



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**INVERSI LAMBDA MU RHO UNTUK MEMETAKAN  
PENYEBARAN LITOLOGI DAN HIDROKARBON PADA  
FORMASI MENGGALA LAPANGAN “X4”  
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

**SKRIPSI**

**HIRA NASMY**

**0706262400**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI FISIKA  
DEPOK  
DESEMBER 2011**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**INVERSI LAMBDA MU RHO UNTUK MEMETAKAN  
PENYEBARAN LITOLOGI DAN HIDROKARBON PADA  
FORMASI MENGGALA LAPANGAN “X4”  
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

**SKRIPSI**

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

Oleh

**HIRA NASMY  
0706262400**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI FISIKA  
PEMINATAN GEOFISIKA  
DEPOK  
DESEMBER 2011**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Hira Nasmy

NPM : 0706262400

Tanda Tangan : 

Tanggal : 8 Desember 2011

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Hira Nasmy  
NPM : 0706262400  
Program Studi : Fisika  
Peminatan : Geofisika  
Judul Skripsi : Inversi Lambda Mu Rho Untuk Memetakan Penyebaran  
Litologi dan Hidrokarbon Pada Formasi Menggala  
Lapangan "X4" Cekungan Sumatera Tengah

**Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi S1 Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.**

### DEWAN PENGUJI

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

Pembimbing II : Andy Pujiriyanto S.Si (.....)

Penguji I : Dr. Eng. Yunus Daud M.Sc (.....)

Penguji II : Dr. Ir. Eko Widiyanto M.T (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 8 Desember 2011



***NEVER WAIT UNTIL TOMORROW WHAT YOU  
CAN DO NOW***

## KATA PENGANTAR

Puji syukur yang sebesar-besarnya penulis panjatkan kehadapan Allah. Subhaanahu wa Ta 'alaa, karena atas karunia, rahmat dan hidayah-Nya, penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul **“Inversi Lambda Mu Rho untuk Memetakan Penyebaran Litologi dan Hidrokarbon pada Formasi Menggala Lapangan X4 Cekungan Sumatera Tengah”** untuk memenuhi prasyarat kelulusan sarjana tingkat Strata-1 (S1) di Departemen Fisika Universitas Indonesia.

Laporan Tugas Akhir ini disusun oleh penulis sebagai laporan pelaksanaan penelitian yang mengambil tempat di Energi Mega Persada, Kondur Petroleum S.A, Divisi GnG selama kurang lebih 4 bulan.

Banyak pihak yang ikut terlibat dan banyak memberikan kontribusi ilmiah, moril dan materiil baik secara langsung maupun tidak langsung kepada penulis dalam pelaksanaan penelitian dan penyusunan skripsi ini. Bersama ini penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Keluarga tercinta : Kedua orang tua dan *my lovely sister* yang telah memberikan dukungan doa dan kasih sayangnya, sehingga penulis dapat menyelesaikan perkuliahan dan penyusunan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Dr. Syamsu Rosid selaku Ketua Peminatan Geofisika FMIPA UI.
3. Bapak Dr. rer.nat Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
4. Bapak Ir. Hotma Yusuf.MSc dan Ir. Benny Yunus Syamsuddin. MSc selaku Manager yang dengan baik hati memberikan nasihat-nasihat membangun kepada penulis.
5. Mas Andry Pujiriyanto S.Si selaku Pembimbing II di perusahaan yang sabar meluangkan waktunya ditengah kesibukan dan memberikan penjelasan lebih lanjut tentang Tugas Akhir yang diberikan kepada penulis.
6. Sahabat-sahabat FISIKA angkatan 2007 FMIPA UI atas semua dukungan, semangat, dan kebersamaan selama ini.

7. Teman-teman FISIKA angkatan 2006, 2008 yang selalu membawa keceriaan di kampus.
8. Spesial untuk *My BFF* Indah, Anita, Diana, dan Dwintha atas kebersamaannya selama ini dalam suka maupun duka.
9. Para senior yang sudah membuka wawasan serta menambah ilmu pengetahuan penulis.
10. Kakak-kakak staf Eksplorasi, Mas Yosep, Kak Ady, Kak Dita, Nouvall, Kak Franky, Pak Iwan, Mas Sbastian, Pak Agus, Mas Farid terima kasih atas segala kerja sama dan bantuannya selama penelitian berlangsung.
11. Teman-teman seperjuangan TA & KP khusus dan Reguler EMP, Andy, Ocky, Dewi, Anti, Nikita, Mubi,, Zifora, Ayu, Anggi, Alvi, Haryo, Ikhsan, dan Arif atas semangat dan kerjasamanya selama penulis melakukan penelitian.
12. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, yang telah banyak membantu penulis, terima kasih sebanyak-banyaknya.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penyusunan Tugas Akhir ini. Saran dan kritik dari semua pihak sangat penulis harapkan demi perbaikan dimasa yang akan datang. Akhir kata, semoga laporan ini bermanfaat buat kita semua.

Jakarta, 2011

Penulis

## HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Hira Nasmy  
NPM : 0706262400  
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 :

**INVERSI LAMBDA MU RHO UNTUK MEMETAKAN PENYEBARAN  
LITOLOGI DAN HIDROKARBON PADA FORMASI MENGGALA  
LAPANGAN X4 CEKUNGAN SUMATERA TENGAH.**

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 : 8 Desember 2011

Yang menyatakan,



(Hira Nasmy)



## ABSTRAK

Nama : Hira Nasmy  
Program Studi : Fisika  
Judul : Inversi Lambda Mu Rho untuk Memetakan Penyebaran Litologi dan Hidrokarbon pada Formasi Menggala Lapangan X4 Cekungan Sumatera Tengah

Studi ini dilakukan untuk memetakan penyebaran zona reservoir batupasir Formasi Menggala Lapangan X4 Cekungan Sumatera Tengah dengan menggunakan metode inversi Lambda Mu Rho (LMR). Parameter Lambda-Rho dapat mengidentifikasi kandungan suatu fluida di dalam batuan sedangkan parameter Mu-Rho dapat mengidentifikasi jenis batuan. Dalam studi ini, parameter Lambda Mu Rho menunjukkan bahwa litologi dan hidrokarbon pada Formasi Menggala dapat terpisahkan dengan baik. Daerah *Gas-sand* terlihat dari nilai Lambda-Rho dan Mu-Rho yang relatif rendah, yaitu Lambda-Rho kurang dari 20 GPa/g\*cc dan Mu-Rho antara 20 GPa/g\*cc – 30 GPa/g\*cc. Analisis dari inversi Lambda Mu Rho, data sumur, dan data geologi terlihat bahwa zona reservoir terkonsentrasi dari bagian barat laut ke tenggara.

Kata kunci : batupasir, Inversi, Lambda Mu Rho (LMR)

## ABSTRACT

Name : Hira Nasmy  
Study Program : Physics  
Title : Inversion Lambda Mu Rho for Lithology and Fluid Indicator Distribution On Menggala Formation in “X4” Field Central Sumatera Basin

This study is carried out to map the distribution of sandstone reservoir zone Menggala Formation in X4 field Central Sumatra Basin by using Lambda Mu Rho (LMR) inversion. Lambda-Rho parameter indicates the presence of fluid while Mu-Rho parameter indicates the rock type. In this study, Lambda Mu Rho parameter shows that the lithology and hydrocarbon on Menggala Formation can be well separated. Gas-sand zone can be seen at quite low range of Lambda-Rho and Mu-Rho which are Lambda-Rho less than 20 GPa/g\*cc and Mu-Rho between 20 GPa/g\*cc – 30 GPa/g\*cc. Analysis from Lambda Mu Rho inversion, well data, and geological data show that the reservoir distribution zone are concentrate from north-west to south-east.

Keywords : Sandstone, Inversion, Lambda Mu Rho (LMR)

## DAFTAR ISI

	Hal
HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINILITAS .....	ii
HALAMAN PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vii
ABSTRAK .....	viii
ABSTRACT .....	ix
DAFTAR ISI .....	x
DAFTAR GAMBAR .....	xii
DAFTAR TABEL .....	xvi
<b>BAB I. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Maksud dan Tujuan Penelitian .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Metodologi Penelitian .....	3
1.5 Lokasi dan Waktu Penelitian .....	3
1.6 Sistematika Penelitian .....	4
<b>BAB II. GEOLOGI REGIONAL</b>	
2.1 Letak Geografis dan Lokasi Penelitian .....	6
2.2 Tektonik dan Struktur Geologi Cekungan Sumatera Tengah ...	7
2.3 Sejarah Pengendapan dan Stratigrafi .....	9
2.3.1 Sejarah Pengendapan (Sedimentasi) .....	9
2.3.2 Stratigrafi .....	10
2.4 Petroleum Sistem .....	13
<b>BAB III. TEORI DASAR</b>	
3.1 Seismologi Refleksi .....	15
3.1.1 Konsep Seismik Refleksi .....	15
3.1.2 Trace Seismik .....	17
3.2 Sifat Fisis Batuan .....	18
3.2.1 Kecepatan Gelombang P (Vp) dan Gelombang S (Vs) .....	18
3.2.2 Densitas .....	20
3.2.3 Porositas .....	21
3.2.4 Inkompresibilitas ( $\lambda$ ) dan Rigiditas ( $\mu$ ) .....	22
3.3 Amplitude Versus Offset .....	24

3.4 Inversi Seismik .....	29
3.4.1 Model based .....	30
3.4.2 Bandlimited .....	31
3.4.3 <i>Colored</i> .....	31

#### BAB IV. DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1. Data .....	34
4.1.1. Data Seismik .....	34
4.1.2. Data Sumur .....	34
4.1.2.1. Data Log .....	35
4.1.2.2. Data Checkshot .....	36
4.1.2.3. Data Marker .....	36
4.2. Pengolahan Data .....	36
4.2.1. Pengolahan Data Sumur .....	38
4.2.1.1. Sintetik Seismogram .....	49
4.2.1.2. Prediksi Log Gelombang S .....	40
4.2.1.3. Analisis Sensitivitas .....	42
4.2.2. Pengolahan Data Seismik .....	45
4.2.2.1. Data CDP Gather .....	45
4.2.2.2. Super Gather .....	46
4.2.2.3. Angle Gather .....	47
4.2.2.4. Estimasi Reflektivitas P ( $R_p$ ) dan Reflektivitas S ( $R_s$ ) Stack .....	48
4.2.2.5. Inversi Seismik .....	50
4.2.2.6. Transformasi Parameter Lambda Mu Rho .....	57

#### BAB V. ANALISIS DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Data Sumur .....	62
5.2. Analisis Sensitivitas .....	64
5.3. Analisis Data Seismik .....	66
5.4. Analisis Metoda Inversi .....	66
5.5. Analisis Hasil Inversi .....	68
5.6. Analisis Transformasi Lambda Mu Rho .....	69

#### BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan .....	72
6.2. Saran .....	72

#### DAFTAR ACUAN

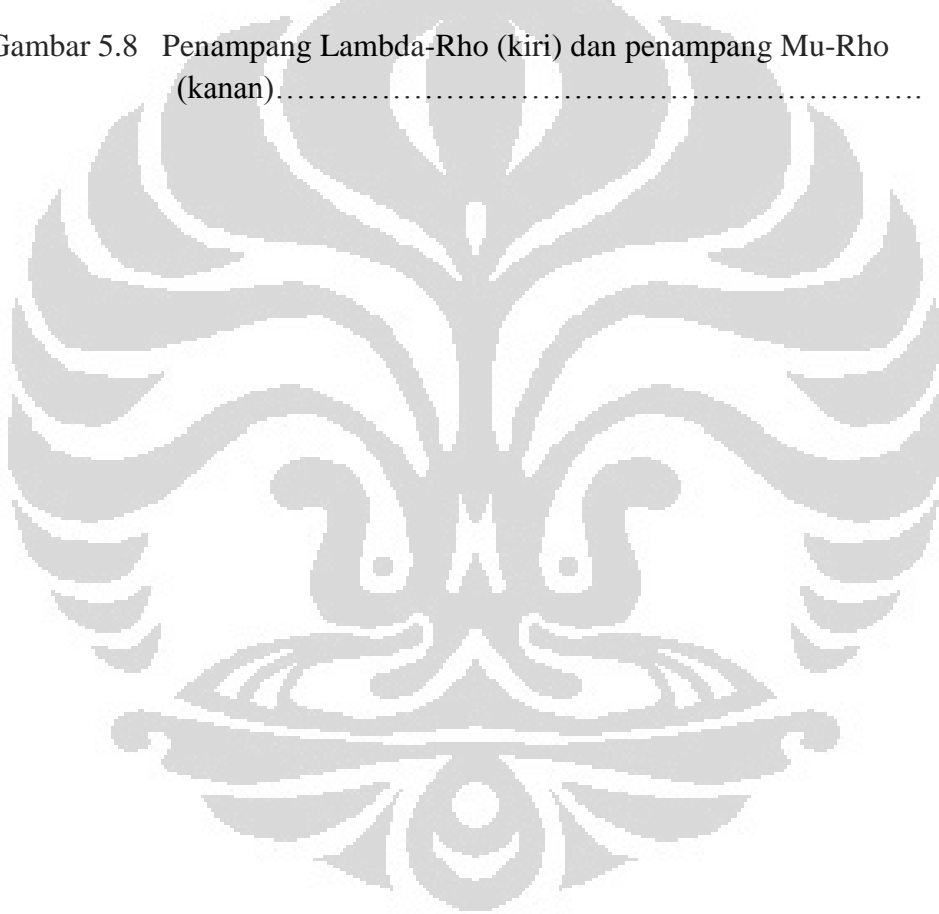
## DAFTAR GAMBAR

	Hal
Gambar 1.1 Lokasi Lapangan X4.....	4
Gambar 1.2 Diagram Alir Pengolahan Data.....	5
Gambar 2.1 Kerangka tektonik regional Cekungan Sumatera Tengah (modifikasi dari Heidrick & Aulia, 1993) dan lokasi penelitian. ....	6
Gambar 2.2 Fase Tektonik Cekungan Sumatera Tengah .....	9
Gambar 2.3 Stratigrafi Selat Malaka, Cekungan Sumatera Tengah .....	11
Gambar 2.4 Sketsa Petroleum Sistem Lapangan X54 .....	13
Gambar 3.1 Komponen dasar metode refleksi (Badley,1985)	
(a)Diagramatik sumber wavelet .....	15
(b)Gelombang pada batas reflektor .....	15
(c)Geometri refleksi pada reflektor horizontal .....	15
Gambar 3.2 Konvolusi antara reflektivitas dengan wavelet mengurangi resolusi .....	18
Gambar 3.3 Skema deformasi batuan terhadap gelombang geser (S- wave) dan gelombang kompresi (P-wave) .....	19
Gambar 3.4 Nilai-nilai densitas batuan (courtesy Grand and West) .....	20
Gambar 3.5 Sw vs Densitas, aplikasi persamaan Wylie pada reservoir minyak dan gas .....	21
Gambar 3.6 Gelombang P yang terbagi menjadi gelombang P dan S pada saat sudut datang tidak sama dengan nol .....	25
Gambar 3.7 Model dasar untuk anomali AVO .....	27
Gambar 3.8 Koefisien refleksi gelombang P .....	28
Gambar 3.9 Metode inversi seismik .....	29
Gambar 3.10 Spektrum amplitude dari impedansi akustik .....	32
Gambar 3.11 a) operator spektrum .....	32
b) operator inversi .....	32

Gambar 4.1	Base Map Penelitian .....	34
Gambar 4.2	Data log pada sumur X4-05 .....	35
Gambar 4.3	Interpretasi horizon pada <i>inline</i> 1782 dan <i>crossline</i> 5413 ( <i>deviated well</i> ) data seismik 3D <i>Post Stack</i> .....	37
Gambar 4.4	<i>Composite log</i> pada sumur X4-01, daerah target adalah daerah berwarna kuning .....	38
Gambar 4.5	<i>Composite log</i> pada sumur X4-02, daerah target adalah daerah berwarna kuning .....	39
Gambar 4.6	Sintetik seismogram pada sumur X4-02 dengan <i>wavelet ricker</i> .....	40
Gambar 4.7	Bentuk dan kandungan frekuensi ricker yang digunakan dalam sintetik seismogram pada sumur X4-02 .....	40
Gambar 4.8	Korelasi antara gelombang S sintetik (merah) dengan gelombang S sumur (hitam) .....	41
Gambar 4.9	Krosplot gelombang S sumur dengan gelombang S sintetik	41
Gambar 4.10	Krosplot P Impedansi vs Gamma Ray <i>color key</i> Densitas ...	42
Gambar 4.11	Krosplot S Impedansi vs Gamma Ray <i>color key</i> Densitas ...	43
Gambar 4.12	Krosplot P Impedansi vs S Impedansi dengan <i>color key</i> Gamma Ray dan dengan Saturasi Air .....	43
Gambar 4.13	Krosplot Lambda Rho vs Gamma Ray dengan <i>color key</i> Porositas .....	44
Gambar 4.14	Krosplot Mu Rho vs Gamma Ray dengan <i>color key</i> Porositas .....	44
Gambar 4.15	Krosplot Lambda Rho vs Mu Rho dengan <i>color key</i> Porositas .....	45
Gambar 4.16	Penampang data CDP gather pada daerah sekitar sumur X4-02 .....	46
Gambar 4.17	Penampang Super Gather pada daerah sekitar sumur X4-02	46
Gambar 4.18	Penampang Angle Gather pada daerah sekitar sumur X4-02 .....	47
Gambar 4.19	Analisis AVO pada horizon <i>Lower Menggala</i> .....	48

Gambar 4.20	Penampang reflektivitas P pada inline 1782 daerah sekitar sumur X4-02 .....	49
Gambar 4.21	Penampang reflektivitas S pada inline 1792 daerah sekitar sumur X4-02 .....	49
Gambar 4.22	Peta <i>time structure</i> dari Formasi <i>Lower Menggala</i> .....	50
Gambar 4.23	Model awal Rp pada inline 1782 daerah sekitar sumur X4-02 .....	52
Gambar 4.24	Model awal Rs pada inline 1782 daerah sekitar sumur X4-02 .....	52
Gambar 4.25	Operator yang digunakan pada Inversi <i>Colored</i> Reflektivitas P .....	53
Gambar 4.26	Operator yang digunakan pada Inversi <i>Colored</i> Reflektivitas S .....	54
Gambar 4.27	Penampang Impedansi gelombang P pada daerah sekitar sumur X4-02 .....	55
Gambar 4.28	Penampang Impedansi gelombang S pada daerah sekitar sumur X4-02 .....	55
Gambar 4.29	<i>Slice</i> pada daerah target <i>Lower Menggala</i> terhadap impedansi P .....	56
Gambar4.30	<i>Slice</i> pada daerah target <i>Lower Menggala</i> terhadap impedansi S .....	57
Gambar4.31	Penampang Lambda-Rho dengan log Gamma Ray pada sumur X4-02 .....	58
Gambar4.32	Penampang Mu-Rho dengan log Gamma Ray pada sumur X4-02 .....	58
Gambar 4.33	Penampang dari hasil inversi yang dikrosplot .....	59
Gambar 4.34	<i>Slice</i> Lambda-Rho untuk mengetahui penyebaran hidrokarbon .....	60
Gambar 4.35	<i>Slice</i> Mu-Rho untuk mengetahui penyebaran litologi .....	61
Gambar 5.1	Log-log utama yang berasosiasi dengan litologi pada sumur X4-02 .....	62

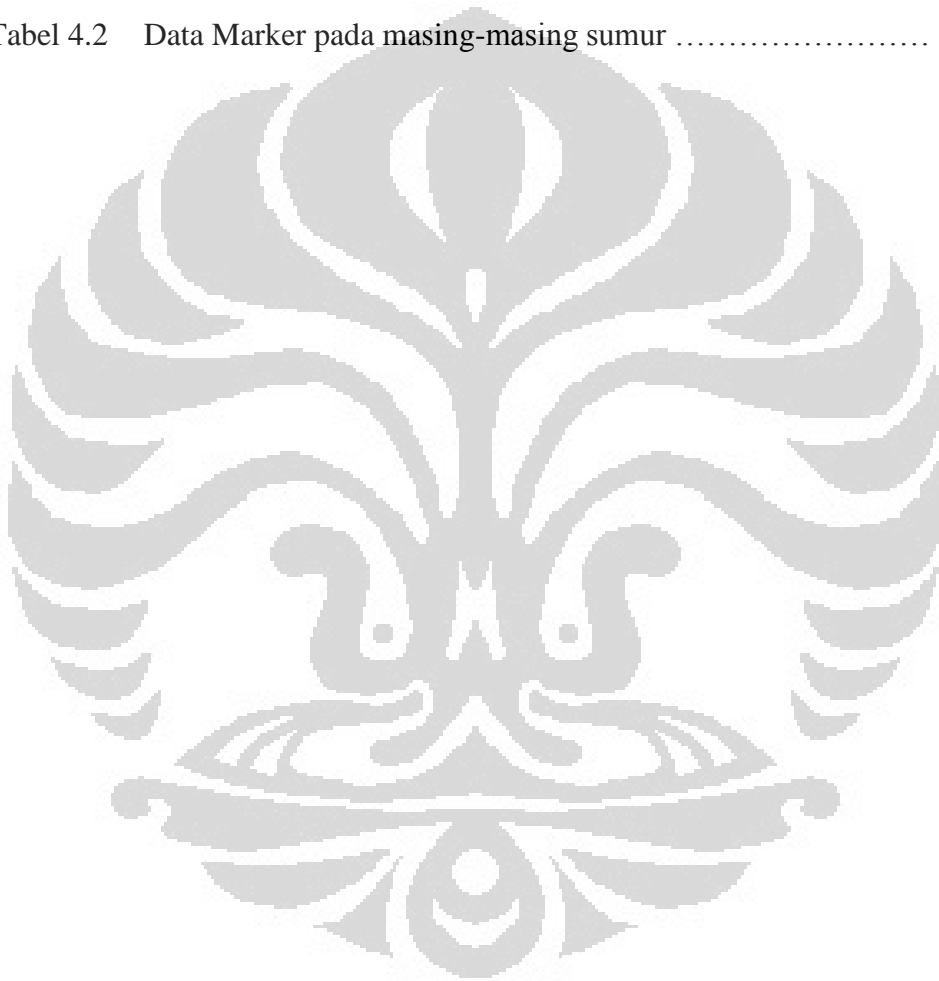
Gambar 5.2	Krosplot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan <i>color key</i> densitas dan porositas .....	65
Gambar 5.3	Analisis inversi untuk inversi <i>Colored AI</i> .....	67
Gambar 5.4	Analisis inversi untuk inversi <i>Colored SI</i> .....	67
Gambar 5.5	<i>Quality Control</i> pada penampang AI .....	68
Gambar 5.6	<i>Quality Control</i> pada penampang SI .....	69
Gambar 5.7	Perbandingan antara penampang Lambda-Rho, Mu-Rho, dengan seismik hasil krosplot .....	70
Gambar 5.8	Penampang Lambda-Rho (kiri) dan penampang Mu-Rho (kanan).....	71





## DAFTAR TABEL

	Hal
Tabel 3.1 Jenis porositas secara semi-kuantitatif .....	22
Tabel 3.2 Analisis petrofisika menggunakan Lamè Parameter .....	23
Tabel 3.3 Sifat dari parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho .....	24
Tabel 4.1 Data log dari kelima sumur yang digunakan .....	35
Tabel 4.2 Data Marker pada masing-masing sumur .....	36



# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1.Latar Belakang

Lapangan X4 adalah salah satu lapangan yang dikelola oleh Kondur Petroleum S.A. dalam eksplorasi dan produksi hidrokarbon. Lapangan ini berada di wilayah Cekungan Sumatera Tengah, Selat Malaka, Indonesia. Untuk dapat memproduksi minyak dan gas dengan optimal dan meminimalisir resiko yang ada, berbagai cara dapat dilakukan dan salah satunya dengan melakukan analisa *Amplitude Versus Offset (AVO)* dan inversi seismik. Metode ini dilakukan dengan harapan dapat memetakan daerah distribusi reservoir bawah permukaan dan mengidentifikasi fluida reservoir dan hidrokarbon dengan baik sehingga mengurangi kesalahan.

Pada dasarnya rekaman seismik adalah hasil dari forward modeling. Input datanya adalah *acoustic impedance (AI)* atau koefisien refleksi (KR) dari bidang perlapisan bumi yang kemudian dilakukan *forward modeling* sehingga menghasilkan rekaman seismik. Algoritma *forward modeling* sendiri adalah proses konvolusi dari wavelet dengan koefisien refleksi dari bidang perlapisan bumi (sukmono,2005).

