

**ANALISIS DAN INVERSI AVO SIMULTANEOUS UNTUK  
MENGEKSTRAK SIFAT FISIKA BATUAN: STUDI KASUS  
BATUPASIR FORMASI GUMAI PADA SUB CEKUNGAN  
JAMBI**

**SKRIPSI**

Oleh

**ERLANGGA WIBISONO  
0305020373**



**DEPARTEMEN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS INDONESIA  
2009**

**ANALISIS DAN INVERSI AVO SIMULTANEOUS UNTUK  
MENGEKSTRAK SIFAT FISIKA BATUAN: STUDI KASUS  
BATUPASIR FORMASI GUMAI PADA SUB CEKUNGAN  
JAMBI**

**SKRIPSI**

**Diajukan Untuk Melengkapi Persyaratan Memperoleh Gelar Sarjana**

Oleh

**ERLANGGA WIBISONO  
0305020373**



**DEPARTEMEN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS INDONESIA  
2009**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

**Nama : Erlangga Wibisono**

**NPM : 0305020373**

**Tanda Tangan :**

**Bulan : Desember 2009**

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh:

Nama : Erlangga Wibisono  
NPM : 0305020373  
Departemen : Fisika  
Peminatan : Geofisika  
Tanggal Sidang : 1 Desember 2009  
Judul skripsi : Analisis dan Inversi AVO Simultaneous untuk  
Mengekstrak Sifat Fisika Batuan: Studi Kasus Batupasir  
Formasi Gumai pada Sub Cekungan Jambi

Skripsi ini telah diperiksa dan disetujui oleh

**Dr. rer. nat. ABD Haris**  
Pembimbing I

**Dr. Waluyo**  
Pembimbing II

**Dr. Eng. Supriyanto, M.Sc**  
Penguji I

**Dr. Ir. Eko Widiyanto**  
Penguji II

**Dr. Santoso Soekirno**  
Ketua Departemen Fisika

## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah rabbil'aalamiin, Segala puji bagi Allah SWT, yang telah melimpahkan banyak nikmat dan rahmat serta hidayah yang diberikan kepada para hamba-Nya. Atas pertolongan dan kehendak-Nya, penulis berhasil menyelesaikan Skripsi ini. Shalawat dan salam kerinduan kepada sebaik – baik teladan Rasulullah SAW beserta keluarga dan sahabatnya.

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.

Penulis menyadari bahwa, selesainya skripsi ini tidak terlepas dari bantuan, bimbingan, dorongan dan doa yang tulus dari banyak pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini. Tanpa itu semua sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Untuk itu penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang setulus - tulusnya kepada:

1. Dr. Abdul Haris, selaku pembimbing I yang telah bersedia membimbing penulis secara bertahap dan juga memberikan saran yang sangat bermanfaat kepada penulis agar selalu berbuat yang terbaik.
2. Dr. Waluyo, selaku pembimbing II terima kasih atas waktu, bimbingan, baik dalam ilmu pengetahuan, nasehat, dorongan, serta segala fasilitas yang telah diberikan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Dr. Eng. Supriyanto, M.Sc. selaku penguji I, atas saran, masukan, pengarahan dan kritiknya selama penulis menyusun skripsi.
4. Dr. Ir. Eko Widiyanto selaku penguji II atas diskusi, pengarahan dan kritiknya selama penulis menyusun skripsi.
5. Pak Muin atas pemberian data dan sarannya yang bermanfaat, Mas Rubi, Mas Agi, Pak Wawan dan Mas Kas (PT. Pertamina EPTC) atas segala fasilitas yang telah diberikan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Paulus T Allo (Conocophillips), Fritz dan Irfan Saputra (CGG Veritas) atas diskusi-diskusi dan kesediaannya dalam berbagai pengetahuan.
7. Dr. Budhy Kurniawan atas bimbingan, nasehat dan kepercayaannya kepada penulis untuk selalu menuntut ilmu dan berbuat yang terbaik.

8. Seluruh staf pengajar Departemen Fisika atas segala ilmu yang telah diberikan dan staf pegawai Departemen Fisika.
9. Terkhusus untuk kedua orang tua dan adik-adik penulis, yang telah mendidik penulis dengan sangat istimewa. Terima kasih atas kepercayaan dan do'a tiada henti yang kalian berikan. Semoga Allah senantiasa membalas budi baik kalian. Juga kepada keluarga besar penulis yang selalu mendukung dan memotivasi penulis.
10. Tentunya yang ku banggakan seluruh teman-teman Fisika angkatan 2005. Serta teman-teman peminatan Geofisika. Sekian lama kita bersama, teman seperjuangan penulis baik senang maupun duka yang selalu memberikan motivasi untuk selalu berjuang, semangat dan berbuat yang terbaik, Wah Thanks Bro. Terima kasih telah menjadi teman dan sahabatku.
11. Terima kasih untuk semua pribadi yang secara sadar ataupun tidak, telah menjadi 'guru' dalam kehidupan penulis. Semoga Allah mengganjar setiap keikhlasan dari setiap amal shaleh kalian.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih terdapat banyak kekurangan, sehingga saran dan kritik akan sangat membantu dalam rangka perkembangan dan perbaikan skripsi ini. Penulis berharap semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi ilmu pengetahuan. Semoga Allah SWT membalas kepada semua yang telah membantu menyelesaikan skripsi ini dengan balasan yang sebaik-baiknya.

Depok, Desember 2009

Penulis

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

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

Nama : Erlangga Wibisono  
NPM : 0305020373  
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 :

**ANALISIS DAN INVERSI AVO SIMULTANEOUS UNTUK  
MENGEKSTRAK SIFAT FISIKA BATUAN: STUDI KASUS BATUPASIR  
FORMASI GUMAI PADA SUB CEKUNGAN JAMBI**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, 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 : 1 Desember 2008

Yang menyatakan

( Erlangga Wibisono )

Nama : Erlangga Wibisono  
Program studi : Fisika  
Judul : Analisis dan Inversi AVO Simultaneous untuk Mengekstrak Sifat Fisika Batuan: Studi Kasus Batupasir Formasi Gumai pada Sub Cekungan Jambi

## ABSTRAK

Reservoir batupasir yang tersaturasi gas dengan zona target adalah Formasi Gumai merupakan perangkat stratigrafis, reservoir penghasil gas yang cukup tebal memiliki efek AVO yang sangat signifikan. Analisis AVO dan inversi simultaneous telah digunakan untuk menghasilkan solusi yang lebih akurat dibandingkan dengan inversi impedansi akustik maupun inversi impedansi elastik. Inversi simultaneous ini menggunakan data angle stack dari variasi sudut datang berbeda dan kemudian secara bersamaan diinversi menggunakan wavelet hasil estimasi dari setiap stack untuk mendapatkan parameter elastik batuan seperti impedansi P, impedansi S dan densitas. Hasil inversi simultaneous diturunkan menjadi Lambda-Rho (Inkompresibilitas) dan Mu-rho (Rigiditas) yang merupakan parameter fisika batuan reservoir yang sensitif terhadap diskriminasi litologi dan identifikasi fluida yang digunakan untuk mendelineasi penyebaran batupasir dan gas Formasi Gumai pada Sub Cekungan Jambi.

Kata kunci : AVO, inversi simultaneous, angle stack, impedansi akustik, inkompresibilitas, rigiditas

Name : Erlangga Wibisono  
Program study: Physics  
Title : Analysis and Simultaneous AVO Inversion to Extract Physical Properties of Rock: Case Study Sandstone Gumai Formation at Jambi Sub Basin

## ABSTRACT

Gas sand reservoir on Gumai Formation is a stratigraphic trap, which is thick enough to have a good AVO effect. AVO analysis and simultaneous inversion has been applied to produce a more accurate solution than the acoustic impedance inversion and elastic impedance inversion. This simultaneous inversion used angle stack data from a different angle variations, and then simultaneously invert using wavelet estimation results from each stack to obtain an elastic rock parameters such as P impedance, S impedance and density. The results of simultaneous inversion derived to Lambda-Rho (Incompressibility) and Mu-rho (Rigidity) which are the reservoir rock physics parameters that are sensitive to lithology discrimination and fluid identification are used to delineate distribution of sandstone and gas Gumai Formation in the Sub Basin of Jambi.

Keywords : AVO, simultaneous inversion, angle stack, acoustic impedance, incompressibility, rigidity

# DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS .....	ii
HALAMAN PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vi
ABSTRAK .....	vii
ABSTRACT .....	viii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xii
DAFTAR LAMPIRAN .....	xv
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang Masalah .....	1
1.2 Batasan Masalah .....	2
1.3 Tujuan Penelitian .....	2
1.4 Metodologi Penelitian .....	3
1.5 Sistematika Penulisan .....	3
BAB II TEORI DASAR .....	5
2.1 Karakterisasi Reservoir .....	5
2.2 Fisika Batuan .....	5
2.2.1 Kecepatan .....	5
2.2.2 Porositas .....	6
2.2.3 Densitas .....	7
2.2.4 Elastisitas Batuan .....	8
2.2.4.1 Stress .....	8
2.2.4.2 Strain .....	9
2.2.4.3 Rasio Poisson .....	10
2.3 Amplitude Variation With Offset (AVO) .....	11
2.3.1 Konsep Dasar AVO .....	11
2.3.2 Pendekatan-Pendekatan Dalam AVO .....	13
2.3.2.1 Aki dan Richard .....	13
2.3.2.2 Shuey .....	14
2.3.3 Atribut AVO .....	14
2.3.3.1 Intercept .....	14
2.3.3.2 Gradient .....	15
2.3.3.3 Product .....	15
2.3.3.4 Factor Fluida .....	15
2.3.4 Analisis Anomali AVO .....	15
2.3.5 Klasifikasi Rutherford dan Williams .....	16
2.3.5.1 Kelas I .....	16
2.3.5.2 Kelas II .....	17
2.3.5.3 Kelas III .....	17
2.3.5.4 Kelas IV .....	17

2.4 Impedansi Akustik .....	18
2.5 Inversi Seismik .....	19
2.5.1 Inversi Seismik Post-stack .....	20
2.5.1.1 Bandlimited .....	20
2.5.1.2 Model Based .....	21
2.5.1.3 Sparse spike.....	21
2.5.2 Inversi Seismik Pre-stack .....	22
2.5.2.1 Teori Inversi Pre-Stack Simultaneous .....	22
2.5.2.2 Inversi Simultaneous .....	23
2.5.2.3 Modifikasi Persamaan Aki-Richard .....	23
2.6 Lambda Mu Rho (LMR) .....	25
2.6.1 Arti Fisis Lambda Mu Rho .....	26
2.6.1.1 Lambda Rho .....	27
2.6.1.2 Mu Rho .....	27
<b>BAB III GEOLOGI DAERAH PENELITIAN.....</b>	<b>28</b>
3.1 Lokasi Penelitian.....	28
3.2 Elemen Tektonik Daerah Penelitian.....	29
3.2.1 Kala Eosen-Oligosan .....	30
3.2.2 Kala Miosen Awal-Miosen Tengah .....	30
3.2.3 Kala Plio-Pleistosen .....	30
3.3 Statigrafi Regional .....	30
3.3.1 Batuan Dasar .....	31
3.3.2 Batuan Pre-Talangakar .....	33
3.3.3 Formasi Talangakar .....	33
3.3.4 Formasi Gumai .....	34
3.3.5 Formasi Air Benakat .....	34
3.3.6 Formasi Muara Enim .....	34
3.3.7 Formasi Kasai .....	35
<b>BAB IV PENGOLAHAN DATA.....</b>	<b>36</b>
4.1 Alur Penelitian .....	36
4.2 Data .....	37
4.2.1 Data Seismik .....	37
4.2.2 Data Sumur .....	37
4.2.3 Data Checkshot .....	38
4.2.4 Data Marker .....	38
4.3 Pengolahan Data .....	39
4.3.1 Pengolahan Data Sumur .....	39
4.3.2 Pengolahan Data Seismik .....	40
4.3.2.1 Data Awal .....	41
4.3.2.2 Koreksi NMO .....	42
4.3.2.3 Mute dan Bandpass Filter .....	42
4.3.2.4 Koreksi RNMO dan Trim Static .....	43
4.3.2.5 Supergather dan Angle gather .....	43
4.3.2.6 Kurva Respon AVO .....	45
4.3.2.7 Pengolahan Atribut AVO .....	46
4.3.2.7.1 Intercept .....	46
4.3.2.7.2 Gradient .....	47
4.3.2.7.3 Reflektifitas P .....	48

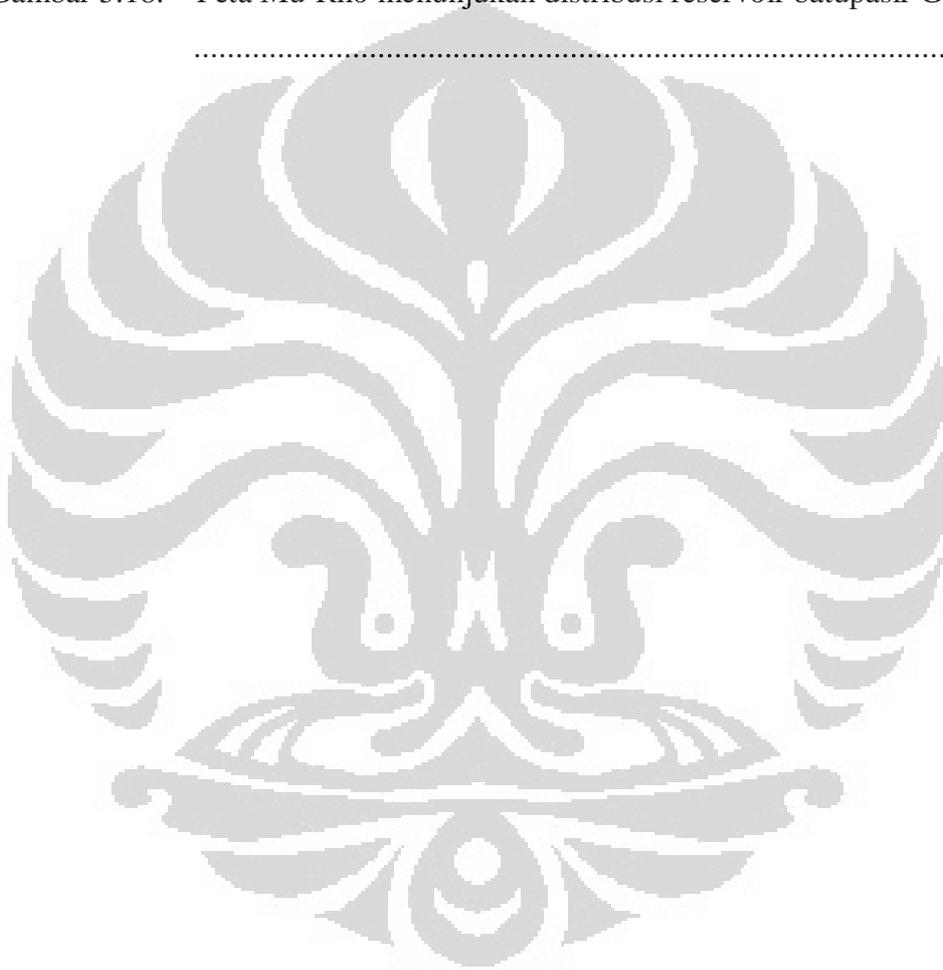
	4.3.2.7.4 Atribut Angle Stack .....	48
	4.3.3 Proses Inversi Seismik .....	50
	4.3.3.1 Well Seismic Tie .....	52
	4.3.3.2 Model Awal Inversi .....	53
	4.3.3.3 Quality Control Inversi .....	54
BAB V	ANALISIS HASIL .....	56
	5.1 Analisis Sensitifitas Data Log .....	56
	5.1.1 Analisis Krosplot Rasio Poisson Terhadap Vp .....	57
	5.1.2 Analisis Krosplot Vp Terhadap Vs.....	57
	5.2 Analisis Atribut AVO .....	59
	5.2.1 Analisis Intercept dan Gradient .....	59
	5.2.2 Analisis Krosplot Intercept dan Gradient.....	62
	5.2.3 Fluid Factor .....	63
	5.2.4 Angle Stack .....	65
	5.3 Analisis Hasil Inversi Simultaneous .....	66
	5.4 Analisis Parameter Fisika Batuan.....	70
	5.5.1 Penampang Lambda-Rho dan Mu-Rho .....	70
	5.5 Interpretasi Reservoir.....	74
	5.5.1 Peta Struktur Waktu.....	74
	5.5.2 Peta Sebaran Impedansi P dan Impedansi S.....	75
	5.5.3 Peta Distribusi Fluida dan Litologi .....	76
BAB VI	PENUTUP .....	79
	6.1 Kesimpulan .....	79
	6.2 Saran .....	79
DAFTAR ACUAN	.....	80
LAMPIRAN	.....	82

## Daftar Gambar

Gambar 2.1.	Stress (a) stress kompresi ; (b) stress tensional ; stress geser .....	8
Gambar 2.2.	Rasio Poisson .....	10
Gambar 2.3.	Hubungan rasio $V_p/V_s$ dengan Rasio Poisson.....	11
Gambar 2.4.	Refleksi dan transmisi gelombang P untuk sudut datang tidak sama dengan nol.....	12
Gambar 2.5.	Ostrander's Model (a) model gas sand diantara dua lapisan shale ; (b) respon seismic sintetik.....	16
Gambar 2.6.	Pembagian AVO pada gas sand berdasarkan klasifikasi Rutherford-Williams dan dimodifikasi oleh Castagna .....	16
Gambar 2.7.	Amplitudo terhadap offset untuk klasifikasi Rutherford dan Williams .....	17
Gambar 2.8.	Konvolusi wavelet dengan koefisien refleksi .....	18
Gambar 2.9.	Krosplot $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ dimana, $\Delta$ dan $\Delta$ menunjukkan anomali fluida .....	24
Gambar 2.10.	Perubahan keadaan matrik batuan .....	26
Gambar 2.11	Inkompresibilitas dan rigiditas beberapa tipe batuan .....	27
Gambar 3.1.	Posisi dan lokasi daerah penelitian.....	28
Gambar 3.2.	Peta tektonik Jambi Barat .....	29
Gambar 3.3.	Kolom stratigrafi regional Sub Cekungan Jambi .....	32
Gambar 3.4.	Skema fisiografi regional sumatera selatan.....	35
Gambar 4.1.	Diagram umum alur penelitian.....	36
Gambar 4.2.	Log sumur RCD-C .....	39
Gambar 4.3.	Log sumur RCD-C2.....	40
Gambar 4.4.	Diagram alir pengolahan data seismic AVO .....	41
Gambar 4.5.	Data seismic CDP gather ER-4 setelah koreksi NMO .....	42
Gambar 4.6.	Spektrum amplitudo data seismic (a) sebelum dilakukan proses pemfilteran, (b) sesudah dilakukan proses pemfilteran .....	43
Gambar 4.7	CDP gather setelah dilakukan proses Super Gather terlihat anomali bright spot pada TWT 800 ms .....	44
Gambar 4.8	Penampang CDP gather dalam kawasan sudut .....	45
Gambar 4.9	Kurva respon AVO pada CDP 1742 merah merupakan <i>top sand</i>	

tersaturasi gas dan biru merupakan <i>base gas</i> .....	46
Gambar 4.10 Intercept .....	47
Gambar 4.11 Gradient.....	47
Gambar 4.12 Reflektivitas P ( $R_p$ ) .....	48
Gambar 4.13 Near angle stack .....	49
Gambar 4.14 Mid angle stack.....	49
Gambar 4.15 Far angle stack.....	50
Gambar 4.16 Diagram alir pengolahan inversi AVO simultaneous.....	51
Gambar 4.17 Well-seismic tie pada near angle stack.....	53
Gambar 4.18 Model awal impedansi P ( $Z_p$ ) .....	53
Gambar 4.19 Model awal impedansi S ( $Z_s$ ).....	54
Gambar 4.20 Model awal densitas.....	54
Gambar 4.21 QC inversi, kiri analisis inversi pada sumur RCD-C, sedangkan kanan analisis inversi pada sumur RCD-C2 .....	55
Gambar 5.1. krosplot Rasio Poisson dan Gelombang P serta <i>cross section</i> -nya, zona pink merupakan serpih dan zona kuning merupakan batupasir. ....	57
Gambar 5.2. Krosplot $V_p$ terhadap densitas serta <i>cross section</i> -nya, zona pink merupakan serpih, zona kuning merupakan batupasir.....	58
Gambar 5.3. Kurva respon AVO, titik-titik data berwarna biru merepresentasikan bidang batas bawah reservoir dan merah adalah bidang batas atas reservoir .....	60
Gambar 5.4. <i>Product</i> batas reservoir ditunjukkan oleh nilai positif (berwarna merah kekuningan) pada kedalaman TWT 800 ms.....	61
Gambar 5.5. Krosplot <i>intercep</i> (A) dengan <i>Gradient</i> (B) .....	62
Gambar 5.6. Krosplot <i>intercep</i> (A) dengan <i>Gradient</i> (B) pada penampang seismik .....	63
Gambar 5.7. Penampang fluid factor .....	64
Gambar 5.8 Angle stack (a) Near Stack, (b) Mid Stack, (c) Far Stack.....	65
Gambar 5.9. Penampang impedansi P ( $Z_p$ ).....	66
Gambar 5.10. Penampang impedansi S ( $Z_s$ ) .....	67
Gambar 5.11. Penampang Densitas .....	68

Gambar 5.12.	Penampang Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ).....	71
Gambar 5.13.	Penampang Mu-Rho ( $\mu\rho$ ).....	72
Gambar 5.14.	Peta struktur waktu daerah prospek Top Gumai-D .....	74
Gambar 5.15.	Peta Impedansi P ( $Z_p$ ) daerah prospek Gumai-D .....	75
Gambar 5.16.	Peta Impedansi S ( $Z_s$ ) daerah prospek Gumai-D .....	76
Gambar 5.17.	Peta Lambda-Rho menunjukkan distribusi akumulasi gas daerah prospek Gumai-D.....	77
Gambar 5.18.	Peta Mu-Rho menunjukkan distribusi reservoir batupasir Gumai-D .....	78



## Daftar Lampiran

Gambar A.1. Product pada lintasan ER-1 .....	82
Gambar A.2. Product pada lintasan ER-2 .....	82
Gambar A.3. Product pada lintasan ER-3 .....	82
Gambar A.4. Estimasi wavelet pada proses inversi simultaneous .....	83
Gambar A.5. <i>Well-seismic tie</i> pada <i>mid angle stack</i> .....	83
Gambar A.6 <i>Well-seismic tie</i> pada <i>far angle stack</i> .....	84
Gambar A.7. Krosplot $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ dimana, $\Delta$ dan $\Delta$ menunjukkan anomali fluida pada lintasan ER-1 .....	84
Gambar A.8. Krosplot $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ dimana, $\Delta$ dan $\Delta$ menunjukkan anomali fluida pada lintasan ER-2 .....	85
Gambar A.9. Krosplot $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ dimana, $\Delta$ dan $\Delta$ menunjukkan anomali fluida pada lintasan ER-4 .....	85
Gambar A.10. Penampang $V_p/V_s$ .....	86
Gambar A.11. Penampang Rasio Poisson.....	86

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Meningkatnya kebutuhan minyak dan gas bumi diiringi pula dengan perkembangan teknologi dan industri yang semakin pesat. Seiring dengan waktu, peradapan manusia kini telah banyak menggunakan sumber energi hidrokarbon yang berasal dari fosil sebagai pemenuh kebutuhan akan energi, namun hidrokarbon semakin sulit untuk ditemukan pada beberapa bentuk struktur ataupun jebakan yang mudah untuk dikenali sebagai zona terakumulasinya hidrokarbon, oleh karena itu peningkatan teknologi eksplorasi hidrokarbon melalui metode seismik sangat diperlukan untuk menunjang pencarian hidrokarbon tersebut.

Pada tahun 1976 telah dikenal suatu cara untuk mengindikasikan adanya akumulasi hidrokarbon dibawah permukaan yang terlihat dari data seismik, namun dalam kenyataannya tidak semua *bright spot* mengindikasikan hidrokarbon. Ostrander (1984) memunculkan konsep baru dalam mengidentifikasi akumulasi hidrokarbon dibawah permukaan tanah. Konsep ini disebut AVO (*Amplitude Variation with Offset*) yang dikembangkan untuk menutupi kelemahan diagnosa *bright spot*. Analisis AVO merupakan suatu metode yang didasarkan pada suatu anomali membesarnya amplitudo sinyal seismik terhadap bertambahnya jarak sumber - penerima (*offset*). Namun metode AVO merupakan metode yang kurang akurat yang berdasarkan pada prinsip - prinsip fisika solid.

Goodway (1997) memunculkan konsep inversi untuk mengkarakterisasi reservoir dengan baik terutama dalam hal litologi dan kandungan fluida. Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) dan Mu-Rho ( $\mu\rho$ ) merupakan parameter Lamé yang diperoleh dari hasil inversi AVO yang berguna untuk mempertajam identifikasi zona reservoir. Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) merupakan parameter fisis yang sensitif terhadap keberadaan jenis fluida reservoir, sedangkan Mu-Rho ( $\mu\rho$ ) merupakan parameter fisis yang mengindikasikan level kekakuan (rigiditas) batuan yang berguna dalam penentuan jenis litologi. Dalam studi ini digunakan analisis AVO dan Inversi Simultaneous untuk karakterisasi reservoir yang diperkirakan mengandung hidrokarbon,

sehingga diharapkan mampu memberikan informasi yang jelas dan mudah dipahami dalam ruang lingkup karakterisasi reservoir yang difokuskan pada area lapangan yang terletak ditinggian Muara Bulian, kabupaten Batanghari pada sub cekungan Jambi, Sumatera bagian selatan dengan zona target studi adalah Formasi Gumai yang meliputi sub Formasi *Upper Gumai/Gumai-C*, *Middle Gumai/Gumai-D* dan *Lower Gumai*.

## 1.2 Batasan Masalah

Dalam studi ini, studi kasus yang dihadapi adalah reservoir batupasir (*sandstone*) yang tersaturasi gas dengan zona target studi adalah formasi Gumai-D yang merupakan perangkap stratigrafis. Reservoir penghasil gas yang cukup tebal memiliki efek AVO yang sangat signifikan, oleh karena itu studi analisis AVO dan inversi simultaneous ini dilakukan untuk mengidentifikasi reservoir batupasir dan mengetahui area penyebaran gas. Parameter fisis yang di ekstrak dalam inversi simultaneous adalah Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) dan Mu-Rho ( $\mu\rho$ ). Analisis data dilakukan dengan menggunakan software *Hampson Russell versi CE8/R4*, sedangkan data yang digunakan adalah data seismik 2D yang merupakan hasil ekstraksi dari data seismik 3D, dalam bentuk *CDP gather* dengan data kecepatan sebagai masukan dalam melakukan koreksi NMO (*Normal Moved Out*) dan data sumur yang digunakan sebagai kontrol inversi adalah sumur RCD-C dan sumur RCD-C2.

## 1.3 Tujuan Studi

Adapun tujuan dari studi ini adalah:

1. Mengidentifikasi penyebaran reservoir berdasarkan analisis atribut AVO.
2. Mempelajari dan menentukan karakter dari reservoir pada daerah studi dengan menggunakan inversi simultaneous.
3. Mengidentifikasi dan menganalisis distribusi fluida dan litologi reservoir hidrokarbon menggunakan inversi simultaneous pada daerah target studi.

## 1.4 Metodologi Studi

Metode studi yang akan dilakukan terdiri dari beberapa tahap antara lain:

#### a. Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan untuk mengolah data *CDP gather* yang digunakan untuk menampilkan citra bawah permukaan berupa penampang AVO dan hasil inversi simultaneous serta data parameter yang mempengaruhi kualitas citra. Pengolahan data pada tugas akhir ini digunakan 2 program komputer yaitu *Hampson Russell CE8/R4* dan *Surfer 8*.

#### b. Transformasi Data

Pada tugas akhir ini, dilakukan ekstraksi parameter fisika dengan cara mentransformasikan hasil inversi simultaneous yang berupa impedansi P, impedansi S dengan suatu rumusan matematis kedalam bentuk Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) dan Mu-Rho ( $\mu\rho$ ) untuk analisis lebih detail persebaran fluida, litologi reservoir batupasir pada daerah target studi.

#### c. Analisis

Setelah dilakukan pengolahan pada data CDP gather yang kemudian didapatkan hasil berupa beberapa atribut AVO berserta hasil inversi simultaneous dan parameter turunannya maka dalam studi ini dapat dilakukan tahapan analisis hasil untuk mengkarakterisasi reservoir daerah target dalam hal ini berguna untuk mendiskriminasi litologi dan persebaran dari fluida.

### 1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam skripsi ini terbagi dalam beberapa bab dengan klasifikasi sebagai berikut :

#### BAB I PENDAHULUAN

Bab ini berisi penjelasan mengenai latar belakang, batasan masalah, tujuan studi, metodologi dari studi yang telah dilakukan serta sistematika penulisan laporan studi.

#### BAB II TEORI DASAR

Bab ini menjelaskan secara garis besar tentang dasar teori yang menunjang studi yang dilakukan.

### BAB III GEOLOGI DAERAH STUDI

Bab ini menjelaskan gambaran secara regional kondisi geologi dari suatu lapangan migas daerah studi.

### BAB IV PENGOLAHAN DATA

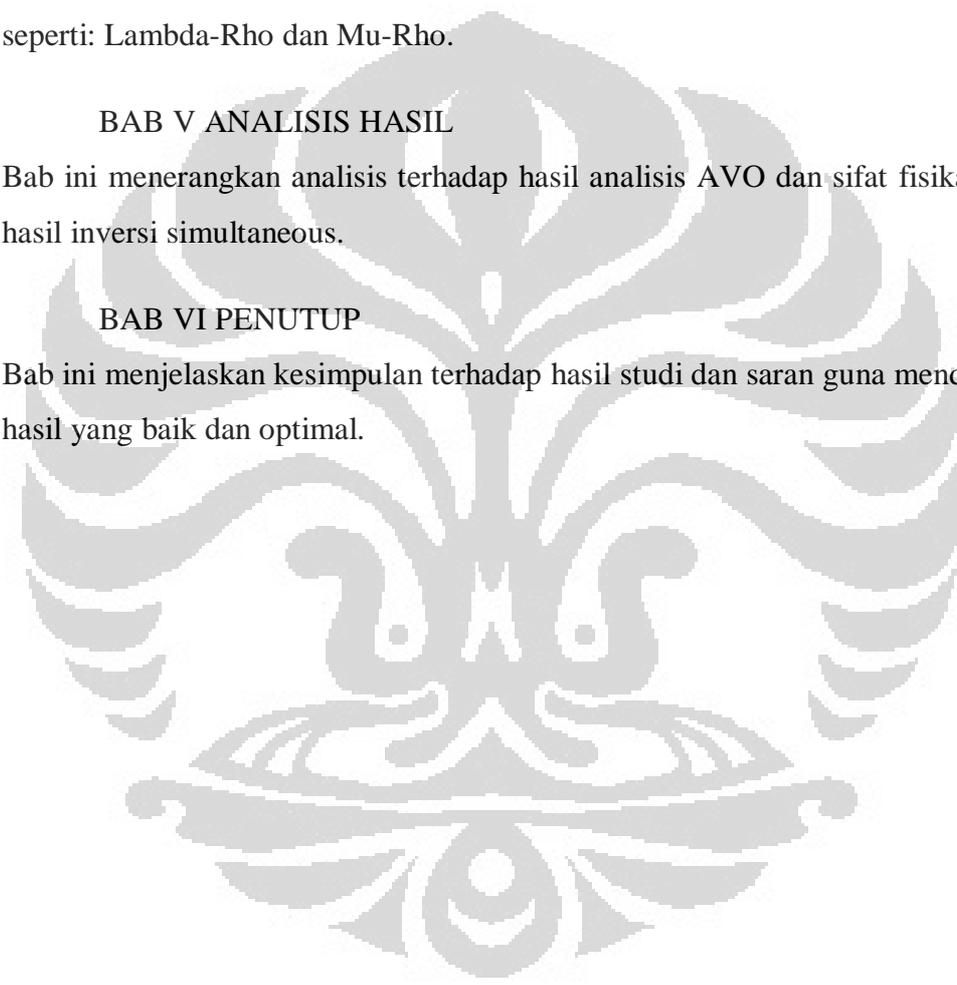
Bab ini menjelaskan gambaran pengolahan data yang dimulai dari persiapan data, uji kelayakan hingga proses pengolahan data dengan menggunakan metode AVO sampai tahapan inversi simultaneous dan cara ekstraksi parameter fisika batuan seperti: Lambda-Rho dan Mu-Rho.

### BAB V ANALISIS HASIL

Bab ini menerangkan analisis terhadap hasil analisis AVO dan sifat fisika batuan hasil inversi simultaneous.

### BAB VI PENUTUP

Bab ini menjelaskan kesimpulan terhadap hasil studi dan saran guna mendapatkan hasil yang baik dan optimal.



## BAB II TEORI DASAR

### 2.1 KARAKTERISASI RESERVOIR

Karakterisasi reservoir didefinisikan sebagai proses pendeskripsian secara kualitatif dan kuantitatif karakter reservoir dengan menggunakan semua data yang tersedia dan data seismik sebagai data utama. Karakterisasi reservoir seismik terdiri dari tiga bagian utama yaitu delineasi, deskripsi dan monitoring reservoir hidrokarbon. Delineasi reservoir didefinisikan sebagai pendefinisian geometri sebuah reservoir, termasuk sesar-sesar dan perubahan fasies yang dapat mempengaruhi produksi reservoir tersebut. Deskripsi reservoir didefinisikan sebagai pendefinisian sifat-sifat fisik dari reservoir, misalnya porositas, permeabilitas, saturasi fluida dan lain-lain. (Sukmono)

### 2.2 FISIKA BATUAN

Konsep Petrofisika dapat digunakan untuk menggambarkan kondisi batuan suatu reservoir. Sifat fisis ini akan menentukan bagaimana penjalaran gelombang di dalam batuan. Diantara sifat fisika batuan tersebut diantaranya kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S, porositas, densitas, dan elastisitas batuan.

#### 2.2.1 Kecepatan

Kecepatan merupakan kuantitas vektor yang menunjukkan perubahan perpindahan posisi terhadap waktu. Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik yang selalu digunakan yaitu kecepatan gelombang P (gelombang kompresi) dan gelombang S (gelombang geser).

Kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) sering juga disebut sebagai gelombang *dilatational*, gelombang *longitudinal*, atau juga gelombang *compressional*. Gelombang ini merambat pada medium dimana arah perambatan partikel searah dengan arah penjalaran gelombang. Gas, cairan dan benda-benda padat cenderung melawan pemampatan, sehingga gelombang P dapat menjalar melalui media-media ini. Kecepatan gelombang P dapat diterangkan sebagai fungsi dari sifat elastik:

$$\alpha = V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.1)$$

Dimana :

$V_p$  = kecepatan gelombang P

$k$  = modulus bulk

$\mu$  = modulus geser

$\rho$  = densitas

Kecepatan gelombang S ( $V_s$ ) sering juga disebut sebagai gelombang *transverse*, gelombang *rotational*, atau gelombang *shear*. Gelombang ini merambat pada medium dengan arah perambatan partikel yang tegak lurus dengan arah pergerakan gelombang. Karena sifatnya yang kaku benda-benda padat cenderung melawan pergeseran yaitu gaya yang cenderung menyebabkan dua bagian dari benda bergeser relatif satu terhadap yang lain. Sehingga gelombang S dapat disebarkan melalui benda-benda padat, sedangkan gas dan cairan tidak memiliki kekakuan (jika viskositas diabaikan) dan tak dapat melawan geseran, sehingga gelombang S tidak dapat melalui media-media tersebut. Kecepatan gelombang S dapat ditulis sebagai:

$$\beta = V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.2)$$

Dimana :

$V_s$  = kecepatan gelombang S

$\mu$  = modulus geser

$\rho$  = densitas.

Dari kedua persamaan kecepatan gelombang diatas dapat disusun hubungan antara  $V_p$  dan  $V_s$  sebagai berikut:

$$V_p = V_s \sqrt{\frac{K}{\mu} + \frac{4}{3}} \quad (2.3)$$

### 2.2.2 Porositas

Porositas diartikan sebagai perbandingan antara volume pori batuan dengan volume totalnya. Perbandingan ini umumnya dinyatakan dalam persen (%) maupun *fraction* yang dirumuskan dengan :

$$\text{Porositas } (\phi) = (\text{volume pori/volume totalnya}) \times 100 \% \quad (2.4)$$

Selain itu dikenal juga dengan istilah porositas efektif, yaitu apabila bagian rongga-rongga di dalam batuan berhubungan dan telah dikoreksi dengan kandungan lempungnya. Sehingga harga porositas efektif biasanya lebih kecil daripada rongga pori-pori total yang biasanya berkisar dari 10 sampai 15 %. Porositas efektif dinyatakan dengan persamaan :

$$\text{Porositas efektif } (\phi_e) = (V \text{ pori-pori berhubungan}/V \text{ total}) \times 100\% \quad (2.5)$$

Dimana :  $V = \text{Volume}$ .

Secara umum hubungan antara porositas dengan kecepatan dianggap linear yakni apabila porositas besar maka volume pori besar, sehingga kekompakan batuan berkurang dan menyebabkan kecepatan menjadi rendah. Perubahan porositas pada batuan menyebabkan perubahan pada densitas sehingga mengakibatkan perubahan kecepatan.

### 2.2.3 Densitas

Densitas adalah karakter fisis yang berubah secara signifikan terhadap perubahan tipe batuan akibat mineral dan porositas yang dimilikinya. Secara umum besarnya densitas suatu material dipengaruhi oleh beberapa faktor antara lain:

- a. Banyaknya mineral atau presentasinya
- b. Komposisi kimia dan mineral
- c. Suhu dan tekanan
- d. Porositas atau rongga rekahan batuan
- e. Bentuk cairan atau material yang mengisi ruang pori

Untuk batuan porous, densitas batuan didefinisikan oleh:

$$\rho = (1 - \Phi) \cdot \rho_m + \Phi \cdot \rho_p \quad (2.6)$$

Dimana:  $\rho = \text{densitas bulk medium}$

$\Phi = \text{porositas batuan}$

$\rho_m = \text{densitas matriks batuan}$

$\rho_p = \text{densitas fluida}$

Apabila diasumsikan bahwa mineral dari matrik batuan adalah seluruhnya dan terdapat cairan dalam pori, maka menurut persamaan Wyllie yaitu:

$$\rho_b = \rho_m(1-\phi) + \rho_w S_w \phi + \rho_{hc}(1-S_w)\phi \quad (2.7)$$

Keterangan:

$\rho_b$  = densitas bulk batuan

$\rho_m$  = densitas batuan matrik

$\rho_w$  = densitas air

$\rho_{hc}$  = densitas hidrokarbon

$S_w$  = saturasi air (water saturation)

$\phi$  = porositas batuan

## 2.2.4 Elastisitas Batuan

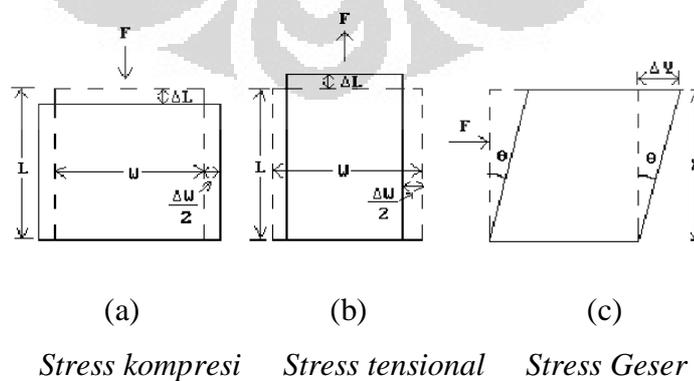
Elastisitas umumnya didefinisikan sebagai sifat yang memungkinkan fluida atau padatan untuk menahan perubahan ukuran dan bentuk jika dikenai suatu gaya luar, dan untuk kembali ke ukuran dan bentuk asalnya, jika gaya tersebut dihentikan.

### 2.2.4.1 Stress

*Stress* didefinisikan sebagai gaya persatuan luas. *Stress* merupakan rasio gaya terhadap luas daerah yang dikenai gaya.

$$p = \frac{F}{A} \quad (2.8)$$

Dimana:  $p$  = stress,  $F$  = gaya, dan  $A$  = luas



Gambar 2.1

### 2.2.4.2 Strain

Jika suatu benda dikenai gaya, maka benda tersebut akan mengalami perubahan bentuk dan dimensi. Perubahan tersebut disebut strain. *Strain* merupakan deformasi yang diakibatkan oleh stress. Strain dibagi menjadi 3, yaitu:

1. *Strain Longitudinal*, yaitu perubahan yang terjadi karena *compressional stress* atau *Tension stress* dimana gaya yang bekerja tegak lurus dan menuju ke permukaan luasan.

$$e_l = \Delta L/L \quad (2.9)$$

2. *Strain Transversal*, yaitu deformasi yang terjadi karena *transverse stress* dimana gaya yang bekerja tegak lurus dan meninggalkan permukaan luasan.

$$e_w = \Delta W/W \quad (2.10)$$

3. *Strain Geser*, yaitu deformasi yang disebabkan oleh *shear stress* dimana gaya yang bekerja menyudut terhadap permukaan luasan.

$$e_s = \Delta Y/X = \tan\theta \quad (2.11)$$

Dimana:  $e_l = \text{longitudinal strain}$

$e_w = \text{transverse strain}$

$e_s = \text{shear strain}$

$\Delta L =$  perubahan panjang dan  $L =$  panjang mula-mula

$\Delta W =$  perubahan lebar dan  $W =$  lebar mula-mula

$\Delta L$ ,  $L$ ,  $\Delta W$  dan  $W$  mempunyai dimensi yang sama yaitu dimensi panjang

$\theta$  adalah perubahan sudut. (Sukmono 2001)

### 2.2.4.3 Rasio Poisson

Rasio Poisson adalah konstanta elastik yang merepresentasikan sifat fisis batuan yang merupakan ukuran dari kompresibilitas material yang tegak lurus terhadap stress yang dikenakan, atau rasio dari strain transversal terhadap strain longitudinal.

Rasio Poisson ( $\sigma$ ) dapat dinyatakan sebagai fungsi kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dan kecepatan gelombang S ( $V_s$ ) sebagai berikut:

$$\sigma = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2} \quad \text{Dimana: } \gamma = \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 \text{ atau } \gamma = \frac{2\sigma - 2}{2\sigma - 1} \quad (2.12)$$

(Hampson & Russell Manual, 2006)

$\sigma$  = Rasio Poisson

$V_p$  = Kecepatan Gelombang P

$V_s$  = Kecepatan Gelombang S

Hal ini berarti bahwa rasio Poisson merupakan pengukuran ( $V_p/V_s$ ) yang nilainya bervariasi antara 0 sampai 0,5. Batuan yang sangat keras mempunyai nilai rasio Poisson mendekati 0 sedangkan batuan yang amat lunak akan mempunyai nilai rasio Poisson mendekati 0,5, beberapa nilai rasio Poisson dan perbandingan  $V_p/V_s$  yang penting untuk diingat, yaitu :

Jika  $V_p/V_s = \sqrt{2}$ , maka  $\sigma = 0$

Jika  $V_p/V_s = 1.5$ , maka  $\sigma = 0.1$

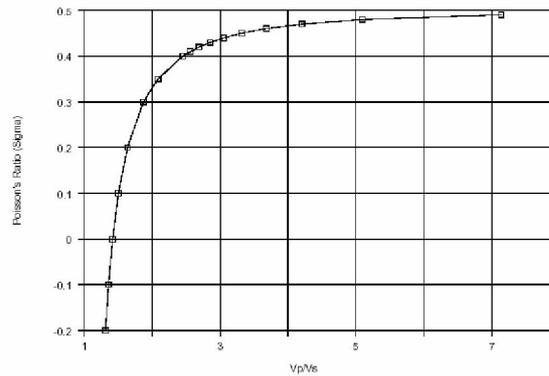
Jika  $V_p/V_s = 2$ , maka  $\sigma = 1/3$

Jika  $V_p/V_s = \infty$ , maka  $\sigma = 0.5$



Gambar 2.2 Ratio Poisson

Dalam menentukan jenis litologi bawah permukaan, rasio Poisson merupakan parameter yang cukup penting karena dapat membedakan jenis fluida yang terkandung di dalam medium. Jika  $V_s = 0$  maka  $\sigma = 1/2$ , hal ini merupakan indikasi medium cair, karena  $V_s$  tidak merambat melalui fluida yang disebabkan karena fluida tidak memiliki modulus geser. Pada kasus batu pasir gas  $V_p/V_s = 1,5$  maka  $\sigma = 0,1$  mengindikasikan adanya gas.  $V_p/V_s = 2$  maka  $\sigma = 1/3$ , hal ini menunjukkan saturasi air yang tinggi.



Gambar 2.3 Hubungan ratio  $V_p/V_s$  dengan rasio poisson (Hampson Russel 2004)

Ostrander (1984) melakukan penelitian dengan menitikberatkan pada aplikasi nilai rasio Poisson pada kondisi *gas sand* dan faktor yang mempengaruhi rekaman amplitudo sebagai fungsi *offset*. Dari penelitian itu dihasilkan bahwa harga rasio poisson sangat berpengaruh terhadap perubahan koefisien refleksi dan sudut datang.

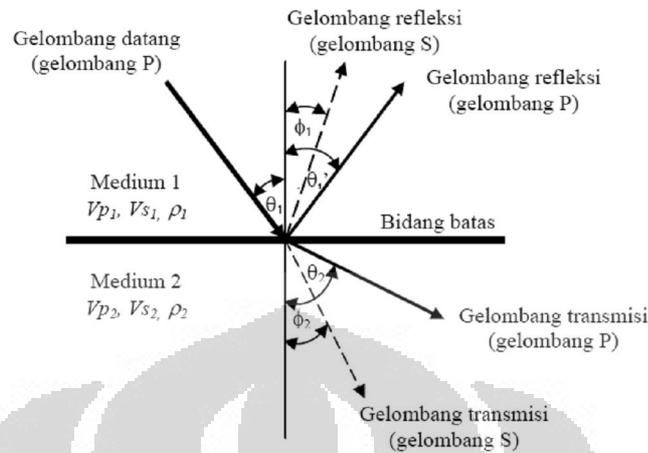
## 2.3 AMPLITUDE VARIATION WITH OFFSET (AVO)

### 2.3.1 Konsep Dasar AVO

Metoda AVO didasarkan pada suatu anomali menaiknya amplitudo sinyal seismik terhadap bertambahnya jarak sumber penerima (*offset*) dan suatu pemantul (*reflector*). Pada kondisi normal yaitu ketika tidak dijumpai adanya anomali, maka semakin besar *offset* semakin besar sudut datangnya dan semakin kecil amplitudonya. Namun pada kasus AVO amplitudonya akan semakin besar dengan bertambahnya *offset*. Menurut Ostrander (1984), perubahan amplitudo refleksi gelombang P terhadap *offset* akan terjadi jika gelombang seismik tersebut dipantulkan oleh lapisan pasirgas.

AVO muncul akibat adanya partisi energi pada bidang reflektor. Sebagian energi dipantulkan dan sebagian lainnya ditransmisikan. Ketika gelombang seismik menuju batas lapisan pada sudut datang tidak sama dengan nol maka konversi gelombang P menjadi gelombang S terjadi. Amplitudo dari energi yang terefleksikan dan ditransmisikan tergantung pada sifat fisik diantara bidang reflektor. Sebagai konsekuensinya, koefisien refleksi menjadi fungsi dari kecepatan gelombang ( $V_p$ ), kecepatan gelombang S ( $V_s$ ), densitas ( $\rho$ ) dari setiap

lapisan, serta sudut datang ( $\theta_1$ ) sinar seismik. Oleh karena itu terdapat empat kurva yang dapat diturunkan yaitu seperti yang ditunjukkan pada gambar :



Gambar 2.4 Refleksi dan transmisi gelombang P untuk sudut datang tidak sama dengan nol (Yilmaz, 2001)

Persamaan dasar AVO pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz (1919) yang menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi pada sudut datang lebih besar dari nol dengan parameter lainnya seperti  $V_p$ ,  $V_s$ , dan densitas kedua lapisan pada bidang batas sebagai fungsi dari sudut datang pada media elastik. Zoeppritz melakukan analisa koefisien refleksi berdasarkan hal tersebut dan persamaannya dapat dituliskan dalam bentuk persamaan matriks. (2.13)

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1 & \cos \phi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ -\cos \theta_1 & \sin \phi_1 & -\cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2^2}{\rho_1 \alpha_2 \beta_1^2} \sin 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2}{\rho_1 \beta_1} \cos 2\phi_2 \\ \cos 2\phi_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 \\ -\cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix}$$

Dimana :

- |                                     |                                       |
|-------------------------------------|---------------------------------------|
| A = Amplitudo gelombang P refleksi  | $\theta_1$ = sudut datang gelombang P |
| B = Amplitudo gelombang S refleksi  | $\theta_2$ = sudut bias gelombang P   |
| C = Amplitudo gelombang P transmisi | $\phi_1$ = sudut pantul gelombang S   |
| D = Amplitudo gelombang S transmisi | $\phi_2$ = sudut bias gelombang S     |
| $\alpha$ = kecepatan gelombang P    | $\rho$ = densitas                     |
| $\beta$ = kecepatan gelombang S     |                                       |

### 2.3.2 Pendekatan – Pendekatan dalam AVO

Berbagai pendekatan dilakukan karena persamaan Zoeppritz tidak memberikan pemahaman langsung bagaimana amplitudo gelombang seismik refleksi sebagai fungsi dari sifat fisis medium.

#### 2.3.2.1 Aki dan Richard (1980)

Aki, Richards dan Frasier kemudian mendekati persamaan Zoeppritz menjadi tiga bentuk,  $\Delta\alpha/\alpha$  merupakan fraksional gelombang P yang melalui medium atau disebut reflektifitas gelombang P,  $\Delta\rho/\rho$  merupakan perubahan fraksional densitas antar lapisan, dan  $\Delta\beta/\beta$  merupakan perubahan fraksional kecepatan gelombang S yang melewati atau disebut reflektivitas gelombang S.

$$R(\theta) = (1/2 + \tan^2 \theta) \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + 1/2 - [(2V_s^2/V_p) \sin^2 \theta] \frac{\Delta\rho}{\rho} + [-(4V_s^2/V_p^2) \sin^2 \theta] \frac{\Delta\beta}{\beta} \quad (2.14)$$

Kemudian persamaan Aki-Richards dimodifikasi oleh Wiggins yang merupakan LHI (*Lithology Hydrocarbon Indicator*), dituliskan sebagai berikut :

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta \quad (2.15)$$

Dimana :

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

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

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

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}; \Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$V_p = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{2}; \Delta V_p = V_{p2} - V_{p1}$$

$$V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2}; \Delta V_s = V_{s2} - V_{s1}$$

$$\theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$$

### 2.3.2.2 Shuey (1985)

Shuey (1985) menyusun kembali persamaan Aki dan Richard (1980) sebagai fungsi  $V_p$ ,  $\rho$  dan  $\sigma$  (rasio poisson) berdasarkan sudut datang menjadi:

$$R(\theta) = R_0 + \left[ A_0 R_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (2.16)$$

$$A_0 = B - 2(1+B) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma}$$

$$B = \frac{\Delta\alpha/\alpha}{\Delta\alpha/\alpha + \Delta\rho/\rho}$$

Dengan  $\sigma = (\sigma_1 + \sigma_2)/2$ ;  $\Delta\sigma = \sigma_2 - \sigma_1$

$R_0$  adalah koefisien refleksi dengan sudut datang normal ( $\theta = 0^\circ$ ), suku kedua untuk kisaran sudut menengah dan suku ketiga untuk sudut datang besar. Pada kondisi real dilapangan  $\theta$  tidak pernah lebih besar dari  $40^\circ$ .

### 2.3.3 Atribut AVO

Atribut AVO sangat berguna dalam peningkatan interpretasi reservoir, memahami hubungan antara sifat – sifat batuan dan fluida, dan berperan dalam deliniasi hidrokarbon. Atribut AVO yang dimaksud adalah sebagai berikut:

#### 2.3.3.1 Intercept (A)

*Intercept* menunjukkan refleksi gelombang seismik yang terjadi pada offset nol atau *zero offset*. *Intercept* atau Atribut Reflektivitas Sudut Datang Normal mencerminkan perubahan litologi. Intercept (A) merupakan suku pertama pada persamaan Shuey:

$$KR(\theta) = KR_p + \left( R_p A_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right) \sin^2 \theta + \dots \quad (2.17)$$

↓  
*Normal Incident P – Wave (A)*

### 2.3.3.2 Gradient (B)

Penampang ini dihasilkan dengan menggunakan persamaan inversi AVO. *Gradien* menjelaskan karakteristik amplitudo versus offset dari suatu data seismik *prestack* yang menunjukkan kenaikan amplitudo terhadap offset dan mencerminkan kehadiran fluida pada batuan. Gradient (B) merupakan suku kedua pada persamaan Shuey berikut:

$$KR(\theta) = KR_p + \left( R_p A_0 + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2} \right) \sin^2 \theta + \dots \quad (2.18)$$

↓  
Gradient (B)

### 2.3.3.3 Product (A\*B)

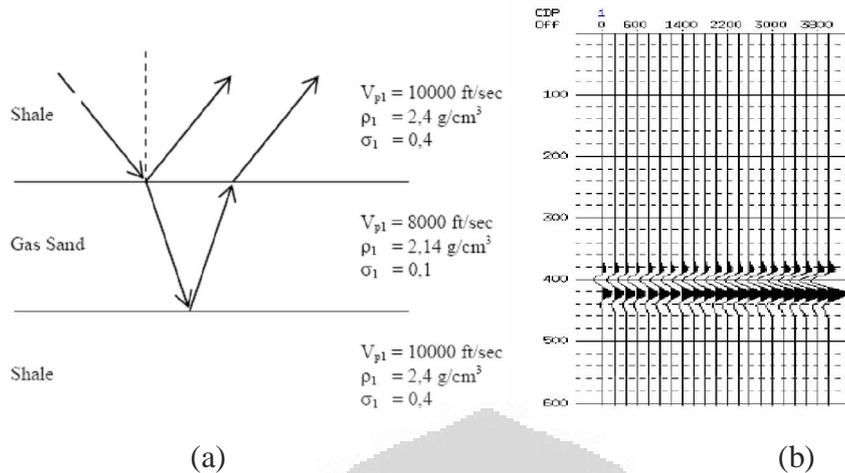
*Product* dihasilkan dari perkalian antara *Intercept* dengan *Gradien*. Produk ini digunakan sebagai kunci dalam mengidentifikasi bright-spots anomali AVO kelas 3 dan memilih anomali amplitudo dim-out kelas 2 jika nilai positif pada *product* menunjukkan positif AVO.

### 2.3.3.4 Faktor fluida (F)

Penampang fluid factor telah dikenal sejak lama sebagai penampang *direct hidrokarbon indicator (DHI)* yang menunjukkan amplitudo rendah refleksi yang berasosiasi dengan sekuen sedimen klastik, batuan yang memiliki trend amplitudo rendah "mudrock line" termasuk batupasir yang mengandung hidrokarbon, karbonat dan batuan beku. Faktor fluida secara lokal didapat dari crossplot antara log  $V_p$  dan log  $V_s$ . Titik-titik yang menjauh dari *trend* latar belakang atau *trend* garis lurus disebabkan oleh pengaruh fluida. (Sukmono dan Abdulah, 2001)

## 2.3.4 Analisis Anomali AVO

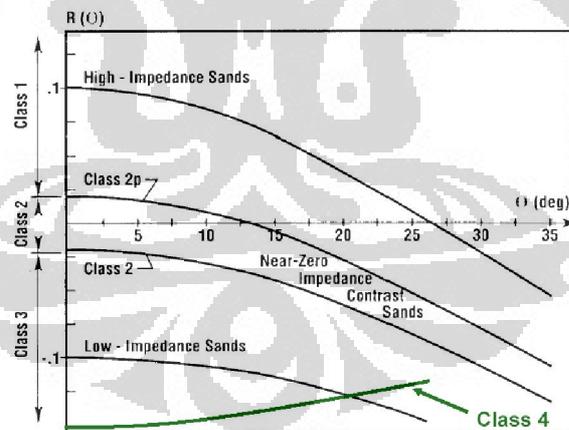
Ostrander (1984) pertama kali menuliskan efek AVO pada batu pasir terisi gas dengan model dimana batu pasir gas dengan impedansi dan rasio Poisson yang rendah diapit oleh lapisan shale dengan impedansi dan rasio Poisson yang tinggi.



Gambar 2.5 Ostrander's model (a) Model gas sand diantara dua lapisan shale (b) Respon seismik sintetis (Hampson & Russell, 2006)

### 2.3.5 Klasifikasi Rutherford dan Williams

Rutherford dan Williams (1989) membagi anomali AVO pada batu pasir (berdasarkan kandungan minyak dan gas) menjadi tiga kelas, kemudian (Castagna et al. 1998) memperkenalkan *sandstone* kelas IV setelah ia melakukan *crossplot* AVO berdasarkan klasifikasi Rutherford dan Williams, yaitu :

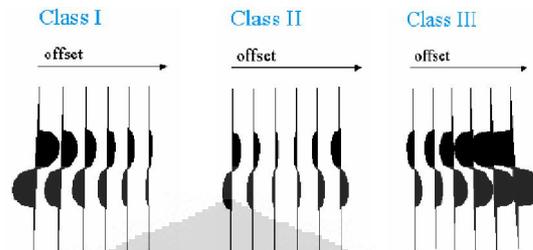


Gambar 2.6 Pembagian AVO pada gas sands berdasarkan klasifikasi Rutherford – Williams dan dimodifikasi oleh Castagna (Castagna, 1998)

#### 2.3.5.1 Kelas I (*high impedance contrast sands*)

*Gas sand* kelas I memiliki impedansi akustik ( $Z_p$ ) yang lebih tinggi dibandingkan lapisan penutupnya (*cap*). Koefisien refleksi dari *normal incidence* adalah positif pada *top* batupasir dan negatif pada *base* batupasir. Terletak di

kuadran IV, dan penurunan amplitudo (*dimming effect*) dengan kenaikan *offset*. Perubahan amplitudo terhadap *offset* dikenal sebagai *gradien*, yang umumnya *gradien* untuk kelas I lebih lebih besar dibandingkan *gradien* kelas II dan III. Pada gambar 2.9 memperlihatkan gejala *dim-spot*.



Gambar 2.7 Amplitudo terhadap *offset* untuk klasifikasi Rutherford dan Williams (Rutherford dan Williams, 1985)

#### 2.3.5.2 Kelas II (*near-zone impedance contrast sands*)

*Gas sand* kelas II memiliki harga  $Z_p$  yang hampir sama dengan *cap*. Koefisien refleksi dari *normal incidence* bernilai kecil (magnitudonya kurang dari 0,02) pada *top* dan *base* pasirgas, tetapi amplitudonya lebih besar daripada sekitarnya. Tipe pasir jenis ini lebih kompak dan terkonsolidasi. Pasirgas kelas II dibagi menjadi dua yaitu kelas II dan Iip. Kelas II mempunyai koefisien refleksi nol pada *offset* sama dengan nol, sedangkan kelas Iip mempunyai koefisien refleksi positif pada *zero offset* dan terjadi pembalikan polaritas di dekat *near offset*.

#### 2.3.5.3 Kelas III (*low impedance contrast sands*)

*Gas sand* kelas III memiliki  $Z_p$  lebih rendah dibandingkan *cap*. Koefisien refleksi dari *normal incidence* selalu bernilai negatif dan semakin negatif dengan kenaikan *offset*. Pada data *stack* seismik, batupasir kelas III mempunyai amplitudo dan koefisien refleksi yang tinggi di keseluruhan *offset*. Pasir tipe ini biasanya kurang terkompaksi dan *unconsolidated*.

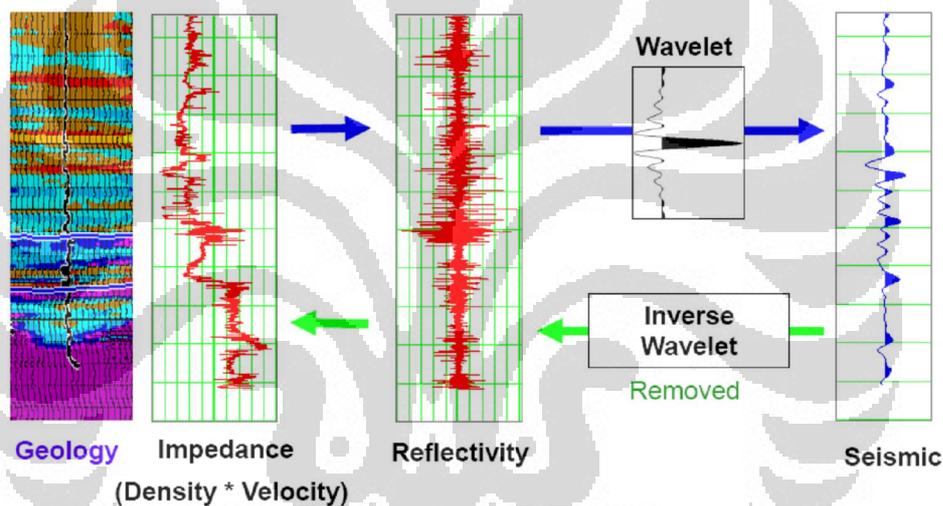
#### 2.3.5.4 Kelas IV (*low impedance contrast sands*)

*Gas sand* kelas IV berada di kuadran II, dengan *intercept* negatif dan *gradien* positif. Pada data *stack* seismik berupa *bright spot* tetapi magnitudo

refleksi turun dengan kenaikan *offset*. Batupasir kelas IV biasanya muncul pada *porous sand* yang dibatasi oleh litologi dengan kecepatan gelombang seismik tinggi, seperti *hard shale* (contoh: *siliceous* atau *calcareous*), *siltstone*, *tightly cemented sand* atau *carbonate*.

## 2.4 IMPEDANSI AKUSTIK

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk trace seismik yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap trace merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russell, 1996).



Gambar 2.8 Konvolusi wavelet dengan koefisien refleksi  
(Hampson & Russell, 2008)

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala wavelet kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1996).

Refleksi gelombang seismik terjadi apabila terdapat perubahan impedansi akustik sebagai fungsi dari kecepatan gelombang P dan densitas. Impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan.

$$Z_p = \rho \times V_p \quad (2.19)$$

Dimana:  $Z_p$  = Impedansi Akustik

$\rho$  = densitas

$V$  = kecepatan gelombang seismik

Anstey (1997) menganalogikan  $Z_p$  dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras (hard rock) dan sukar dimampatkan seperti batu gamping dan granit mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai  $Z_p$  rendah. (Badley, 1985)

Harga kontras  $Z_p$  dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras  $Z_p$ -nya. (Sukmono, 1999) Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Oleh karenanya maka  $Z_p$  dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan satuan aliran sampai dengan alat kuantifikasi karakter reservoir. (Sukmono dan Abdulah, 2001)

Koefisien Refleksi ( $R_c$ ) berasumsi pada nilai amplitudo relatif dari suatu gelombang refleksi pada suatu reflektor dari dua lapisan dengan kecepatan yang berbeda. Secara matematis dapat dihitung:

$$R_c = \frac{\rho_2 \cdot V_2 - \rho_1 \cdot V_1}{\rho_2 \cdot V_2 + \rho_1 \cdot V_1} \quad (2.20)$$

Dimana,  $V_1, V_2$  : kecepatan pada medium di atas dan di bawah bidang batas.

$\rho_1, \rho_2$  : densitas pada medium di atas dan di bawah bidang batas.

Jangkauan harga  $R_c$  antara -1 dan +1. Umumnya mempunyai nilai  $< +0.1$ . Jika nilai  $R_c > 0$ , mengindikasikan bahwa impedansi akustik dari *layer* 1 kurang dari *layer* 2 yang merupakan gelombang refleksi kompresional. Dan jika nilai  $R_c < 0$ , mengindikasikan bahwa impedansi akustik dari *layer* 1 lebih besar dari *layer* 2 yang merupakan gelombang refleksi *rarefaction* (*polarity reversal*).

## 2.5 INVERSI SEISMIK

Inversi seismik awalnya hanya diterapkan pada data seismik *post stack* yang biasa disebut dengan inversi akustik ( $Z_p$ ). Dengan melakukan inversi diharapkan diperoleh impedansi akustik semu sepanjang lintasan seismik. Saat ini inversi seismik telah banyak mengalami perkembangan sehingga inversi tidak

hanya bisa dilakukan pada data *post stack* tetapi juga dapat dilakukan pada data *pre-stack* seperti yang diterapkan pada inversi seismik AVO.

## 2.5.1 Inversi Seismik Post-Stack

### 2.5.1.1 Bandlimited (recursive) inversion

Metode inversi rekursif dikenal sebagai metode inversi bandlimited, merupakan metode inversi yang paling sederhana. Persamaan dasarnya menggunakan definisi koefisien refleksi sebagai berikut:

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.21)$$

Impedansi lapisan ke- $i + 1$  dapat dihitung dari lapisan ke- $i$  dengan persamaan :

$$Z_{i+1} = Z_i * \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (2.22)$$

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

$$Z_n = Z_1 * \prod \left( \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right) \quad (2.23)$$

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

Metode rekursif hasilnya sangat dipengaruhi oleh bising, perolehan amplitudo yang buruk, dan keterbatasan band data seismik. Artinya semua masalah yang terdapat dalam data itu sendiri akan terikatkan pada hasil akhir inversi. (Sukmono 2001)

Kelebihan Metoda Seismik Inversi Rekursif :

- Metoda ini hanya menggunakan data seismik sebagai input, jadi berdasarkan tras seismik dengan menggunakan wavelet berfasa nol agar memberikan hasil yang baik.
- Metoda ini merupakan metoda yang sederhana dengan algoritma yang terbatas yang memberikan hasil berupa resolusi dengan *bandwidth* yang sama dengan data seismik

Inversi Rekursif memiliki kelemahan, diantaranya adalah :

- Sangat bergantung dengan penentuan  $Z_p$  lapisan pertama, jika penentuan  $Z_p$  tidak tepat dapat terjadi penumpukkan kesalahan.
- Tidak ada kontrol geologi, sehingga data tetap *bandlimited*. Hal ini menjadi metode yang sama dengan *forward modeling*.
- Data seismik yang mengandung *noise* akan terbawa dalam proses inverse.

### 2.5.1.2 Model Based Inversion

Metode inversi model based dimulai dengan persamaan sebagai berikut:

$$S = W * Rc + Noise \quad (2.24)$$

Dengan asumsi bahwa  $S$  adalah trace seismik,  $W$  adalah wavelet dan  $Rc$  adalah reflektivitas. Pada *model based*, reflektivitas didefinisikan sebagai sekuen yang memberikan kecocokan yang paling baik pada data seismik. Metode ini mencari reflektivitas yang dikonvolusikan dengan wavelet untuk memberikan pendekatan terbaik pada trace seismik.

Kelebihan Metoda Inversi Berbasis Model :

- Menghasilkan solusi yang lengkap, termasuk informasi frekuensi rendah.
- Secara intuitif, metoda ini cukup menjanjikan karena ia menghindari inversi langsung data seismik itu sendiri.
- keluarnya bisa berupa suatu model yang sangat sesuai dengan input data.
- Nilai error dapat terdistribusi dalam solusi inversi.

Kekurangan Metoda Inversi Berbasis Model :

- Solusinya didasarkan pada proses iterasi.
- Kemungkinan yang tidak terbatas untuk mendapatkan pasangan kecepatan atau kedalaman untuk nilai waktu sama atau dikenal juga dengan permasalahan ketidakunikan solusi.

### 2.5.1.3 Sparse spike inversion

Dari beberapa metode inversi yang ada, metode *sparse spike* memiliki kelebihan dibandingkan dengan metode lainnya, karena *sparse spike* mengestimasi dengan batasan ekstra (*extra constraint*) dan dapat digunakan dalam

estimasi *full bandwidth* reflektivitas. Reflektivitas bumi terdiri dari deretan reflektivitas yang besar dengan diikuti oleh *event* reflektivitas yang lebih kecil.

Inversi Sparse Spike (*Sparse Spike Inversion*) menggunakan asumsi bahwa hanya *spike* yang besar yang dianggap penting. Metoda ini mencari *spike* yang besar dengan memeriksa trace seismik. Deret reflektivitas satu *spike* dibuat dalam satu waktu. *Spike* tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. 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)

Kelebihan metoda Inversi *Sparse-Spike* :

- Estimasi *sparse-spike*, dengan pengontrol-pengontrol ekstra, dapat digunakan sebagai estimasi *full-bandwidth* reflektivitas
- Data yang digunakan dalam perhitungan, sama seperti pada proses inversi rekursif.
- Dapat menghasilkan inversi secara geologi (*A geological looking inversion is produced*).
- Informasi frekuensi rendah termasuk dalam solusi secara matematis.

Kekurangan metoda Inversi *Sparse-Spike* :

- Hasil akhir inversi ini kurang detail (tidak sedetail data hasil inversi rekursif).
- Hanya komponen *blocky* saja yang terinversikan.

Secara statistik, subyek metoda inversi jenis ini digunakan untuk data yang mempunyai problem *noise* (bising)

## 2.5.2 Inversi Seismik Pre-Stack

### 2.5.2.1 Teori Inversi Pre-stack Simultaneous

Inversi Simultaneous bertujuan untuk melakukan proses inversi pada data *prestack* CDP gather (*PP* dan *PS angle gather*) untuk menentukan impedansi gelombang P ( $Z_p$ ), impedansi gelombang S ( $Z_s$ ), dan Densitas.

