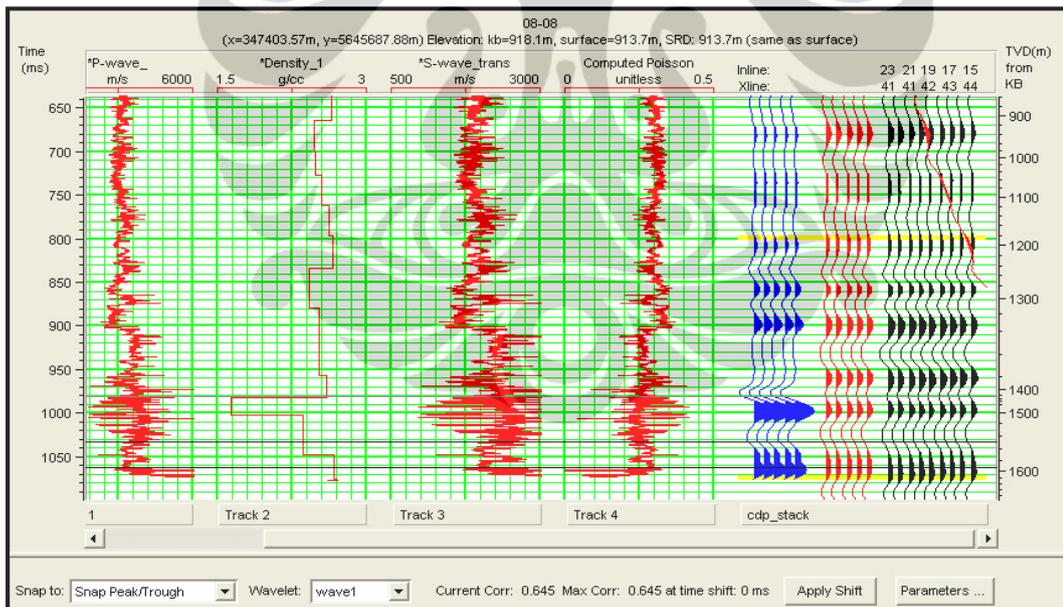


Gambar 4.7 *Well seismic tie* dengan sumur 01-17, besarnya koefisien korelasi 0.773

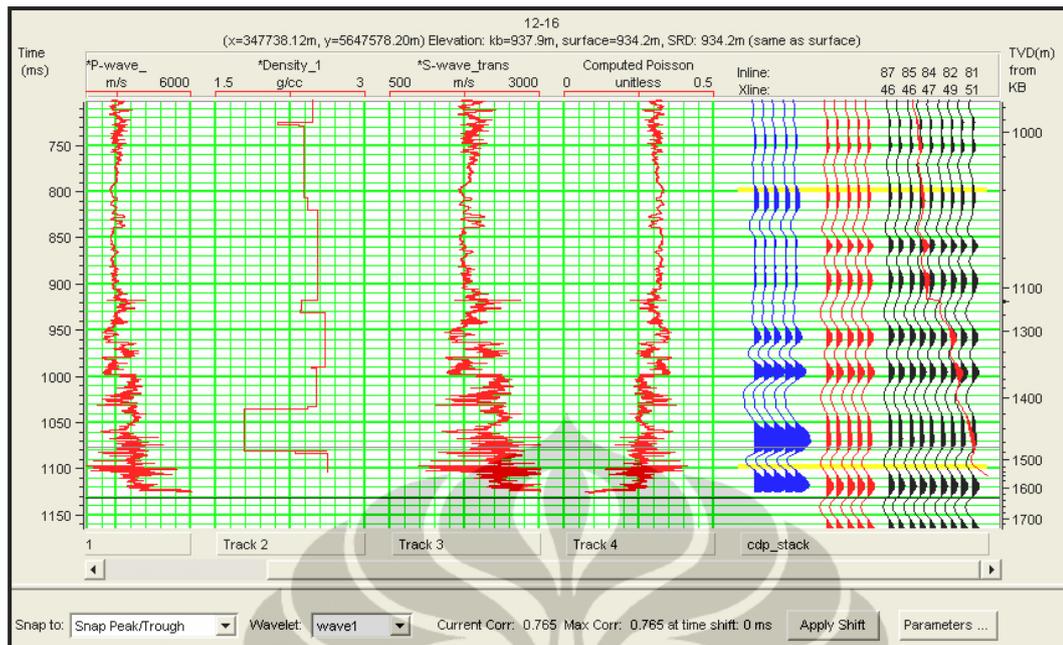
Pada pembuatan seismogram sintetik sumur 01-17 diperoleh nilai *crosscorrelation* sebesar 0.773. Proses pembuatan wavelet dilakukan dengan cara ekstraksi *well* dan data seismik. Proses yang sama juga dilakukan pada sumur-sumur yang lain dengan nilai *crosscorrelation* yang bervariasi. Sumur 05-16 dengan nilai *crosscorrelation* 0.632 (gambar 4.8), sumur 08-08 nilai *crosscorrelation* 0.645 (gambar 4.9) dan sumur 12-16 dengan nilai *crosscorrelation* 0.765 (gambar 4.10).



Gambar 4.8 Well seismic tie dengan sumur 05-16, besarnya koefisien korelasi 0.632.



Gambar 4.9 Well seismic tie dengan sumur 08-08, besarnya koefisien korelasi 0.645.

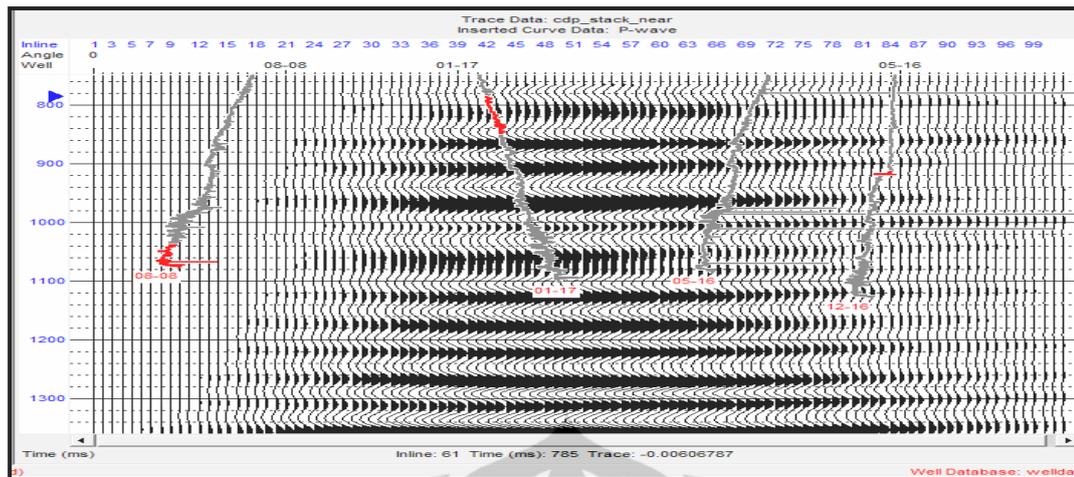


Gambar 4.10 *Well seismic tie* dengan sumur 12-16, besarnya koefisien korelasi 0.765.

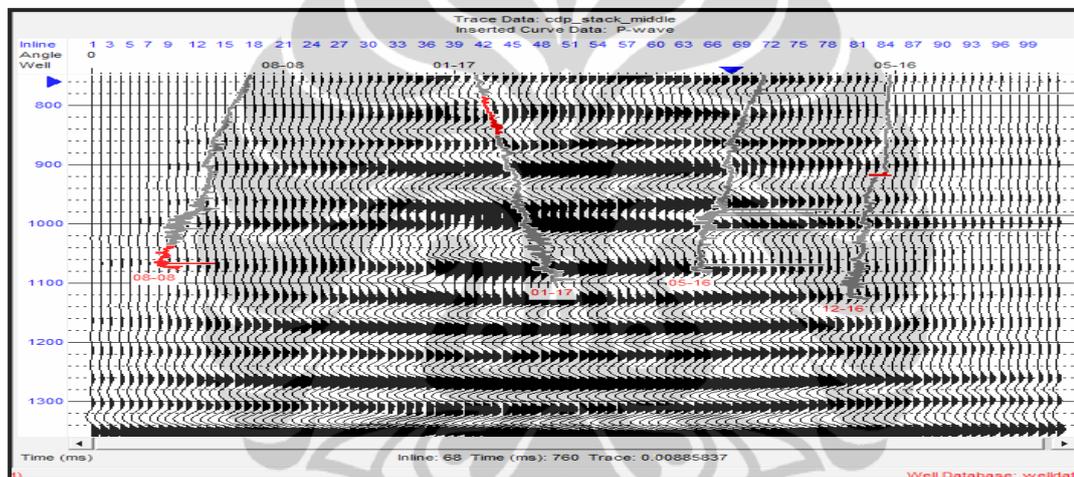
IV.3 Inversi Simultan Lambda – Rho & Mu – Rho

IV.3.1 Parsial stack

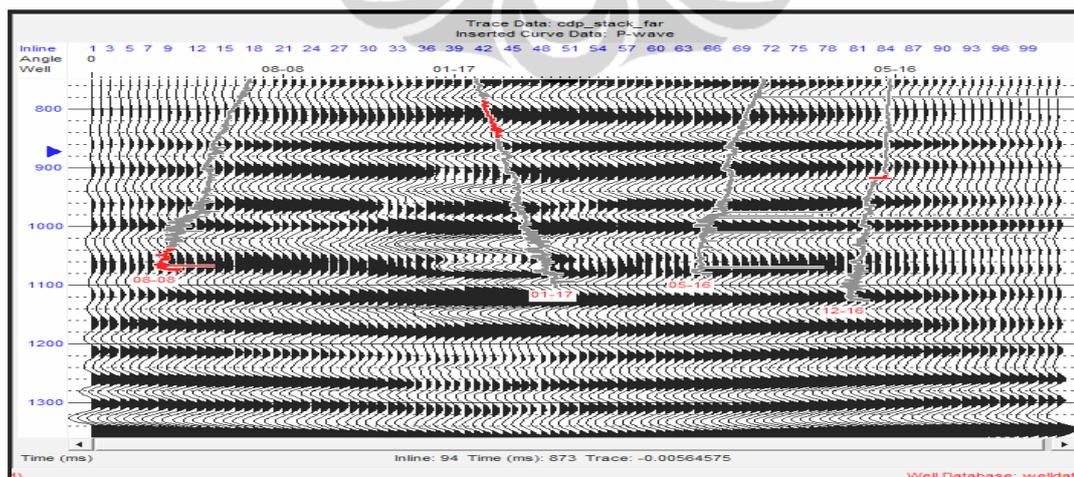
Setelah persiapan data selesai dengan *noise* yang minimum proses pengolahan data dapat dilanjutkan ke tahap selanjutnya. Untuk melihat perubahan nilai amplitudo terhadap sudut dilakukan proses *angle gather*. Tujuan lain dari *angle gather* adalah untuk menentukan sudut optimum di bawah sudut kritis yang masih relevan dengan formulasi AVO. Tahap awal dalam simultan inversi adalah pembuatan *N-trace angle gather*. Ditentukan 3 volume *angle gather* yaitu untuk near offset pada sudut $5^{\circ} - 15^{\circ}$, middle offset sudut $15^{\circ} - 25^{\circ}$ dan far offset sudut $25^{\circ} - 35^{\circ}$. Parsial stack dibuat berdasarkan ketiga volume *angle gather* tersebut yaitu pada gambar 4.11. Dimana terdapat 3 parsial stack masing – masing gambar 4.11a merupakan parsial stack untuk near offset sudut $5^{\circ} - 15^{\circ}$, gambar 4.11b merupakan parsial stack untuk middle offset sudut $15^{\circ} - 25^{\circ}$ dan gambar 4.11c merupakan parsial stack untuk far offset sudut $25^{\circ} - 35^{\circ}$. Terlihat pada gambar 4.11 anomali mulai terlihat pada parsial stack untuk far offset.



Gambar 4.11a Parsial stack near offset, sudut $5^{\circ} - 15^{\circ}$.



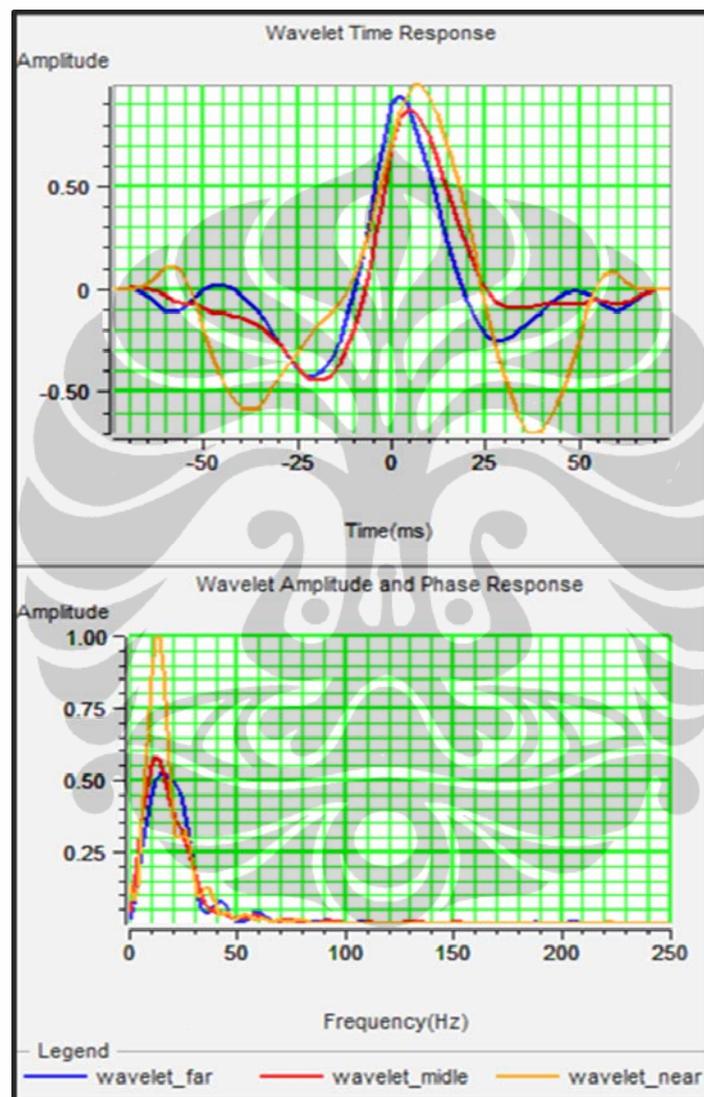
Gambar 4.11b, Parsial stack midle offset, sudut $15^{\circ} - 25^{\circ}$.



Gambar 4.11c, Parsial stack far offset, sudut $25^{\circ} - 35^{\circ}$.

IV.3.2 Estimasi Wavelet

Gambar 4.12 merupakan estimasi wavelet dari ketiga parsial stack, near, middle dan far offset. Masing masing ditunjukkan warna hijau untuk near offset, warna merah untuk medle offset dan warna biru untuk far offset.



