



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON
BERDASARKAN PARAMETER INVERSI LAMBDA MU RHO
PADA LAPANGAN MUTAM KALIMANTAN TIMUR**

SKRIPSI

**TOTOK DOYO PAMUNGKAS
0706196891**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
JUNI 2010**



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON
BERDASARKAN PARAMETER INVERSI LAMBDA MU RHO
PADA LAPANGAN MUTAM KALIMANTAN TIMUR**

SKRIPSI

Diajukan Untuk Melengkapi Persyaratan Memperoleh Gelar Sarjana Sains

**TOTOK DOYO PAMUNGKAS
0706196891**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA
DEPOK
JUNI 2010**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Totok Doyo Pamungkas

NPM : 0706196891

Tanda Tangan :

Bulan : Juni 2010

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :

Nama : Totok Doyo Pamungkas

NPM : 0706196891

Program Studi : Fisika

Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Berdasarkan Parameter Inversi
Lambda Mu Rho Pada Lapangan Mutam Kalimantan Timur

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

DEWAN PENGUJI

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

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

Penguji II : **Dr. Waluyo** (.....)

Ditetapkan di :

Tanggal :

KATA PENGANTAR

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Alhamdulillah, segala puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah SWT karena dengan keridhoan atas rahmat, hidayah dan kasih sayang-Nya penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini.

Laporan ini disusun berdasarkan hasil penelitian Tugas Akhir di PT. VICO Indonesia, yang bertempat di Jalan Jenderal Gatot Subroto No. 42 dan dimulai sejak 22 Februari sampai 6 April 2010.

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 Skripsi ini tersusun atas bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak. Dalam kesempatan ini penulis mengucapkan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Bapak. Dr. rer. nat. Abdul Haris selaku pembimbing I, yang telah banyak memberikan bimbingan, saran, kritik dan masukan yang sangat bermanfaat kepada penulis.
2. Bapak Dr. Eng. Supriyanto selaku penguji I, yang telah memberikan saran, masukan dan kritik dalam penyusunan skripsi.
3. Bapak Dr. Waluyo selaku penguji II, yang telah member masukan, kritik dan saran terhadap penulis dalam penulisan skripsi.
4. Bapak Teguh Nugraha, ST., selaku pembimbing lapangan, yang telah memberikan banyak waktu, kesempatan, dan bimbingan ilmu kepada penulis selama penelitian tugas akhir di PT. VICO Indonesia.
5. Bapak Bambang Irawan, selaku manager Development Planning PT. VICO Indonesia.

6. Bapak Arya Ambara selaku *head section* PTDM (*Petro Technical Database Management*) PT. VICO Indonesia yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melaksanakan kerja praktek di Departemen Ekplorasi.
7. Bapak Iwan Kurniawan dan mas Aryo selaku staf Manpower Planning Departemen Human Resources yang telah banyak membantu dalam urusan administrasi Tugas Akhir di Vico.
8. Seluruh staf pengajar Departemen Fisika yang telah memberikan banyak ilmu yang bermanfaat dan staf pegawai Departemen Fisika Universitas Indonesia.
9. Seluruh staf dan karyawan PT. VICO Indonesia, khususnya rekan-rekan kerja di Departemen PTDM (*Petro Technical Database Management*), *Development Planning Team* dan *Resources Management Team*.
10. Ayahanda, Ibunda dan kakakku tercinta, yang telah memberikan dorongan moral maupun materil yang tidak ternilai hingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini.
11. Rekan dan Sahabat-sahabatku semua khususnya Geofisika Ektensi '07 dan semoga selalu sukses. Salam Super.
12. Kang Bei Berger, Asrim dan Rico teman seperjuangan yang banyak membantu secara teknis dalam menyelesaikan Skripsi ini.

Serta semua pihak yang telah memberikan bantuan selama penulis melaksanakan penelitian dan menyelesaikan Skripsi ini.

Penulis berharap semoga Skripsi ini dapat bermanfaat bagi pihak yang membacanya.

Depok, Juni 2010

Penulis

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

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

Nama : Totok Doyo Pamungkas
NPM : 0706196891
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 :

**KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON
BERDASARKAN PARAMETER INVERSI LAMBDA MU RHO
PADA LAPANGAN MUTAM KALIMANTAN TIMUR**

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 mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 12 Juni 2010

Yang menyatakan

(Totok Doyo Pamungkas)

Nama : Totok Doyo Pamungkas
Program studi : Fisika
Judul : Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Berdasarkan Parameter
Inversi Lambda Mu Rho Lapangan Mutam Kalimantan Timur

ABSTRAK

Karakterisasi reservoir dengan analisis data seismik menggunakan metode inversi Impedansi Akustik memiliki keterbatasan dalam identifikasi litologi dan kandungan fluida reservoir. Metode analisis Lambda Mu Rho (LMR) merupakan suatu metode yang cukup baik untuk mengidentifikasi litologi dan kandungan fluida. Dari pengolahan data sumur BRS-05, BRS-06 dan MUT-53 dan pengolahan data *partial stack* seismik (*near – far stack*) ditransformasikan menjadi reflektifitas-P dan reflektifitas-S menggunakan persamaan Fatti et al (1994) kemudian dilakukan proses inversi untuk mendapatkan parameter elastik batuan seperti impedansi-P, impedansi-S dan densitas lalu diturunkan menjadi parameter elastik Lambda-Rho (inkompresibilitas) dan Mu-Rho (rigiditas) yang sensitif terhadap diskriminasi litologi dan identifikasi fluida yang digunakan untuk mengetahui penyebaran batupasir gas pada zona F – G lapangan mutam, Kalimantan Timur.

Kata kunci : impedansi akustik, *partial stack*, inkompresibilitas, rigiditas

Name : Totok Doyo Pamungkas
Program Study : Physics
Title : Reservoir Hydrocarbon Characterization Based on Inversion
Parameter Lambda Mu Rho in Mutam Field East Kalimantan

ABSTRACT

Reservoir Characterization with analysis seismic data using Acoustic Impedance inversion method had limitation for identification of lithology and fluid content in reservoir. Analysis Lambda Mu Rho (LMR) method is one of many method which much better for identification of lithology dan fluid content in reservoir. From process well data of BRS-05, BRS-06, and MUT-53 with process data seismic from partial stack (*near – far stack*) transforms to be reflectivity-P and reflectivity-S using Fatti et al (1994) equation then doing process inversion for obtain elastic rock parameter such as impedance-P, impedance-S and density then derived to be Lambda-Rho (incompressibility) and Mu-Rho (rigidity) which are sensitive to discrimination and fluid identification are used to know distribution of gas sand at zone F – G mutam field, East Kalimantan.

Keywords : Acoustic impedance, partial stack, 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.....	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Batasan Masalah.....	2
1.3. Tujuan Penelitian.....	2
1.4. Waktu dan Lokasi Penelitian.....	2
1.5. Sistematika Penulisan.....	3
1.6. Jadwal Penyusunan Laporan Tugas Akhir.....	3
BAB II KARAKTERISASI RESERVOAR.....	4
2.1. Pendahuluan.....	4
2.2. Sifat Fisika Batuan.....	4
2.2.1. Kecepatan.....	5
2.2.2. Porositas.....	7
2.2.3. Densitas.....	7
2.2.4. Elastisitas Batuan.....	8
2.2.4.1. <i>Stress</i>	8
2.2.4.2. <i>Strain</i>	9

2.2.4.3. Konstanta Elastik.....	9
2.3. Konsep Dasar <i>Amplitudo Variation With Offset</i>	10
2.3.1. Metode Pendekatan AVO.....	12
2.3.1.1. Metode Fatti.....	12
2.3.2. Analisis Anomali AVO.....	13
2.3.2.1. Kelas I (<i>high impedance contrast sands</i>).....	13
2.3.2.2. Kelas II (<i>near-zone impedance contrast sands</i>).....	14
2.3.2.3. Kelas III (<i>low impedance contrast sands</i>).....	14
2.3.2.4. Kelas IV (<i>low impedance contrast sands</i>).....	14
2.4. Akustik Impedansi.....	14
2.5. Inversi Seismik.....	15
2.5.1. <i>Model Based Post Stack Inversion</i>	17
2.6. Parameter Lambda Mu Rho.....	17
BAB III GEOLOGI DAERAH PENELITIAN.....	21
3.1. Geologi Regional Cekungan Kutai.....	21
3.2. Struktur Geologi Regional Cekungan Kutai.....	22
3.3. Stratigrafi Regional Cekungan Kutai.....	24
3.4. Daerah Penelitian.....	26
3.5. Sistem Hidrokarbon (<i>Petroleum System</i>).....	26
BAB IV INVERSI LAMBDA MU RHO.....	28
4.1. Pengumpulan Data.....	28
4.1.1. Data Seismik.....	28
4.1.2. Data Sumur.....	29
4.1.3. Data <i>Checkshot</i>	31
4.1.4. Data <i>Marker</i>	31
4.2. Pengolahan Data.....	32
4.2.1. Pengolahan Data Sumur.....	32
4.2.2. Pengolahan Data Seismik.....	33
4.2.2.1. Ekstraksi Wavelet.....	34
4.2.2.2. <i>Well Seismic Tie</i>	36

4.2.2.3. Estimasi Reflektifitas Gelombang P dan S.....	36
4.2.2.4. Import Horison.....	37
4.2.2.5. Model Awal.....	38
4.2.2.6. Analisis Inversi.....	38
4.2.2.7. Inversi AI dan SI.....	39
4.2.2.8. Transformasi Lambda Mu Rho.....	41
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN.....	42
5.1. Analisa Sensitifitas Data Sumur BRS-05.....	42
5.1.1. Analisa Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S.....	42
5.1.2. Analisis Krosplot Impedansi P terhadap <i>Poisson Ratio</i>	43
5.1.3. Analisis Krosplot Lambda Rho terhadap Mu Rho.....	44
5.2. Analisa Sensitifitas Data Sumur BRS-06.....	44
5.2.1. Analisa Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S.....	44
5.3. Analisa Sensitifitas Data Sumur MUT-53.....	45
5.3.1. Analisis Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S.....	45
5.4. Analisa Penampang Impedansi Zp dan Zs.....	46
5.5. Analisa Penampang Lambda Mu Rho.....	47
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....	49
5.1. Kesimpulan.....	49
5.2. Saran.....	50
DAFTAR PUSTAKA.....	51
LAMPIRAN.....	53

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Arah pergerakan partikel dan penjalaran gelombang primer.....	5
Gambar 2.2 Arah pergerakan partikel dan penjalaran gelombang sekunder.....	6
Gambar 2.3 Hubungan <i>stress</i> terhadap matrik batuan (Royle, 2001).....	8
Gambar 2.4 Refleksi dan transmisi gelombang P untuk sudut datang tidak sama dengan nol (Yilmaz,2001).....	11
Gambar 2.5 Pembagian AVO pada <i>gas sands</i> berdasarkan klasifikasi Rutherford – Williams dan dimodifikasi oleh Castagna (Castagna, 1998).....	13
Gambar 2.6 Konsep inversi Impedansi Akustik. <i>Forward modeling</i> ditunjukkan pada anak panah berwarna merah dan hitam untuk <i>modeling</i> inversi. (Hampson and Russel, 2008).....	16
Gambar 2.7 Skema metode inversi Lambda Mu Rho (Burianyk, 2000).....	18
Gambar 2.8 Pembuktian krosplot interpretasi Lambda Rho dan Mu Rho pada sumur gas (Goodway,1997).....	19
Gambar 2.9 Krosplot Lambda rho terhadap Mu rho secara orthogonal dalam pemisahan litologi batuan (Gray and Andersen, 2000).....	19
Gambar 3.1 Lokasi daerah penelitian lapangan mutam.....	21
Gambar 3.2 Tatanan tektonika cekungan Kutai dan sekitarnya (Vico,1995)...	22
Gambar 3.3 Struktur Geologi Regional Cekungan Kutai (Vico ,1995).....	23
Gambar 3.4 Chronostratigrafi Kutai Basin (Vico, 1995).....	24
Gambar 3.5 Stratigrafi Cekungan Kutai (Soebakty, 2002).....	24
Gambar 3.6 Data <i>Well Composite</i> Interpretasi Petrofisika sumur BRS-05.....	26
Gambar 4.1 Data Seismik <i>near stack</i> (0°-16°).....	28
Gambar 4.2 Data Seismik <i>far stack</i> (16°-32°).....	29
Gambar 4.3 Lokasi Sumur BRS-05, BRS-06, dan MUT-53.....	29
Gambar 4.4 Data log sumur BRS-05.....	29
Gambar 4.5 Data log sumur BRS-06.....	30
Gambar 4.6 Data log sumur MUT-53.....	31
Gambar 4.7 Tahapan kerja pembuatan seismogram sintetik.....	32
Gambar 4.8 Tahap pengolahan data seismik.....	33

Gambar 4.9 Tahapan ekstraksi wavelet.....	34
Gambar 4.10 Ekstraksi wavelet sumur BRS-05.....	35
Gambar 4.10 Ekstraksi wavelet sumur BRS-06.....	35
Gambar 4.11 Ekstraksi wavelet sumur MUT-53.....	35
Gambar 4.13 <i>Well Seismic Tie</i> pada sumur BRS-5.....	36
Gambar 4.14 Import horison.....	38
Gambar 4.15 Analisis error inversi.....	39
Gambar 4.16 Model awal inversi AI dan SI pada sumur BRS-05.....	39
Gambar 4.17 Tampilan hasil inversi AI metode <i>model based</i> pada sumur MUT-53.....	40
Gambar 4.18 Tampilan hasil inversi AI metode <i>model based</i> pada sumur BRS-05.....	40
Gambar 4.19 Tampilan penampang Lambda Rho.....	41
Gambar 4.20 Tampilan penampang Mu Rho.....	41
Gambar 5.1 Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S dengan skala warna resistivity (kiri) dan gamma ray (kanan).....	42
Gambar 5.2 Krosplot Impedansi P terhadap <i>Poisson Ratio</i>	43
Gambar 5.3 Krosplot Lambda Rho terhadap Mu Rho.....	44
Gambar 5.4 Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S.....	44
Gambar 5.5 Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S.....	45
Gambar 5.6 <i>Arbitrary line</i> penampang Impedansi Zp dan Zs.....	46
Gambar 5.7 Analisa <i>arbitrary line</i> penampang Lambda Rho dan Mu Rho.....	47
Gambar 5.8 <i>Slice</i> Lambda Rho dan Mu Rho pada zona F-G.....	48

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Karakteristik reservoir yang dikalibrasi dengan sifat akustik metoda seismik yang ingin diukur, misalnya ketebalan reservoir, porositas, tebal porositas (*porosity feet*), tebal lapisan pasir, zona terkekarkan maupun jenis fluida pori. Karakter reservoir tersebut dapat diukur secara relatif dengan data seismik namun untuk melakukannya perlu dipahami bagaimana sifat akustik reservoir tersebut dipengaruhi karakter reservoir.

Ostrander (1982) dalam pernyataannya menunjukkan bahwa amplitudo gelombang pantul dari medium pasir gas bervariasi menurut bertambahnya offset dan memanfaatkan sifat fisis ini sebagai indikasi langsung keberadaan hidrokarbon (*Direct Hydrocarbon Indicator*). Metode ini dikenal sebagai *Amplitude Variation with Offset* (AVO). Analisis AVO merupakan salah satu teknik yang relatif baru, digunakan dalam eksplorasi minyak untuk karakterisasi reservoir terutama untuk memprediksi keberadaan hidrokarbon (terutama gas) dan litologi batuan. Selain itu, pada tahun 1997 Goodway dkk. memperkenalkan teknik inversi menggunakan parameter Lambda, Mu, dan Rho. Parameter Lambda Rho (inkompresibilitas fluida) sensitif terhadap keberadaan fluida dalam suatu reservoir sehingga dapat digunakan untuk deteksi kandungan fluida dalam reservoir dan Mu Rho menunjukkan rigiditas dan dapat digunakan untuk membedakan litologi. Dalam penelitian ini digunakan analisis atribut Lambda-Mu-Rho untuk mengkarakterisasi reservoir yaitu untuk mendapatkan persebaran litologi dan fluida gas terutama hidrokarbon dan batubara. Ruang lingkup karakterisasi reservoir difokuskan pada area lapangan mutam subcekungan Kutai Kalimantan Timur, dengan zona yang diteliti adalah Zona F – G.

1.2 Batasan Masalah

Pada penelitian ini, penulis membatasi masalah pada proses inversi *post stack* dari data *partial stack* seismik 3D dengan batas Inline 2490 – 2900 dan Xline 4225 – 4780 sampai pada tahap transformasi parameter *Lambda-Mu-Rho*. Analisis data dilakukan dengan menggunakan *software* Hampson Russel versi CE8/R4.

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Mengetahui proses tahapan inversi Impedansi Akustik sampai pada transformasi parameter Lambda-Mu-Rho.
2. Mengidentifikasi dan menentukan penyebaran reservoir hidrokarbon dan litologi batuan di zona Vico horison F – G berdasarkan parameter Lambda Rho, dan Mu Rho.

1.4 Waktu dan Lokasi Penelitian

Waktu pelaksanaan penelitian dilakukan selama 2 bulan, mulai 22 Februari sampai 6 April 2010. Lokasi kerja praktek dilaksanakan di PT.VICO Indonesia, Jl.Jenderal Gatot Subroto No.42 Jakarta Selatan.

1.5 Sistematika Penulisan

Pada sistematika penulisan laporan Tugas Akhir ini, penulis mendefinisikan menjadi enam bab, dengan penjelasan pada masing-masing bab sebagai berikut :

Bab I ini membahas tentang pendahuluan, latar belakang, batasan masalah, tujuan penelitian, waktu dan lokasi penelitian, sistematika penulisan laporan dan jadwal penulisan laporan.

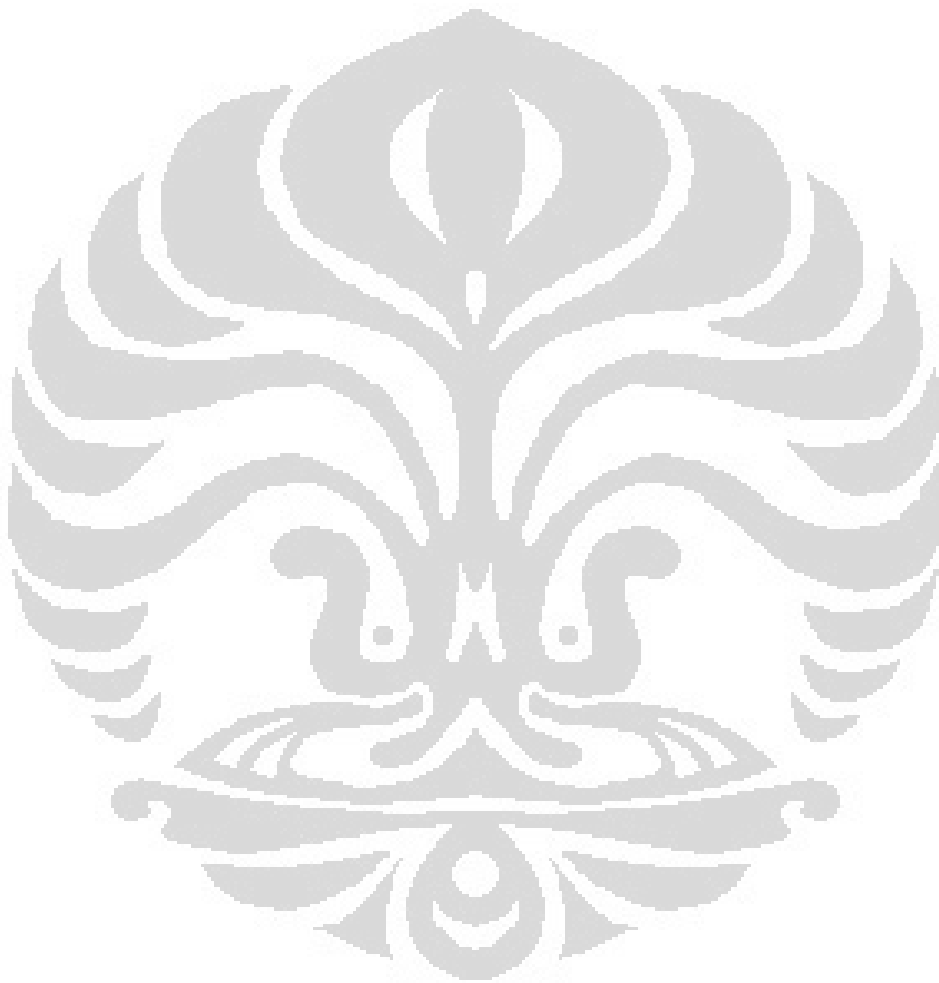
Bab II membahas mengenai teori dasar dari penelitian mengenai konsep dasar metoda seismik refleksi, proses inversi data 3D seismik refleksi, dan parameter Lambda Rho dan Mu Rho.

Bab III menjelaskan tentang keadaan geologi regional daerah penelitian yang dikaji dalam tugas akhir.

Bab IV menjelaskan tentang metode penelitian dalam proses inversi data seismik 3D dan transformasi parameter inversi Lambda Rho dan Mu Rho.

Bab V ini menerangkan mengenai pembahasan hasil analisis sifat fisika batuan dan hasil inversi penelitian tugas akhir.

Bab VI membahas mengenai kesimpulan yang telah didapat dari penelitian saat kerja praktek dan saran-saran yang diperlukan untuk memperoleh hasil yang baik dalam proses inversi data seismik 3D dan parameter inversi Lambda-Mu-Rho.



BAB II

KARAKTERISASI RESERVOAR

2.1 Pendahuluan

Karakterisasi reservoir secara umum didefinisikan sebagai proses pendeskripsian secara kualitatif dan kuantitatif karakter reservoir dengan menggunakan semua data yang tersedia. Secara umum parameter karakter reservoir meliputi (Kelkar, 1982) :

1. Distribusi besar butir dan pori
2. Porositas dan permeabilitas reservoir
3. Distribusi fasies
4. Lingkungan pengendapan
5. Deskripsi cekungan beserta tubuh reservoir

Karakterisasi reservoir menurut Sukmono 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.

2.2 Sifat Fisika Batuan

Kondisi batuan suatu reservoir dapat digambarkan dengan menggunakan konsep petrofisika. Dengan sifat fisis dapat menentukan bagaimana penjalaran gelombang di dalam batuan. Berikut merupakan sifat-sifat fisika batuan, yaitu kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S, porositas, densitas dan elastisitas batuan.

2.2.1 Kecepatan

Di dalam aplikasi seismik eksplorasi, dua kecepatan yang utama adalah kecepatan gelombang primer (V_p) dan kecepatan gelombang sekunder (V_s) yang dinyatakan dalam persamaan gelombang berikut :

1. Gelombang primer (*longitudinal/compressional wave*), terbentuk dari osilasi tekanan yang menjalar dari satu tempat ke tempat yang lain. Gerakan partikel medium yang dilewati gelombang ini adalah searah dengan arah penjalaran gelombangnya (gambar 2.1). Kecepatan penjalaran gelombang primer dinyatakan dalam persamaan :

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

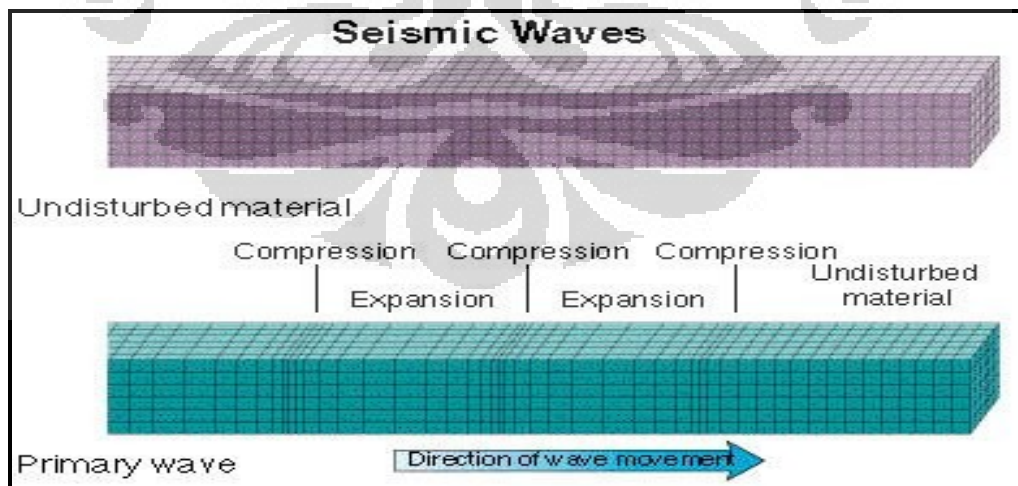
Keterangan :

V_p = kecepatan gelombang P

k = modulus bulk

μ = modulus geser

ρ = densitas.