Inversi *Post-stack* mengabaikan fakta bahwa dalam kasus batuan klastik basah (*Wet Clastic*),  $Z_p$  dan  $Z_s$  seharusnya saling berhubungan.  $V_p$  dan  $V_s$  seharusnya memiliki hubungan linear seperti yang ditunjukkan persamaan castagna, karena inversi simultaneous meliputi beberapa bentuk pasangan antar variabel, hal inilah yang dapat menambah kestabilan dalam masalah kesensitifan terhadap noise dan biasanya menghasilkan solusi yang tidak unik, sehingga dapat dikatakan bahwa inversi simultaneous memecahkan persamaan Fatti.

### 2.5.2.2 Inversi Simultaneous

Inversi Simultaneous membutuhkan *prestack angle gather* sebagai inputnya untuk mendapatkan impedansi gelombang P ( $Z_p$ ), impedansi gelombang S ( $Z_s$ ), dan Densitas. Kelebihan dari inversi ini adalah mengikutkan konstrain diantara variabel tersebut, selain itu hasil inversinya akan lebih stabil dan dapat mengurangi masalah *non-uniqueness* dalam inversi seismik.

Algoritma dasar dari inversi ini ada 3 asumsi :

1. Pendekatan linier untuk reflektifitas.
2. Reflektifitas PP dan PS sebagai fungsi sudut dapat diberikan oleh persamaan Aki-Richard.
3. Hubungan linier diantara logaritma impedansi P, impedansi S dan densitas, yang mana diasumsikan dengan kasus litologi basah (*wet lithology*).

Dengan ketiga asumsi tadi, kita dapat menurunkan perkiraan akhir impedansi P, impedansi S dan densitas menggunakan inisial model impedansi P.

### 2.5.2.3 Modifikasi Persamaan Aki-Richard

Bermula dari persamaan Fatti's yang merupakan versi dari persamaan Aki-Richards. Model refleksi amplitudo ini sebagai fungsi *incident angle*, yang diberikan sebagai berikut :

$$R_{pp}(\theta) = c_1 R_p + c_2 R_s + c_3 R_D \quad (2.25)$$

Dimana :

$$c_1 = 1 + \tan^2 \theta$$

$$c_2 = -8\gamma^2 \sin^2 \theta$$

$$c_3 = -\frac{1}{2} \tan^2 \theta + 2\gamma^2 \sin^2 \theta$$

$$\gamma = \frac{V_s}{V_p}$$

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

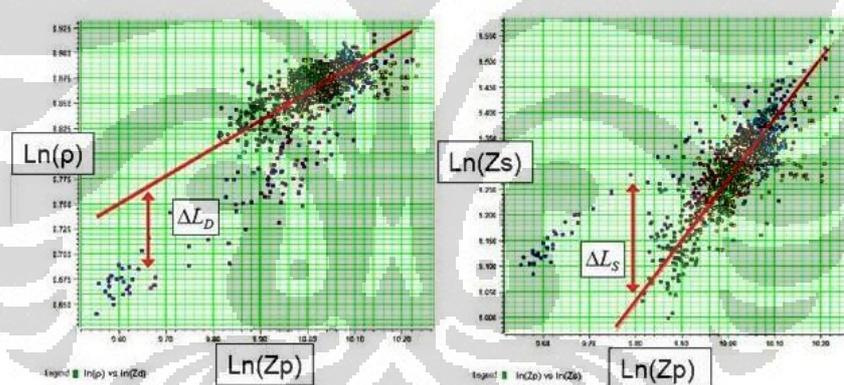
$$R_p = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

$$R_D = \left[ \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

Hubungan linier yang diasumsikan dalam kasus *wet lithologies*, dengan menggunakan inversi simultaneous dapat dipecahkan simpangan dari *wet trend* dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$\ln(Z_s) = k \ln(Z_p) + k_e + \Delta L_s \quad (2.26)$$

$$\ln(\rho) = m \ln(Z_p) + m_e + \Delta L_D$$



Gambar 2.9 Krosplot  $\ln(Z_p)$  dan  $\ln(Z_s)$  dimana,  $\Delta L_s$  dan  $\Delta L_D$  menunjukkan anomali fluida (Hampson & Russell, 2008)

Salah satu cara untuk membedakan antara model tersebut adalah dengan menggunakan *constraint*. Ada dua jenis *constraint* yang dapat digunakan salah satu cara adalah *soft constraint*, yang berarti impedansi tebakan awal adalah bagian informasi yang terpisahkan, yang kemudian ditambahkan ke tras seismik dengan beberapa bobot untuk keduanya. Disini model dapat menyimpang dari tebakan awal. Pendekatan ini dinamakan “*Stochastic*”.

Metode kedua adalah dengan mempertimbangkan informasi tambahan sebagai *hard constraint* yang mengatur batas absolut pada sejauh apa jawaban

akhir boleh menyimpang dari tebakan awal, sehingga model tidak dapat melebihi batas-batas nilai yang diset. Pendekatan ini dinamakan “*Constrained*”

Inversi Simultaneous membutuhkan prestack angle gather sebagai inputnya utk mendapatkan impedansi gelombang P ( $Z_p$ ), impedansi gelombang S ( $Z_s$ ), dan Densitas. Kelebihan dari inversi ini adalah mengikutkan konstrain diantara variabel tersebut, selain itu hasil inversinya akan lebih stabil dan dapat mengurangi masalah *non-uniqueness* dalam inversi seismik.

## 2.6 LAMBDA MU RHO (LMR)

Lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ) merupakan parameter Lamé yang diperoleh dari inversi AVO (*Amplitude Versus Offset*) yang berguna untuk mempertajam identifikasi zona reservoir. (Goodway 1997). Lambda-rho dan mu-rho diturunkan dari persamaan reflektivitas impedansi gelombang P dan S. (Fatti 1994). Berikut ini merupakan turunan persamaan Fatti untuk lambda-rho dan mu-rho:

$$R = \left[ \frac{1}{2} (1 + \tan^2 \theta) \right] \left( \frac{\Delta I_p}{I_p} - \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) - \left( 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \right) \left( \frac{\Delta I_s}{I_s} - \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left[ \frac{1}{2} \left( 1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \right) \right] \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (2.27)$$

Dimana:  $\frac{\Delta I_p}{I_p}$  = reflektivitas impedansi gelombang P

$\frac{\Delta I_s}{I_s}$  = reflektivitas impedansi gelombang S

$\frac{V_p}{V_s}$  = diestimasi dari *sonic log* dipole

$\rho$  = densitas

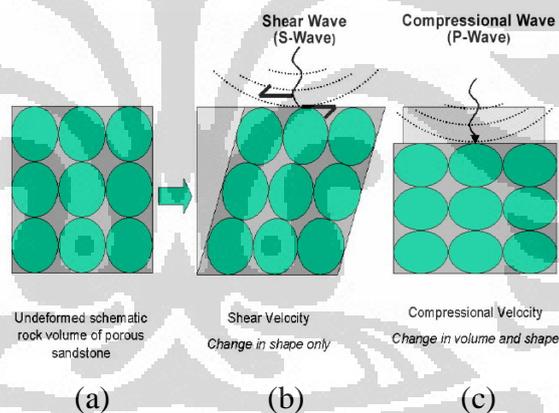
Parameter ( $\lambda\rho$ ) dan ( $\mu\rho$ ) memiliki hubungan impedansi gelombang P ( $I_p$ ) dan gelombang S ( $I_s$ ). Hubungan tersebut adalah:

$$\lambda \rho = I_p^2 - 2I_s^2 \quad (2.28)$$

$$\mu \rho = I_s^2$$

### 2.6.1 Arti Fisis Lamda Mu Rho

Konsep inkompresibilitas dan rigiditas ditunjukkan dengan Lambda-Rho dan Mu-Rho. Gray dan Andersen (2001) menyatakan bahwa rigiditas ( $\mu$ ) atau modulus geser didefinisikan sebagai resistensi batuan terhadap sebuah strain yang mengakibatkan perubahan bentuk tanpa merubah volume total dari batuan tersebut. Rigiditas sensitif terhadap matriks batuan. Semakin rapat matriksnya maka akan semakin sulit pula mengalami *slide over* satu sama lainnya dan benda tersebut dikatakan memiliki rigiditas yang tinggi. Rigiditas digunakan untuk membedakan kualitas lapisan pasir karena secara umum tidak dipengaruhi oleh fluida reservoir. Sedangkan modulus Lamé ( $\lambda$ ) yang berkaitan erat dengan inkompresibilitas mengandung informasi lebih banyak mengenai kandungan fluida batuan. Inkompresibilitas juga disebut sebagai modulus Bulk yaitu resistensi batuan terhadap perubahan volume yang disebabkan oleh perubahan tekanan dan merupakan kebalikan dari kompresibilitas.



Gambar 2.10 Perubahan keadaan matrik batuan (Hampson Russell, 2006)

Gambar (2.10) menjelaskan beberapa kondisi matriks batuan yaitu saat kondisi normal, kondisi terkompresi dan dikenai tekanan geser. Pada gambar (2.10 a) keadaan matrik batuan pada kondisi normal tanpa dikenai suatu tekanan, menunjukkan jumlah porositas yang besar di antara matrik batuan. Jika matrik batuan dikenai tekanan geser seperti ditunjukkan pada gambar (2.10 b), maka matrik batuan akan saling bergeser atau dengan kata lain akan mengalami perubahan bentuk. Semakin rigid suatu batuan maka semakin sulit mengalami perubahan bentuk. Batu serpih akan mudah bergeser dari pada pasir. Nilai rigiditas

batuan tidak dipengaruhi oleh fluida. Namun pada gambar (2.10 c) yaitu ketika dikenai suatu tekanan (kompresi) maka ruang pori di antara matrik akan berkurang. Jika pada pori tersebut terdapat fluida (misal : minyak atau air) maka fluida tersebut berfungsi sebagai penahan sehingga batuan akan menjadi inkompresibel. Lain halnya dengan keberadaan gas pada pori, maka nilai inkompresibilitas batuan jauh akan lebih rendah. Hal ini disebabkan karena gas kurang mampu menahan tekanan se-efektif minyak atau air.

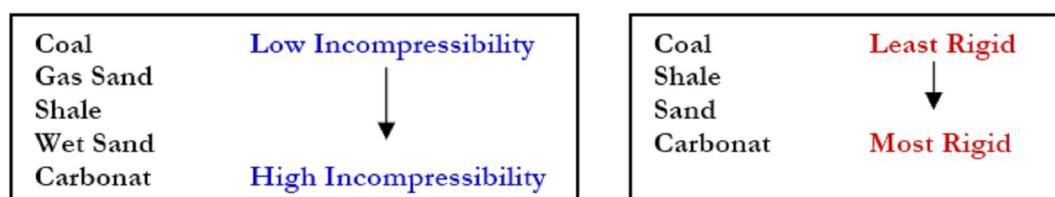
Pada reservoir seismik, keberadaan dan perubahan fluida dan litologi akan mempengaruhi nilai lambda mu rho. Dimana lambda-rho merupakan parameter yang paling baik untuk memperlihatkan keberadaan fluida hidrokarbon, sedangkan parameter mu-rho merupakan parameter yang paling baik dalam memperlihatkan perbedaan litologi reservoir dan fasies batuan reservoir. Berikut ini adalah nilai parameter lambda-rho dan mu-rho pada beberapa litologi batuan.

#### 2.6.1.1 Lambda – Rho

- Ketahanan terhadap normal stress yang menyebabkan perubahan volume.
- Sensitif terhadap perubahan fluida pengisi reservoir.
- Keberadaan gas menyebabkan nilai lambda-rho kecil.
- Membedakan kompressibilitas beberapa litologi batuan antara batubara, *gas sand*, serpih, *wet sand* dan karbonat.

#### 2.6.1.2 Mu – Rho

- Ketahanan terhadap shear stress yang menyebabkan perubahan bentuk.
- Sensitif terhadap perubahan litologi.
- Tidak dipengaruhi oleh jenis fluida.
- Membedakan rigiditas beberapa litologi batuan antara batubara, serpih, *sand* dan karbonat.



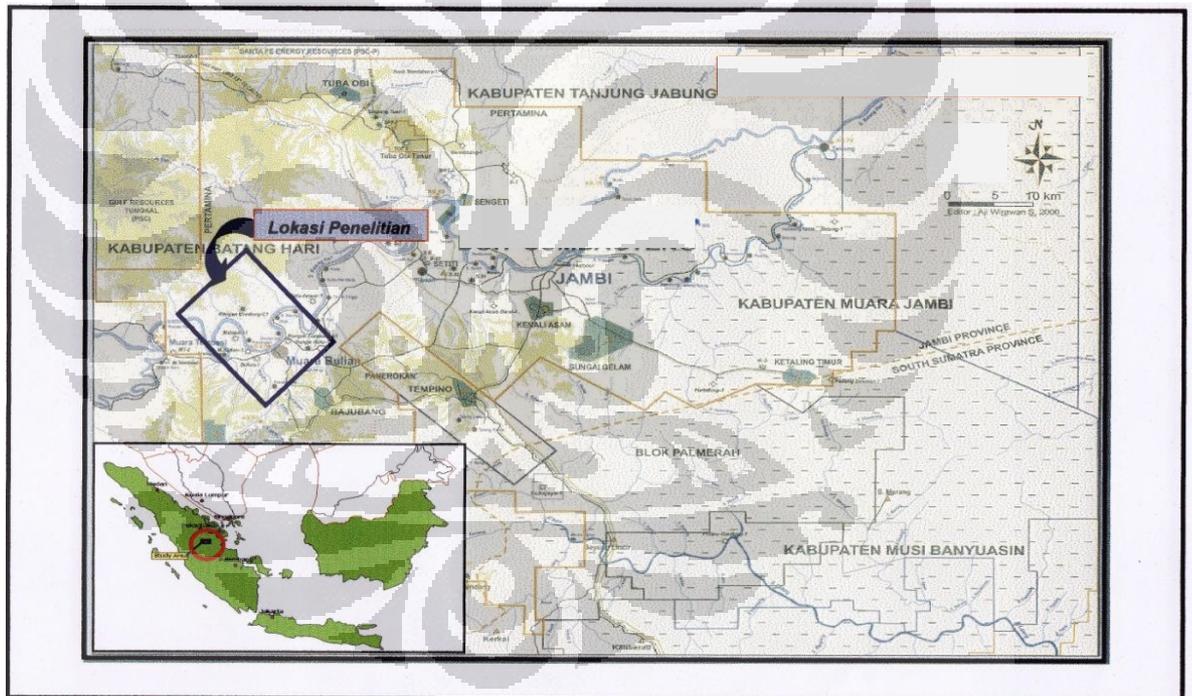
Gambar 2.11 Inkompresibilitas dan rigiditas beberapa tipe batuan (Royle, 1999)

## BAB III GEOLOGI DAERAH PENELITIAN

### 3.1 Lokasi Penelitian

Lokasi dari area penelitian terletak pada blok Rencong. Struktur geologi di daerah ini didominasi oleh perangkat Statigrifi Batupasir. Formasi yang menjadi target pada lapangan ini adalah formasi Gumai yang meliputi sub-formasi *Upper Gumai/Gumai-C*, *Middle Gumai/Gumai-D* dan *Lower Gumai*.

Data yang digunakan untuk penelitian ini terletak di tinggian Muara Bulian, Kabupaten Batanghari, Sumatera bagian selatan, Indonesia. Lokasi penelitian merupakan salah satu lapangan eksplorasi yang dikelola oleh PT. Pertamina EP.



Gambar 3.1 Posisi dari lokasi daerah penelitian (Pertamina)

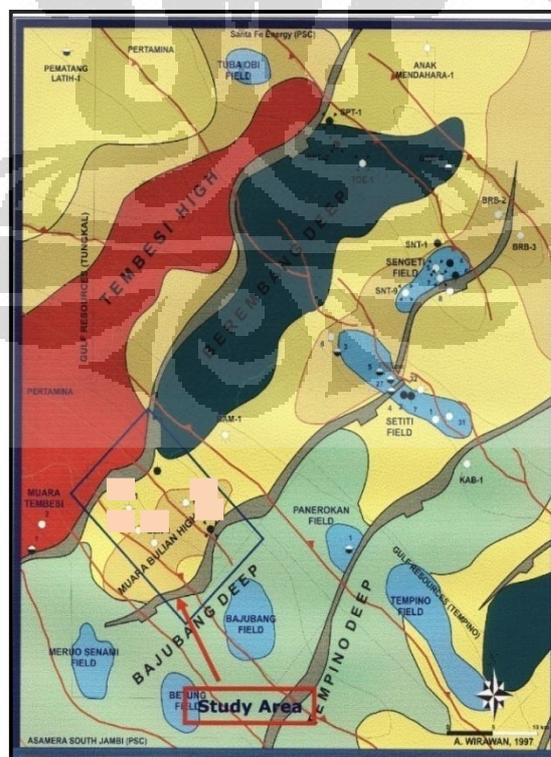
Kabupaten Batanghari terletak di bagian tengah Provinsi Jambi dengan luas wilayah 5.180,35 Km<sup>2</sup>. Kabupaten Batanghari secara geografis terletak pada posisi 1°15' lintang selatan sampai dengan 2°2' lintang selatan dan diantara 102°30' bujur timur sampai dengan 104°30' bujur timur. Dalam lingkup provinsi

letak Kabupaten Batanghari berada di wilayah bagian tengah provinsi dan merupakan daerah perbukitan.

Wilayah Kabupaten Batanghari dilalui oleh dua sungai besar yaitu Batang Tembesi dan Sungai Batanghari. Beberapa sungai lainnya yang relatif besar antara lain adalah Sungai Dangun Bangko, Sungai Kayu Aro, Sungai Rengas, Sungai Lingkar, Sungai Kejasung Besar, Sungai Jebak. Disamping sungai besar tadi terdapat pula beberapa sungai kecil yang merupakan anak-anak sungai yaitu Sungai Singoan, Sungai Bernai, Sungai Mersam, Sungai Bulian, Sungai Kandang, Sungai Aur, Sungai Bacang dan lain - lain.

### 3.2 Elemen Tektonik Daerah Penelitian

Daerah Rencong secara fisiografis terletak diantara tinggian trembesi dan Dalaman Bajubang serta bagian utaranya berbatasan dengan ujung selatan dari Dalaman Brembang. secara umum bagian bawah daerah penelitian merupakan sistem *rift basin* dan bagian atasnya merupakan *post rift sedimentary basin*. Konfigurasi basement sangat dominan dalam mengontrol perkembangan geologi daerah Rencong dan sekitarnya.



Gambar 3.2 Peta tektonik Jambi Barat, (Pertamina)

Pada umumnya daerah prospek Rencong didominasi oleh 2 pola struktur, yaitu arah timurlaut-baratdaya dan baratlaut-tenggara, sebagai akibat adanya regim regangan dan gejala pemekaran di belakang busur yang dihasilkan oleh subduksi pada kala Oligosen. Fase tektonik yang terjadi adalah sebagai berikut :

### 3.2.1 Kala Eosen – Oligosen

Kala Eosen – Oligosen merupakan fase pemekaran (*rift phase*), dengan gaya ekstensional yang menyebabkan terbentuknya topografi *block faulting* seperti *graben*, *half graben* dan *horst*, yang mengontrol pengendapan Pre – Talangakar.

### 3.2.2 Kala Miosen Awal – Miosen Tengah

Kala Miosen Awal – Miosen Tengah, terjadi penurunan dasar cekungan, dan kemudian diendapkan formasi Talangakar, Formasi Gumai, Formasi Air Benkat, dan Formasi Muaraenim. Pada fase tektonik ini terjadi pengangkatan pegunungan Tigapuluh dan mengakibatkan *rifting* pada graben-gaben kecil yang terbentuk oleh tektonik sebelumnya, dan pada fase ini mulai terbentuknya lipatan yang berarah baratlaut-tenggara.

### 3.2.3 Kala Plio-Pleistosen

Kala Plio-Pleistosen merupakan fase kompresi, menghasilkan lipatan-lipatan dan sesar naik yang berarah baratlaut-tenggara.

## 3.3 Stratigrafi Regional

Sub Cekungan Jambi merupakan bagian Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan cekungan belakang busur (*back arc basin*) berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat tumbukan antara Sundaland dan Lempeng Hindia. Secara Geografis Sub Cekungan Jambi dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh di sebelah utara, Tinggian Lampung di bagian selatan, Paparan Sunda di sebelah timur, dan Bukit Barisan di sebelah barat.

Tatanan stratigrafi Sub Cekungan Jambi pada dasarnya terdiri dari satu siklus besar sedimentasi dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase

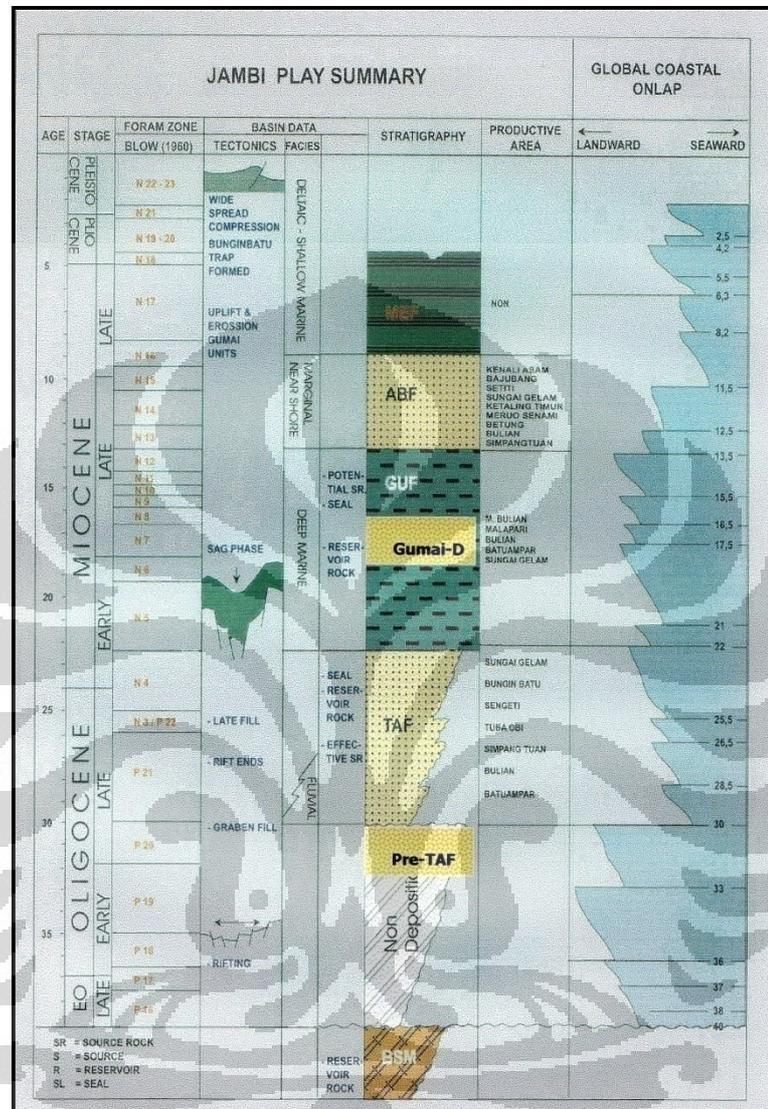
regresi pada akhir siklusnya. Secara detail siklus ini dimulai oleh siklus non marin yaitu dengan diendapkannya Formasi Lahat pada Oligosen Awal dan kemudian diikuti oleh Formasi Talang Akar yang diendapkan secara tidak selaras di atasnya. Menurut Adiwidjaja dan De Coster (1973), Formasi Talang Akar merupakan suatu endapan kipas alluvial dan endapan sungai teranyam (*braided stream deposit*) yang mengisi suatu cekungan. Fase transgresi terus berlangsung hingga Miosen Awal dimana pada kala ini berkembang Batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef*, dan *intertidal* (Formasi Batu Raja) pada bagian atas Formasi Talang Akar. Fase Transgresi maksimum ditunjukkan dengan diendapkannya Formasi Gumai bagian bawah secara selaras di atas Formasi Baturaja yang terdiri dari Batu serpih laut dalam.

Fase regresi dimulai dengan diendapkannya Formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan Formasi Air Benakat yang didominasi oleh litologi Batu pasir pada lingkungan pantai dan delta. Formasi Air Benakat diendapkan secara selaras di atas Formasi Gumai. Pada Pliosen Awal, laut menjadi semakin dangkal dimana lingkungan pengendapan berubah menjadi laut dangkal, paludal, dataran delta dan non marin yang dicirikan oleh perselingan antara batupasir dan batulempung dengan sisipan berupa batubara (Formasi Muara Enim). Tipe pengendapan ini berlangsung hingga Pliosen Akhir dimana diendapkannya lapisan batupasir tufaan, *pumice* dan konglomerat.

### 3.3.1 Batuan Dasar (“Basement”)

Batuan Pra-Tersier atau *basement* terdiri dari kompleks batuan Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku dan batuan karbonat. Batuan Paleozoikum akhir dan batuan Mesozoikum tersingkap dengan baik di Bukit Barisan, Pegunungan Tigapuluh dan Pegunungan Duabelas berupa batuan karbonat berumur permian, Granit dan Filit. Batuan dasar yang tersingkap di Pegunungan Tigapuluh terdiri dari filit yang terlipat kuat berwarna kecoklatan berumur Permian (Simanjuntak, dkk., 1991). Lebih ke arah Utara tersingkap Granit yang telah mengalami pelapukan kuat. Warna pelapukan adalah merah dengan butir-butir kuarsa terlepas akibat pelapukan tersebut. Kontak antara Granit dan filit tidak teramati karena selain kontak tersebut tertutupi pelapukan yang

kuat, daerah ini juga tertutup hutan yang lebat. Menurut Simanjuntak, et.al (1991) umur Granit adalah Jura. Hal ini berarti Granit mengintrusi batuan filit.



Gambar 3.3 Kolom Statigrafi regional Sub Cekungan Jambi (modifikasi dari Pertamina)

Berdasarkan data sumur, unit ini merupakan batuan tertua yang mendasari seri batuan sedimen pada cekungan ini, yang tersusun dari batuan metamorf yang didominasi filite, sekis dan kuarsit. Deskripsi cutting sumur mengindikasikan warna abu-abu gelap, struktur filit dengan tekstur lepidoblastik, dijumpai sedikit urat kuarsit berwarna putih, keras dan kadang-kadang dijumpai sedikit pirit. Laporan pengamatan sayatan tipis (petrografi) pada sumur RCD-C mengindikasikan pengamatan kenampakan transisi antara batuan sedimen dengan

batuan metamorf, berupa batupasir yang telah terkristalisasi, metabatupasir yang berseling-seling dengan metashale dan diperkirakan terbentuk akibat diagenesa dan *burial metamorphism*. Batuan kuarsa menunjukkan penggelapan bergelombang yang mengindikasikan hasil produk metamorfisme.

### 3.3.2 Batuan Pre-Talangakar (Pre-TAF)

Formasi ini dijumpai pada sumur RCD-C, menutupi batuan dasar secara tidak selaras, dengan kata lain, dijumpai hanya pada satuan tektonik rendahan. Satuan ini tersusun atas perselang-selingan batupasir, serpih, lanau dan batubara dan secara genetis diendapkan pada awal pembentukan rift basin (*rift initiation/early syn-rft*). Pengamatan sayatan tipis mengindikasikan batupasir konglomerat, memiliki fragmen-fragmen batuan dasar dan telah mengalami post diagenesis deformation. Penampakan seismik dari satuan ini menunjukkan karakter reflektan yang tidak menerus pada atau didekat *fault surface*, terutama disekitar RCD-C, sementara ke arah selatan menunjukkan karakter berlapis paralel.

Satuan ini berumur Oligasen Akhir, diendapkan pada lingkungan litoral hingga sublitoral dan banyak mengandung kandungan *pollen* dan *polynomorf* air tawar.

### 3.3.3 Formasi Talangakar (TAF)

Formasi Talangakar pada Sub Cekungan Jambi diendapkan secara selarah diatas satuan formasi Pre-TAF dan tersusun dari batulanau, batupasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi, secara tektono genesa, formasi ini mengakhiri sejarah pengendapan pada rift basin. Menurut Pulunggono, 1976, Formasi Talang Akar berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih.

Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 400 m – 850 m, dari pengamatan paleontologi juga menyatakan formasi Talangakar diendapkan di lingkungan delta plain hingga delta front pada lingkungan transisi hingga neritik

tepi. Indikasi keberadaan fauna marin dijumpai hanya pada bagian teratas dari formasi ini.

### **3.3.4 Formasi Gumai (GUF)**

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas Formasi Talangkar dan bagian bawahnya merupakan awal dari sistem pengendapan *post-rift*, dimana formasi ini menandai terjadinya transgresi maksimum di Cekungan Sumatera Selatan. Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih gampingan dengan sisipan batupasir, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan formasi ini secara umum bervariasi antara 150 m - 2200 m dan diendapkan pada lingkungan laut dalam. Formasi Gumai berumur Miosen Awal-Miosen Tengah.

### **3.3.5 Formasi Air Benakat**

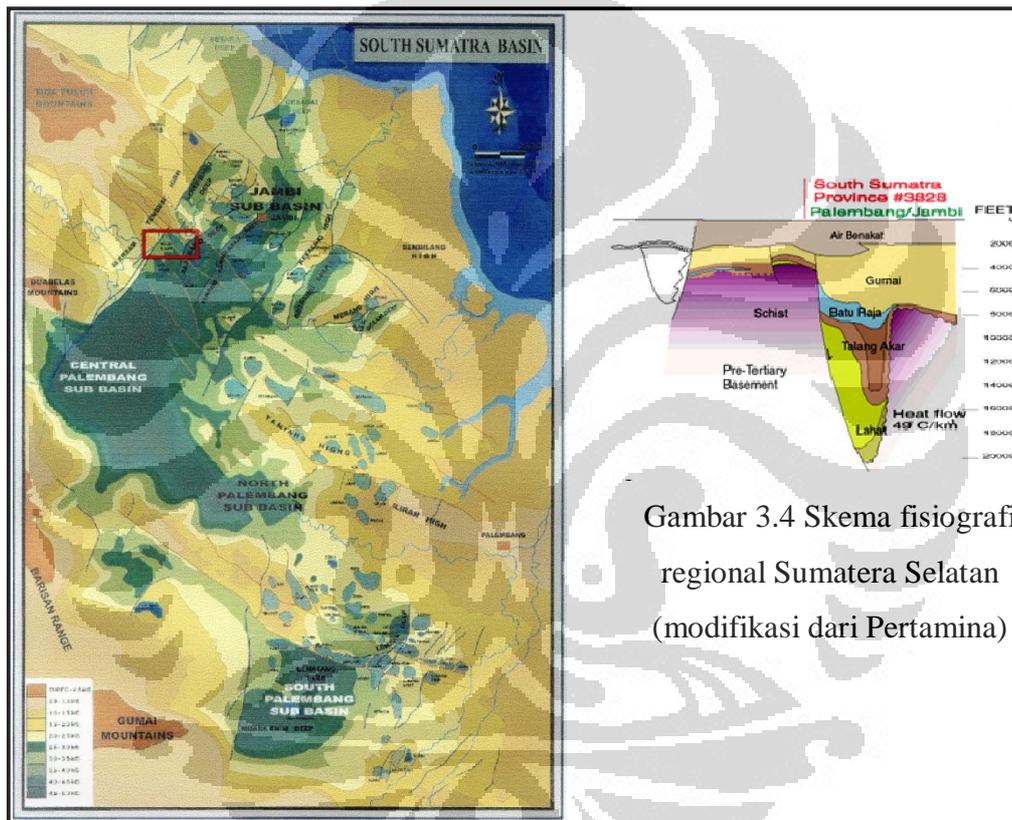
Formasi Air Benakat diendapkan secara selaras di atas Formasi Gumai dan merupakan awal terjadinya fase regresi. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan Formasi Air Benakat bervariasi antara 100-1300 m dan berumur Miosen Tengah-Miosen Akhir. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal.

### **3.3.6 Formasi Muara Enim**

Formasi Muara Enim mewakili tahap akhir dari fase regresi tersier. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Air Benakat pada lingkungan laut dangkal, paludal, dataran delta dan non marin. Ketebalan formasi ini 500 – 1000m, terdiri dari batupasir, batulempung, batulanau dan batubara. Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silisified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Formasi Muara Enim berumur Miosen Akhir – Pliosen Awal.

### 3.3.7 Formasi Kasai

Formasi Kasai diendapkan secara selaras di atas Formasi Muara Enim dengan ketebalan 850 – 1200 m. Formasi ini terdiri dari batupasir tufan dan tefra riolitik di bagian bawah. Bagian atas terdiri dari tuf *pumice* kaya kuarsa, batupasir, konglomerat, tuf pasiran dengan lensa rudit mengandung *pumice* dan tuf berwarna abu-abu kekuningan, banyak dijumpai sisa tumbuhan dan lapisan tipis lignit serta kayu yang terkarsikan. Fasies pengendapannya adalah *fluvial* dan *alluvial fan*. Formasi Kasai berumur Pliosen Akhir-Plistosen Awal.

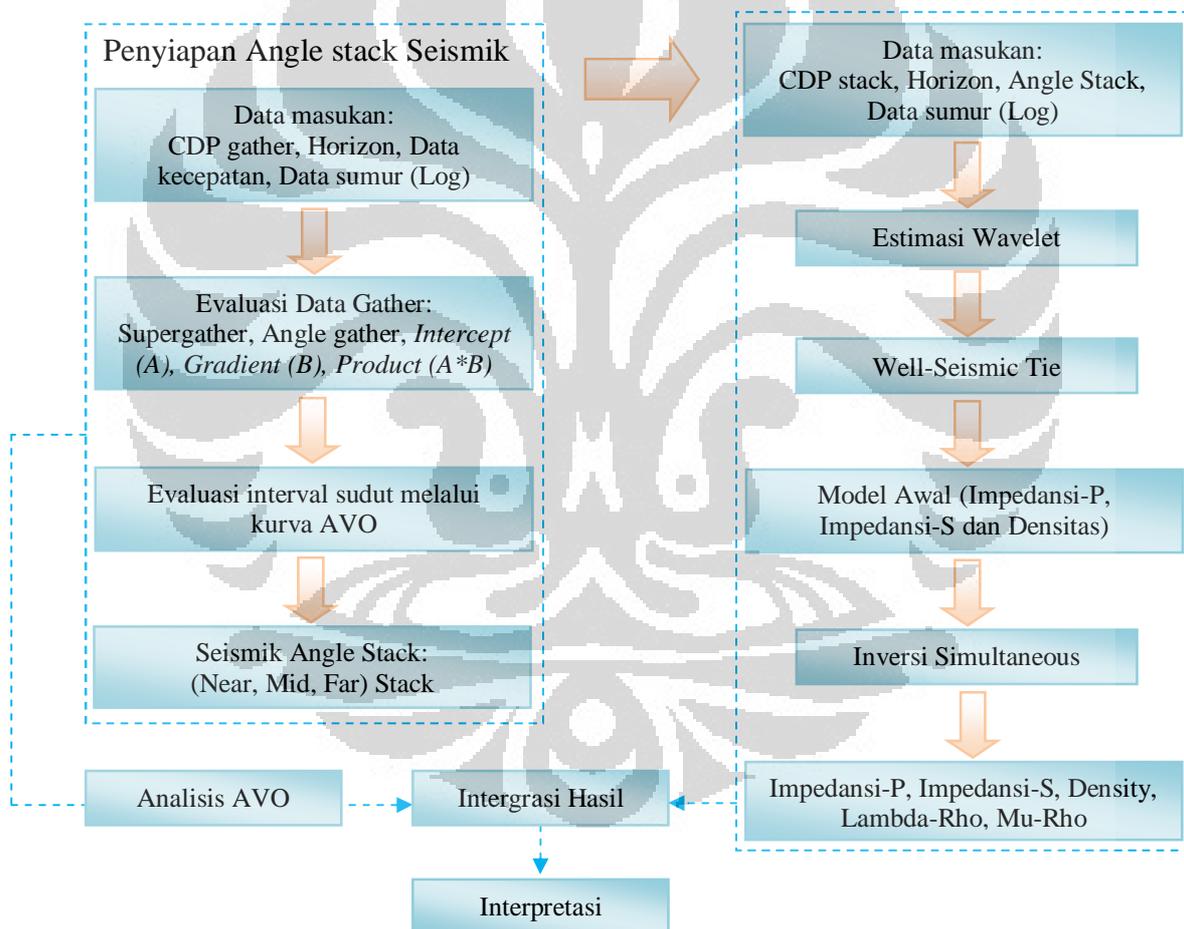


Gambar 3.4 Skema fisiografi regional Sumatera Selatan (modifikasi dari Pertamina)

## BAB IV PENGOLAHAN DATA

### 4.1 Alur Studi

Dalam studi ini dilakukan beberapa tahapan dimulai dari pengumpulan data, pengolahan data hingga diperoleh suatu hasil yang dapat dianalisis hasilnya, yang mana kesatuan tahapan tersebut merupakan suatu rangkaian kegiatan karakterisasi reservoir. Gambar berikut merupakan proses tahapan secara umum yang dilakukan dalam studi ini.