Seismik inversi didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya. Inversi *Amplitude Versus Offset* adalah salah satu metode inversi seismik yang dilakukan sebelum proses *stacking* yang pertama diperkenalkan oleh Ostrander (1982) untuk memvalidasi anomali amplitudo pada seismik yang berasosiasi dengan kehadiran gas pada reservoir. Karakteristik reservoir akan dideskripsikan berdasarkan *property* batas lapisan antara lapisan yang mengandung fluida dan lapisan sekitarnya. Pada tahun 1997, Goodway memperkenalkan suatu metode baru dalam inversi AVO yang berdasarkan pendekatan parameter lame yaitu Lamda, Mu dan Rho (LMR). Parameter Lamda Rho ( $\lambda\rho$ ) atau inkompresibilitas dapat mengindikasikan keberadaan fluida karena nilainya merefleksikan resistensi fluida terhadap perubahan volume karena *compressional stress*. Semakin mudah dikompresi maka semakin kecil nilai

inkompresibilitasnya. Sedangkan parameter Mu Rho ( $\mu\rho$ ) sangat sensitif terhadap matrik batuan dan dapat digunakan untuk menentukan jenis batuan.

Dengan melakukan interpretasi *Amplitude Versus Offset (AVO)* dan inversi seismik LMR diharapkan dapat memberikan informasi dan gambaran yang lebih baik tentang kondisi dan penyebaran reservoir pada lapangan X4 formasi Menggala Cekungan Sumatera Tengah.

## 1.2.Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dari penyusunan tugas akhir ini adalah untuk memenuhi salah satu prasyarat dalam menyelesaikan program studi strata satu (S1) di program studi Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah :

- Mendapatkan parameter yang paling sensitif untuk membedakan litologi dan fluida pada daerah penelitian
- Menentukan kelas AVO dan melakukan inversi LMR untuk karakterisasi reservoir
- Memetakan penyebaran reservoir pada formasi menggala
- Menentukan potensi keberadaan hidrokarbon pada Lapangan X4

## 1.3.Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam penelitian ini adalah :

- Penentuan kelas AVO dan Inversi seismik LMR
- Daerah penelitian dibatasi pada inline 1663 sampai 2046 dan crossline 5299 sampai 5472 serta zona target adalah Formasi Menggala yang sudah terbukti mengandung hidrokarbon.
- Data seismik yang digunakan adalah data seismic 3 dimensi yang merupakan data *Pre Stack Time Migration* dan telah melalui proses NMO sehingga diasumsikan bahwa kualitas data seismik ini sudah cukup baik untuk dilakukan proses lebih lanjut.
- Data sumur yang digunakan berjumlah 5 sumur yaitu data sumur X4-01, X4-02, X4-03, X4-04 dan X4-05 yang dilengkapi dengan data *P wave*, *S wave*,

*Gamma Ray, Neutron Porosity, Resistivity, Bulk Density* dan juga menggunakan data *checkshot* dan *deviation*.

#### **1.4. Metodologi Penelitian**

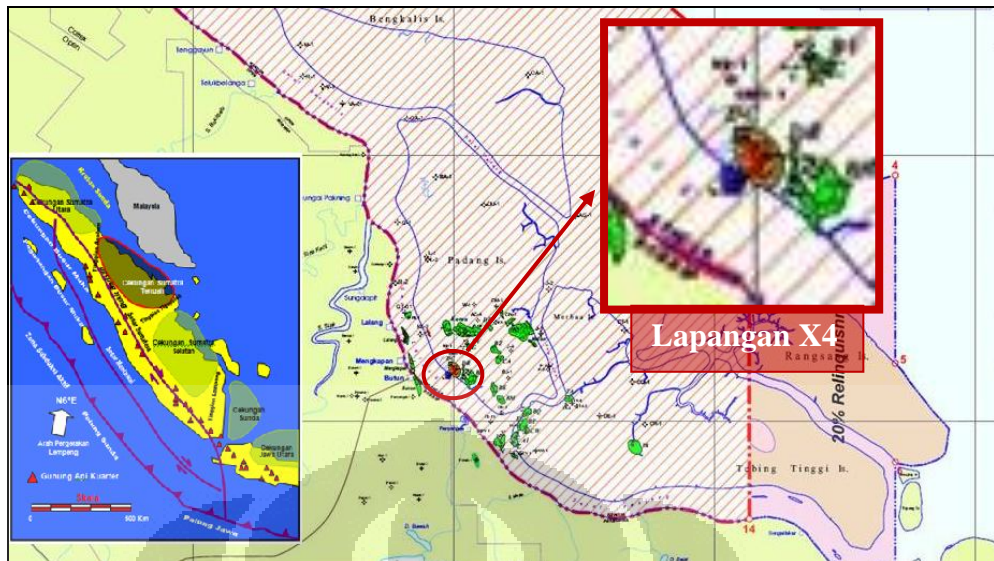
Metode penelitian yang digunakan oleh penulis untuk mencapai tujuan yang dimaksud adalah :

- a. Penentuan masalah dan tujuan penelitian.
- b. Studi literatur mengenai teori fisika batuan, seismik refleksi, konsep dasar AVO dan seismik inversi serta ditunjang dengan pemahaman literatur tentang geologi daerah penelitian baik secara regional maupun lokal.
- c. Pengumpulan data berupa data seismik maupun data sumur.
- d. *Crossplot* beberapa data log untuk melihat dan mempelajari karakter dari data log yang dapat digunakan untuk membedakan batuan dan kandungan fluida.
- e. Pembuatan penampang reflektifitas
- f. Pembuatan background model dan melakukan proses inversi Lamda Mu Rho
- g. Interpretasi hasil inversi

Adapun diagram alir dalam penelitian ini, seperti pada gambar 1.2.

#### **1.5. Lokasi Dan Waktu Penelitian**

Penelitian ini dilakukan selama kurang lebih 4 bulan yaitu mulai 18 Juli 2011 – 18 November 2011 bertempat di Divisi G&G (Geologi dan Geofisika) Kondur Petroleum S.A, Energi Mega Persada, Jakarta. Objek penelitian adalah Formasi Menggala, Lapangan X4, Cekungan Sumatera Tengah (Gambar 1.1).



Gambar 1.1. Lokasi lapangan X4 ditunjukkan pada kotak warna merah

## 1.6. Sistematika Penelitian

Penyusunan laporan tugas akhir ini ditulis secara sistematika dimana Bab I yaitu Pendahuluan membahas mengenai latar belakang, maksud dan tujuan, batasan masalah penelitian, metode penelitian, lokasi dan waktu penelitian serta sistematika penelitian.

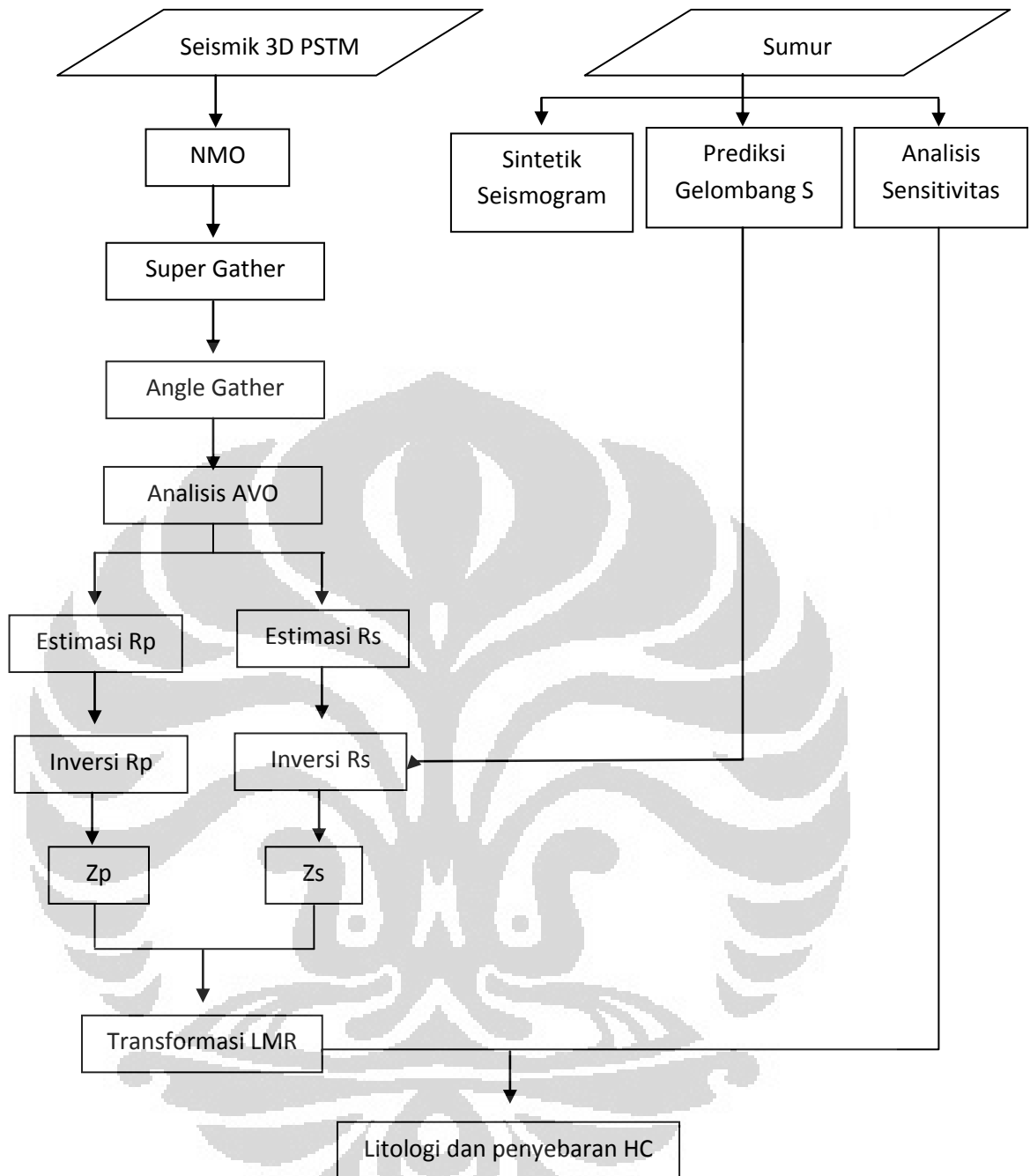
Bab II yaitu Geologi Regional membahas mengenai geologi regional dari Cekungan Sumatera Tengah yang meliputi letak geografis, fase tektonik, stratigrafi dan sejarah pengendapan serta *petroleum system*.

Bab III yaitu Dasar Teori membahas mengenai teori seismik refleksi, sifat fisika batuan, *Amplitude Variation with Offset (AVO)* dan Parameter Lamda Mu Rho serta inversi Seismik.

Bab IV yaitu Data dan Pengolahan Data membahas tentang penggunaan data dan proses pengolahannya.

Bab V yaitu Analisis dan Pembahasan berisi tentang analisis data dan pembahasan dari hasil penelitian yang telah dilakukan.

Bab VI yaitu Kesimpulan dan Saran berisi tentang kesimpulan dan saran berdasarkan penelitian yang telah dilakukan.



Gambar 1.2. Diagram Alir Pengolahan Data

## BAB II GEOLOGI REGIONAL

### 2.1 Letak Geografis dan Lokasi Penelitian

Daerah penelitian yang dilakukan peneliti di Kondur Petroleum S.A yaitu lapangan X4 di Selat Malaka yang merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah secara fisiografis terletak di antara Cekungan Sumatera Utara dan Cekungan Sumatera Selatan yang dibatasi oleh Dataran Tinggi Asahan di sebelah utara dan baratlaut. Tinggian Tiga Puluh di sebelah tenggara, Paparan Sunda di sebelah timur, serta Bukit Barisan di bagian barat dan baratdaya (Gambar 2.1).



Gambar 2.1 Kerangka tektonik regional Cekungan Sumatera Tengah (modifikasi dari Heidrick & Aulia, 1993) dan lokasi penelitian.

Cekungan Sumatra Tengah ini merupakan bagian dari suatu seri cekungan busur belakang di antara blok mikro-kontinental yang stabil yang dikenal sebagai Paparan Sunda yang terletak di sebelah timurlaut dari suatu zona penunjaman di sebelah baratdaya yang diakibatkan oleh pergerakan lempeng Samudera Indonesia ke arah utara sepanjang tepi Paparan Sunda yang menghasilkan pengangkatan berupa Pegunungan Barisan (Thompson et al., 1991 dalam Longley dan Soemantri, 1992).

## 2.2 Tektonik dan Struktur Geologi Cekungan Sumatra Tengah

Cekungan pada Selat Malaka merupakan hasil dari adanya sesar geser dekstral yang dikenal dengan Sistem Sesar Sumatra. Cekungan ini berupa graben-graben yang terjadi dari fase tektonik ekstensional. Graben tersebut terisi oleh sedimen klastik kontinental kasar yang berumur Eosen Akhir sampai Oligosen Awal. *Tensional block faulting* selama Oligosen sampai Miosen Awal menyebabkan terjadi pengangkatan yang mengakibatkan terbentuknya beberapa tinggian dan reaktivasi sesar-sesar tua (sesar normal). Fase *subsidence* selama Miosen Tengah menghasilkan suatu sikuen sedimentasi yang secara gradual bersifat *marine*.

Menurut penelitian yang dilakukan oleh Heidrick & Aulia (1993), perkembangan struktur di cekungan Sumatra Tengah dapat dibagi menjadi empat fase tektonik utama (Gambar 2.2), yaitu :

- Fase deFormasi Pre-Eosen (F0)
- Fase *rifting* Eo-Oligosen (F1)
- Fase *sagging* dan trantensi Miosen Awal – Miosen Tengah (F2)
- Fase kompresi Miosen Tengah sampai sekarang (F3)

### Fase deFormasi Pre-Eosen (F0)

Fase ini merupakan fase deFormasi tertua yang terjadi di Cekungan Sumatra Tengah. Fase ini membentuk batuan dasar (batuan dasar break) yang berarah utara-Selatan, barat laut tenggara, dan timur-laut-baratdaya (Heidrick & Aulia, 1993).



### **Fase *rifting* Eo-Oligosen (F1)**

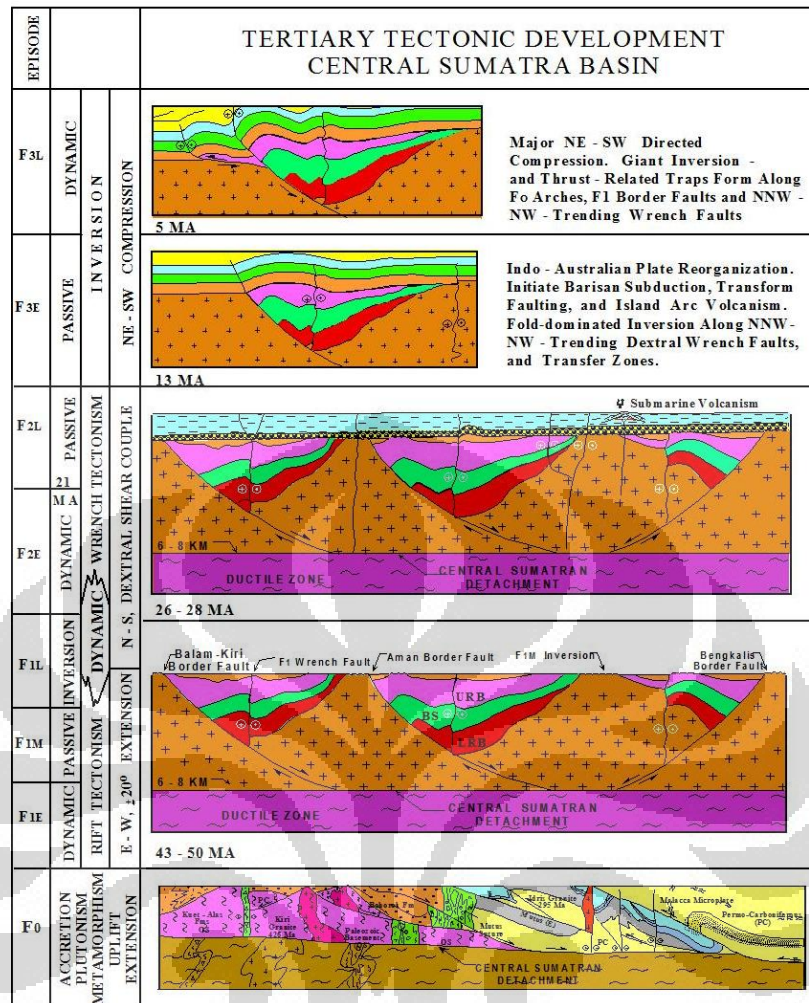
Fase ini merupakan fase awal pembentukan Cekungan Sumatera Tengah. Akibat adanya tumbukan Lempeng Hindia terhadap Lempeng Asia Tenggara, maka terbentuklah suatu system rekahan *transtensional* yang memanjang kearah Selatan mulai dari Cina bagian Selatan ke Thailand dan ke Malaysia hingga Sumatera dan Kalimantan Selatan (Heidrick dan Aulia,1993). Selanjutnya terbentuklah *graben* dan setengah *graben* berarah utara-Selatan, yang menjadi tempat diendapkannya sedimen-sedimen Kelompok Pematang.

### **Fase *sagging* dan transtensi (F2)**

Pada fase transtensi (F2L) terbentuk sesar mendatar dextral berarah utara-Selatan yang merupakan reaktifasi sesar pembentuk *graben* dan juga sesar baru di sepanjang batas batuan dasar (batuan dasar break) yang berarah utara-Selatan (Heidrick & Aulia,1993). Struktur-struktur yang berkembang sepanjang sesar-sesar mendatar utara-Selatan (F2) meliputi kombinasi dari *pull-apart graben*, setengah *graben*, lipatan, struktur bunga positif dan struktur bunga negative, sesar listrik, sesar normal model domino, yang semuanya merupakan sesar tumbuh. Lipatan-lipatan yang terbentuk di sepanjang sesar-sesar berarah utara-Selatan (F2) mempunyai relief kecil (kurang dari 150 kaki), dengan klosur yang kecil. Lipatan – lipatan tersebut berarah barat-laut-tenggara dan tersusun secara berulang membentuk susunan *en-echelon* (Heidrick & Aulia, 1993).

### **Fase kompresi (F3)**

Pada fase kompresi ini terjadi pembalikan struktur (*structural inversion*) yang menghasilkan struktur *reverse* dan *thrust fault* di sepanjang jalur sesar mendatar sebelumnya. Proses kompresi tersebut terjadi bersamaan dengan proses pemekaran laut Adaman dan terjadinya pergeseran sesar besar di Sumatera, serta pembentukan Bukit Barisan di sebelah barat. Dalam fase ini, Cekungan Sumatera Tengah secara umum mengalami regresi dan sedimen-sedimen Formasi Petani mulai diendapkan. Pada waktu ini diendapkan Formasi Minas secara tidak selaras di atas Formasi Petani.



Gambar 2.2. Fase Tektonik Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick &amp; Aulia)

## 2.3 Sejarah Pengendapan Dan Stratigrafi

### 2.3.1. Sejarah Pengendapan (Sedimentasi)

Pada fase rifting, sedimen diendapkan pada lingkungan danau (lacustrin). Pada proses pengendapan ini, banyak shale yang merupakan *source rock* di endapkan di daerah Selat Malaka. Sedimen yang diendapkan pada lingkungan danau di daerah ini dinamakan Formasi Pematang.

Pada fase inversi, daerah basin tersebut berubah di mana danaunya ditutupi oleh sedimen darat (alluvial). Sedimen alluvial terdiri dari batupasir, yang mempunyai butiran agak kasar. Sedimen lapisan ini disebut Formasi Menggala.

Sekitar 15 sampai 20 juta tahun silam, keadaan geografi Selat Malaka ini hampir sama dengan keadaan sekarang, perubahan dari darat ke laut disebabkan permukaan air laut yang terus naik. Lingkungan pengendapannya adalah delta.

Hanya saja pada saat itu sungainya mengalir dari arah utara ke Selatan (Fanani, 1996). Batuan atau sedimen yang terendapkan berupa gambut, batubara muda, channel sand (aliran sungai kecil yang terisi pasir), dan shale. Delta ini termasuk Formasi Sihapas.

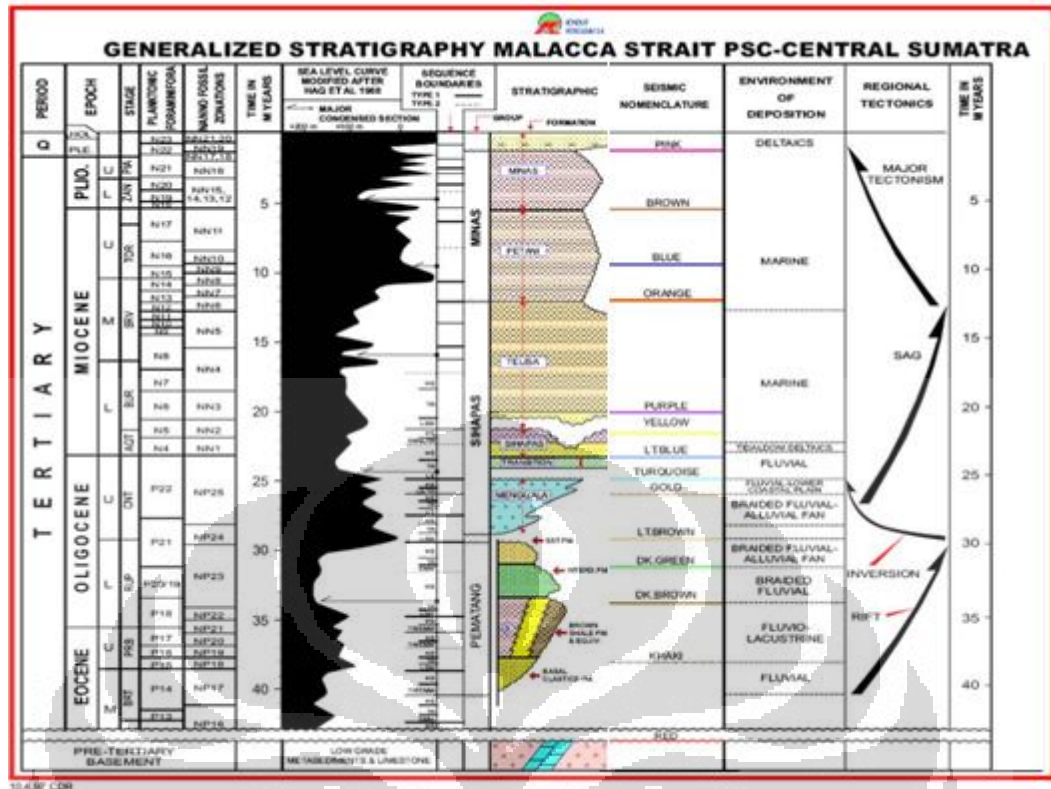
Sejalan dengan proses sedimentasi, air laut tetap naik terus (transgresi) yang menyebabkan hamparan delta yang ada tertutup oleh air laut, dengan kedalaman sekitar 100 m sampai 200 m. Sedimen yang diendapkan mayoritas lumpur dan sedikit karbonat, sedimen ini merupakan *cap rock* utama untuk daerah Selat Malaka. Sedimen ini dinamakan Formasi Telisa.

### 2.3.2. Stratigrafi

Berdasarkan sejarah geologi yang dihubungkan dengan evaluasi tektonik lempeng, urutan stratigrafi cekungan Sumatera Tengah dapat dibagi menjadi empat sekuen pengendapan yang merefleksikan fase-fase yang berbeda pada perkembangan cekungan (Gambar 2.3). Urutan-urutan tersebut adalah :

1. Sekuen *syn-rift* yang berumur Oesen-Oligosen bawah yang tersusun oleh sedimen kipas alluvial, pluvial, dan lakustrin yang mempunyai batuan sumber local. Pada daerah ini terdapat 4 Formasi yaitu Formasi *Basal*, Formasi *Brown Shale*, Formasi *Interbedded Sandstone*, dan Formasi *Upper Pematang Sandstone*.
2. Sekuen *post-rift* yang berumur Oligosen atas - Miosen tengah yang tersusun atas sedimen fluvial, batupasir delta dan laut, batu serpih, dan batu-bara.
3. Sekuen *syn-orogenic* berumur Miosen tengah-Pliosen yang terdiri dari batupasir, batuserpih, batu-bara, sedimen deltaic dan fluvial
4. Lapisan *post-orogenic* berumur Pleistosen-Holosen terdiri dari pasir, tanah gambut, dan estuarin.

Sedimen tersier pada Selat Malaka sangat dipengaruhi oleh fluktuasi muka laut dan dapat dibedakan menjadi delapan unit litostratigrafi, urutan dari yang paling muda ke paling tua, yaitu Formasi Minas, Petani, Telisa, Sihapas, Transisi, Manggala, dan Pematang (Gambar 2.3).