Gambar 2.1 Arah pergerakan partikel dan penjalaran gelombang primer

(<http://Bp3.blogger.com>)

2. Gelombang sekunder (*transversal/shear wave*), adalah gelombang yang arah geser (osilasi) partikel-partikel mediumnya tegak lurus terhadap arah penjalaran gelombangnya (gambar 2.2). Gelombang S terdiri dari dua komponen yakni gelombang SV dengan arah gerakan terpolarisasi pada bidang vertikal dan SH dengan arah gerakan terpolarisasi pada bidang horisontal. Persamaan kecepatan gelombang sekunder dinyatakan dalam persamaan berikut (2.2)

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

Keterangan :

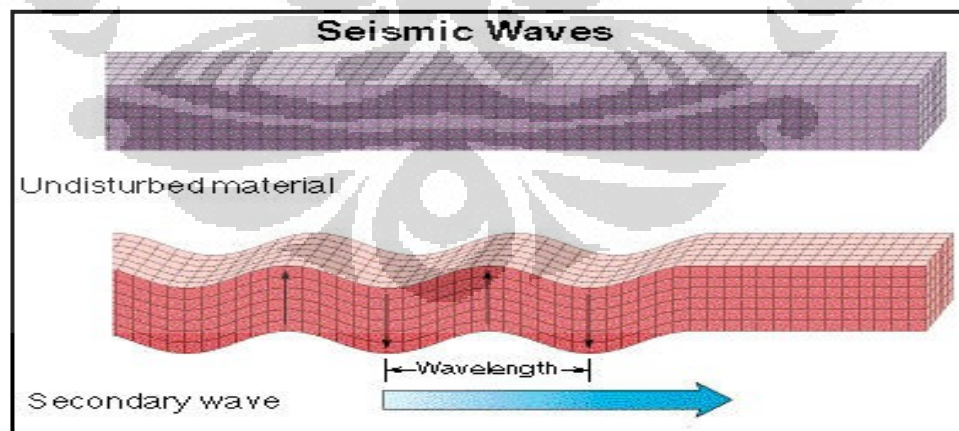
V_s = kecepatan gelombang S

μ = modulus geser

ρ = densitas

Dari kedua rumus persamaan dapat disusun hubungan antara kecepatan gelombang P (V_p) dan gelombang S (V_s) :

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



Gambar 2.2 Arah pergerakan partikel dan penjalaran gelombang sekunder

(<http://Bp3.blogger.com>)

2.2.2 Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume pori batuan dengan volume totalnya. Secara umum perbandingan ini dinyatakan dalam persen (%) maupun *fraction* yang dirumuskan dengan :

$$Porositas(\phi) = \left(\frac{Volume\ pori}{Volume\ total} \right) \times 100\% \quad (2.4)$$

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 – 15 %.

$$Porositas\ efektif(\phi_e) = \left(\frac{Volume\ pori -\ pori\ berhubunga}{Volume\ total} \right) \times 100\% \quad (2.5)$$

Hubungan antara porositas dengan kecepatan dianggap linier apabila makin besar porositas maka volume pori makin besar, sehingga kekompakan batuan berkurang dan menyebabkan kecepatan menjadi rendah. Perubahan pada porositas batuan menyebabkan perubahan densitasnya dan 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 banyaknya mineral (persentasenya), komposisi kimia dan mineral, suhu dan tekanan, porositas (rongga rekahan batuan), bentuk cairan atau material yang mengisi ruang pori. Densitas dapat didefinisikan dengan rumus :

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

Keterangan : ρ = densitas bulk medium

ϕ = porositas batuan

ρ_m = densitas matriks batuan

ρ_b = densitas fluida

Dalam persamaan Wyllie mengasumsikan bahwa mineral dari matriks batuan yaitu seluruhnya dan terdapat dalam pori, maka nilai densitas bulk batuan adalah:

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

Dimana : ρ_b = densitas bulk batuan

ρ_m = densitas matriks batuan

ρ_w = densitas air

ρ_{hc} = densitas hidrokarbon

S_w = saturasi air (water saturation)

ϕ = porositas batuan

2.2.4 Elastisitas Batuan

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

2.2.4.1 Stress

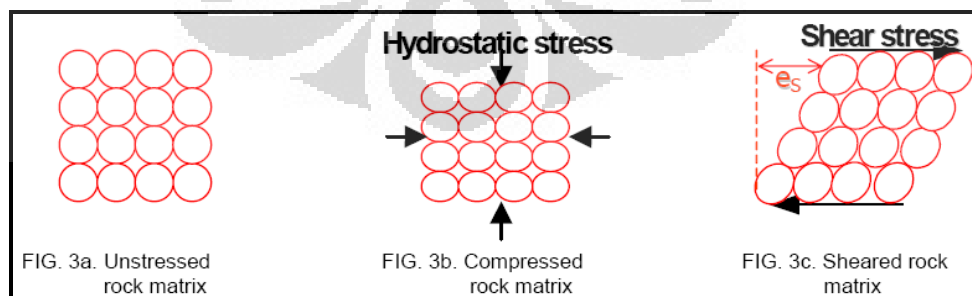
Stress didefinisikan sebagai gaya persatuan luas. *Stress* merupakan rasio gaya terhadap luas daerah yang dikenai gaya.

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

Dimana : p = stress

F = gaya

A = luas



Gambar 2.3 Hubungan *stress* terhadap matrik batuan (Royle, 2001)

2.2.4.2 Strain

Apabila 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 tiga, 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.

$$e_l = \frac{\Delta L}{L} \quad (2.9)$$

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

$$e_w = \frac{\Delta W}{W} \quad (2.10)$$

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

$$e_s = \frac{\Delta Y}{X} = \tan \theta \quad (2.11)$$

Dimana: e_l = *longitudinal strain*

e_w = *transverse strain*

e_s = *shear strain*

ΔL = perubahan panjang dan L = panjang mula-mula

ΔW = perubahan lebar dan W = lebar mula-mula

ΔL , L , ΔW dan W mempunyai dimensi yang sama yaitu dimensi panjang θ adalah perubahan sudut (Sukmono, 2001).

2.2.4.3 Konstanta Elastik

Konstanta elastik yang mempresentasikan sifat fisis batuan yang merupakan ukuran dari kompresibilitas material tegak lurus terhadap *stress* yang dikenakan, atau rasio dari strain transversal terhadap *strain* longitudinal disebut Rasio Poisson

(Hampson Russell, 2006). Rasio Poisson (σ) dapat dinyatakan sebagai fungsi kecepatan gelombang P (V_p) dan kecepatan gelombang S (V_s) sebagai berikut:

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

Dimana : σ = Rasio Poisson

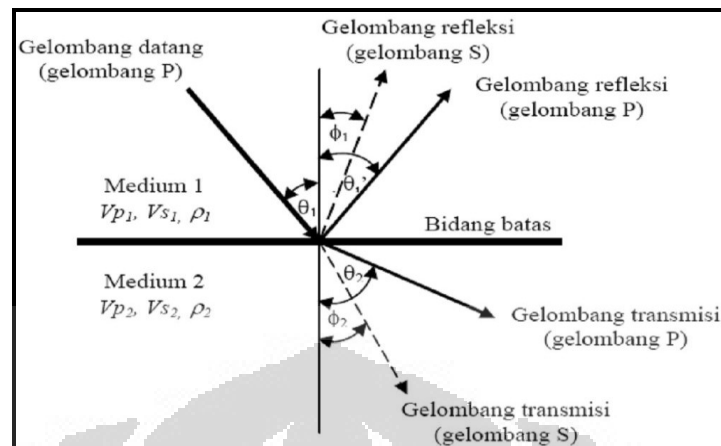
V_p = Kecepatan Gelombang P

V_s = Kecepatan Gelombang S

2.3 Konsep Dasar *Amplitudo Variation With Offset (AVO)*

Metode 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 (ρ) dari setiap lapisan, serta sudut datang (θ_1) sinar seismik.



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

Zeoppritz (1919) memperkenalkan pertama kali persamaan dasar AVO dalam analisa 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. Persamaan tersebut dibuat dalam bentuk matriks.

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1 & \cos \phi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ -\cos \theta_1 & \sin \phi_1 & -\cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1 \cos 2\phi_1}{\beta_1} & \frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2^2}{\rho_1 \alpha_2 \beta_1^2} \sin 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2}{\rho_1 \beta_1} \cos 2\phi_2 \\ \cos 2\phi_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 \\ -\cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Keterangan :

A = Amplitudo gelombang P refleksi; θ_1 = sudut datang gelombang P

B = Amplitudo gelombang S refleksi; θ_2 = sudut bias gelombang P

C = Amplitudo gelombang P transmisi; ϕ_1 = sudut pantul gelombang S

D = Amplitudo gelombang S transmisi; ϕ_2 = sudut bias gelombang S

α = kecepatan gelombang P; ρ = densitas

β = kecepatan gelombang S

2.3.1 Metode Pendekatan AVO

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

2.3.1.1 Metode Fatti

Metodologi Fatti (Fatti and others, 1994) adalah metode pendekatan yang lebih baik dari persamaan Shuey dalam menganalisa AVO. Metode ini tidak hanya lebih akurat pada kasus *higher angle-of-incidence*, tetapi ini merupakan kebebasan dari segala asumsi pada densitas dan mengijinkan arti pentingnya V_p/V_s apabila diperlukan. Persamaan dirumuskan sebagai berikut :

$$R_{pp}(\theta) = C_1 R_p + C_2 R_s + C_3 R_D \quad (2.14)$$

dimana:

$$C_1 = 1 + \tan^2 \theta$$

$$C_2 = -8\gamma \sin^2 \theta; \quad \text{dengan } \gamma = \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2$$

$$C_3 = -\frac{1}{2} \tan^2 \theta + 2\gamma \sin^2 \theta$$

Untuk R_p dan R_s dari reflektivitas gelombang P dan S :

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (2.15)$$

$$R_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (2.16)$$

$$R_D = \left[\frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (2.17)$$

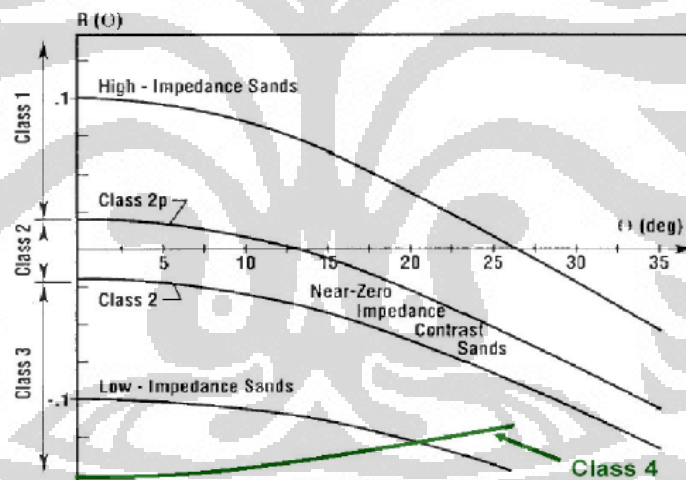
Untuk dua atribut yang dapat dipecahkan, yaitu *normal-incidence* P dan S reflektivitas impedansi yang lebih mudah diterima untuk interpretasi. Satu catatan penting adalah reflektivitas S (R_s) memiliki *travel time* P. Ini merupakan fakta bahwa

yang kita lakukan untuk estimasi reflektifitas S berasal dari data *gather*s seismik P-wave. Dan penggunaan persamaan Shuey yang biasa digunakan untuk mengestimasi reflektifitas S dari gradient (asumsi lain) merupakan metode yang valid, tapi tidak sebaik metode Fatti.

2.3.2 Analisis Anomali AVO

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

Lalu Rutherford dan Williams (1989) membagi anomali AVO pada batupasir (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 2.5 Pembagian AVO pada gas sands berdasarkan klasifikasi Rutherford – Williams dan dimodifikasi oleh Castagna (Castagna, 1998)

2.3.2.1 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.

2.3.2.2 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. Pasir gas 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*.

2.3.2.3 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*.

2.3.2.4 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 magnitude 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 Akustik Impedansi

Impedansi Akustik (AI) adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis lithologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Oleh karena itu AI dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, pemetaan litologi. AI dirumuskan sebagai :

$$AI = \rho.V \quad (2.18)$$

Keterangan :

ρ = densitas

V = kecepatan gelombang seismik

Pemantulan gelombang seismik terjadi disebabkan oleh adanya kontras AI antar lapisan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal adalah :

$$E(\text{reflected})/E(\text{incidence}) = KR^2$$

$$KR_i = \frac{(\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i)}{(\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i)}$$

$$KR_i = \frac{(AI_{i+1} - AI_i)}{(AI_{i+1} + AI_i)}$$

(2.19)

Keterangan :

E = energi

KR = koefisien refleksi

AI_1 = impedansi akustik lapisan atas

AI_2 = impedansi akustik lapisan bawah

Harga kontras AI dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudo refleksinya semakin besar refleksi dan kontras AI-nya. AI seismik memberikan resolusi lateral dan cakupan (*coverage*) yang baik. Sedangkan AI sumur memberikan resolusi vertikal yang sangat baik tetapi resolusi cakupan lateralnya buruk. Dimana AI adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Oleh karena itu AI dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan satuan aliran sampai dengan alat analisa kuantitatif.

2.5 Inversi Seismik

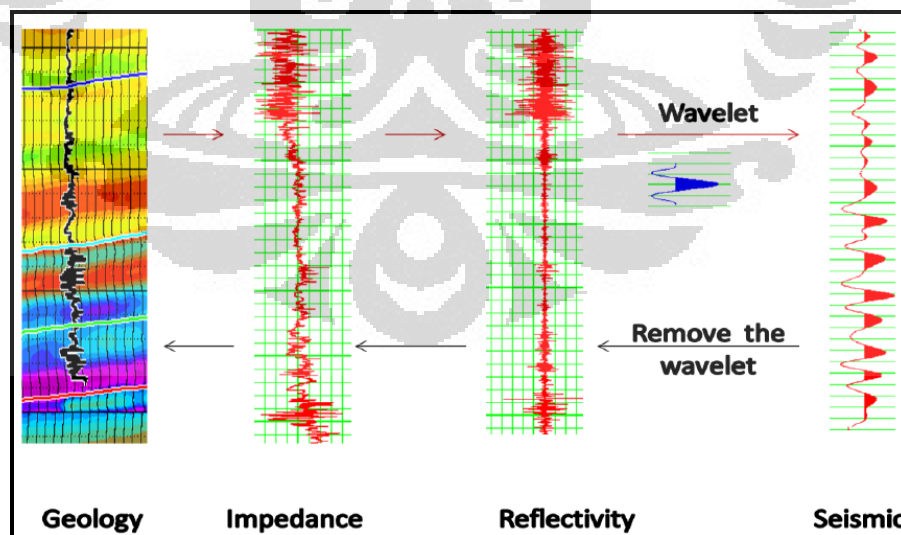
Seismik inversi adalah suatu teknik untuk menggambarkan model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai masukan dan data log sebagai pengontrol. Data seismik mempunyai resolusi yang bagus ke arah lateral sedangkan data log mempunyai resolusi yang baik ke arah vertikal, namun terbatas pada resolusi

kearah 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 (AI). Salah satu tahapan penting dalam hal ini adalah proses dekonvolusi yang merupakan kebalikan dari proses konvolusi, yaitu perubahan wavelet menjadi koefisien refleksi. Langkah-langkah penting yang dilakukan dalam seismik inversi antara lain adalah kalibrasi data sumur dengan data seismik, pemodelan geologi, dan interpretasi detail unit stratigrafi.

Langkah-langkah penting yang dilakukan dalam seismik inversi antara lain melakukan kalibrasi data sumur dengan seismik, ekstraksi wavelet, proses inversi data seismik, dan melakukan krosplot parameter hasil inversi dan hasil turunan dari persamaan reflektivitas gelombang P dan S yaitu λ - μ - ρ yang akan dibahas pada penelitian ini.

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.



Gambar 2.6 Konsep inversi Impedansi Akustik. *Forward modeling* ditunjukkan pada anak panah berwarna merah dan hitam untuk *modeling* inversi. (Hampson and Russel, 2008)

2.5.1 *Model Based Inversion*

Metode inversi *model based* dimulai dengan persamaan sebagai berikut :

$$S = W * Rc + Noise \quad (2.20)$$

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 tras seismik. Pada penelitian ini menggunakan teknik inversi *post-stack* yaitu inversi *model based*.

Metoda inversi berbasis model memiliki kelebihan diantaranya :

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

Dan kekurangan metode inversi berbasis model adalah :

- 1) Solusinya didasarkan pada proses iterasi.
- 2) Kemungkinan yang tidak terbatas untuk mendapatkan pasangan kecepatan
- 3) atau kedalaman untuk nilai waktu sama atau dikenal juga dengan
- 4) Permasalahan ketidakunikan solusi.

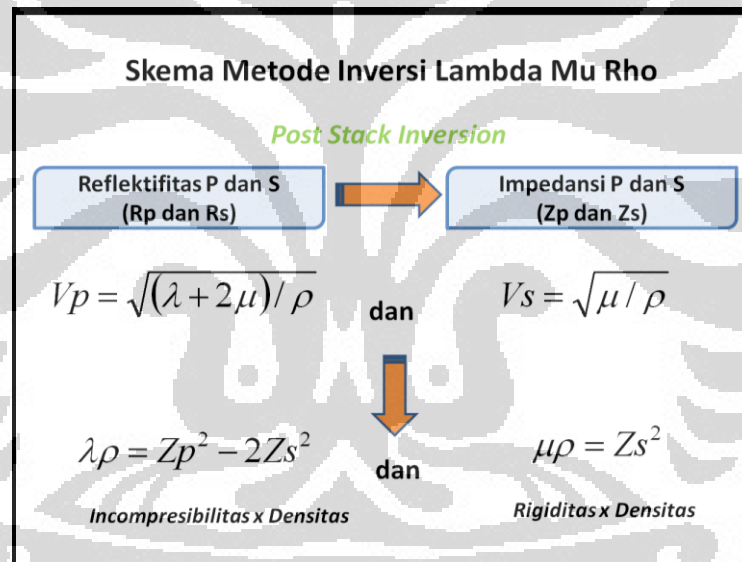
2.6 **Parameter Lambda Mu Rho**

Hasil atribut impedansi P dan S dari metode Fatti (atau nilai yang sama dari hasil estimasi AVO atribut lain seperti Shuey's NIP dan gradient), estimasi lapisan impedansi dari inversi *post stack* (Goodway and other, 1997). Ini merupakan inversi *post stack* dengan mengubah tras seismik menjadi *pseudo velocity* atau impedansi *well-log*.

Inversi dari Rp dan Rs menghasilkan nilai impedansi P dan S pada lapisan-lapisan geologi. Dari persamaan umum Vp dan VS (yang bergantung pada parameter Lamé, modulus rigiditas dan densitas), dapat dihasilkan persamaan sederhana yang

mengkombinasikan nilai impedansi untuk mendapatkan estimasi properti elastisitas batuan. Hubungan densitas tidak diisolasi melainkan digunakan pada atribut yang berhubungan dengan karakteristik batuan yaitu inkompresibilitas (*Lambda-Rho*) dan rigiditas (*Mu-Rho*) batuan dan fluida yang mengisi pori-pori batuan. Seperti yang tertera pada gambar 2.7. Inversi dari *post stack* pada R_p dan R_s memberikan layer impedansi (*pseudo well logs*) yang dapat dikombinasikan kedalam properti batuan (*Lambda-Rho* dan *Mu-Rho*) melalui hubungan V_p dan V_s .

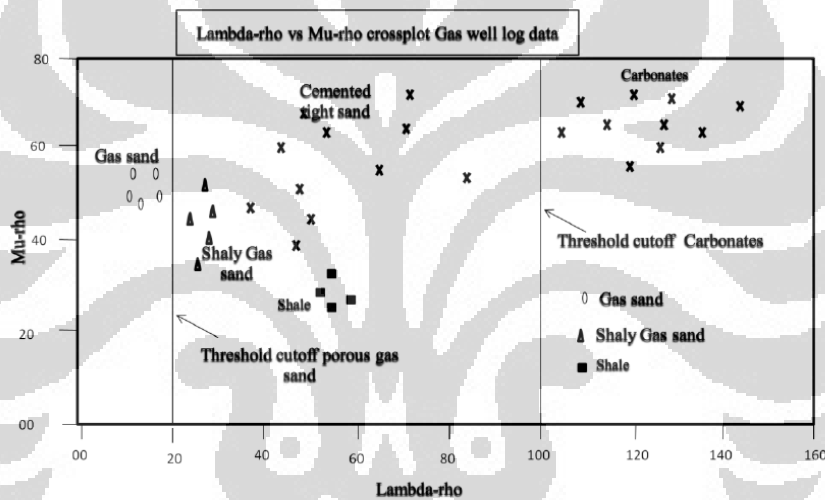
Lambda-rho dan *Mu-rho* merupakan parameter Lamé yang diperoleh dari inversi AVO (*Amplitude Versus Offset*) yang berguna untuk mempertajam identifikasi zona reservoir (Goodway, 1997). *Lambda-rho* dan *mu-rho* diturunkan dari persamaan reflektifitas impedansi gelombang P dan S (Fatti, 1994).



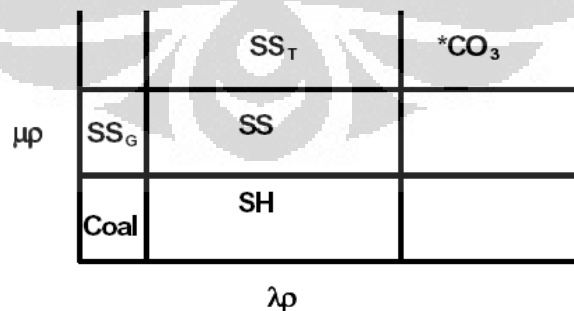
Gambar 2.7. Skema metode inversi Lambda Mu Rho (Burianyak, 2000).

Konsep inkompresibilitas dan rigiditas ditunjukkan dengan *Lambda-rho* dan *Mu-rho*. Rigiditas 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 (λ) yang berkaitan erat dengan inkompresibilitas mengandung informasi lebih banyak mengenai kandungan fluida batuan. Inkompresibilitas disebut sebagai modulus bulk yaitu resistensi batuan terhadap perubahan volume yang disebabkan oleh perubahan tekanan dan merupakan kebalikan dari kompresibilitas. 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.



Gambar 2.8 Pembuktian krosplot interpretasi Lambda Rho dan Mu Rho pada sumur gas (Goodway,1997)



Gambar 2.9 Krosplot Lambda rho terhadap Mu-rho secara orthogonal dalam pemisahan litologi batuan (Gray & Andersen, 2000).

Kondisi yang digambarkan pada gambar 2.9 untuk membedakan antara *shale* (SH), *sandstone* (SS), *sandstone* yang tersaturasi dengan gas (SS_G), *cemented sandstone* (SST), dan Karbonat ($*CO_3$) dan batubara (*coal*).

Berikut ini adalah karakter nilai parameter lambda-rho dan mu-rho pada beberapa litologi batuan.

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.

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.