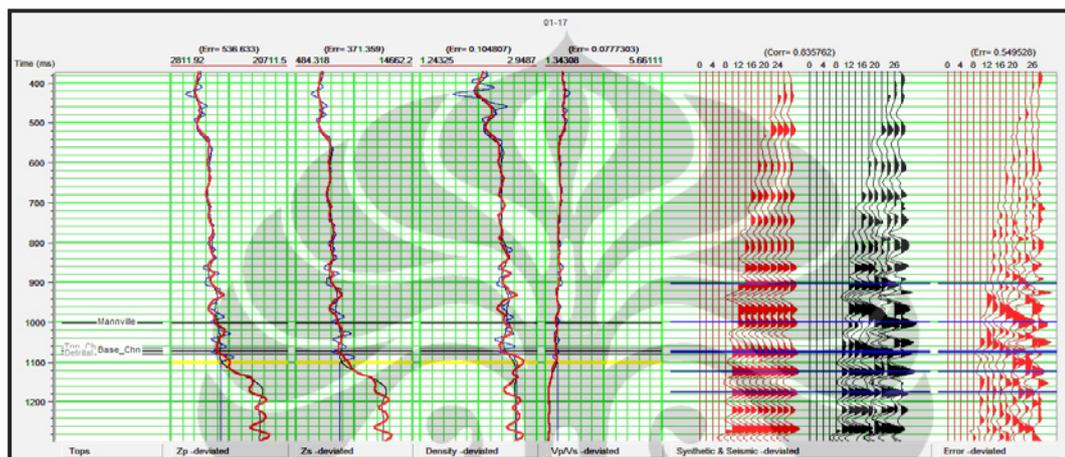
Gambar 4.12. Analisis wavelet parsial stack, near, middle dan far offset

IV.3.3 Inversi untuk menentukan Z_p dan Z_s

Dengan melakukan parameter inversi dari data log dan hasil estimasi wavelet yang telah diperoleh sebelumnya maka kita akan mendapatkan impedansi gelombang P (Z_p) dan gelombang S (Z_s). Prosedur ini dilakukan dengan

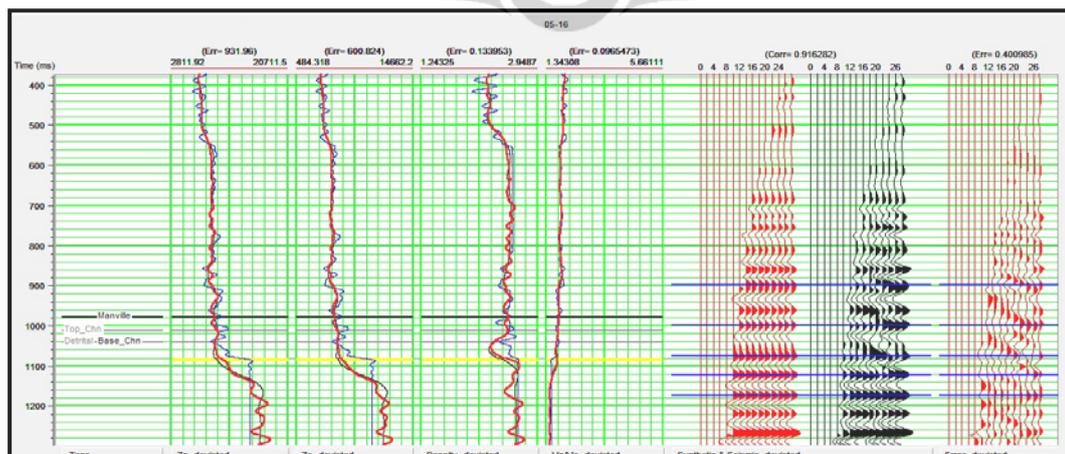
Universitas Indonesia

membangun model awal yang dibatasi pada daerah target dengan mengambil batas dari beberapa. Proses QC dilakukan untuk mengetahui kualitas hasil inversi dari model impedansi P dan impedansi S yang telah dibuat, yang ditunjukkan dengan suatu nilai korelasi hasil inversi dan dapat juga dilihat nilai kesalahan dari hasil inversi secara kuantitatif. Proses QC dilakukan pada tahap awal dengan menghitung koefisien korelasi antara model *gather* (*angle gather* sintetik) dengan tiap sumur.



Gambar 4.13 Korelasi model (*angle gather* sintetik) pada sumur 01-17 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.836

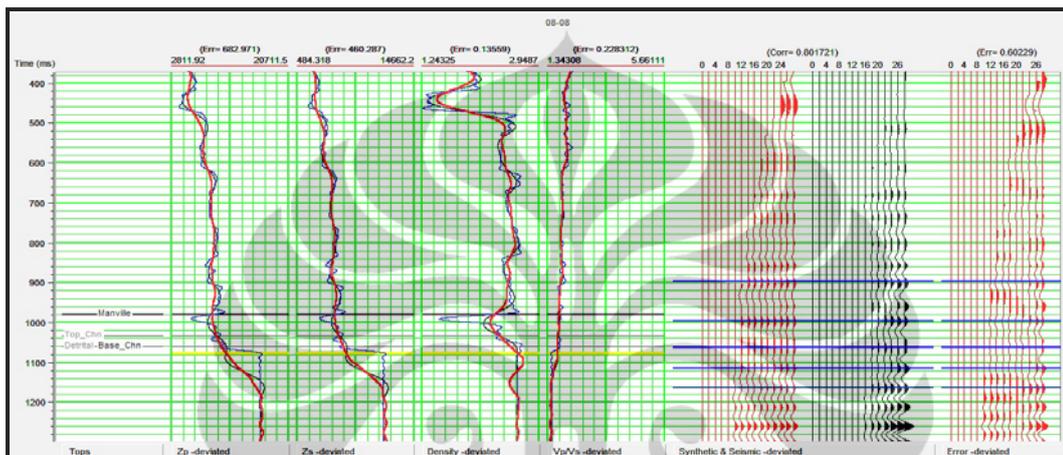
Gambar 4.13 merupakan korelasi model (*angle gather* sintetik) pada sumur 01-17 terhadap data *angle gather* riil. Pada proses pembuatan model ini parameter petrofisika yang dibuat adalah Z_p , Z_s , *Density volume*. Besarnya nilai koefisien korelasi *angle gather* sintetik adalah 0.836 dengan error 0.550.



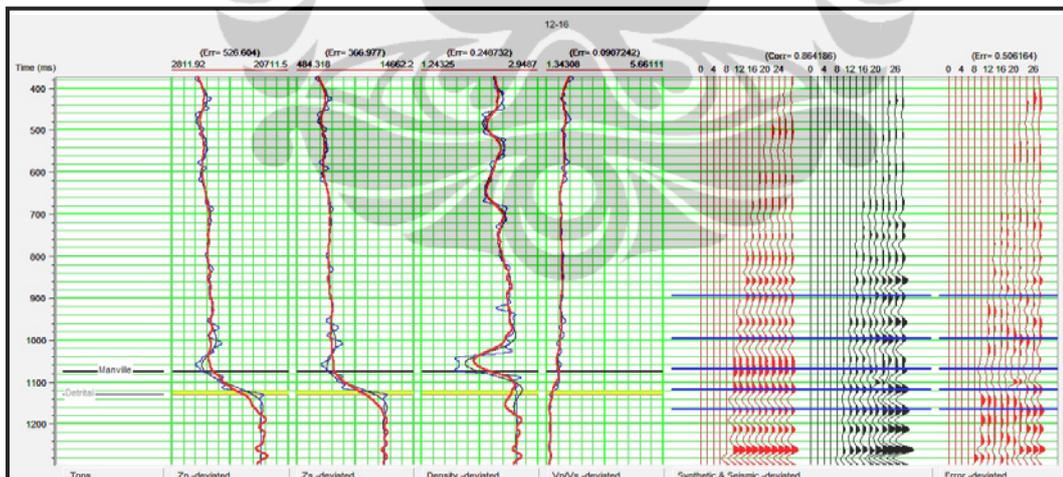
Gambar 4.14 Korelasi model (*angle gather* sintetik) pada sumur 05-16 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.916

Gambar 4.14 merupakan korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 05-16 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.916. Besarnya error adalah 0.401.

Gambar 4.15 merupakan korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 08-08 terhadap data *angle gather* riil. Besarnya koefisien korelasi pada sumur ini adalah 0.802 dengan error 0.602. Besarnya nilai error diakibatkan adanya nilai log yg dihitung di bawah data log terakhir.



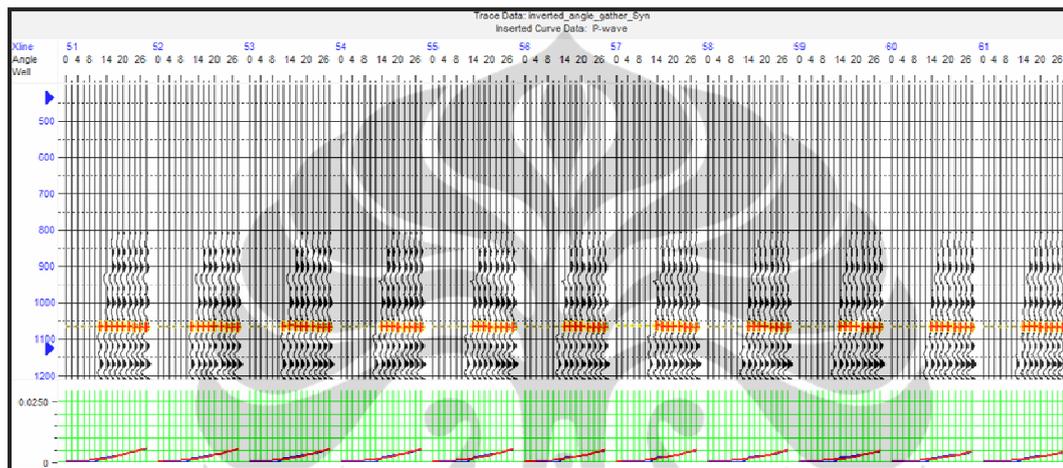
Gambar 4.15 Korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 08-08 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.802



Gambar 4.16 Korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 12-16 terhadap data *angle gather* riil, nilai korelasi 0.864

Gambar 4.16 merupakan korelasi model (*angle gather* sintetis) pada sumur 12-16 terhadap data *angle gather* riil. Besarnya nilai koefisien korelasi pada sumur 12-16 ini adalah 0.864 dengan error 0.506.

Secara umum hasil pembuatan model (*angle gather* sintetik) ini dinilai cukup bagus. Meskipun error yang muncul relatif besar, berkisar antara 0.5 – 0.6, error ini diakibatkan oleh perbedaan frekuensi antara data log sumur dengan frekuensi yang dimiliki data seismik. Gambar 4.17 merupakan analisis pada data *gather* sintetik, *Inline 15 Xline 51 – 61*. Dari analisis AVO menunjukkan bahwa data masuk dalam AVO kelas III



Gambar 4.17, Analisis pada data *gather* sintetik, *Inline 15 Xline 51 – 61*. Dari analisis AVO menunjukkan bahwa data masuk dalam AVO kelas III

Dalam inversi simultan, Z_p , Z_s dan densitas dihitung secara langsung dari data *pre-stack gather*. Gelombang P dan S mempunyai hubungan linier (Castagna et al., 1985) lihat persamaan 4.1. Hubungan antara kecepatan gelombang P dan densitas dinyatakan dalam persamaan Gardner (Gardner et al., 1974), persamaan 4.2. Selanjutnya inversi simultan dilakukan dengan hubungan linier persamaan 4.3 dan 4.4 (CGG VERITAS Workshop, 2008).

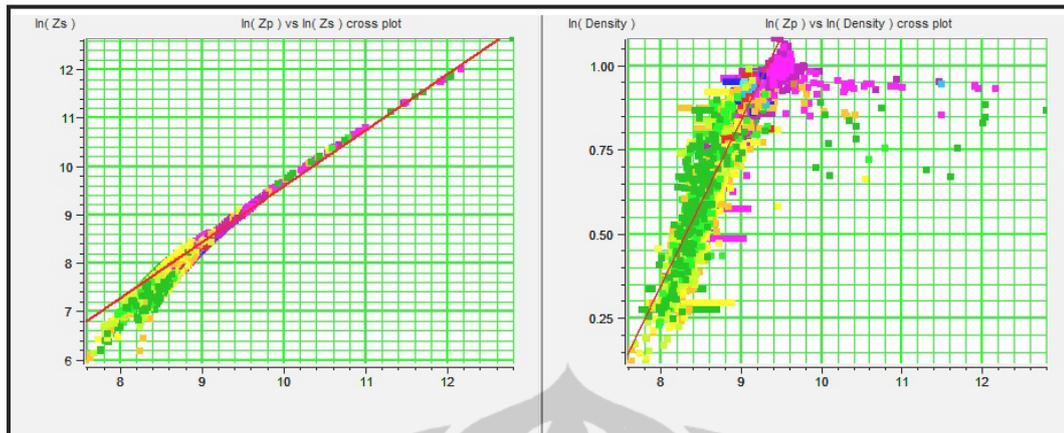
$$V_p = 1.16V_s + 1360 \quad 4.1$$

$$\rho = 0.23V^{0.25} \quad 4.2$$

$$\ln(Z_s) = k \ln(Z_p) + k_c + \Delta L_S \quad 4.3$$

$$\ln(\rho) = m \ln(Z_p) + m_c + \Delta L_D \quad 4.4$$

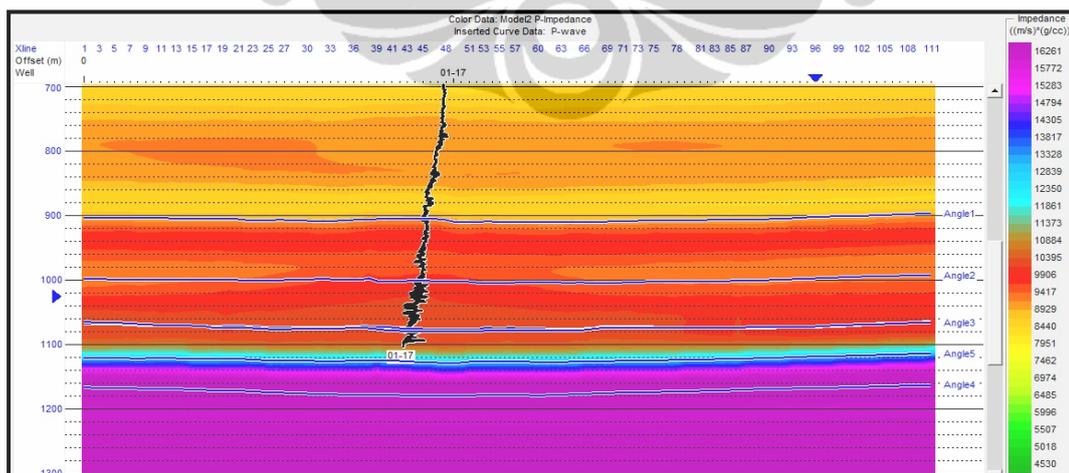
Dalam hal ini koefisien k , k_c , m dan m_c dihitung menggunakan data log sumur. ΔL_S dan ΔL_D merupakan deviasi antara kecenderungan data dengan hasil plot hidrokarbon.



Gambar 4.18 *Well color data plot* 4 sumur, interpretasi $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$ dan $\ln(\rho)$ untuk penentuan k , k_c , m , m_c , ΔL_S dan ΔL_D .