Gambar 2. 3. Stratigrafi Selat Malaka, Cekungan Sumatera Tengah (Kondur Petroleum)

Adapun penjelasan tiap-tiap Formasi sebagai berikut (dari paling muda hingga paling tua) :

a) Formasi Minas

Formasi minas terendapkan tidak selaras dengan Formasi Petani dan merupakan akhir dari sedimentasi Cekungan Sumatera Tengah. Endapan ini berumur Kuartar dan Alluvium *recent*. Litologi penyusun berupa endapan kerikil, pasir, dan lempung.

b) Formasi Petani

Formasi Petani terletak tidak selaras dengan Formasi Telisa. Formasi ini menggambarkan fase regresif siklus pengendapan tersier Cekungan Sumatera Tengah. Litologi penyusunnya dicirikan oleh serpih abu-abu kehijauan dengan sisipan batupasir dan batulanau. Lingkungan pengendapannya di awali dengan facies laut dalam yang kaya dengan organik dan bergradasi menjadi endapan darat yang tidak mengandung organik. Umur

Formasi ini berkisar antara Miosen Tengah hingga Plio-Plistosen.

c) Formasi Telisa

Formasi ini terdiri dari serpih dengan sedikit batupasir dan batulempung. Formasi ini terbentuk pada saat transgresi maksimum pada arah barat laut dan barat daya. Formasi ini menutup hamparan delta yang terbentuk sebelumnya hingga merupakan lapisan penutup bagi reservoir-reservoir utama kawasan Selat Malaka.

d) Formasi Sihapas

Formasi Sihapas terdiri dari batupasir yang diselingi oleh lapisan tipis batu-bara. Batupasir pada Formasi ini merupakan reservoir utama di Selat Malaka. Formasi ini juga ditandai oleh lapisan tipis batu-bara yang digunakan sebagai marker dalam penentuan sebaran Formasi.

Formasi ini dibagi menjadi dua jenis, yaitu :

- a. Sihapas Atas (Upper Sihapas), terdiri dari batulempung, batulanau, batubara, dan batupasir. Glaukonit biasanya dijumpai pada batupasir dan batulanau, namun tidak dijumpai pada batulempung.
- b. Sihapas Bawah (Lower Sihapas), terendapkan pada bagian yang rendah sebagai rangkaian dari endapan fluivial pada delta plain. Formasi ini terdiri dari batupasir yang diselingi oleh batulempung dan batubara, pada lapisan batupasir atas dapat dijumpai glaukonit.

e) Formasi Transisi

Formasi Transisi merupakan transisi antara Formasi Menggala dengan Formasi Sihapas pada grup Sihapas. Adapun litologi penyusun pada Formasi ini umumnya berupa fluivial.

f) Formasi Menggala

Formasi Menggala merupakan batuan penyusun paling bawah dari kelompok Sihapas yang berhubungan tidak selaras. Umur Formasi Menggala ini berkisar antara Miosen bawah bagian atas hingga Miosen bawah bagian akhir. Formasi ini terdiri dari batuan sedimen kontinen atau alluvial yang berupa batupasir konglomerat yang memiliki porositas dan permeabilitas yang

baik.

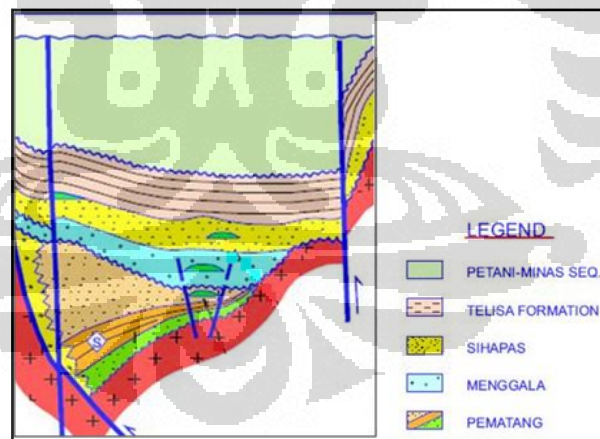
g) Formasi Pematang

Formasi ini terdiri dari litologi pasir halus sampai kasar, konglomerat, dan batulanau. Formasi ini juga terdapat batulempung yang beraneka warna, serpih karbonat, dan Formasi ini tidak terdapat fosil. Ini menunjukkan bahwa Formasi ini bukan terendapkan pada lingkungan laut melainkan di darat atau dalam lingkungan pengendapan yang kompleks yaitu *fluvial-lacustrine*.

Formasi ini berhubungan tidak selaras di atas batuan dasar dan tidak selaras bersudut (*angular unconformity*) dengan kelompok Sihapas yang di atasnya. Formasi ini berumur Eosen hingga Oligosen. Terbentuknya Formasi Sihapas merupakan awal terbentuknya cekungan Sumatera Tengah, dimana komponen penyusunnya berasal dari rombakan batuan dasar.

## 2.4 Petroleum Sistem

Berdasarkan studi stratigrafi dan struktur geologi terlihat bahwa Lapangan X4 merupakan daerah yang memiliki potensi untuk eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon.



Gambar 2.4. Sketsa Petroleum Sistem Lapangan X4 (Kondur Petroleum)

Secara umum, petroleum system dibagi menjadi lima bagian, yaitu :

1. Batuan Induk (*Source rock*)

Batuan induk merupakan batuan dengan kandungan material organik yang tinggi. Biasanya, batuan yang bertindak sebagai *source rock* yaitu batuan yang punya permeabilitas yang rendah terutama batuan lempung/shale

dengan material organik yang dikandungnya telah mengalami pematangan. Dalam lapangan X4 ini, Formasi yang berperan sebagai *source rock* adalah Formasi Pematang Brown Shale.

## 2. Migrasi (*Migration*)

Hidrokarbon yang telah atau sedang mengalami proses pematangan dari *source rock* akan mengalami perpindahan karena adanya gaya eksplosif pada tingkatan pori-pori batuan. Jalur migrasi ini biasanya terjadi pada batuan dengan permeabilitas yang tinggi sehingga mampu melewati fluida dalam pori-pori batuan. Umumnya batuan yang berperan sebagai jalur migrasi adalah batupasir. Namun tidak menutup kemungkinan lain dapat dilewati fluida akibat besarnya gaya eksplosif yang terjadi.

## 3. Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Batuan reservoir adalah batuan yang menampung akumulasi hidrokarbon yang telah bermigrasi dari *source rock*. Biasanya batuan yang berperan sebagai reservoir hidrokarbon adalah batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas tinggi. Secara umum, jenis litologi yang cocok sebagai reservoir adalah batupasir, batugamping dan dolomite. Dalam lapangan X4 ini, Formasi yang berperan sebagai reservoir rock adalah pematang interbed, batupasir manggala, dan batupasir Sihapas.

## 4. Perangkap (*Trap*)

Perangkap-perangkap hidrokarbon yang ada pada lapangan X4 ini umumnya merupakan perangkap struktur berupa antiklin dan sesar. Struktur geologi lapangan ini ditandai dengan banyaknya antiklin dan sesar-sesar naik.

## 5. Batuan Penutup (*Seal rock*)

Batuan penutup adalah batuan yang berfungsi untuk menutup reservoir agar fluida hidrokarbon tidak berpindah. Biasanya, batuan yang berperan sebagai *seal rock* merupakan batuan yang mempunyai permeabilitas dan porositas yang rendah seperti batulempung. Dalam lapangan X4 ini, Formasi yang berperan sebagai *seal rock* adalah Formasi Telisa.

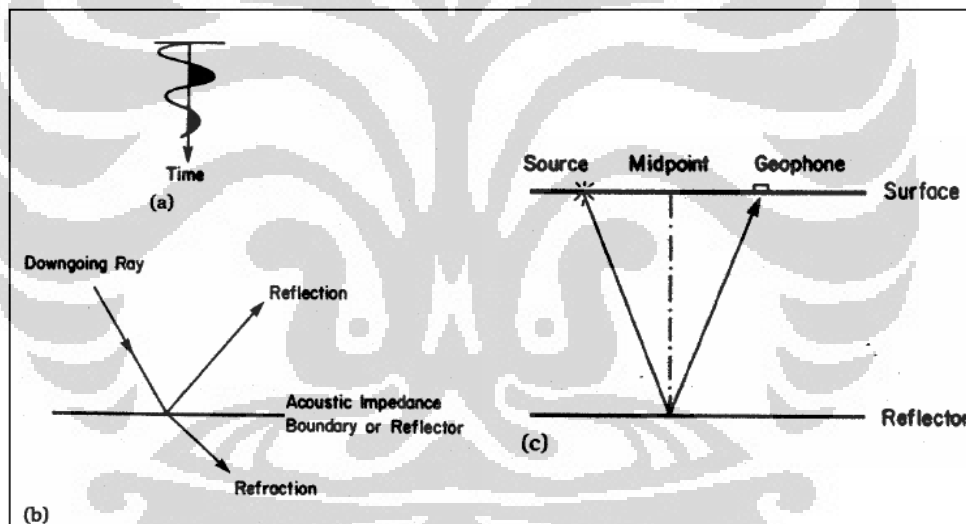


## BAB III DASAR TEORI

### 3.1. Seismologi Refleksi

#### 3.1.1. Konsep Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi memanfaatkan penjalaran gelombang akustik yang dihasilkan oleh sumber gelombang (dapat berupa dinamit, *vibrois*, palu, *airgun* dll). Prinsip kerja metoda ini adalah mekanisme perambatan gelombang seismik dari sumber getar kedalam lapisan bumi yang kemudian dipantulkan oleh bidang batas antara dua lapisan batuan yang memiliki sifat fisika yang berbeda. Gelombang pantul yang membawa informasi bawah permukaan diterima oleh serangkaian receiver (geophone) yang memberikan nilai amplitude dari gelombang pantul tersebut (Gambar 3.1).



Gambar 3.1. Komponen dasar metode refleksi (Badley,1985). (a) diagramatik sumber wavelet; (b) gelombang pada batas reflektor; (c) geometri refleksi pada reflektor horizontal

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah Akustik Impedansi (AI) yang merupakan hasil perkalian densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan ( $V$ ) dipengaruhi oleh litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperature. Oleh karena itu AI dapat digunakan sebagai indikator litologi,porositas dan juga hidrokarbon.



Seperti yang telah disebutkan diatas, maka Akustik Impedansi dapat dirumuskan menjadi :

$$AI = \rho V \quad (3.1)$$

Dimana : AI = Akustik Impedansi (m/s. g/cm<sup>3</sup>)

$\rho$  = densitas (g/cm<sup>3</sup>)

V = kecepatan (m/s<sup>2</sup>)

Dalam pengontrolan nilai AI, kecepatan memiliki arti lebih penting daripada densitas. Porositas dan fluida pengisi pori batuan lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Dari persamaan (3.1) menyatakan semakin kompak batuan, kecepatan rambat gelombang pada batuan tersebut semakin tinggi maka nilai AI menjadi semakin tinggi dan sebaliknya.

Pada saat gelombang seismik melalui dua media yang impedansi akustiknya berbeda maka sebagian energinya akan dipantulkan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal dituliskan dalam persamaan :

$$\frac{E_r}{E_i} = KR_i \times KR_i \quad (3.2)$$

$$R_i = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (3.3)$$

Dimana :

$E_r$  = Energi Pantul

$AI_i$  = Impedansi Akustik Lapisan ke-i

$E_i$  = energi Datang

$AI_{i+1}$  = Impedansi Akustik Lapisan ke-i+1

$KR_i$  = Koefisien Refleksi ke-i

Sesuai dengan persamaan (3.2) dan (3.3) maka hanya sebagian kecil energi yang direfleksikan bila kontras impedansi akustiknya tidak berbeda secara signifikan. Perbedaan harga AI didapatkan karena adanya kontras densitas maupun kecepatan gelombang seismik yang selanjutnya diinterpretasikan sebagai kontras litologi.

Deret koefisien refleksi sebagai variasi kontras AI dikonvolusikan dengan wavelet ditambah dengan noise menghasilkan trace seismik. Besar amplitudo

pada trace seismik mewakili harga kontras AI. Semakin besar amplitudonya maka semakin besar pula refleksi dan kontras AI-nya.

### Trace Seismik

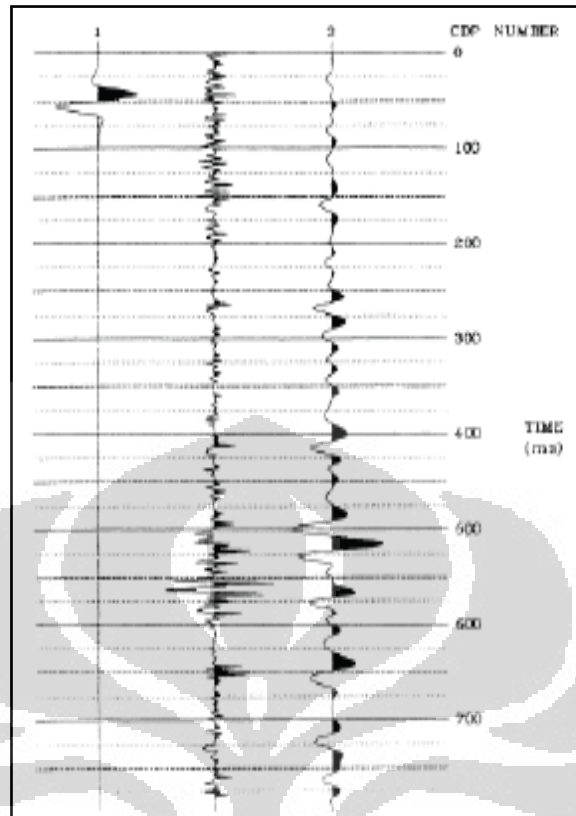
Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk trace seismik yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap trace merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi seismik ditambah dengan noise (Hampson & Russell, 2008). Dalam bentuk persamaan dapat dituliskan sebagai berikut (tanda \* menyatakan konvolusi) :

$$S_{(t)} = W_{(t)} * RC_{(t)} + n_{(t)} \quad (3.4)$$

Dimana :  $S(t)$  = trace seismik                       $r(t)$  = reflektivitas bumi, dan  
 $W(t)$  = wavelet seismik                       $n(t)$  = noise

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala wavelet kemudian menjumlahkan hasilnya seperti yang dinyatakan oleh Russell, 1996 dalam Hampson & Russell, 2008.

Sudah diketahui bila refleksi utama berasosiasi dengan perubahan harga impedansi. Selain itu wavelet seismik umumnya lebih panjang daripada spasi antara kontras impedansi yang menghasilkan koefisien refleksi. Dapat diperhatikan bahwa konvolusi dengan wavelet cenderung “mereduksi” koefisien refleksi sehingga mengurangi resolusi untuk memisahkan reflektor yang berdekatan. Hasil dari konvolusi ini diilustrasikan dalam Gambar 3.2.



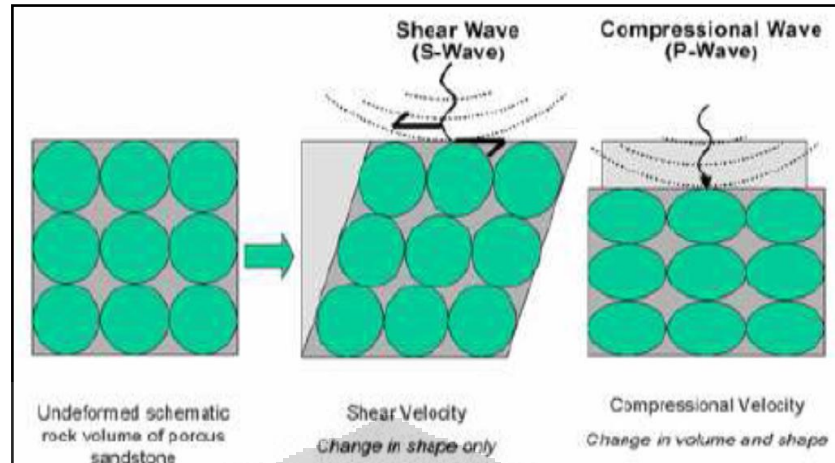
Gambar 3.2. Konvolusi antara reflektivitas dengan wavelet mengurangi resolusi (Hampson & Russell, 2008).

### 3.2. Sifat fisika batuan

#### 3.2.1. Kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dan Gelombang S ( $V_s$ )

Tidak seperti densitas, kecepatan seismik mengikutsertakan deformasi batuan sebagai fungsi dari waktu. Seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 3.3, sebuah kubus batuan dapat mengalami kompresi yang mengubah volume dan bentuk batuan, maupun shear yang hanya mengubah bentuknya saja. Dari sinilah muncul dua jenis kecepatan gelombang seismik yaitu:

- a. Gelombang primer (longitudinal / compressional wave/  $V_p$ ) yang arah getarannya searah dengan arah bergetarnya gelombang tersebut
- b. Gelombang Sekunder (transversal /  $V_s$ ) yaitu gelombang yang arah getarnya tegak lurus terhadap arah perambatan gelombang. Gelombang ini hanya dapat merambat pada material padat saja dan mempunyai nilai kecepatan gelombang yang lebih kecil dibandingkan gelombang primer



Gambar 3.3 Skema deformasi batuan terhadap gelombang geser (S-wave) dan gelombang kompresi (P-wave) (Goodway,2001)

Besar kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dan kecepatan gelombang S ( $V_s$ ) diberikan sebagai berikut:

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (3.5)$$

Dan

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.6)$$

Dengan:  $\lambda$  = koefisien lambda =  $K - 2/3 \mu$

$K$  = modulus Bulk

$\mu$  = modulus Shear

$\rho$  = densitas

Dari persamaan diatas dapat disusun kembali menjadi hubungan antara  $V_p$  dan  $V_s$  sebagai berikut :

$$V_p = V_s \sqrt{K + \frac{4}{3}} \quad (3.7)$$

Perbandingan antara  $V_p$  dan  $V_s$  direpresentasikan dengan menggunakan Poisson's Ratio ( $\sigma$ ) sebagai :

$$\sigma = \frac{\gamma - 2}{2\gamma - 2} \quad (3.8)$$

$$\gamma = \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 \quad (3.9)$$

Ratio  $V_p/V_s$  mengandung informasi tentang litologi, fasies, kandungan pori (terutama kehadiran gas) dan sifat mekaniknya. Kecepatan gelombang S

sangat dipengaruhi oleh densitas dan modulus shear sedangkan kecepatan gelombang P dipengaruhi oleh dua modulus elastic yaitu modulus bulk dan modulus shear. Dalam hal ini modulus bulk hanya mempengaruhi gelombang P. adanya hubungan antara gelombang P dan kecepatan gelombang S merupakan parameter dasar dalam analisis AVO.

### 3.2.2. Densitas

Densitas didefinisikan sebagai perbandingan antara massa (kg) dengan volumenya ( $m^3$ ). Densitas merupakan salah satu parameter yang digunakan dalam persamaan kecepatan gelombang P, gelombang S dan impedansi akustik, dimana semuanya mempengaruhi respon gelombang seismik bawah permukaan. Batuan tertentu akan mempunyai nilai densitas tertentu dan ini bisa digunakan untuk membedakan litologi (Gambar 3.4). Efek dari densitas dapat dimodelkan dalam persamaan Wyllie :

$$\rho_b = \rho_m(1 - \phi) + \rho_w S_w \phi + \rho_{hc}(1 - S_w)\phi \quad (3.10)$$

dimana :

$\rho_b$  = densitas bulk batuan

$S_w$  = saturasi water

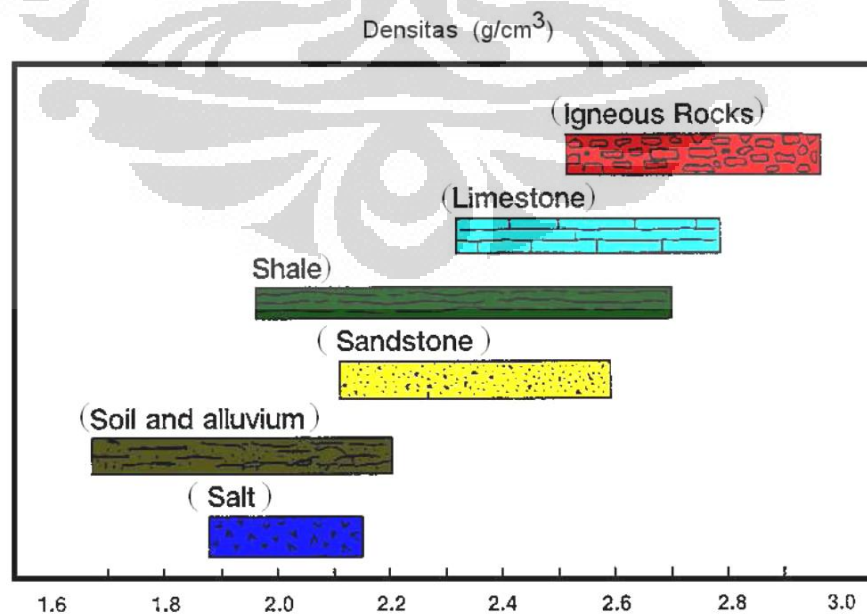
$\rho_m$  = densitas matriks

$\rho_w$  = densitas air (mendekati  $1g/cm^3$ )

$\rho_f$  = densitas fluida

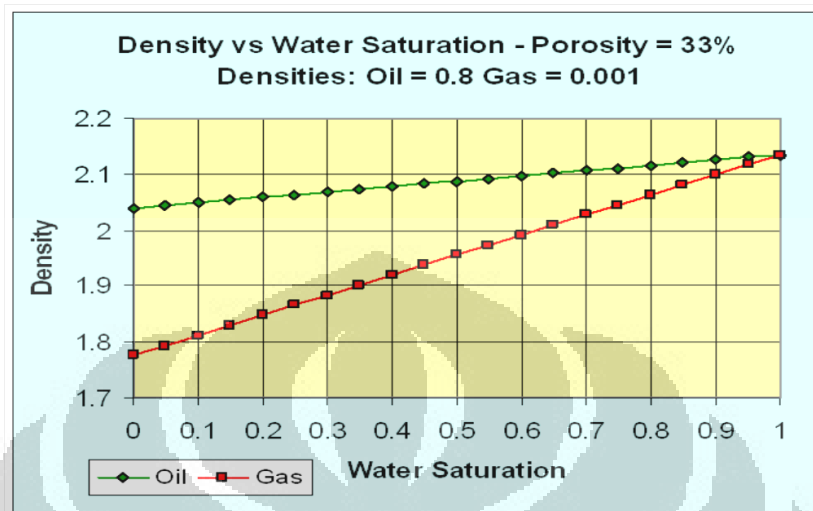
$\rho_{hc}$  = densitas hidrokarbon

$\phi$  = porositas batuan



Gambar 3.4. Nilai-nilai densitas batuan (courtesy Grand and West)

Gambar 3.5 dibawah ini mengilustrasikan bahwa densitas batuan reservoir turun secara dramatis pada reservoir gas daripada reservoir minyak. Karakter ini menjadi hal yang penting dalam interpretasi seismik untuk reservoir tersebut.



Gambar 3.5. Sw vs Densitas, aplikasi persamaan Wylie pada reservoir minyak dan gas (Russell et al,2001)

### 3.2.3. Porositas

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

$$\text{Porositas total } (\varphi) = \left( \frac{\text{Volume pori}}{\text{Volume totalnya}} \right) \times 100\% \quad (3.11)$$

Jika kita mengasumsikan batuan itu terdiri dari 3 fase yaitu padat, cair dan gas dan  $V_s$  = volume fase padat,  $V_1$  = volume fase cair,  $V_g$  = volume fase gas,  $V_{\text{pori}}$  = volume pori dan  $V_{\text{total}}$  = volume total maka :

$$V_{\text{pori}} = V_1 + V_g \text{ dan } V_{\text{total}} = V_s + V_1 + V_g \quad (3.12)$$

Disamping itu dikenal juga porositas efektif yang didefinisikan sebagai perbandingan bagian dari volume pori dimana air masih bisa bersirkulasi (bersambungan) terhadap volume total. Porositas efektif biasanya mempunyai nilai yang lebih kecil daripada rongga pori-pori total. Porositas efektif didefinisikan :

$$\text{Porositas efektif } (\varphi_e) = \left( \frac{\text{Volume pori-pori bersambungan}}{\text{Volume totalnya}} \right) \times 100\% \quad (3.13)$$

Tabel 3.1. jenis porositas secara semi-kuantitatif (R.P. Koesoemadinata, 1980)

Porositas (%)	Jenis
0 – 5	Dapat diabaikan ( <i>neiglible</i> )
5 – 10	Buruk ( <i>poor</i> )
10 – 15	Cukup ( <i>fair</i> )
15 – 20	Baik ( <i>good</i> )
20 – 25	Sangat baik ( <i>very good</i> )
>25	Istimewa ( <i>excelet</i> )

### 3.2.4. Inkompresibilitas ( $\lambda$ ) dan Rigiditas ( $\mu$ )

Inkompresibilitas ( $\lambda$ ) merupakan tingkat ketahanan suatu batuan terhadap gaya tekan yang mengenainya. Semakin mudah dikompresi maka semakin kecil nilai inkompresibilitas begitu juga sebaliknya. Hasil perkalian  $\lambda$  dengan  $\rho$  atau dikenal dengan lamda rho ( $\lambda\rho$ ) bisa mengindikasikan keberadaan fluida karena nilainya merefleksikan resistansi fluida terhadap perubahan volume karena gaya compressional stress. Nilai lamda-rho yang kecil mengindikasikan batuan yang porous. Batuan yang tight mempunyai nilai lamda rho ( $\lambda\rho$ ) yang besar. Batuan yang diisi oleh gas akan mempunyai nilai  $\lambda\rho$  yang kecil.