Gambar 4.1 Diagram Umum Alur Studi

Secara umum data *CDP gather*, *horizon*, data kecepatan dan data sumur dilakukan suatu proses analisis AVO yang bertujuan untuk membantu dalam interpretasi dan analisis persebaran anomali, kemudian berdasarkan analisis tersebut didapatkan suatu data keluaran yang berupa data seismik *angle stack*

yang nantinya digunakan sebagai data input dalam melakukan suatu proses inversi simultaneous. Sebelum membuat *angle stack* dilakukan evaluasi data *gather* dengan membuat *supergather* yang kemudian diubah dalam domain sudut yang disebut juga *angle gather* untuk mengetahui kualitas data dan range sudut yang diperoleh dari data, dilanjutkan dengan membuat penampang *Product (A\*B)* untuk mengetahui penyebaran anomali AVO yang ada, serta kurva AVO dari reservoir target untuk menentukan interval *Near*, *Mid* dan *Far angle stack*.

Data log dalam studi ini digunakan untuk melakukan krosplot yang berguna untuk menentukan reservoir yang menjadi target serta membantu dalam proses interpretasi dan menentukan proses parameter dalam inversi, selain itu data log juga digunakan untuk proses *well to seismic tie* sebelum melakukan proses inversi. *well to seismic tie* adalah proses mengikatkan data seismik dengan data sumur, kemudian seluruh hasil yang telah diperoleh dilakukan interpretasi.

## 4.2 Data

### 4.2.1 Data Seismik

Dalam studi ini digunakan data seismik 2D *CDP gather (Pre Stack Time Migration)* yang merupakan hasil ekstrak dari data 3D yang terdiri dari 4 lintasan seismik, yaitu lintasan ER-1, ER-2, ER-3, dan ER-4 yang mempunyai sampling rate 2 ms, jumlah CDP lintasan ER-1 dan ER-2 : 839 (5023-5862) dengan jarak antar CDP 20 m, dan jumlah CDP lintasan ER-3 dan ER-4 : 1244 (1010-2254) dengan jarak antar CDP 20 m.

### 4.2.2 Data Sumur

Data sumur yang digunakan dalam studi ini terdapat 2 sumur yang digunakan sebagai kontrol inversi yaitu RCD-C dan RCD-C2 yang merupakan sumur penghasil gas dengan zona *top marker* Gumai-D pada kedalaman 934,53 m hingga TAF pada kedalaman 1163,66 m. Data log yang dipakai pada sumur RCD-C adalah data log sonik, log densitas, log kecepatan gelombang S ( $V_s$ ), log gamma ray, log SP, log impedansi P, dan log rasio poisson. Sedangkan pada

sumur RCD-C2 data log yang tersedia adalah data log sonik, log densitas, log neutron porosity, log resistivity dan log gamma ray.

Log kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dan Log kecepatan gelombang S ( $V_s$ ) pada sumur RCD-C digunakan untuk menurunkan atau di transformasikan kedalam log lain seperti log impedansi P, log impedansi S, log Lambda-Rho dan log Mu-Rho yang digunakan untuk membantu dalam melakukan analisis krosplot dalam menentukan dan membedakan zona reservoir, selain itu pula dilakukan penurunan log serupa pada sumur RCD-C2, namun dalam sumur ini tidak terdapat log kecepatan gelombang S sehingga dalam penentuan log kecepatan gelombang S ini didapatkan dengan menggunakan persamaan Castagna.

#### 4.2.3 Data Checkshot

Pada sumur RCD-C terdapat data *checkshot*. Data *checkshot* diperlukan untuk konversi kedalaman ke dalam domain waktu atau sebaliknya sehingga dapat membantu dalam proses *well to seismic tie* yaitu pengikatan data sumur dengan data seismik dengan membuat sintetik seismik dari data log dan ekstrasi wavelet yang bertujuan untuk meletakkan *horizon* seismik yang berdomain waktu pada posisi kedalaman yang sebenarnya. Proses ini bertujuan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya di plot pada skala kedalaman, serta untuk mendapatkan estimasi wavelet yang akurat, yang akan digunakan dalam proses inversi. Dalam melakukan proses inversi penarikan *horizon* mutlak diperlukan untuk membatasi daerah inversi terutama pada zona yang diperkirakan sebagai suatu reservoir. Proses mendapatkan *horizon* ini adalah setelah dilakukan *well to seismic tie*, marker yang dimiliki sumur secara otomatis akan menandai posisinya pada seismik sehingga picking horizon dapat dilakukan.

#### 4.2.4 Data Marker

Data ini diperoleh dari laporan akhir *well logging*. Data *marker* menunjukkan batas atas suatu jenis lapisan batuan, yang selanjutnya ditandai pada tiap sumur lalu akan secara otomatis menandai zona target pada seismik setelah dilakukan tahap *well-seismic tie*, disini yang menjadi zona target adalah pada sub Formasi Gumai-D (934,53 m), selain itu juga terdapat penandaan *Top marker*

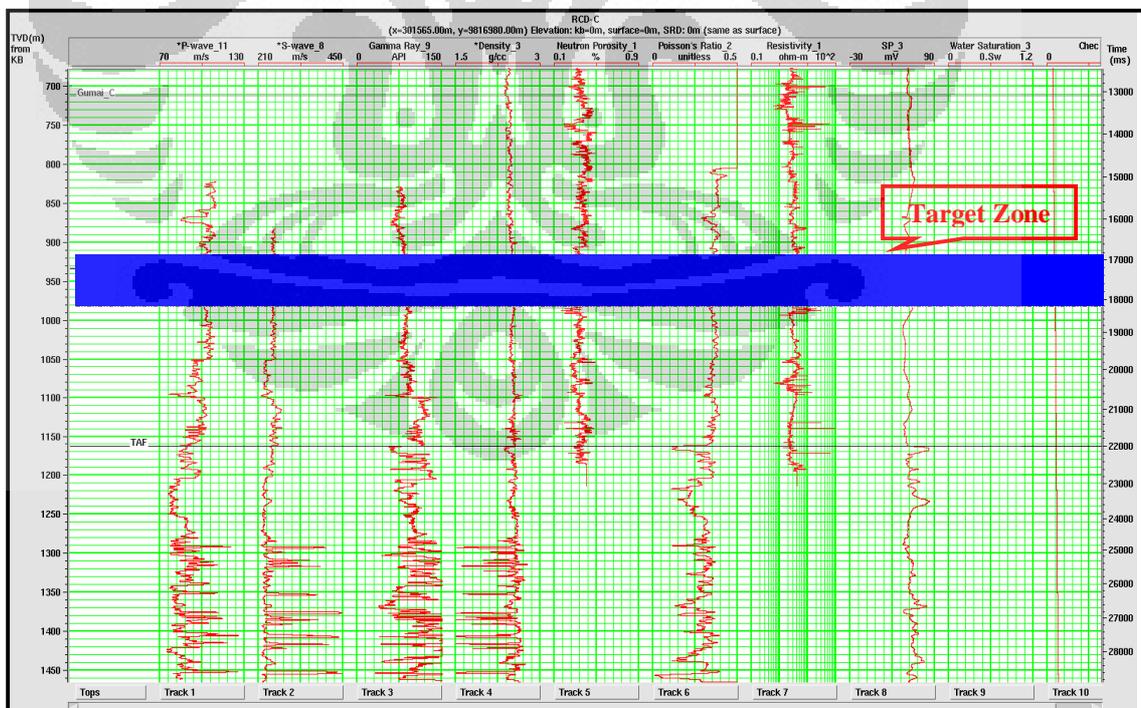
diantaranya ABF (218,23 m), GUF (604,93 m), Gumai-C (712,96 m), MGUF (935,00 m), TAF (1163,66 m) dan BSM (1626,88 m).

### 4.3 Pengolahan Data

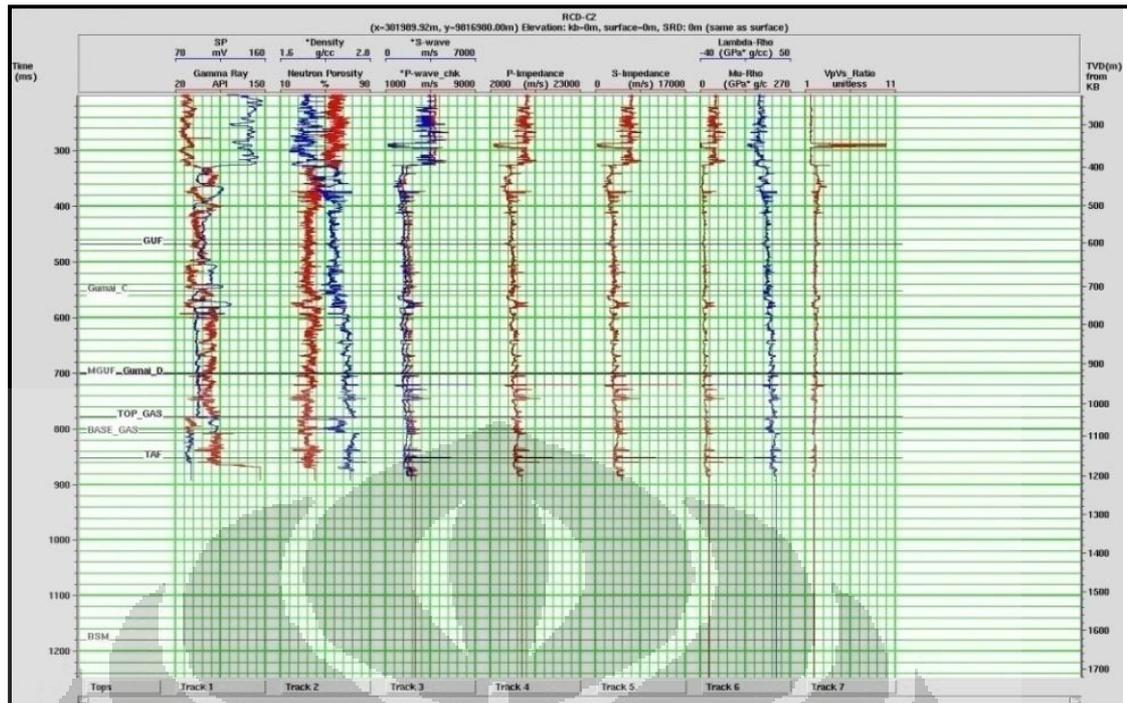
Dalam studi ini dilakukan beberapa pengolahan data yaitu pengolahan data sumur, pengolahan data seismik dalam bentuk *CDP Gather*, analisis AVO dan proses inversi Simultaneous, yang mana pengolahan data tersebut dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak Hampson Russell CE8/R4.

#### 4.3.1 Pengolahan Data Sumur

Pengolahan data sumur meliputi membuat log-log lain yang diperlukan untuk analisis selanjutnya dengan menggunakan data log sumur yang tersedia. Data log yang digunakan dalam menurunkan log lain adalah data log kecepatan gelombang P ( $V_p$ ), log kecepatan gelombang S ( $V_s$ ), log densitas dan log gamma ray, data log yang dibuat antara lain : impedansi P ( $Z_p$ ), impedansi S ( $Z_s$ ),  $V_p/V_s$ , Rasio Poisson, Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ), Mu-Rho ( $\mu\rho$ ), dan Lambda per Mu ( $\lambda/\mu$ ).



Gambar 4.2 Log sumur RCD-C

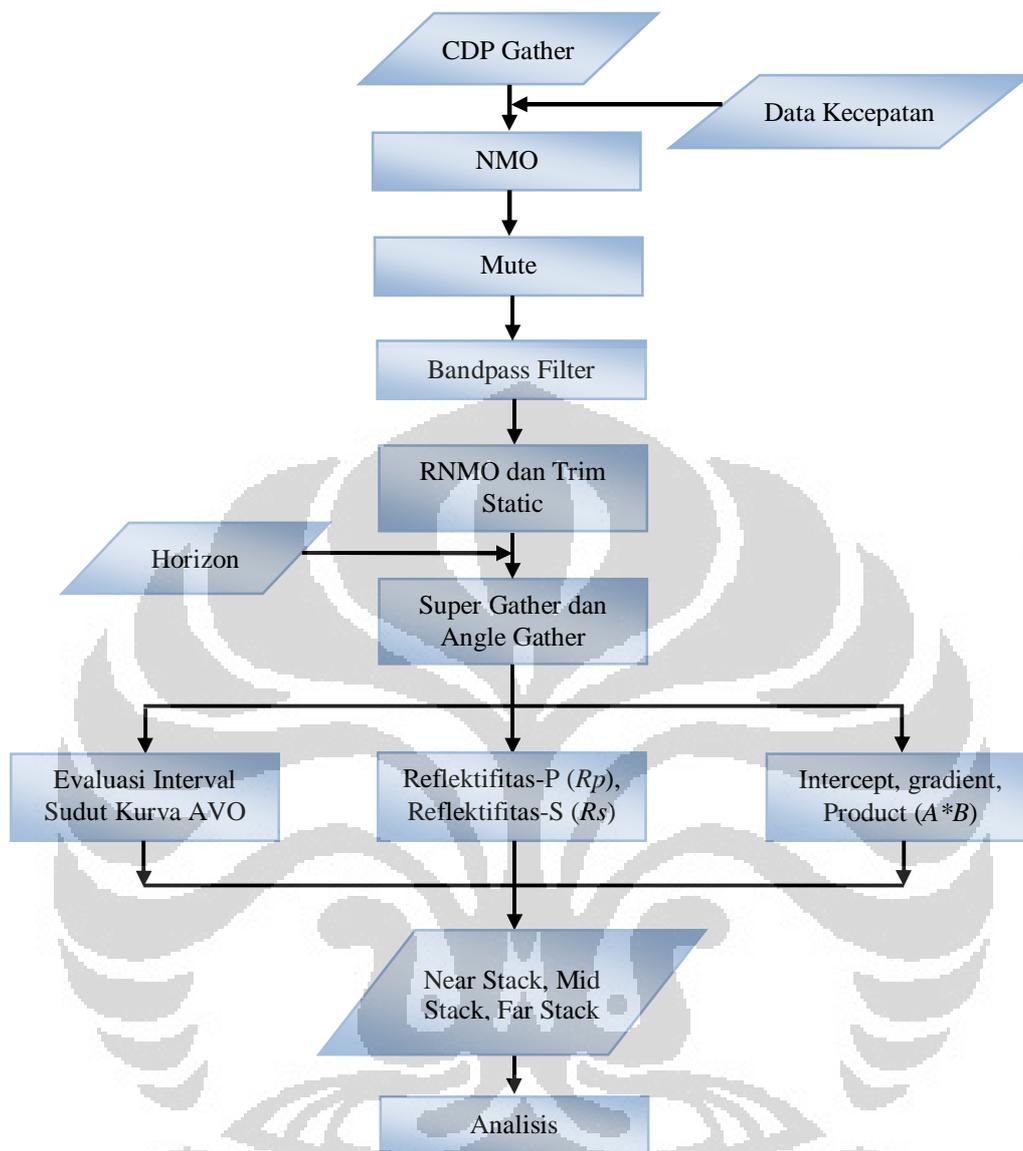


Gambar 4.3 Log sumur RCD-C2

#### 4.3.2 Pengolahan Data Seismik

Secara umum pengolahan data CDP gather 2D sampai dengan dapat dilakukan analisis AVO terdiri dari loading data seismik dalam format *SEG Y*, proses *Normal Move Out* (NMO) dengan data masukan berupa data kecepatan (*time velocity table*), mute, filter dan evaluasi data gather berupa supergather maupun angle gather.

Dalam studi ini data seismik yang diolah memiliki parameter berbeda antara lintasan yang satu dengan yang lain, oleh karena itu diperlukan suatu proses pengolahan tersendiri pada tiap lintasan untuk penyeimbangan antar lintasan. Maka dari itu diperlukan suatu referensi lintasan yang memiliki karakteristik data yang baik, dalam studi ini lintasan yang dijadikan acuan adalah lintasan ER-4 selain kualitas data yang baik dan relatif tidak *noisy* bila dibandingkan dengan lintasan yang lain, lintasan tersebut juga merupakan lintasan yang melewati sumur RCD-C2, sehingga nantinya lebih mudah untuk membandingkan kualitas hasil inversi seismik dengan data sumur.



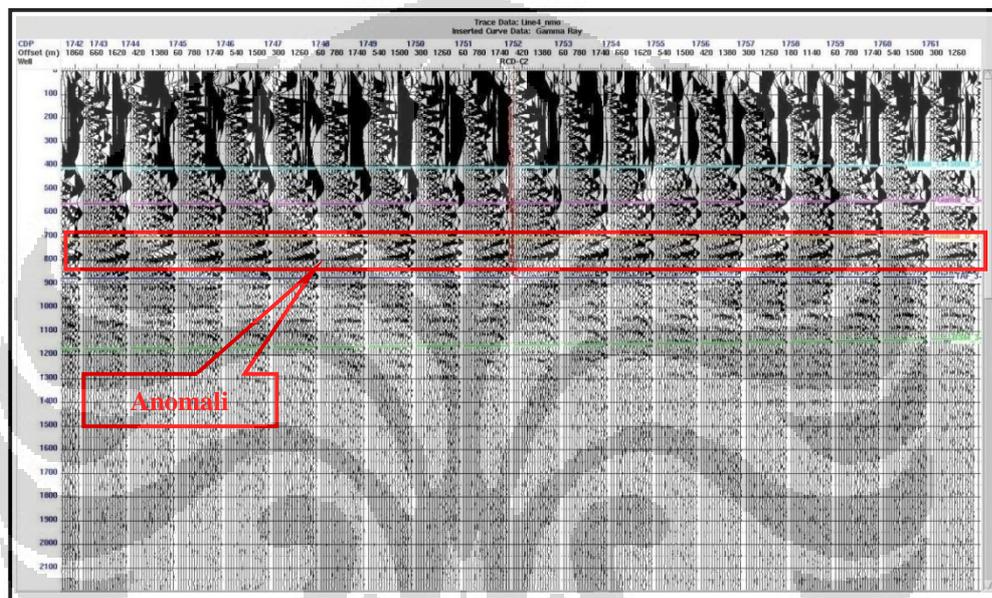
Gambar 4.4 Diagram alir pengolahan data seismik AVO

#### 4.3.2.1 Data Awal

Dalam studi ini digunakan data seismik 2D yang berasal dari ekstraksi data seismik 3D, dalam bentuk *CDP gather*, yang memiliki interval pencuplikan sample (*sample rate*) 2 ms dalam format *SEG-Y*. Data seismik yang digunakan sebanyak 4 lintasan seismik yakni lintasan ER-1, ER-2, ER-3 dan ER-4. Lintasan ER-2 memotong lokasi sumur RCD-C2 pada CDP 5567 dan pada CDP 5542 merupakan refleksi lokasi sumur RCD-C, sedangkan lintasan ER-4 memotong lokasi sumur RCD-C2 dan RCD-C pada CDP 1752.

### 4.3.2.2 Koreksi NMO

*Normal Move Out (NMO)* dilakukan dari data gather dengan menggunakan data kecepatan (*time velocity table*). Data kecepatan tersebut berupa kecepatan *RMS (Root Mean Square)*. Koreksi NMO ini bertujuan untuk menghilangkan efek dari jarak (*offset*) antara *shot point* dan *receiver* pada suatu *trace* dalam satu CDP (*Common Depth point*) Menghilangkan pengaruh offset sehingga seolah-olah gelombang pantul datang pada waktu yang sama.



Gambar 4.5 Data seismik CDP gather ER-4 setelah koreksi NMO

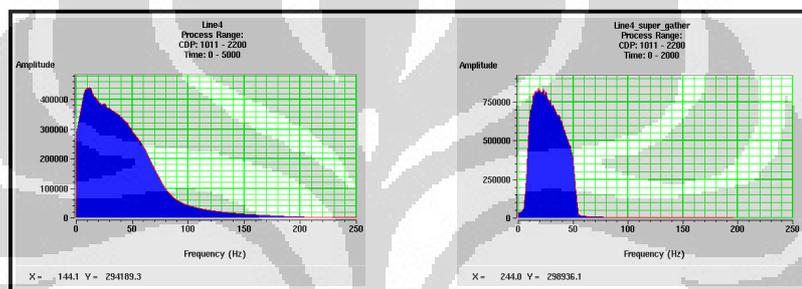
### 4.3.2.3 Mute dan Bandpass Filter

*Mute* adalah proses untuk menghilangkan sebagian rekaman yang diperkirakan sebagai sinyal gangguan seperti *ground roll*, *first break* dan lainnya yang dapat mengganggu data. (Hasanudin, 2007)

Proses *mute* ini dilakukan selain karena untuk menghilangkan noise yang ikut terekam dalam *trace* seismik, hal ini juga dilakukan karena adanya *trace-trace* yang didominasi oleh efek stretching yang menyebabkan adanya pergeseran kandungan frekuensi yang jauh lebih rendah dibandingkan frekuensi sebenarnya. Sedangkan Tujuan dari *filtering* adalah menjaga sinyal tetap utuh dan untuk meredam noise, yang dilakukan untuk meningkatkan resolusi perbandingan sinyal terpantul terhadap noise (*S/N rasio*). Proses filter dalam studi ini menggunakan

*bandpass filter* yaitu meloloskan frekuensi band dengan cara memasukkan batas nilai frekuensi terendah dan tertinggi melalui tampilan spektrum amplitudo.

Spektrum amplitudo dapat digunakan untuk memudahkan dalam penentuan frekuensi domain. Batas masukan dalam melakukan bandpass filter yang dipilih dalam studi ini adalah 5-10-50-60 Hz, hal ini didasarkan pada teori tentang noise dan analisis spektrum frekuensi, yang mana pada jangkauan frekuensi tersebut biasanya merupakan frekuensi noise yang mencerminkan frekuensi rendah seperti *ground roll* dan frekuensi tinggi seperti *air blast* atau *ambient noise*. (Gambar 4.9) menunjukkan spektrum amplitudo data seismik yang digunakan sesudah dan sebelum dilakukan proses filterisasi.



Gambar 4.6 Spektrum amplitudo data seismik (a) sebelum dilakukan proses pemfilteran, (b) sesudah dilakukan proses pemfilteran

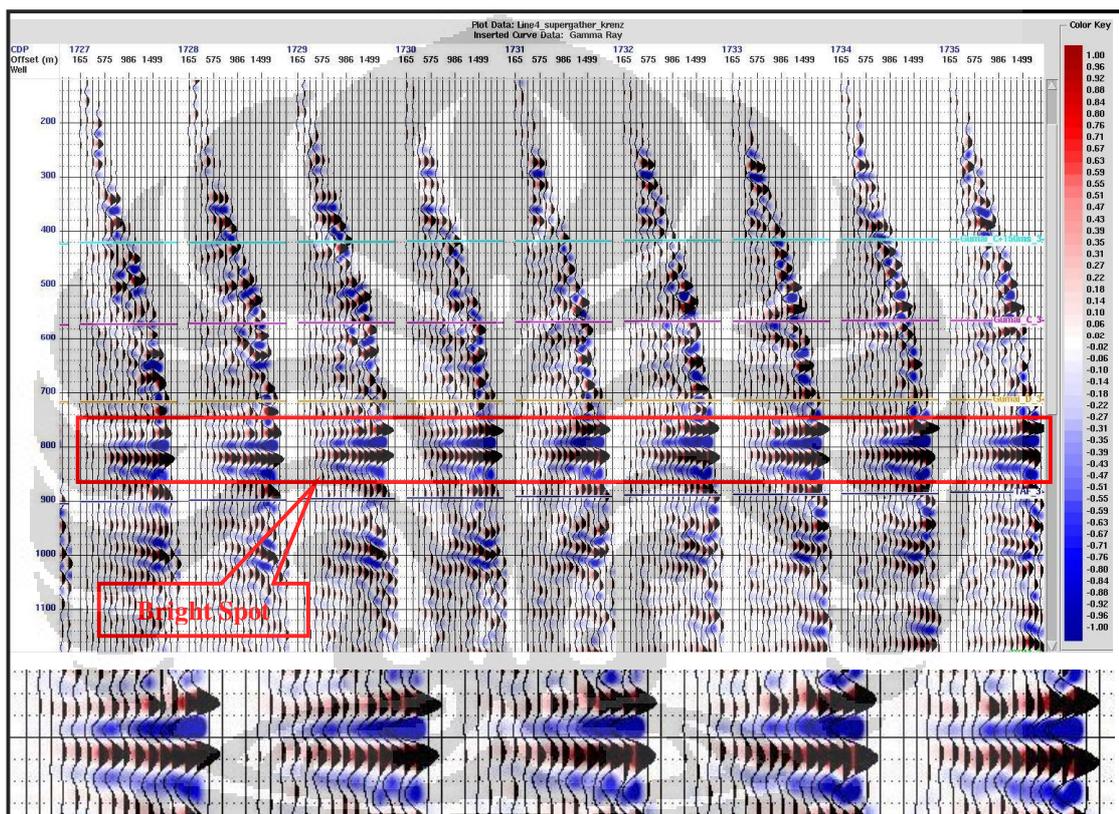
#### 4.3.2.4 Koreksi RNMO dan Trim Static

Koreksi NMO yang telah dilakukan diawal proses menggunakan data kecepatan RMS sebagai masukan dalam menu *time-velocity table*, karena kecepatan RMS tidak seakurat kecepatan interval, maka terkadang hasil koreksi NMO dengan kecepatan ini masih kurang lurus, oleh karena itu dilakukan proses RNMO (*Residual RNMO*) dan *Trim Static* yang bertujuan untuk mengoreksi kembali hasil proses NMO yang belum sempurna dikarenakan terjadinya efek *stretching* amplitudo yang mungkin disebabkan pemrosesan data yang kurang baik dalam menentukan kecepatan RMS.

#### 4.3.2.5 Supergather dan Angle gather

Dari pengolahan data RNMO dan Trim Static dilakukan proses *supergather* yang bertujuan untuk memperbesar *Signal to Noise Ratio* yang berarti

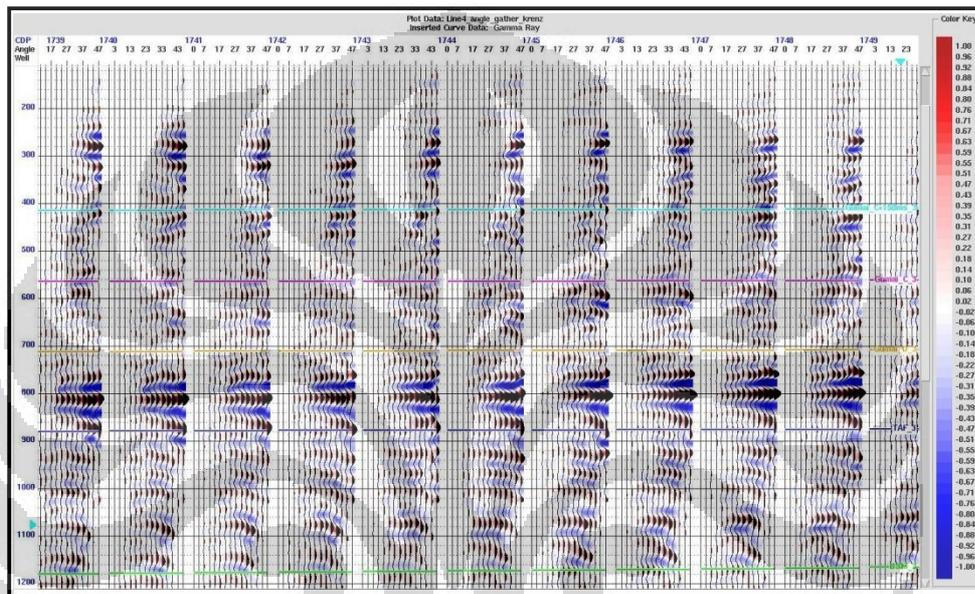
meningkatkan *signal* dan memperkecil *noise*, dari penampang super gather ini semakin terlihat jelas bahwa anomali *bright spot* terlihat pada kedalaman waktu 800 ms, hal ini diperkuat oleh amplitudo pada reservoir batupasir yang menunjukkan naiknya harga amplitudo secara signifikan dengan bertambahnya offset, dengan menggunakan *color key*: *seismic amplitude* menandakan bahwa peningkatan amplitudo terjadi sejalan dengan peningkatan offset yang dimungkinkan disebabkan akibat kehadiran gas.



Gambar 4.7 CDP gather setelah dilakukan proses Super Gather terlihat anomali *bright spot* pada TWT 800 ms

*Angle Gather* digunakan untuk merubah tampilan data seismik dari domain jarak ke dalam domain sudut datang (*angle of incidence*) gelombang seismik terhadap reflektornya. Untuk membuat *angle gather* digunakan masukan data kecepatan *rms* yang diperoleh dari tabel kecepatan dan parameter masukan jangkauan sudut yang diberikan berkisar dari 0-50 derajat hal ini dilakukan untuk melihat jangkauan sudut minimum dan maksimum yang dimiliki oleh data.

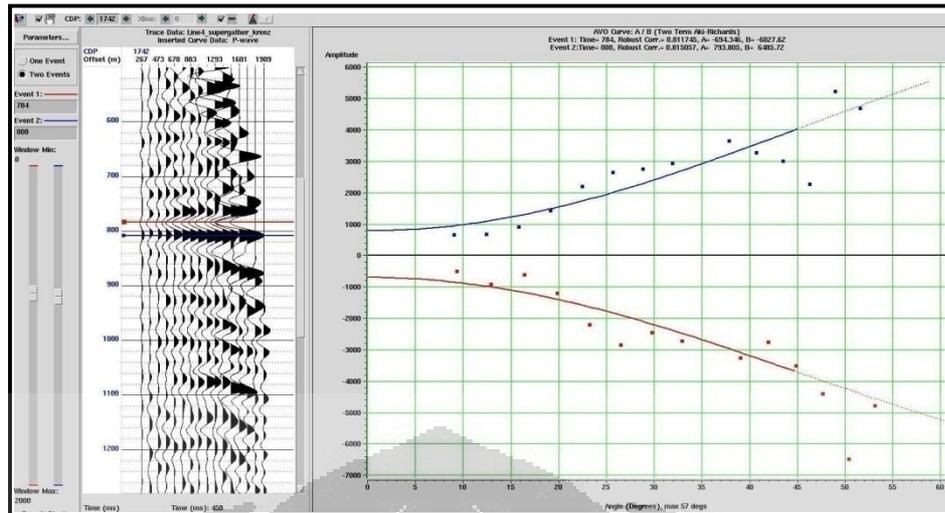
*Angle Gather* dilakukan untuk melihat variasi amplitudo terhadap sudut serta untuk menentukan sudut optimum dibawah sudut kritis yang masih relevan digunakan untuk analisis AVO dan ketika melakukan *stack* data seismik. Dari data *angle gather* pada (Gambar 4.12) di bawah terlihat bahwa jangkauan sudut optimum yang dimiliki oleh data berkisar antara  $7^{\circ} - 47^{\circ}$ . Parameter sudut optimum tersebut digunakan sebagai input dalam mengekstraksi atribut AVO seperti *intercept (A)*, *gradient (B)*, *product (A\*B)* dan analisis *parsial stack*.



Gambar 4.8 Penampang *CDP gather* dalam kawasan sudut

#### 4.3.2.6 Kurva Respon AVO

Setelah dilakukan proses *super gather* dan *angle gather* maka perlu ditampilkan kurva respon AVO, yaitu kurva hubungan antara perubahan amplitudo sinyal terpantul terhadap sudut datang (*angle of incidence*). Kurva respon AVO dapat menunjukkan perilaku amplitudo sinyal terpantul terhadap sudut datang (*angle of incidence*) gelombang seismik berdasarkan tipe analisis yang dipilih dalam melihat respon AVO, beberapa diantaranya menggunakan persamaan *two term* atau *three term* Aki-Richard serta persamaan *two term* Fatti yang menunjukkan faktor fluida dan analisis kecepatan  $V_p/V_s$ , namun pada studi ini menggunakan tipe analisis dari persamaan *two term* Aki-Richard untuk melihat respon AVO dalam menentukan anomali kelas pada AVO dan evaluasi sudut optimum dari data pada studi ini.



Gambar 4.9 Kurva respon AVO pada CDP 1742 merah merupakan *top sand* tersaturasi gas dan biru merupakan *base gas*

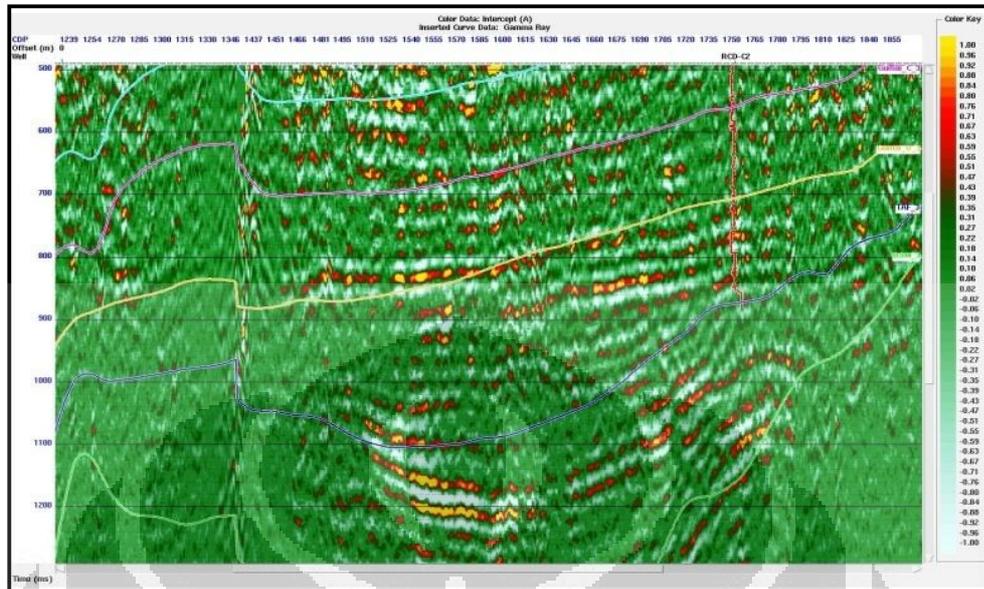
Pada zona reservoir berdasarkan dari grafik respon AVO (Gambar 4.13) mempunyai indikasi adanya hidrokarbon karena adanya anomali AVO bright spot. Berdasarkan klasifikasi Rutherford dan William (1989), lapisan reservoir pasirgas termasuk kelas III pada time 800 ms.