Gambar 4.18 merupakan *well color data* dari 4 sumur yang digunakan untuk interpretasi $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$ dan $\ln(\rho)$. Interpretasi ini bertujuan untuk menentukan k , k_c , m , m_c , ΔL_S dan ΔL_D . Dari hasil *well color data plot* diperoleh :

- k : 1.158
- k_c : -1.988
- m : 0.492
- m_c : -3.590
- ΔL_S : 0.1213
- ΔL_D : 0.0870



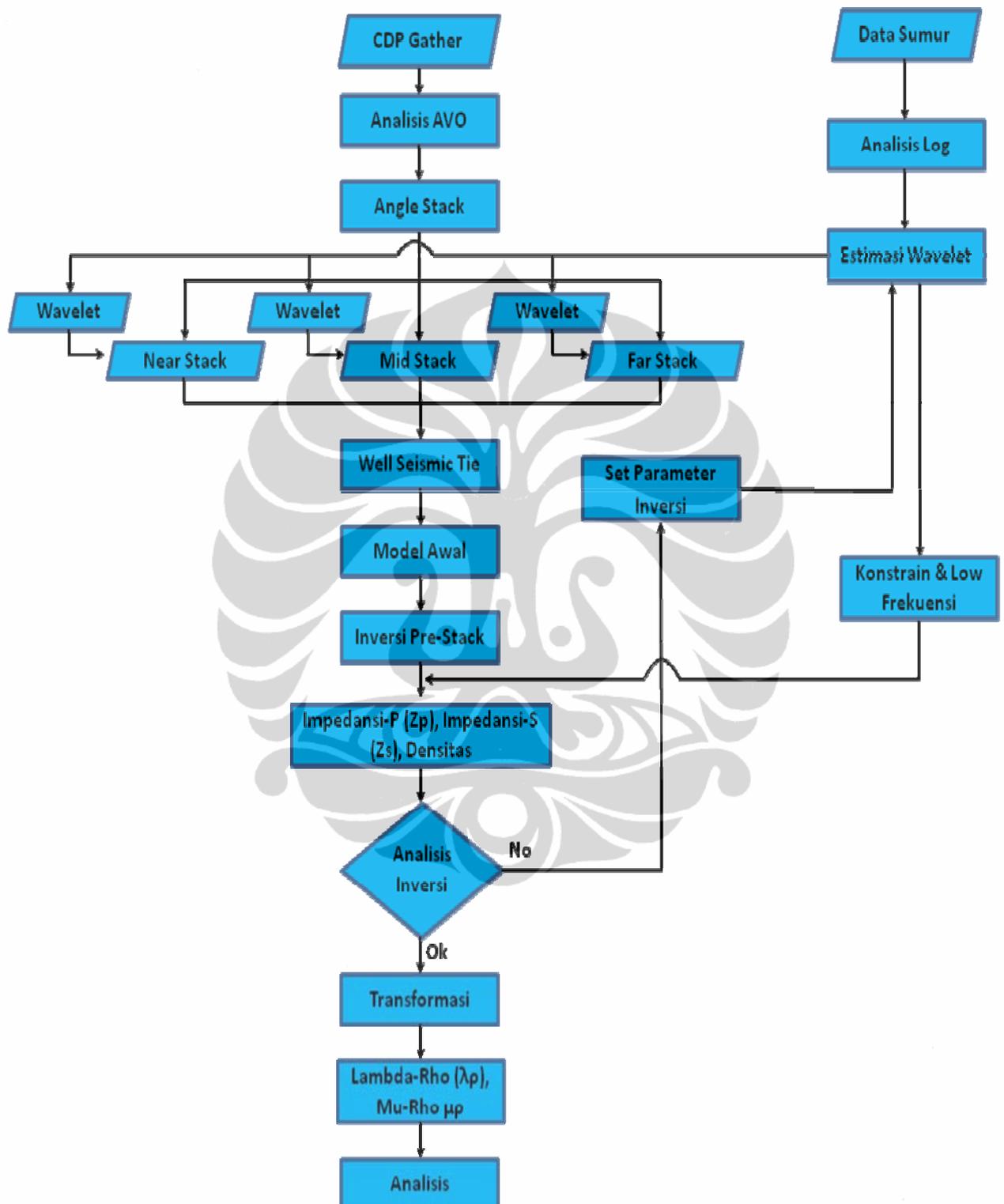
Gambar 4.19 Model impedansi yang dibuat berdasarkan data 4 sumur dengan *range* impedansi 4500 – 17000 (m/s)*(g/cc)

Dalam penentuan model dilakukan dengan pembatasan waktu konstan antara 800 – 1300 ms, target berada pada kedalaman 1080 ms. Pembatasan ini bertujuan untuk mendapatkan hasil inversi yang maksimal. Proses perhitungan inversi hanya berada dalam koridor waktu yang telah ditentukan, hal ini akan meminimalkan kesalahan/ambiguitas perhitungan. Gambar 4.19 adalah model impedansi yang dibuat berdasarkan data 4 sumur dengan kisaran nilai impedansi 4500 – 17000 (m/s)*(g/cc).

IV.3.4 Interpretasi Lambda – Rho & Mu – Rho

Setelah melakukan proses inversi dan mendapatkan parameter impedansi P (Z_p) dan impedansi S (Z_s), proses selanjutnya adalah melakukan ekstraksi konstanta-konstanta elastik inkompresibilitas fluida (λ) & rigiditas (μ). Harga *lambda* kecil menunjukkan bahwa ada kemungkinan terdapat saturasi gas di dalam reservoir, sedangkan harga *mu* yang tinggi dapat diinterpretasikan bahwa litologi batuan merupakan *sand* (kwarsa). Untuk selanjutnya dilakukan perhitungan untuk menentukan $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$. Ini dapat diperoleh dari persamaan 3.21 dan 3.23. Sehingga bisa dilakukan *cross-plot* antara $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$. Untuk selanjutnya dilakukan interpretasi kuantitatif, dengan memprediksi parameter-parameter petrofisika batuan dan arah penyebarannya. Interpretasi kualitatif, untuk mengetahui tipe atau jenis batuan dan sebagai indikator ada tidaknya akumulasi hidrokarbon.

IV.4 Diagram Alir Pengolahan Data



Gambar 4.20 Diagram alir pengolahan data

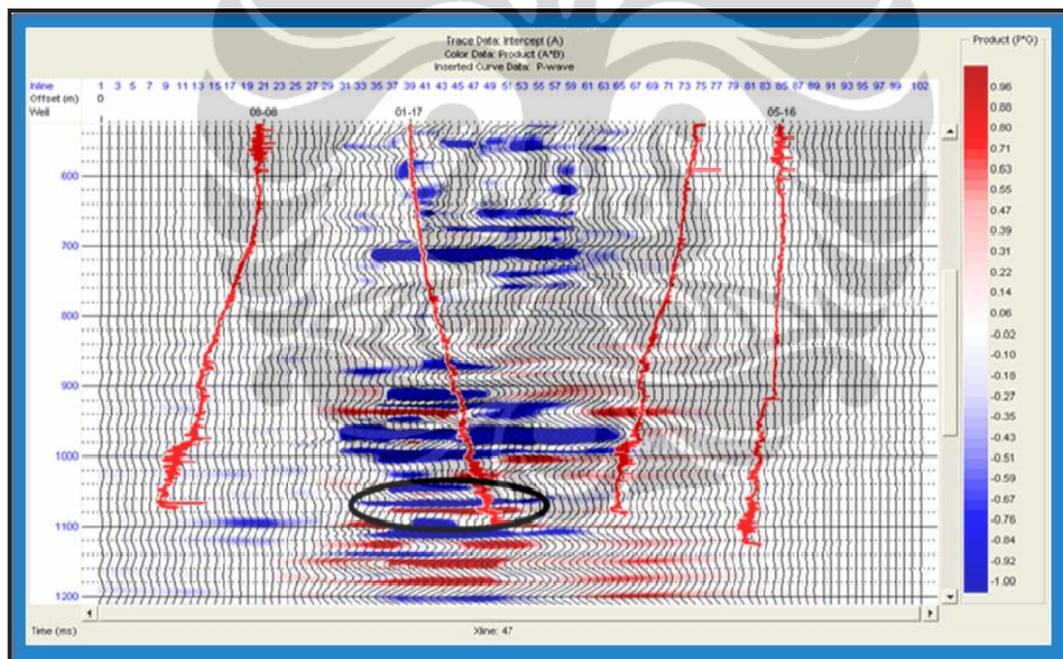
BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

Zona target dalam penelitian ini merupakan *channel* Glauconitic pada grup Manville. Formasi ini merupakan sedimen dari *incised valley fill*. Pada formasi Detrital juga ditemukan *incised valley fill* yang distribusinya bervariasi pada tiap-tiap kedalaman.

V.1 Analisis AVO

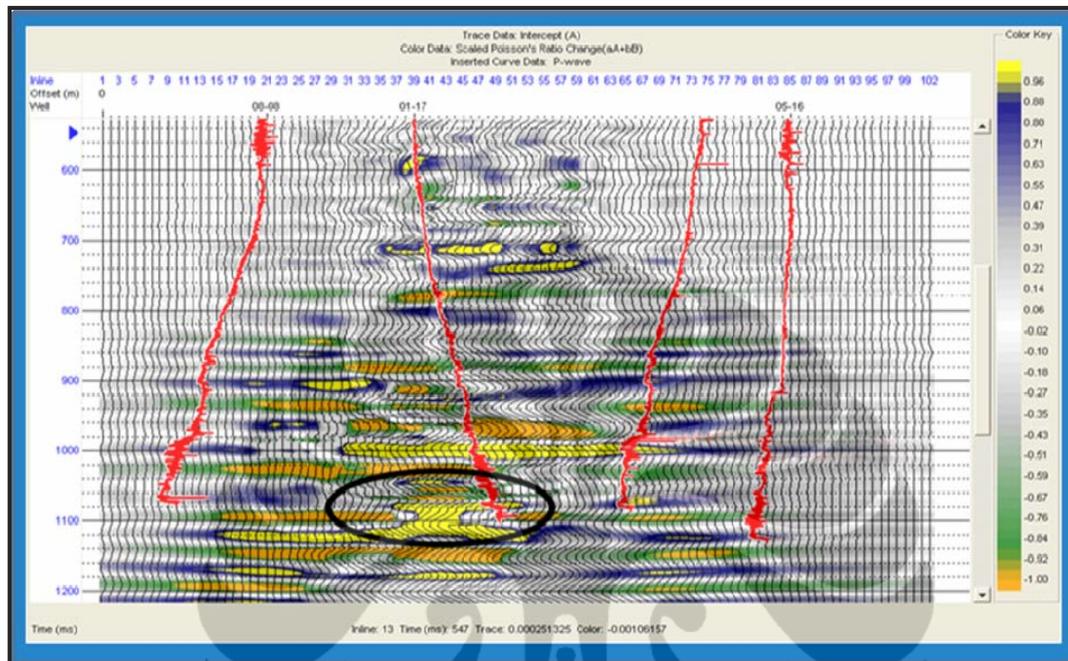
Dari hasil analisis AVO didapatkan data masuk dalam kelas AVO III. Hal ini ditunjukkan dari hasil analisis *pick*. Dari analisis gradien dan intersep diperoleh sebaran atribut.



Gambar 5.1 *Product intercept* dan *gradient* ($A*B$) pada data seismik *Xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16, jangkauan data -1 s/d 1

Gambar 5.1 merupakan *product intercept* dan *gradient* ($A*B$) pada data seismik *Xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Dari penampang seismik yang di-*overlay* dengan *color data product* ($A*B$), dari gambar ini keberadaan gas pada zona target mampu terdeteksi (elips warna hitam), hasil ini terdeteksi dengan nilai positif (warna merah) di zona target (1060 – 1080 ms) di sekitar sumur 01-

17. Anomali gas tidak terlihat dengan begitu jelas karena target yang tidak begitu tebal (dari data sumur sekitar 7 m) dan adanya ambiguitas data karena nilai-nilai positif yang muncul di tempat lain.



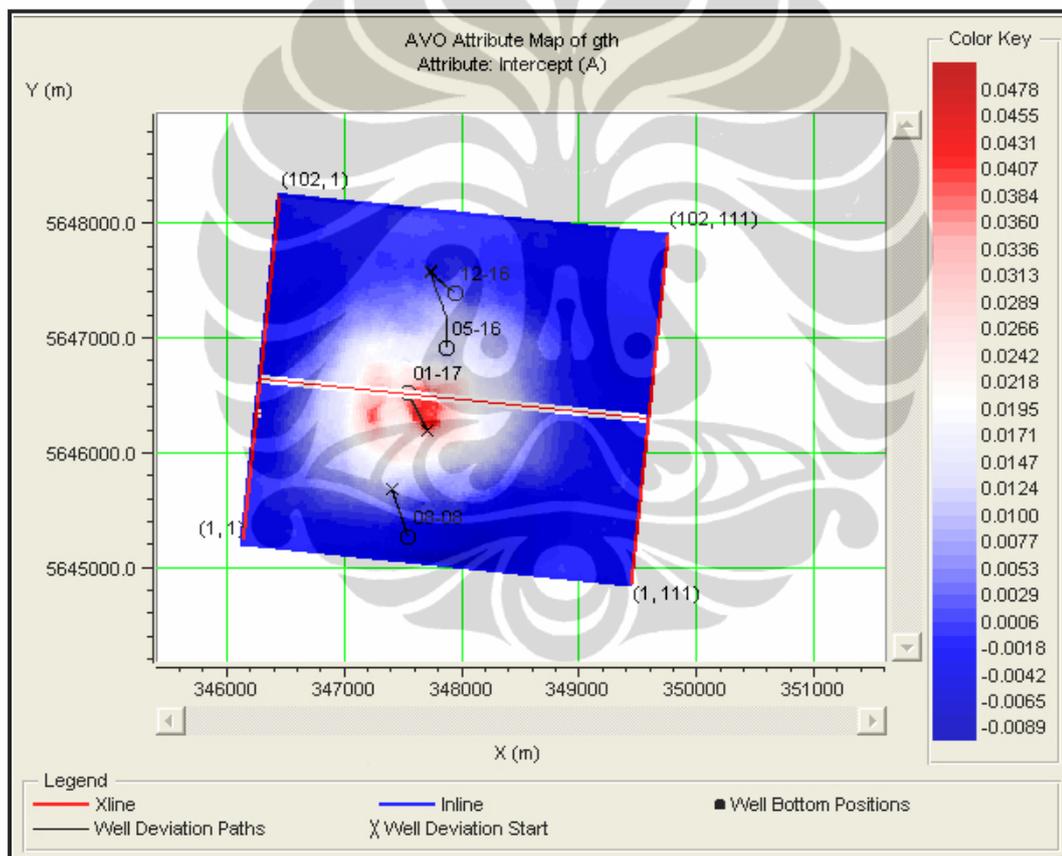
Gambar 5.2 *Scaled Poisson's Ratio* pada data seismik *xline 47*, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16, jangkauan data -1 s/d 1

Dari *secondary attribute*, *scaled Poisson's ratio* gambar 5.2 di atas, terlihat adanya kontras nilai yang cukup tajam di sekitar sumur 01-17 (elips warna hitam). Kontras nilai *scaled poisson's ratio* ini diinterpretasikan berasosiasi dengan keberadaan gas yang juga terdeteksi pada gambar 5.1. *Poisson's ratio* merupakan perbandingan antara kecepatan gelombang kompresional terhadap gelombang geser. Kecepatan gelombang P dan S akan sangat sensitif terhadap perubahan saturasi fluida di dalam pori batuan. Oleh sebab itu keberadaan gas di zona target sekitar sumur 01-17 mempengaruhi nilai dari *scaled Poisson's ratio* sehingga terlihat adanya kontras yang cukup tajam di sekitar area ini. Akan tetapi kontras tersebut juga terlihat tidak hanya di zona target saja. Hal ini masih menimbulkan ambiguitas dalam interpretasi data seismik lapangan ini. Sehingga perlu dilakukan analisis lain untuk memperjelas anomali di zona target.