BAB III

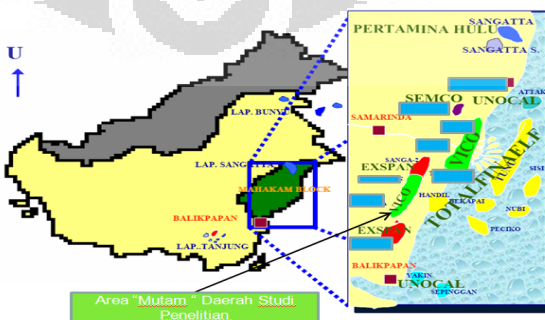
GEOLOGI DAERAH PENELITIAN

3.1 Geologi Regional Cekungan Kutai

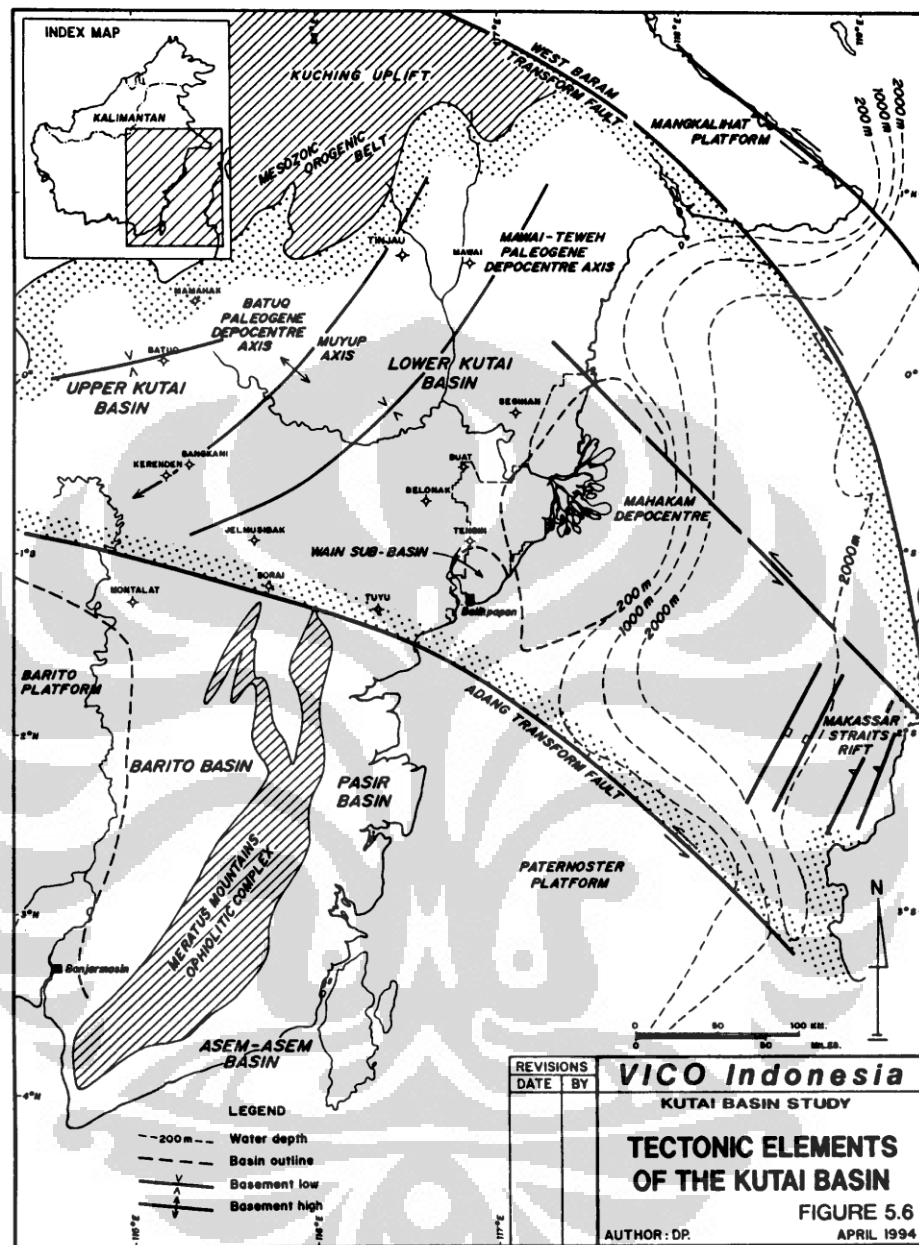
Cekungan Kutai terletak di pesisir timur Kalimantan. Cekungan ini merupakan cekungan yang luas, aktifitas sedimentasinya berlangsung sejak Eosen hingga Miosen Tengah. Akibat pengangkatan Pegunungan Meratus cekungan Kutai terpisah menjadi tiga bagian cekungan, yaitu cekungan Barito dan Pasir yang terletak pada bagian selatan Pegunungan Meratus dan cekungan Kutai dibagian utara.

Aktifitas tektonik dari lempeng Filipina, Indo-Australia, dan Eurasian sejak Cretaceous menghasilkan kumpulan cekungan samudera dan blok mikro kontinen yang dibatasi oleh adanya zona subduksi, pergerakan menjauh antar lempeng dan sesar-sesar mayor.

Cekungan kutai terbentuk karena proses pemekaran pada kala Eosen tengah yang diikuti oleh fase pelenturan dasar cekungan yang berakhir pada Oligosen akhir. Peningkatan tekanan karena tumbukan lempeng mengakibatkan pengangkatan dasar cekungan ke arah Barat laut yang menghasilkan siklus regresif utama sedimentasi klastik di cekungan Kutai, dan tidak terganggu sejak Oligosen akhir hingga sekarang. Pada kala Miosen tengah pengangkatan dasar cekungan dimulai dari bagian barat cekungan kutai yang bergerak secara progresif ke arah timur sepanjang waktu dan bertindak sebagai pusat pengendapan. Selain itu juga terjadi susut laut yang berlangsung terus menerus sampai Miosen akhir. Bahan yang diendapkan berasal dari bagian selatan, barat dan utara cekungan. (Vico "Kutai Basin Study",1995).



Gambar 3.1 Lokasi daerah penelitian lapangan mutam



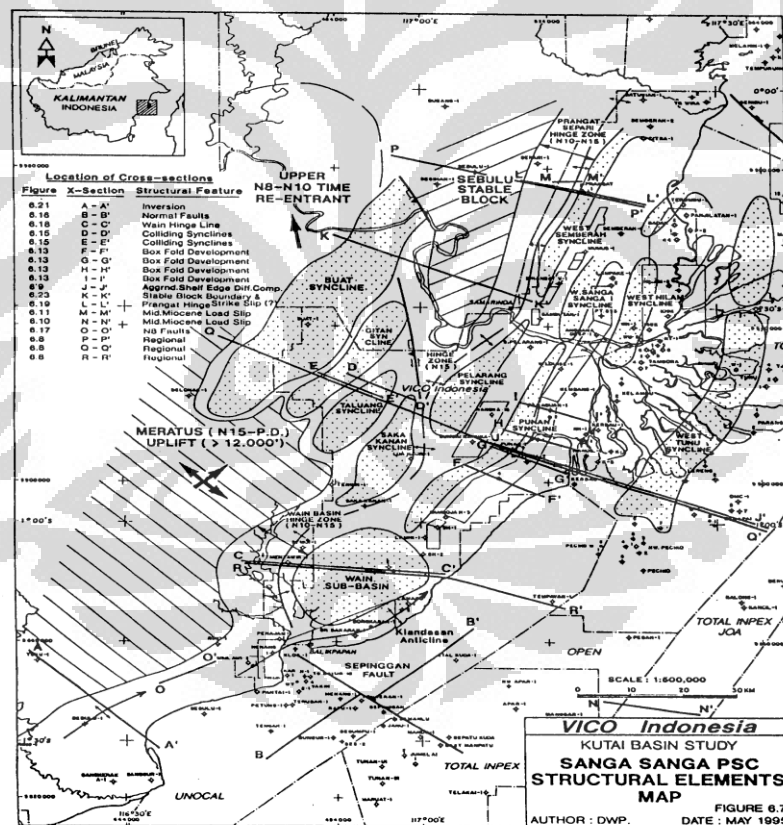
Gambar 3.2 Tatanan tektonika cekungan Kutai dan sekitarnya (Vico,1995)

3.2 Struktur Geologi Regional Cekungan Kutai

Cekungan Kutai terdiri dari sub cekungan Kutai bagian atas di daerah barat dan sub cekungan Kutai bagian bawah di daerah timur. Pada saat ini sub cekungan Kutai bagian atas merupakan daerah pengangkatan tektonik dan erosi yang dihasilkan dari tektonik inversi Miosen awal di pusat pengendapan Paleogen. Sub cekungan Kutai

bagian bawah dibatasi oleh dua zona sesar berarah barat laut-tenggara, yaitu sesar Adang di selatan dan sesar Sangkulirang di bagian utara, kedua sesar ini meliputi bagian daratan dan bagian laut.

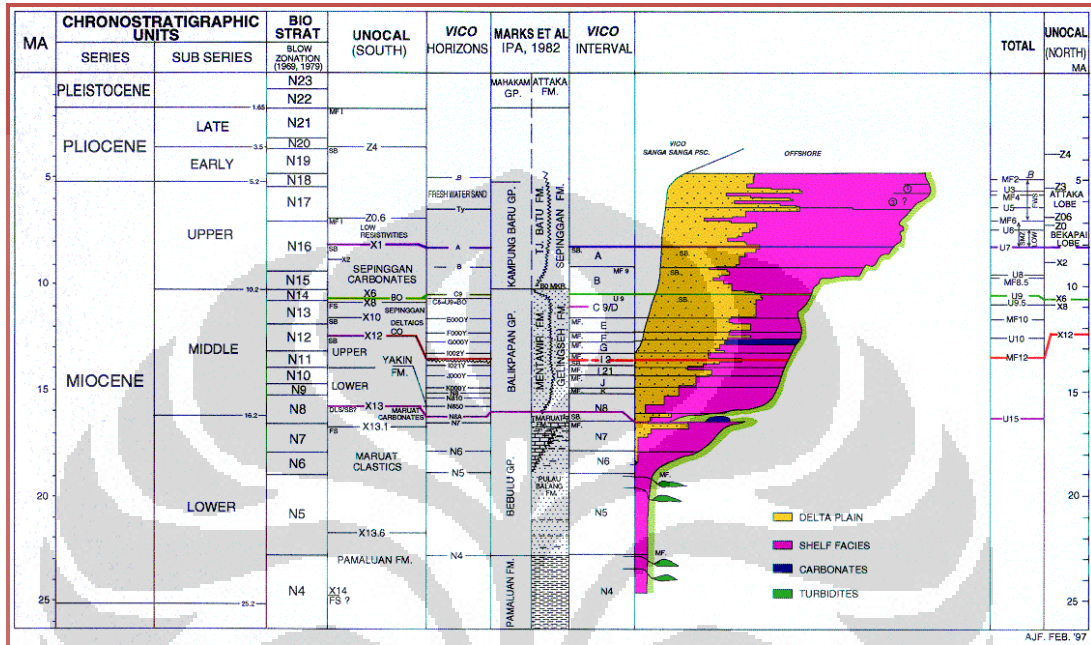
Di selatan sesar Sangkulirang terdapat kelurusan Bengalun yang bersama-sama dengan sesar Adang mendefinisikan sub cekungan Kutai bagian bawah. Kelurusan Bengalun berarah barat laut-tenggara yang membatasi bagian utara sub cekungan Kutai bagian bawah, dan mengontrol pola sungai Bengalun dan menandakan perubahan secara cepat bertahap berarah utara-selatan dari tipis ke tebal pada sekuen Neogen. (Vico,1995).



Gambar 3.3 Struktur Geologi Regional Cekungan Kutai (Vico ,1995)

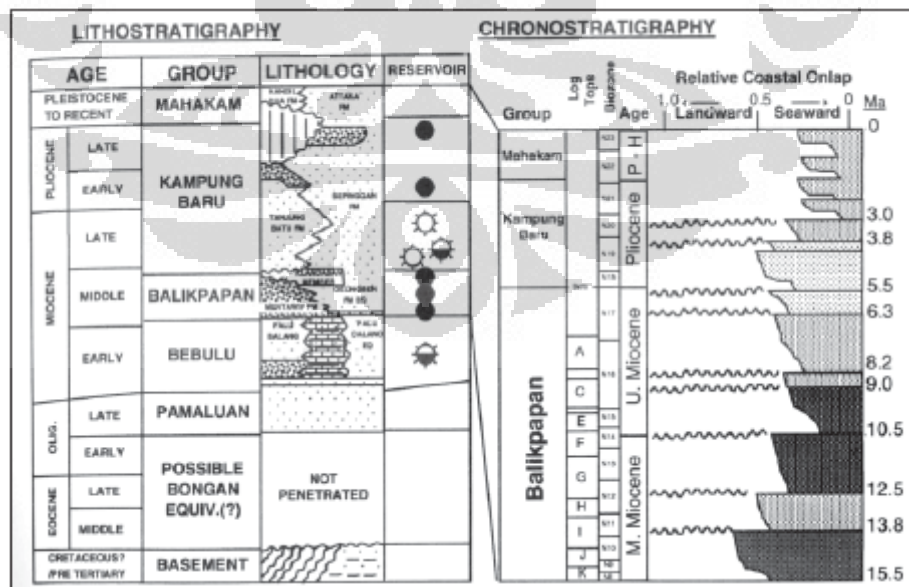
3.3 Stratigrafi Regional Cekungan Kutai

Secara umum Stratigrafi di cekungan Kutai berumur Tersier. Periode Tersier diendapkan sedimen-sedimen yang memiliki akumulasi hidrokarbon.



Gambar 3.4 Chronostratigrafi Kutai Basin (Vico, 1995)

Pada gambar 3.5 berikut menjelaskan urutan stratigrafi pada cekungan Kutai (A. D. Soebakty) :



Gambar 3.5 Stratigrafi Cekungan Kutai (Soebakty, 2002)

a. Formasi Pemaluan

Batupasir kuarsa dengan sisipan batulempung, serpih batugamping dan batulanau berlapis sangat baik. Formasi Pemaluan merupakan batuan paling bawah yang tersingkap di lembar Samarinda dan bagian atas formasi ini berhubungan menjemari dengan Formasi Bebuluh. Tebal formasi lebih kurang 2000 meter. Berumur Oligosen atas.

b. Formasi Bebulu

Batugamping terumbu dengan sisipan batu gamping pasiran dan serpih. Lingkungan pengendapan laut dangkal dengan ketebalan sekitar 300 meter. Formasi Bebuluh tertindih selaras oleh Formasi Pulau Balang.

c. Formasi Pulaubalang

Sedimen pembentuk lapisan ini terdiri dari serpih, lanau dan gamping. Diendapkan dalam lingkungan laut dangkal sampai pinggir laut, berumur Miosen bawah bagian atas.

d. Formasi Balikpapan

Formasi Balikpapan terbagi menjadi dua bagian yaitu :

1. Formasi Balikpapan Bawah

Formasi ini diendapkan dalam lingkungan pinggir laut sampai delta, berumur Miosen tengah terdiri dari batupasir, batulumpur, gamping dan mengandung fosil laut.

2. Formasi Balikpapan Atas

Formasi ini ditandai oleh lingkungan pengendapan pinggir laut sampai delta, berumur Miosen tengah sampai atas, terdiri dari batupasir, lempung, lanau dan batubara.

e. Formasi Kampungbaru

Formasi ini ditandai oleh lingkungan pengendapan delta sampai sungai, sedimen pembentuk formasi ini terdiri dari batupasir, lanau, lempung, batubara.

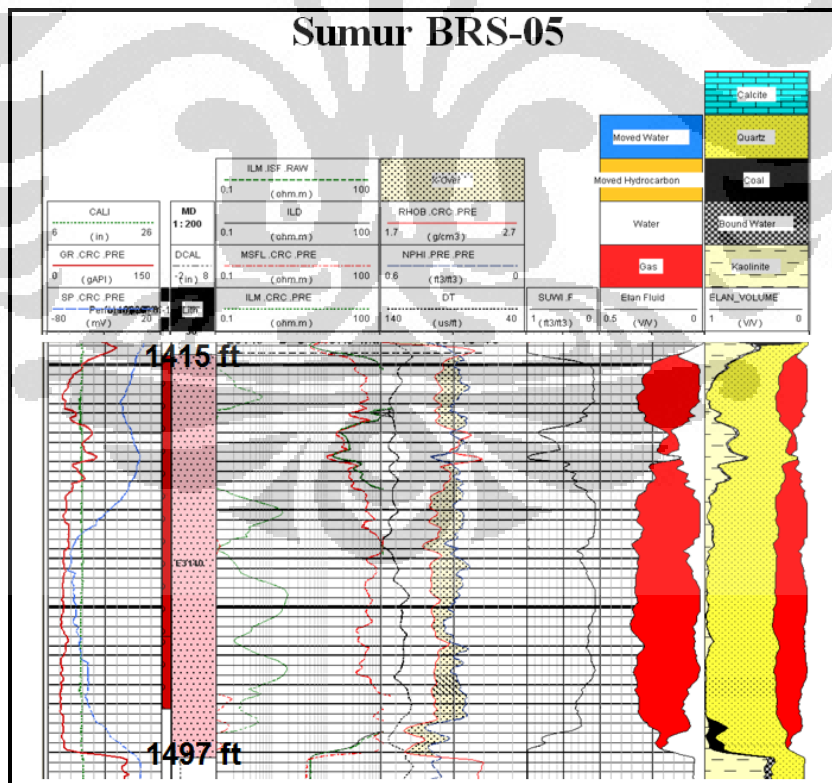
f. Endapan Aluvium

Sebagian besar permukaan cekungan Kutai ditutupi oleh endapan ini yang terdiri dari kerikil, pasir dan lumpur terendapkan dalam lingkungan sungai, rawa, delta dan pantai berumur Pliosen.

3.4 Daerah Penelitian

Daerah yang menjadi objek penelitian adalah lapangan mutam pada gambar 3.1 merupakan salah satu lapangan produksi minyak dan gas yang dioperasikan oleh PT. Vico Indonesia, terletak di cekungan Kutai, area Sanga Sanga PSC bagian selatan, Kalimantan Timur. Dan ditemukan pertama kali tahun 1982 dan mulai berproduksi di tahun 1991.

Untuk zona area penelitian adalah zona target pasir gas pada *marker* Vico horison F – G dengan data pendukung dari analisis *Well Composite* interpretasi petrofisika seperti pada gambar berikut.



Gambar 3.6 Data *Well Composite* Interpretasi Petrofisika sumur BRS-05

3.5 Sistem Hidrokarbon (*Petroleum System*)

Beberapa syarat sistem hidrokarbon antara lain adanya batuan induk (*source rock*), batuan reservoir, migrasi (*migration*), jebakan (*trap*), batuan *seal* atau penutup dan batuan *overburden*. Selain dari syarat di atas, terdapat juga kriteria lain seperti temperatur, berat jenis minyak, porositas, dan permeabilitas reservoir, dan parameter lainnya (*report PPM Indonesia, 2004*).

Sistem hidrokarbon pada cekungan Kutai terbagi atas tiga wilayah yang mempunyai sistem hidrokarbon yang berbeda yaitu :

- Sistem hidrokarbon cekungan Kutai bagian barat

Batuan induk pada cekungan Kutai bagian barat yaitu batuan serpih yang berumur Oligosen, bermigrasi pada zona-zona sesar, batuan reservoir batuan karbonat terumbu berumur Oligosen dan batupasir delta, serta mempunyai bentuk jebakan stratigrafi/ struktur dengan batuan penutup berupa *shale*/ serpih dan sesar.

- Sistem hidrokarbon cekungan Kutai bagian tengah

Batuan induk pada cekungan Kutai bagian tengah yaitu batuan serpih yang berumur Miosen awal, bermigrasi pada zona-zona sesar, batuan reservoir batupasir delta berumur Miosen, serta mempunyai bentuk jebakan stratigrafi/ struktur dengan batuan penutup berupa *shale*/ serpih dan sesar.

- Sistem hidrokarbon cekungan Kutai bagian timur

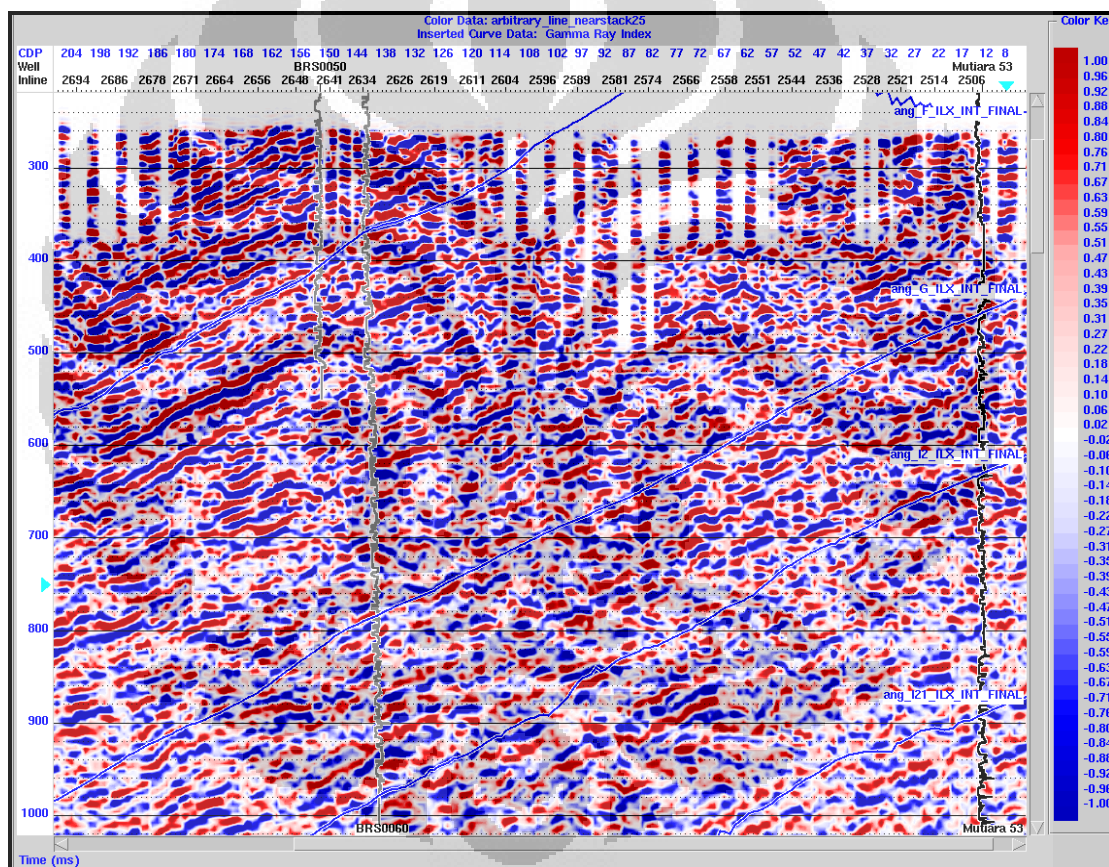
Batuan induk pada cekungan Kutai bagian timur yaitu batuan serpih yang berumur Miosen awal, bermigrasi pada zona-zona sesar, batuan reservoir batuan batupasir turbidit berumur Miosen tengah-akhir sampai Pliosen, serta mempunyai bentuk jebakan stratigrafi/struktur dengan batuan penutup berupa *shale*/serpih dan sesar.

BAB IV INVERSI LAMBDA MU RHO

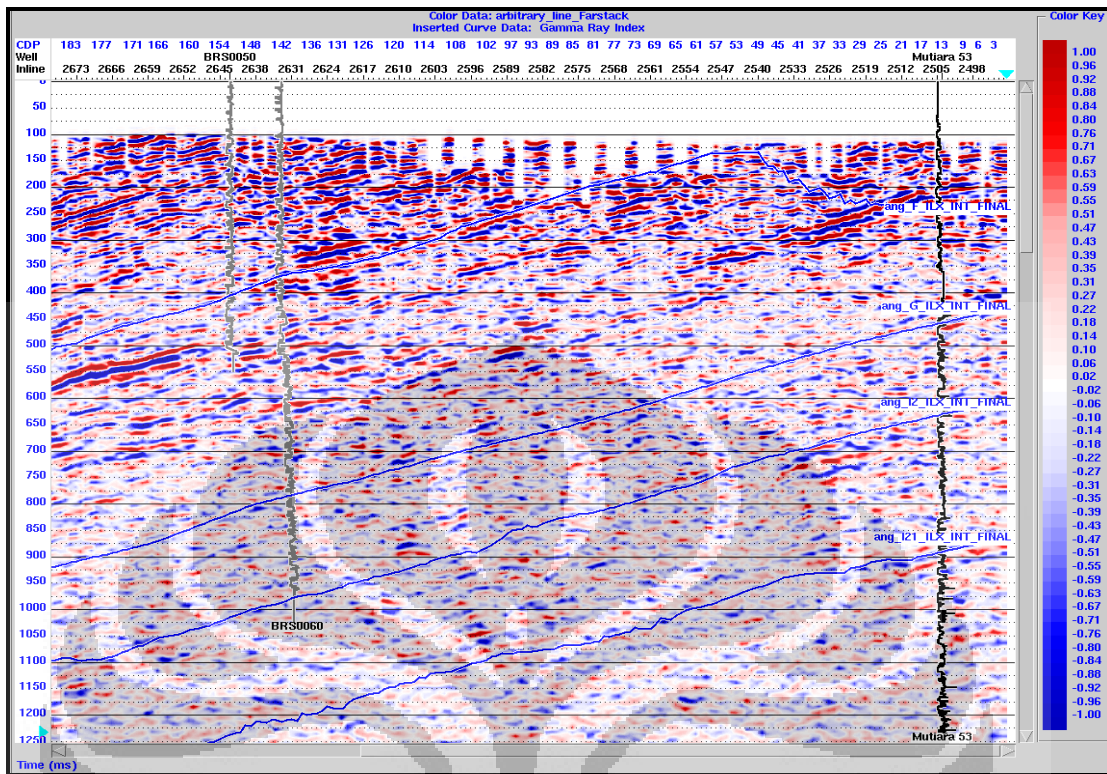
4.1 Pengumpulan Data

4.1.1 Data Seismik

Dalam penelitian ini data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *partial stack* yaitu data *near stack* (0° - 16°) dan data *far stack* (16° - 32°) dengan batas Inline (2490 – 2900) dan Xline (4225 – 4780).