Sedangkan rigiditas ( $\mu$ ) merupakan ketahanan suatu batuan terhadap gaya pelintir yang mengenainya. Dapat juga diartikan sebagai seberapa besar ketahanan material untuk tidak berubah bentuk terhadap stress. Hasil perkalian  $\mu$  dengan  $\rho$  atau dikenal dengan Mu Rho ( $\mu\rho$ ) sangat sensitif terhadap matriks batuan tetapi tidak sensitive terhadap fluida pori. Batu lempung atau uncompacted sand mempunyai nilai  $\mu\rho$  yang rendah. Sedangkan batuan yang rigid seperti *compacted sand* atau *tight carbonate* mempunyai nilai  $\mu\rho$  yang tinggi.

Secara matematis kedua parameter tersebut dapat diperoleh dari persamaan gelombang P (3.5) dan persamaan gelombang S (3.6) :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}} \text{ dan } V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.14)$$

Sehingga

$$Z_p^2 = (\rho V_p)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho \quad (3.15)$$

$$Z_s^2 = (\rho V_s)^2 = \mu\rho \quad (3.16)$$

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad (3.17)$$

Tabel dibawah ini menunjukkan pembenaran dan kelebihan penggunaan parameter rigiditas dan inkompresibilitas dalam analisis petrofisika yang kemudian dikemukakan oleh Bill Goodway tahun 2001 untuk mendeterminasi antara lempung (*shale*) dan pasir terisi gas (*gas sand*).

Tabel 3.2. Analisis petrofisika menggunakan Lamè Parameter (Goodway, 2001)

	Vp(m/s)	Vs(m/s)	P(g/cc)	Vp/Vs	(Vp/Vs) <sup>2</sup>	σ	λ+2μ	μ
Shale	2898	1290	2.425	2.25	5.1	0.38	20.37	4.035
Gas sand	2857	1666	2.275	1.71	2.9	0.24	18.35	6.314
Avg. change	1.4%	25%	6.4%	27%	55%	45%	9.2%	44%

(moduli λ, μ dalam GPa)

Kecepatan gelombang P (Vp) dipengaruhi oleh λ dan μ. Efek dari penurunan harga λ sebagai respon langsung dari porositas gas sering berlawanan dengan kenaikan harga μ dari *capping shale* ke *gas sand*. Sehingga adengan mengektrak λ dari Vp dan mengkombinasikannya menjadi perbandingan λ/μ, presentasi perubahannya menjadi sangat jauh meningkat antara *shale* dan *gas sand*. Dari sini kita dapat memanfaatkan parameter ini sebagai parameter yang paling sensitif untuk mendeskriminasi kehadiran gas dalam reservoir.

Adapun sifat dari Lambda-Rho dan Mu—Rho dapat dilihat pada tabel berikut :



Tabel 3.3. sifat dari parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho

Lambda Rho ( $\lambda\rho$ )	Mu Rho ( $\mu\rho$ )
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensitif terhadap perubahan fluida pada reservoir.</li> <li>• Membedakan inkompresibilitas beberapa litologi antara batubara, pasir gas, serpih, pasir basah, dan karbonat.</li> <li>• Faktor fluida sangat berpengaruh terhadap nilai <math>\lambda\rho</math>, keberadaan gas akan menyebabkan nilai <math>\lambda\rho</math> kecil.</li> <li>• Nilai <math>\lambda\rho</math> paling kecil adalah batubara, selanjutnya pasir gas, serpih, pasir basah, dan yang terbesar adalah karbonat.</li> </ul> <p><math>\lambda\rho</math> makin tinggi <math>\rightarrow</math></p> <p>(coal) (gassand) (shale) (wetsand) (carbonate)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sensitif terhadap perubahan litologi</li> <li>• Membedakan rigiditas beberapa litologi antara lapisan batubara, serpih, pasir, dan karbonat.</li> <li>• Nilai <math>\mu\rho</math> tidak dipengaruhi oleh jenis fluida.</li> <li>• Nilai <math>\mu\rho</math> paling kecil adalah batubara, selanjutnya serpih, pasir dan yang terbesar adalah karbonat.</li> </ul> <p><math>\mu\rho</math> makin tinggi <math>\rightarrow</math></p> <p>(coal) (shale) (sand) (carbonate)</p>

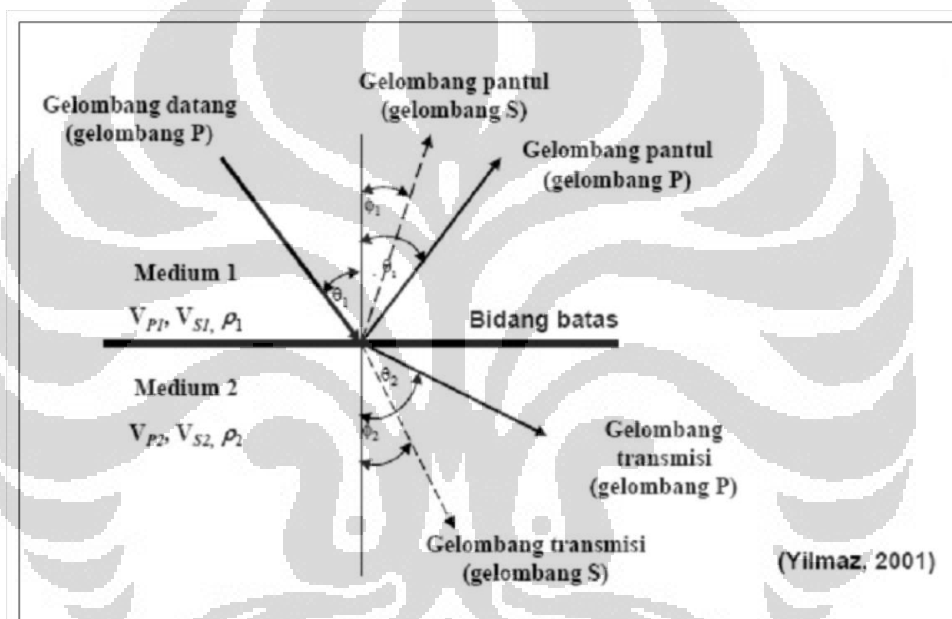
### 3.4. Amplitude versus Offset (AVO)

AVO pertama kali ditujukan sebagai suatu teknik untuk memvalidasi anomaly amplitude pada seismik yang berasosiasi dengan kehadiran gas pada reservoir (Ostrander, 1982, opcite Hampson & Russell, 2008). Anomali amplitudo muncul akibat adanya penurunan koefisien refleksi gelombang seismik secara drastis dari puncak lapisan mengandung gas bila dibandingkan dengan koefisien refleksi lapisan-lapisan sekitarnya. Fenomena ini dinamakan *bright spot*.

Dalam prakteknya tidak semua *bright spot* menunjukkan kehadiran gas karena seperti sisipan batubara, lapisan yang sangat berpori atau rekah, lapisan garam, konglomerat, turbidit, dan *tunning effect* dari lapisan-lapisan tipis juga dapat menampakkan anomali tersebut. Sehingga dikembangkanlah AVO untuk mereduksi ambiguitas tersebut.

AVO muncul akibat adanya partisi energi pada bidang *reflector*. Amplitudo dari energi yang terefleksikan dan ditransmisikan tergantung pada sifat fisik diantara bidang *reflector*. Sebagai konsekuensinya, koefisien refleksi menjadi fungsi dari kecepatan gelombang P ( $V_p$ ), Kecepatan gelombang S ( $V_s$ ), densitas ( $\rho$ ) dari setiap lapisan serta sudut datang sinar seismik.

Analisis AVO bertumpu pada perubahan amplitudo sinyal terpantul terhadap jarak dari sumber gelombang ke *geophone* penerima (*offset*). Dalam hal ini semakin besar jarak antara sumber ke *geophone* penerima (*offset*) semakin besar pula sudut datangnya.



Gambar 3.6. Gelombang P yang terbagi menjadi gelombang P dan S pada saat sudut datang tidak sama dengan nol

Persamaan dasar AVO pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz (1919) dengan menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang pada medium elastik (densitas, kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S). Knott dan Zoeppritz (1919) menurunkan nilai koefisien refleksi dan transmisi dengan mengamati tekanan dan pergeseran yang terjadi di sepanjang batas lapisan antara dua medium, baik pada arah normal maupun *tangensial*. Persamaannya dituliskan dalam bentuk persamaan matriks:

$$\begin{bmatrix} Rp \\ Rs \\ Tp \\ Ts \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin\theta_1 & -\cos\phi_1 & \sin\theta_2 & \cos\phi_2 \\ \cos\theta_1 & -\sin\phi_1 & \cos\theta_2 & -\sin\phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{p1}}{V_{s1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{s2}^2 V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2 V_{p2}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{s2} V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{s1}}{V_{p1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{p2}}{\rho_1 V_{p1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{s2}}{\rho_1 V_{p1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin\theta_1 \\ \cos\theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Bentuk persamaan ini sangat kompleks, maka banyak pendekatan yang digunakan untuk memudahkan proses interpretasi dan visualisasi pengaruh parameter fisis untuk mendapatkan harga koefisien refleksi.

Perumusan persamaan Zoeppritz cukup sulit dan kurang praktis. Kerumitannya muncul pada saat perhitungan koefisien refleksi atau transmisi melampaui sudut kritis. Aki dan Richards (1980) menggunakan asumsi persamaan Zoeppritz (2) dengan menambahkan konsep harga perubahan densitas lapisan, kecepatan gelombang P dan S pada bidang batas, diperoleh hubungan sebagai berikut:

$$R(\theta) = a \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + b \frac{\Delta\rho}{\rho} + c \frac{\Delta\beta}{\beta} \quad (3.19)$$

dimana :

$$a = \frac{1}{\cos^2\theta} = 1/2 + \tan^2\theta; b = 0.5 - \left[ \left( \frac{2V_s^2}{V_p} \right) \sin^2\theta \right]; c = - \left( \frac{4V_s^2}{V_p^2} \right) \sin^2\theta; V_p = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{2}; V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2}; \rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}; \Delta V_p = V_{p1} - V_{p2}; \Delta V_s = V_{s1} - V_{s2}; \Delta\rho = \rho_1 - \rho_2; \theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}; \theta_t = \arcsin[(V_{p2}/V_{p1})\sin\theta_i]$$

Fatti juga mengembangkan persamaan lain dari persamaan Aki-Richards. Persamaan ini biasa digunakan untuk memisahkan koefisien refleksi P-wave dan S-wave.

$$Rp(\theta) = dR_{po} + eR_{so} + fR_D \quad (3.20)$$

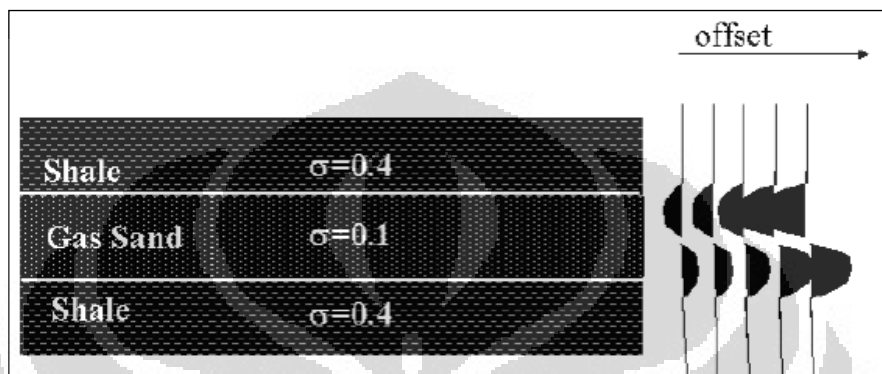
dimana :

$$d = 1 + \tan^2\theta; R_{po} = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right]; e = -8 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2\theta; R_{so} = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right]; f = 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2\theta - \frac{1}{2} \tan^2\theta; R_D = \frac{\Delta\rho}{\rho}$$

Analisis kuantitatif AVO dilakukan dalam common-mid-point-gather (atau super gather, atau common offset gather, dsb). Tiap harga amplitude dari

setiap offset dalam gather secara sederhana diregresi secara linier untuk simplifikasi hubungan antara amplitude terhadap offset. Dari sini munculah atribut AVO yaitu *intercept* dan *gradient* dari garis tersebut yang menggambarkan hubungan respon amplitude terhadap sudut datang sinar seismik.

Untuk menganalisa anomali AVO dapat digunakan model dasar dengan 3 lapisan yang mempunyai dua jenis Poisson ratio yang berbeda.



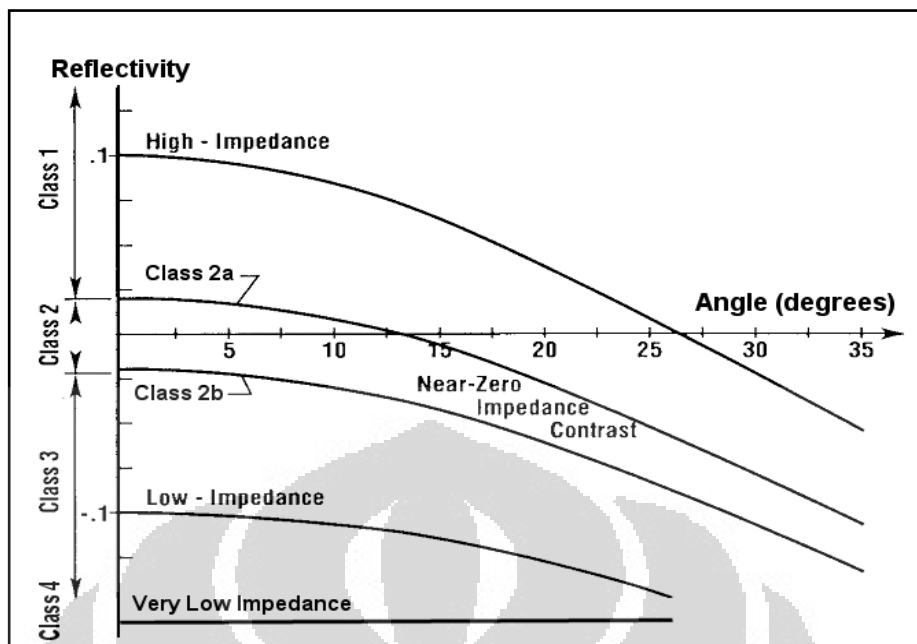
Gambar 3.75. Model dasar untuk anomali AVO

Akibat perbedaan nilai Poisson rasio pada pasir gas yang lebih kecil daripada shale maka koefisien refleksinya berubah secara signifikan terhadap sudut datang. Amplitudo yang dihasilkan pada gather offset adalah refleksi negatif pada offset dekat dan menjadi lebih negatif jika offset jauh, yang digambarkan dengan nilai absolut dari kenaikan amplitudo terhadap bertambahnya offset.

Rutherford dan Williams (1989) membagi anomali AVO menjadi tiga kelas yaitu:

- Class I, (high impedance contrast sands);
- Class II, (near-zone impedance contrast sands);
- Class III, (low impedance contrast sands).

Kemudian pada tahun 1998 Castagna memperkenalkan klasifikasi yang baru untuk sandstone yaitu, kelas IV.



Gambar 3.8. Koefisien refleksi gelombang P (Rutherford and Williams)

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

Anomali AVO kelas 1 memiliki impedansi akustik (AI) yang lebih tinggi dibandingkan lapisan penutupnya (cap). Koefisien refleksi dari normal incidence adalah positif pada top batupasir dan negatif pada base batupasir

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

Anomali AVO kelas II mempunyai harga AI yang hampir sama dengan cap. Koefisien refleksi dari normal incidence bernilai kecil (magnitudonya kurang dari 0.02) pada top dan bottom pasir gas, tetapi amplitudonya lebih besar daripada sekitarnya. Tipe pasir jenis ini lebih kompak dan terkonsolidasi.

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

Anomali AVO kelas III mempunyai AI lebih rendah dibandingkan cap. Koefisien refleksi dari normal incidence selalu bernilai negatif dan semakin negatif dengan kenaikan offset. Pada data stack seismik, anomali kelas III mempunyai amplitudo dan reflektifitas yang tinggi dikeseluruhan offset. Pasir tipe ini biasanya kurang terkompaksi dan terkonsolidasi. Ciri dari kelas ini adalah adanya peristiwa *Brightspot* yang merupakan refleksi amplitudo yang besar pada penampang *stack* yaitu ketika *stack* diperoleh amplitudo tinggi.

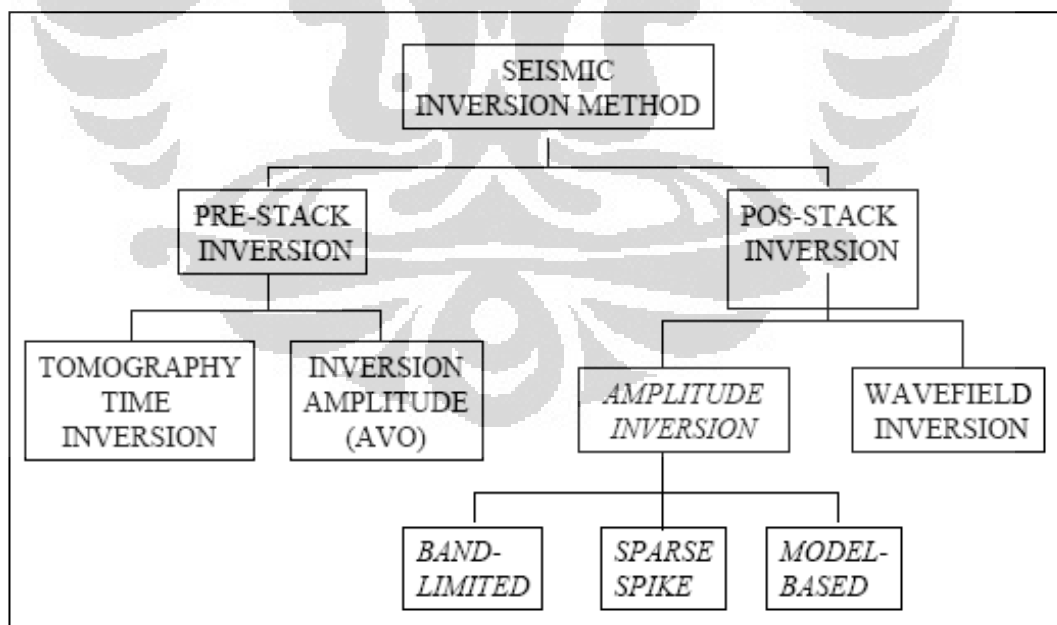
### Kelas IV (low impedance contrast sands)

Pada data stack seismik berupa brightspot 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.

### 3.5. Inversi Seismik

Inversi seismik didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya (Sukmono,2007). Model geologi yang dihasilkan oleh inversi seismik adalah model impedansi berupa Akustik Impedansi (AI) dan Shear Impedansi (SI) yang merupakan parameter dari suatu lapisan batuan, bukan merupakan parameter batas lapisan seperti koefisien refleksi. Oleh karena itu, hasil inverse seismik lebih mudah dipahami dan lebih mudah diinterpretasi.

Metode inverse seismik dapat dibagi menjadi beberapa katagori seperti gambar dibawah ini :



Gambar 3.96. Metode inversi seismik (Russel, 1988)

Pada tahun 2000, muncul metode inversi baru yang dikenal sebagai *colored* yang relatif lebih cepat penggunaannya dibandingkan metode inversi lainnya.

### 3.5.1. Model Based

Prinsip metoda ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik (Russel, 1988). Metoda inversi berbasis model dapat mengembalikan frekuensi rendah dan tinggi yang hilang dengan cara mengkorelasikan data seismik dengan respon seismik dari model geologi, karena itu metoda ini secara teori memiliki cakupan frekuensi yang lebih luas dibandingkan metoda inversi rekursif. *Initial model* didapatkan dari hasil interpretasi horizon dan juga ekstrapolasi impedansi dari well. Kemudian dilakukan ekstraksi wavelet dari data seismik. Setelah mendapatkan nilai wavelet, dilakukan konvolusi wavelet dengan rangkaian nilai RC (*Reflection coefficient*) yang didapat dari model geologi awal, maka akan didapat sintetik seismik. Sintetik tersebut dibandingkan dengan data seismik asli untuk mengetahui besar error. Kemudian dilakukan revisi interpretasi baik horizon ataupun impedansi untuk meminimalisise error, demikian seterusnya.

Inversi model based ini mengikuti model konvolusi, dimana :

$$\text{Seismik} = \text{wavelet} * \text{reflektifitas} + \text{noise}$$

Pada inversi ini, reflektivitas didefinisikan sebagai sekuen yang memberikan kecocokan yang paling baik pada data seismik. Jadi, dilakukan pencarian reflektivitas yang dikonvolusikan dengan wavelet untuk memberikan pendekatan terbaik dengan trace seismik.

Metoda ini dikembangkan untuk memecahkan masalah yang muncul pada metoda rekursif diantaranya yaitu : pengaruh akumulasi noise, *bad amplitude recovery*, *band limited seismic data*.

Ada dua masalah utama pada metode *model based* yaitu (Sukmono,2007):

1. Tidak menggunakan data seismik pada saat melakukan proses inversi, hanya digunakan untuk mengekstrak wavelet
2. Hasil yang didapat berbeda-beda tergantung dari interpretasi kita

### 3.5.2. Bandlimited

Metode inversi *Bandlimited* merupakan istilah lain dari *Recursive Inversion*. Dinamakan *Bandlimited* karena trace terakhir impedansi memiliki band frekuensi yang sama seperti pada data seismik. Metoda ini merupakan metoda inversi yang paling awal dan paling sederhana. Metoda ini dimulai dari definisi tentang koefisien refleksi yang ditulis dalam persamaan (3.3). Sehingga impedansi lapisan ke- $i + 1$  dapat dihitung dari lapisan ke- $i$  dengan persamaan :

$$Z_{i+1} = Z_i * \frac{1+r_i}{1-r_i} \quad (3.21)$$

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

$$Z_n = Z_i * \prod \left( \frac{1+r_i}{1-r_i} \right) \quad (3.22)$$

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

Beberapa kelemahan dari metode ini diantaranya :

1. Tidak adanya kontrol geologi pada saat melakukan inversi
2. Sulit untuk mendapatkan komponen frekuensi rendah dan tinggi yang hilang pada saat proses konvolusi seismik
3. Mengabaikan wavelet dari seismik dan hanya menggunakan asumsi wavelet berfasa nol
4. Bising (*noise*) pada data seismik dianggap sebagai sinyal (*reflector*) dan dimasukkan dalam proses inversi

### 3.5.3. Inversi Colored

Inversi *Colored* merupakan modifikasi dari inversi rekursif yang pertama kali dijelaskan oleh Lancaster dan Whitcombe dari BP pada konvensi SEG 2000.

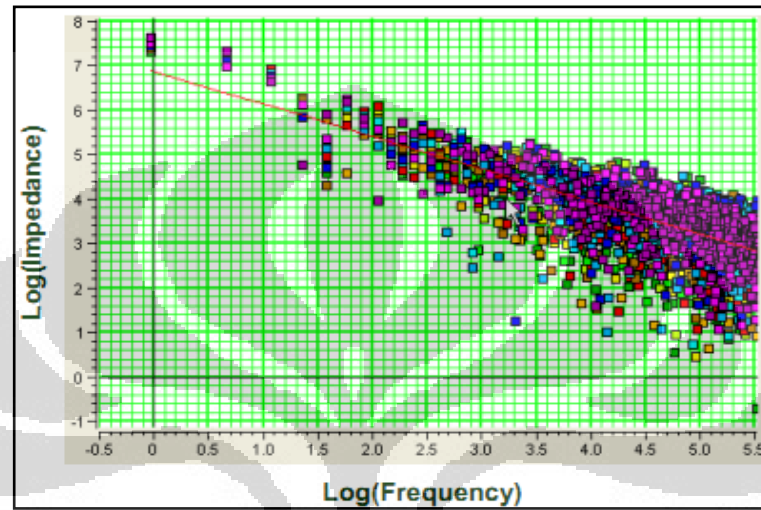
Pada proses inversi ini, terdapat satu operator,  $O$ , dimana digunakan untuk trace seismik yang diubah langsung ke hasil inversi :

$$I = O * S \quad (3.23)$$

Operator  $O$  didefinisikan dalam domain frekuensi. Transformasi antara data seismik dengan inversi yang sesungguhnya diasumsikan dengan fase operator -90 derajat.