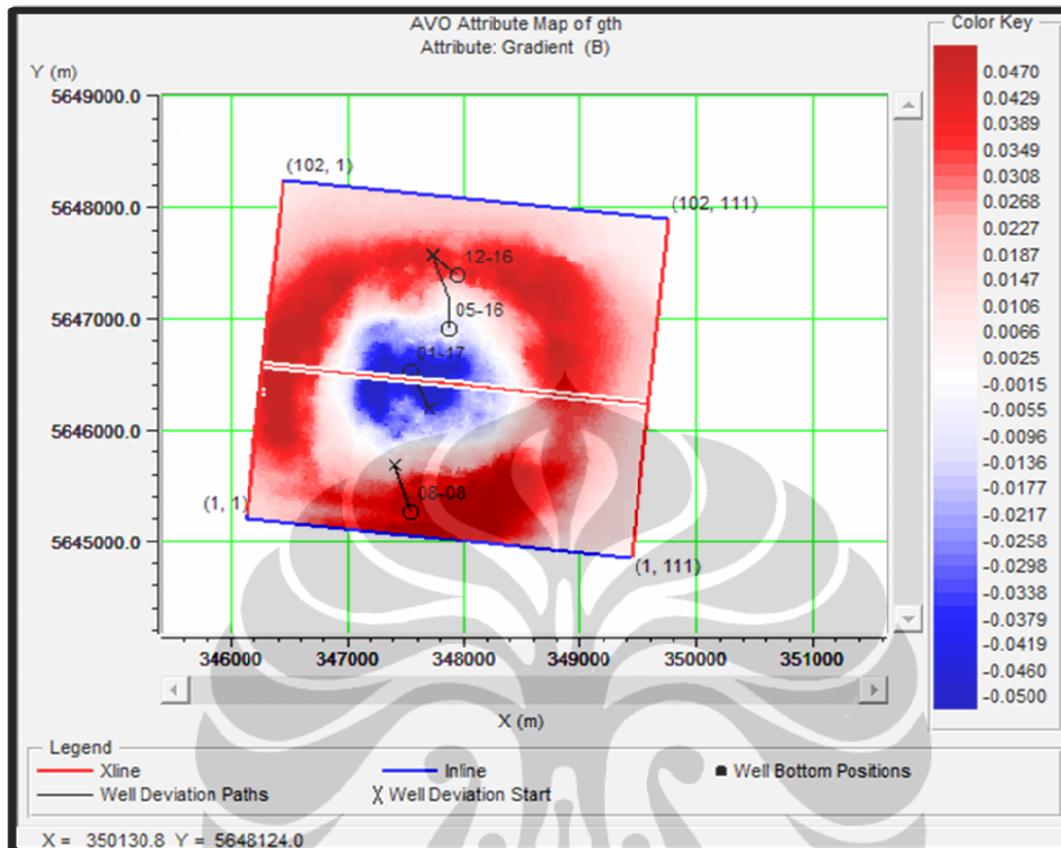
Untuk selanjutnya dari hasil analisis atribut yang meliputi intersep (A), gradien (B), *secondary attribute* (A*B) dan *Scaled Poisson's ratio* dibuat peta

sebaran masing-masing atribut tersebut. Peta – peta ini dibuat berdasarkan horison gth yang merupakan horison dari *top channel* Glauconitic.

Gambar 5.3 merupakan Peta AVO intersep A pada horison *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru. Pada peta ini terlihat adanya nilai positif yang sangat kontras di sekitar sumur 01-17 dengan ditandai adanya warna merah di lokasi ini. Sementara untuk sumur sumur lainnya tidak berada cukup dekat dengan keberadaan anomali ini. Seperti halnya pada sumur 12-16 dan 08-08 yang berada cukup jauh dari zona anomali ini, sementara untuk sumur 05-16 *bottom* sumurnya mendekati arah anomali.

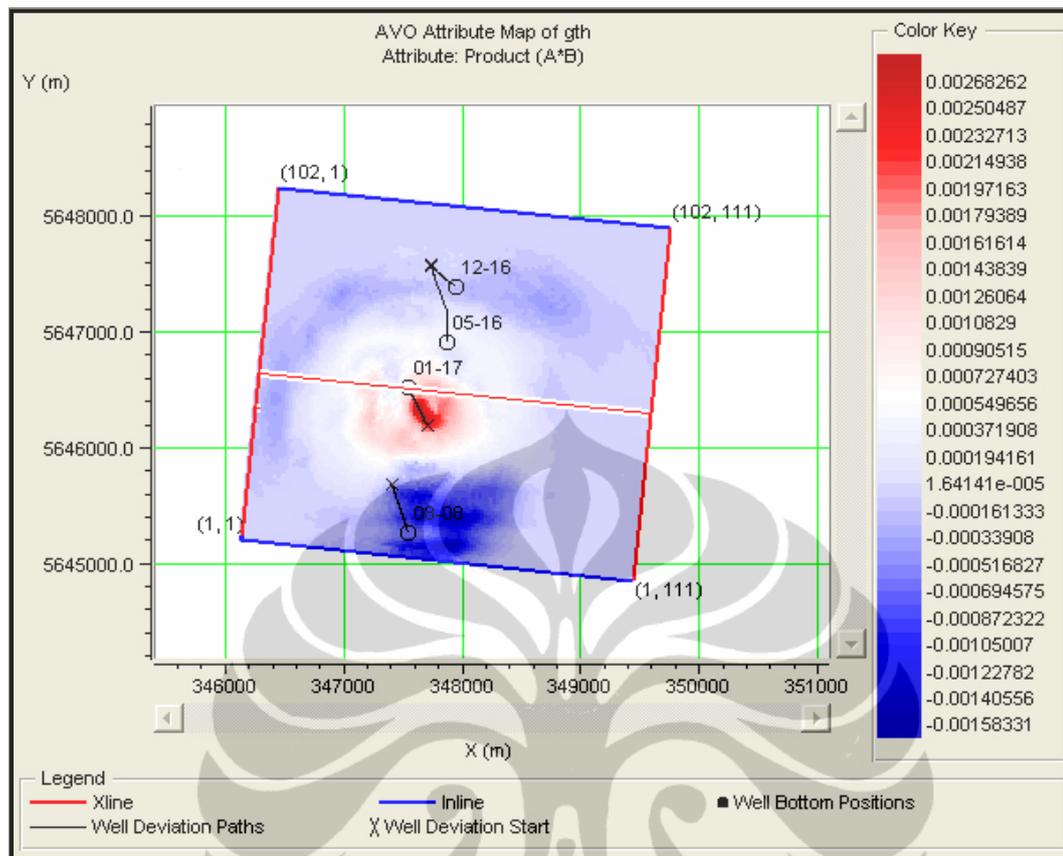


Gambar 5.3 Peta intersep (A) AVO pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru.



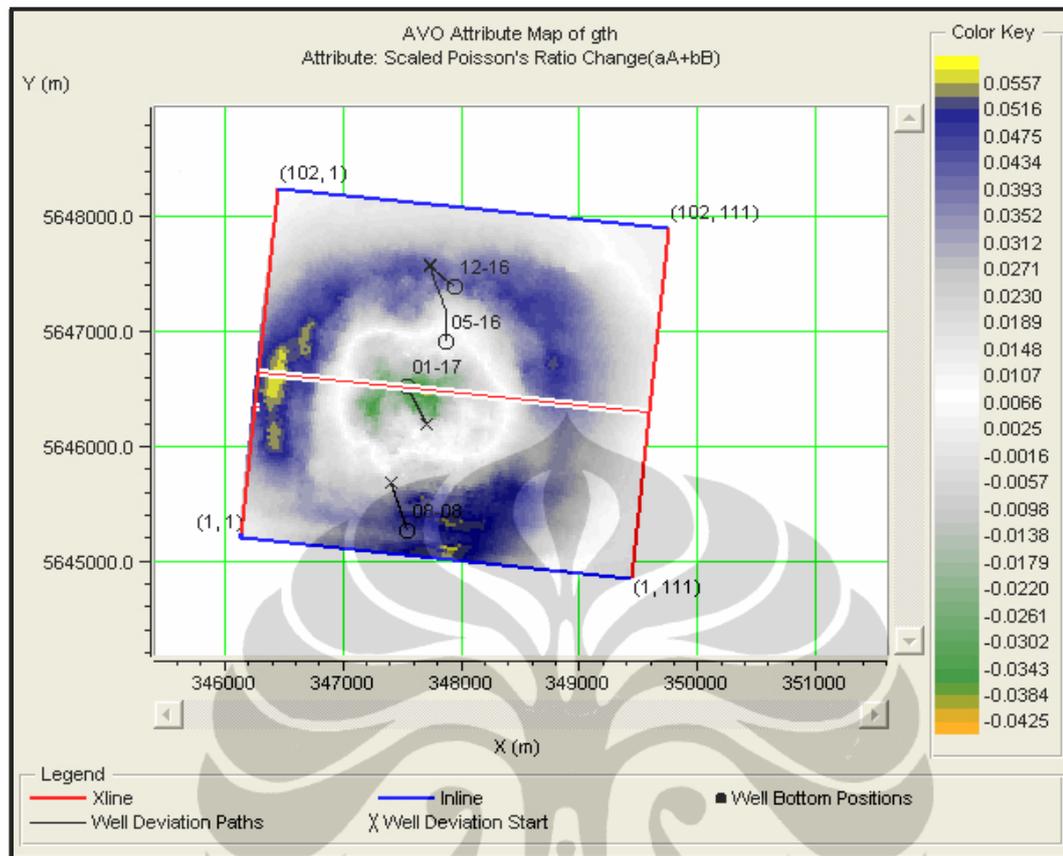
Gambar 5.4 Peta gradien (B) AVO pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru

Gambar 5.4 merupakan peta gradien (B) AVO pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru. Terlihat bahwa gradien negatif terdapat di sekitar sumur 01-17, sehingga dapat dikatakan bahwa Kelas AVO disekitar sumur 01-17 masuk dalam AVO kelas I (intersep bernilai positif, lihat gambar 5.3). Keberadaan *high impedance gas sand* (yang relatif terhadap *shale* yang menutupinya) ditandai dengan adanya gradien negatif. Pola penyebaran gradien negatif inipun masih terbatas disekitar sumur 01-17. Nilai positif yang diwakili dengan warna merah terlihat mengelilingi lokasi sumur 01-17 dan 05-16. Anomali ini berbentuk seperti cincin.



Gambar 5.5 Peta *secondary attribute product* ($A*B$) pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru

Gambar 5.5 merupakan peta *secondary attribute product* ($A*B$) pada horison gth *top channel* Glauconitic, nilai positif merah, nilai negatif biru. Dari gambar 5.5 ini dapat dilihat bahwa nilai positif dari *product* ($A*B$) berada di sekitar sumur 01-17 dan *bottom* dari sumur 05-16. Dalam analisis AVO respon positif dari *product* ($A*B$) bisa dijadikan sebagai indikator hidrokarbon secara langsung (*DHI*). Dari peta ini kita semakin yakin dengan keberadaan gas di sekitar sumur 01-17 dan 05-16. Sedangkan anomali yang berlawanan terlihat di sekitar sumur 08-08. Respon negatif dengan sangat kuat terlihat di sekitar sumur ini. Sementara itu di sumur 12-16 tidak menunjukkan suatu *bright spot* yang cukup berarti.



Gambar 5.6 Peta *secondary attribute scaled Poisson's ratio* pada horison *gth top channel* Glauconitic

Gambar 5.6 merupakan peta *secondary attribute scaled Poisson's ratio* pada horison *gth top channel* Glauconitic. Dari gambar 5.6 terlihat adanya anomali negatif di sekitar sumur 01-17 dan 05-16. Seperti dijelaskan di depan bahwa *Poisson's ratio* merupakan perbandingan antara kecepatan gelombang kompresional terhadap gelombang geser. Kecepatan gelombang P dan S akan sangat sensitif terhadap perubahan saturasi di dalam pori batuan. Oleh sebab itu keberadaan gas di zona target sekitar sumur 01-17 mempengaruhi nilai dari *scaled Poisson's ratio* sehingga terlihat adanya kontras yang cukup tajam di sekitar area ini. Hal ini dapat dikaitkan dengan adanya perubahan *Poisson's ratio* di area ini yang mengindikasikan adanya gas.

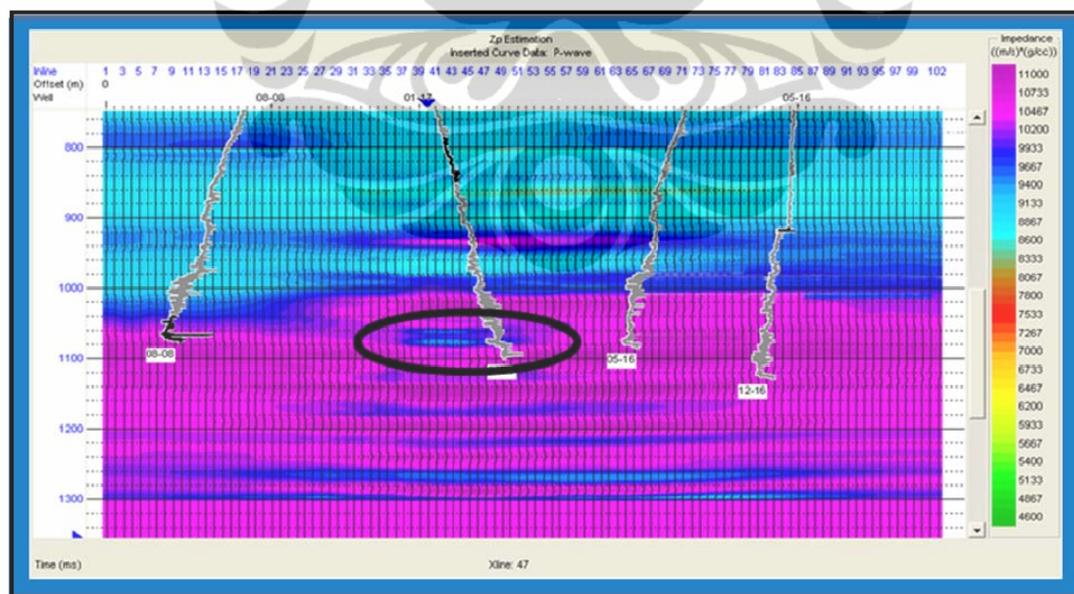
V.2 Inversi Simultan

Dalam inversi simultan, Z_p , Z_s dan densitas dihitung secara langsung dari data *pre-stack gather*. Inversi simultan (*Pre-Stack Inversion*) dalam penelitian

Universitas Indonesia

ini ditujukan untuk pendeteksian gas. Untuk tujuan ini atribut yang dipilih adalah *Lambda-Mu-Rho*. Dari hasil inversi simultan dilakukan *cross plot Lambda – Rho* terhadap *Mu – Rho* untuk zonasi gas yang kemudian di-*overlay* dengan seismik. Setelah estimasi nilai dari R_p dan R_s diperoleh dari *picking* data *angle gather*, penentuan estimasi Z_p dan Z_s diperoleh dari model awal impedansi.