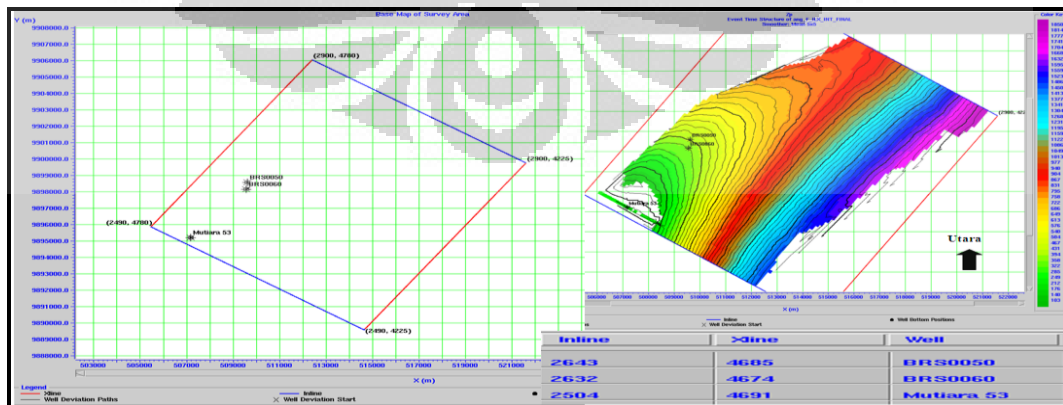


Gambar 4.1 Data seismik *near stack* (0° - 16°)

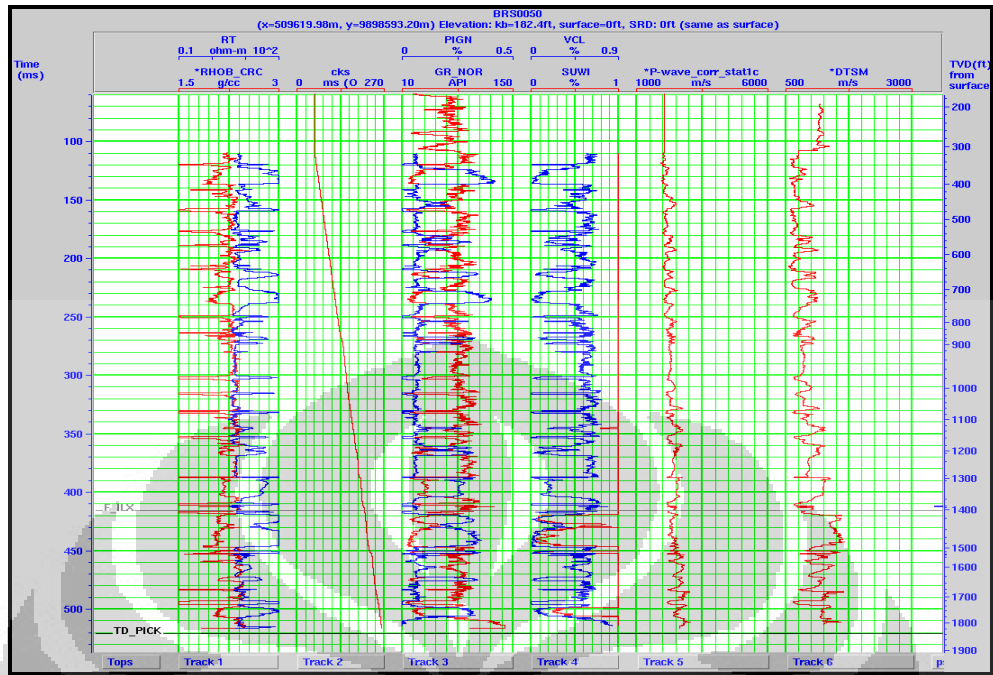
Gambar 4.2 Data seismik *far stack* (16° - 32°)

4.1.2 Data Sumur

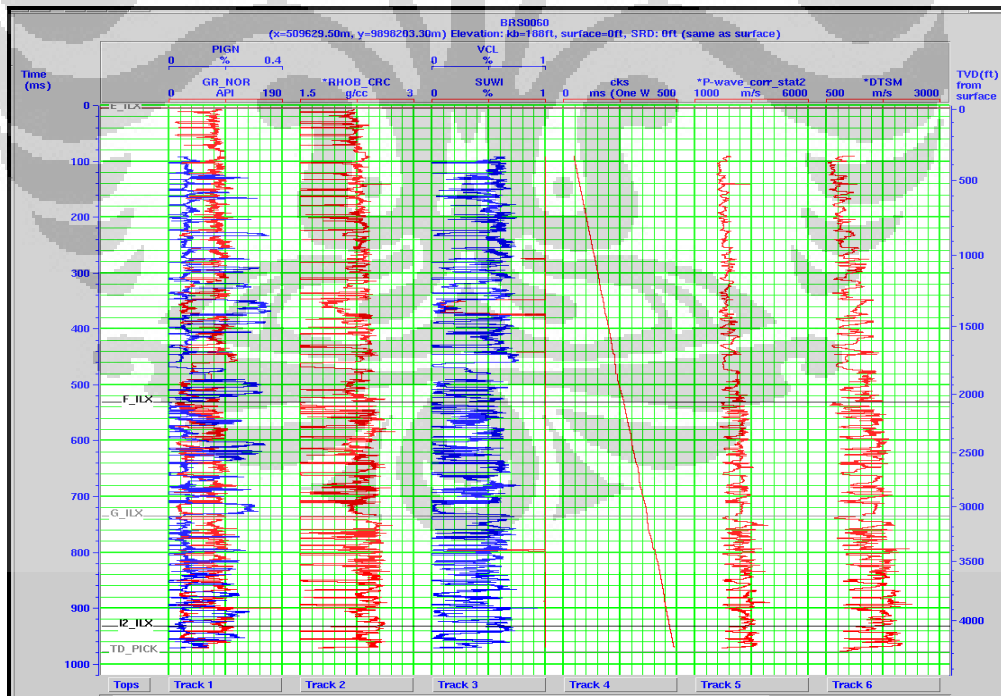
Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan tiga sumur yaitu sumur BRS-05, BRS-06, dan MUT-53 dengan data sumur yang digunakan meliputi data log gamma ray (GR_NOR), log densitas (RHOB_CRC), log porositas (PIGN), log *water saturation* (SUWI), log *sonic* yaitu kecepatan gelombang P (DT) dan kecepatan gelombang S (DTSM), log resistivitas (RT), log *volume clay* (VCL).



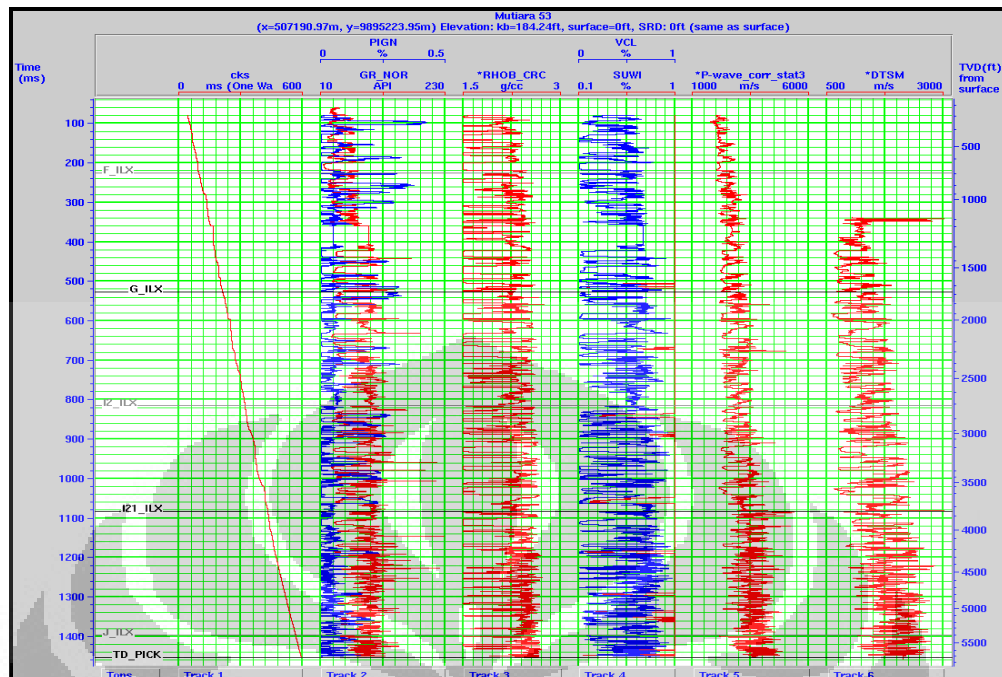
Gambar 4.3 Lokasi Sumur BRS-05, BRS-06, dan MUT-53



Gambar 4.4 Data log sumur BRS-05



Gambar 4.5 Data log sumur BRS-06



Gambar 4.6 Data log sumur MUT-53

4.1.3 Data Checkshot

Data *check shot* pada sumur BRS-05, BRS-06 dan MUT-53 digunakan dalam konversi data kedalaman menjadi domain waktu (*time to depth conversion*) atau sebaliknya sehingga dapat membantu dalam proses pengikatan data sumur dengan seismik (*well to seismic tie*) dengan membuat sistetik seismik dari data log dan ekstrasi wavelet yang bertujuan untuk meletakkan horison seismik yang berdomain waktu pada posisi kedalaman yang sebenarnya.

4.1.4 Data Marker

Interpretasi geologi terhadap data log menjadi input yang sangat penting, input berupa *marker* kedalaman top reservoir dan litologi disekitarnya digunakan menjadi titik ikat dalam penarikan horizon pada penampang seismik. Data ini diperoleh dari well logging. Data marker ini menunjukkan batas atas suatu jenis lapisan batuan, yang selanjutnya ditandai pada tiap sumur lalu akan secara otomatis menandai zona target pada data seismik setelah dilakukan tahap *well seismic tie*, zona target untuk penelitian adalah zona Vico horizon F – G yang terletak pada formasi Balikpapan.

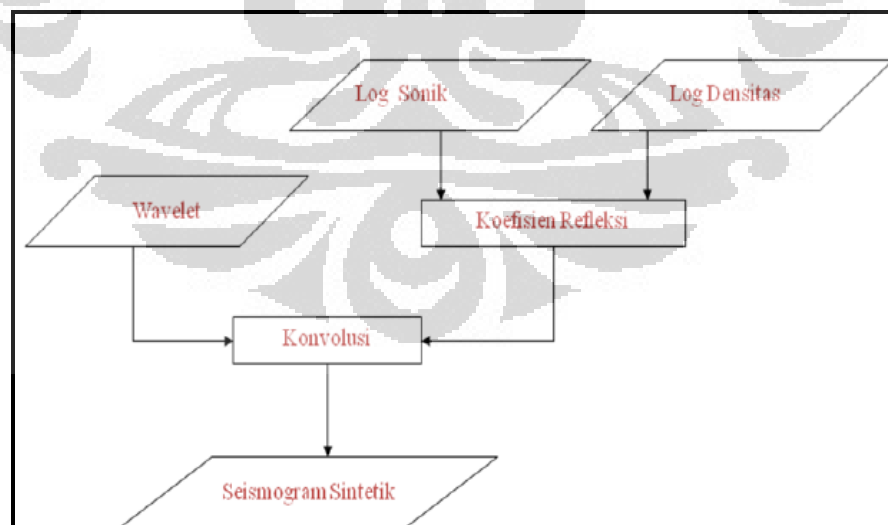
4.2 Pengolahan Data

Pengolahan data yang dilakukan dengan menggunakan software Hampson Russell CE8/R4 meliputi pengolahan data sumur, pengolahan data seismik dan proses Inversi AI.

4.2.1 Pengolahan Data Sumur

Dari hasil interpretasi geologi, karakteristik data log gamma ray yang relatif rendah menunjukkan litologi permeable dan yang tinggi menunjukkan litologi impermeable, sehingga nilai gamma ray yang paling rendah diinterpretasikan sebagai batupasir bersih dan yang paling tinggi adalah batu lempung ($V_{shale\ cut\ off} = 60\%$). Log sonik dan densitas digunakan untuk proses pengikatan data seismik dan data sumur (*well seismic tie*) yang menghasilkan tras seismik sintetik, sedangkan log lainnya digunakan untuk mendukung interpretasi dan pemodelan.

Sintetik seismogram yang dibuat dari satu jenis wavelet dengan frekuensi tertentu seharusnya tidak dapat mewakili seluruh kedalaman sumur, hanya di zona target saja, karena frekuensi tidak sama pada seluruh lapisan berdasarkan kedalamannya dimana nilai frekuensi semakin berkurang dengan bertambahnya kedalaman akibat penyerapan energi.

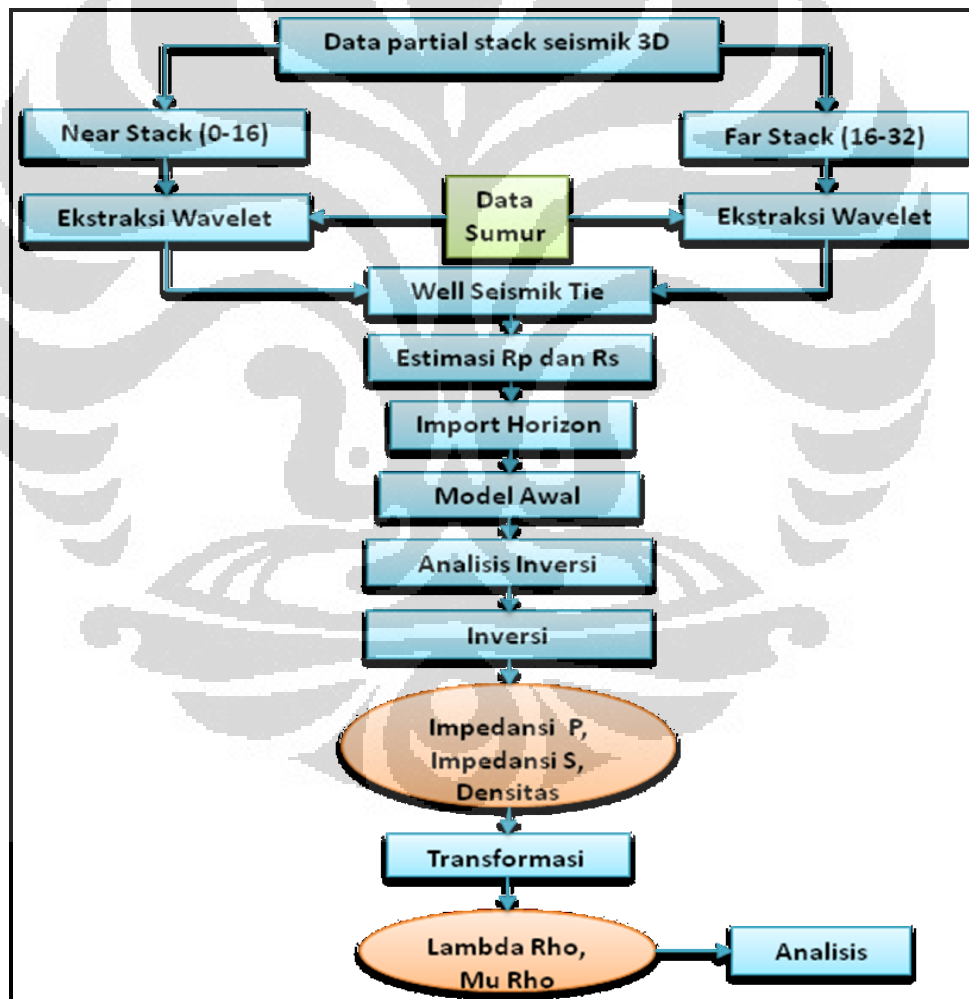


Gambar 4.7 Tahapan kerja pembuatan seismogram sintetik

Untuk data sumur BRS-05, BRS-06, MUT-53 dilakukan pengolahan data seperti data log kecepatan gelombang P (V_p), log kecepatan gelombang S (V_s) dan log densitas digunakan untuk membuat atau menurunkan log-log lain yang diperlukan pada analisis selanjutnya, data tersebut adalah impedansi P (Z_p), impedansi S (Z_s), V_p/V_s , Rasio Poisson, Lambda-Rho ($GPa \cdot g/cc$) dan Mu-Rho ($GPa \cdot g/cc$).

4.2.2 Pengolahan Data Seismik

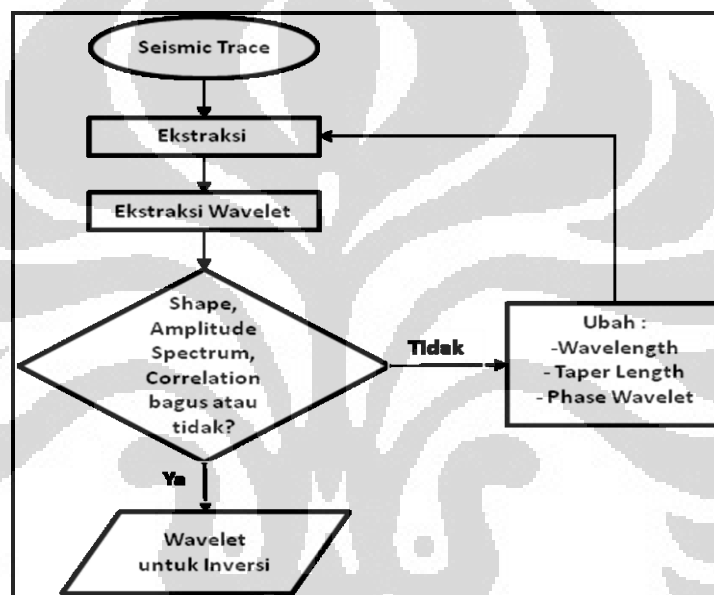
Tahapan yang dilakukan dalam pengolahan data seismik untuk mendapatkan nilai impedansi P dan S, dan parameter turunanannya yaitu parameter elastik lambda mu rho.



Gambar 4.8 Tahap pengolahan data seismik

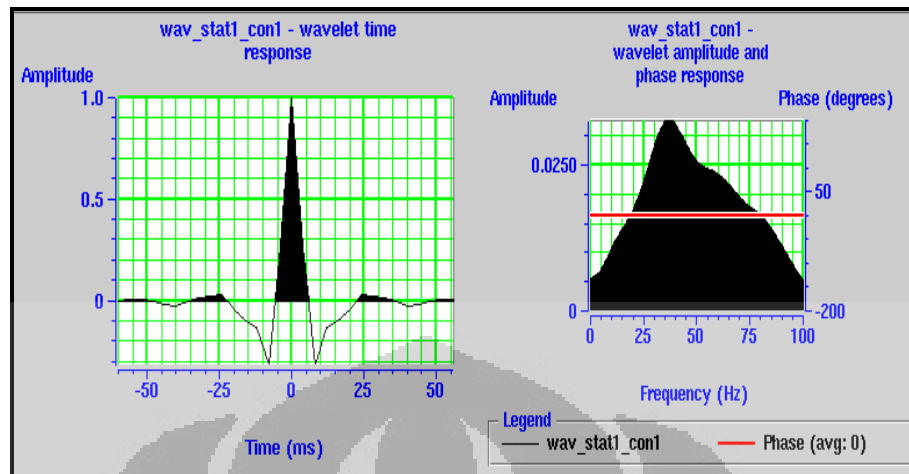
4.2.2.1 Ekstraksi Wavelet

Wavelet hasil ekstraksi apabila dikonvolusikan dengan koefisien refleksi dari sumur akan menghasilkan seismogram sintetik. Wavelet yang digunakan dipilih berdasarkan nilai korelasi terbaik, sebelumnya telah dilakukan beberapa uji coba dengan mengekstrak wavelet dari masing-masing sumur secara statistik. Mendapatkan *wavelet* yang tepat sangat penting untuk digunakan sebagai input dalam proses inversi.

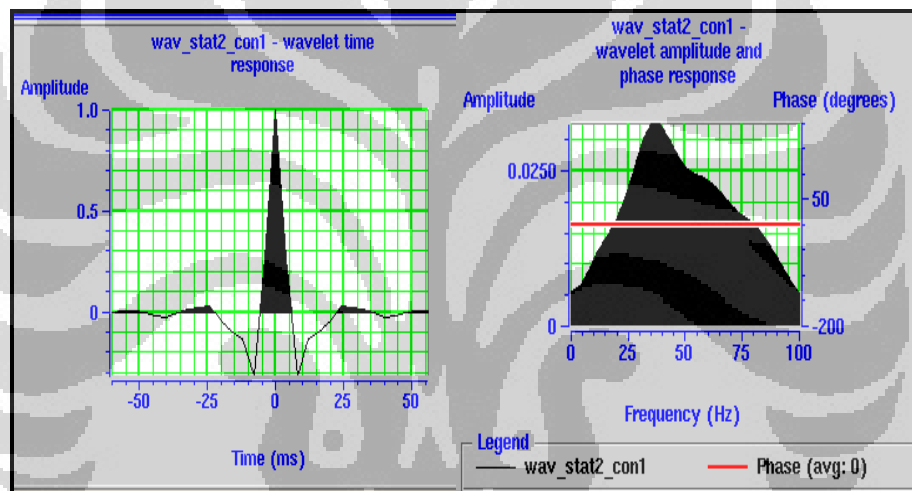


Gambar 4.9 Tahapan ekstraksi wavelet

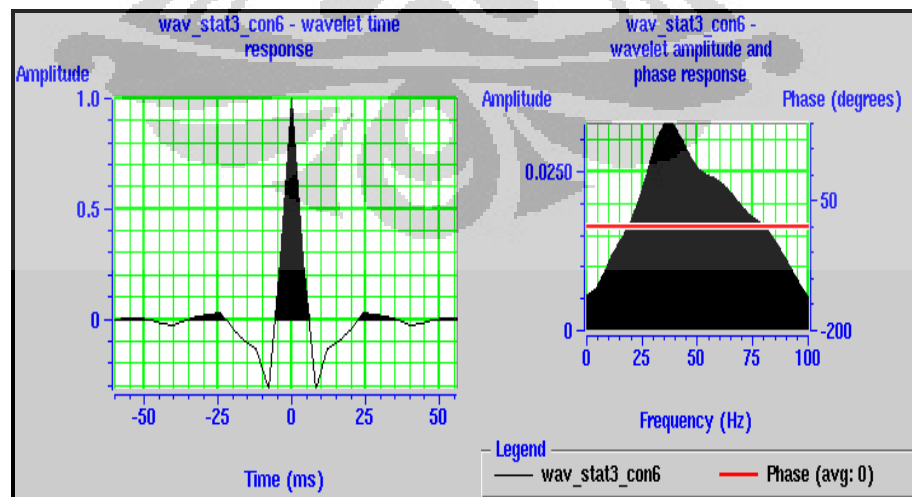
Ekstraksi wavelet pada data seismik dilakukan dengan secara statistik. Pada sumur BRS-05 diekstrak pada jarak waktu (250 – 516) ms di sekitar zona target F – G. Setiap wavelet, akan mempunyai koefisien korelasi yang menyatakan kemiripan seismogram sintetik yang dihasilkan terhadap seismik riil (Gambar 4.13). Koefisien korelasi terbaik data seismik yang digunakan untuk inversi AI adalah 0,698 dengan wavelet terbaik yaitu *wav_stat1_con1* untuk AI (*near stack*) diekstrak dari *well* tipe *constant phase*, dengan domain frekuensi 38 Hz. Berikut adalah wavelet untuk sumur BRS-05, BRS-06 dan MUT-53.