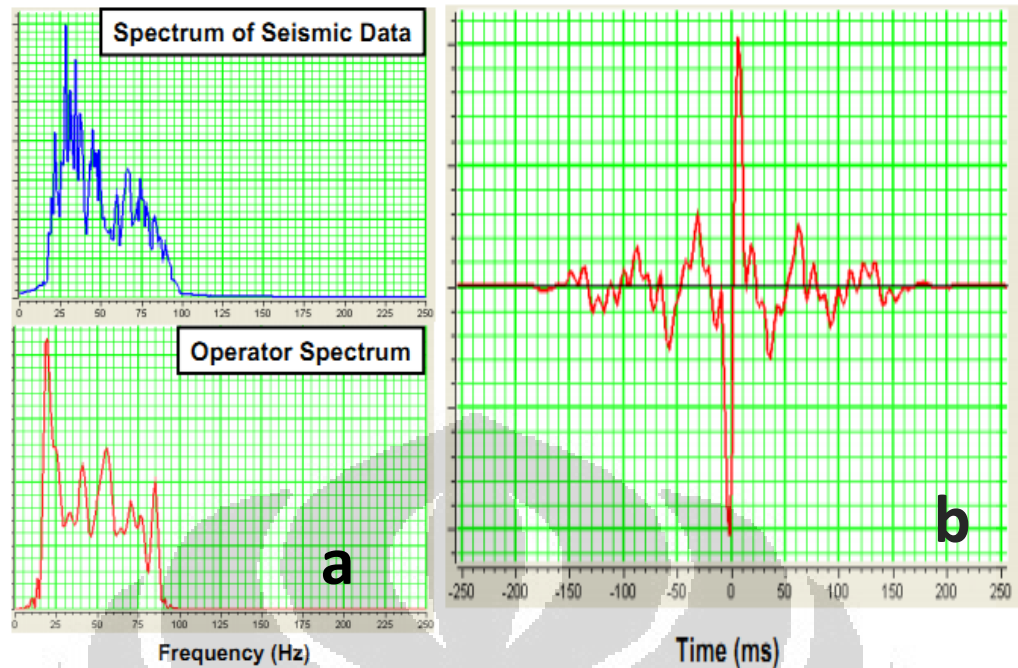


Spektrum amplitude dari operator tersebut didapatkan dengan cara menggunakan spektra amplitude dari impedansi akustik semua sumur yang kemudian di plot ke dalam skala log. Seperti yang telah diprediksi dengan teori, maka akan ada kecocokan garis lurus yang merepresentasikan keluaran spektrum impedansi yang diinginkan (gambar 3.10).



Gambar 3.10. Spektrum amplitude dari impedansi akustik (Russell, 2006)

Kemudian menggunakan sejumlah trace seismik dari sekitar sumur, rata-rata spektrum seismik dihitung. Dari dua spectra yang diperkirakan, operator spektrum dihitung.



Gambar 3.71. a) operator spektrum; b) operator inversi *Colored* (Russell, 2006)

Menggabungkan spektrum amplitude dengan fase shift  $-90$  derajat maka didapatkan operator inversi *Colored*.

Hal penting yang harus diperhatikan dalam inversi *Colored* ini adalah :

1. Ketergantungan dengan model awal yang sangat kecil, kecuali untuk menentukan trend impedansi secara umum
2. Sangat cepat digunakan
3. Sangat mudah dengan menggunakan parameter yang sedikit
4. Data diasumsikan *zero-phase*
5. Pada awal implementasi, metode menghasilkan impedansi relatif, meskipun sekarang sudah dapat ditambahkan trend frekuensi rendah.

## BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

### 4.1.Data

#### 4.1.1.Data Seismik

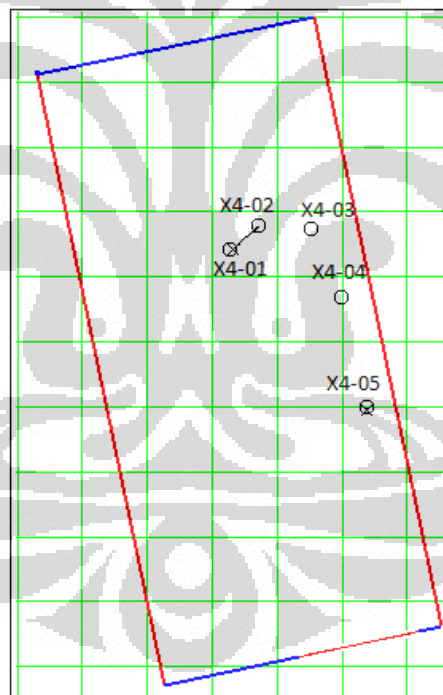
Pada penelitian ini menggunakan data seismik Pre-Stack Time Migration (PSTM) Gather 3D dengan klasifikasi:

Inline = 1663 – 2046

Crossline = 5299 – 5472

Sampling rate = 2 ms

Data seismik ini telah melalui proses-proses penghilangan noise (filter) serta NMO sehingga dianggap memiliki kualitas yang baik untuk diproses dan diinterpretasi lebih lanjut.



Gambar 4.8. Base Map Penelitian

#### 4.1.2.Data Sumur

Sumur yang digunakan dalam penelitian ini sebanyak 5 buah yaitu X4-01, X4-02 (trajektor miring), X4-03, X4-04, dan X4-05 (trajektor miring). Sumur – sumur tersebut dipilih penulis berdasarkan kelengkapan data log, checkshot, dan marker untuk mendapatkan hasil yang optimal.

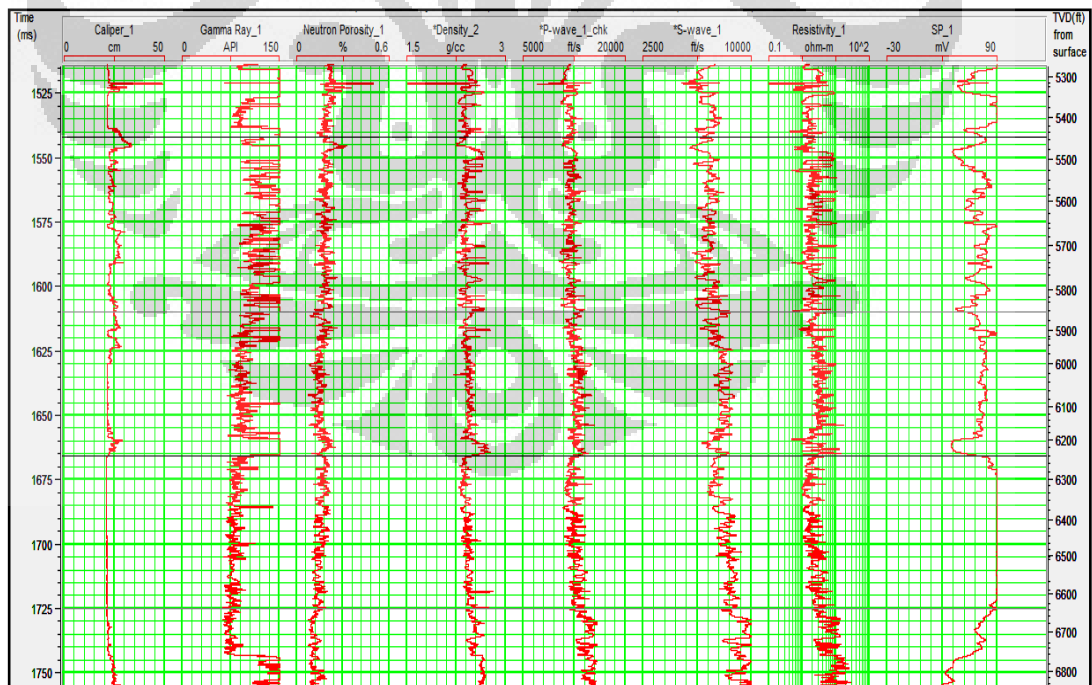
#### 4.1.2.1.Data Log

Data log yang tersedia pada masing-masing sumur cukup lengkap, sehingga diharapkan dapat membantu penelitian ini. Log tersebut sebagai berikut :

Tabel 4.4.Data log dari kelima sumur yang digunakan

No	Sumur	X4-01	X4-02	X4-03	X4-04	X4-05
	Jenis log					
1	Caliper	v	v	v	v	v
2	GR	v	v	v	v	v
3	NPHI	v	v	v	v	v
4	RHOB	v	v	v	v	v
5	Vp	v	v	v	v	v
6	Vs	x	x	x	x	v
7	Resistivity	v	v	v	v	v
8	SP	v	v	v	v	v

Adapun contoh log-log tersebut seperti gambar dibawah ini :



Gambar 4.2. Data log pada sumur X4-05

#### 4.1.2.2.Data Checkshot

Data checkshot digunakan sebagai *well seismic tie*, mengkonversi kedalaman sumur ke domain waktu, dan mengkoreksi Sonic P. Data checkshot yang ada hanya berjumlah 2 yaitu pada sumur X4-01 dan X4-03. Sedangkan data checkshot untuk sumur X4-02 menggunakan checkshot X4-01 dan untuk sumur X4-04 dan X4-05 menggunakan checkshot X4-03.

#### 4.1.2.3.Data Marker

Data marker yang digunakan adalah Upper Menggala, Lower Menggala, dan Upper Pematang.

Table 4.2. Data Marker pada masing-masing sumur

Sumur Marker	X4-01 (ft)	X4-02 (ft)	X4-03 (ft)	X4-04 (ft)	X4-05 (ft)
Upper Menggala	5699.11	6118.00	5806.00	5792	5909.00
Lower Menggala	5958.16	6392.00	6090.00	6166	6287.00
Upper Pematang	6313.45	6798.00	6546.00		6683.00

#### 4.2. Pengolahan Data

Perangkat lunak (Software) yang digunakan sebagai alat pengolahan data adalah sebagai berikut :

1. Paradigm

Modul Seisearth : Digunakan untuk interpretasi horizon

2. Hampson Russel CE8/R2

Modul GEOVIEW: Digunakan untuk melihat dan memilah database sumur-sumur yang ada dilapangan X4.

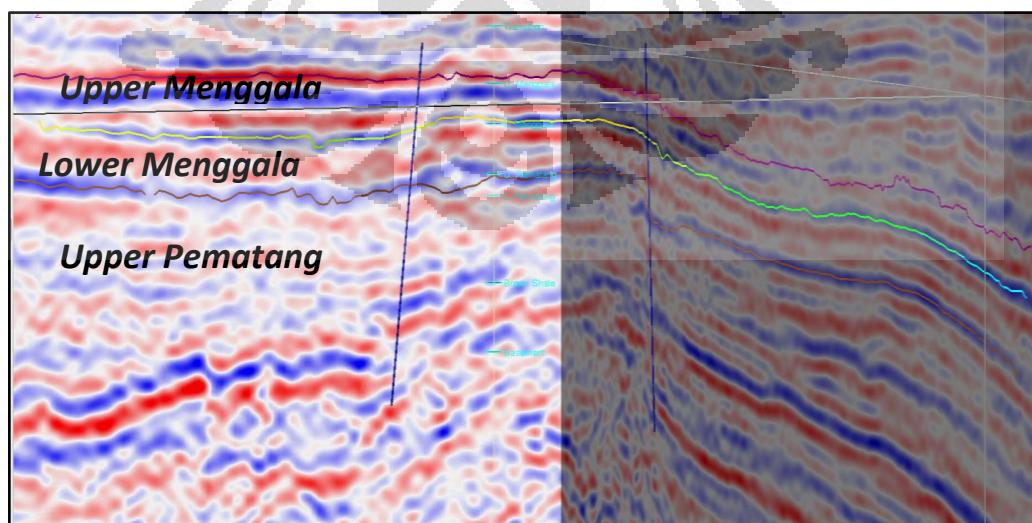
Modul eLog :digunakan untuk loading data sumur, editing log, pembuatan log prediksi gelombang S, krosplot, dan well seismic tie.

Modul AVO :digunakan untuk loading data seismik PSTM, pengolahan super gather, angle gather, AVO analisis, AVO atribut hingga Rp-Rs stack.

Modul STRATA : digunakan untuk pembuatan inisial model, dan tahapan inversi

Sebelum memasuki tahapan pengolahan data dengan menggunakan data seismik 3D *Pre Stack Time Migration* dilakukan terlebih dahulu interpretasi horizon pada data seismik 3D *Post Stack Time Migration*. Dalam pembuatan *picking horizon*, informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran reservoir sangat dibutuhkan.

Hasil dari interpretasi horizon ini kemudian akan dimasukkan kedalam pengolahan data seismik 3D *Pre Stack*. Formasi Menggala dibagi menjadi dua bagian yaitu *Upper Menggala* dan *Lower Menggala*, sehingga dalam penarikan horizon dibuat 3(tiga) horizon, yaitu *Upper Menggala*, *Lower Menggala*, dan *Upper Pematang*. Penarikan horizon mengikuti dari data marker *P sonic* yang telah dikoreksi dengan *checkshot* yaitu *Upper Menggala* sebagai top formasi di *picking* pada *peak* sedangkan *Upper Pematang* sebagai bottom formasi di *picking* pada *trough* dan untuk *Lower Menggala* sebagai bottom *Upper Menggala* di *pick* pada *trough* seperti gambar 4.3.



Gambar 4.3. Interpretasi horizon pada *inline* 1782 dan *crossline* 5413 (*deviated well*) data seismik 3D *Post Stack*

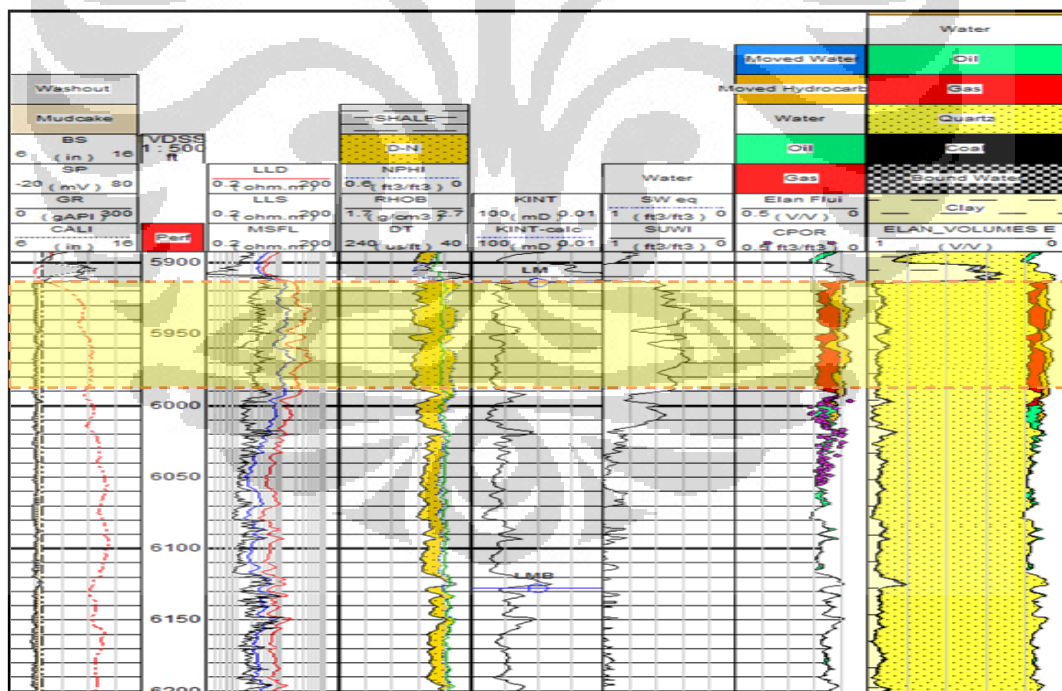


Dari gambar diatas, horizon yang di *picking* ada 3 (tiga) buah yaitu *Upper Menggala* (merah, *peak*), *Lower Menggala* (kuning, *trough*), dan *Upper Pematang* (coklat, *trough*). Sedangkan yang memotong horizon adalah fault (biru).

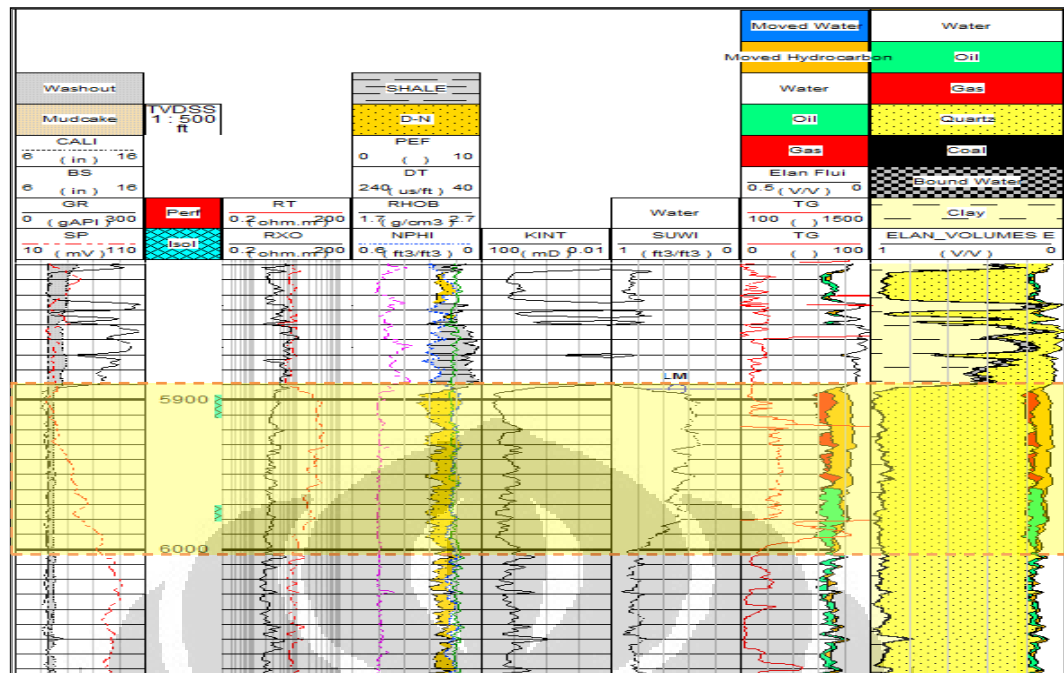
#### 4.2.1. Pengolahan Data Sumur

Dalam pengolahan data sumur, data-data yang diperlukan adalah kecepatan P, kecepatan S, dan densitas. Namun dari data log gelombang S semua sumur hanya terdapat 1 (satu) log kecepatan S, sehingga dibutuhkan pembuatan sintetik gelombang S yang kemudian dapat digunakan untuk analisis sensitifitas.

Langkah awal dalam melakukan pengolahan data sumur adalah menentukan daerah target. Penentuan area ini berdasarkan pada tampilan log yang dianggap menarik. Data *composite log* juga sangat membantu dalam penentuan daerah target dari informasi litologi dan kandungan hidrokarbon relatif.



Gambar 4.4. *Composite log* pada sumur X4-01, daerah target adalah kotak berwarna kuning (Kondur Petroleum)



Gambar 4.5. *Composite log* pada sumur X4-02, daerah target adalah kotak berwarna kuning (Kondur Petroleum)

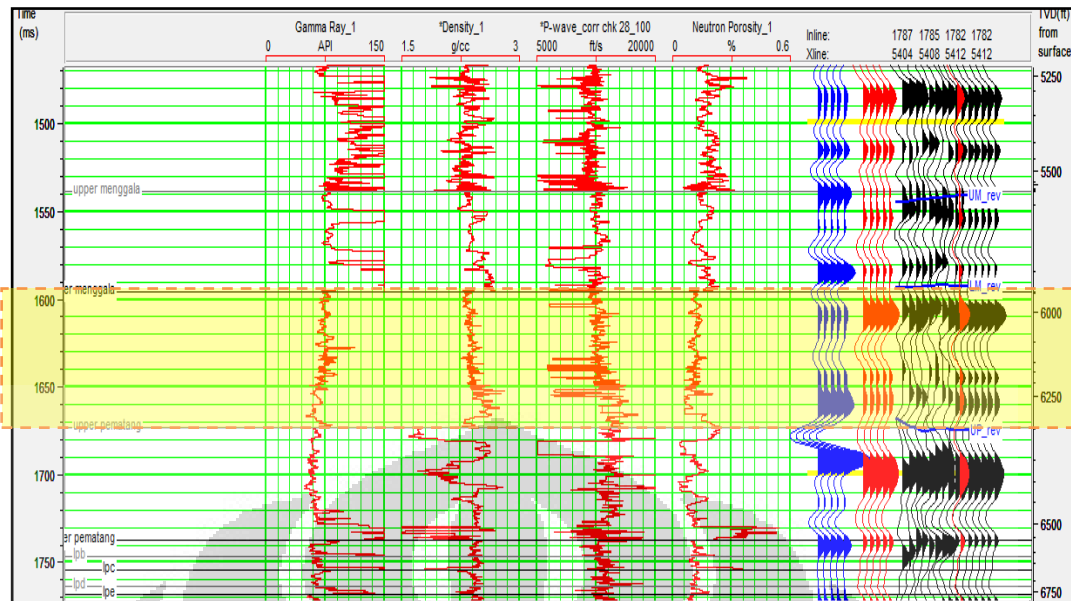
Berdasarkan data *composite log* diatas, dapat diketahui bahwa sumur yang memiliki kandungan hidrokarbon pada Formasi *Lower Menggala* adalah sumur X4-01 dan X4-02 sedangkan sumur X4-03, X4-04, dan X4-05 tidak berisi hidrokarbon.

#### 4.2.1.1. Sintetik Seismogram

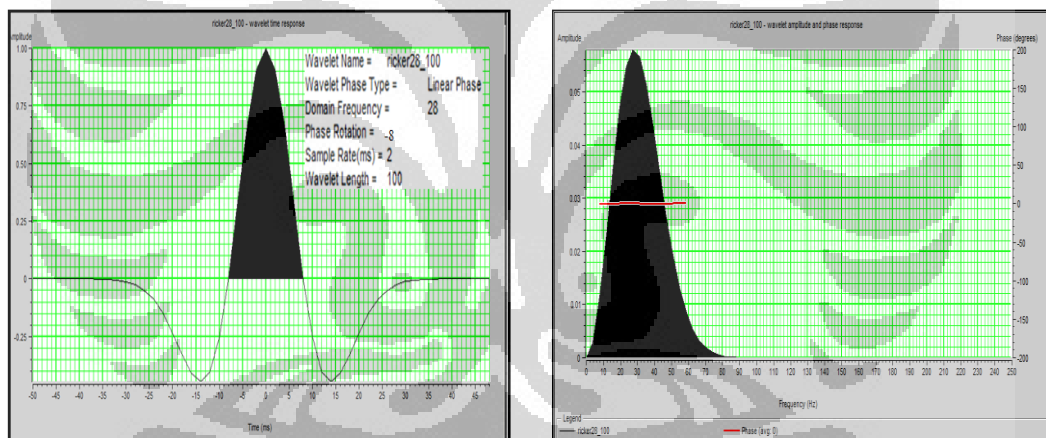
Sintetik seismogram dilakukan untuk mengubah domain data sumur dengan cara melakukan *Well-seismic tie* yang sebelumnya telah melalui koreksi log *sonic* dengan data *checkshot*. *Well-seismic tie* adalah pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain dari sumur adalah kedalaman (ft) sedangkan domain dari seismik adalah waktu (ms). Tujuan akhir dari tahapan ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik.

Sintetik seismogram merupakan hasil dari koefisien refleksi yang dikonvolusi dengan *wavelet*. Dalam pembuatan sintetik seismik, hal yang paling penting untuk diperhatikan adalah *wavelet*. Adapun hasil sintetik seismogram yang dilakukan adalah seperti gambar berikut :





Gambar 4.6. Sintetik Seismogram pada sumur X4-02 dengan *wavelet ricker*, panjang *wavelet* adalah 100 ms, frekuensi 28 Hz, dan phase sebesar  $-8^{\circ}$  dengan total korelasi 0.652. Kotak kuning adalah zona target.