Gambar 5.7 merupakan estimasi Z_p pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Jangkauan nilai estimasi Z_p berkisar antara 4500 s/d 11000. Dari gambar ini terlihat adanya anomali di sekitar sumur 01-17 (elips warna hitam) terdapat kontras nilai Z_p pada kedalaman 1060 – 1080. Dimana nilai Z_p pada kedalaman 1000 ms sudah mengalami kenaikan, tetapi ditemukan adanya penurunan Z_p pada kedalaman 1060 – 1080 ms. Parameter Z_p diekstrak dari nilai reflektifitas gelombang P (R_p). Hal ini sesuai dengan karakter gelombang P, di mana kecepatan gelombang P akan mengalami penurunan ketika melalui medium pori yang berisi gas. Penurunan kecepatan gelombang P akan berakibat adanya penurunan nilai Z_p . Pada data lapangan Blackfoot hal ini terlihat dengan cukup baik di sekitar sumur 01-17 (elips warna hitam gambar 5.7).

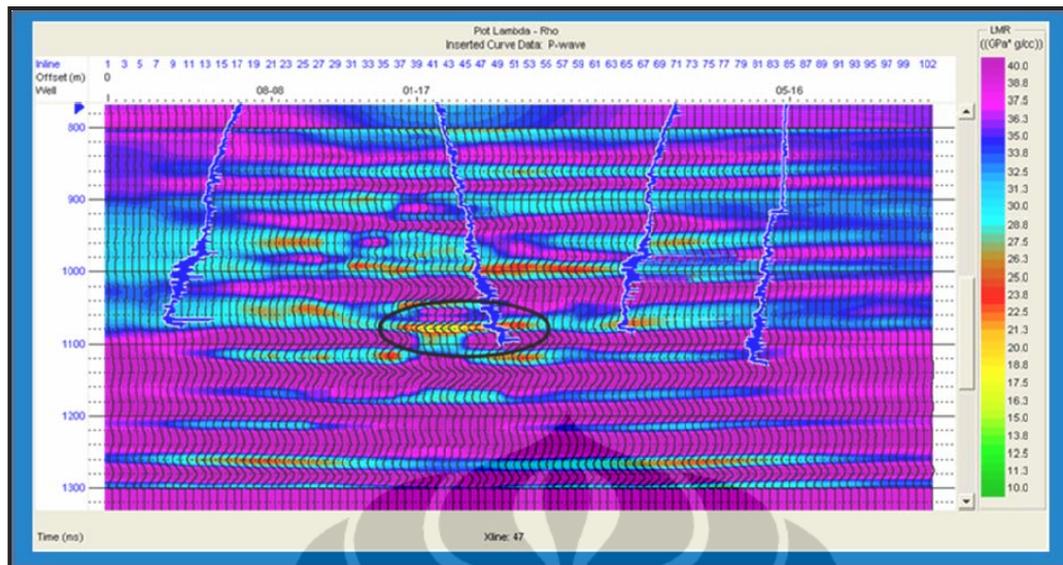


Gambar 5.7 Ekstraksi Z_p pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16

Gambar 5.8 merupakan estimasi Z_s pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Dari proses inversi mengekstrak nilai Z_s dari reflektifitas gelombang S (R_s) jangkauan nilai estimasi Z_s antara 1500 s/d 6500. Kecepatan gelombang S akan mengalami kenaikan (bertambah) secara signifikan ketika melalui medium yang memiliki porositas tinggi seperti *sand*/kwarsa. Dan akan relatif mengalami penurunan apa bila menjalar melalui medium yang lebih *tight* seperti *shale*. Kenaikan kecepatan gelombang S ini akan diikuti naiknya impedansi gelombang S (Z_s), sehingga batuan yang berupa *sand*/kwarsa akan cenderung memiliki harga impedansi S yang relatif lebih besar di bandingkan dengan *shale*. Pada gambar 5.8 terlihat kenaikan impedansi S dari *inline* 1 mulai pada kedalaman 1040 ms berlanjut sampai *inline* 35 kemudian sedikit menjadi lebih dalam sampai *inline* 55 dan kemudian menjadi lebih dangkal pada kedalaman 1000 ms sampai pada *inline* 102. Sementara batas bawah nilai impedansi S yaitu pada *inline* 1 pada kedalaman 1040 ms sampai pada *inline* 102 berkisar pada kedalaman 1130 ms. Pada data ini lapangan Blackfoot ini jelas terlihat adanya indikasi lapisan batu pasir pada grup Manville terutama pada *channel* Glauconitic.



Gambar 5.8 Ekstraksi Z_s pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16

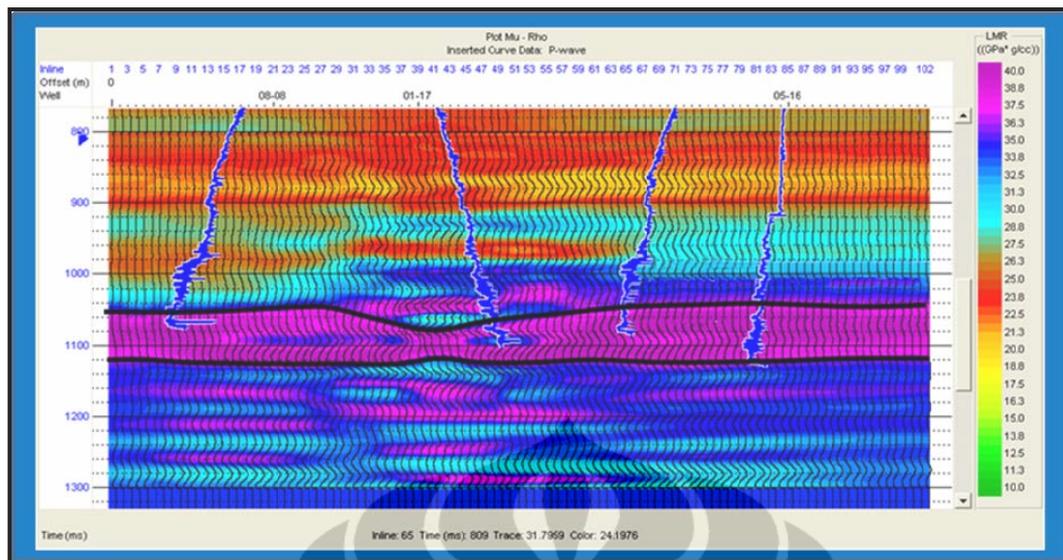


Gambar 5.9 Ekstraksi parameter petrofisika $\Lambda - \rho$ pada data seismik $xline$ 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16

Pada gambar 5.9 merupakan hasil ekstraksi parameter petrofisika $\Lambda - \rho$ pada data seismik $xline$ 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Dari hasil ekstraksi diperoleh jangkauan nilai $\Lambda - \rho$ antara 10 s/d 40 $GPa \cdot g/cc$. Parameter λ , *incompressibility* merupakan kemampuan batuan untuk tidak tertekan, dengan kata lain kemampuan batuan untuk mempertahankan volumenya ketika ada tekanan. Seperti halnya pada pembahasan impedansi Z_p , keberadaan gas di dalam ruang berpori akan mengakibatkan penurunan secara drastis kecepatan gelombang P. Hal ini diakibatkan karena penurunan modulus *bulk* lebih tinggi dibandingkan penurunan *bulk* densitas. Ini akan mengakibatkan nilai inkompresibilitas batuan *drop*. Sehingga kemampuan batuan untuk mempertahankan volumenya menjadi berkurang. Oleh sebab itulah maka nilai λ akan menjadi kecil.

Pada analisis hasil ekstraksi $\Lambda - \rho$ pada lapangan Blackfoot, penurunan nilai λ ditemukan di sekitar sumur 01 – 17 (elips warna hitam gambar 5.9). Indikasi keberadaan gas terlihat cukup baik di daerah ini yaitu dengan nilai $\Lambda - \rho < 20 GPa \cdot g/cc$. Di beberapa lokasi lain terdapat anomali – anomali yang bersifat lokal juga tetapi nilai $\Lambda - \rho > 20 GPa \cdot g/cc$, anomali ini sesuai dengan *drop* impedansi P (Z_p) dari analisa sebelumnya. Hal ini akan semakin jelas ketika kita melakukan *cross plot* $\Lambda - \mu - \rho$.

Universitas Indonesia

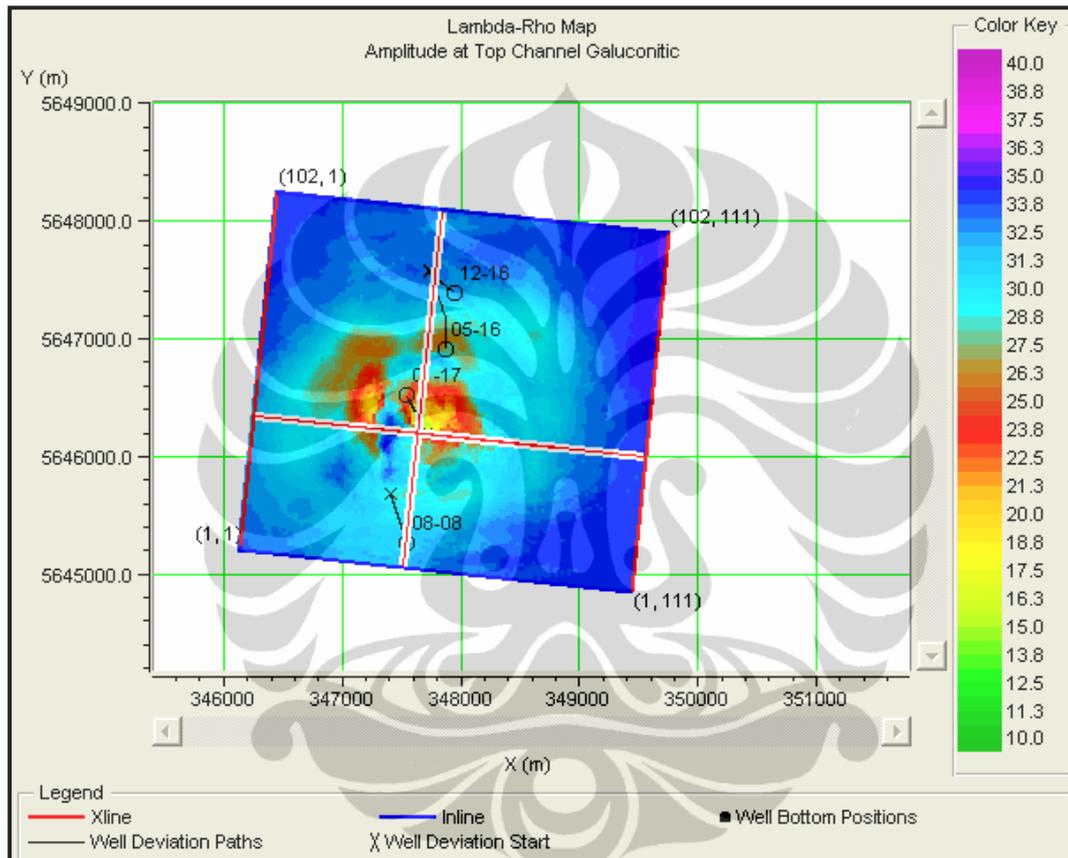


Gambar 5.10 Ekstraksi parameter petrofisika $\mu - \rho$ pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16

Gambar 5.10 merupakan hasil Ekstraksi parameter petrofisika $\mu - \rho$ pada data seismik *xline* 47, sumur 08-08, 01-17, 05-16 dan 12-16. Dari hasil ekstraksi diperoleh jangkauan nilai $\mu - \rho$ antara 10 s/d 40 GPa*g/cc. Parameter μ menyatakan rigiditas batuan. Rigiditas adalah kemampuan batuan untuk mempertahankan bentuknya. Kemampuan ini tidak bergantung pada fluida pengisi pori batuan tetapi lebih pada *framework* batuan. Ketika kecepatan gelombang S menjalar melalui dua buah medium yang memiliki *framework* berbeda misalnya dari *shale* ke *sand*, maka akan terjadi lonjakan kecepatan gelombang S. Hal ini terjadi karena perbedaan *framework* batuan antara *shale* dan *sand*. *Shale* memiliki nilai rigiditas yang kecil dibandingkan nilai rigiditas *sand*.

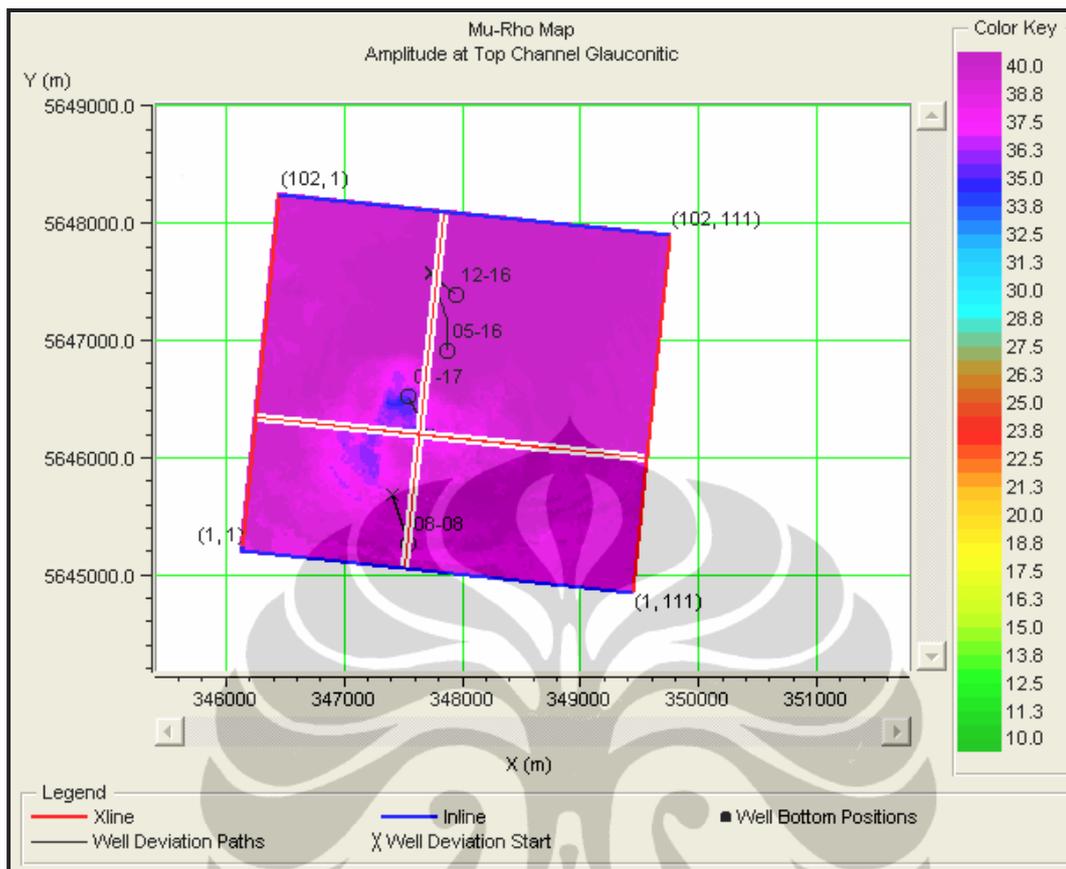
Pada analisa ekstraksi $\mu - \rho$ diperoleh suatu zona dengan nilai > 35 GPa*g/cc. Zona ini dijumpai mulai dari *inline* 1 pada kedalaman 1040 ms sampai pada *inline* 30 kemudian menjadi lebih dalam sampai pada kedalaman 1060 ms pada *inline* 40 dan kemudian menjadi relatif dangkal pada *inline* 65 pada kedalaman 1130 ms sampai *inline* 102. Sementara pada batas bawah, mulai dari *inline* 1 pada kedalaman 1120 ms dan relatif sama sampai pada *inline* 102. Zona inilah yang di indikasikan sebagai litologi *sand* pada grup Manville, lebih spesifik pada *channel* Glauconitic. Penemuan ini bersesuaian dengan analisis impedansi S (Z_s) sebelumnya.