Gambar 4.10 Ekstraksi wavelet sumur BRS-05



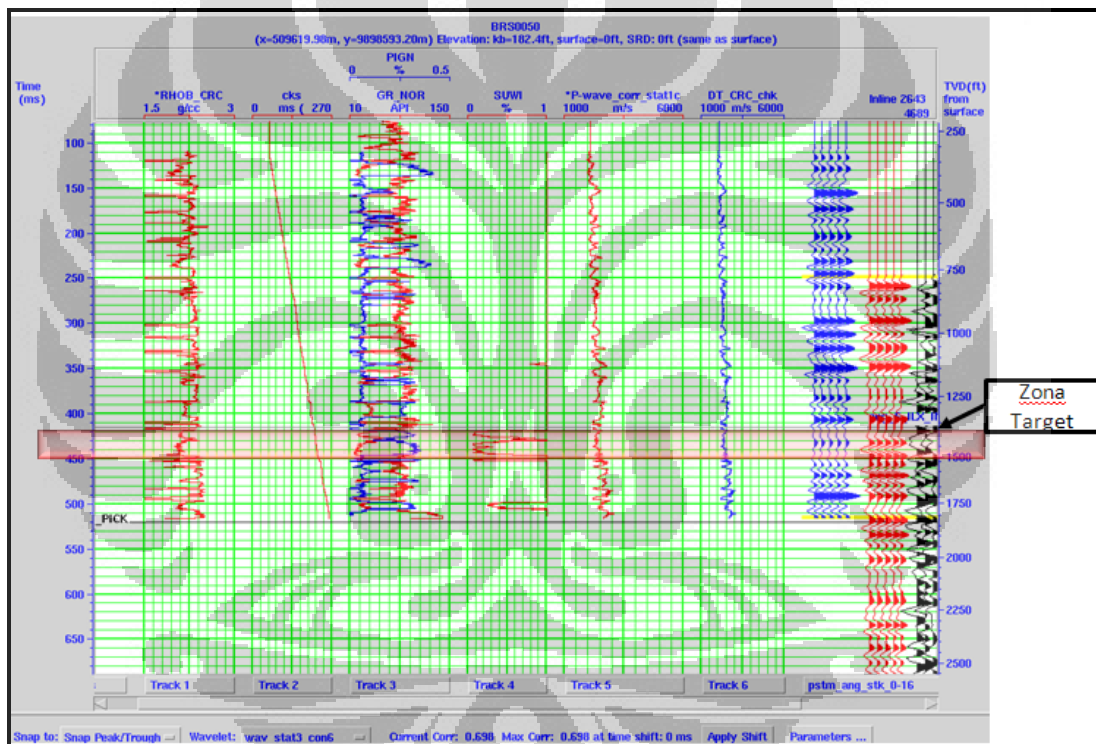
Gambar 4.11 Ekstraksi wavelet sumur BRS-06



Gambar 4.12 Ekstraksi wavelet sumur MUT-53

4.2.2.2 Well Seismik Tie

Proses yang penting dalam penelitian ini adalah mencocokkan data sumur dengan data seismik dengan menggunakan data seismik dengan menggunakan seismogram sintetik dengan proses *well seismic tie*. Input proses ini adalah data *checkshot*, data log *sonic*, log densitas, dan penampang seismik yang berpotongan dengan lubang bor. *Well seismic tie* dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh suatu hubungan antara waktu dan kedalaman, dalam arti menempatkan *event* reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasi informasi geologi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik.



Gambar 4.13 *Well Seismic Tie* pada sumur BRS-05

4.2.2.3 Estimasi Reflektifitas Gelombang P dan S

Karena data seismik yang digunakan adalah data *partial stack* maka untuk mendapat reflektifitas R_p dan R_s digunakan metode persamaan Fatti. Dengan asumsi untuk sudut θ data *near stack* adalah 10° dan sudut θ *far stack* adalah 28° . Berikut penyelesaian untuk mendapatkan estimasi R_p dan R_s .

$$R_{pp}(\theta) = C_1 R_p + C_2 R_s + C_3 R_D$$

case : $\theta_{near} = 10^\circ$ dan $\theta_{far} = 28^\circ$

$$\gamma = \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \text{ wet} = 0,6$$

$$C_{1\ near} = 1 + \tan^2(10^\circ) = 1,031$$

$$C_{2\ near} = -8(0,6)^2 \sin^2(10^\circ) = -0,087$$

$$C_{1\ far} = 1 + \tan^2(28^\circ) = 1,283$$

$$C_{2\ far} = -8(0,6)^2 \sin^2(28^\circ) = -0,635$$

$$R_{pp}(10^\circ) = C_{1\ near} R_p + C_{2\ near} R_s$$

$$R_{pp}(10^\circ) = 1,031 R_p - 0,087 R_s$$

$$R_{pp}(28^\circ) = C_{1\ far} R_p + C_{2\ far} R_s$$

$$R_{pp}(28^\circ) = 1,283 R_p - 0,635 R_s$$

$$\begin{bmatrix} R_{pp}(10^\circ) \\ R_{pp}(28^\circ) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,031 & -0,087 \\ 1,283 & -0,635 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_p \\ R_s \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} R_p \\ R_s \end{bmatrix} = \frac{1}{(1,031 \times (-0,635)) - (-0,087 \times 1,283)} \begin{bmatrix} -0,635 & 0,087 \\ -1,283 & 1,031 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{pp}(10^\circ) \\ R_{pp}(28^\circ) \end{bmatrix}$$

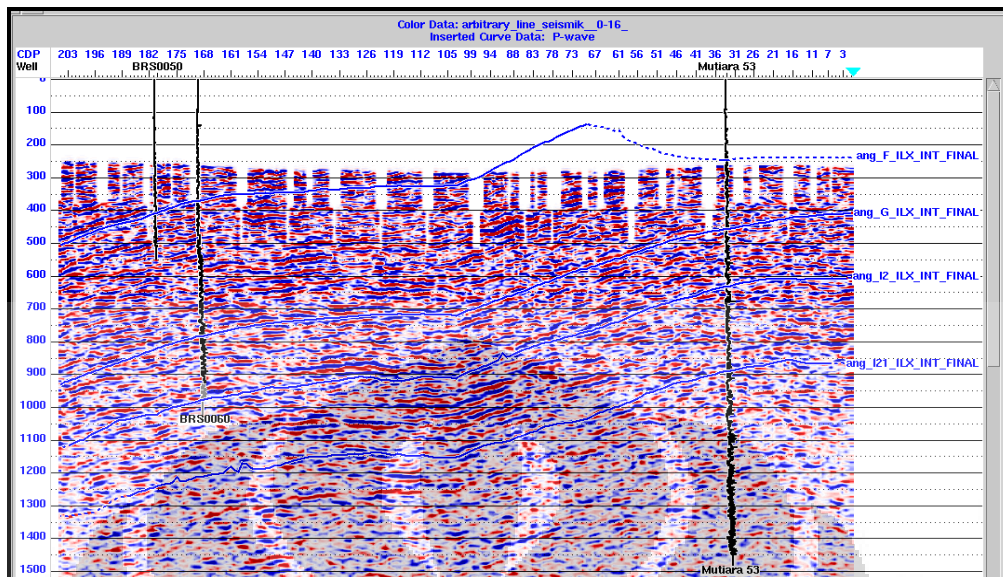
$$R_p = 1,169 R_{pp}(10^\circ) - 0,160 R_{pp}(28^\circ)$$

$$R_s = 2,363 R_{pp}(10^\circ) - 1,898 R_{pp}(28^\circ)$$

Data R_p dan R_s ini kemudian akan digunakan untuk mendapatkan nilai Z_p dan Z_s pada saat melakukan proses inversi.

4.2.2.4 Import Horison

Dalam penelitian ini data horison diambil dari data yang sudah ada sebelumnya di import untuk digunakan sebagai input dalam pembuatan model awal sebelum proses inversi.



Gambar 4.14 Import horison

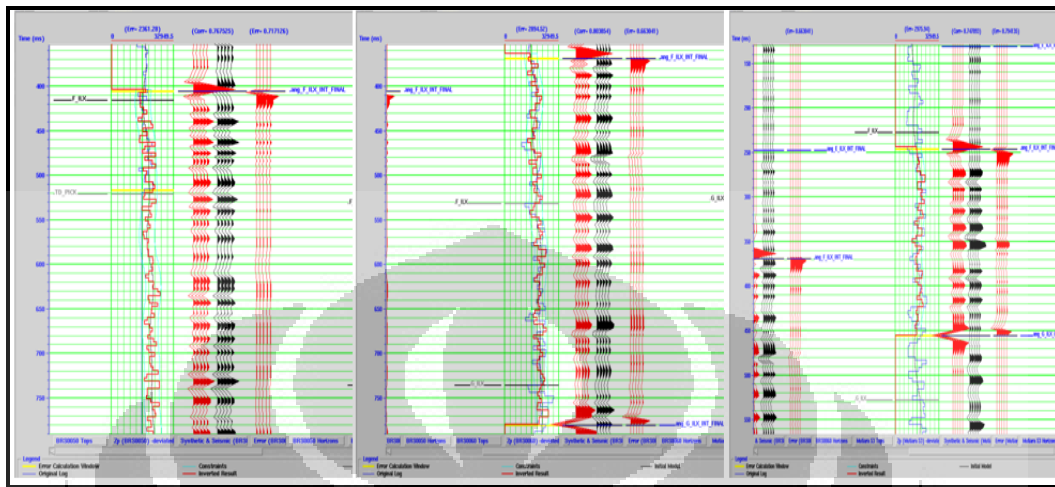
4.2.2.5 Model Awal

Model bumi merupakan model geologi yang dibuat berdasarkan informasi data sumur dan horison. Deskripsi geologi yang diperoleh dari data sumur akan diekstrapolasi secara lateral mengikuti batas horison yang telah dibuat. Dalam membuat model bumi diperlukan wavelet dan data sonik yaitu P-wave. Data sonik yang digunakan merupakan data yang memiliki korelasi optimum dengan data seismik, sedangkan wavelet yang digunakan adalah wavelet yang dihasilkan dari sintetik. Menghasilkan model subsurface yang relatif baik secara vertikal dan lateral dan memberikan korelasi yang baik antara nilai impedansi seismik dan sumur.

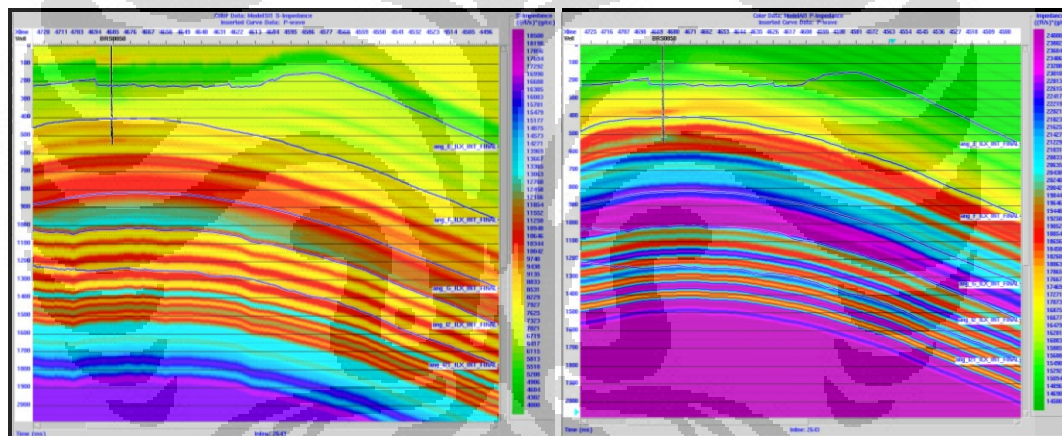
4.2.2.6 Analisis Inversi

Proses analisis awal inversi dilakukan sebagai *quality control* (QC) antara hasil inversi dengan sintetiknya. Dalam melakukan inversi dilakukan uji coba dengan metode inversi yang ada untuk mendapatkan hasil inversi terbaik. Metode terbaik yang digunakan untuk proses inversi adalah inversi *model based* karena memiliki nilai *impedance correlation* 0,76 pada sumur BRS-05, untuk sumur BRS-06 adalah 0,8 dan untuk sumur MUT-53 adalah 0,74, parameter input yang digunakan adalah inversi *constrained* dengan maksimum *impedance change* (*hard constrain*); *single*

value lower and upper 20% average blok size 4 ms, prewhitening 1% dengan jumlah iterasi adalah 10.



Gambar 4.15 Analisis error inversi

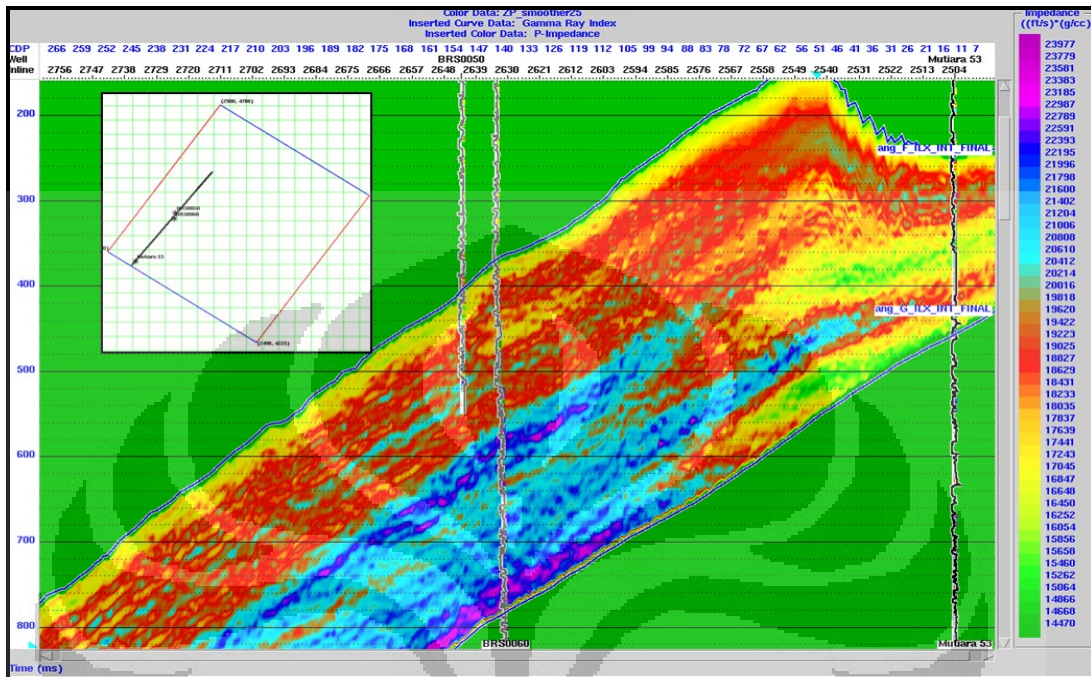


Gambar 4.16 Model awal inversi AI dan SI pada sumur BRS-05

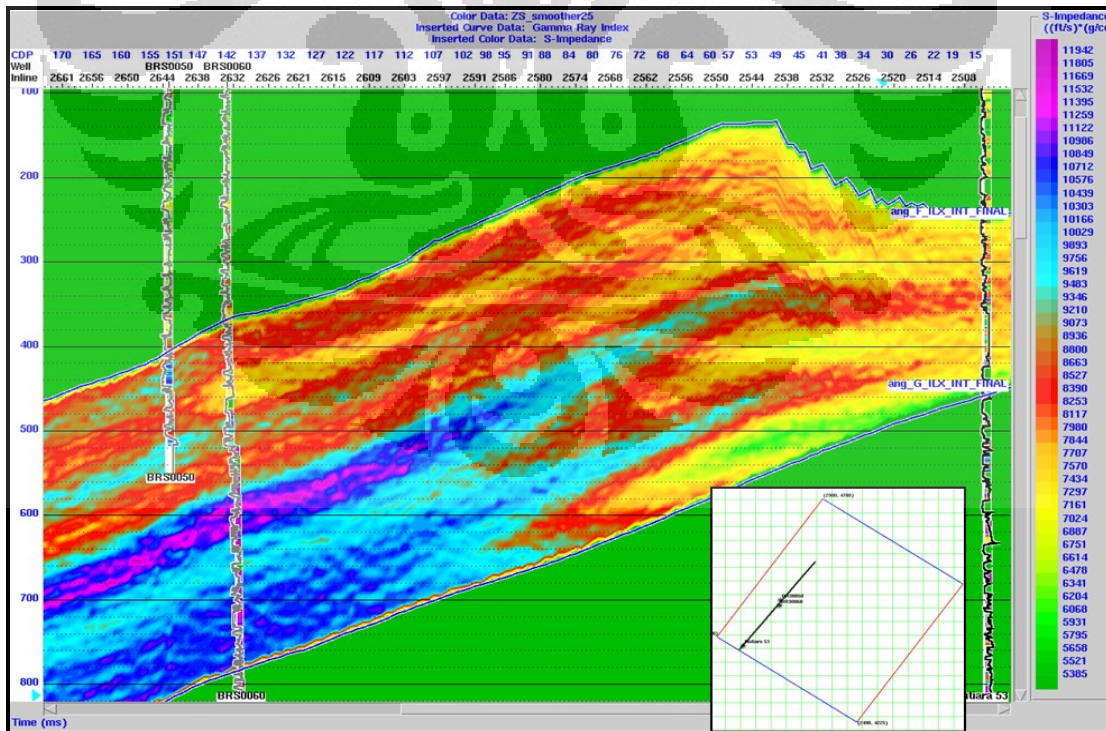
4.2.2.7 Inversi AI dan SI

Metode inversi Impedansi Akustik dan Impedansi *Shear* yang digunakan adalah metode inversi *model based* menggunakan *constrained inversion*. Parameter maksimum *impedance* menunjukkan persentase nilai rata-rata impedansi dari data log. Karena praktis, *constrain inversion* lebih dipilih dibandingkan *stochastic inversion* karena maksimum *impedance change* lebih berarti dibandingkan parameter model *constrain* pada *stochastic inversion*. *Average block size* adalah pengatur resolusi hasil inversi. Parameter yang diubah-ubah untuk menghasilkan nilai korelasi

impedansi yang terbaik adalah *block size* (ukuran blok) dan *number of iterations* (jumlah iterasi).



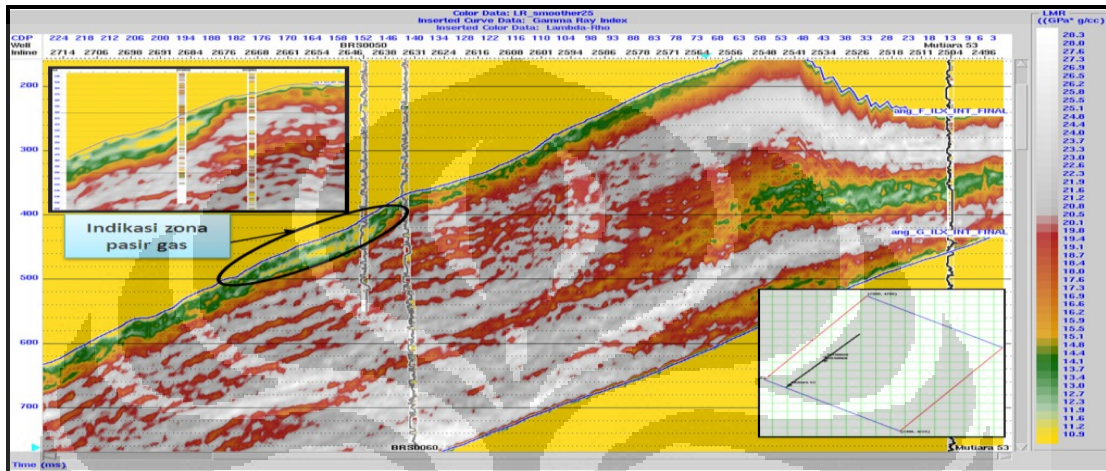
Gambar 4.17 Tampilan hasil inversi AI metode *model based*



Gambar 4.18 Tampilan hasil inversi SI metode *model based*

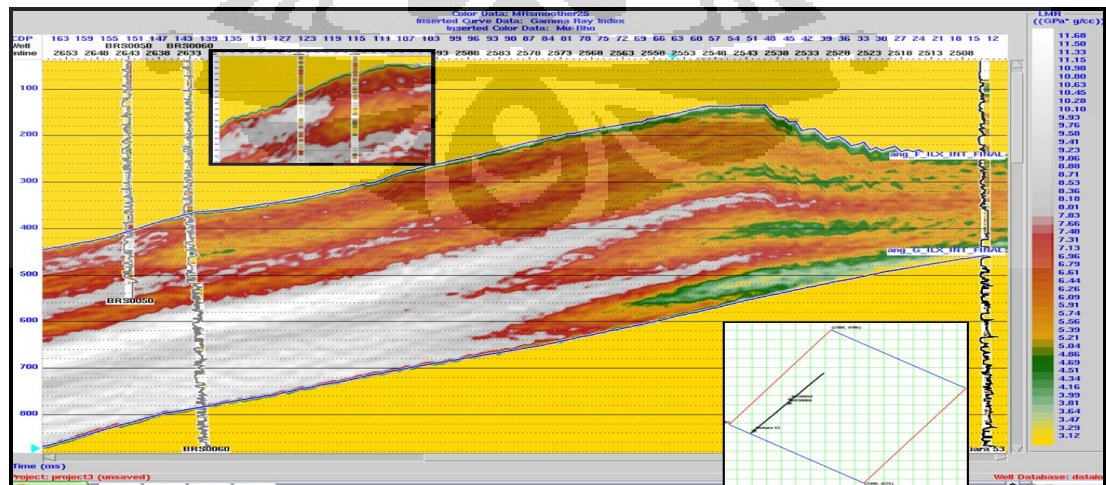
4.2.2.8 Transformasi Lambda Mu Rho

Lambda-rho dan mu-rho diturunkan dari persamaan reflektivitas impedansi gelombang P dan S (Fatti, 1994). Inversi dari *post stack* pada Rp dan Rs memberikan layer impedansi (*pseudo well logs*) yang dapat dikombinasikan kedalam properti batuan (*Lambda-Rho* dan *Mu-Rho*) melalui hubungan Vp dan Vs.



Gambar 4.20 Tampilan penampang Lambda Rho

Untuk penampang Lambda Rho menunjukkan inkompresibilitas sensitifitasnya dalam mengidentifikasi fluida terutama gas. Sedangkan Mu Rho lebih mengoptimalkan pada nilai rigiditas batuan yang dapat memberikan informasi jenis litologi. Data krosplot pada sumur BRS-05 juga menunjukkan keberadaan anomali sand gas yang sama pada TWT 420 – 445 ms.



Gambar 4.21 Tampilan penampang Mu Rho

BAB V

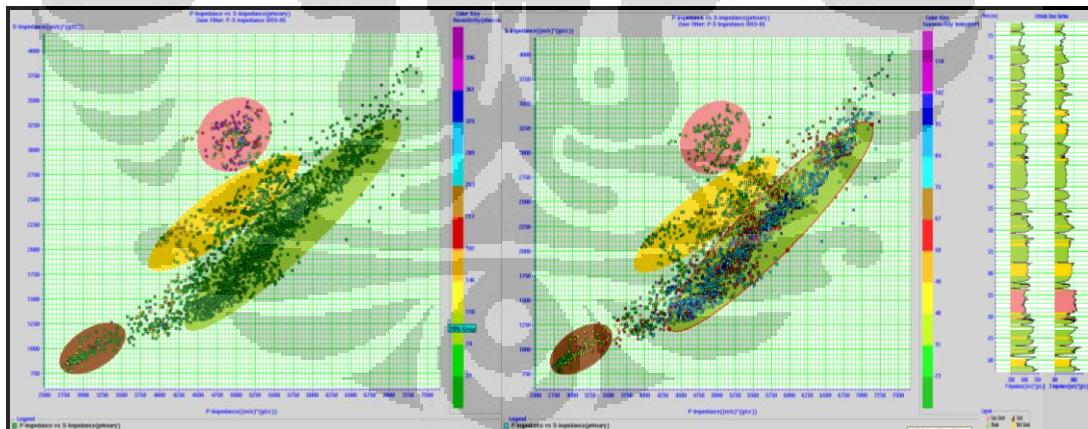
HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisis Sensitifitas Data Sumur BRS-05

Analisa krosplot pada data sumur bertujuan untuk melihat pemisahan jenis fluida dengan suatu litologi yang diharapkan dapat ditentukan parameter fisis secara kualitatif dengan arti zona anomali dilihat berdasarkan posisi distribusi nilai parameter yang digunakan dalam krosplot dan secara kuantitatif dengan acuan penentuan harga *cut off* parameter yang digunakan dalam krosplot baik dalam hubungan dengan determinasi litologi maupun identifikasi fluida.