Gambar 4.7. Bentuk dan kandungan frekuensi ricker yang digunakan dalam sintetik seismogram pada sumur X4-02

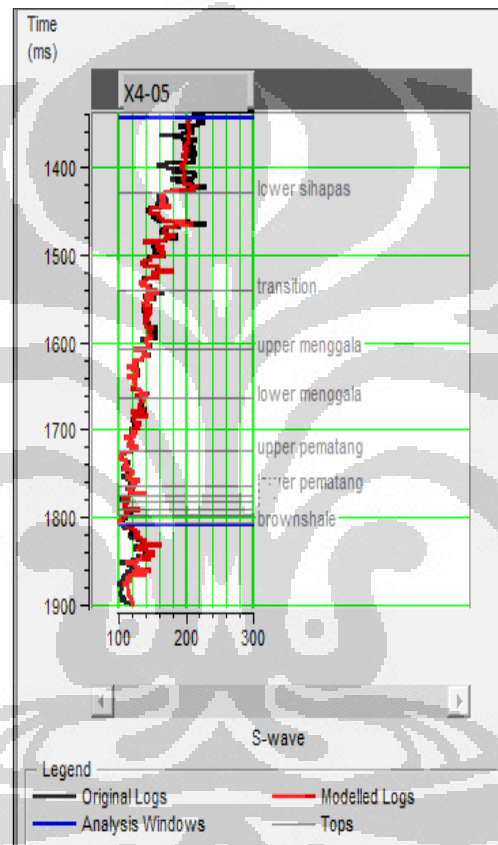
#### 4.2.1.2. Prediksi Log Gelombang S

Pada tahapan ini dilakukan pembuatan persamaan gelombang S dimana pada penelitian ini menggunakan persamaan Neural Network. Persamaan Neural Network dilakukan pada sumur X4-05 dengan menggunakan 7 atribut yaitu *caliper*, *gamma ray*, *SP*, *resistivity*, *sonik P*, *densitas*, dan *Neutron Porosity*. Dari ketujuh atribut tersebut didapatkan persamaan dari gelombang S sebagai berikut :

$S_{wave} =$

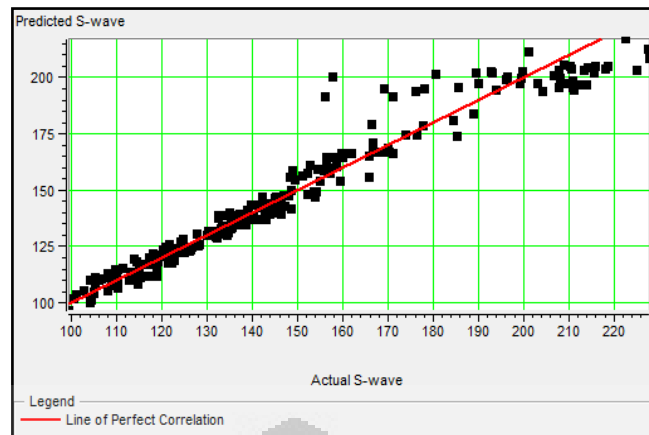
$$(8.85624 + 0.220309 \frac{1}{caliper} - 0.012099 RHOB^2 - 0.0000427294 SP^2 + 0.0645439 \log resistivity + 0.0620252 \sqrt{GR} + 0.000495533 DT^2 + 0.620346 \log NPHI)^2 \quad (4.1)$$

Hasil korelasi antara sintetik gelombang S dengan gelombang S sumur sudah cukup tinggi yaitu sebesar 0.974343 . Adapun bentuk dari korelasi tersebut dapat dilihat pada gambar dibawah ini :



Gambar 4.8. Korelasi antara gelombang S sintetik (merah) dengan gelombang S sumur (hitam)

Sedangkan bentuk dari krosplot antara gelombang S sumur dengan gelombang S sintetik adalah seperti gambar dibawah ini :



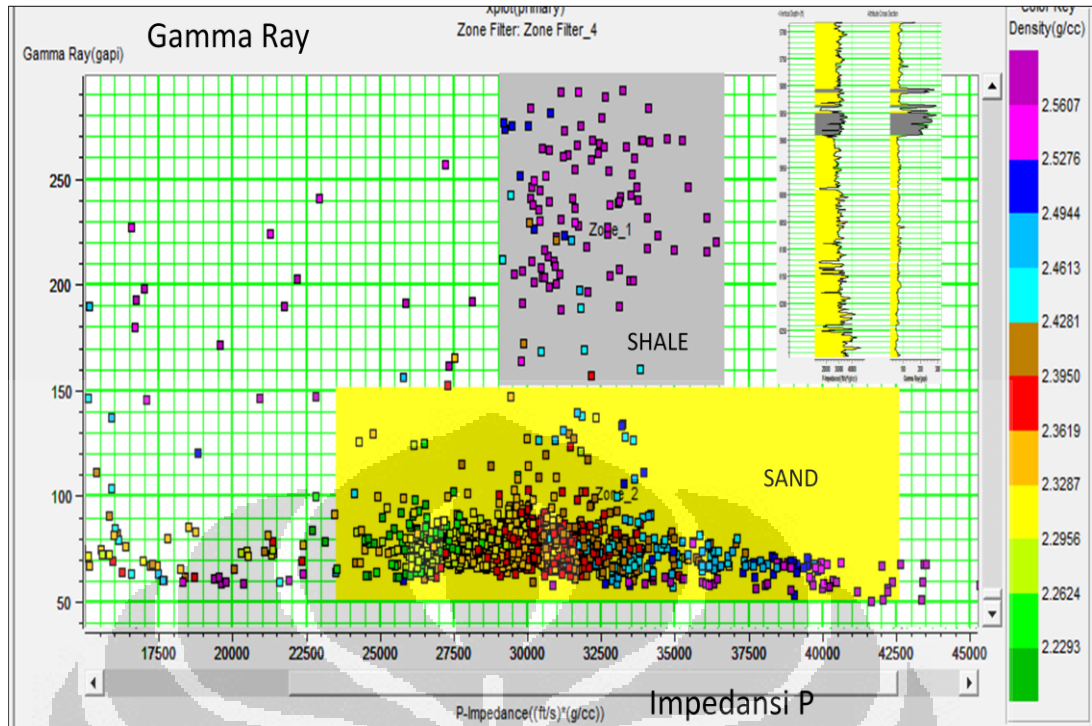
Gambar 4.9. Krosplot gelombang S sumur dengan gelombang S sintetik

Kemudian dari persamaan gelombang S yang telah didapat tersebut digunakan untuk membuat sintetik gelombang S pada sumur X4-01, X4-02, X4-03, X4-04.

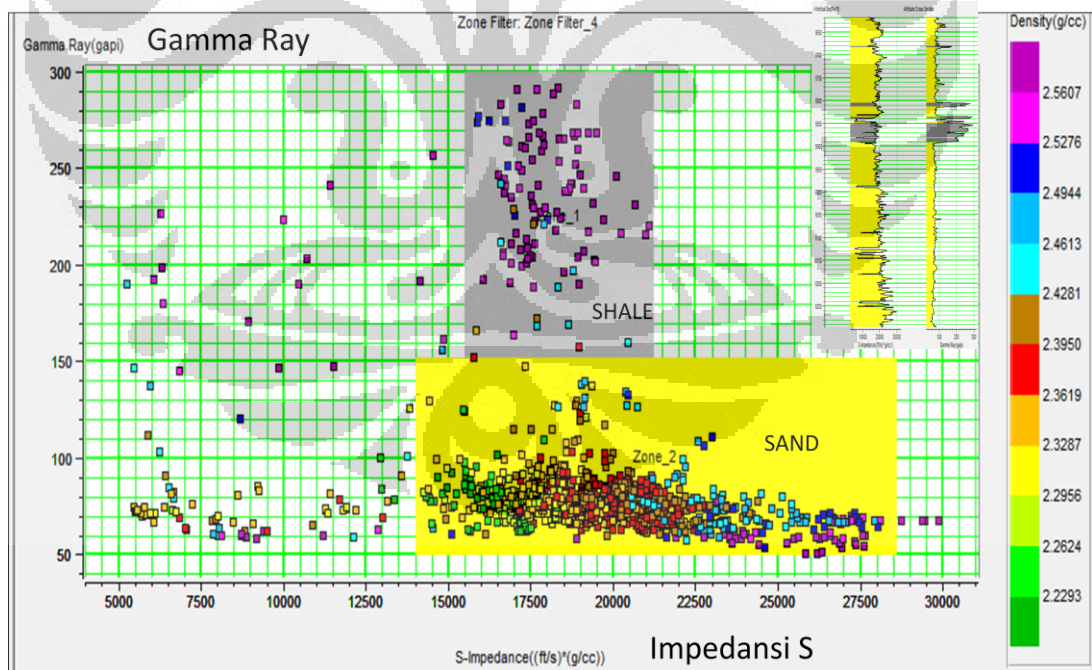
#### 4.2.1.3. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas bertujuan untuk menentukan parameter yang sensitif terhadap perubahan litologi maupun fluida dalam sumur. Pada tahapan ini dilakukan krosplot antara 2 log dalam sumbu koordinat x dan y.

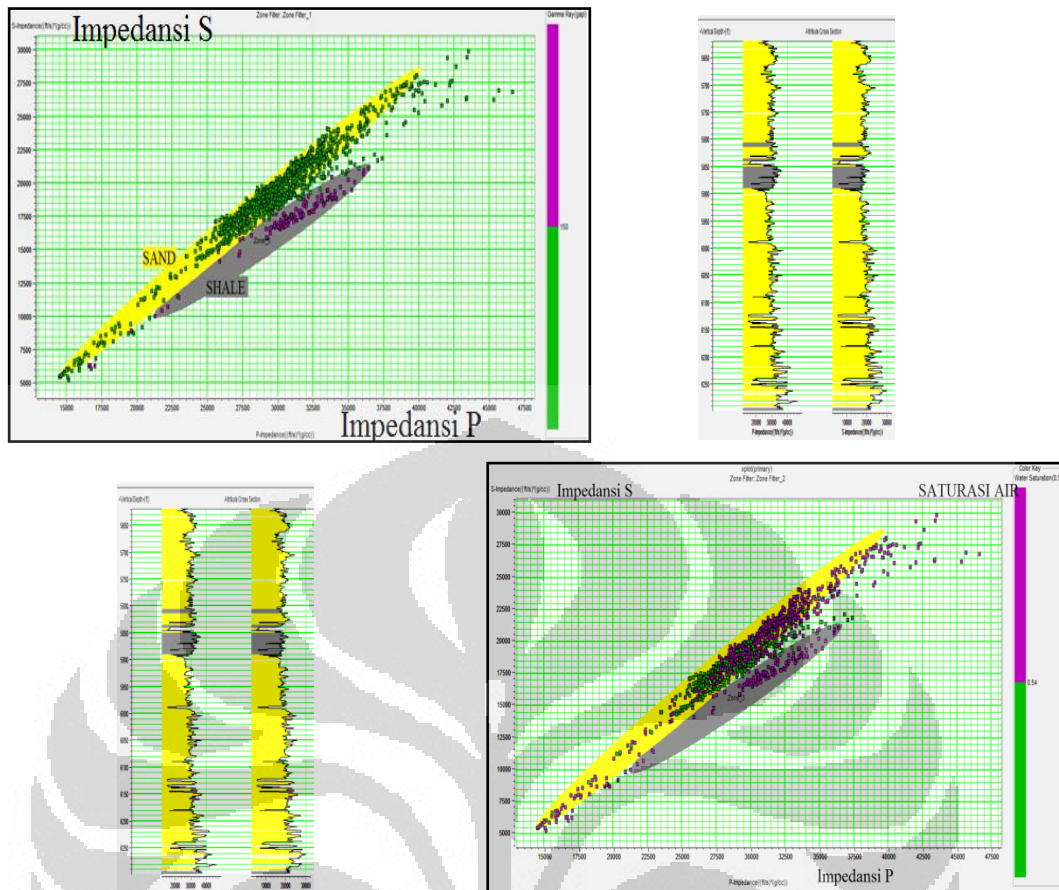
Pada tahapan pembuatan log dilakukan analisis krosplot antar log. Log-log yang diturunkan adalah Impedansi P (AI), Impedansi S (SI), Lambda Rho ( $\lambda\rho$ ), dan Mu Rho ( $\mu\rho$ ). Berikut adalah krosplot yang dilakukan pada salah satu sumur yaitu X4-02:



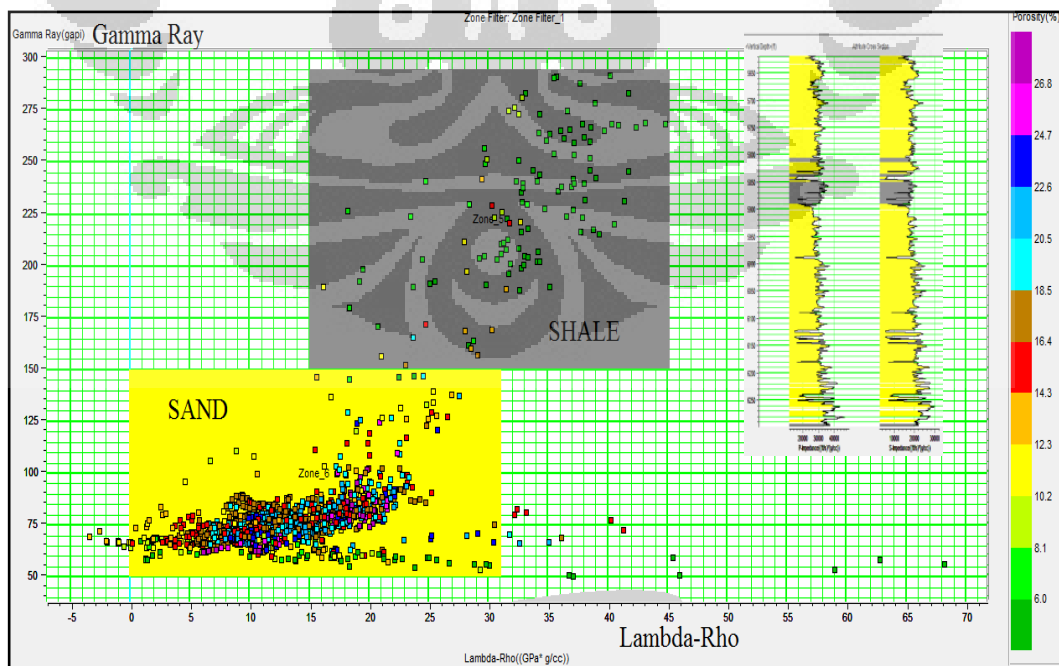
Gambar 4.10. Krosplot P Impedansi vs Gamma Ray *color key* Densitas, terlihat adanya *cutoff* pada nilai Gamma Ray 150 gapi.



Gambar 4.11. Krosplot S Impedansi vs Gamma Ray *color key* Densitas, terlihat pula adanya *cutoff* pada Gamma Ray 150 gapi

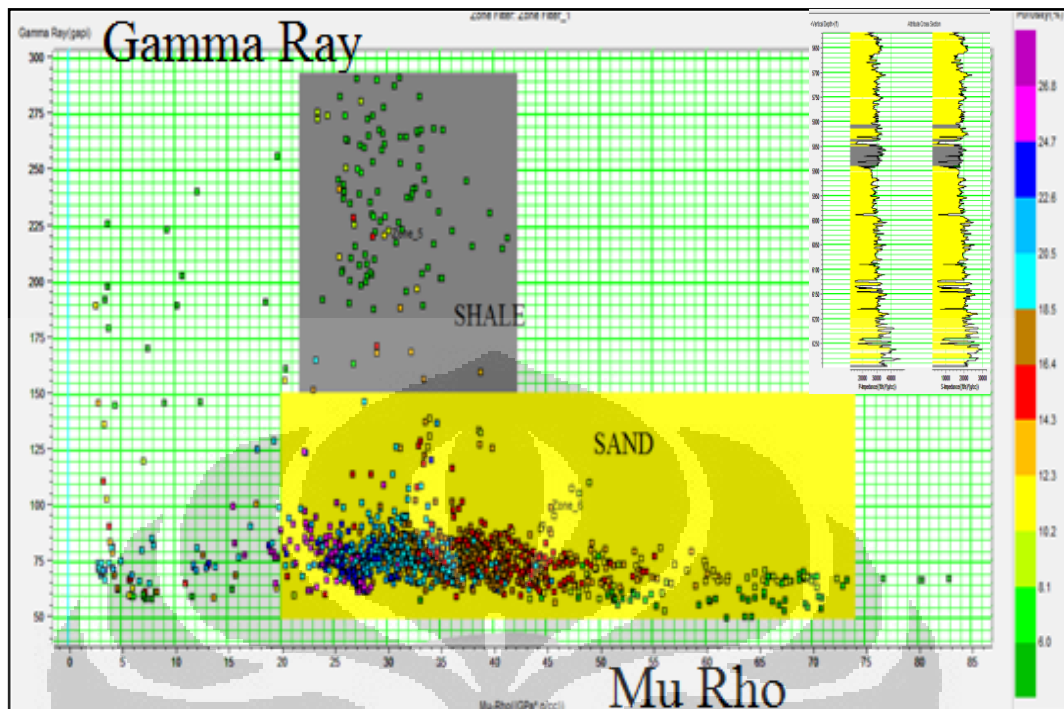


Gambar 4.12. Krosplot P Impedansi vs S Impedansi dengan *color key* Gamma Ray (atas) dan dengan menggunakan Saturasi Air (bawah).

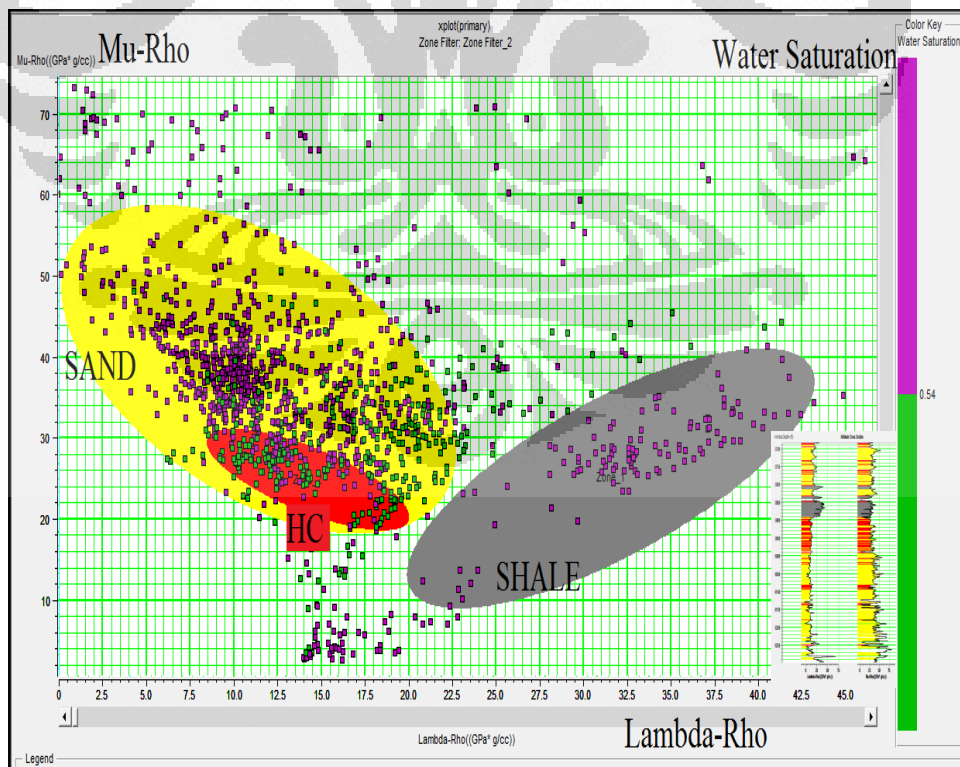


Gambar 4.13. Krosplot Lambda Rho vs Gamma Ray dengan *color key* Porositas, terlihat *cutoff* masih berada di 150 gapi.





Gambar 4.14. Krosplot Mu Rho vs Gamma Ray dengan *color key* Porositas terlihat *cutoff* masih berada di 150 gapi.

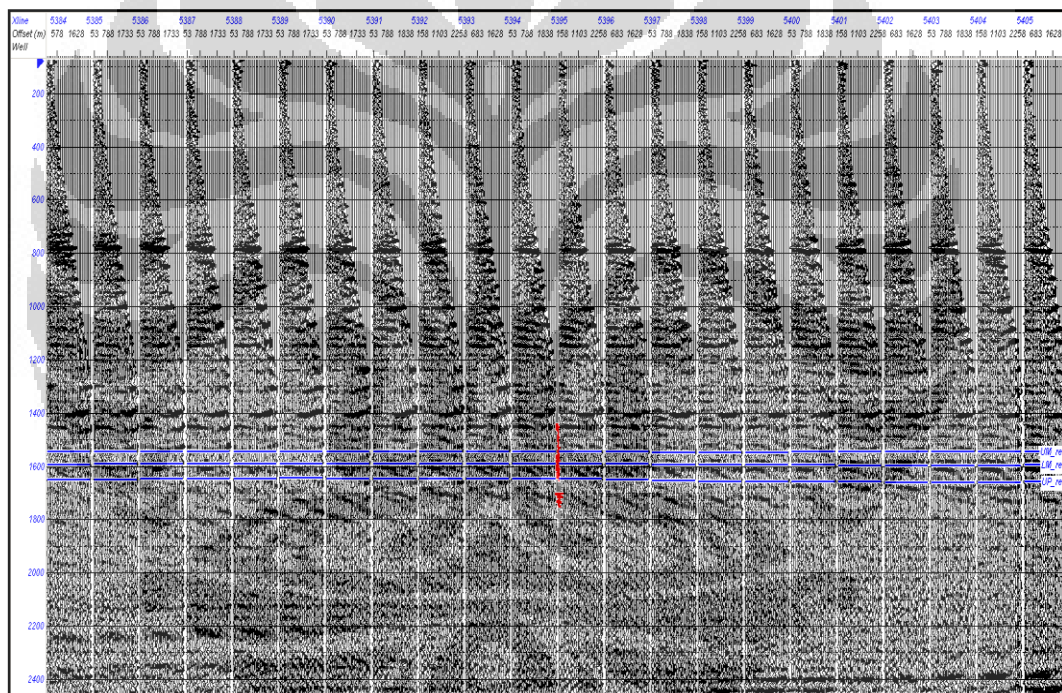


Gambar 4.15. Krosplot Lambda Rho vs Mu Rho dengan *color key* Saturasi Air.

## 4.2.2. Pengolahan Data Seismik

### 4.2.2.1. Data CDP Gather

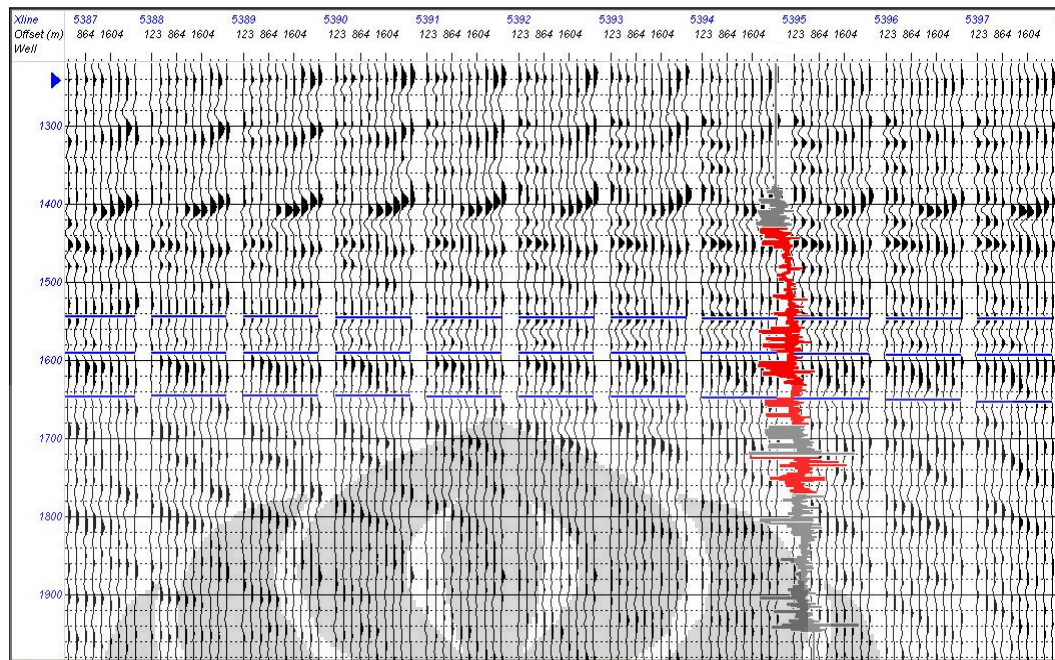
Data seismik yang digunakan adalah seismik 3D berupa CDP gather PSTM (*Pre Stack Time Migration*) yang telah melalui proses NMO kemudian di *load* dengan mencocokkan nilai inline, xline, sample rate, trace headers, skala koordinat, tipe dari *header dump*. Pada data seismik *Pre Stack* ini, dimasukkan hasil interpretasi horizon yang sebelumnya telah dilakukan pada data seismik *Post Stack*. Data seismik yang dianalisis dalam penelitian ini hanya difokuskan pada daerah target yaitu *Upper Menggala* hingga *Upper Pematang*.