Pada analisis ekstraksi $\Lambda - \rho$ (gambar 5.9) dan $\mu - \rho$ (gambar 5.10), parameter ρ , densitas dimasukkan sebagai kompensasi sehingga dalam pembuatan *cross plot* untuk menghilangkan efek perubahan densitas, sehingga ketika membuat *cross plot* $\Lambda - \mu - \rho$ kedua sumbu sudah tidak terpengaruh oleh efek perubahan densitas.



Gambar 5.11 Peta parameter petrofisika $\Lambda - \rho$ pada *top channel* Glauconitic

Gambar 5.11 merupakan peta hasil ekstraksi petrofisika $\Lambda - \rho$ pada *top channel* Glauconitic. Dari peta ini terlihat bahwa sebaran $\Lambda - \rho$ rendah berada di sekitar sumur 01-17. Pada pembahasan sebelumnya, adanya nilai $\Lambda - \rho$ rendah ini sebagai indikasi keberadaan gas yang mengisi ruang pori batuan pada *channel* Glauconitic. Adanya gas mengakibatkan sifat inkompresibilitas batuan menjadi *drop*.

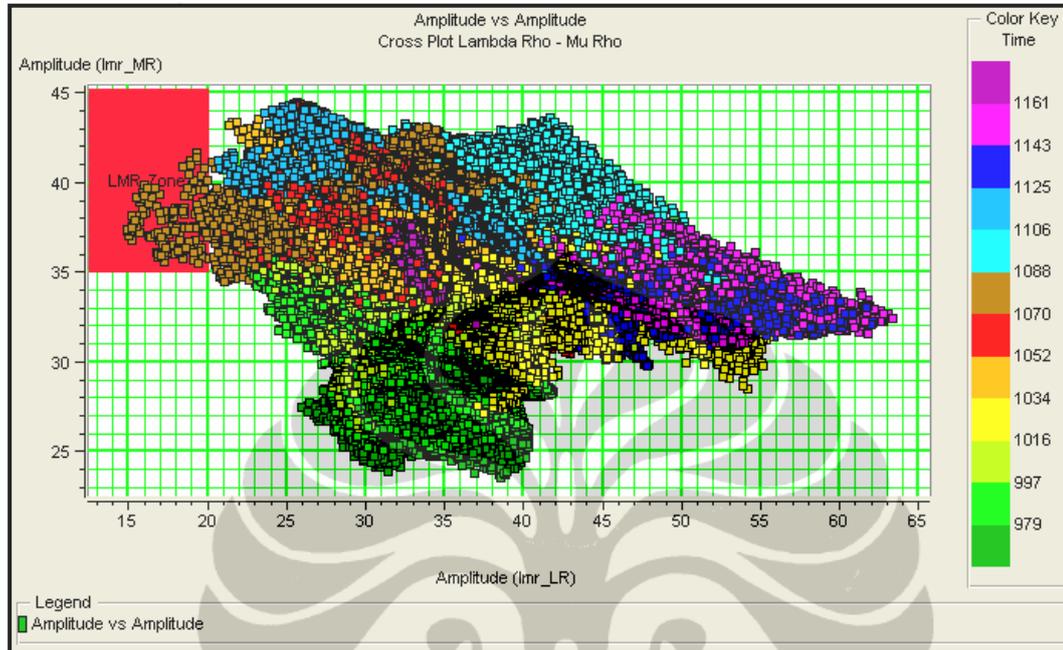


Gambar 5.12 Peta parameter petrofisika $\mu - \rho$ pada *top channel* Glauconitic

Gambar 5.12 merupakan peta hasil ekstraksi petrofisika $\mu - \rho$ pada *top channel* Glauconitic. Dari peta ini terlihat *top channel* Glauconitic memiliki harga $\mu - \rho$ yang tinggi dan hampir merata di semua tempat. Ada beberapa bagian saja yang memiliki nilai yang sedikit lebih rendah. Nilai $\mu - \rho$ yang tinggi ini mengindikasikan bahwa litologi *top channel* Glauconitic merupakan *sand*. Hal ini bersesuaian dengan hasil pembahasan sebelumnya pada analisis impedansi S (Z_s). *Sand* memiliki rigiditas yang tinggi dibandingkan dengan *shale*. Hal ini disebabkan perbedaan *framework* batuan antara *sand* dan *shale*.

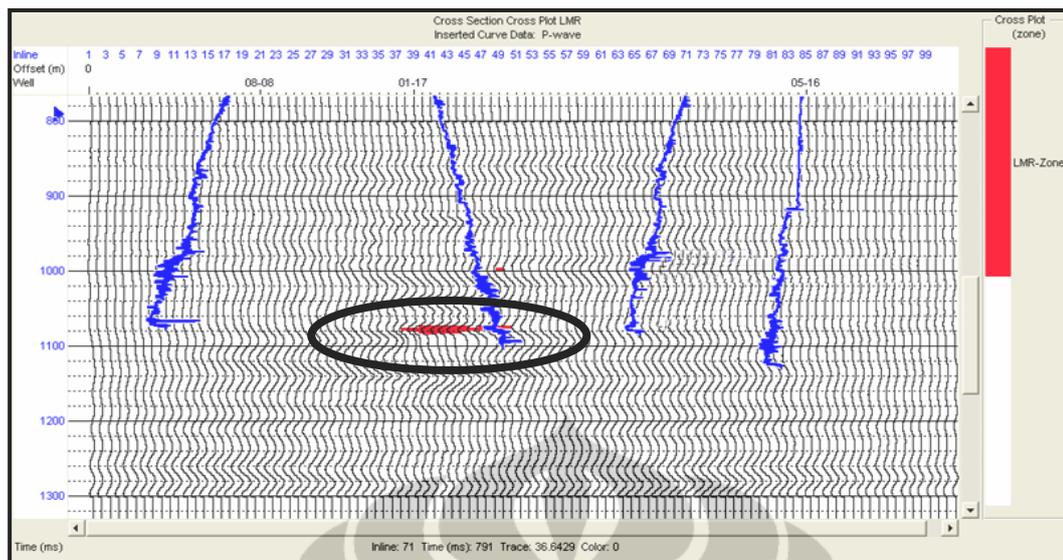
Untuk melengkapi analisis keberadaan gas ini di buat *cross plot* antara $\lambda - \rho$ terhadap $\mu - \rho$. *Cross plot* ini sangat bermanfaat untuk melihat persebaran *gas sand* pada lapangan Blackfoot. Gambar 5.12 merupakan *cross plot* parameter petrofisika $\lambda - \rho$ terhadap $\mu - \rho$. *Cross plot* ini diadaptasi dari usulan yang diajukan oleh Goodway (1997). Goodway mengusulkan nilai *cut off* $\lambda - \rho < 20 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$ dan *cut off* $\mu - \rho > 35 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$. Nilai *cut*

off ini digunakan untuk zonasi untuk mengetahui sebaran zona *gas sand* pada data seismik.



Gambar 5.13 *Cross plot Lambda – Rho* terhadap *Mu – Rho* untuk penentuan zonasi *gas sand* pada lapangan Blackfoot

Gambar 5.13 merupakan *cross plot Lambda – Rho* terhadap *Mu – Rho* untuk penentuan zonasi *gas sand* pada lapangan Blackfoot. *Cross plot* ini dilakukan di sekitar target reservoir yaitu pada kedalaman 960 s/d 1170 ms. Dari hasil *cross plot Lambda – Mu – Rho* tersebut kemudian dilakukan zonasi sesuai dengan usulan Goodway (1997). Yaitu nilai *cut off* untuk *Lambda – Rho* < 20 GPa*g/cc dan untuk *Mu – Rho* > 35 GPa*g/cc. Zonasi ditunjukkan oleh kotak warna merah.



Gambar 5.14 Sebaran *gas sand* pada data seismik *Xline 47* lapangan Blackfoot, hasil *cross plot Lambda – Mu – Rho*

Gambar 5.14 merupakan sebaran *gas sand* pada data seismik *Xline 47* lapangan Blackfoot, hasil *cross plot Lambda – Mu – Rho*. Gambar ini merupakan hasil *cross plot Lambda – Mu – Rho* yang sudah dizonasi dengan *cut off* untuk $\text{Lambda} - \text{Rho} < 20 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$ dan untuk $\text{Mu} - \text{Rho} > 35 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$. Sebaran *gas sand* diwakili oleh warna merah (elips wana hitam gambar 5.14). Keberadaan *gas sand* terfokus di satu area di sekitar sumur 01 – 17. *Gas sand* terlihat jelas pada kedalaman 1070 s/d 1090 ms. Apa-bila hal ini di-*cross check* dengan anomali yang terdapat pada sumur 01 – 17 keberadaan gas hasil ekstraksi *Lambda – Mu – Rho* ini sama kedalamannya.

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

VI.1 Kesimpulan

1. Ketebalan zona target *channel* Glauconitic yang diperoleh dari data sumur \pm 7 m.
2. Pada proses *well seismic tie* korelasi antara data sumur dan seismik bervariasi nilai antara 0.70 s/d 0.85
3. Dalam penentuan model untuk inversi simultan diperoleh nilai korelasi model (berdasarkan dengan data sumur) bervariasi antara 0.80 s/d 0.92.
4. Analisis AVO mampu mendeteksi keberadaan gas di lapangan Blackfoot tetapi hasilnya masih menimbulkan ambiguitas dalam interpretasi. Keberadaan Zona gas terdeteksi di sekitar sumur 01-17 terbukti dengan nilai positif dari *secondary attribute product* ($A*B$) dan anomali negatif dari *secondary attribute scaled Poisson's ratio*.
5. Keberadaan *sand* terlihat jelas dan signifikan dari hasil inversi simultan. *Sand* terdeteksi melalui ekstraksi parameter petrofisika $\mu - \rho$. Diperoleh jangkauan nilai $\mu - \rho$ antara 10 s/d 40 $\text{GPa} \cdot \text{g/cc}$. Rigiditas tinggi ($>35 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$) pada daerah ini diinterpretasikan sebagai adanya litologi *sand*, *channel sand*.
6. Pemisahan gas jelas terlihat dari hasil inversi simultan parameter petrofisika $\lambda - \rho$. Besaran ini dikaitkan dengan sifat inkompresibilitas fluida. Nilai $\lambda - \rho$ yang kecil mengindikasikan adanya gas di area ini.
7. Dari hasil penelitian ini secara keseluruhan disimpulkan bahwa lapangan Blackfoot merupakan reservoir dengan litologi *sand*, di mana pada lokasi sekitar sumur 01-17 berisi gas. Gas tersebar secara terbatas di sekitar sumur 01-17.

VI.2 Saran

Analisis AVO dan inversi simultan LMR telah mampu mendeteksi keberadaan reservoir *gas sand*. Hasilnya akan menjadi sangat komprehensif apabila dilakukan uji pemodelan FRM. Sehingga analisis penentuan fluida akan semakin tajam dan sekaligus untuk menguji saturasi hidrokarban dan air di dalam reservoir.



REFERENSI

- Aki, K. and Richards, P.G., 1980. *Quantitative Seismology; Theory and Methods*, Vol.1, W.H. Freeman & Co.
- Castagna, J.P. Batzle, M.L., and Eastwood, R. L., 1985. Relationships between compressional and shear-wave velocities in elastic silicate rocks: *Geophysics*, 50, p. 571 –581.
- Chi, Xin-gang. and Han, De-hua., 2006. *Fluid Property Discrimination by AVO Inversion*, SEG/New Orleans 2006 Annual Meeting, 2052 – 2056.
- Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J. and Levitt, P.R., 1994. *Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: a 3-D seismic case history using the Geostack technique*: *Geophysics*, 59, 1362 –1376.
- Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., and Gregory, A. R., 1974. *Formation Velocity and Density – The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps*, *Geophysics* 39, 770-7780
- Gray, F. David, 2002. *Elastic Inversion for Lamé Parameters*, CSEG Geophysics.
- Goodway, B., Chen, T. and Downton, J., 1997, *Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysical Parameters*, 67th Ann. Internat. Mtg: SEG, 183-186.
- Goodway, Bill; Szelewski , Chris; Overell, Steve ; Corbett, Norm; and Skrypnek Terry, 2008. *Using AVO and LMR Analysis with DHI and Flat-Spot Calibration to Mitigate Reservoir Risk at Stonehouse, Offshore Nova Scotia*, CSPG CSEG CWLS Convention
- Hoffe, Brian; Peres, Marco and Goodway, William, 2008. *AVO Interpretation in LMR Space: A Primer*, CSPG CSEG CWLS Convention
- James, Huw ; Peloso, Andy and Wang, Joanne, 2002. *Volume Interpretation of Multi-Attribute 3D Surveys*. EAEG first break volume 20.3 March 2002.
- Mandler, Holger; and Stevens, Len, 2004. *Porosity-Thickness Prediction by Application of AVO/LMR Analysis to Seismic Data: A Case Study from a Clastic Lower Cretaceous Gas Reservoir at Crossfield, Southern Alberta*, CSEG National Convetion, Canada.