#### 4.3.2.7 Pengolahan Atribut AVO

Dalam melakukan pengolahan atribut AVO ini didasarkan pada hasil evaluasi angle gather (Gambar 4.8) yang memperlihatkan bahwa sudut optimumnya adalah  $7^{\circ}$  -  $47^{\circ}$ . Parameter sudut optimum tersebut digunakan sebagai input masukan dalam mengekstrak beberapa atribut AVO antara lain : *intercept* ( $A$ ), *gradient* ( $B$ ), *product* ( $A*B$ ) yang mana atribut ini di ekstrak dengan menggunakan persamaan *two term* Aki-Richard dan juga di ekstrak atribut lain yaitu reflektifitas gelombang-P ( $R_p$ ) dan reflektifitas gelombang-S ( $R_s$ ). Berikut adalah gambar penampang atribut AVO :

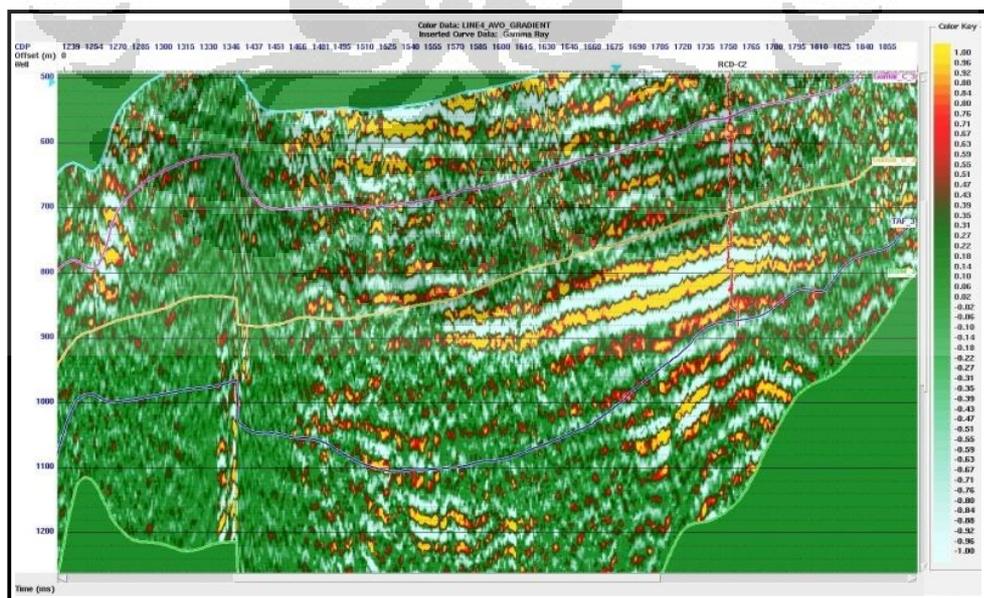
##### 4.3.2.7.1 *Intercept* ( $A$ )

*Normal Incident P-Wave* dikenal sebagai *intercept* ( $A$ ), adalah harga koefisien refleksi pada *offset nol*, *intercept* berhubungan langsung dengan koefisien refleksi atau amplitudo dan dihasilkan dari ekstrapolasi *trend gradient* AVO data pre-stack pada *zero offset*.

Gambar 4.10 *Intercept (A)*

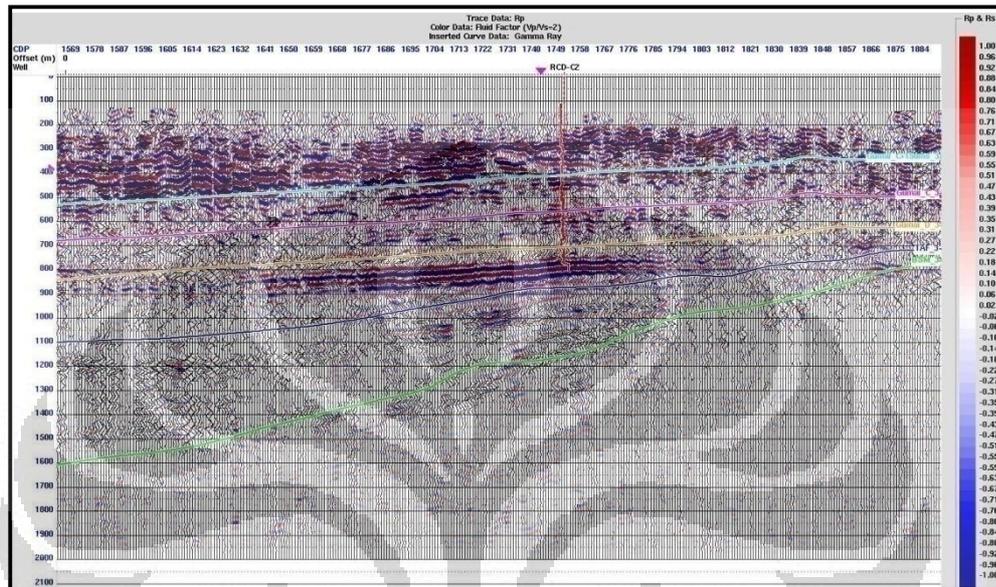
#### 4.3.2.7.2 Gradien

*Gradien* menjelaskan karakteristik amplitudo versus offset dari suatu data seismik *prestack* yang menunjukkan kenaikan amplitudo terhadap offset dan mencerminkan kehadiran fluida pada batuan.

Gambar 4.11 *Gradient (B)*

#### 4.3.2.7.3 Reflektivitas P ( $R_p$ )

Atribut ini menggambarkan amplitudo dari penjalaran gelombang P, merupakan atribut yang sensitif terhadap perubahan lithologi. Reflektivitas gelombang P semakin membesar dengan adanya kontras dari densitas batuan.

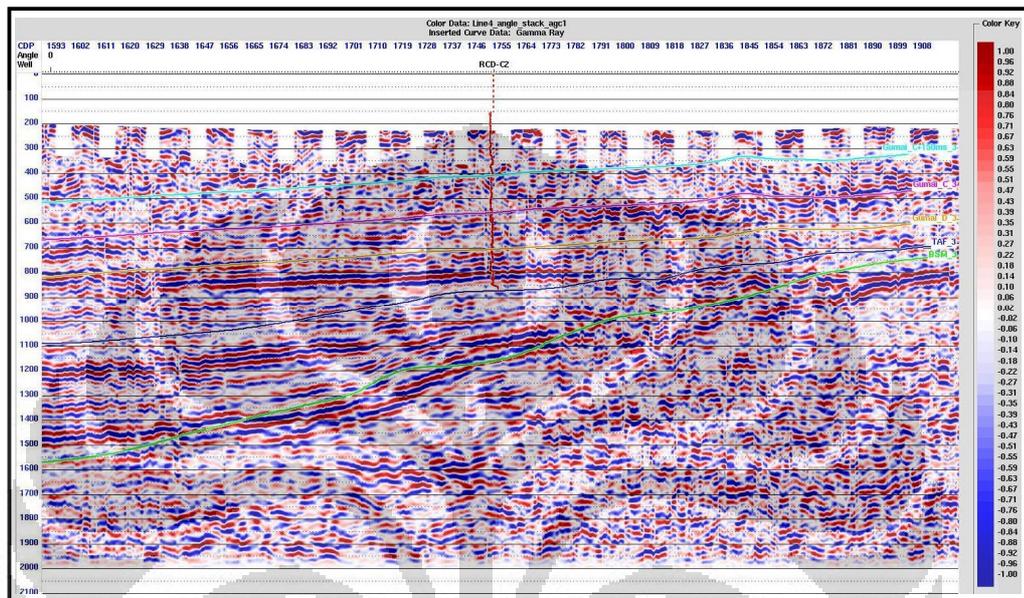


Gambar 4.12 Reflektivitas P ( $R_p$ )

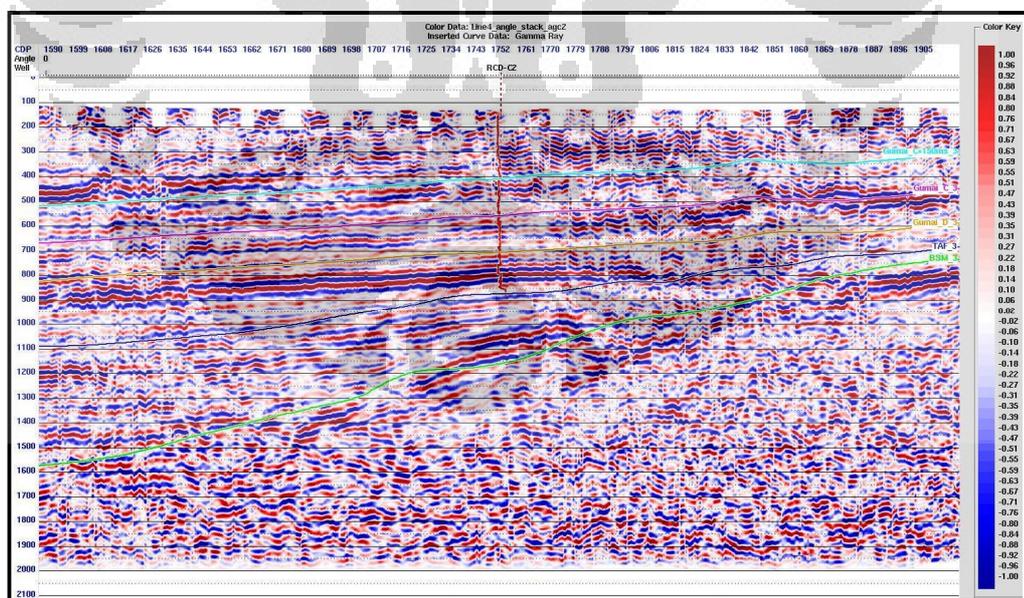
#### 4.3.2.7.4 Atribut Angle Stack

Pengolahan ini dilakukan untuk menghitung besarnya sudut datang gelombang seismik yang nantinya digunakan sebagai bahan masukan dalam melakukan suatu proses inversi simultaneous. Dengan memberikan batas sudut datang tertentu pada *CDP gather* maka kita akan dapat melihat respon kenaikan amplitudo terhadap sudut datang. Hal ini terlihat jelas pada tampilan data sudut terbatas. Pada penampang *angle stack* untuk batasan sudut datang tertentu terlihat bahwa semakin besar sudut datangnya, maka kenampakan *bright spot*-nya semakin jelas atau *stack* amplitudo juga akan memiliki nilai yang lebih besar pula. Respon amplitudo akan berbeda terhadap lapisan-lapisan bawah permukaan, dimana pada lapisan pasir yang mengandung gas, amplitudonya akan membesar terhadap semakin jauhnya *offset* atau membesarnya sudut datang. Atribut yang dihasilkan oleh *partial angle stack* terdiri dari 3 macam, yaitu *near angle stack*, *mid angle stack*, dan *far angle stack*.

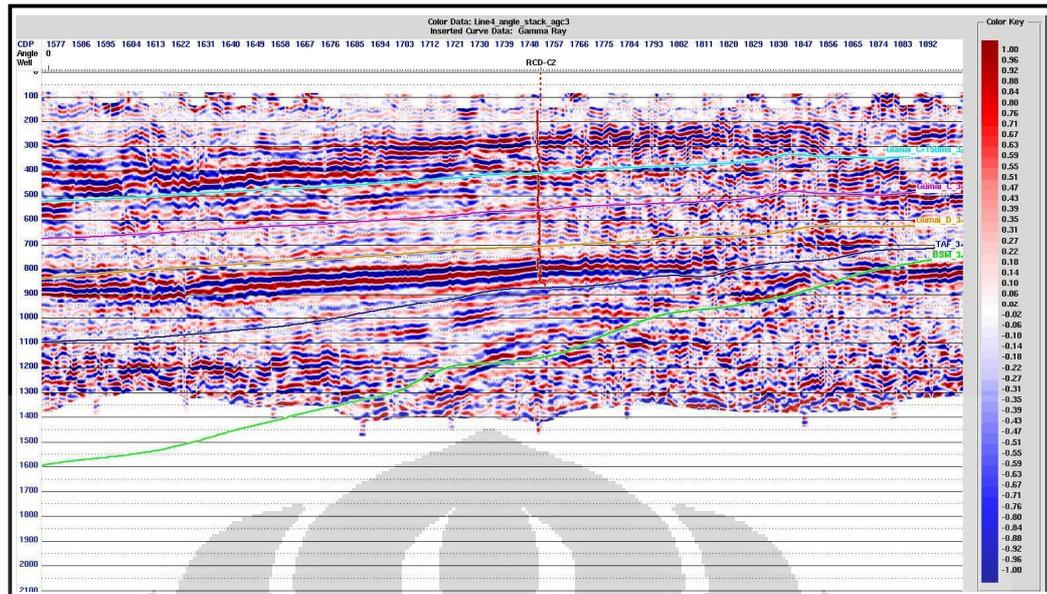
Proses *stacking* berdasarkan sudut datang sangat bergantung dari separasi pemilihan sudut sebagai model awalnya. Pada studi ini dilakukan proses *stacking* berdasarkan sudut optimum yang dimiliki oleh data dengan separasi pemilihan sudut yang ditunjukkan secara berurutan sebagai berikut : *near angle stack* ( $7^{\circ}$ - $22^{\circ}$ ), *mid angle stack* ( $20^{\circ}$ - $35^{\circ}$ ), dan *far angle stack* ( $32^{\circ}$ - $47^{\circ}$ ).



Gambar 4.13 Near angle stack



Gambar 4.14 Mid angle stack

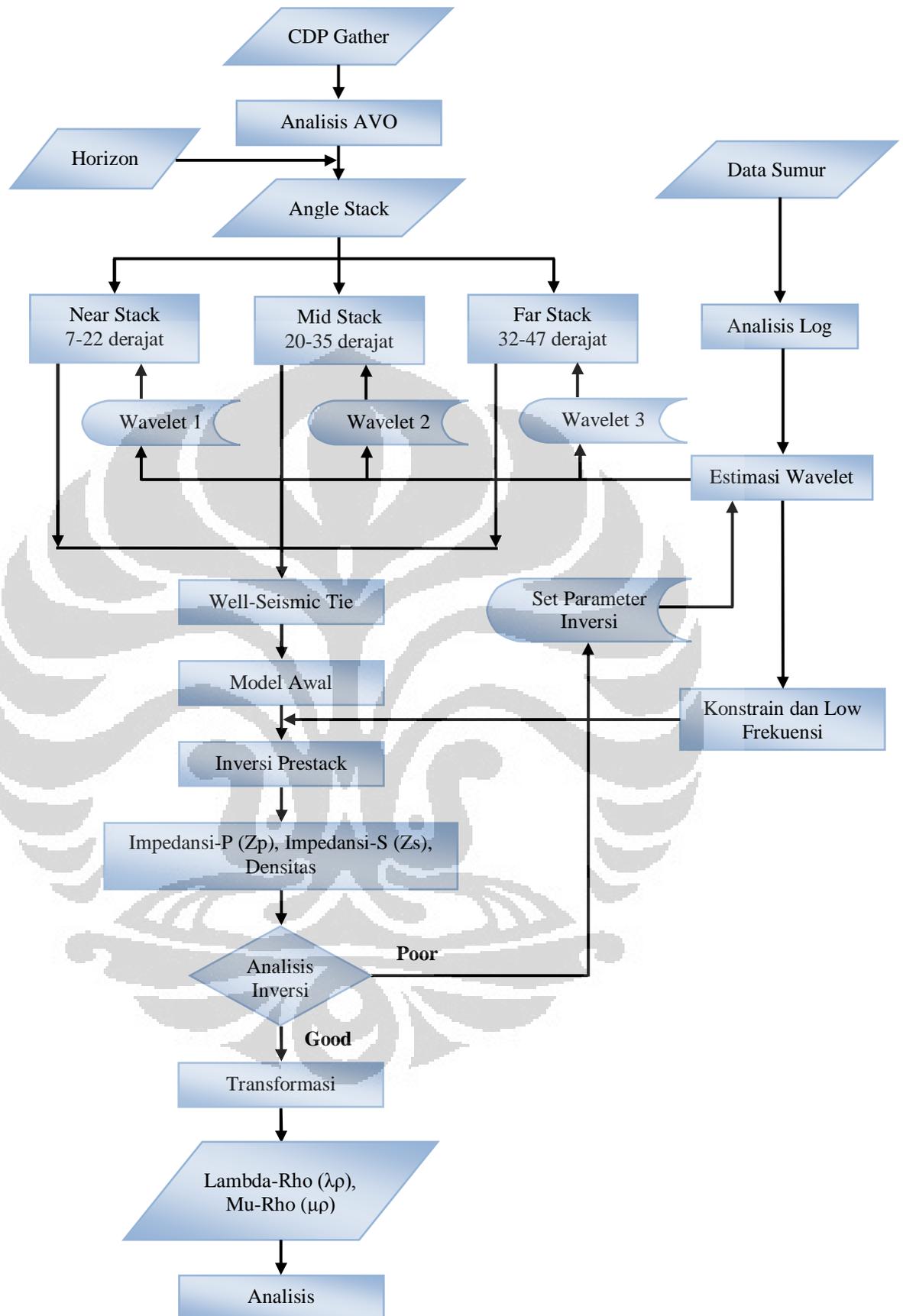


Gambar 4.15 *Far angle stack*

### 4.3.3 Proses Inversi Seismik

Seismik inversi adalah suatu teknik untuk menggambarkan model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai masukan dan data log sebagai pengontrol. Data seismik mempunyai resolusi yang bagus ke arah lateral sedangkan data log mempunyai resolusi yang baik ke arah vertikal, namun terbatas pada resolusi ke arah lateral oleh karena itu diperlukan suatu teknik inversi yang berguna untuk mencocokkan kedua data ini agar diperoleh suatu bentuk penampang bawah permukaan yang dapat mencitrakan kedua bentuk resolusi tersebut. (sukmono, 2007)

Pada dasarnya seismik inversi mengembalikan data seismik yang merupakan suatu pemodelan maju (*forward modelling*) menjadi data impedansi akustik ( $Z_p$ ). Saat ini inversi seismik telah banyak mengalami perkembangan sehingga inversi tidak hanya bisa dilakukan pada data *post stack* tetapi juga dapat dilakukan pada data *pre-stack* seperti yang diterapkan pada inversi seismik AVO simultaneous.



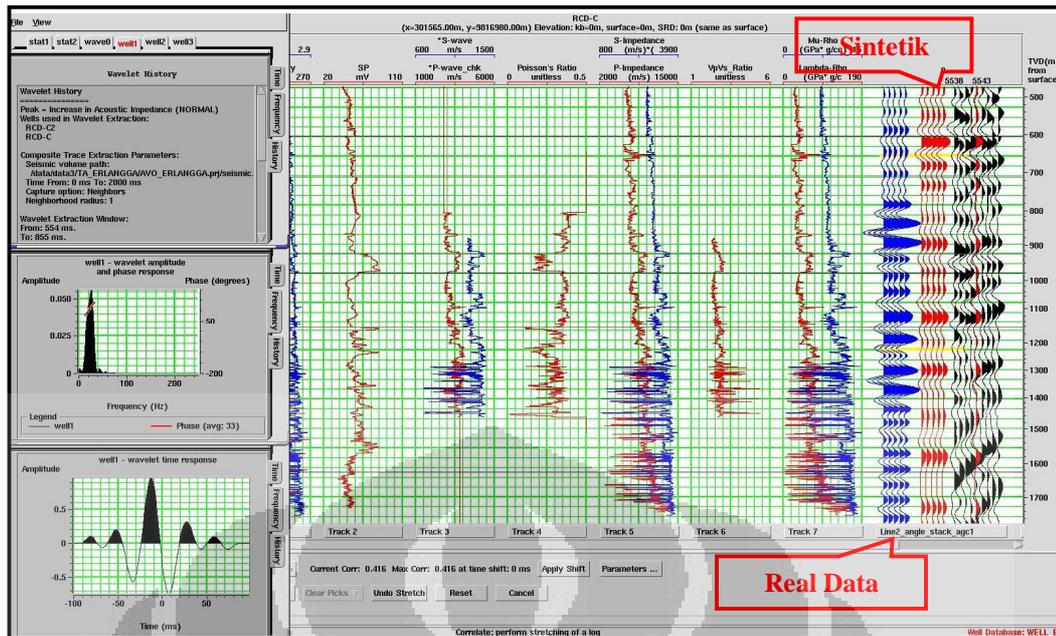
Gambar 4.16 Diagram alir pengolahan inversi AVO simultaneous

#### 4.3.3.1 *Well seismic tie*

*Well seismic tie* merupakan suatu tahapan untuk mengikatkan data sumur terhadap data seismik. Ini digunakan untuk menempatkan *event* reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasikan informasi geologi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik. Prinsip yang digunakan adalah mencocokkan *event* refleksi pada data seismik dengan seismogram sintetik yang bersesuaian dengan suatu bidang batas. Pencocokkan dilakukan dengan mengkoreksi nilai tabel *time-depth* dari data *checkshot* tiap sumur agar *tw* *event-event* pada seismogram sintetik sama dengan data seismik.

Dalam membuat data sintetik seismik pada proses *well-seismic tie*, ekstraksi wavelet dilakukan dengan 2 cara yaitu di ekstrak dari data seismik (*statistic wavelet*) maupun di ekstrak dari data sumur. Selanjutnya wavelet hasil ekstraksi tersebut dikonvolusi dengan log reflektifitas sehingga diperoleh seismogram sintetik. Seismogram sintetik tersebut kemudian dilakukan *bulk shift* dan *stretch squeeze* sehingga diperoleh nilai korelasi yang tinggi dengan data seismiknya. Bila masih diperoleh nilai korelasi yang rendah maka proses ekstraksi wavelet dilakukan kembali dengan parameter yang berbeda sehingga diperoleh wavelet yang berbeda dengan wavelet awal. Parameter tersebut antara lain *window length*, *taper length*, fase wavelet dan lain sebagainya.

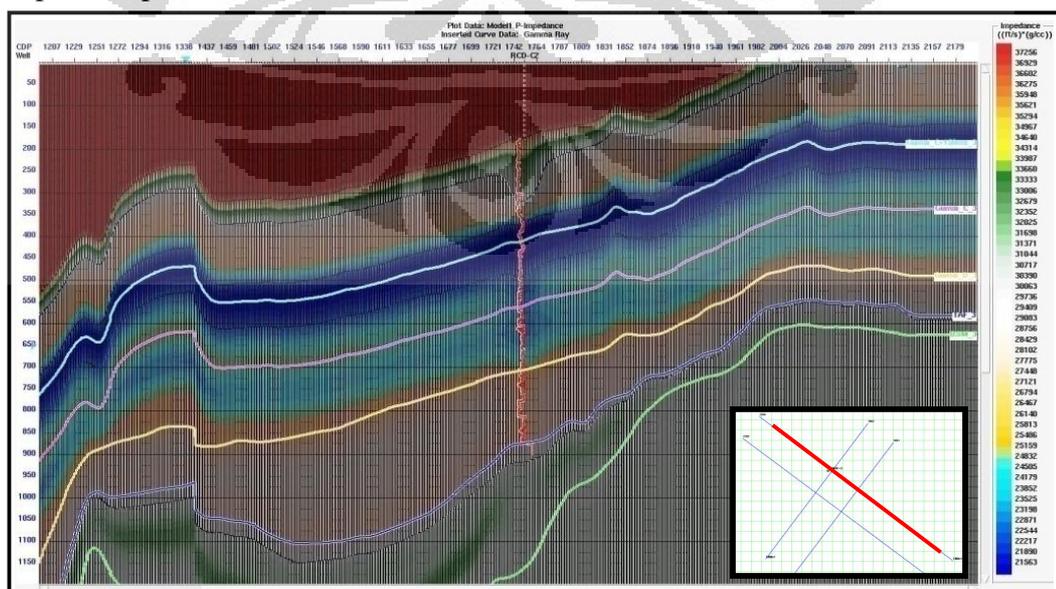
Dengan dasar tersebut proses ini dilakukan dalam tiga tahapan yaitu korelasi antara data sumur dengan *Near stack*, data sumur dengan *Mid stack* dan kemudian dilanjutkan dengan korelasi sumur dengan *Far stack*. Hal ini dilakukan agar diperoleh hasil inversi yang kokoh dan dapat mereduksi kasus *non-unique* dalam proses inversi. Dalam studi ini dilakukan proses *Well-seismic tie* sebanyak tiga kali dengan mengasumsikan parameter masukan untuk *wavelet* berbeda-beda pada ketiga data *angle stack* yang berbeda, hal ini dimaksudkan karena pada setiap *angle stack* memiliki parameter berbeda sehingga hal tersebut dapat dimungkinkan terjadinya pergeseran dalam melakukan proses ini sehingga diperlukan pembuatan *wavelet* dengan parameter yang berbeda pula pada setiap *angle stack*.

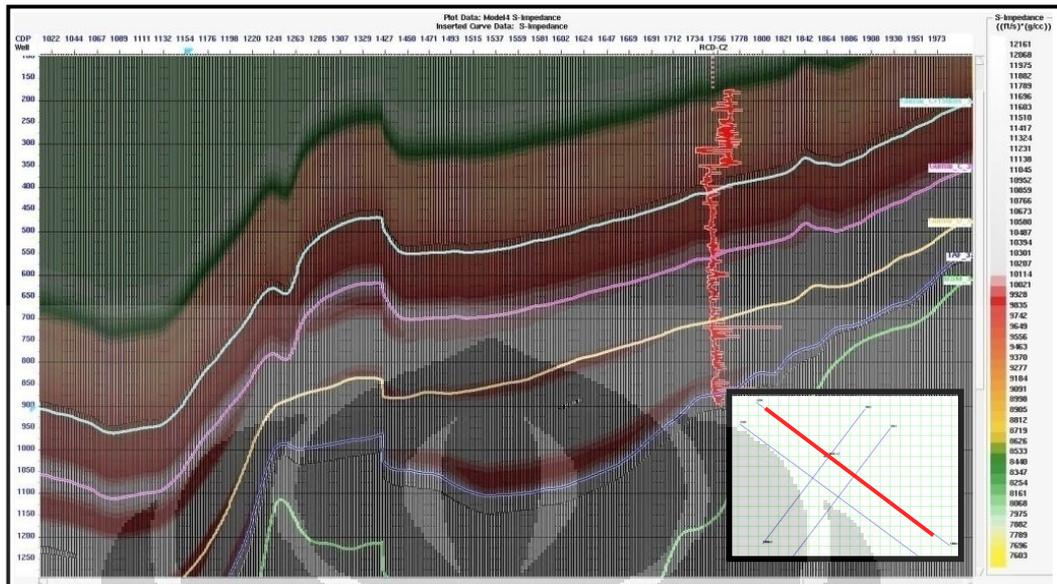
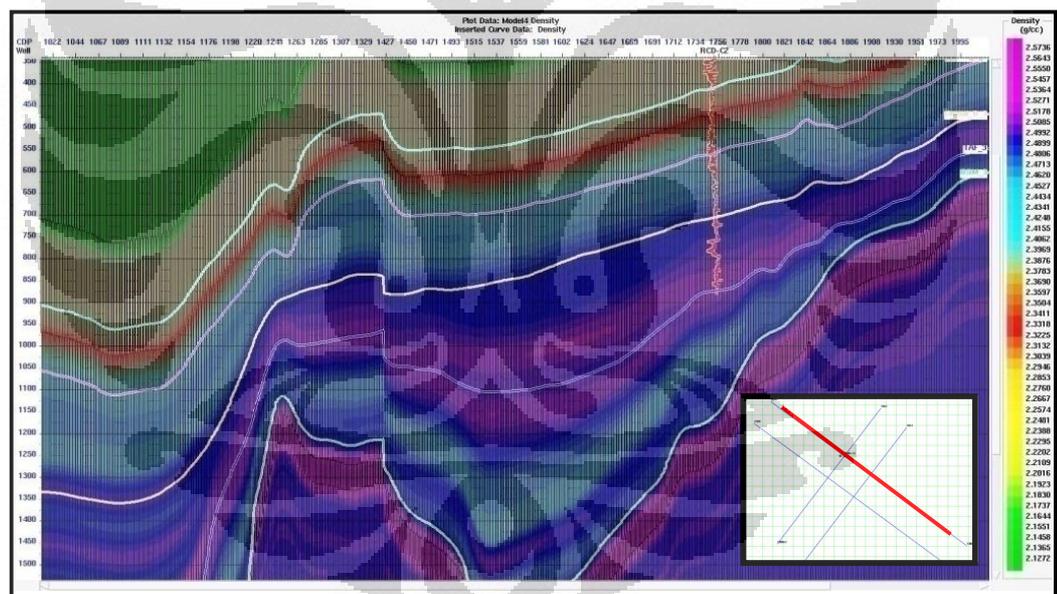


Gambar 4.17 Well-seismic tie pada near angle stack

#### 4.3.3.2 Model Awal Inversi

Pembuatan model awal inversi dalam studi ini dilakukan berdasarkan 3 model awal yaitu model awal impedansi P ( $Z_p$ ) dan model awal densitas. Keseluruhan model awal tersebut sebelumnya telah dilakukan *well-seismic tie* serta mengandung ketiga *angle stack* (*Near stack*, *Mid stack*, *Far stack*) yang digunakan bersama-sama dalam proses inversi simultaneous dan penyebaran nilai impedansi pada model awal dikontrol oleh horizon dari data seismik.

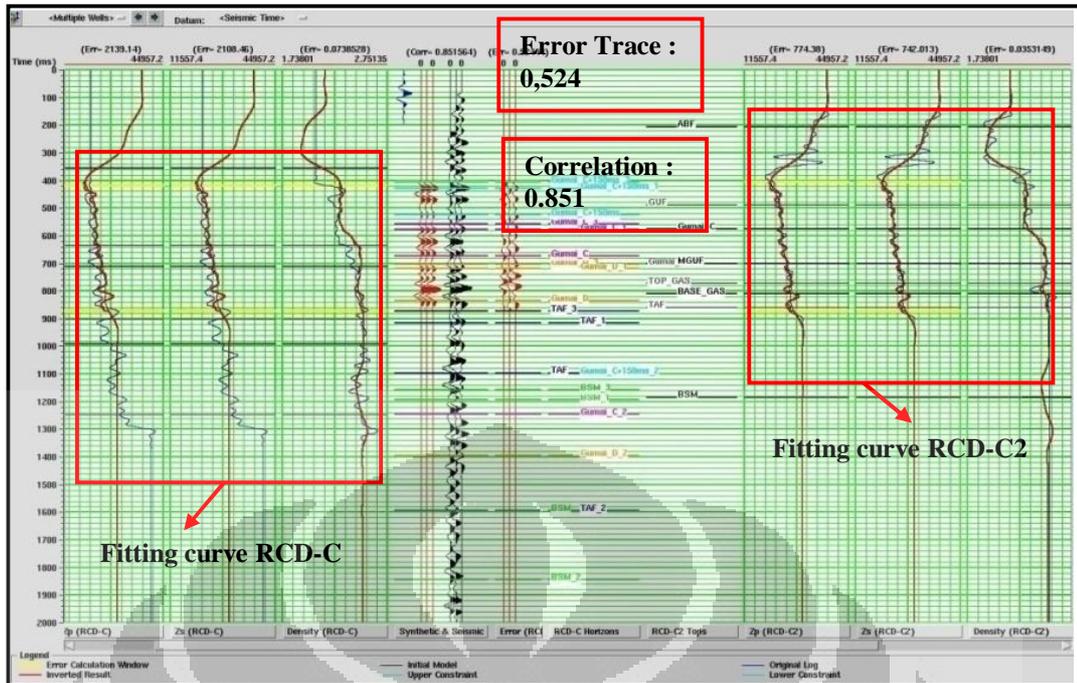
Gambar 4.18 Model awal impedansi P ( $Z_p$ )

Gambar 4.19 Model awal impedansi S ( $Z_s$ )

Gambar 4.20 Model awal densitas

#### 4.3.3.3 *Quality Control (QC)* Inversi

Analisis awal inversi dilakukan sebagai *Quality Control (QC)* antara hasil inversi dengan sintetiknya. Hasil *Quality Control* untuk Inversi Impedansi Akustik ditunjukkan pada gambar berikut :



Gambar 4.21 QC inversi, kiri analisis inversi pada sumur RCD-C, sedangkan kanan analisis inversi pada sumur RCD-C2

## BAB V ANALISIS HASIL

### 5.1 Analisis Sensitifitas Data Log

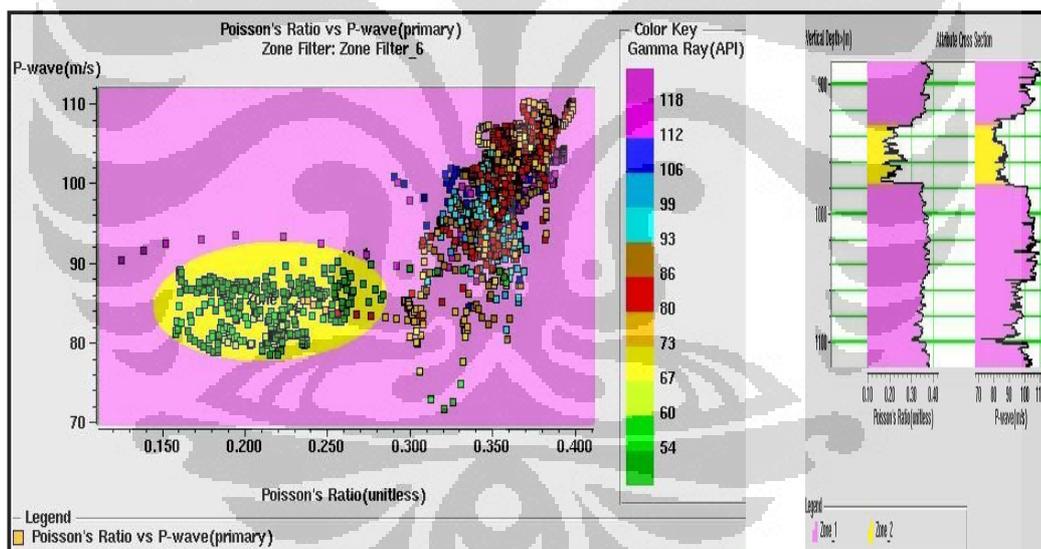
Analisis data sumur lebih difokuskan pada analisis krosplot dimana Analisis krosplot bertujuan untuk melihat pemisahan jenis fluida dengan suatu litologi yang diharapkan dapat ditentukan parameter fisis baik secara kualitatif maupun kuantitatif. Secara kualitatif dapat dilihat zona anomali berdasarkan posisi distribusi nilai parameter yang digunakan dalam krosplot. Secara kuantitatif dapat ditentukan harga *cut off* parameter yang digunakan dalam krosplot baik itu dalam hubungannya dengan determinasi litologi maupun identifikasi fluida.