Gambar 4.16. Penampang data CDP gather pada daerah sekitar sumur X4-02

### 4.2.2.2. Super Gather

Pengolahan data super gather bertujuan untuk meningkatkan perbandingan sinyal dengan noise (S/N ratio).

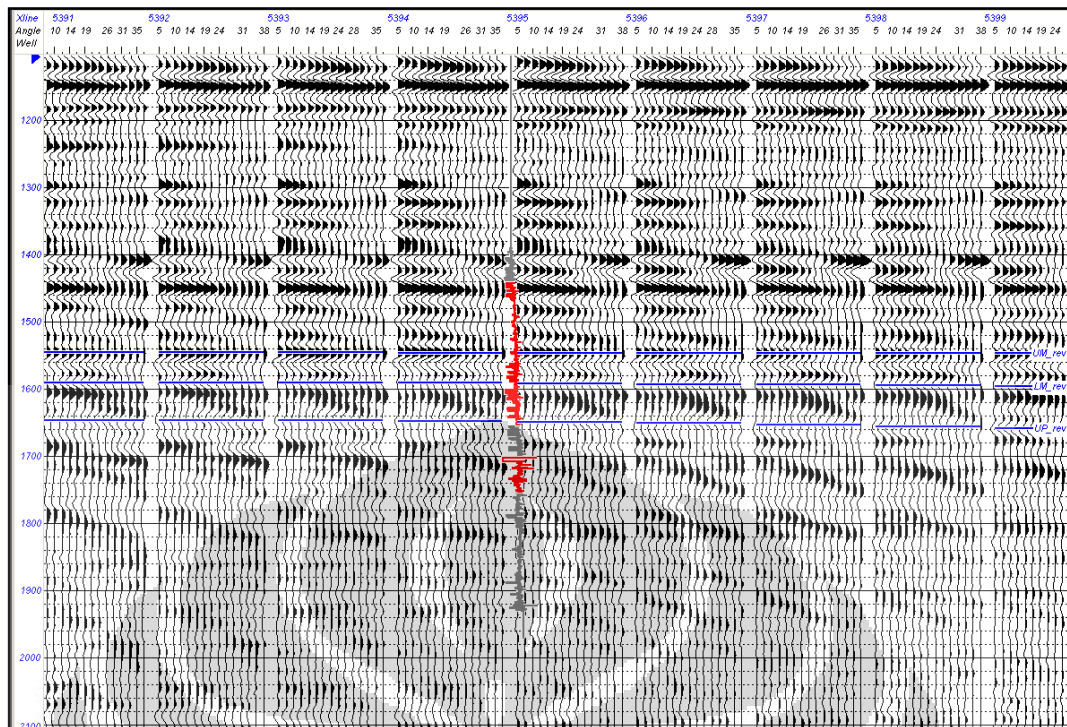


Gambar 4.17. Penampang Super Gather pada daerah sekitar sumur X4-02

#### 4.2.2.3. Angle Gather

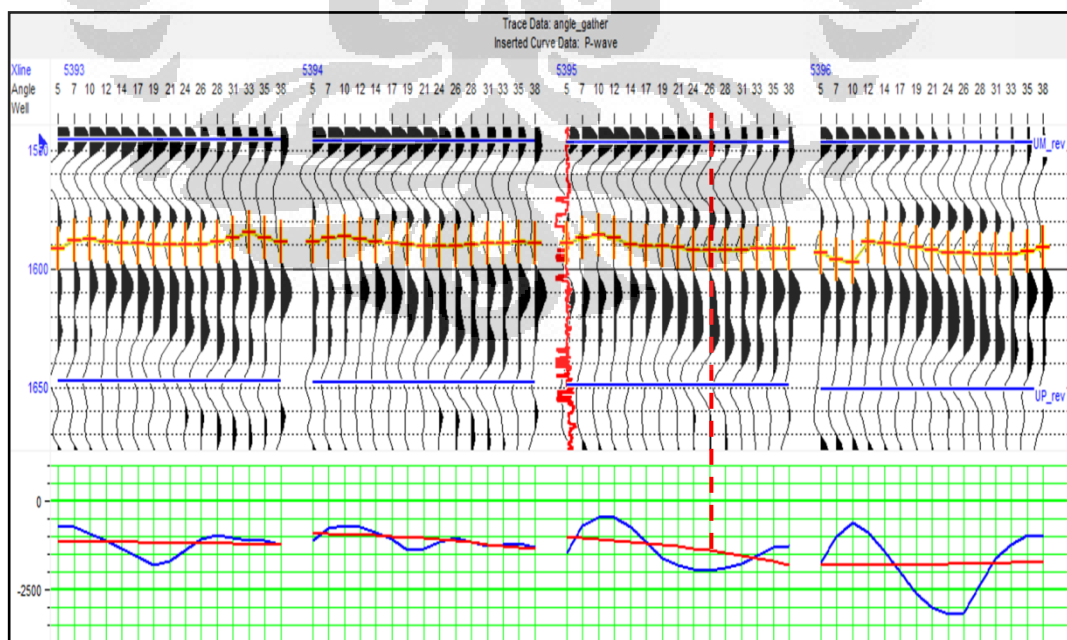
Angle gather bertujuan untuk melihat variasi amplitude terhadap sudut dan menentukan sudut optimum dibawah sudut kritis yang masih relevan agar dapat digunakan untuk analisis AVO. Pada proses ini, tiap – tiap trace dari offset dibawa menjadi sudut dengan cara menggunakan fungsi kecepatan. Informasi kecepatan didapat dari *velocity table* dengan kisaran sudut 5 – 40 derajat.





Gambar 4.18. Penampang Angle Gather pada daerah sekitar sumur X4-02

Dari data Angle gather dapat dilakukan analisis AVO untuk mengetahui sudut optimum dari data seismik. Picking analysis dilakukan pada horizon *Lower Menggala* yang diinterpretasikan sebagai top *gas-sand*.

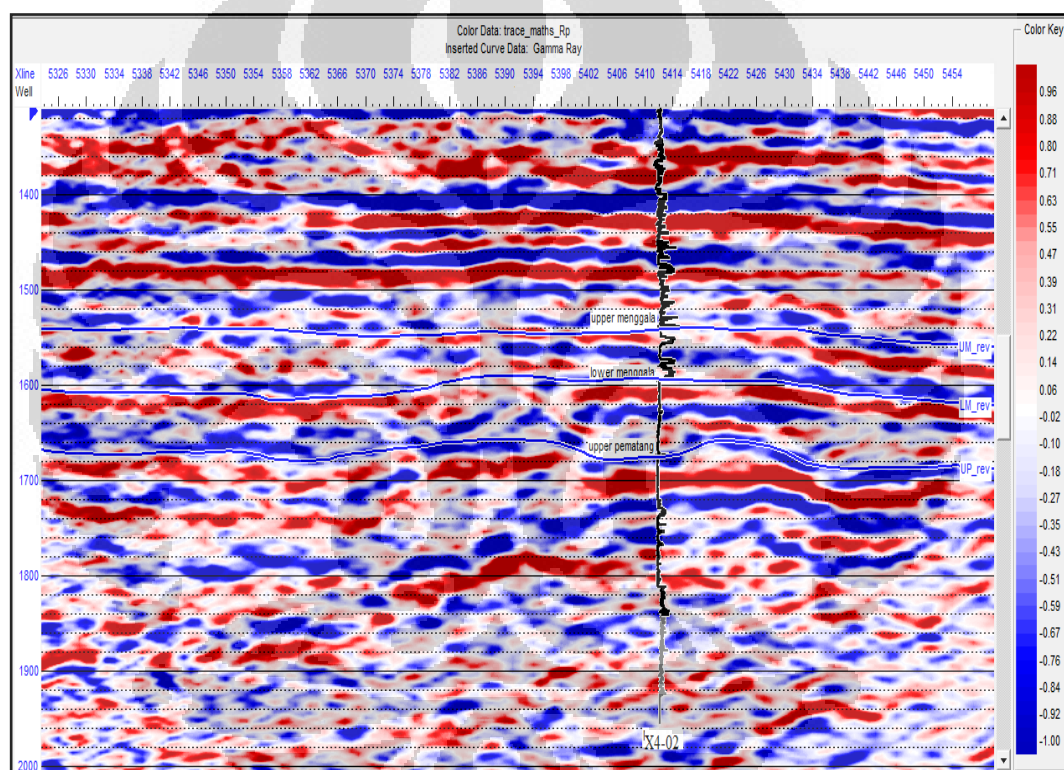


Gambar 4.19. Analisis AVO pada horizon *Lower Menggala*

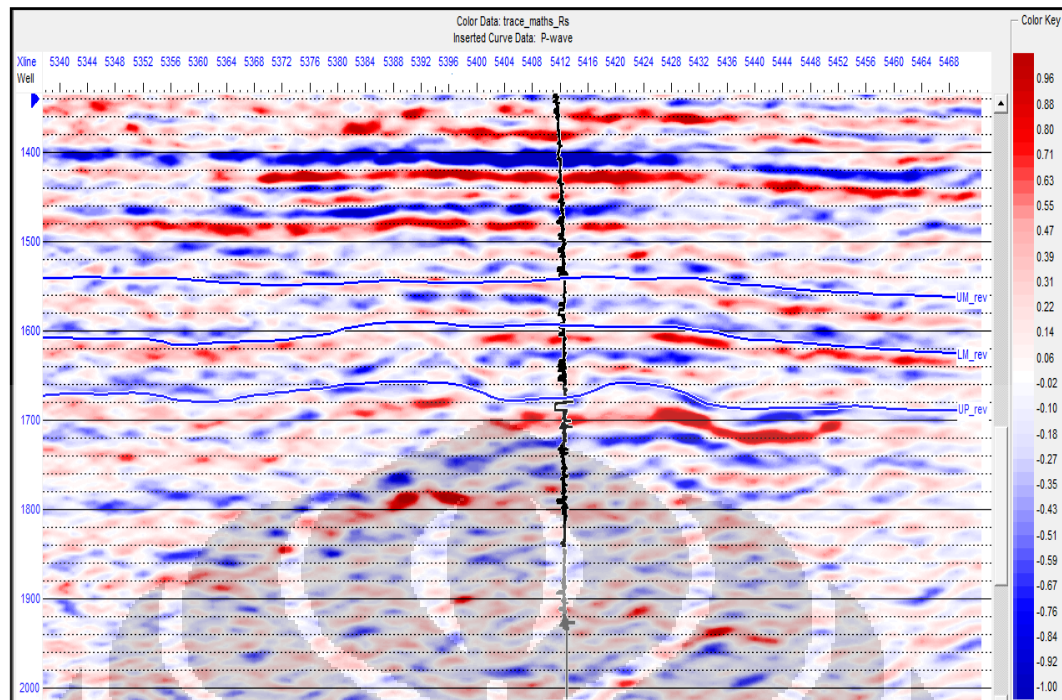
Dari hasil analisis AVO tersebut didapat nilai sudut optimum adalah  $26^\circ$ . Analisis AVO ini dilakukan untuk mengetahui kelas dari AVO di daerah target.

#### 4.2.2.4. Estimasi Reflektivitas P (Rp) dan Reflektivitas S (Rs) Stack

Reflektivitas P (Rp) dan reflektivitas S (Rs) digunakan sebagai input pembuatan model Rp dan Rs yang nantinya akan dipakai sebagai input inversi. Pada reflektivitas Rp dan Rs ini diasumsikan bahwa  $V_p/V_s = 2$ . Dengan menggunakan persamaan *Two term fatti* didapatkan hasil stack Rp dan Rs sebagai berikut :

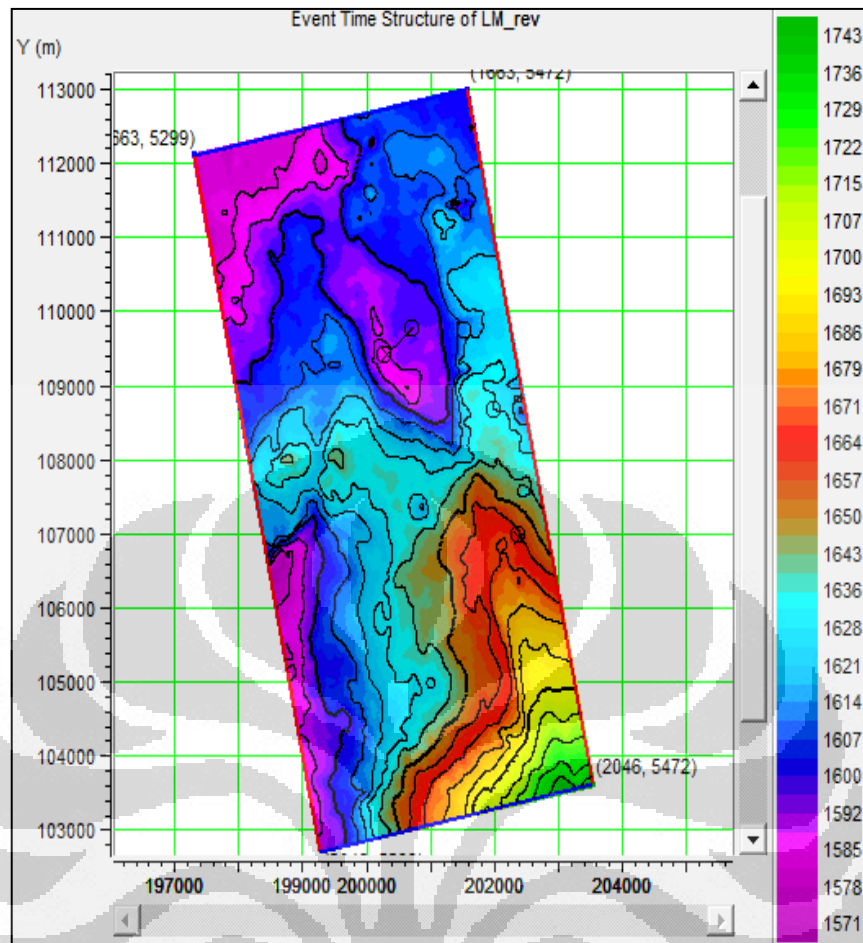


Gambar 4.20. Penampang reflektivitas P pada inline 1782 daerah sekitar sumur X4-02



Gambar 4.21. Penampang reflektivitas S pada inline 1792 daerah sekitar sumur X4-02

Pada data stack reflektivitas P dan S dilakukan *repick* dari horizon yang telah dimasukkan sebelumnya. Hal ini bertujuan untuk memastikan lokasi dari horizon yang telah di *pick* sebelumnya. Dari *repick* ini didapatkan peta *time structure* (Gambar 4.22) dimana dalam penelitian ini, daerah target adalah *Lower Menggala*.



Gambar 4.22. Peta *time structure* dari Formasi Lower Menggala

#### 4.2.2.5. Inversi Seismik

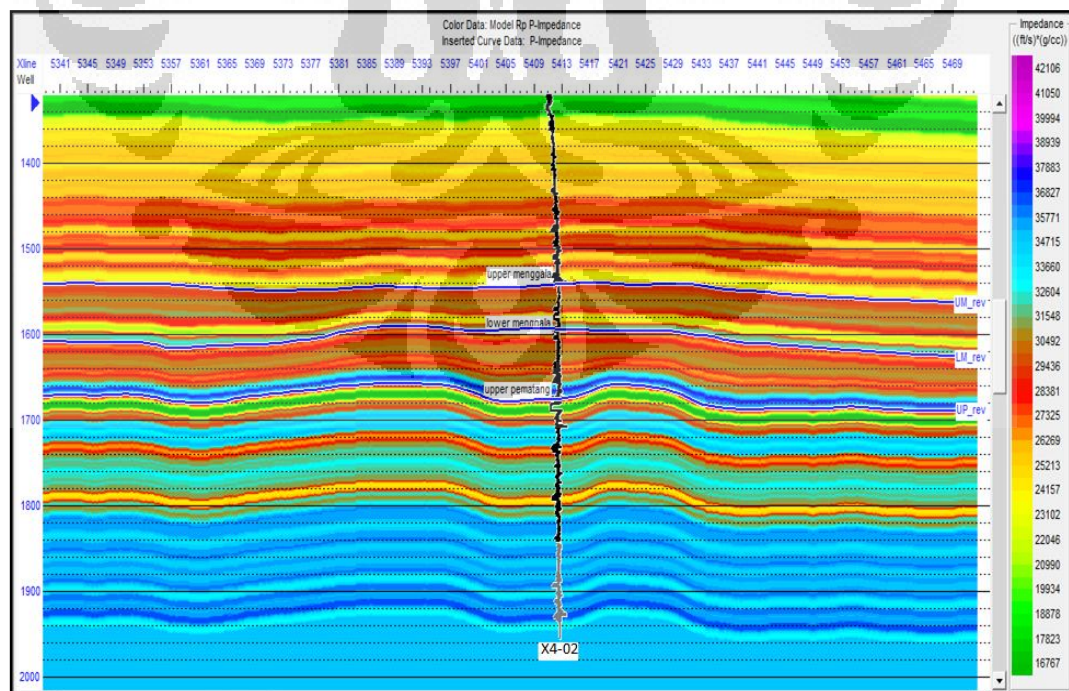
Tahapan selanjutnya setelah melakukan estimasi reflektivitas P dan S adalah inversi. Proses ekstraksi *wavelet* selain dilakukan pada saat *well-seismic tie* juga dilakukan pada saat ingin mengerjakan pemodelan hanya saja *wavelet* diekstraksi berasal dari Rp stack dan Rs stack. Proses ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan berbagai metoda. Pertama adalah dengan cara statistic, yaitu mengekstraksi *wavelet* dari data seismik di sekitar zona target. Kedua adalah dengan menggunakan data sumur, dimana *wavelet* diekstraksi di sekitar lokasi sumur. Ketiga adalah dengan cara membuat *wavelet ricker*, sumur dikonversi dari fungsi kedalaman menjadi fungsi waktu dengan menggunakan data *checkshot*. Dari ketiga metoda tersebut, yang dipakai dalam penelitian ini adalah dengan cara membuat *wavelet ricker*.



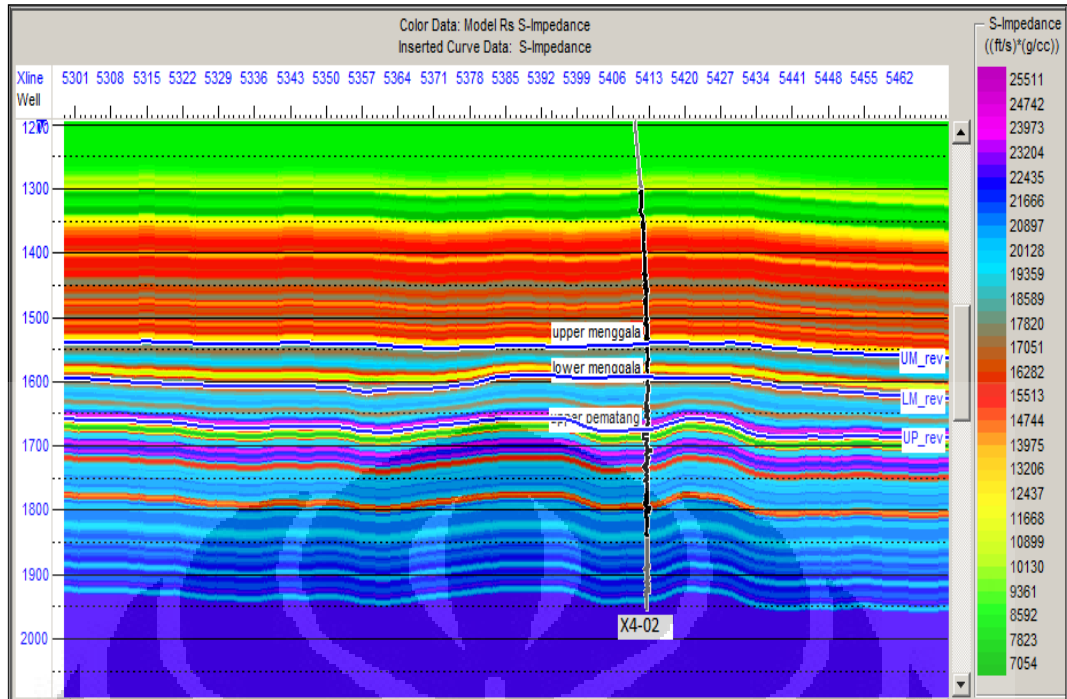
Ekstraksi *wavelet* dilakukan pada kedua Reflektivitas, pada Reflektivitas P lebar jendela 200 ms dengan frekuensi dominan 28 Hz didapat panjang *wavelet* sebesar 100 ms dan phase sebesar  $-8^{\circ}$ , sedangkan pada Reflektivitas S lebar jendela adalah 200 ms dengan frekuensi dominan 26 Hz didapat panjang *wavelet* sebesar 100 ms dan phase sebesar  $-11^{\circ}$ .

Dalam pembuatan model awal ini, terdapat beberapa hal yang mempengaruhi kualitas dari model awal, yaitu data sumur dan horizon. Data sumur digunakan sebagai nilai acuan impedansi, baik Impedansi P maupun Impedansi S, yang dihitung dari  $\log V_p$  dan  $\log V_s$ . Sedangkan horizon digunakan sebagai panduan dalam melakukan interpolasi nilai impedansi gelombang P dan impedansi gelombang S pada seluruh volume seismik secara lateral.

Pada penelitian ini data log kecepatan gelombang-S yang digunakan adalah hasil dari prediksi gelombang S yang telah dilakukan sebelumnya. Horizon yang digunakan untuk membatasi zona target adalah *upper* menggala, *lower* menggala, dan *upper* pematang. Hasil pembuatan model  $R_p$  dan  $R_s$  dilakukan dengan menggunakan satu sumur, yaitu sumur X4-02 yang dapat dilihat pada gambar 4.23. dan gambar 4.24.

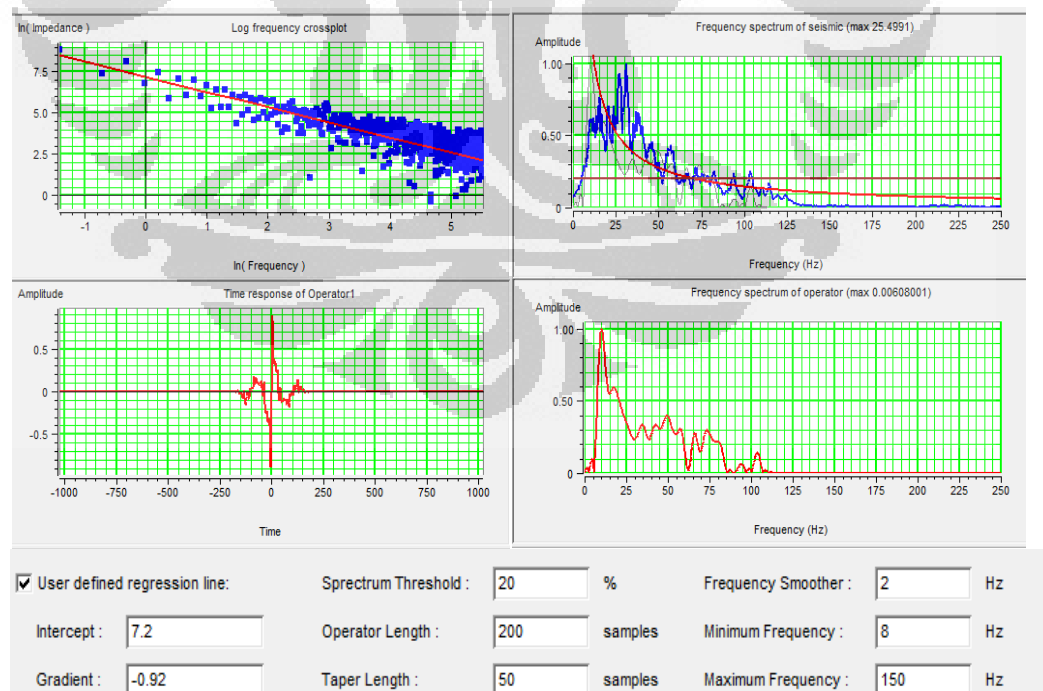


Gambar 4.23. Model awal  $R_p$  pada inline 1782 daerah sekitar sumur X4-02



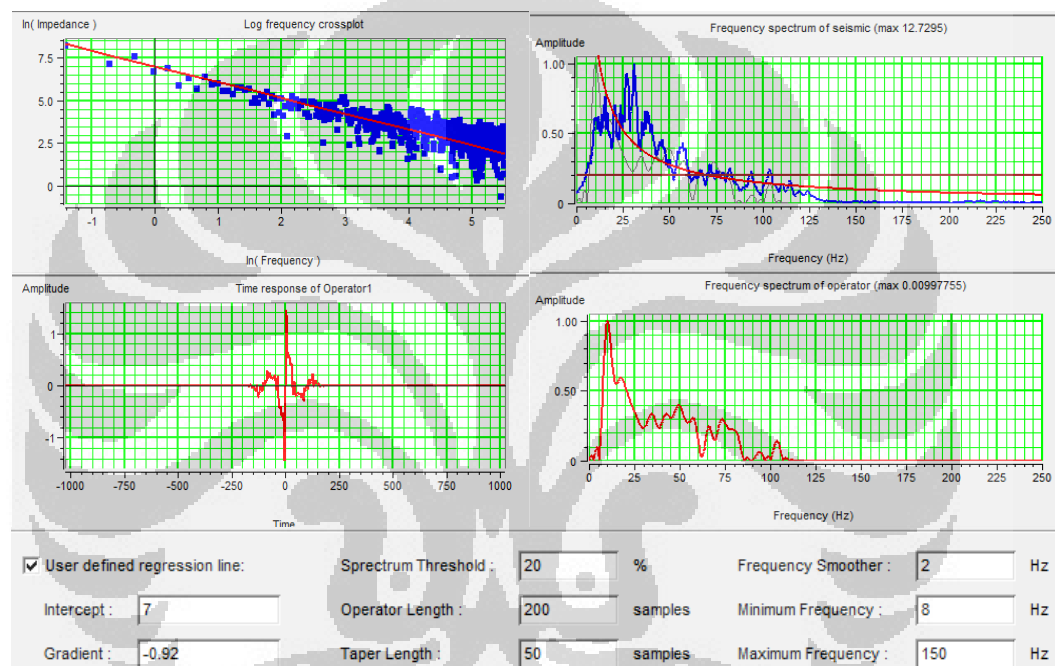
Gambar 4.24. Model awal Rs pada inline 1782 daerah sekitar sumur X4-02

Setelah mendapatkan model awal AI dan SI, langkah selanjutnya adalah proses inversi. Dalam penelitian ini menggunakan inversi *Colored*.