Universitas Indonesia

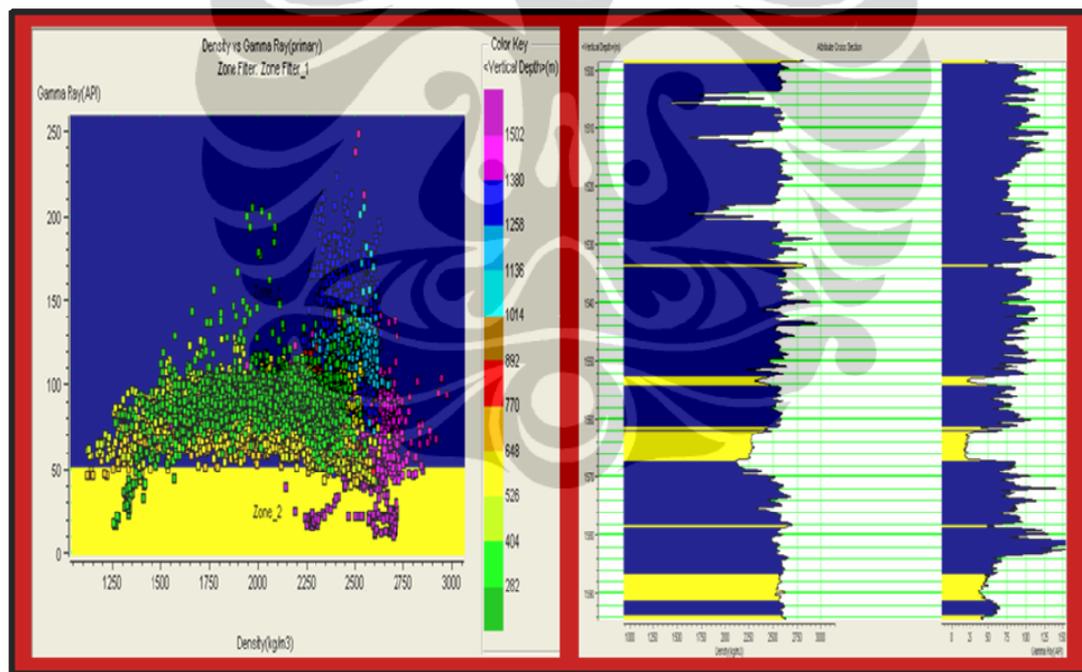
- Meleza, Vargas; Liliana; Megchun, Jose Luis; and Vazquez, Gabriel, 2004. *Petrophysical Properties Estimation by Integrating AVO, Seismic Inversion and Multiattribute Analysis in A 3-D Volume of Playuela Veracruz*, AAPG International Conference: October 24-27, 2004; Cancun, Mexico.
- Miller, Susan L. M., 1996, *Multicomponent Seismic Data Interpretation*, Department of Geology and Geophysics, University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada.
- Munadi, S., 1991, *Seismologi eksplorasi*, Publikasi HAGI Indonesia.
- Rutherford, S. R., and Williams, R. H. 1989, Amplitude-Versus-Offset Variations in Gas Sand, *Geophysics*, 54, 6800 – 688.
- Russel, B.H., 1991, *Introduction to Seismic Inversion Methods*, S.N., Domenico, Editor Course Notes Series, Volume 2, 3rd edition.
- Santos, L'ucio Tunes, 2007. *An AVO Indicator Based on the Impedance Concept*, Tenth International Congress of The Brazilian Geophysical Society
- Shuey, R.T., 1985, *A Simplification of The Zoeppritz Equations*, *Geophysics*, 50, 609-614.
- Zhang, Jinghua, and Li, Xiang-Yang, 2005. *AVO Fluid Discrimination with Weak Impedance Contrast – A Case Study from The Ordos Basin*. EAGE 67th Conference & Exhibition — Madrid, Spain
- Zoeppritz, K., 1919, Endbebenwellen VIII B, *On The Reflection and Penetration of Seismic Waves Trough Unstable Layers*, *Gottinger Norchr*, 1, 66-84.

LAMPIRAN A

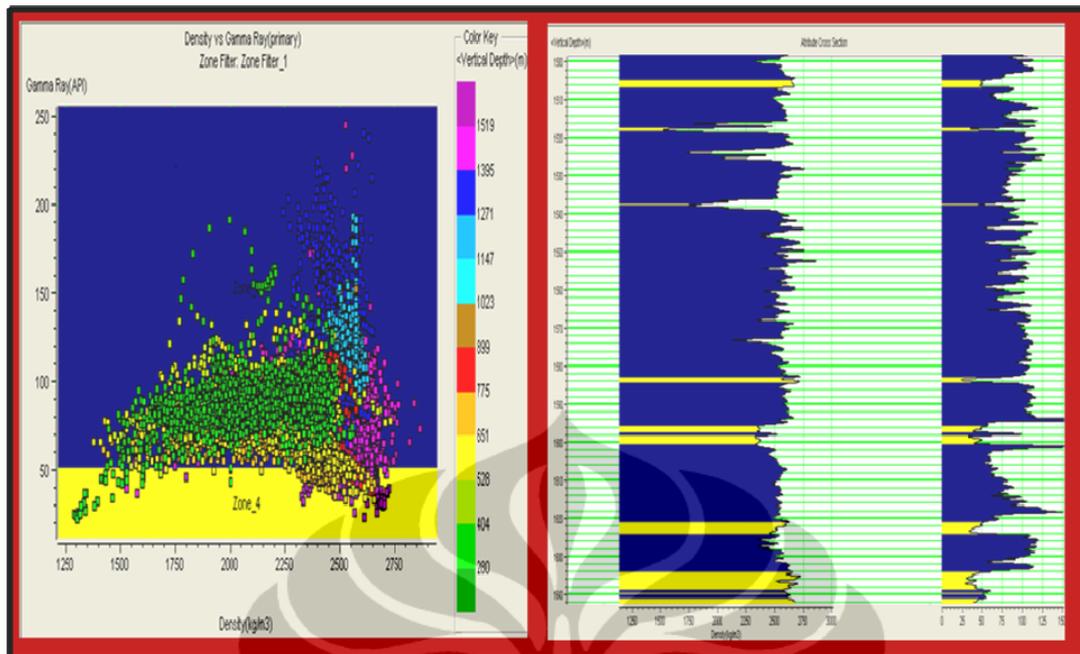
ANALISIS SENSITIFITAS

Analisis sensitifitas dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui parameter-parameter yang paling cocok untuk digunakan dalam pemisahan litologi maupun fluida di dalam reservoir. Analisis ini dilakukan pada pada log sumur disesuaikan dengan ketersediaan data log untuk masing masing sumur. Adapun analisis sesnsitifitas yang dilakukan yaitu :

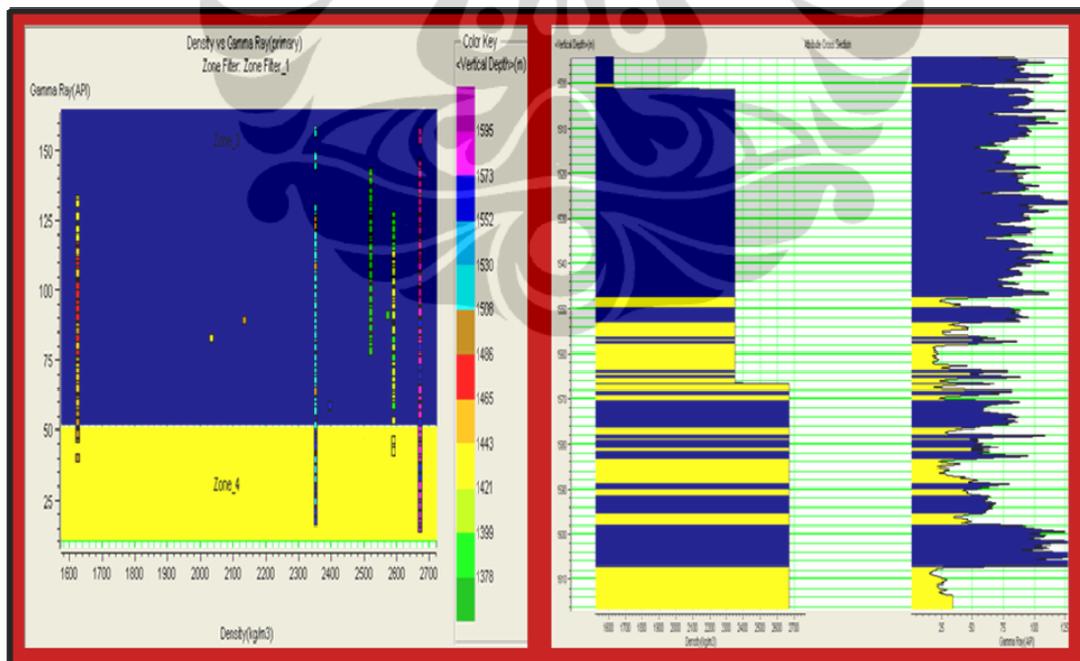
1. Cross plot antara log densitas dan gamma ray, cross plot ini digunakan untuk memisahkan antara litologi sand dan shale (berdasarkan sifat permeabilitasnya). Hasilnya sebagai berikut :



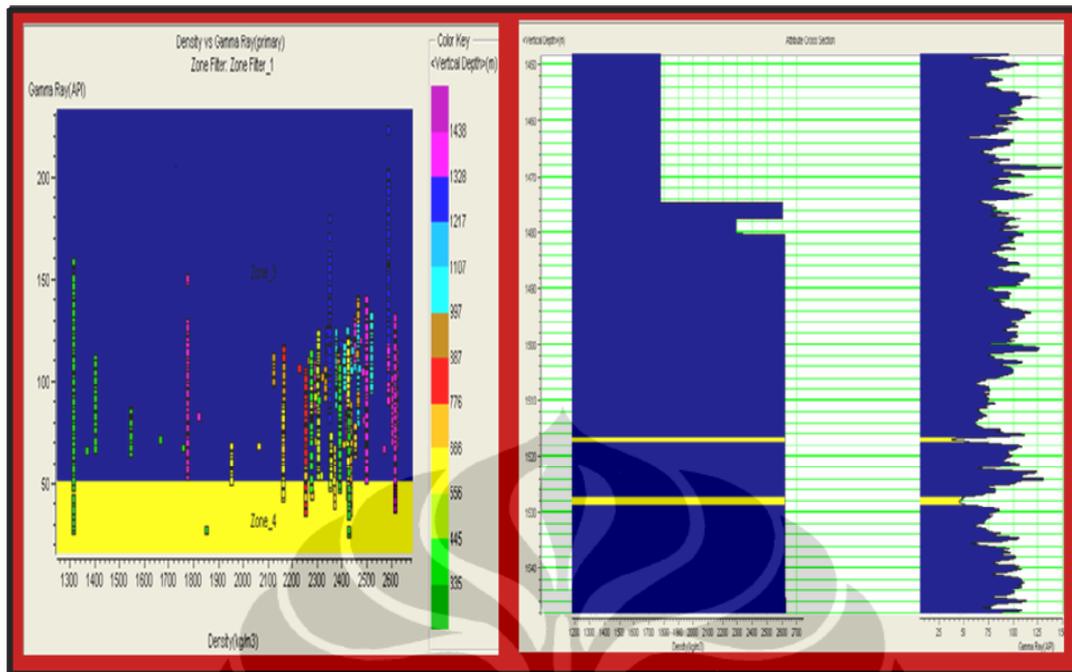
Gambar A-01, Cross plot antara log gamma ray dan densitas sumur 01-17