Krosplot yang dilakukan pada sumur sumur BRS-05 terdiri dari impedansi P terhadap impedansi S, impedansi P terhadap poisson ratio, Lambda Rho terhadap Mu Rho. Demikian juga dilakukan krosplot impedansi P terhadap impedansi S pada sumur BRS-06 dan MUT-53 sebagai pembanding dalam penentuan zona target yang berada di zona Vico horison F – G.

5.1.1 Analisis Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S

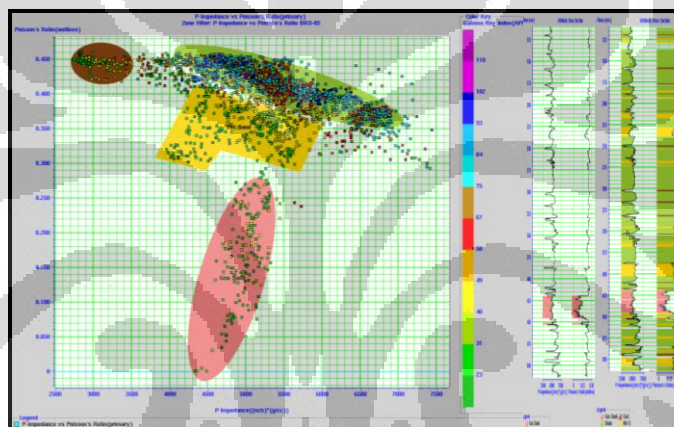


Gambar 5.1 Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S dengan skala warna resistivity (kiri) dan gamma ray (kanan)

Krosplot pada sumur BRS-05 antara impedansi P (Z_p) dan impedansi S (Z_s) memperlihatkan zona batubara dengan warna coklat pada nilai impedansi P sangat kecil dengan kisaran nilai $2750 \text{ ms}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ sampai $3500 \text{ ms}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ dan impedansi S yang paling kecil dengan kisaran nilai $750 \text{ ms}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ sampai $1250 \text{ ms}^{-1}\text{gcc}^{-1}$. Dengan

data log resistivity sebagai interpretasi pintas untuk mendeteksi hidrokarbon terutama fluida gas, indikasi pasir gas (*gas sand*) dapat terlihat pada nilai resistivitas yang paling tinggi diatas 289 Ohm-m dengan zona warna merah dan berada pada TWT 420 ms sampai 445 ms atau pada kedalaman 1415 ft sampai 1497 ft sebagai zona target dibawah horison F. Untuk pemisahan litologi dengan acuan dari data gamma ray yang paling rendah menunjukkan batupasir yang mengandung hidrokarbon, pemisahan antara *shale* dengan nilai gamma ray paling tinggi diatas 75 API dalam zona poligon warna hijau muda dan pasir basah (*wet sand*) dengan berkisar 40 API sampai 67 API dalam zona poligon warna kuning emas.

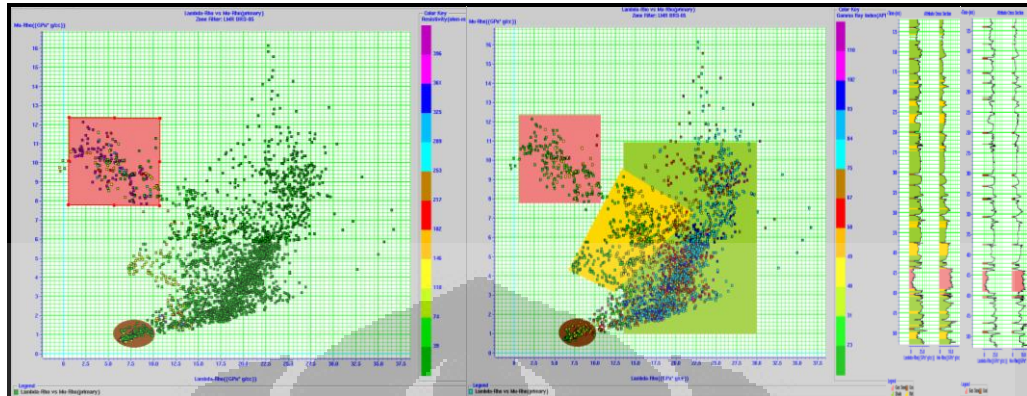
5.1.2 Analisis Krosplot Impedansi P terhadap *Poisson Ratio*



Gambar 5.2 Krosplot Impedansi P terhadap *Poisson Ratio*

Krosplot pada sumur BRS-05 antara impedansi P (Z_p) terhadap rasio poisson memperlihatkan zona batubara pada nilai impedansi P paling kecil dengan nilai kurang dari $3500 \text{ ms}^{-1} \text{gcc}^{-1}$ dan rasio poisson yang paling besar dengan kisaran nilai 0,42 hingga 0,46 dalam zona warna coklat. Sedangkan pasir gas berada pada nilai rasio poisson yang sangat kecil dibawah 0,28 dan dari skala warna gamma ray dapat diketahui litologi batuan reservoir memiliki nilai sangat kecil dibawah 31 API dalam zona poligon warna merah dan berada pada TWT 420 ms hingga 445 ms bersesuaian dengan zona target dibawah zona F. Untuk *shale* memiliki nilai gamma ray relatif sangat tinggi diatas 75 API dalam zona warna hijau muda dan *wet sand* berada pada kisaran 40 API sampai 66 API dalam zona warna kuning emas.

5.1.3 Analisis Krosplot Lambda Rho terhadap Mu Rho

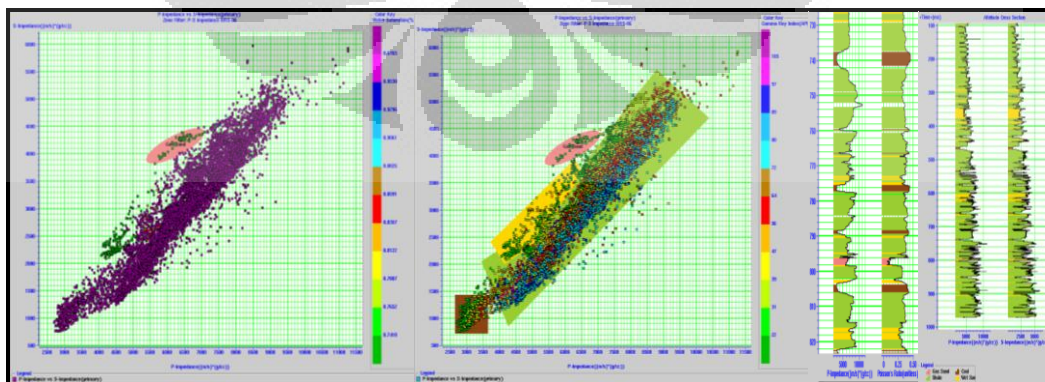


Gambar 5.3 Krosplot Lambda Rho terhadap Mu Rho

Krosplot pada sumur BRS-05 antara lambda rho terhadap mu rho memperlihatkan pada nilai lambda rho kecil kisaran 6 GPa gcc^{-1} sampai 10 GPa gcc^{-1} dan nilai mu rho yang paling kecil dibawah $1,8 \text{ GPa gcc}^{-1}$ dalam zona warna coklat. Dengan data log resistivity sebagai untuk membedakan zona yang mengandung hidrokarbon terutama fluida gas dapat terlihat pada nilai resistivitas yang paling tinggi diatas 289 Ohm-m dalam zona poligon warna merah. Anomali tersebut berada pada TWT 420 ms sampai 445 ms bersesuaian dengan zona target dibawah zona F. Pemisahan litologi dengan acuan dari data gamma ray menunjukkan pemisahan antara *shale* dengan kisaran nilai diatas 75 API dalam zona warna hijau muda dan *wet sand* dengan berkisar 40 API hingga 66 API dalam zona warna kuning emas.

5.2 Analisis Sensitifitas Data Sumur BRS-06

5.2.1 Analisis Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S

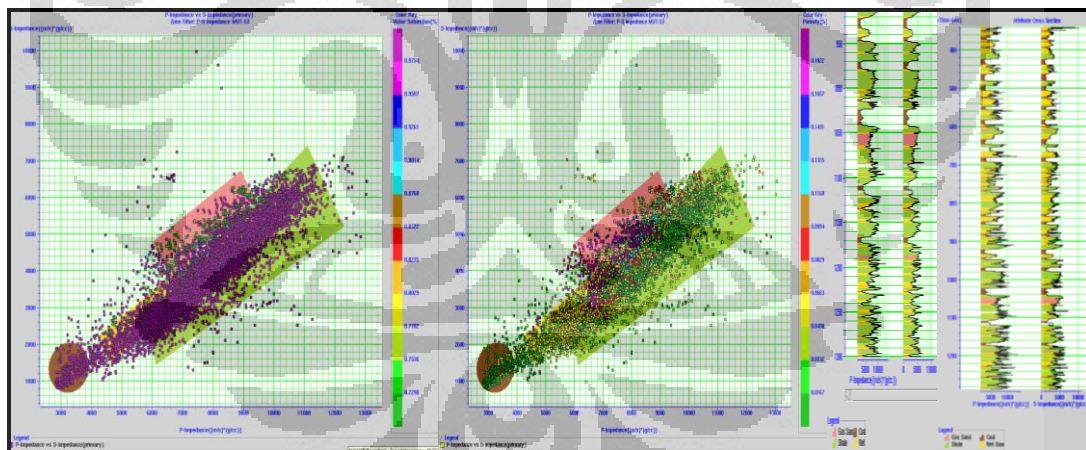


Gambar 5.4 Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S

Krosplot pada sumur BRS-06 antara Impedansi P terhadap impedansi S memperlihatkan zona batubara adalah zona yang paling mudah dibedakan pada nilai impedansi P paling kecil dibawah $3750 \text{ ms}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ dan impedansi S yang paling kecil dengan nilai dibawah $1400 \text{ ms}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ dalam zona warna cokelat dan reservoir batubara yang tebal berada pada TWT 738 ms sampai 742 ms. Dengan data log *water saturation* sebagai alternatif selain log resistivity untuk membedakan zona yang banyak tersaturasi dengan fluida terutama gas, indikasi *gas sand* dapat terlihat pada nilai SUWI yang paling kecil dengan kisaran kurang dari 0,742 % dalam zona warna merah dan berada pada TWT 796 ms sampai 798 ms diluar area penelitian dibawah horison G. Untuk pemisahan litologi dengan acuan dari data gamma ray menunjukkan pemisahan antara *shale* zona warna hijau muda dengan *wet sand* dengan zona warna kuning emas agak sulit untuk diidentifikasi karena zonanya saling berhimpit.

5.3 Analisis Sensitifitas Data Sumur MUT-53

5.3.1 Analisis Krosplot Impedansi P terhadap Impedansi S

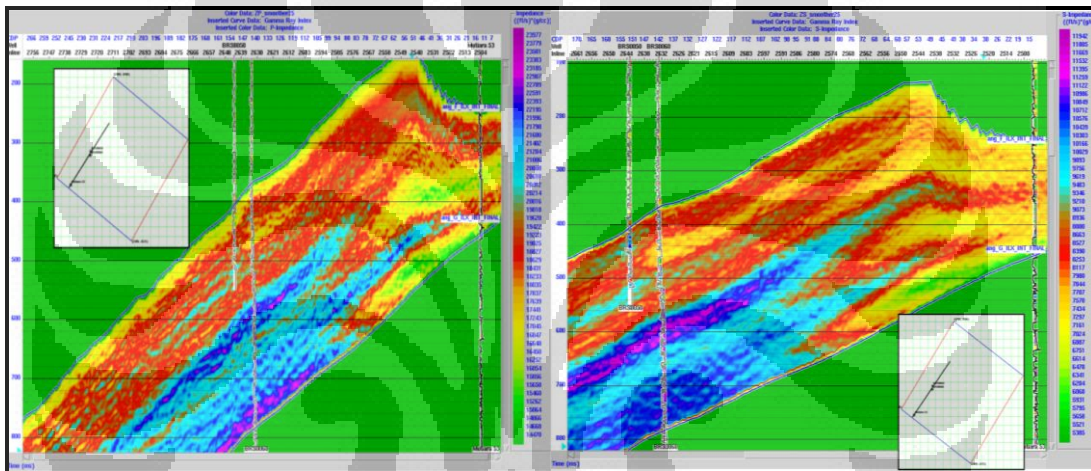


Gambar 5.5 Krosplot Impedansi P terhadap Poisson Ratio

Begitu pula krosplot pada sumur MUT-53 antara Impedansi P terhadap impedansi S memperlihatkan zona batubara adalah zona yang paling mudah dibedakan dengan nilai impedansi P paling kecil dibawah $3750 \text{ ms}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ dan nilai impedansi S dibawah $2000 \text{ ms}^{-1}\text{gcc}^{-1}$ dalam warna zona cokelat. Dengan data log *water saturation* sebagai alternatif untuk membedakan zona yang tersaturasi dengan

fluida gas adalah yang memiliki nilai SUWI yang rendah, indikasi *gas sand* dapat terlihat pada nilai SUWI yang paling kecil dengan kisaran kurang dari 0,742 % dan terlihat pada data porositas yang memiliki nilai porositas yang tinggi diatas 0,145 % dalam zona warna merah dan berada pada TWT 1050 ms sampai 1060 ms diluar area penelitian dibawah zona G - I2. Untuk pemisahan litologi dengan acuan skala warna log porositas menunjukkan pemisahan antara *shale* zona warna hijau muda dengan *wet sand* dengan zona warna kuning emas agak sulit untuk diidentifikasi karena zonanya saling berhimpit namun yang dominan adalah *shale*.

5.4 Analisa Penampang Impedansi Zp dan Zs



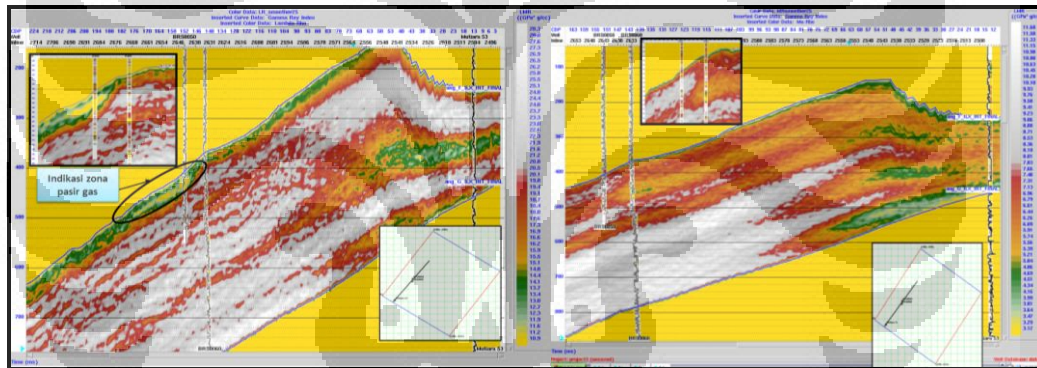
Gambar 5.6 *Arbitrary line* penampang Impedansi Zp dan Zs

Hasil inversi dari reflektifitas P dan S menghasilkan impedansi P (Z_p) dan impedansi S (Z_s). Impedansi Z_p dan impedansi Z_s dapat memberikan informasi tentang litologi atau matriks batuan melalui parameter harga impedansi. Impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewati gelombang seismic yang melaluinya. Penampang impedansi Z_p menunjukkan nilai yang rendah berada pada kisaran $16450 \text{ fts}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$ sampai $17243 \text{ fts}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$ warna kuning keemasan – kuning kehijauan yang tipis dan impedansi Z_s memiliki nilai rendah pula dengan kisaran $9346 \text{ fts}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$ sampai $9649 \text{ fts}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$ warna biru kehijauan – biru muda pada area horison F di 420 ms sampai 445 ms diprediksi sebagai zona reservoir yang terisi hidrokarbon dengan arah penyebaran dari arah Utara sumur BRS-05 atau sekitar Inline 2654 sampai 2660. Sedangkan untuk *wet sand* diperkirakan berada pada nilai

impedansi Z_s sekitar $6614 \text{ fts}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$ sampai $9157 \text{ fts}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$ dan *shale* berada pada nilai impedansi Z_p yang tinggi yaitu diatas $20412 \text{ fts}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$ dengan skala warna merah muda – ungu dan nilai impedansi Z_s yang tinggi diatas $9756 \text{ fts}^{-1} \text{ gcc}^{-1}$ dengan skala warna biru muda – ungu. Sebagai tambahan informasi lampiran Gambar 1, menggambarkan peta struktur waktu zona tinggian diinterpretasikan sebagai antiklin pada skala waktu yang paling kecil yang relatif berarah Tenggara – Timur Laut.

Kontras impedansi antara batuan yang memiliki nilai impedansi tinggi dan rendah serta variasi litologi reservoir baik secara vertikal dan lateral cukup dapat dipisahkan, namun perlu dilakukan transformasi untuk mendapatkan parameter Lambda Rho dan Mu Rho agar determinasi litologi dan identifikasi fluida dapat dianalisis dengan baik.

5.5 Analisa Penampang Lambda Mu Rho



Gambar 5.7 Analisa *arbitrary line* penampang Lambda Rho dan Mu Rho

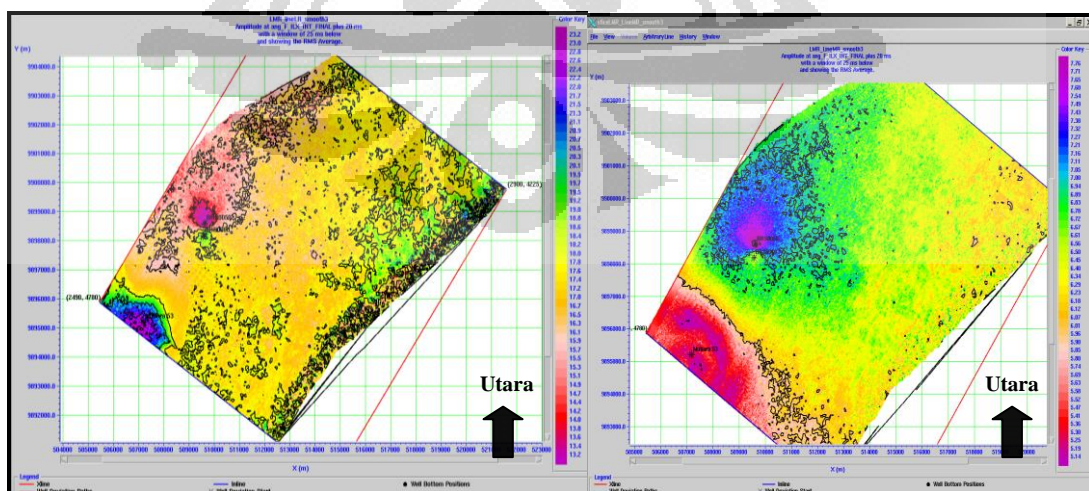
Dari gambar penampang lambda rho (Gambar 5.7) menunjukkan inkompresibilitas batuan yang merupakan indikator fluida pengisi pori. Semakin mudah dikompresi atau ditekan maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya. Pori batuan yang terisi fluida gas akan lebih mudah terkompresi daripada jika terisi oleh minyak ataupun air, sehingga batupasir yang mengandung gas memiliki nilai inkompresibilitas (lambda rho) rendah.

Interpretasi lebih jelas ketika hasil transformasi parameter lambda rho dan mu rho berupa penampang dan *slice* untuk area zona target F – G tepatnya pada vico horison F tepatnya 420 ms sampai 445 ms. Pada sumur BRS-05, BRS-06 dan MUT-53 dilakukan control pada dengan nilai paling kecil dibawah 11 GPa gcc^{-1} di sekitar

sumur BRS-05 dengan warna kuning emas sebagai zona pasir gas. Sedangkan pada penampang mu rho zona pasir gas memiliki nilai yang cukup tinggi kisaran 7 GPa gcc^{-1} hingga 9 GPa gcc^{-1} dengan warna abu-abu keputihan.

Pada gambar 5.8 merupakan model distribusi fluida dan litologi daerah penelitian. Fluida yang mengisi pori mempengaruhi harga inkompresibilitas. Pori batuan yang terisi fluida gas akan lebih mudah terkompresi daripada jika terisi oleh minyak ataupun air, dimana pada gambar *slice* lambda rho (kiri) pada zona F – G tepatnya pada horison F tepatnya TWT 420 ms sampai 445 ms menunjukkan prediksi penyebaran reservoir batupasir yang mengandung gas (*gas sand*) di area sekitar sumur BRS-05 dari arah Utara dengan nilai lambda rho (inkompresibilitas) yang rendah dan ditunjukkan dengan warna magenta – merah muda.

Sedangkan pada gambar *slice* mu rho (kanan) pada zona F – G tepatnya pada horison F tepatnya TWT 420 ms sampai 445 ms menunjukkan zona reservoir dengan litologi batupasir dicirikan dengan harga mu rho yang tinggi adalah pasir gas (*gas sand*) dengan warna ungu – biru muda. Reservoir *wet sand* atau pasir basah diinterpretasikan dengan warna hijau muda – kuning keemasan. *Shale* diinterpretasikan dengan warna merah – magenta dengan sebaran disekitar arah selatan sumur MUT-53. Area kontur dengan warna ungu sampai biru muda menunjukkan indikasi area penyebaran reservoir batupasir gas dengan arah fluida dari Utara dan berakumulasi di sekitar sumur BRS-05.



Gambar 5.8 *Slice* Lambda Rho dan Mu Rho pada zona F – G

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, dapat disimpulkan :

1. Dari analisa *near stack* dan *far stack* data seismik 3D dapat membantu mengkarakterisasi reservoir tepatnya di zona vico horison F +20 ms sampai 45 ms (litologi dan fluida gas) yang telah terbukti mengandung gas dari *well composite* sumur BRS-05.
2. Analisis sensitifitas pada sumur BRS-05 merepresentasikan zona target *gas sand* yang sesuai di horison F – G pada harga resistivity diatas 289 Ohm-m , dengan nilai gamma ray dibawah 23 API, dan rasio poisson yang kecil dibawah 0,28, sedangkan pada sumur BRS-06 menunjukkan kesensitifan data lognya pada TWT 738 ms sampai 742 ms diluar area penelitian antara horison G - I2, dan MUT-53 menunjukkan zona *gas sand* berada pada TWT 1050 ms sampai 1060 ms diluar area penelitian di bawah horison I21.
3. Hasil analisis interpretasi impedansi akustik, zona potensial *gas sand* berada pada horison F+20 ms sekitar TWT 420 – 445 ms atau dalam depth sekitar 1415 ft sampai 1497 ft dengan diperkuat pada data sumur BRS-05 yang menunjukkan krosplot yang baik untuk identifikasi zona vico horison F – G.
4. Penampang lambda mu rho menunjukan zona target yang lebih tajam dalam mengidentifikasi batupasir yang bersaturasi dengan fluida terutama gas bila dibandingkan penampang inversinya.
5. Penyebaran reservoir batupasir yang mengandung fluida gas dapat terlihat jelas pada *slice* lambda rho dari arah Utara dengan harga inkompresibilitas yang rendah berpusat dari sumur BRS-05, dan determinasi litologi pada reservoir batupasir dapat ditunjukkan dengan baik pada *slice* mu rho dengan nilai rigiditas yang tinggi.