Analisis krosplot merupakan acuan pada analisis dan interpretasi selanjutnya, maka dalam studi ini krosplot dilakukan pada kedalaman sekitar zona target. Dari analisis awal data log maka diperkirakan bahwa zona target berada diantara *top marker* Gumai-D (934,53 m) hingga *top marker* TAF (1163,66 m), marker ini adalah marker yang dibuat untuk mempermudah dalam melihat *zone of interest* yang menjadi target dan memudahkan analisis, hal ini dibuat berdasarkan analisa awal data log agar dapat terlihat variasi litologi dan fluida pengisi reservoir, oleh karena itu zona yang akan dilakukan krosplot berada dibawah *top marker* Gumai-C (kedalaman 876,25 m) sampai dengan *top marker* TAF (1163,66 m).

Krosplot yang dilakukan pada data sumur meliputi : rasio poisson dan impedansi P, rasio poisson dan SP, Impedansi P dan Impedansi S, Lambda-Rho dan Mu-Rho, namun yang dapat dianalisis yang menunjukkan kesensitifan data sumur dalam memisahkan litologi lebih ditunjukkan oleh hasil krosplot antara rasio poisson terhadap gelombang P dan krosplot antara gelombang P terhadap densitas. Dari analisis krosplot ini dapat dilihat nilai-nilai parameter fisis baik secara kuantitatif maupun kualitatif sehingga dapat digunakan untuk menentukan parameter dalam proses inversi dan juga interpretasi lanjutan.

### 5.1.1 Analisis Krosplot Rasio Poisson terhadap Vp

Analisis krosplot ini dilakukan dibawah *top marker* Gumai-C (kedalaman 876,25 m) sampai dengan *top marker* TAF (1163,66 m). Krosplot antara log rasio poisson dengan gelombang P bertujuan untuk melihat kesensitifan log terhadap perubahan litologi. (Gambar 5.2) krosplot ini dapat membedakan dua litologi yang berbeda yakni serpih (zona warna pink) dan batupasir (zona warna kuning). Serpih ditunjukkan dengan harga rasio poisson dan gelombang P ( $V_p$ ) yang tinggi serta memiliki harga gamma ray yang tinggi dan bervariasi yang kemungkinan merupakan perselingan antara serpih dengan jenis batuan lain, sedangkan batupasir ditunjukkan dengan respon rasio poisson dan  $V_p$  yang lebih rendah bila dibandingkan dengan serpih serta memiliki harga gamma ray yang rendah pula dengan nilai berkisar antara 54 API hingga 60 API, nilai *cutoff* lebih terlihat pada rasio poisson dengan nilai sekitar 0,253.

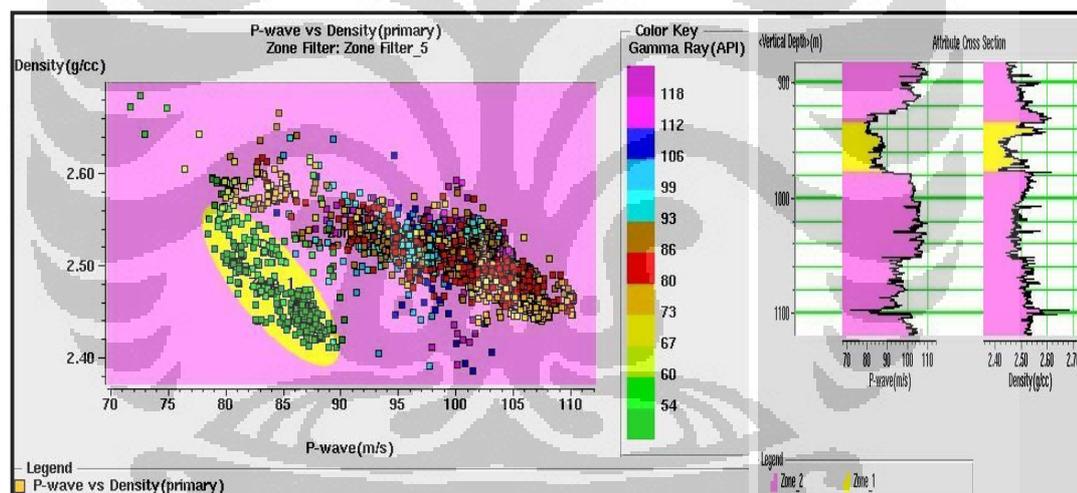


Gambar 5.1 krosplot Rasio Poisson dan Gelombang P serta *cross section*-nya, zona pink merupakan serpih dan zona kuning merupakan batupasir.

### 5.1.2 Analisis Krosplot Vp terhadap Densitas

Krosplot antara log  $V_p$  terhadap densitas bertujuan untuk memisahkan litologi. *Color key* gamma ray digunakan sebagai indikator pembeda lapisan batupasir dengan shale. Nilai  $V_p$  dan densitas yang rendah mencerminkan keberadaan fluida/gas yang mensaturasi suatu batuan, analisis krosplot (Gambar

5.2) terlihat adanya pemisahan untuk nilai  $V_p$  yang sangat rendah yang diperkirakan sebagai indikasi kehadiran fluida hidrokarbon yaitu gas namun beberapa titik masih saling *over lay* sehingga nilai *cutoff* masih sulit untuk dipastikan. Hal tersebut juga terjadi pada nilai densitas, namun dari krosplot ini dapat diperkirakan pada batupasir yang ditunjukkan dengan nilai gamma ray rendah (warna hijau) terdapat hidrokarbon yang mengisi batupasir sehingga respon krosplot yang dihasilkan memiliki nilai yang berbeda yang kemungkinan nilai  $V_p$  yang sangat rendah dan nilai densitas yang rendah pula pada satu zona batupasir terdapat gas yang terakumulasi didalamnya, jika ditinjau didasarkan pada analisis litologi batuan antara batupasir dengan shale sangat jelas dapat dibedakan dengan *color key* gamma ray yang ditunjukkan dengan nilai *cutoff* berkisar 60 API (warna hijau) yang diberi polygon kuning yang menandakan reservoir.



Gambar 5.2 krosplot  $V_p$  terhadap densitas serta *cross section*-nya, zona pink merupakan serpih dan zona kuning merupakan batupasir.

## 5.2 Analisis Atribut AVO

Analisis AVO yang dilakukan meliputi beberapa analisis atribut AVO yakni *Intercept (A)*, *Gradient (B)*, *product (A\*B)*, *fluid factor* dan *partial angle stack (Near stack, Mid stack, Far stack)*. Analisis dilakukan pada reservoir batupasir yang berada di daerah sekitar sumur RCD-C dan RCD-C2 dengan zona yang menjadi target studi adalah Formasi Gumai. Batas atas reservoir adalah bidang batas antara sub Formasi *Upper Gumai/Gumai-C* yang banyak didominasi

oleh perselingan antara batupasir dengan shale dan sub Formasi *Middle Gumai/Gumai-D* yang merupakan batupasir (*sandstone*) yang tersaturasi gas. Batas bawah reservoir adalah bidang batas antara Formasi *Middle Gumai* dan Top Formasi Talangakar (TAF).

### 5.2.1 Analisis Intercept dan Gradient

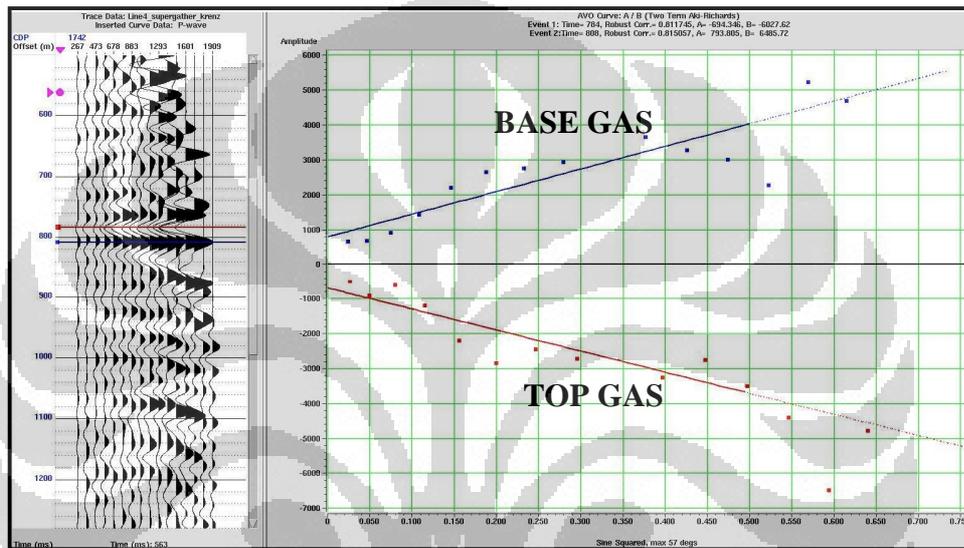
Pada (Gambar 4.10) penampang *intercept* bidang batas atas Formasi Gumai-D sekitar TWT 800 ms secara jelas dapat memperlihatkan nilai reflektifitasnya relatif mendekati nol pada offset yang mendekati nol ditandai dengan kurang jelasnya reflektor, sedangkan pada (Gambar 4.11) penampang *gradient* pada daerah yang sama efek tersebut digantikan oleh nilai amplitudo yang semakin membesar seiring dengan kenaikan offset baik yang ditunjukkan oleh nilai yang semakin positif maupun yang semakin negatif, karena pada dasarnya *Gradient* menjelaskan karakteristik amplitudo versus offset dari suatu data seismik *prestack* yang menunjukkan kenaikan amplitudo terhadap offset dan mencerminkan kehadiran fluida pada batuan dengan demikian keadaan ini dapat dijadikan indikasi bahwa pada daerah tersebut merupakan reservoir gas.

Hal tersebut diperkuat dengan menganalisis kurva respon AVO yang merepresentasikan hasil analisis *intercept* dan *gradient* pada batas atas dan batas bawah reservoir. Dengan melakukan analisis awal pada data log sumur didapatkan bahwa reservoir batupasir porous memiliki kontras impedansi yang lebih kecil dibandingkan dengan batuan penutupnya yang biasa didominasi oleh batuan shale, dari hal tersebut dapat dijadikan acuan dalam melakukan analisis pada kurva respon AVO yang menunjukkan respon anomali pada TWT sekitar 800 ms.

Pada (Gambar 5.3) kurva yang kontinu (warna merah dan biru) merupakan garis regresi linier yang didapat dari hasil plot data pada CDP 1742, sedangkan titik-titik berwarna biru dan merah diambil pada tiap offset dari CDP 1742. Persebaran nilai amplitudo pada bidang batas bawah reservoir ditunjukkan dengan titik-titik data berwarna biru yang menunjukkan nilai variasi amplitudo yang dimiliki oleh data, semakin jauh titik datum dari garis linier yang menunjukkan *slope* atau *gradient* maka simpangan nilai amplitudonya pun akan semakin besar. Bidang batas bawah reservoir memiliki nilai koefisien refleksi positif dan akan

semakin positif sejalan bertambahnya sudut datang yang ditandai dengan garis linier berwarna biru yang semakin meningkat, dari hal tersebut dapat diketahui bahwa persebaran nilai koefisien refleksi sebagai fungsi sudut datang pada bidang batas bawah reservoir memiliki nilai *intercept* dan *gradient* positif.

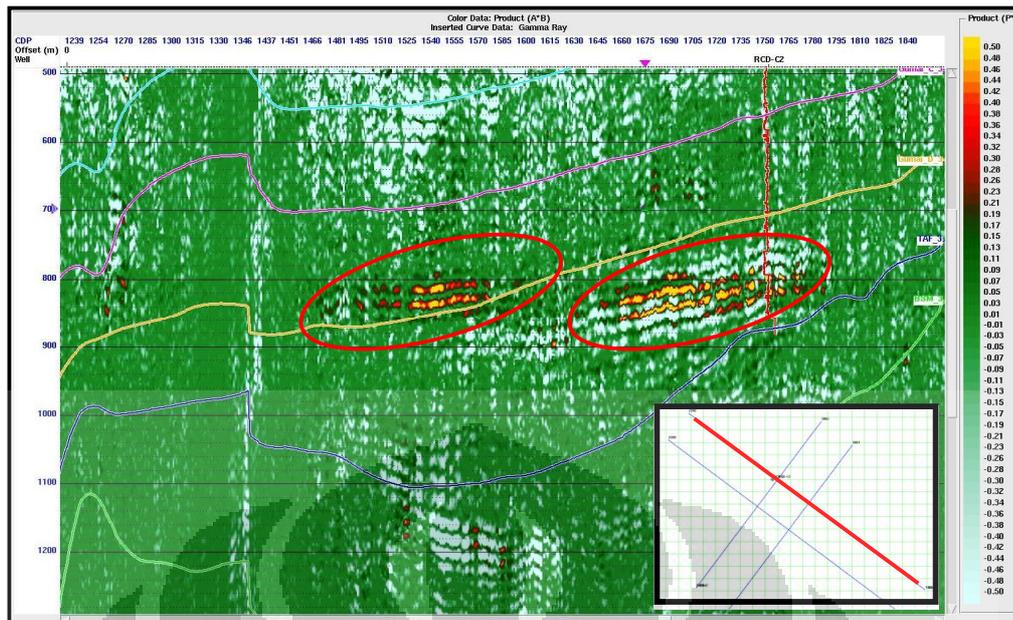
Nilai koefisien refleksi positif pada bidang batas bawah reservoir disebabkan karena adanya kontras impedansi antara Formasi Gumai-C yang memiliki impedansi tinggi dengan dominasi shale dan Formasi Gumai-D yang memiliki impedansi rendah.



Gambar 5.3 Kurva respon AVO, titik-titik data berwarna biru merepresentasikan bidang batas bawah reservoir dan merah adalah bidang batas atas reservoir

Sedangkan persebaran nilai amplitudo pada bidang batas atas reservoir ditunjukkan dengan titik-titik data berwarna merah. Pada batas atas reservoir nilai koefisien refleksi pada offset nol bernilai negatif dan akan semakin negatif dengan bertambahnya offset atau sudut datang seiring dengan meningkatnya variasi *gradient* data, dari hal tersebut dapat diketahui bahwa persebaran nilai koefisien refleksi sebagai fungsi sudut datang pada bidang batas atas reservoir memiliki nilai *intercept* dan *gradient* negatif.

Berdasarkan analisis *intercept* dan *gradient* pada kurva respon AVO tersebut, maka pada zona reservoir mempunyai indikasi adanya hidrokarbon. Berdasarkan klasifikasi Rutherford dan William (1989), lapisan reservoir batupasir daerah target termasuk kelas III.



Gambar 5.4 *Product* batas reservoir ditunjukkan oleh nilai positif (berwarna merah kekuningan) pada kedalaman TWT 800 ms.

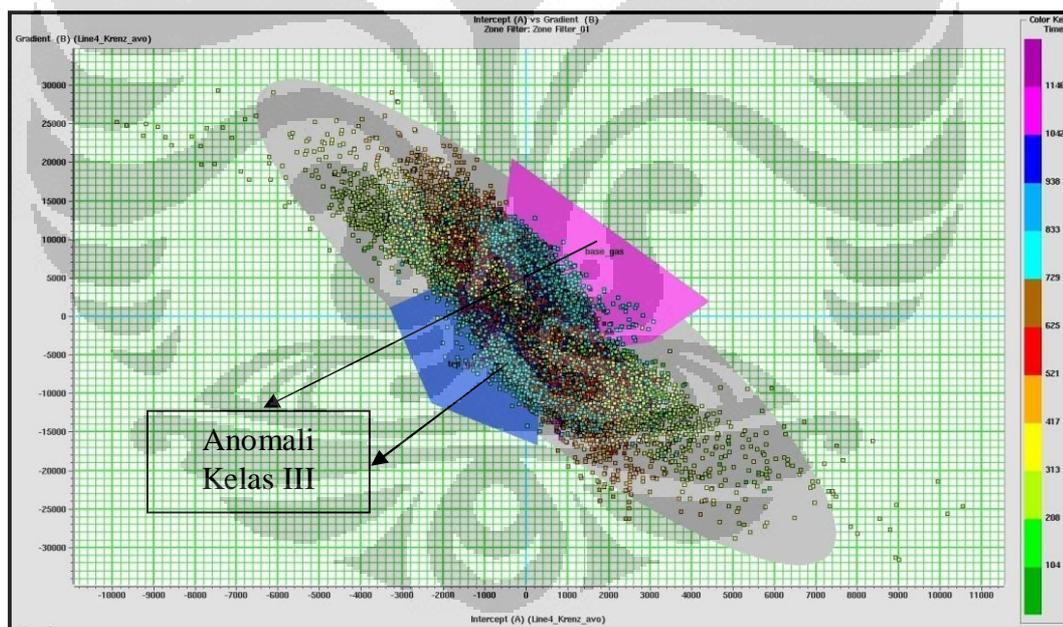
Penegasan adanya anomali kehadiran hidrokarbon ditunjukkan dengan penampang *product* yang menunjukkan *zone of interest* dengan *bright spot* yang tipis namun menerus pada kedalaman sekitar TWT 800 ms, memanjang dari CDP 1645-1780 dan dilanjutkan pada CDP 1481-1585 yang berada disekitar horizon Gumai-D (Gambar 5.4). Harga *product* di sekitar sumur sebagian besar bernilai negatif (putih) yang berarti bukan anomali. Anomali ditunjukkan dengan harga *product* positif (merah kekuningan). Analisis *product* ini berdasar dari kurva respon AVO yang menunjukkan bahwa pada kedua bidang batas reservoir memperlihatkan *intercept* negatif akan memiliki *gradient* yang negatif, dan *intercept* positif akan memiliki *gradient* yang positif, maka *product* yang merupakan hasil kali *intercept* dan *gradient* akan selalu positif.

Pada penampang (Gambar 5.4) terdapat harga *product* yang memiliki harga tinggi dan bernilai positif (yang diberi lingkaran merah), hal ini dapat diartikan sebagai anomali kehadiran hidrokarbon, tetapi tidak dapat ditentukan dengan jelas bahwa anomali tersebut merupakan gas. Dalam kasus ini atribut *product* tidak signifikan dalam menentukan keberadaan gas.

### 5.2.2 Analisis Krosplot Intercept dan Gradient

Setelah dilakukan berbagai analisis baik dilakukan terhadap penampang *intercept*, *gradient* dan *product* bahkan hingga analisis kurva respon AVO belumlah cukup untuk menguatkan bahwa anomali AVO dalam data studi ini terklasifikasi dalam kelas apa, oleh karena itu diperlukannya analisis krosplot terhadap *intercept* dan *gradient* yang berguna untuk menguatkan klasifikasi tersebut dan sebagai acuan dalam melakukan analisis selanjutnya.

Untuk mengetahui persebaran anomali dapat dilakukan dengan cara melihat langsung dari data seismik, maka dilakukan krosplot antara *intercept* (A) dengan *Gradient* (B) yang dilakukan pada *constant time* antara TWT 200-1500 ms, dengan fokus area pada *top horizon* Gumai-D hingga *top horizon* Talangakar, yang bertujuan untuk menentukan letak anomali pada data seismik dan memperjelas dalam penentuan kelas anomali AVO.

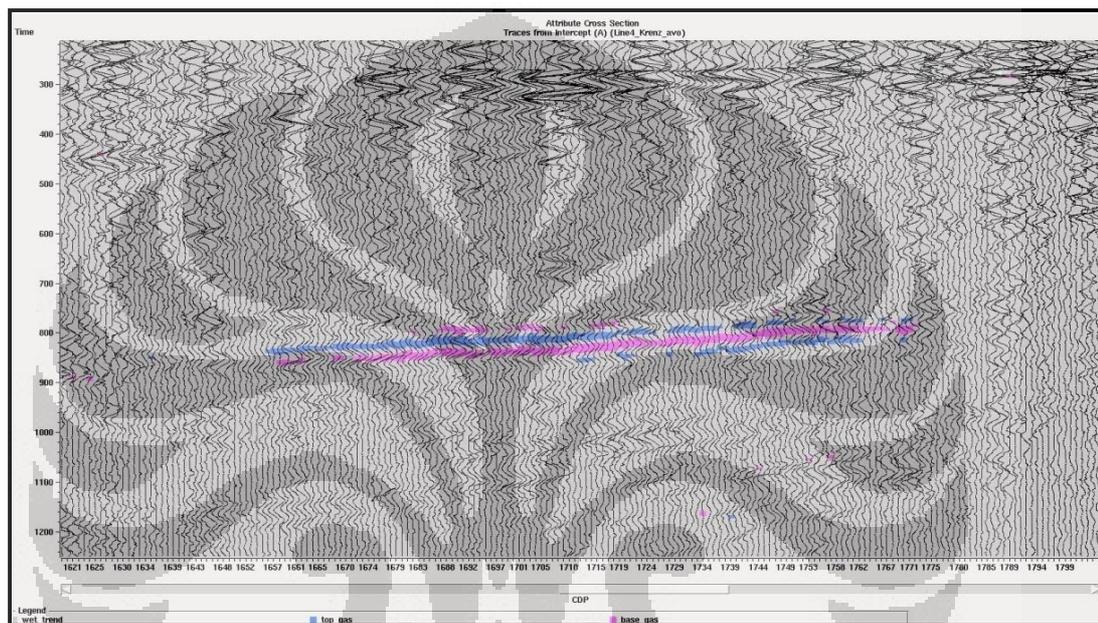


Gambar 5.5 Krosplot *intercep* (A) dengan *Gradient* (B)

Berdasarkan analisis krosplot pada (Gambar 5.5) terlihat bahwa sebagian besar titik-titik data terfokus pada zona yang disebut *wet trend* (warna abu-abu) dan sebagian lainnya berada diluar zona tersebut yang menunjukkan simpangan data terhadap kumpulan data *wet trend*, maka hal inilah yang diartikan terdapatnya anomali yang kemudian dapat diklasifikasikan dalam suatu kelas

AVO, berdasarkan klasifikasi Rutherford dan William (1989), terhadap lapisan reservoir batupasir daerah target termasuk dalam kelas III.

Sedangkan (Gambar 5.6) memperlihatkan anomali pada penampang seismik yang merupakan hasil dari krosplot data *intercept* dengan *gradient*, dari penampang tersebut terlihat bahwa zona anomali terbagi menjadi 3 kluster yaitu *wet trend* (warna abu-abu) dan anomali *top* reservoir (warna biru) dan *base* reservoir (warna pink).



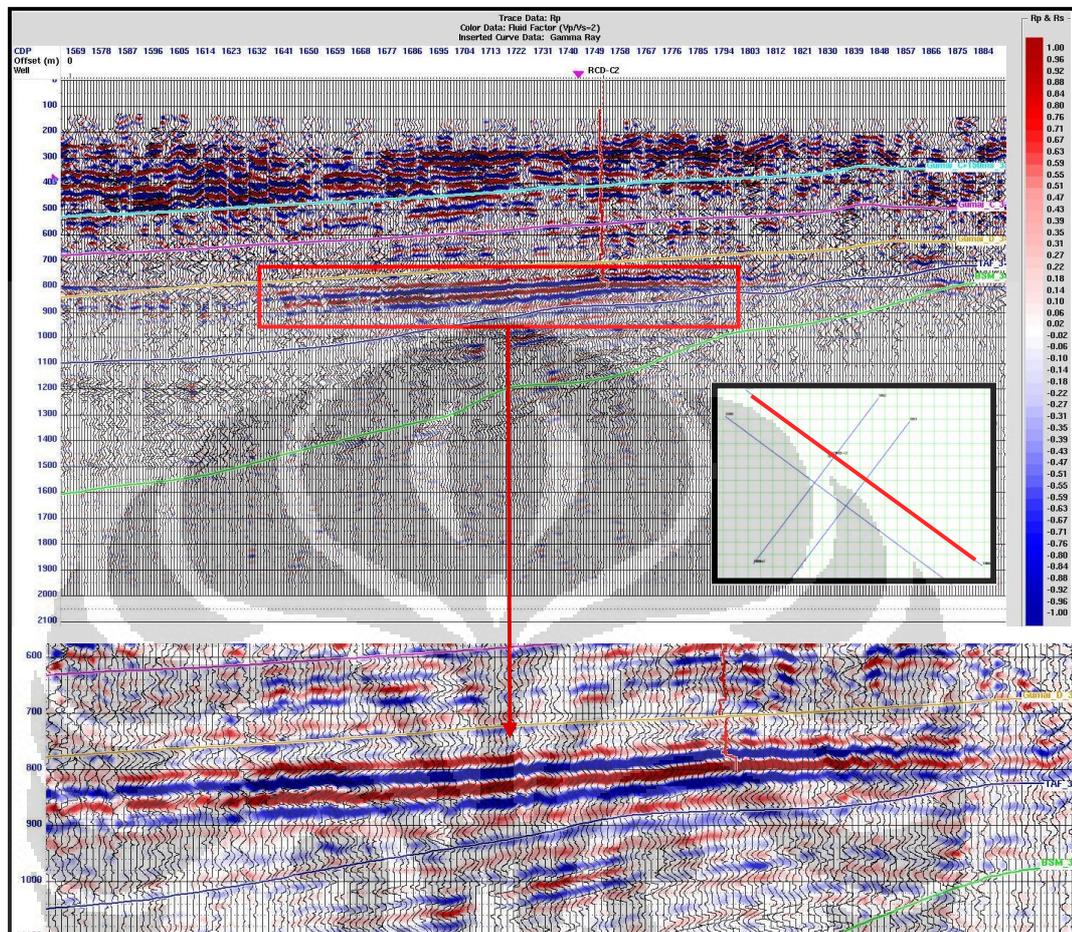
Gambar 5.6 Krosplot *intercep* (A) dengan *Gradient* (B) pada penampang seismik

Dari krosplot antara *intercept* dengan *gradient* (Gambar 5.5 dan 5.6) dapat dengan mudah dalam mengidentifikasi persebaran dari anomali dan mengklasifikasikan kelas anomali AVO, namun hal tersebut masih sulit dalam menentukan keberadaan gas.

### 5.2.3 Fluid Factor

Analisis AVO merupakan analisis variasi koefisien refleksi, variasi ini disebabkan oleh kontras perbedaan kecepatan gelombang P dan gelombang S pada batas lapisan. Atribut *fluid factor* ini digunakan untuk menunjukkan kecenderungan fluida hidrokarbon yang diturunkan dari deviasi terhadap *Mudrock line*. Hidrokarbon pada batupasir diindikasikan dengan deviasi terhadap *Mudrock*

*line* bernilai negatif yang menunjukkan batas atas reservoir, sedangkan nilai positif menunjukkan batas bawah reservoir.



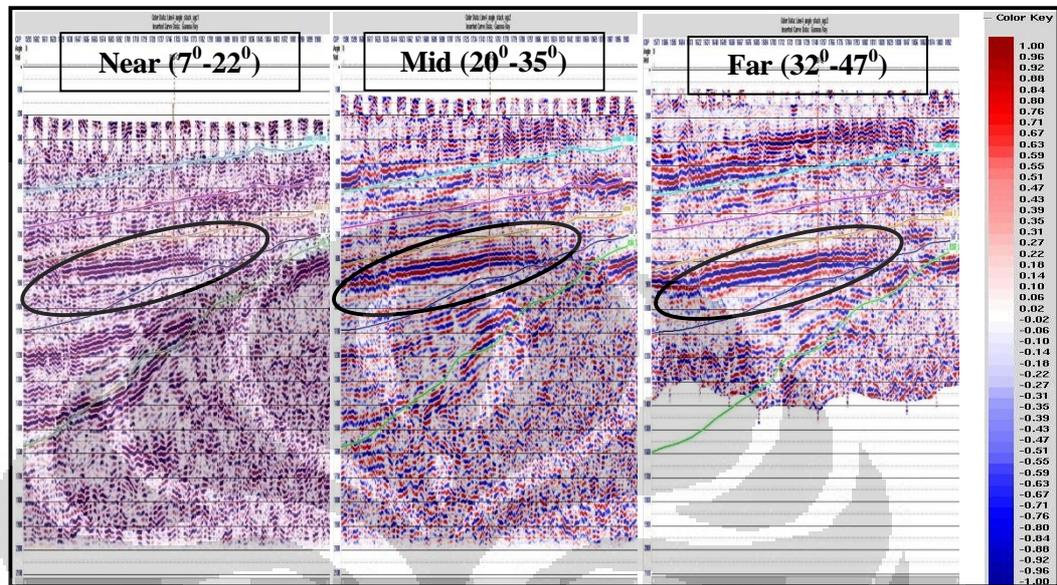
Gambar 5.7 Penampang fluid factor

Penampang *fluid factor* (Gambar 5.7) memperlihatkan distribusi nilai *fluid factor* disekitar horizon Gumai-D. Penentuan zona reservoir ditunjukkan dengan nilai *fluid factor* negatif, namun jika dikaji lebih dalam maka terdapat kemungkinan adanya faktor kehadiran fluida yaitu sekitar TWT (*Two Way Time*) 800 ms hingga TWT 900 ms, sehingga dari penampang ini sulit untuk diinterpretasikan persebaran fluida yang mengindikasikan keberadaan hidrokarbon dalam hal ini gas.

Analisis beberapa atribut AVO yang telah dilakukan cukup baik dalam mengidentifikasi persebaran anomali kehadiran hidrokarbon pada reservoir batupasir, namun diperlukan suatu metode yang lebih signifikan dalam menggambarkan keberadaan hidrokarbon gas, oleh karena itu pada studi ini

dilakukan proses inversi AVO Simultaneous untuk menggambarkan secara lebih detail keberadaan gas daerah target studi.

#### 5.2.4 Angle Stack



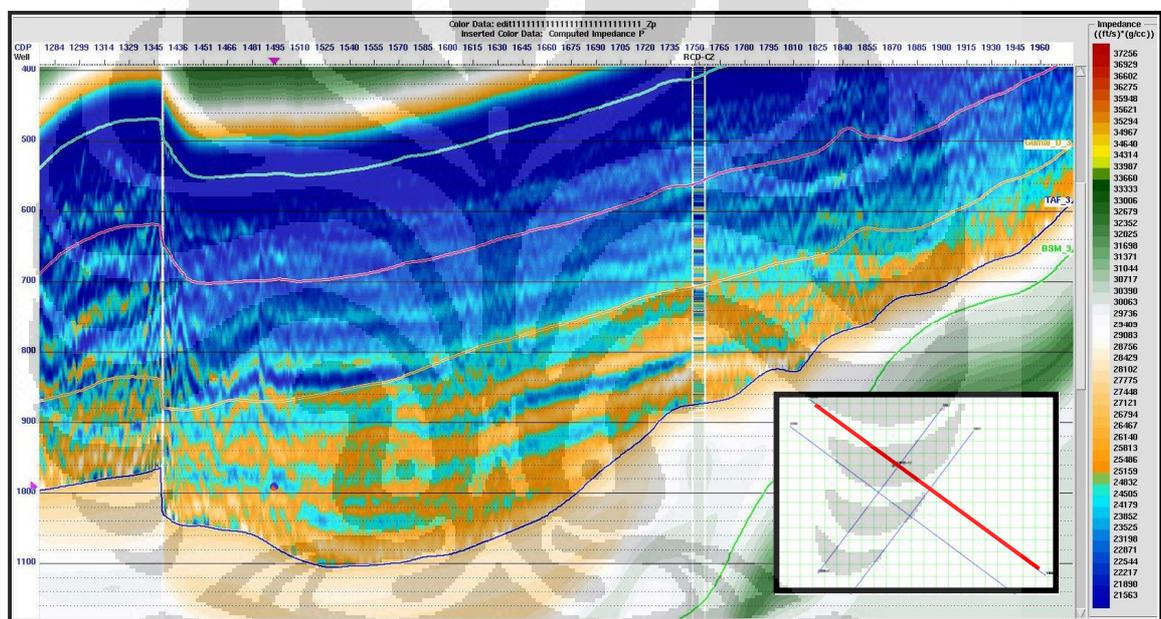
Gambar 5.8 Angle stack (a) Near Stack, (b) Mid Stack, (c) Far Stack

Fenomena *bright-spot* muncul jika terjadi penurunan nilai impedansi akustik yang relatif besar atau koefisien refleksinya negatif dengan nilai yang tinggi. Hal ini terjadi pada batas *shale* dan *sandstone* yang sangat porous. Sebelum dilakukan inversi simultaneous analisis *parsial angle stack* dilakukan dengan membagi *angle gather* dari berbagai variasi sudut datang yang kemudian dilakukan *stacking* untuk melihat tren reservoir daerah target.

Pada *near angle stack* (Gambar 5.8 a) memperlihatkan tidak adanya kenaikan amplitudo yang berarti pada zona target yaitu pada kedalaman TWT 800 ms hingga 900 ms beberapa reflektor terlihat tidak kontinu karena diduga akibat pengaruh *noise*, namun apabila ditinjau lebih lanjut pada (Gambar 5.8 a dan b) *mid* dan *far angle stack* semakin terlihat jelas reservoir target yang ditunjukkan dengan (lingkaran berwarna hitam) yang ditandai dengan perubahan amplitudo yang membesar ke *mid* dan *far angle stack*.

### 5.3 Analisis Hasil Inversi Simultaneous

Analisis hasil inversi prestack dilakukan pada zona reservoir yang merupakan reservoir batupasir (*sandstone*). Penampang hasil inversi yang ditampilkan yakni difokuskan dari horizon Gumai-C hingga horizon Gumai-D dimana dari analisis sebelumnya merupakan reservoir batupasir. Analisis hasil inversi yakni impedansi P ( $Z_p$ ), impedansi S ( $Z_s$ ) dan Densitas dilakukan pada reservoir batupasir yang berada di daerah sekitar sumur RCD-C dan RCD-C2 dengan zona yang menjadi target studi adalah Formasi Gumai. Hal ini dimaksudkan untuk memperkuat hasil analisis awal yang telah dilakukan pada analisis AVO.