Gambar A-02, Cross plot antara log gamma ray dan densitas sumur 05-06

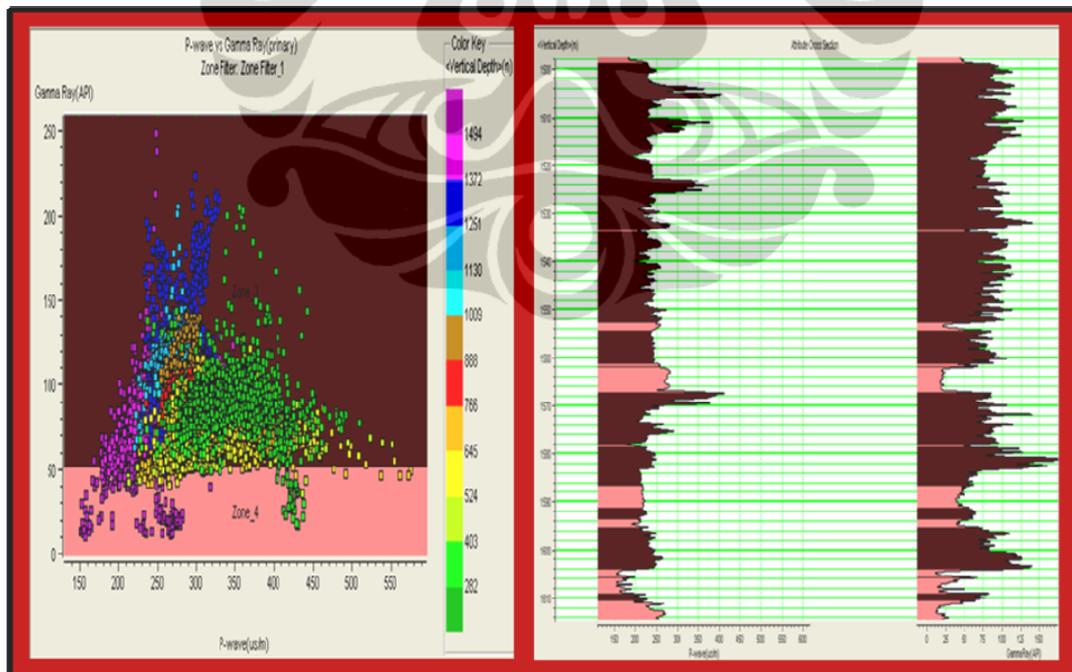


Gambar A-03, Cross plot antara log gamma ray dan densitas sumur 08-08

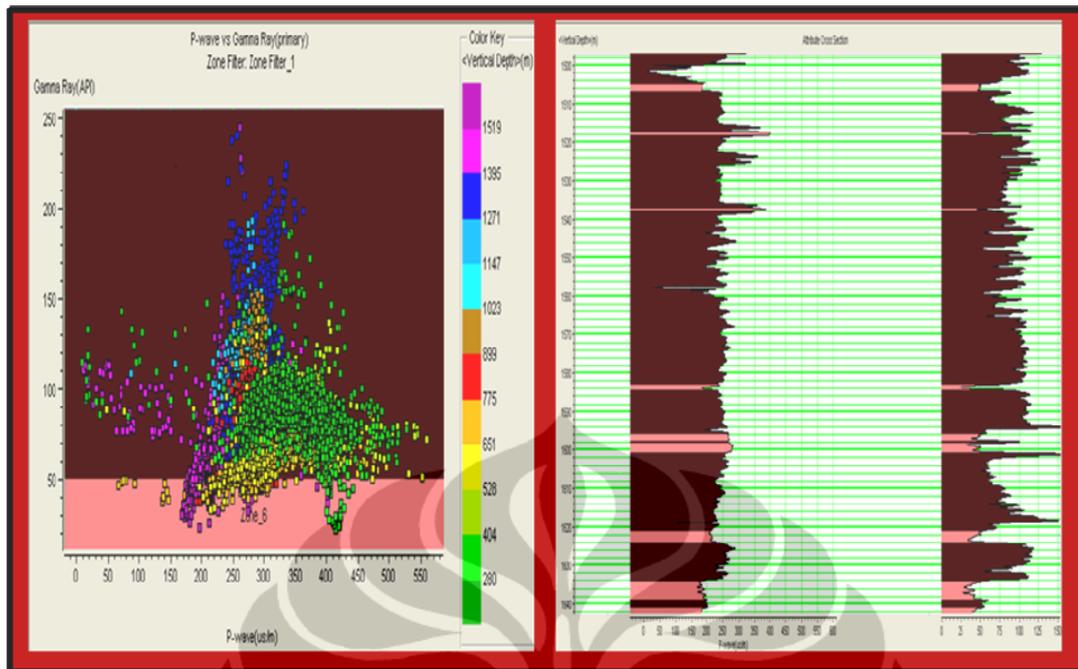


Gambar A-04, Cross plot antara log gamma ray dan densitas sumur 12-16

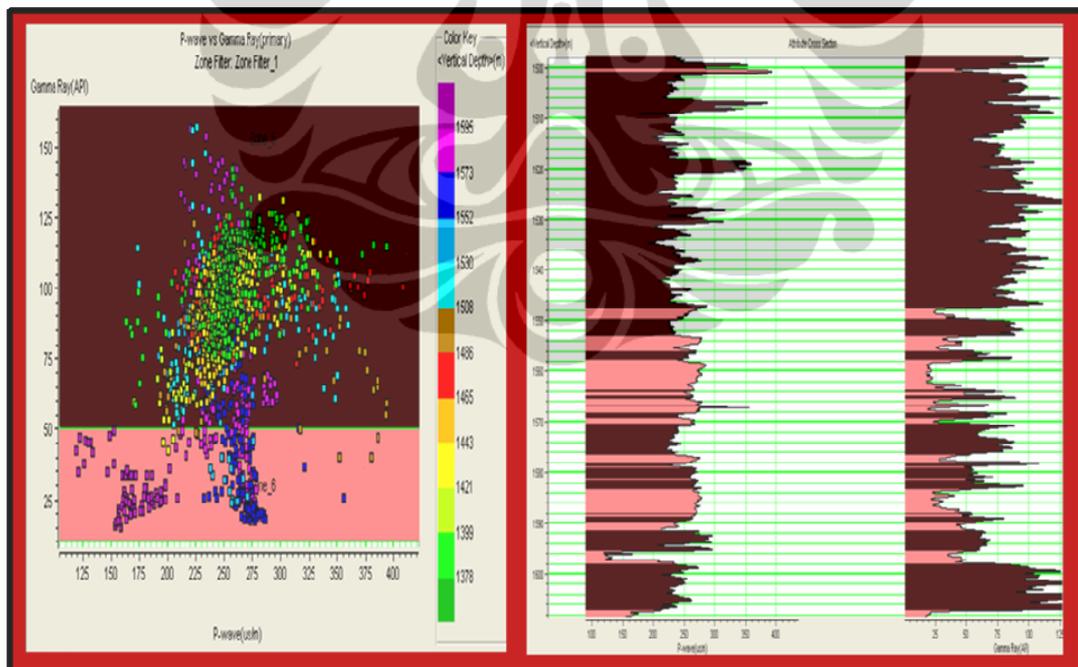
2. Cross plot antara kecepatan gelombang P dengan gamma ray, cross plot ini untuk melihat adanya fluida pengisi reservoir.



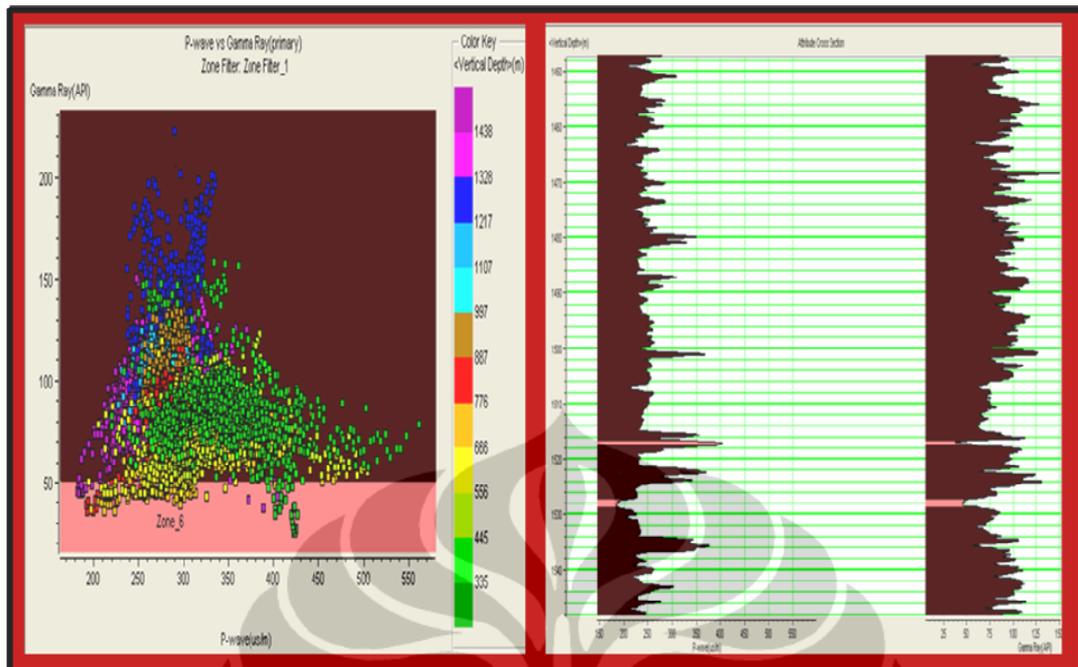
Gambar A-05, Cross plot antara kecepatan gelombang P dengan gamma ray sumur 01-17



Gambar A-06, Cross plot antara kecepatan gelombang P dengan gamma ray sumur 05-06

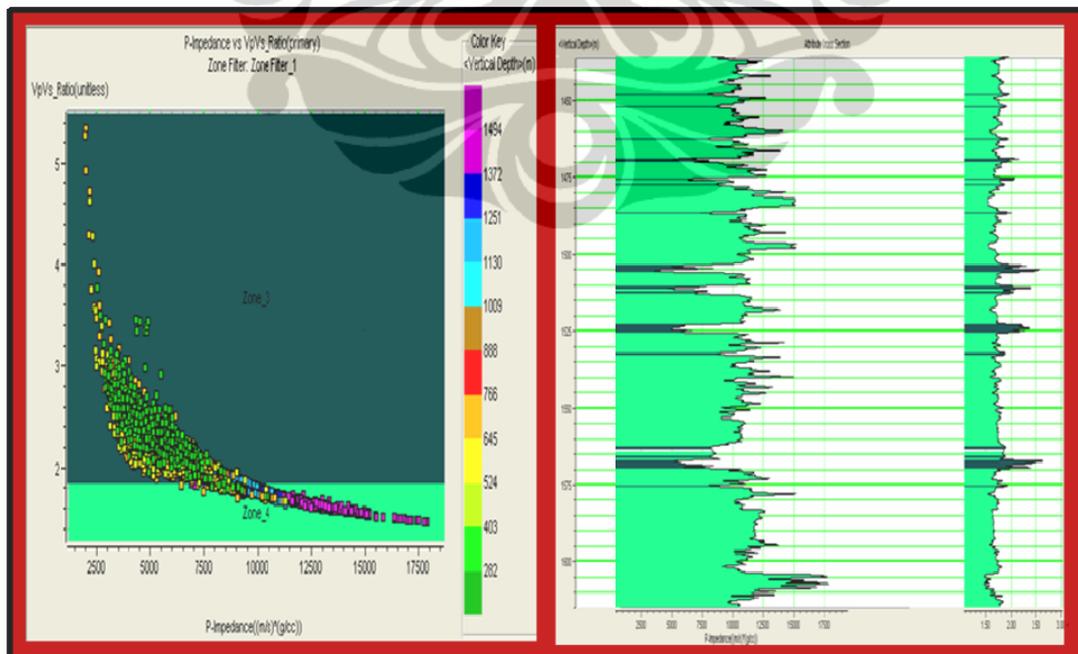


Gambar A-07, Cross plot antara kecepatan gelombang P dengan gamma ray sumur 08-08



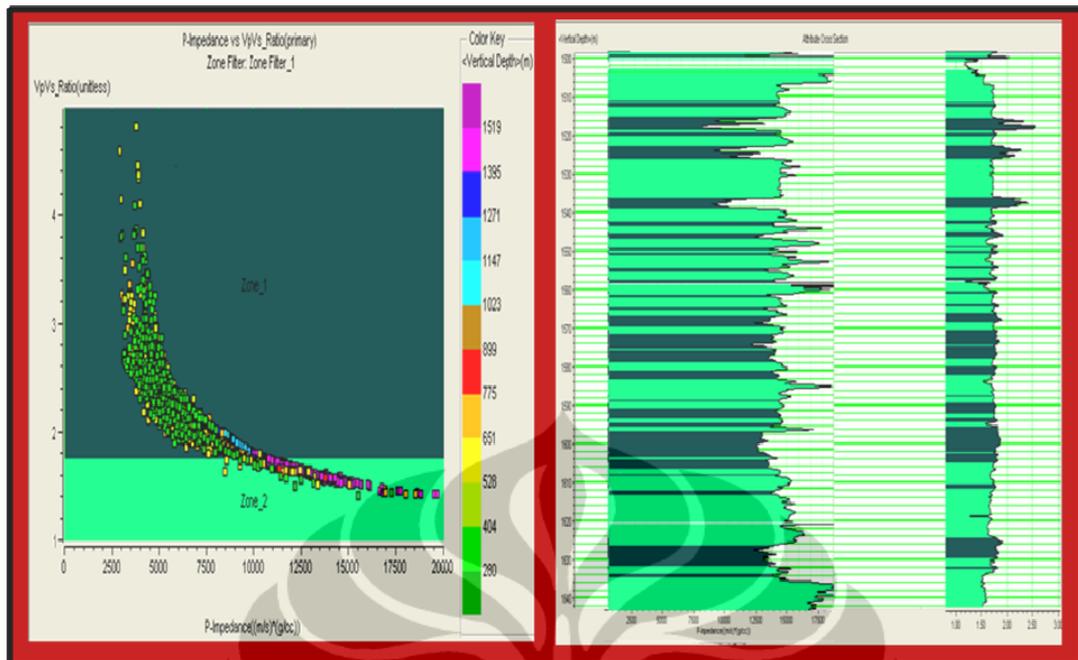
Gambar A-08, Cross plot antara kecepatan gelombang P dengan gamma ray sumur 12-16

3. Cross plot antara Impedansi P dengan V_p/V_s , cross plot ini digunakan untuk diskriminasi litologi.

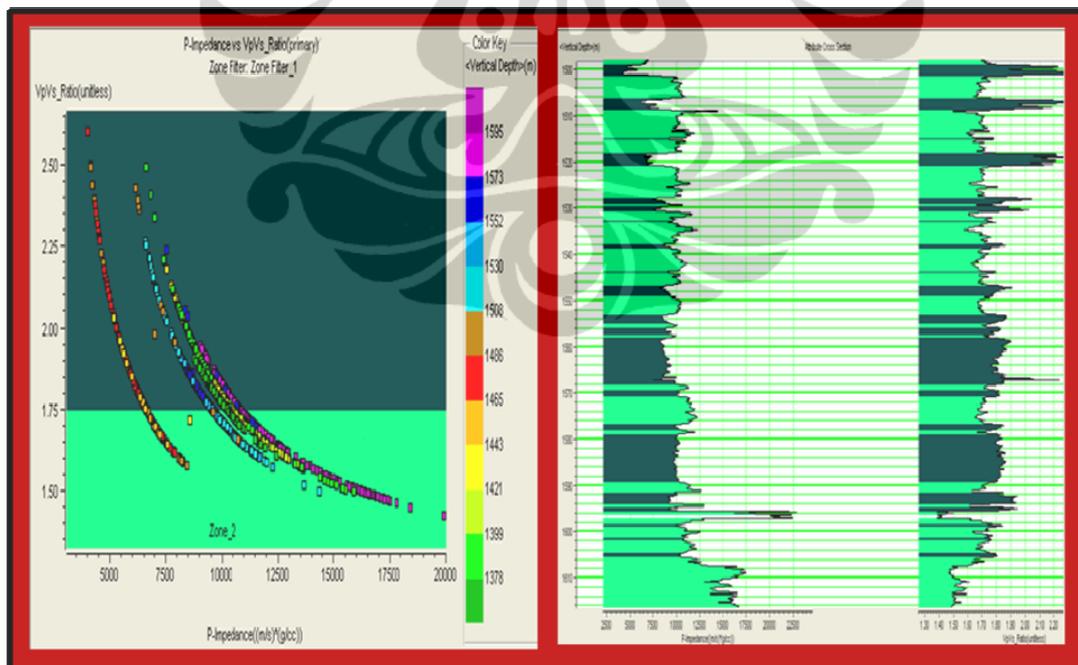


Gambar A-09, Cross plot antara Impedansi P dengan V_p/V_s sumur 01-17

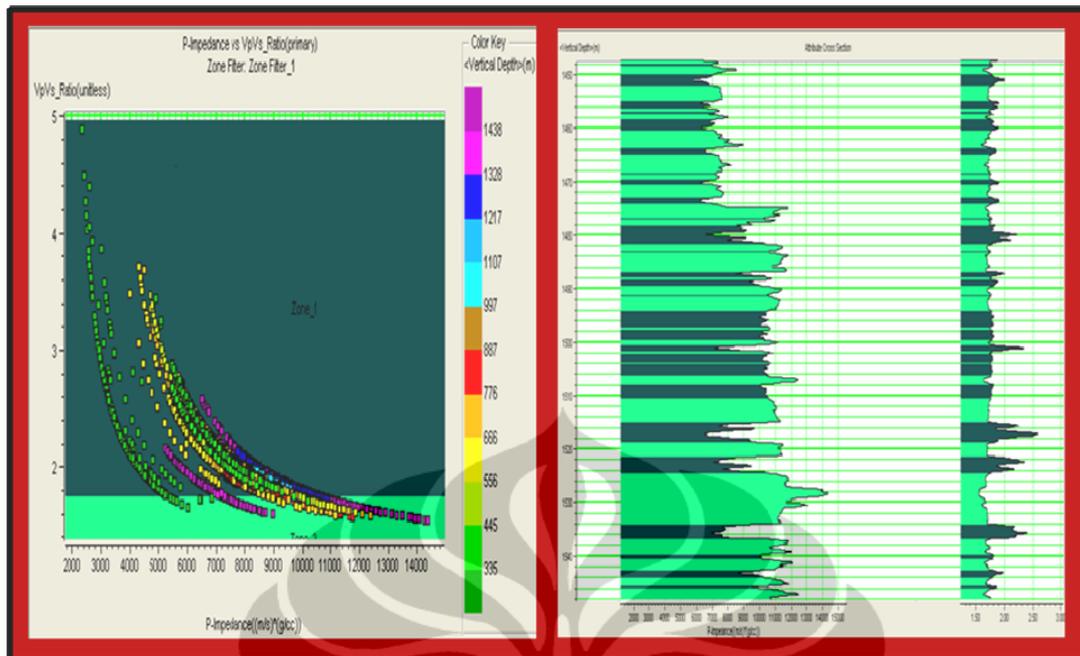
Universitas Indonesia



Gambar A-10, Cross plot antara Impedansi P dengan V_p/V_s sumur 05-06



Gambar A-11, Cross plot antara Impedansi P dengan V_p/V_s sumur 08-08



Gambar A-09, Cross plot antara Impedansi P dengan V_p/V_s sumur 12-16