6.2. Saran

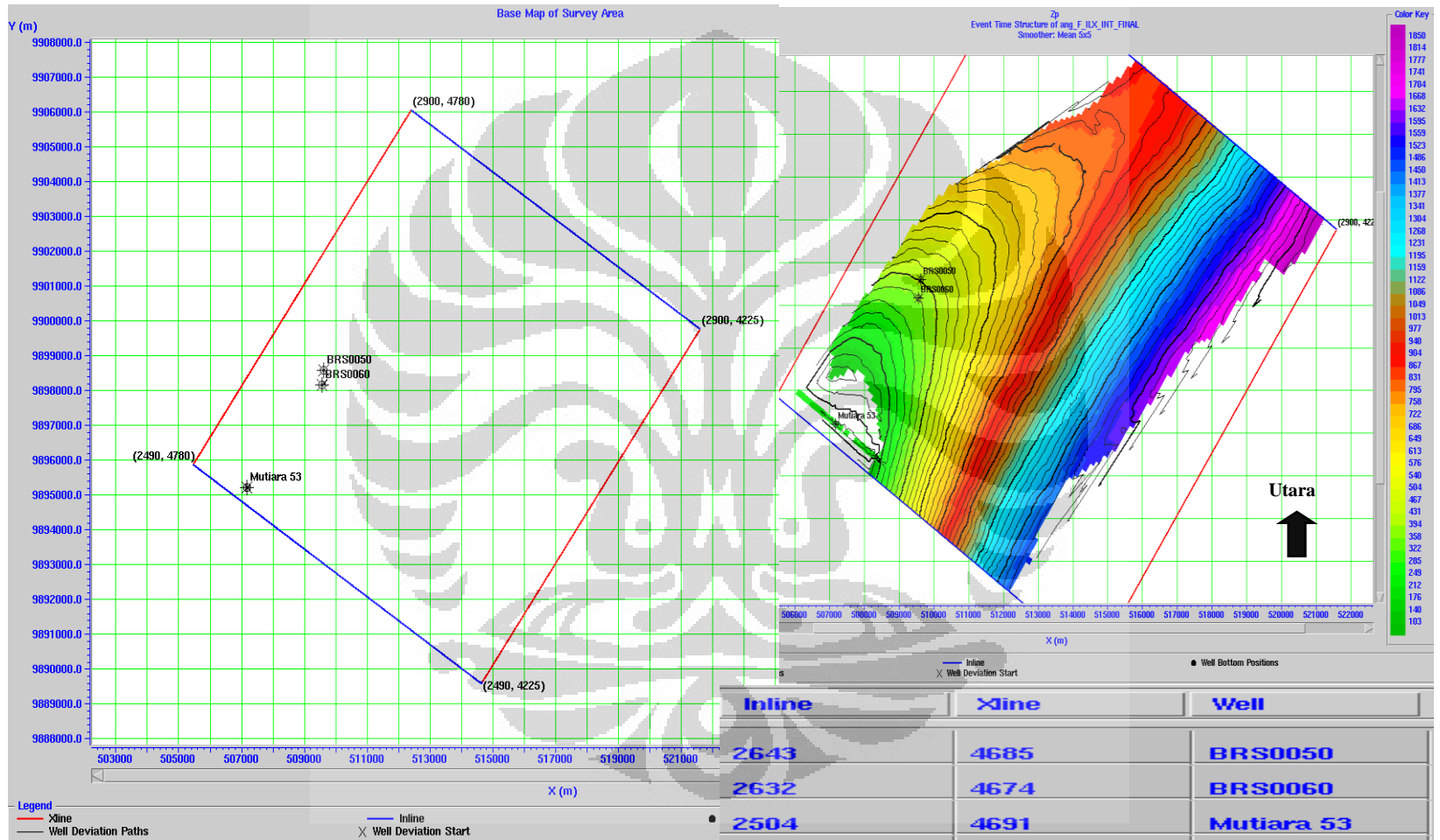
Saran – saran untuk penelitian selanjutnya :

1. Perlu dilakukan analisis AVO dengan metode-metode pendekatan lain, untuk mendapatkan keakuratan dalam mendeteksi zona yang berpotensi mengandung hidrokarbon.
2. Diperlukan perbandingan antara metode multiatribut amplitudo dan frekuensi serta metode inversi lain agar mendapatkan perolehan hasil yang maksimum terutama Geostatistik dan Inversi EEI.
3. Sumur yang digunakan dalam korelasi sebaiknya memiliki data log yang lengkap dan bagus serta optimalisasi jarak interval sumur yang hendak dikorelasikan tidak terlalu jauh agar mudah dalam melakukan analisa karakterisasi reservoir hidrokarbon terutama pada zona yang memiliki ketebalan target zone yang tipis.

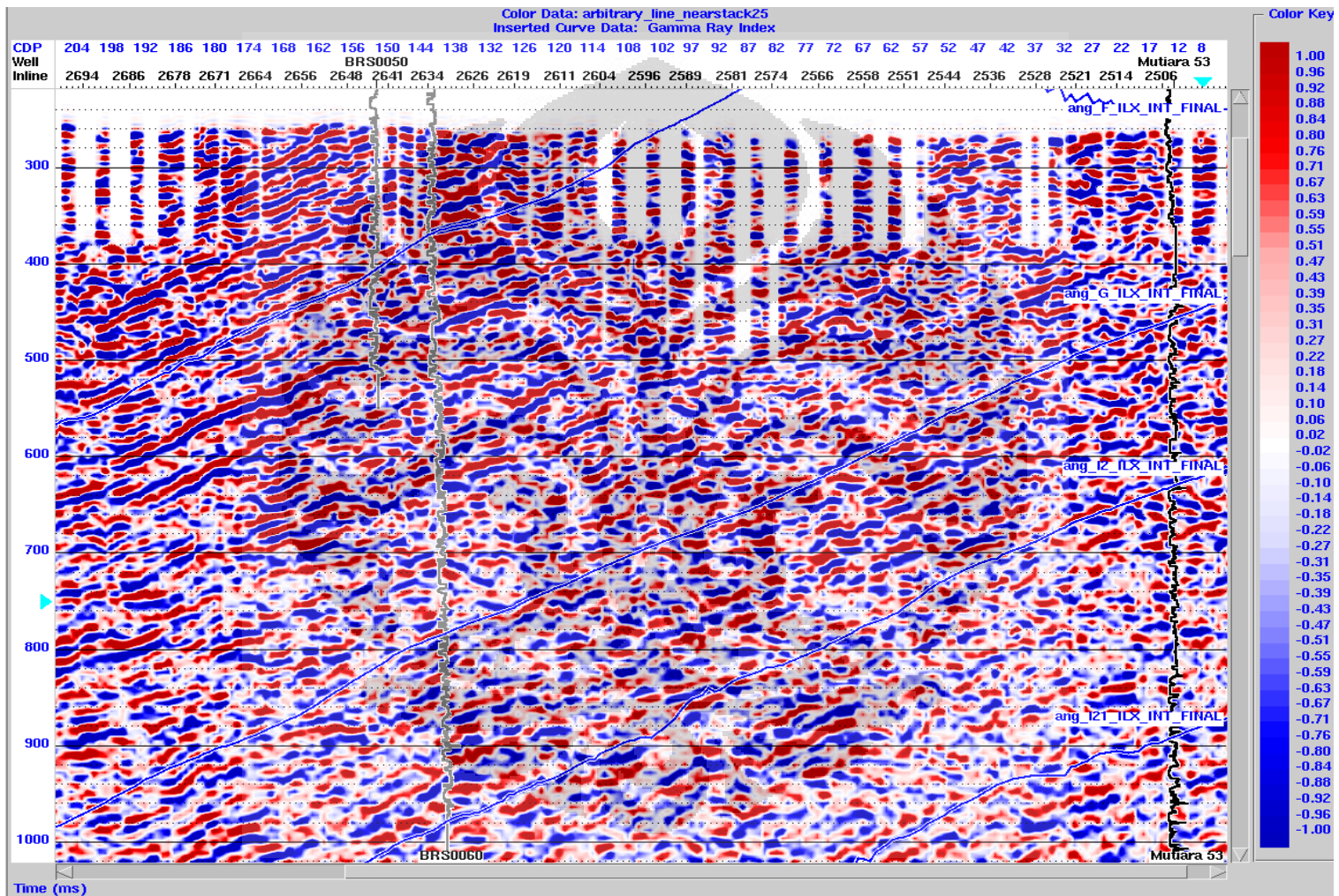
DAFTAR PUSTAKA

1. Anderson, P.F., Gray, F.D. 2001. *Using LMR for Dual Attribute Lithology Identification*. SEG Expanded Abstracts. San Antonio.
2. Avrino, A., Munji, S. 2005. *AVO Modelling For HC Exploration: A Study Case*. HAGI-IAGI-PERHAPI. Surabaya.
3. Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Eastwood, R.L., 1985, *Relationship between compressional wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks*. Geophysics 50, 571-581.
4. Dobrin, M.B., Savit, H.C., 1998. *Geophysical Prospecting 4th*, Mc. Graw Hill International edition, Singapura.
5. Fatti, J.L., et all. 1994. *Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique*. Geophysics 59, No. 9, 1362-1376.
6. Gadallah, M.R., Fisher, R. 2009. *Exploration Geophysics*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
7. Gray, D., Andersen, E. 2001. *The Application Of AVO and Inversion To The Estimation Of Rock Properties*. CSEG Recorder. Veritas, Calgary.
8. Hampson, D., and Russell, B., 2008, *AVO Theory*: Hampson-Russell Software Services Ltd, Calgary.
9. *Kutai Basin Study*. 1995. Vico Indonesia.
10. McClay, K., et all. 2000. *Tectonic Evolution of the Sanga Sanga Block, Mahakam Delta, Kalimantan, Indonesia*. AAPG Buletin 84, No.6, 765-786.
11. M. Bacon, R. Simm and T. Redshaw. 2003. *3D Seismic Interpretation*. Cambridge University Press.
12. Simamora, R. M., 2005. *Inversi AI Dan EI Untuk Identifikasi Hidrokarbon Pada Reservoir Batupasir*. Jurnal Geofisika. Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung.
13. Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Laboratorium Geofisika Reservoir Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung.

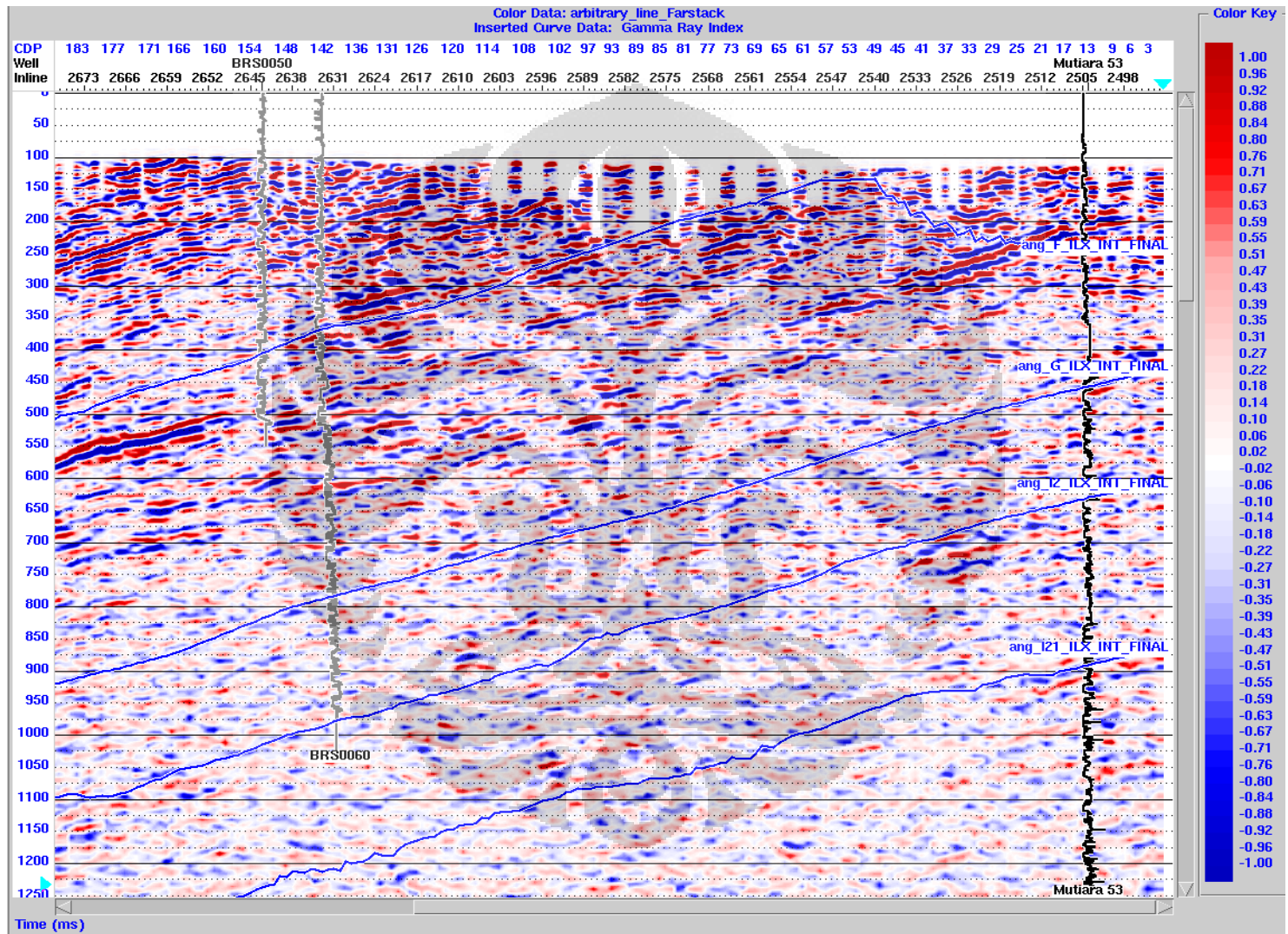
14. Sukmono, S. 1999. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Laboratorium Geofisika Reservoir Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung.
15. Sukmono, S. 1999. *Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoir*. Laboratorium Geofisika Reservoir Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung.
16. Solehudin. 2009. *Analisis Atribut Lambda-Mu-Rho (LMR) Pada Reservoir Batupasir Di Daerah "X" (Studi Kasus Di PT. Chevron Indonesia)*.
17. Telford, W.M., Geldart, L.P., dan Sheriff, R.E., 1990, *Applied Geophysics*, 2nd Edition, Cambridge : Cambridge University Press.
18. V. Mercado H., et al. 2002. *Fluid and lithology identification using Simultaneous Angle Dependant Inversion, Burgos Basin, Mexico*. Jason Geosystems.



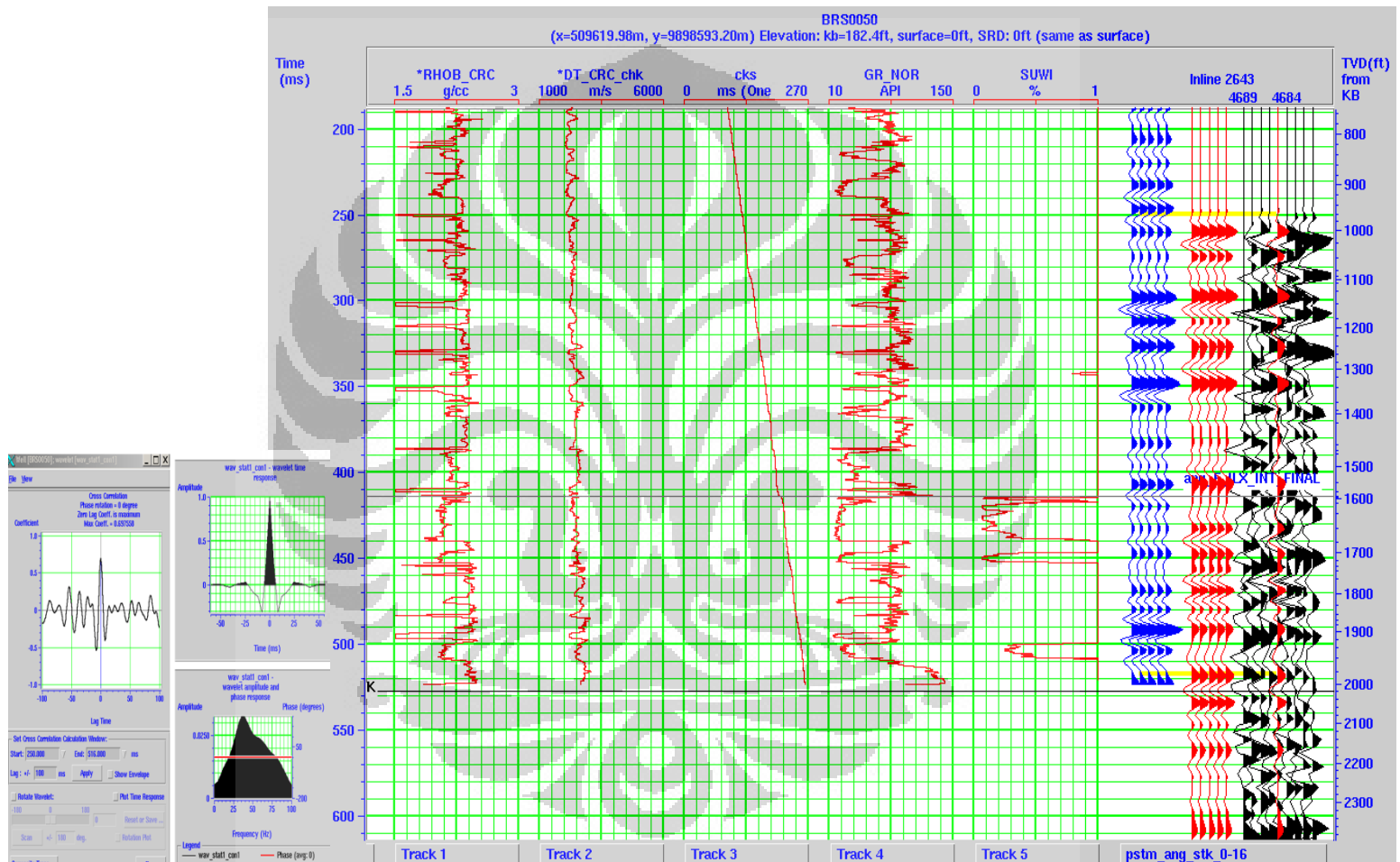
Gambar 1. Basemap, Lokasi Sumur dan Peta Struktur Waktu Horison F
Karakterisasi reservoir..., Totok Doyo Pamungkas, FMIPA UI, 2010



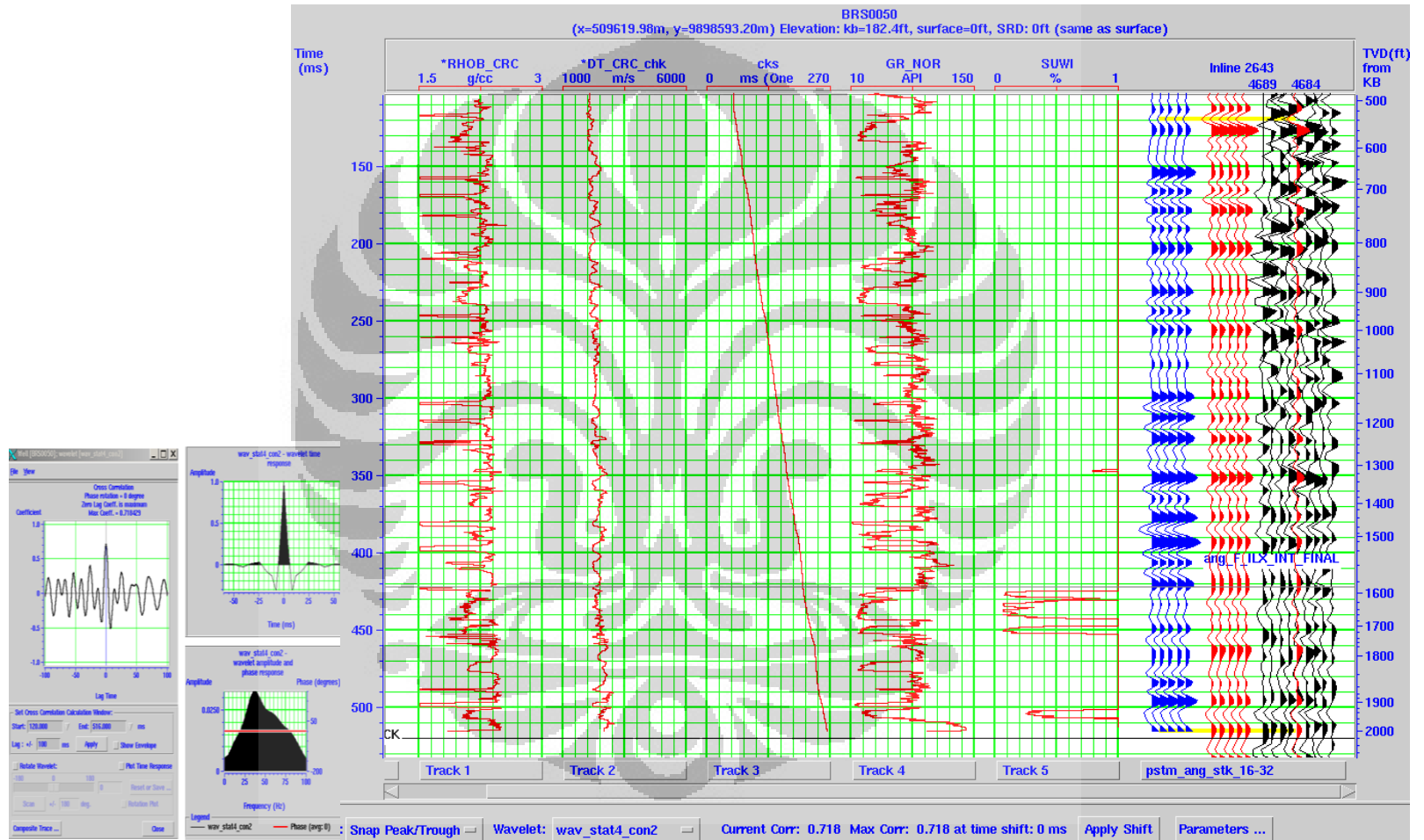
Gambar 2. Data Seismik *Near Stack* (0-16)



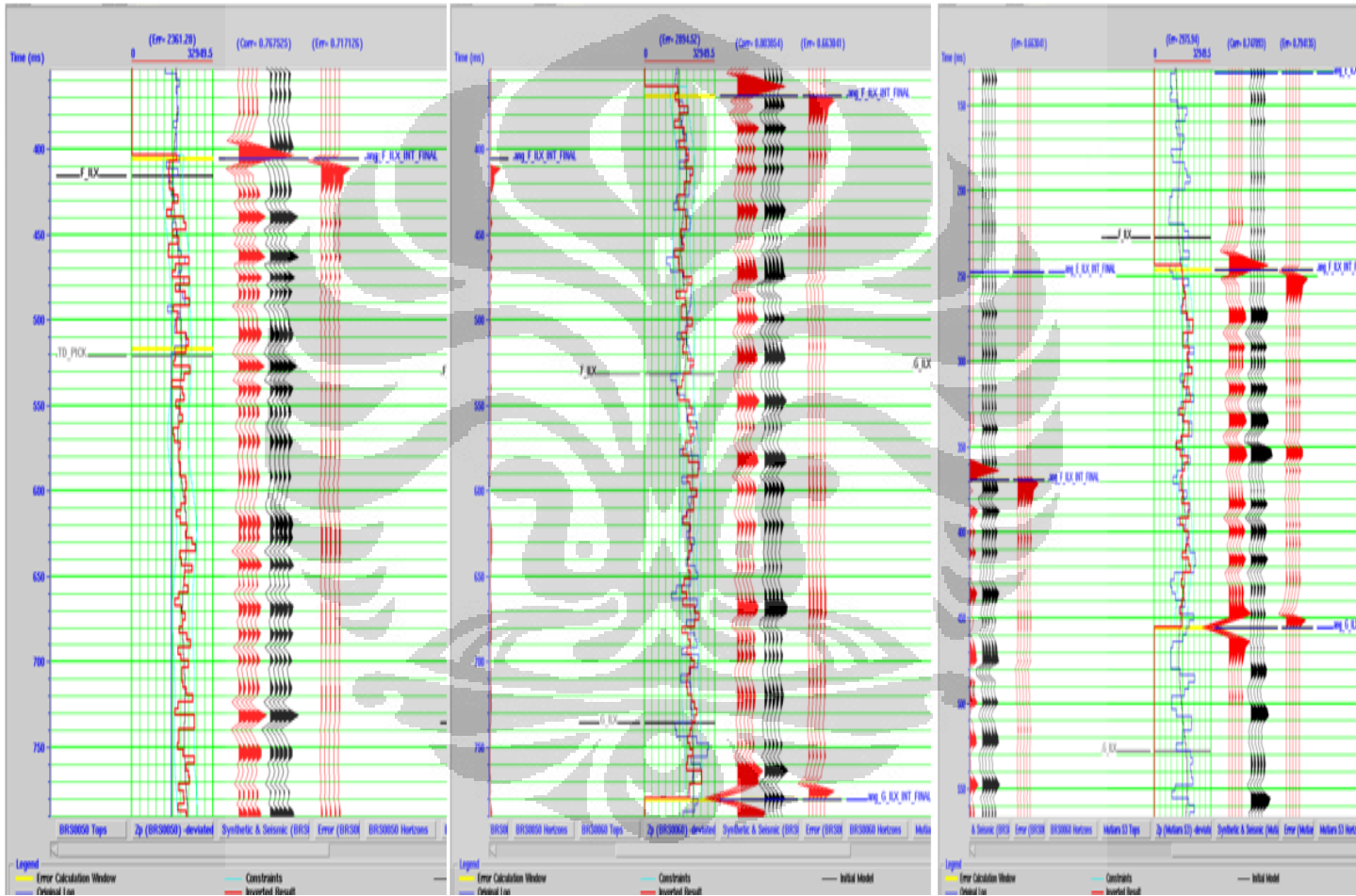
Gambar 3. Data Seismik *Far Stack* (16-32)
 Karakterisasi reservoir..., Totok Doyo Pamungkas, FMIPA UI, 2010