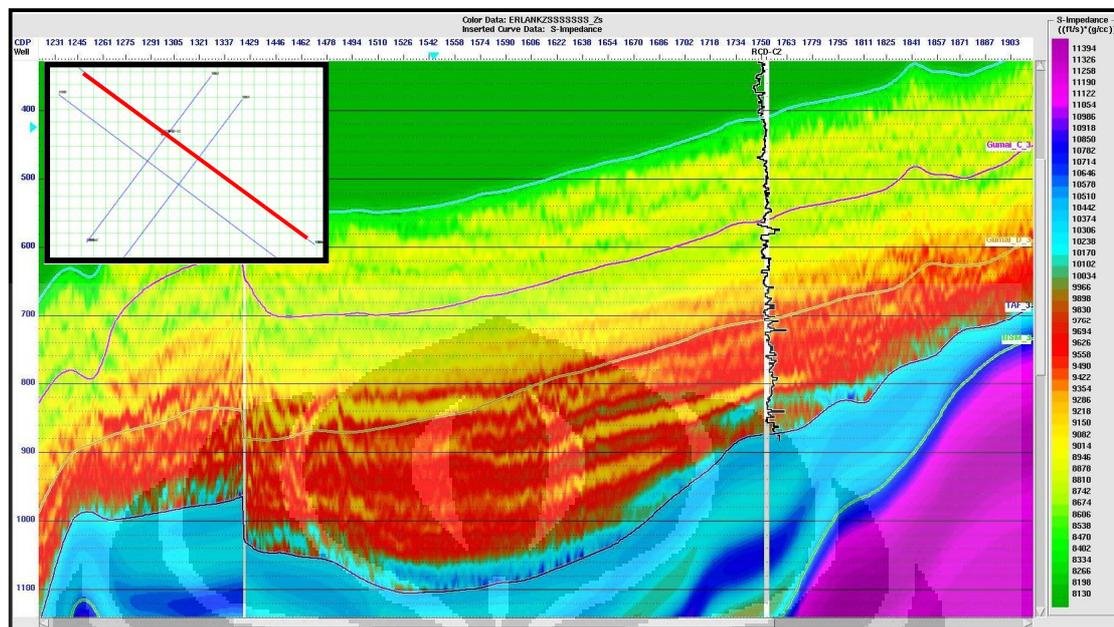


Gambar 5.9 Penampang impedansi P ( $Z_p$ )

Impedansi P ( $Z_p$ ) dan impedansi S ( $Z_s$ ) dapat memberikan informasi tentang litologi atau matriks batuan melalui parameter harga impedansi. Impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis impedansi akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan.

Penampang impedansi P (Gambar 5.9) dan penampang impedansi S (Gambar 5.10) merupakan hasil dari proses inversi menggunakan sumur RCD-C dan RCD-C2 sebagai kontrol inversi. *Color key* yang digunakan untuk menunjukkan variasi nilai impedansi dimaksudkan untuk mempermudah dalam

menganalisis pengenalan variasi litologi maupun identifikasi fluida pada daerah target studi.

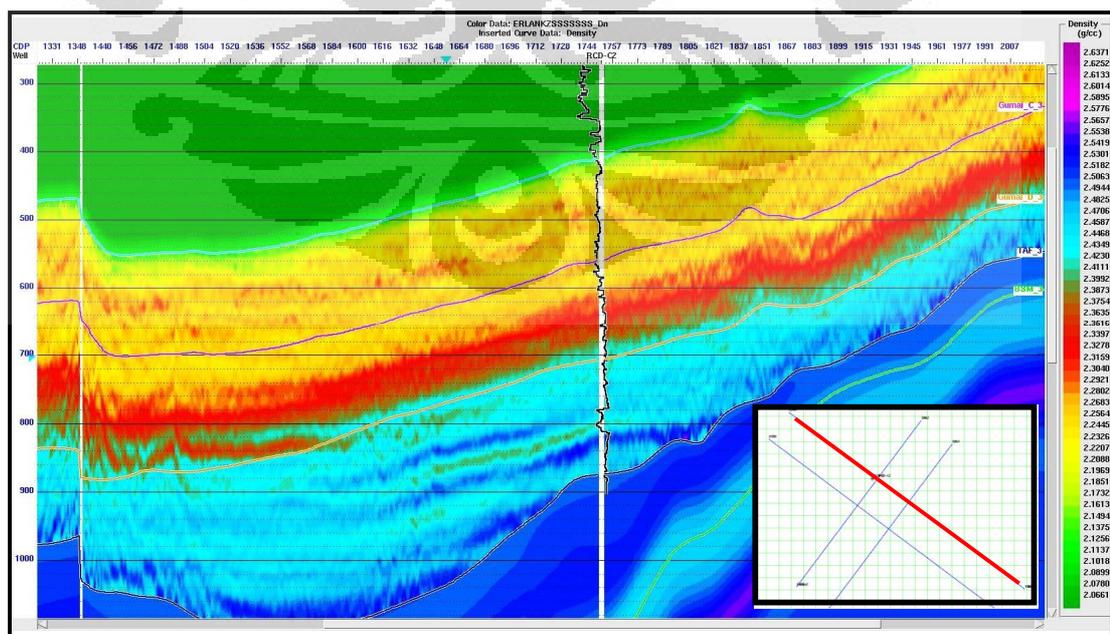


Gambar 5.10 Penampang impedansi S ( $Z_s$ )

Pada penampang impedansi P (Gambar 5.9) daerah yang berada dibawah horizon Gumai-D sekitar kedalaman TWT 800 ms hingga 900 ms, terdapat zona yang memiliki harga impedansi P rendah yang diperkirakan sebagai reservoir batupasir yang mengandung gas, namun apabila dicermati lebih lanjut berdasarkan analisis sebelumnya yaitu terhadap atribut *product* pada kedalaman TWT 800 ms terdapat dua zona dengan anomali *bright spot* yaitu zona reservoir yang berada diantara *top horizon* Gumai-D dengan *top horizon* TAF, sedangkan zona reservoir yang lainnya berada diantara *top horizon* Gumai-C dengan *top horizon* Gumai-D yang kemungkinan merupakan reservoir yang mengandung gas, pada analisa hasil inversi impedansi P juga terlihat semakin jelas perbedaan litologi batupasir yang mengandung gas yang ditunjukkan dengan warna (biru) dengan nilai impedansi berkisar antara  $21563 \text{ ft}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$  sampai dengan  $23525 \text{ ft}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$ . Pada penampang impedansi P batas atas dan batas bawah reservoir dapat terlihat dengan cukup jelas baik secara vertikal yang memanjang dari CDP 1648 hingga 1750 dan dilanjutkan dengan perkiraan reservoir lainnya dengan batas atas dan batas bawah reservoir dapat terlihat dengan cukup jelas.

Sedangkan pada penampang impedansi S (Gambar 5.10) zona reservoir yang yang kemungkinan terisi hidrokarbon juga dicirikan dengan impedansi rendah yang ditunjukkan dengan warna (kuning) dengan nilai impedansi berkisar antara  $8946 \text{ fts}^{-1}\text{gcc}^{-1}$  sampai dengan  $9286 \text{ fts}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ , sedangkan reservoir batupasir ditunjukkan dengan nilai impedansi berkisar antara  $9354 \text{ fts}^{-1}\text{gcc}^{-1}$  hingga  $9830 \text{ fts}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ , namun terdapat hal yang lebih menarik lagi yaitu zona *cap rock* sebagai batuan penutup reservoir yang sebagian besar didominasi oleh batuan shale ditunjukkan dengan nilai impedansi yang sangat rendah  $< 8878 \text{ fts}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ . Pada penampang impedansi S ini perbedaan kontras impedansi antara batuan shale dengan batupasir secara vertikal dapat dibedakan dengan baik dimana lapisan shale berada pada top horizon Gumai-C+150ms hingga top horizon Gumai-D sedangkan pelamparan batupasir sebagian besar berada pada diantara top horizon Gumai-D hingga top horizon TAF.

Kontras impedansi antara batuan yang memiliki nilai impedansi tinggi dan rendah serta variasi litologi reservoir baik secara vertikal maupun secara lateral cukup dapat dipisahkan dengan hasil inversi (impedansi P dan impedansi S), namun hasil inversi tersebut belum dapat mengidentifikasi keberadaan gas secara jelas. Oleh karena itu dilakukan transformasi untuk mendapatkan harga parameter elastik batuan seperti Lambda-Rho dan Mu-Rho hal ini dilakukan agar determinasi litologi dan identifikasi fluida dapat dianalisis dengan lebih baik.



Gambar 5.11 Penampang densitas

Densitas adalah karakter fisis yang berubah secara signifikan terhadap perubahan tipe batuan akibat cairan atau material yang mengisi ruang pori dan porositas yang dimilikinya. Perubahan litologi yang terjadi dibawah permukaan bumi juga dapat diidentifikasi dengan baik menggunakan parameter fisis densitas. Batuan seperti shale akan memiliki nilai densitas yang tinggi, sedangkan batuan seperti batupasir akan memiliki nilai densitas yang lebih rendah.

Penampang parameter fisis densitas ditunjukkan pada (Gambar 5.11) zona pengamatan yang difokuskan disekitar daerah target studi yaitu daerah yang terletak pada *top horizon* Gumai-D hingga *top horizon* TAF atau disekitar TWT 800 ms hingga 900 ms. Terdapat kontras densitas yang cukup mencolok yang dapat diinterpretasikan sebagai suatu reservoir hidrokarbon. Dalam hal ini klasifikasi zona reservoir terklasifikasi menjadi beberapa kalster yaitu pada sekitar TWT 820 ms yang memanjang dari CDP 1488 hingga 1600 terlihat adanya zona reservoir dengan nilai densitas yang lebih rendah dibandingkan dengan batuan sekitar dengan nilai berkisar antara 2,3278 g/cc hingga 2,3695 g/cc yang diapit oleh suatu nilai densitas yang relatif lebih besar, sedangkan zona reservoir yang satunya lagi berada pada sekitar kedalaman TWT yang hampir sama namun memanjang dari CDP 1632 hingga 1757 juga memiliki kontras densitas berkisar antara 2,3873 g/cc hingga 2,4111 g/cc yang diapit oleh suatu nilai densitas yang relatif lebih besar.

#### **5.4 Analisis Parameter Fisika Batuan**

Penampang Lambda-Rho dan Mu-Rho diperoleh dengan cara mentransformasi hasil inversi impedansi P ( $Z_p$ ) dan impedansi S ( $Z_s$ ) dengan suatu formulasi tertentu. Nilai parameter fisika batuan tersebut akan mempengaruhi keberadaan fluida dan litologi pada reservoir. Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) merupakan parameter yang paling baik untuk memperlihatkan keberadaan fluida hidrokarbon dalam hal ini adalah gas, sedangkan parameter Mu-Rho ( $\mu\rho$ ) merupakan parameter yang paling baik dalam memperlihatkan perbedaan litologi reservoir.

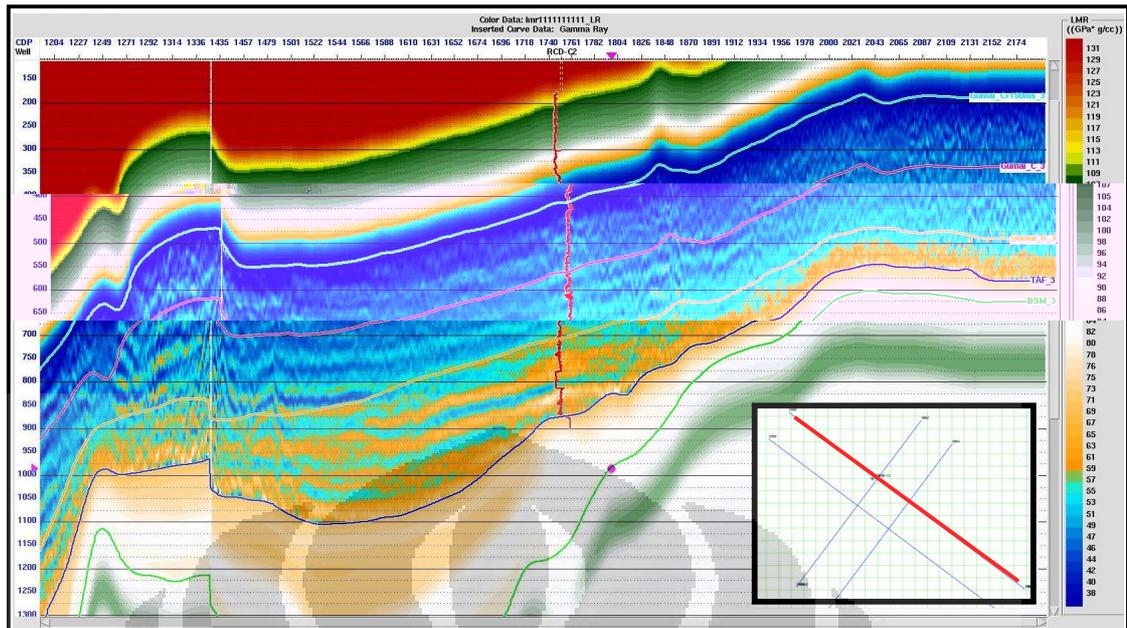
### 5.4.1 Penampang Lambda-Rho dan Mu-Rho

Parameter Lambda-Rho menunjukkan inkompresibilitas batuan yang merupakan indikator fluida pengisi pori. Inkompresibilitas didefinisikan sebagai besarnya perubahan volume atau dapat dikompresi bila dikenai oleh stress atau dapat juga dikatakan sebagai kemampuan untuk menahan tekanan yang dikenakan kepadanya. Semakin mudah dikompresi atau ditekan, maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya dan begitu pula sebaliknya. Perubahan ini lebih disebabkan oleh adanya perubahan pori daripada perubahan ukuran butirnya.

Fluida yang mengisi pori mempengaruhi harga inkompresibilitas. Batuan yang porinya terisi fluida gas akan lebih mudah terkompresi daripada jika terisi oleh minyak ataupun air, sehingga batupasir yang mengandung gas memiliki nilai inkompresibilitas (Lambda-Rho) yang rendah.

Inversi AVO Simultaneous menggunakan kontrol sumur RCD-C dan RCD-C2 untuk mengetahui persebaran fluida berupa gas dan determinasi litologi pada reservoir batupasir daerah studi. Penampang Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) ditunjukkan pada (Gambar 5.12) zona pengamatan difokuskan disekitar daerah target studi yaitu daerah yang terletak pada *top horizon* Gumai-D hingga *top horizon* TAF atau disekitar TWT 800 ms hingga 900 ms. Identifikasi gas dilakukan dengan menggunakan parameter Lambda-Rho dimana parameter ini sangat sensitif terhadap fluida berupa gas. Pada penampang ini dapat dilakukan identifikasi adanya gas yang ditunjukkan dengan harga Lambda-Rho rendah.

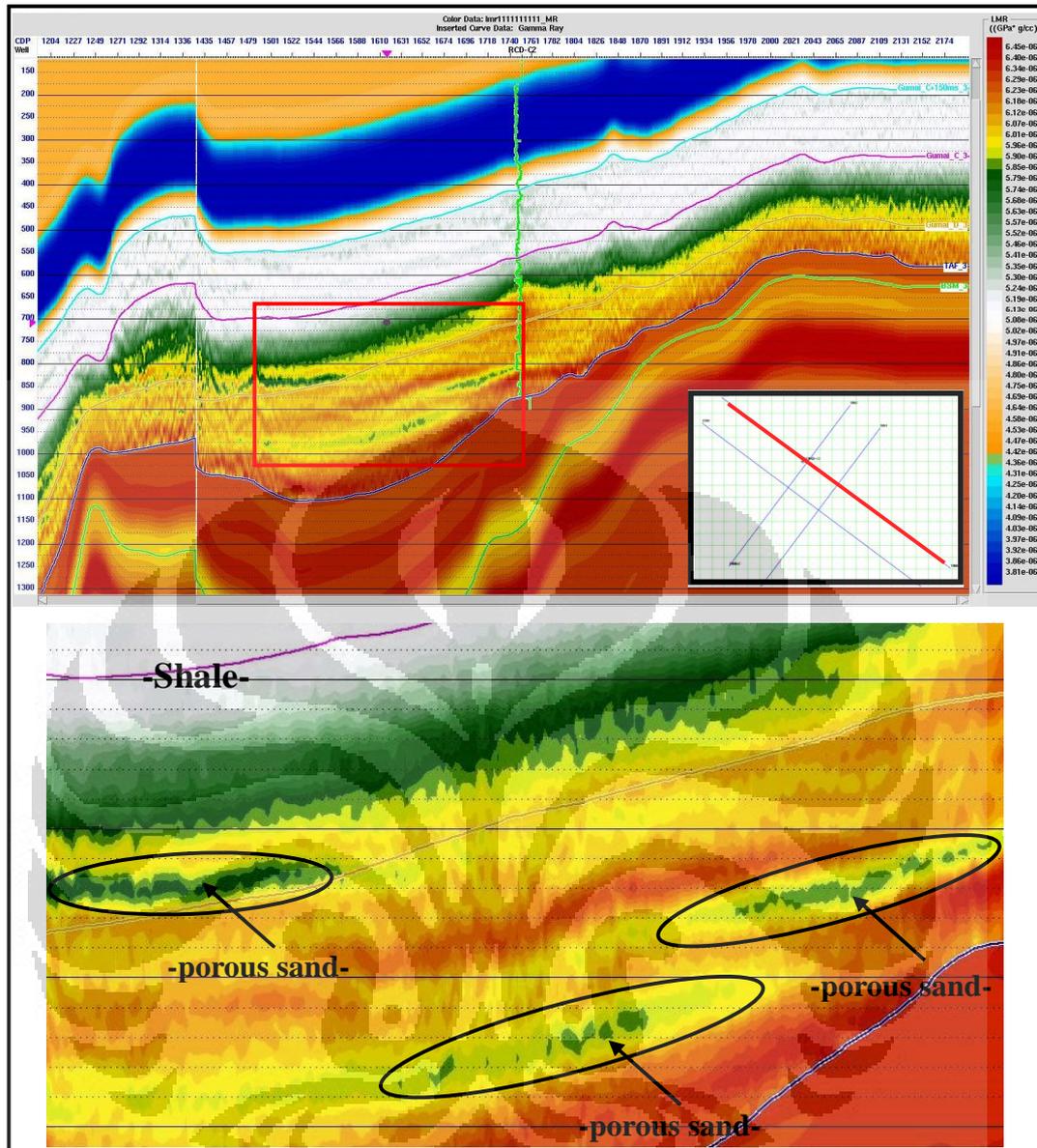
Dalam hal ini klasifikasi zona reservoir yang diperkirakan mengandung gas juga terbagi menjadi beberapa kalster yaitu pada sekitar TWT 820 ms yang memanjang dari CDP 1488 hingga 1600 terlihat adanya zona reservoir dengan nilai Lambda-Rho yang sangat rendah dibandingkan dengan batuan sekitar dengan nilai berkisar antara 38 GPa  $\text{gcc}^{-1}$  hingga 46 GPa  $\text{gcc}^{-1}$ , sedangkan zona reservoir yang satunya lagi berada pada sekitar kedalaman TWT yang hampir sama namun memanjang dari CDP 1632 hingga 1757 juga memiliki kontras Lambda-Rho rendah dengan nilai berkisar antara 47 GPa  $\text{gcc}^{-1}$  hingga 51 GPa  $\text{gcc}^{-1}$ . Nilai Lambda-Rho yang sangat rendah menunjukkan pada reservoir tersebut terdapat gas yang terakumulasi didalamnya.



Gambar 5.12 Penampang Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ )

Analisis Lambda-Rho kemudian dihubungkan dengan parameter Mu-Rho untuk melihat kesesuaian antara keberadaan fluida dengan jenis litologinya. Dari hal tersebut menunjukkan bahwa daerah yang mengandung gas terletak pada batuan porous. Gas ditunjukkan dengan pembacaan Lambda-Rho dan Lambda/Mu yang rendah, sedangkan harga Mu-Rho tinggi merupakan respon terhadap batuan porous. Analisis parameter ini memperkuat analisis yang telah dilakukan sebelumnya dalam membedakan litologi dan identifikasi fluida.

Mu-Rho ( $\mu\rho$ ) menunjukkan rigiditas batuan yang merupakan indikator untuk membedakan litologi batuan. Perubahan litologi yang terjadi dibawah permukaan bumi dapat diidentifikasi dengan lebih baik menggunakan parameter Mu-Rho yang merupakan fungsi kuadrat dari impedansi S ( $Z_s$ ). Batuan seperti shale akan memiliki nilai Mu-Rho yang rendah, sedangkan batuan seperti batupasir akan memiliki nilai Mu-Rho yang lebih tinggi.



Gambar 5.13 Penampang Mu-Rho ( $\mu\rho$ )

Penampang Mu-Rho ( $\mu\rho$ ) (Gambar 5.13) merupakan parameter yang lebih sensitif terhadap litologi (matriks batuan) sehingga lebih jelas dalam mengidentifikasi adanya litologi pada reservoir. Dari penampang Mu-Rho dapat diidentifikasi adanya lapisan batupasir pada daerah yang terletak pada *top horizon* Gumai-D sampai dengan *top horizon* TAF (Talangakar) yang ditunjukkan (warna kuning merah) dengan nilai Mu-Rho tinggi  $> 5,96 \times 10^{-6}$   $\text{GPa g/cc}^{-1}$ , namun didalam batupasir yang ditunjukkan dengan warna merah kekuningan tersebut terdapat nilai Mu-Rho sedikit lebih rendah yang mana hal ini dapat diinterpretasikan sebagai batupasir porous yang kemungkinan mengandung

hidrokarbon gas ditunjukkan dengan (warna hijau) dengan nilai berkisar antara  $5,74 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$  sampai dengan  $5,96 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$ .

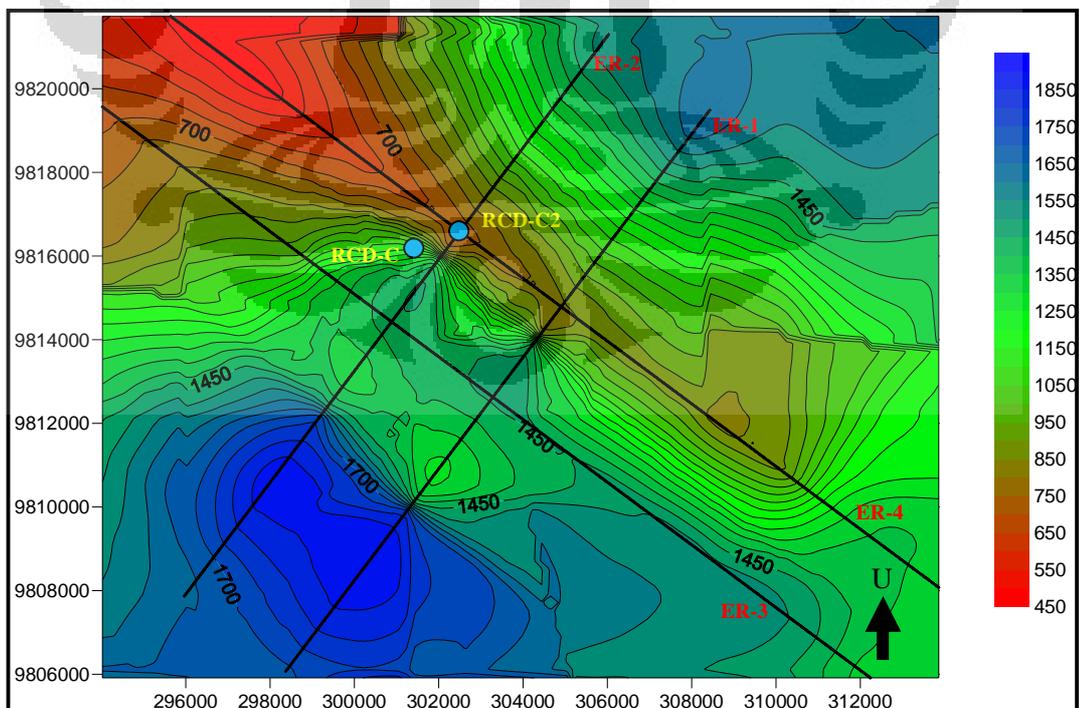
Sedangkan daerah yang berada diantara *top horizon* Gumai-C hingga *top horizon* Gumai-D mempunyai nilai Mu-Rho yang rendah dan berseling yang kemungkinan didominasi oleh perselingan antara shale dengan batupasir sehingga pada daerah tersebut dapat diinterpretasikan menjadi tiga lapisan batuan yakni dominasi batupasir, perselingan antara batupasir dengan shale dan zona terakhir didominasi oleh shale. Lalu lapisan yang berada diantara *top horizon* Gumai-C hingga *top horizon* Gumai-D yang dapat diinterpretasikan memiliki tiga jenis lapisan berbeda tersebut ditunjukkan dengan nilai Mu-Rho tinggi (warna kuning merah) dengan nilai berkisar antara  $6,01 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$  hingga  $6,12 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$  masih didominasi oleh batupasir, kemudian lapisan yang ditunjukkan dengan (warna hijau putih) dengan nilai  $5,30 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$  hingga  $5,74 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$  didominasi oleh batuan perselingan antara batupasir dengan shale, sedangkan zona yang lebih atas pada lapisan ini didominasi oleh batuan shale dengan nilai yang rendah berkisar antara  $5,08 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$  hingga  $5,24 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$ . Kemudian zona yang berada pada *top horizon* Gumai-C hingga *top horizon* Gumai-C+150ms kemungkinan keseluruhan lapisan ini didominasi oleh shale dengan nilai Mu-Rho sangat rendah antara  $5,08 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$  sampai dengan  $5,24 \times 10^{-6} \text{ GPa gcc}^{-1}$  yang ditunjukkan dengan (warna putih). Namun keseluruhan interpretasi dari lapisan yang berada pada *top horizon* Gumai-C+150ms hingga sebagian *top horizon* Gumai-D merupakan *cap rock* atau batuan penutup dari reservoir batupasir.

## 5.5 Interpretasi Reservoir

Dari beberapa analisis parameter fisika batuan hasil inversi simultaneous didapatkan bahwa parameter yang dapat membedakan jenis litologi dan fluida dengan baik adalah parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho, maka untuk melihat penyebaran jenis litologi dan fluida dilakukanlah pemetaan terhadap parameter tersebut. Proses pemetaan kontur hasil inversi dilakukan dengan menggunakan *software* Surfer 8, data yang di *grid* adalah nilai yang tersampling dari horizon Gumai-D yang diambil dari keseluruhan lintasan.

### 5.5.1 Peta Struktur Waktu

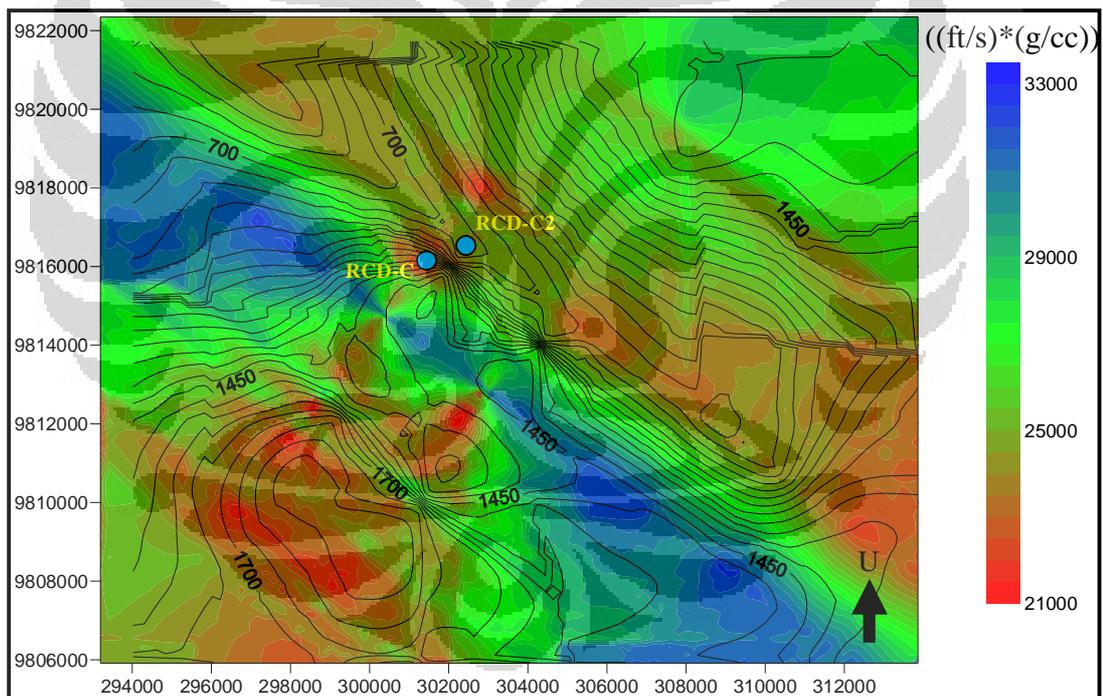
(Gambar 5.14) memperlihatkan zona tinggian dan rendahan yang diantaranya dibatasi oleh kontur-kontur yang rapat terlihat pada *legend* warna merah, hijau hingga biru yang secara berturut-turut mempunyai waktu yang terus meningkat. Hal ini jika dikonversikan menjadi struktur kedalaman warna merah menandakan kontur yang paling dangkal sedangkan warna biru adalah kontur yang paling dalam. Sehingga kontur yang paling dangkal dapat diinterpretasikan sebagai suatu antiklin yang relatif mengarah timur laut – barat daya.



Gambar 5.14 Peta struktur waktu daerah prospek pada kedalaman Top Gumai-D

### 5.5.1 Peta Sebaran Impedansi P ( $Z_p$ ) dan Impedansi S ( $Z_s$ )

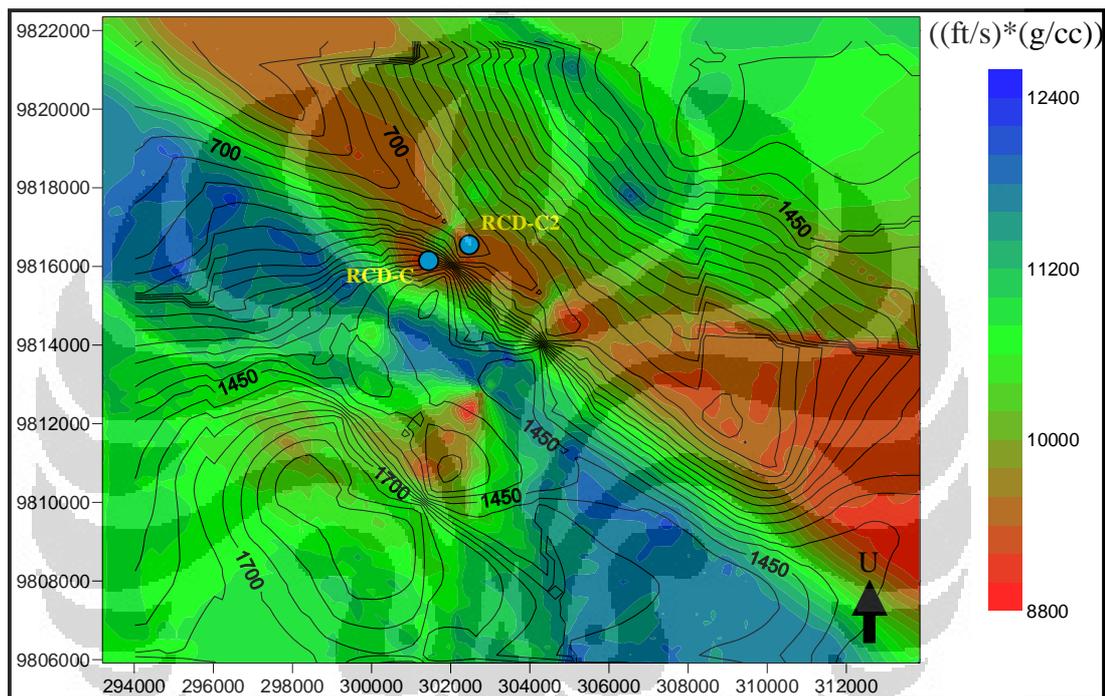
Pada peta impedansi P ( $Z_p$ ) area studi pada daerah prospek Gumai-D Sub Cekungan Jambi (Gambar 5.15) menunjukkan sebaran nilai impedansi reservoir, warna merah dengan kisaran nilai  $<23500 \text{ ft}^{-1}\text{gcc}^{-1}$  diinterpretasikan sebagai kemungkinan zona reservoir dimana batuan mengandung fluida yang ditunjukkan dengan impedansi sangat rendah, sedangkan warna biru dengan kisaran nilai  $>29500 \text{ ft}^{-1}\text{gcc}^{-1}$  diinterpretasikan sebagai batuan yang tidak mengandung fluida dalam pori batuan. Dari analisis inversi impedansi P memperlihatkan bahwa batupasir yang diperkirakan mengandung fluida ditunjukkan dengan nilai impedansi rendah tersebar hampir merata pada area studi ini sehingga diperlukan analisis parameter fisis lain yang cukup signifikan dalam mengidentifikasi kandungan fluida.



Gambar 5.15 Peta impedansi P ( $Z_p$ ) daerah prospek Gumai-D

Sedangkan peta impedansi S ( $Z_s$ ) area studi pada daerah prospek Gumai-D Sub Cekungan Jambi (Gambar 5.16) zona reservoir juga dicirikan dengan impedansi rendah yang ditunjukkan dengan warna hijau dengan kisaran nilai impedansi antara  $10200 \text{ ft}^{-1}\text{gcc}^{-1}$  hingga  $10800 \text{ ft}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ , Sedangkan warna biru dengan kisaran nilai impedansi  $>11200 \text{ ft}^{-1}\text{gcc}^{-1}$  diinterpretasikan sebagai shale.

Dari analisis inversi impedansi P dan impedansi S kurang signifikan dalam memperlihatkan sebaran reservoir batupasir maupun kandungan fluida, jika dilihat dari nilai impedansi lebih seksama, maka impedansi rendah yang menunjukkan reservoir tersebar hampir merata pada area studi ini, sehingga dari peta sebaran impedansi ini kurang akurat dalam mendeteksi keberadaan reservoir yang mengandung gas, sehingga diperlukan analisis parameter fisis lain yang cukup signifikan dalam mendiskriminasi dan mengidentifikasi kandungan fluida.