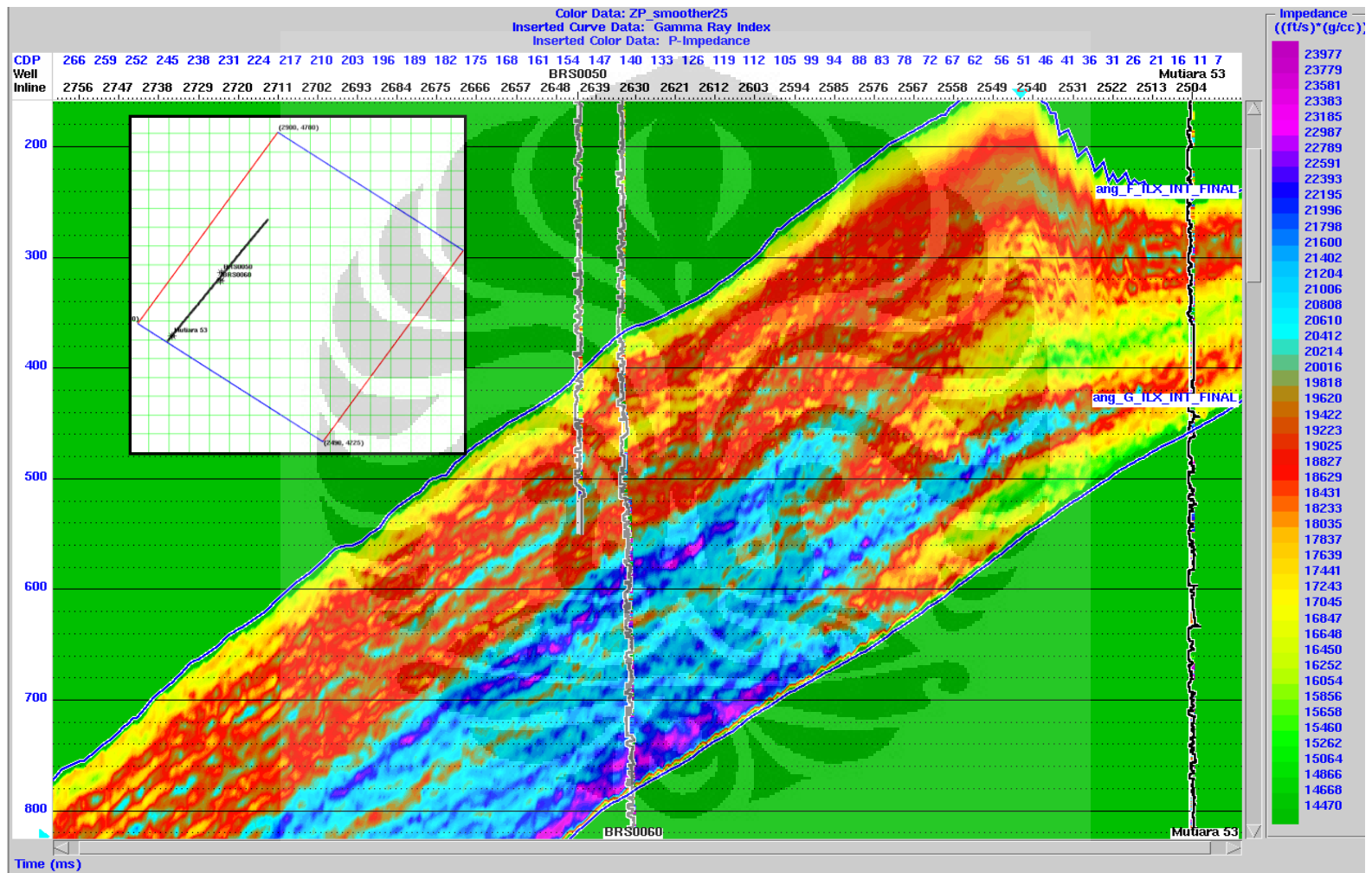
Gambar 4. Well Seismic Tie Pada Near Stack



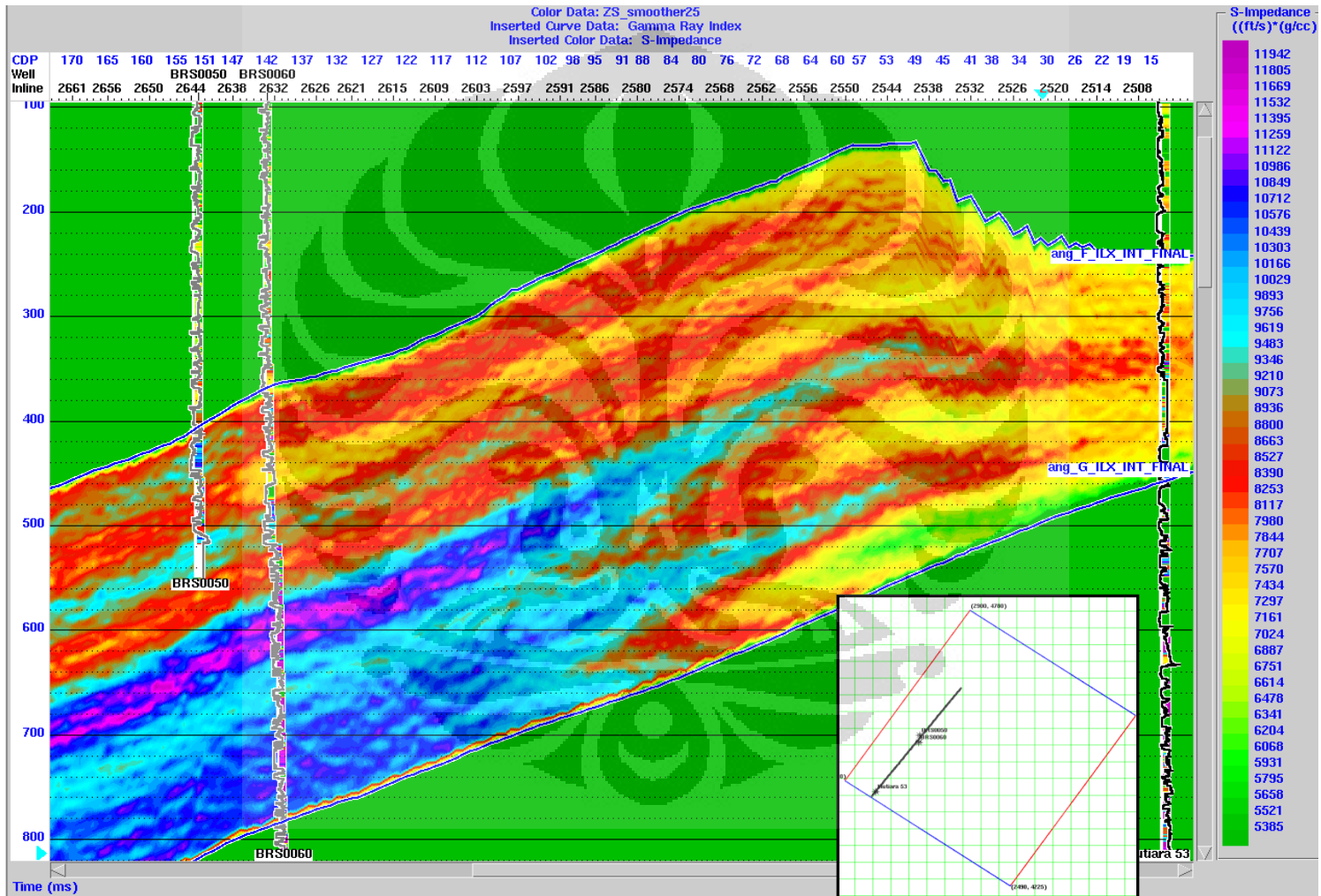
Gambar 5. Well Seismic Tie Pada Far Stack
Karakterisasi reservoir..., Totot Doyo Pamungkas, FMIPA UI, 2010



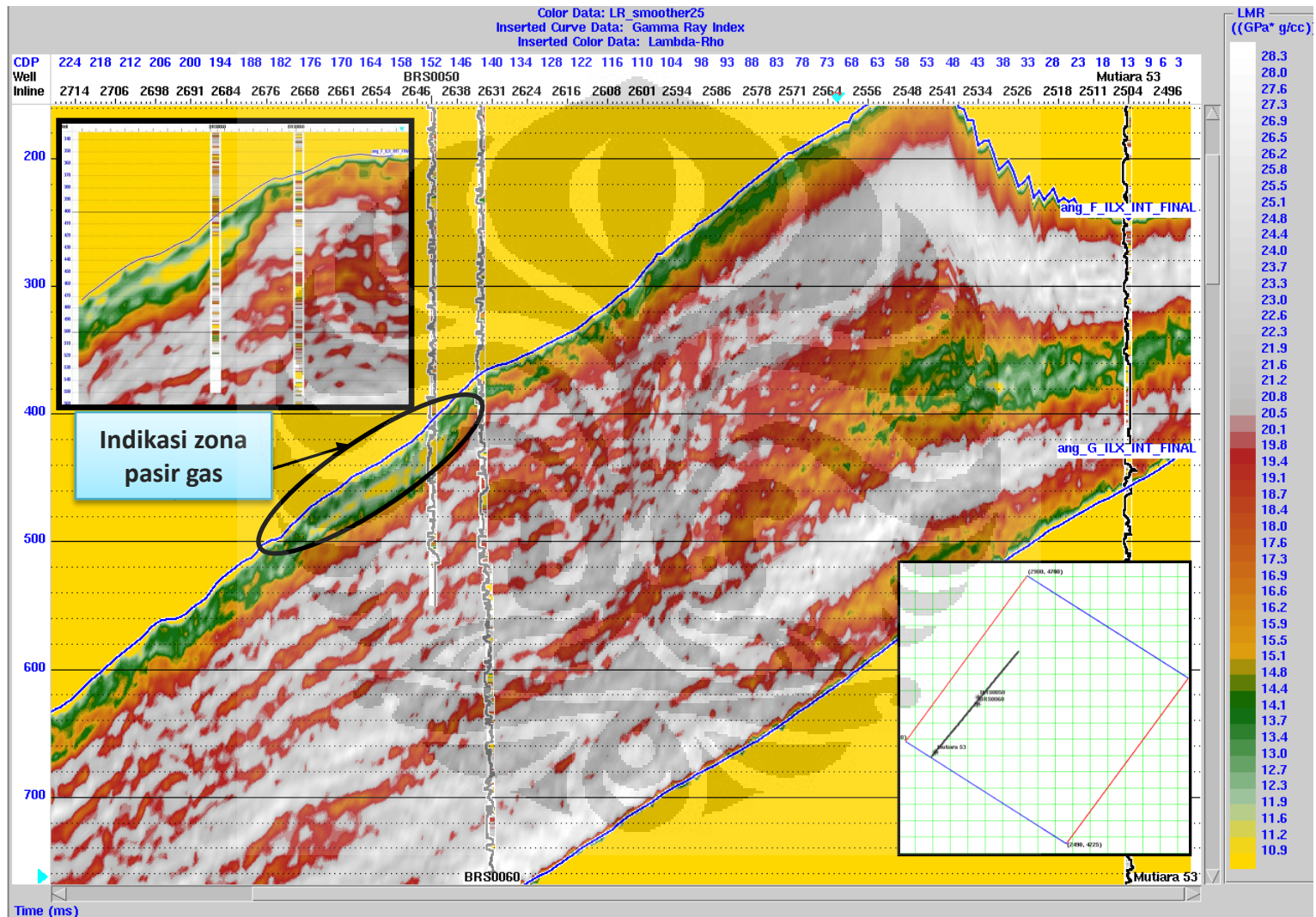
Gambar 6. *Error Analysis Inversi*



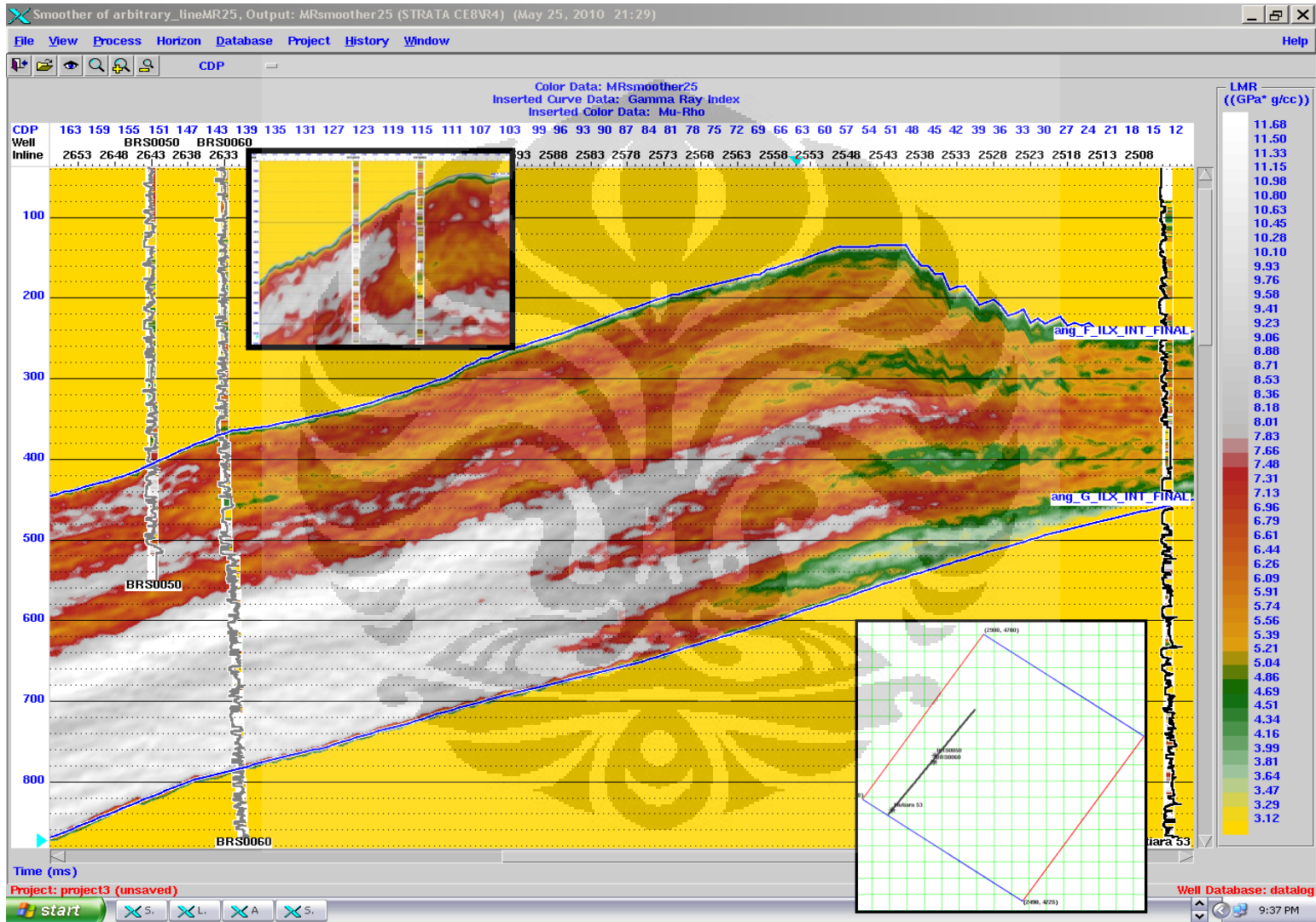
Gambar 7. Penampang AI Inversi *Model Based*



Gambar 8. Penampang SI Inversi *Model Based*
 Karakterisasi reservoir..., Totok Doyo Pamungkas, FMIPA UI, 2010

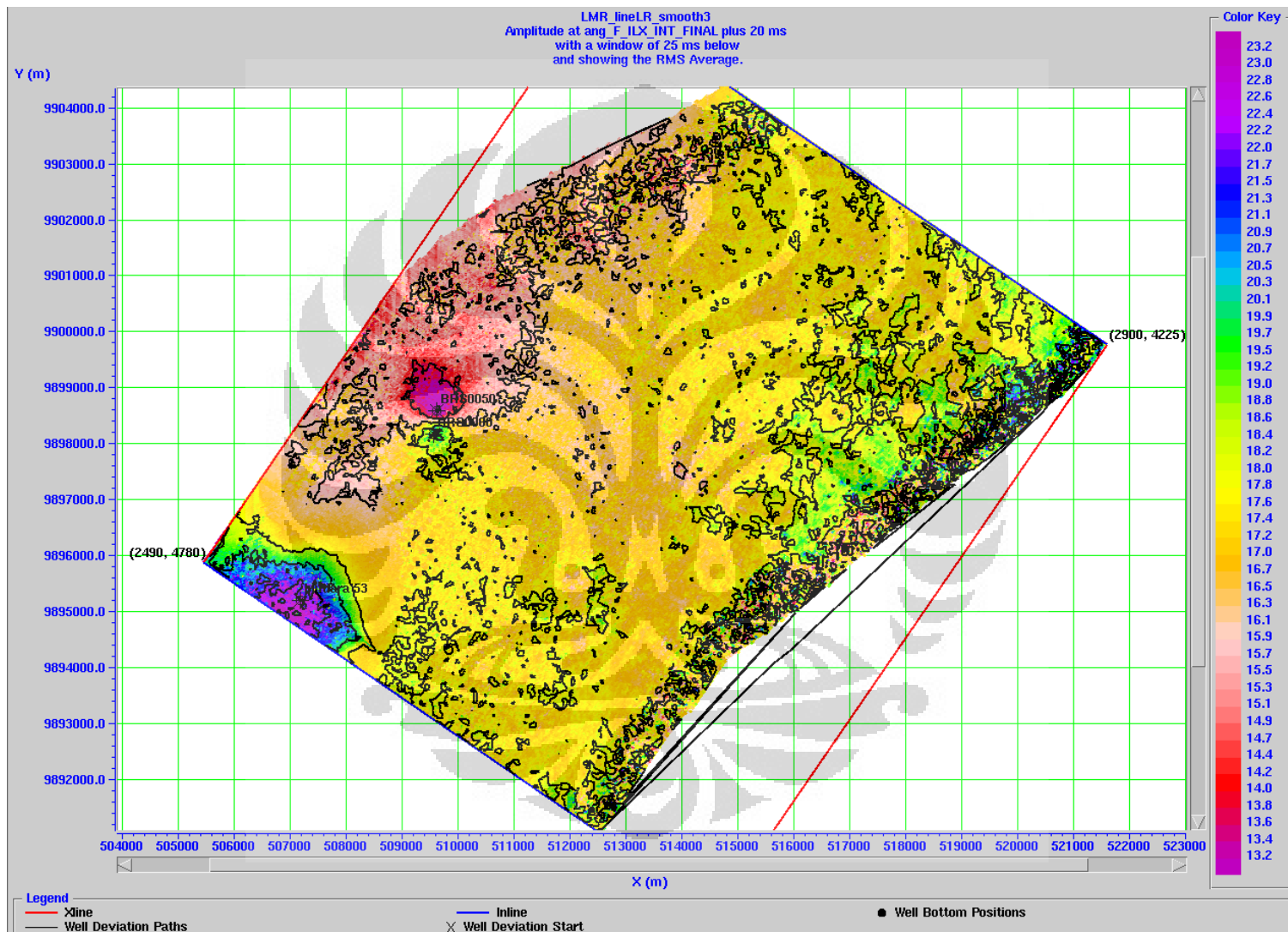


Gambar 9. Penampang Lambda Rho

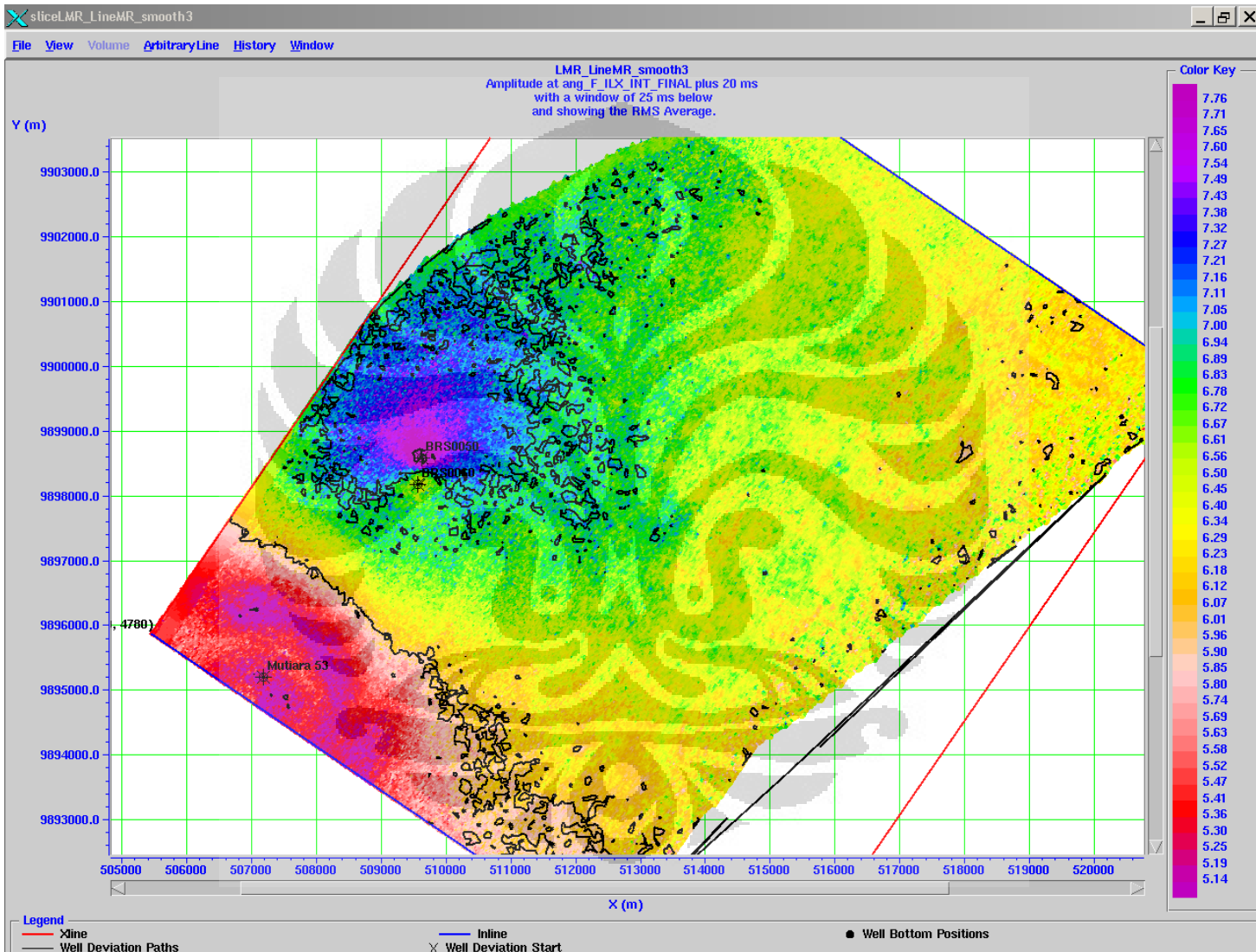


Gambar 10. Penampang Mu Rho

Karakterisasi reservoir..., Totok Doyo Pamungkas, FMIPA UI, 2010



Gambar 11. *Slice* Lambda Rho Zona F-G



Gambar 12. Slice Mu Rho Zona F-G

Karakterisasi reservoir..., Totok Doyo Pamungkas, FMIPA UI, 2010