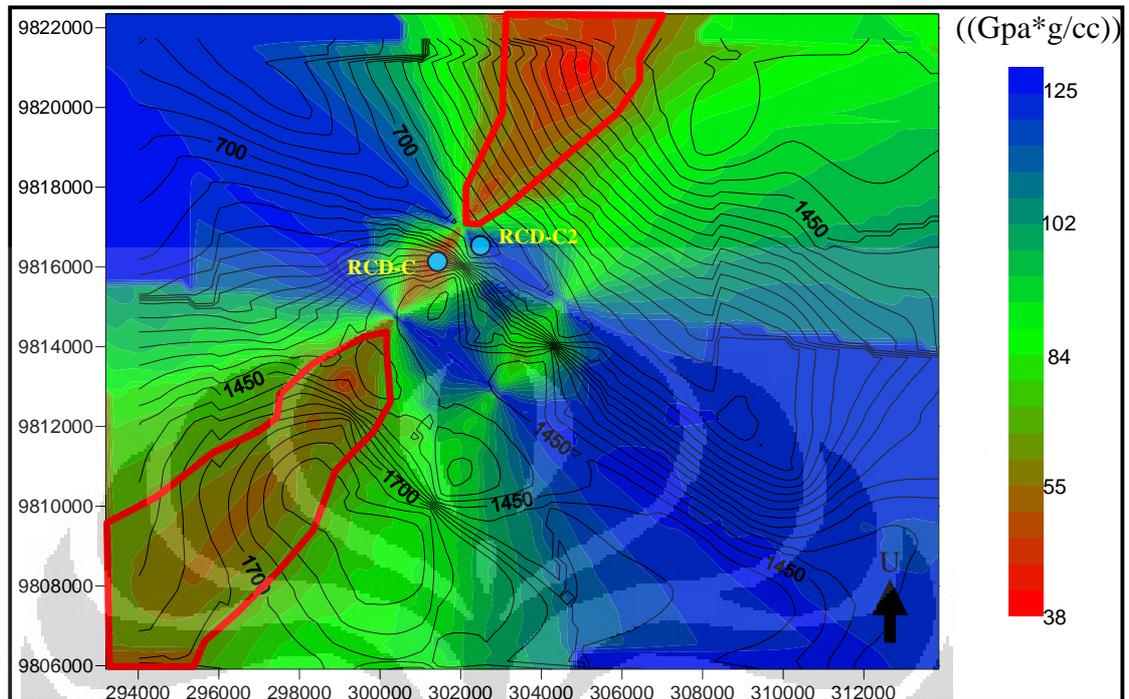


Gambar 5.16 Peta impedansi S ( $Z_s$ ) daerah prospek Gumai-D

### 5.5.2 Peta Distribusi Fluida dan Litologi

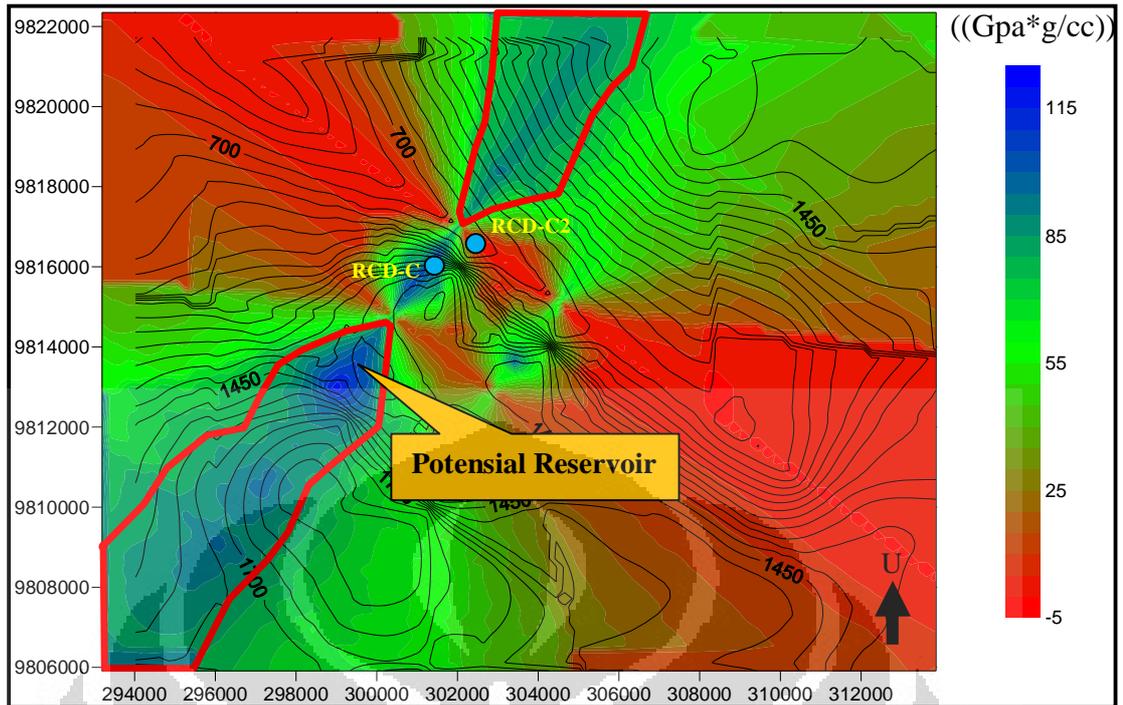
Pada peta Lambda-Rho ( $\lambda\rho$ ) area studi pada daerah prospek Gumai-D Sub Cekungan Jambi (Gambar 5.17). Fluida yang mengisi pori mempengaruhi harga inkompresibilitas. Batuan yang porinya terisi fluida gas akan lebih mudah terkompresi daripada jika terisi oleh minyak ataupun air, sehingga batupasir yang mengandung gas memiliki nilai inkompresibilitas (Lambda-Rho) yang rendah. Warna merah yang diperlihatkan pada peta dapat diinterpretasikan sebagai gas dengan harga Lambda-Rho yang sangat rendah. Pada (Gambar 5.17) area yang dibatasi oleh garis berwarna merah menunjukkan prediksi sebaran keberadaan gas.

Dari peta ini terlihat bahwa penyebaran gas cenderung menyebar secara lateral berarah baratdaya-timurlaut.



Gambar 5.17 Peta Lambda-Rho menunjukkan distribusi akumulasi gas daerah prospek Gumai-D

Pada peta Mu-Rho ( $\mu\rho$ ) area studi pada daerah prospek Gumai-D Sub Cekungan Jambi (Gambar 5.18) zona reservoir dengan litologi batupasir dicirikan dengan harga Mu-Rho tinggi yang ditunjukkan dengan warna biru, harga Mu-Rho yang ditunjukkan dengan warna hijau dapat diinterpretasikan sebagai batuan perselingan antara batupasir dengan shale, sedangkan litologi yang memiliki harga Mu-Rho atau rigiditas rendah yang ditunjukkan dengan warna merah diinterpretasikan sebagai batuan shale. Dari analisis peta Mu-Rho terlihat bahwa penyebaran litologi reservoir yaitu batupasir relatif berarah baratdaya-timurlaut, kemudian dari analisis peta Lambda-Rho arah penyebaran gas searah dengan penyebaran batupasir. Pada (Gambar 5.18) area yang dibatasi oleh garis berwarna merah menunjukkan prediksi zona reservoir yang potensial.



Gambar 5.18 Peta Mu-Rho menunjukkan distribusi reservoir batupasir Gumai-D



## **BAB VI**

### **PENUTUP**

#### **6.1 Kesimpulan**

Berdasarkan hasil analisis atribut AVO dan Inversi Simultaneous, maka dapat diambil beberapa kesimpulan antara lain :

1. Dalam studi ini, analisis atribut AVO dapat memperlihatkan adanya anomali bright spot dengan baik, namun tidak signifikan dalam mengidentifikasi keberadaan fluida (gas).
2. Analisis impedansi P dan impedansi S cukup baik dalam mendeterminasi zona yang diperkirakan sebagai reservoir batupasir dengan nilai impedansi P rendah ( $< 23525 \text{ fts}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ ) dan nilai impedansi S berkisar antara ( $9354 \text{ fts}^{-1}\text{gcc}^{-1}$  hingga  $9830 \text{ fts}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ ).
3. Parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho merupakan parameter yang paling baik untuk mengidentifikasi gas dan diskriminasi litologi, dari analisis diketahui penyebaran gas dan litologi batupasir berarah baratdaya-timurlaut pada area studi ini.

#### **6.2 Saran**

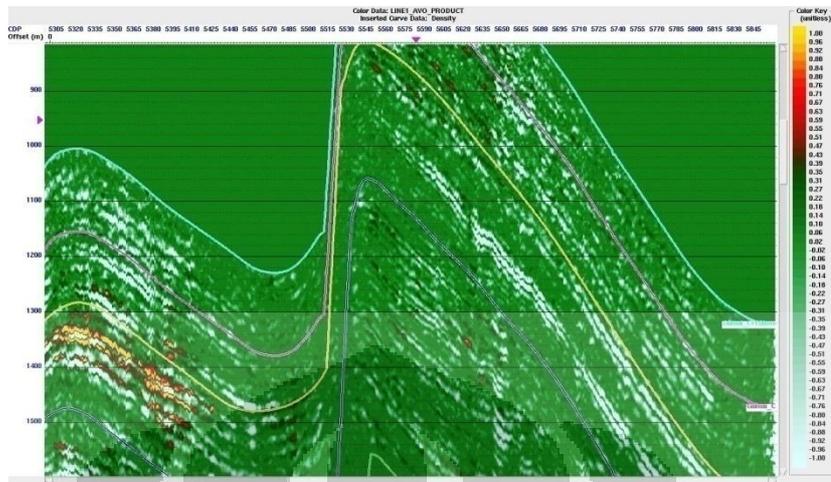
1. Perlu dilakukan analisis parameter turunan lainnya yang lebih terperinci pada reservoir batupasir untuk seluruh area studi yang dikontrol oleh beberapa data sumur guna mengetahui karakterisasi reservoir yang lebih detail.
2. Simulasi yang dilakukan masih dalam bentuk 2D. Untuk Perkembangan eksplorasi dan eksploitasi selanjutnya harus dikembangkan kedalam model 3D untuk memperoleh sebaran fluida hidrokarbon yang optimal.
3. Analisis inversi simultaneous dan analisis inversi dengan metode lain sebagai pembanding perlu dilakukan untuk seluruh area 3D disekitar daerah ini.

## DAFTAR ACUAN

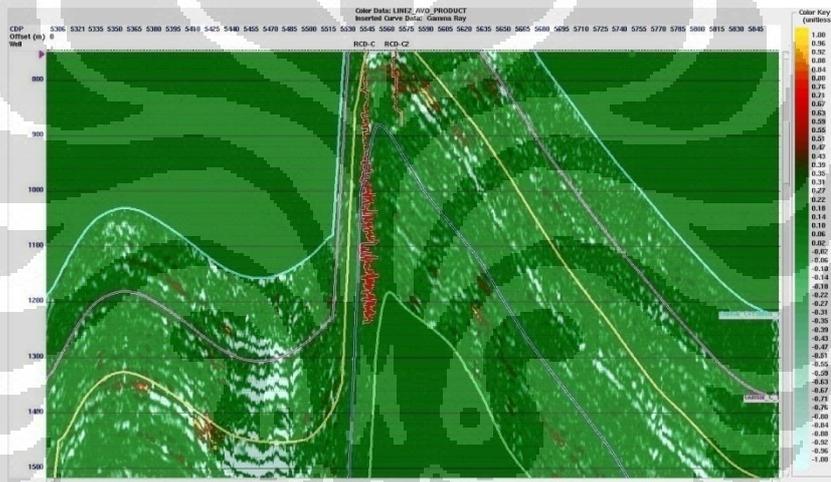
- Abd. Haris, and Farid. Hosni, *Simultaneous AVA Inversion to Extract Physical Properties of Rock: Geophysics Section*, Physics Department Faculty of Mathematics and Natural Sciences, University of Indonesia.
- Aki, K. I. and Richards, P. G., 1980, *Quantitative seismology*: W. H. Freeman and Co.
- Castagna, J.P. and Swan, H.W., 1998, *Principles of AVO crossplotting: The Leading Edge*, 16, 337-342.
- Fatti, J. L., Vail, P. J., Smith, G. C., 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.
- Feng, Hong and Bancroft, John C, *AVO principles, processing and inversion*, CREWES Research Report — Volume 18 (2006)
- Ginanjari., Abdul Latief. 2006. *Seismic Reflection (Acquisition, Processing and Interpretation)*. Chevron Indonesia Company.
- Goodway, B., Chen, T., and Downton, J., 1998, *AVO and prestack inversion*: Presented Annual Meeting CSEG.
- Hampson, D., and Russell, B., 2004, *AVO Theory*: Hampson-Russell Software Services Ltd, Calgary.
- Hampson, D. P., B. H. Russell, and B. Bankhead, 2005, *Simultaneous inversion of pre-stack seismic data: 75th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 1633-1637.
- Hampson, D., and Russell, B., 2008, *AVO Theory*: Hampson-Russell Software Services Ltd, Calgary.
- Hasanudin, Mohamad. 2007. *Teknologi Seismik Refleksi Untuk Eksplorasi Minyak Dan Gas Bumi*.
- Hong Feng\* and John C. Bancroft, University of Calgary, and Brian H. Russell, *A comparison of hydrocarbon indicators derived from AVO analysis*, Veritas Hampson-Russell.
- Imran, Zulfikar. *Interpretasi Seismik dan Amplitudo VS Offset (AVO)*, Atlantic Richfield Indonesia. Inc
- Irmawan, Hari, dkk, 2002, *Pendahuluan nilai rasio Poisson dari core dan hasil inversi AVO dengan menggunakan kombinasi persamaan Shuey dan Gardner*, PITHAAGI ke 27 Malang.
- Li, Yongyi., Goodway, Bill, and Downton, Jonathan, *Recent advances in application of AVO to carbonate reservoirs case histories*, Core Lab Reservoir Technologies Division, EnCana Corporation.

- Munadi, Suprajitno. 2000. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Program Studi Geofisika UI. Depok.
- Normansyah, 2002, *Identifikasi gas pada reservoir dengan analisa AVO di daerah X, Selat Malaka, Cekungan Sumatera Tengah*, PITHAAGI ke 33.
- Ostrander, W.J, 1984. *Plane wave reflection coefficients for gas sands at non-normal angles of incidence*: Geophysics, 49, 1637-1648.
- Pendrel, John., and Dickson, Tom, *Simultaneous AVO Inversion to P Impedance and Vp/Vs*: Jason Geosystems Canada.
- Pertamina, 2008, *Laporan Akhir Jasa Tenaga Ahli Pemodelan dan Interpretasi*.
- Royle, Andrew, 1999, *AVO Gradient and Intercept Crossplot Interpretation*. Geo-X Systems Ltd.
- Royle, A, and Mihai, C, *Seismic Reservoir Analysis – AVO / LMR Case Study*, Geo-X Systems Ltd.
- Sherrif, Robert E, and Geldart, Lloyd P, 1995, *Exploration Seismology*, Cambridge : Cambridge University Press.
- Singh, Yeshpal., December 2007, *Lithofacies detection through simultaneous inversion and principal component attributes*.
- Sukmono, Sigit. *Seismik Stratigrafi*. Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, Sigit. 1999. *Seismik Refleksi*. Teknik Geofisika ITB. Bandung. , 2001. *Karakteristik Reservoir Seismik*. Lab. Geofisika Reservoir Teknik Geofisika ITB. Bandung.
- Sukmono, S. 1999. *Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoir*. Laboratorium Geofisika Reservoir Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung
- Ujuanbi, O, Okolie, J. C and Jegede, S, I, July 2009, *Lambda-mu-rho technique as a viable tool for litho-fluid discrimination- The Niger-Delta exemple*. International Journal of Physical Sciences.
- V. Mercado H., R..M. Uribe C., J. Méndez de León, PEMEX, E. Francucci, F. Fernández-Seveso, L. Piccioni, D. Graham, *Fluid and lithology identification using Simultaneous Angle Dependant Inversion, Burgos Basin, Mexico*. JASON GEOSYSTEMS
- Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion*, Society of exploration Geophysics.

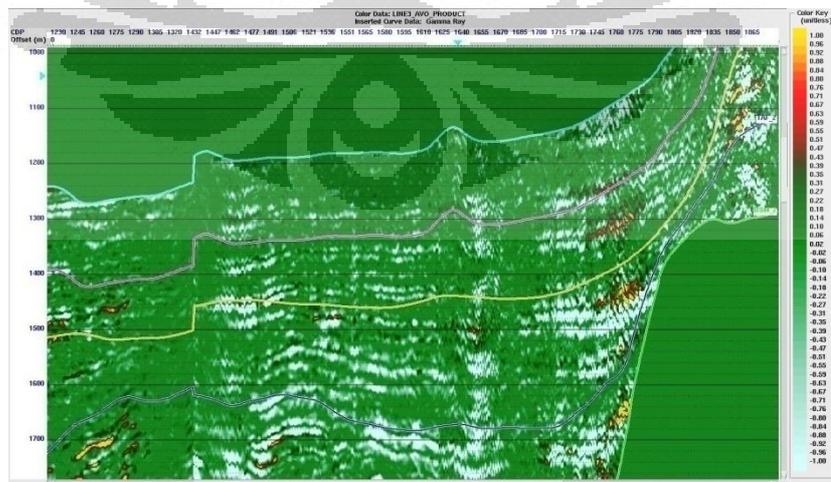
# LAMPIRAN



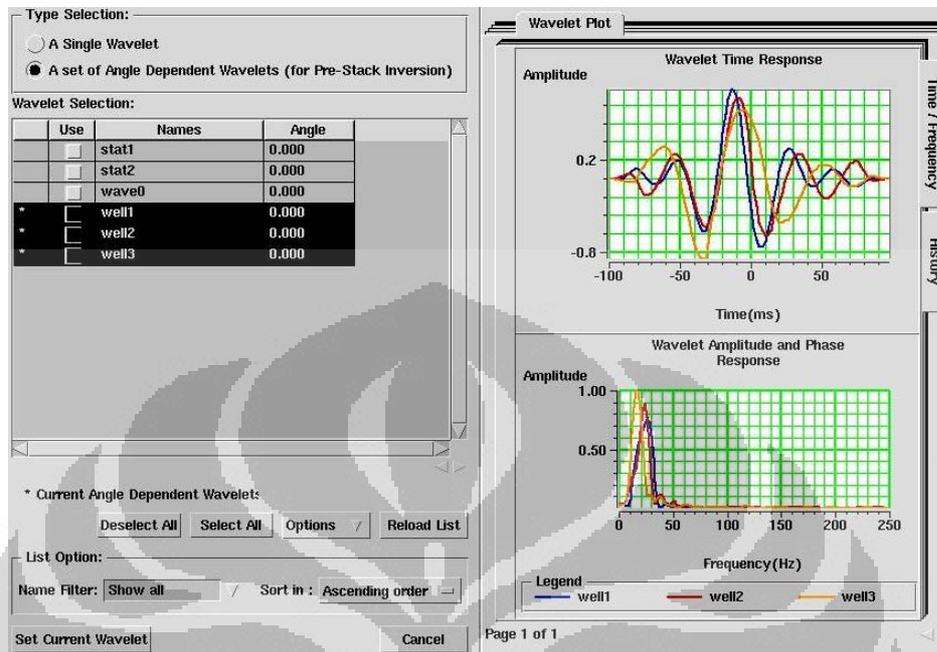
Gambar A.1 Product pada lintasan ER-1



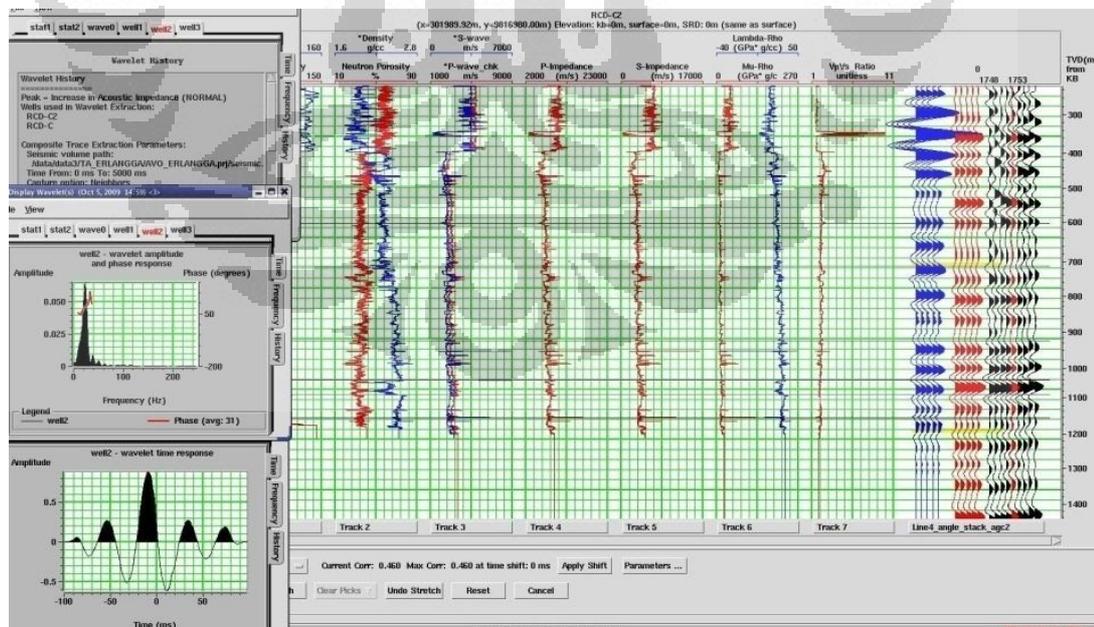
Gambar A.2 Product pada lintasan ER-2



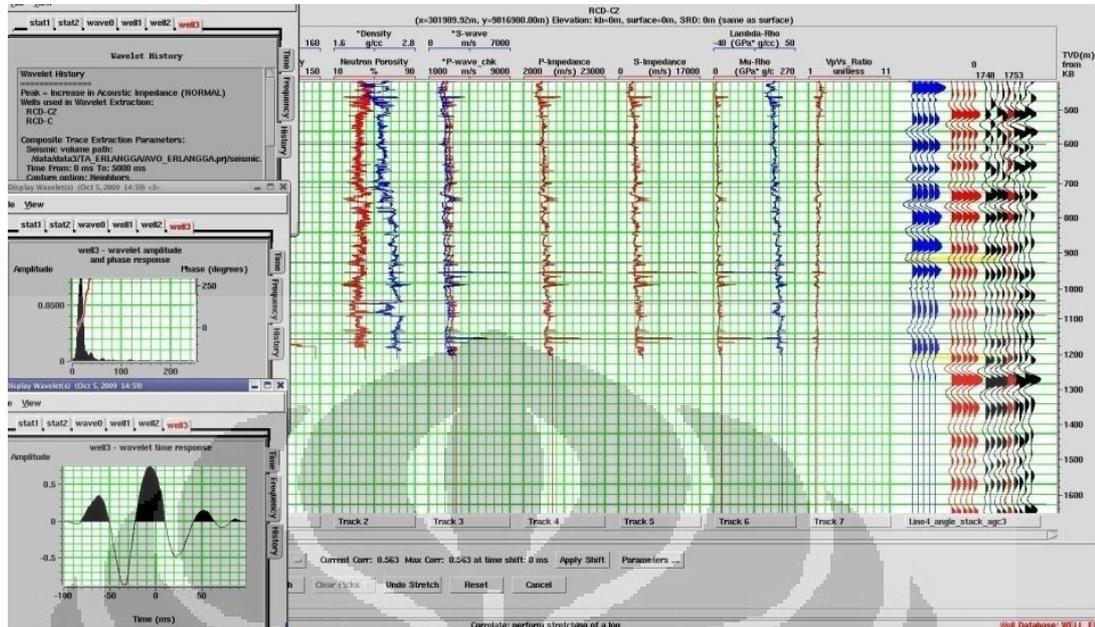
Gambar A.3 Product pada lintasan ER-3



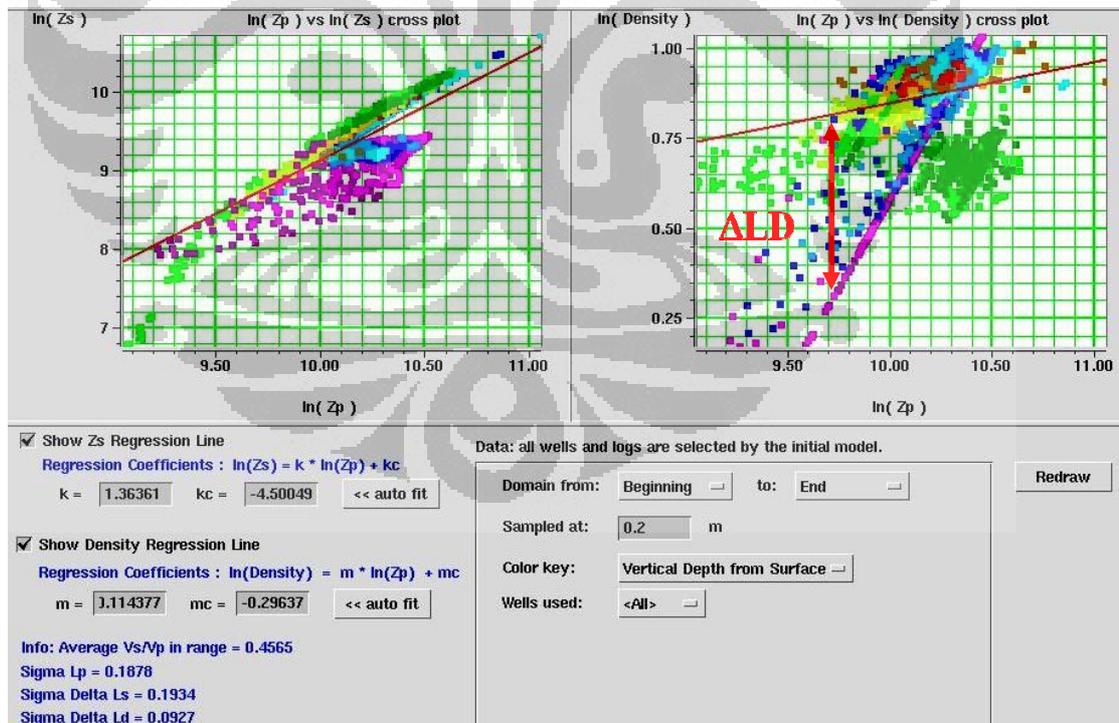
Gambar A.4 Estimasi wavelet pada proses inversi simultaneous



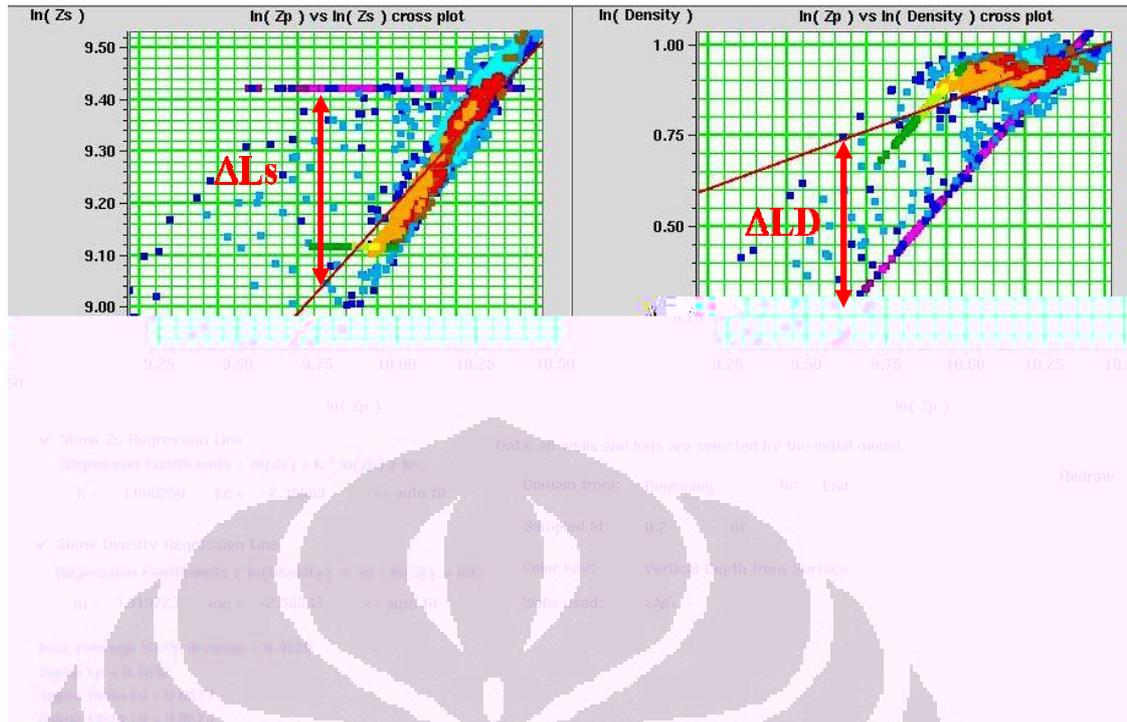
Gambar A.5 Well-seismic tie pada mid angle stack



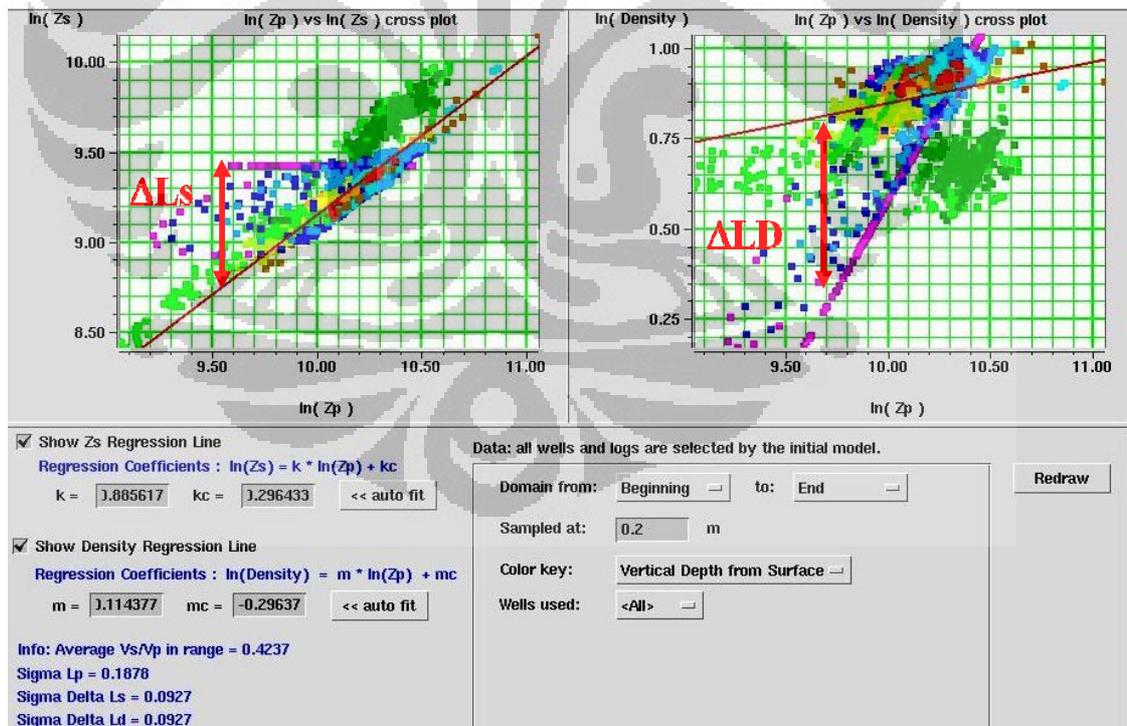
Gambar A.6 Well-seismic tie pada far angle stack



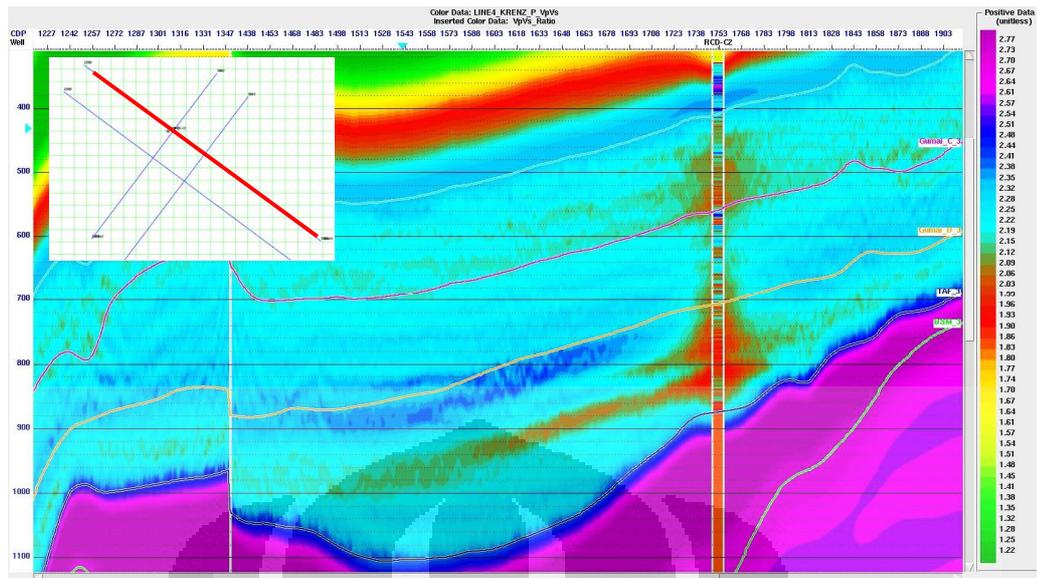
Gambar A.7 Krosplot  $\ln(Zp)$  dan  $\ln(Zs)$  dimana,  $\Delta$  dan  $\Delta$  menunjukkan anomali fluida pada lintasan ER-1



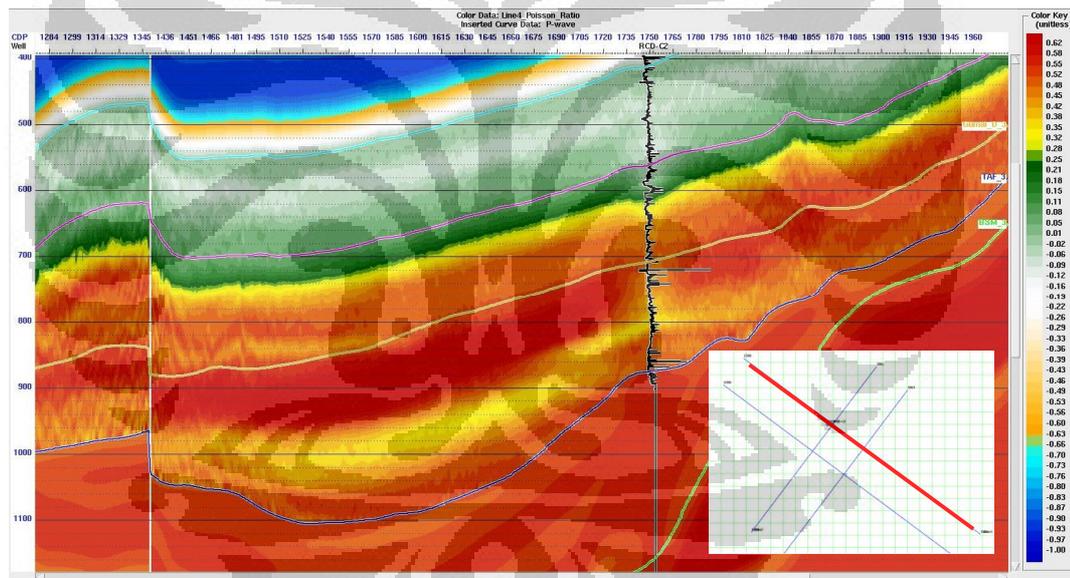
Gambar A.8 Krosplot  $\ln(Z_p)$  dan  $\ln(Z_s)$  dimana,  $\Delta L_s$  dan  $\Delta L_D$  menunjukkan anomali fluida pada lintasan ER-2



Gambar A.9 Krosplot  $\ln(Z_p)$  dan  $\ln(Z_s)$  dimana,  $\Delta L_s$  dan  $\Delta L_D$  menunjukkan anomali fluida pada lintasan ER-4



Gambar A.10 Penampang Vp/Vs



Gambar A.11 Penampang rasio poisson