Gambar 4.25. Operator yang digunakan pada Inversi *Colored* Reflektivitas P

Dari operator pengolahan inversi dengan menggunakan Inversi *Colored* (Gambar 4.25) didapatkan nilai Intercept sebesar 7.2 dengan Gradient sebesar -0.92 seperti yang terlihat pada kurva pojok kiri atas yang merupakan kurva spektrum amplitude log. Dari kurva tersebut didapatkan Gradient dan Intercept yang juga didapatkan pula *time respons* seperti pada kurva di pojok kiri bawah, sedangkan 2 (dua) kurva yang ada di sebelah kanan adalah kurva spektrum frekuensi dimana kurva berwarna biru adalah frekuensi dari seismik dan kurva berwarna merah adalah kurva hasil dari pengolahan operator.

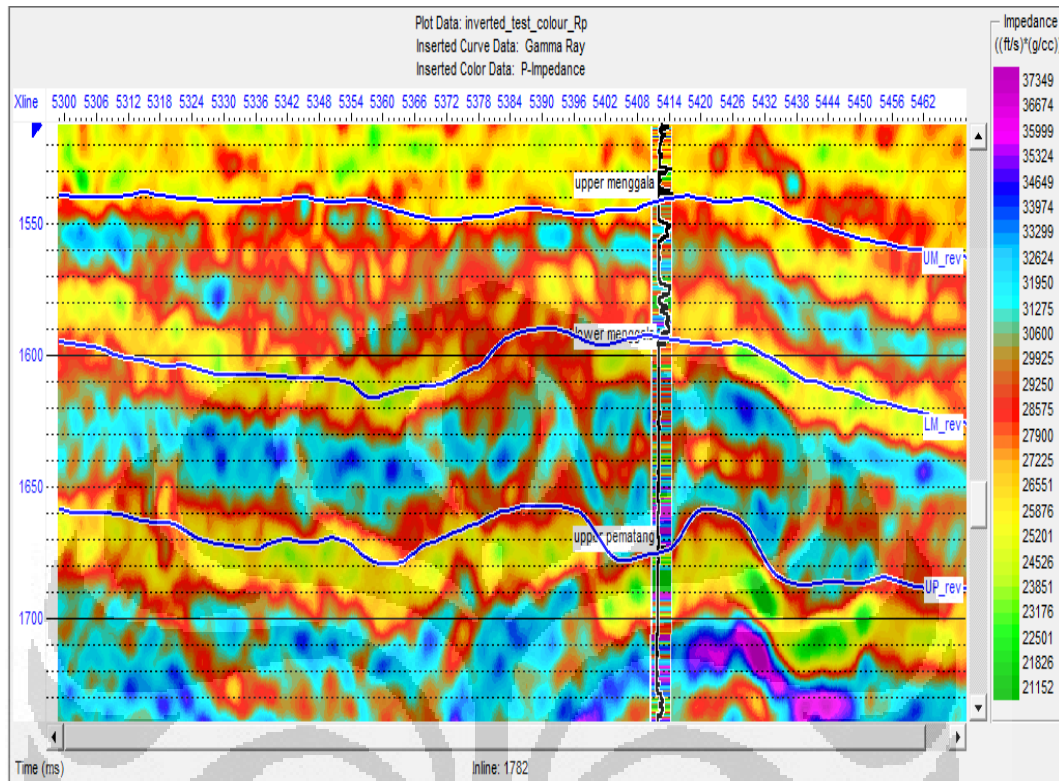


Gambar 4.26. Operator yang digunakan pada Inversi *Colored* Reflektivitas S

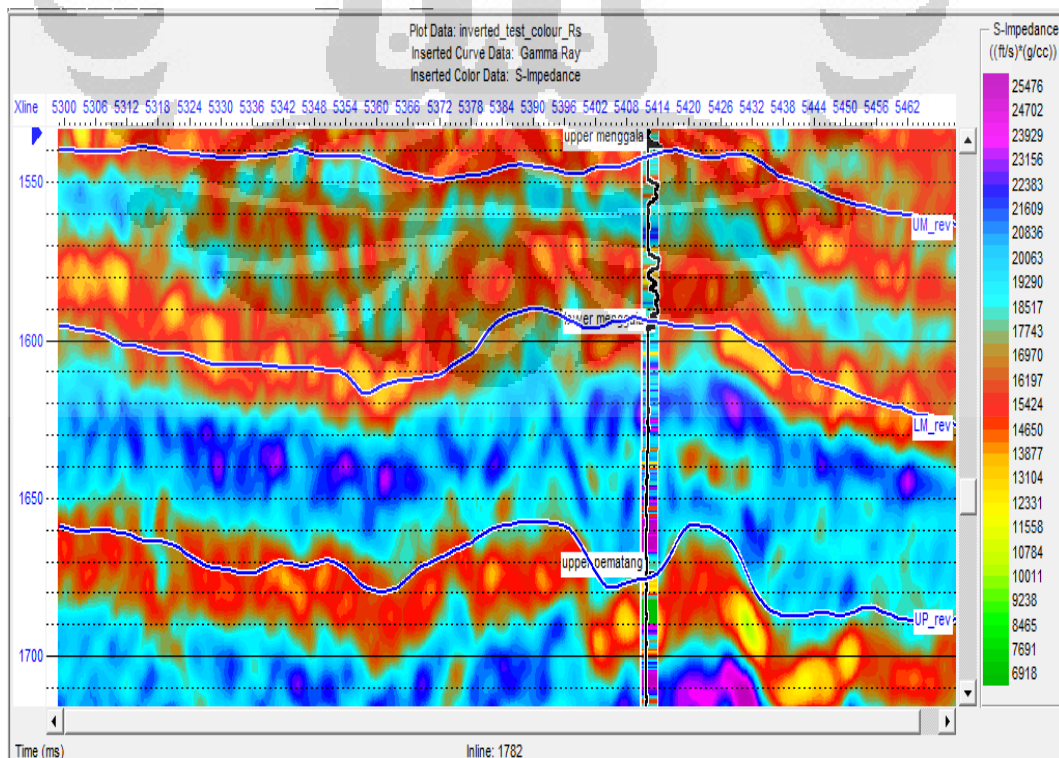
Dari operator pengolahan inversi dengan menggunakan Inversi *Colored* (Gambar 4.26) didapatkan nilai Intercept sebesar 7 dengan Gradient sebesar -0.92 seperti yang terlihat pada kurva pojok kiri atas yang merupakan kurva spektrum amplitude log. Dari kurva tersebut didapatkan Gradient dan Intercept yang juga didapatkan pula *time respons* seperti pada kurva di pojok kiri bawah, sedangkan 2 (dua) kurva yang ada di sebelah kanan adalah kurva spektrum frekuensi dimana kurva berwarna biru adalah frekuensi dari seismik dan kurva berwarna merah adalah kurva hasil dari pengolahan operator.



Kemudian setelah mengatur operator yang akan digunakan, proses inversi pun dilakukan sehingga mendapatkan hasil sebagai berikut.



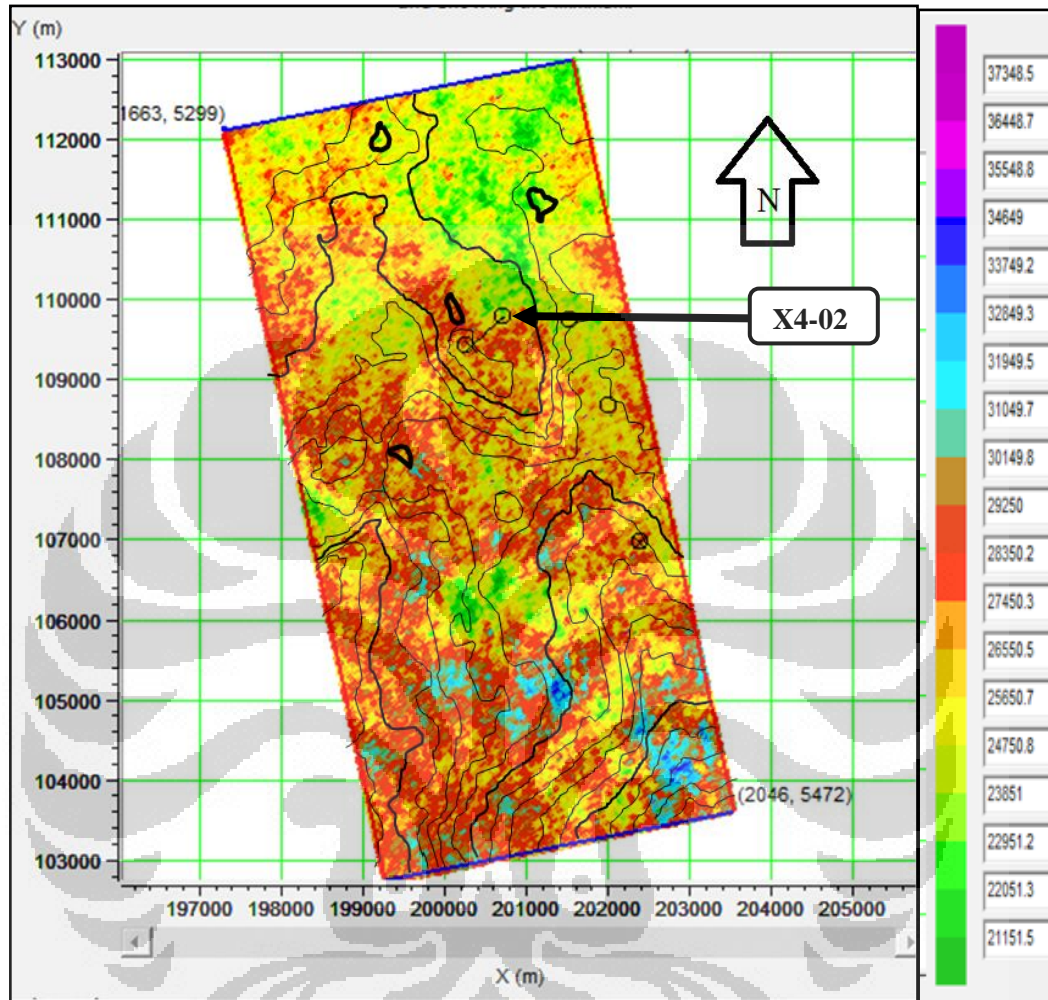
Gambar 4.27. Penampang Impedansi gelombang P pada daerah sekitar sumur X4-02



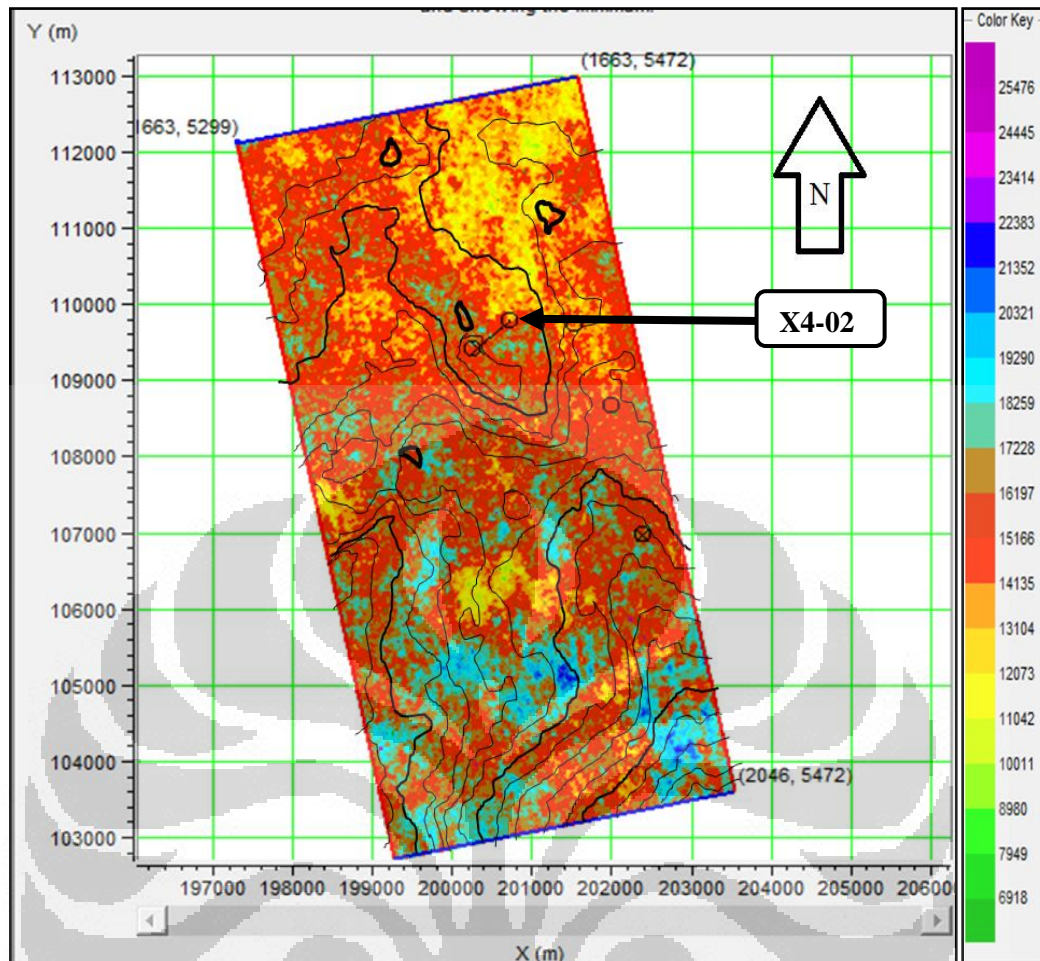
Gambar 4.28. Penampang Impedansi gelombang S pada daerah sekitar sumur X4-02



Dari hasil Inversi *Colored* dilakukan *slice* yang bertujuan untuk mengetahui penyebaran secara lateral sebagai berikut :



Gambar 4.29. *Slice* pada daerah target Lower Menggala terhadap Impedansi P

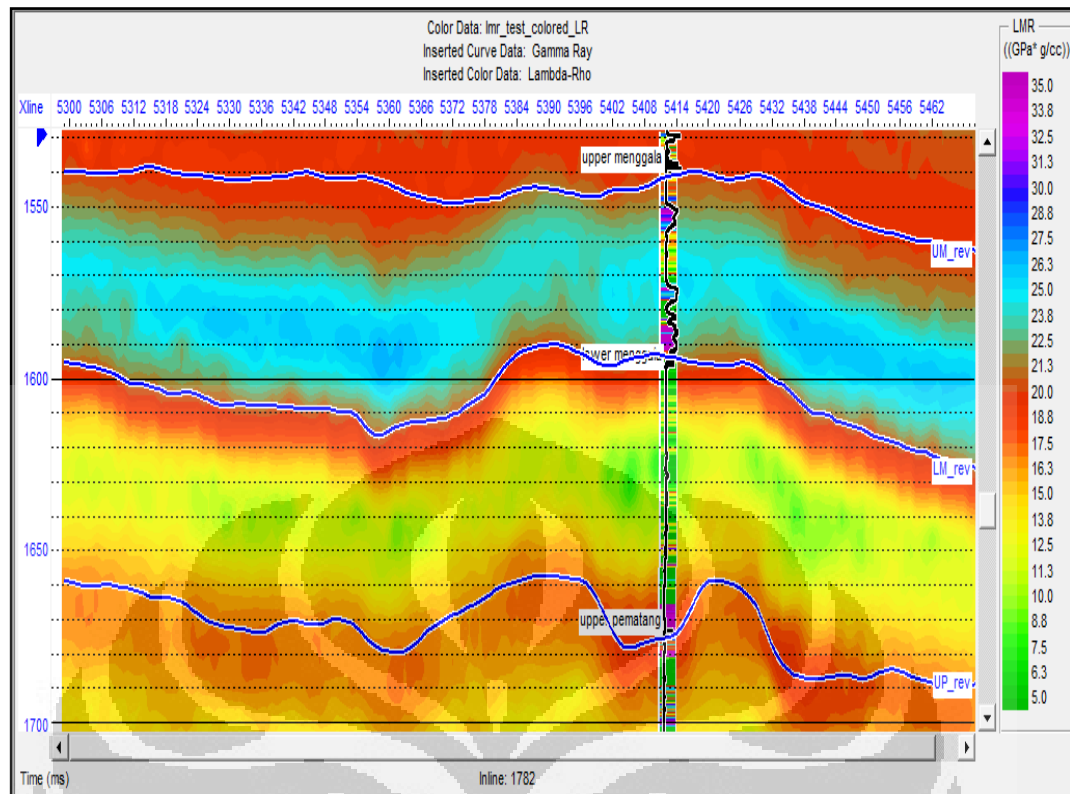


Gambar 4.30. *Slice* pada daerah target Lower Menggala terhadap Impedansi S

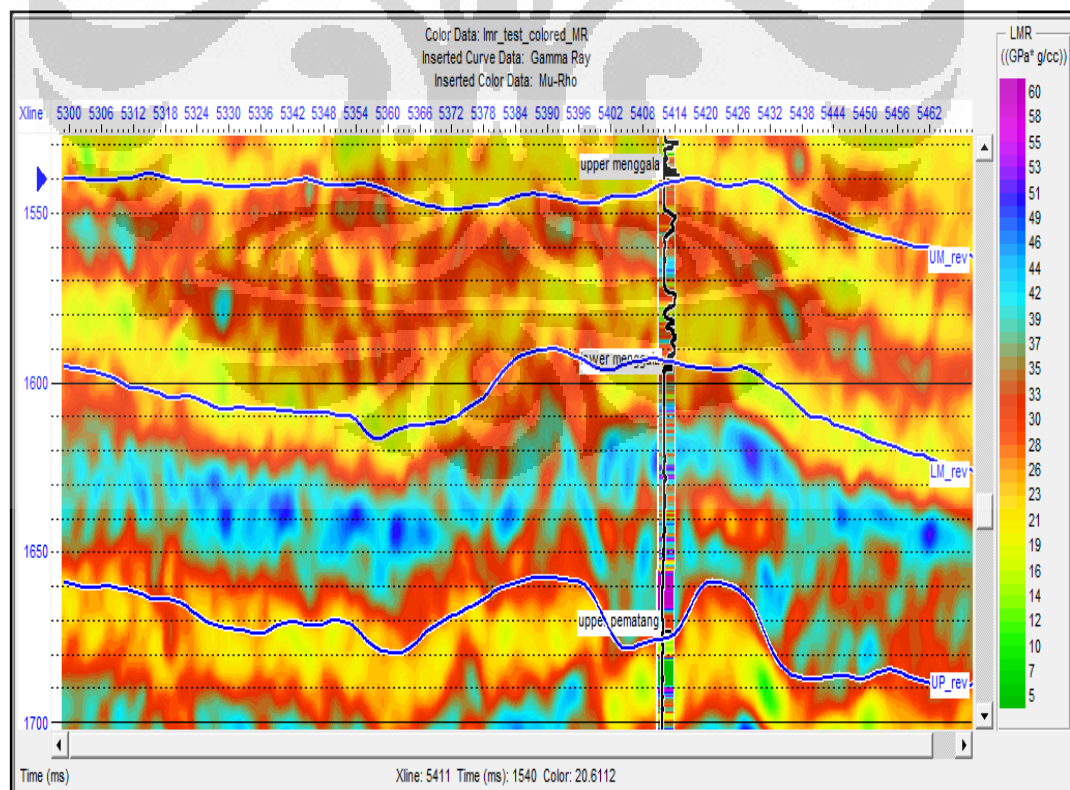
#### 4.2.2.1. Transformasi Parameter Lambda Mu Rho

Langkah selanjutnya adalah mentransformasi hasil impedansi gelombang P dan impedansi gelombang S menjadi parameter *Lambda Mu Rho*. Transformasi yang dilakukan tersebut berdasarkan hubungan persamaan kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S, dan konstanta *Lame's*.

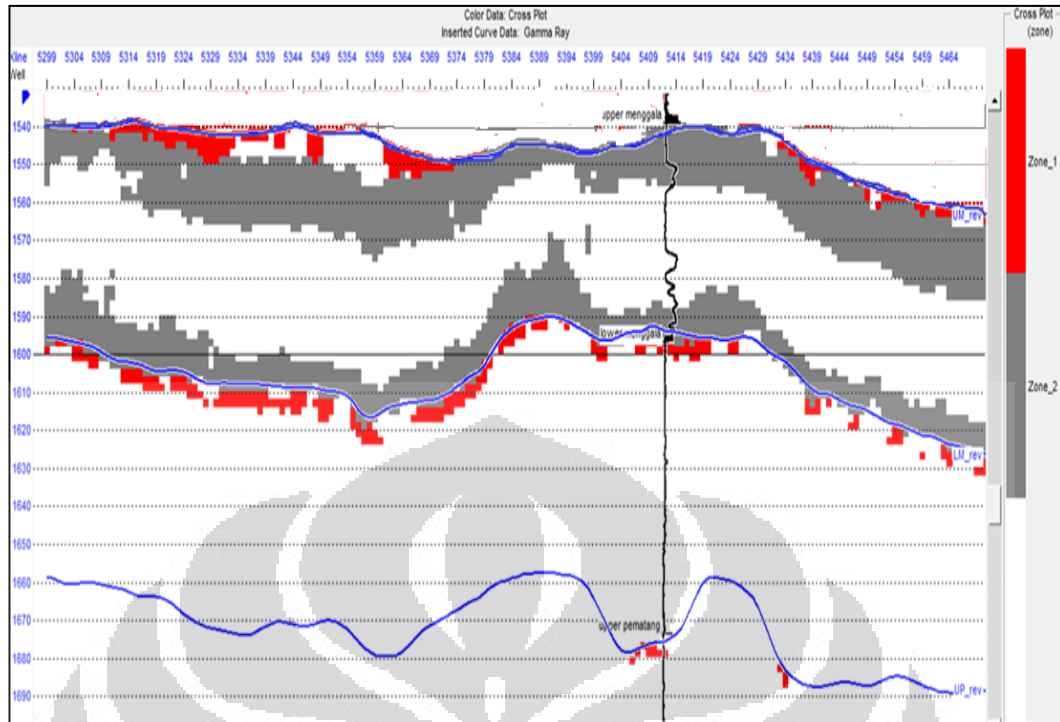
Berdasarkan persamaan *Goodway et al*, parameter *Lambda-Rho* dan *Mu-Rho* dapat diturunkan menggunakan hasil inverse Impedansi P dan Impedansi S. dibawah ini merupakan hasil transformasi Impedansi P dan Impedansi S menjadi *Lambda Rho* dan *Mu Rho* dari metode inverse *Colored*.



Gambar 4.31. Penampang Lambda-Rho dengan log Gamma Ray pada sumur X4-02



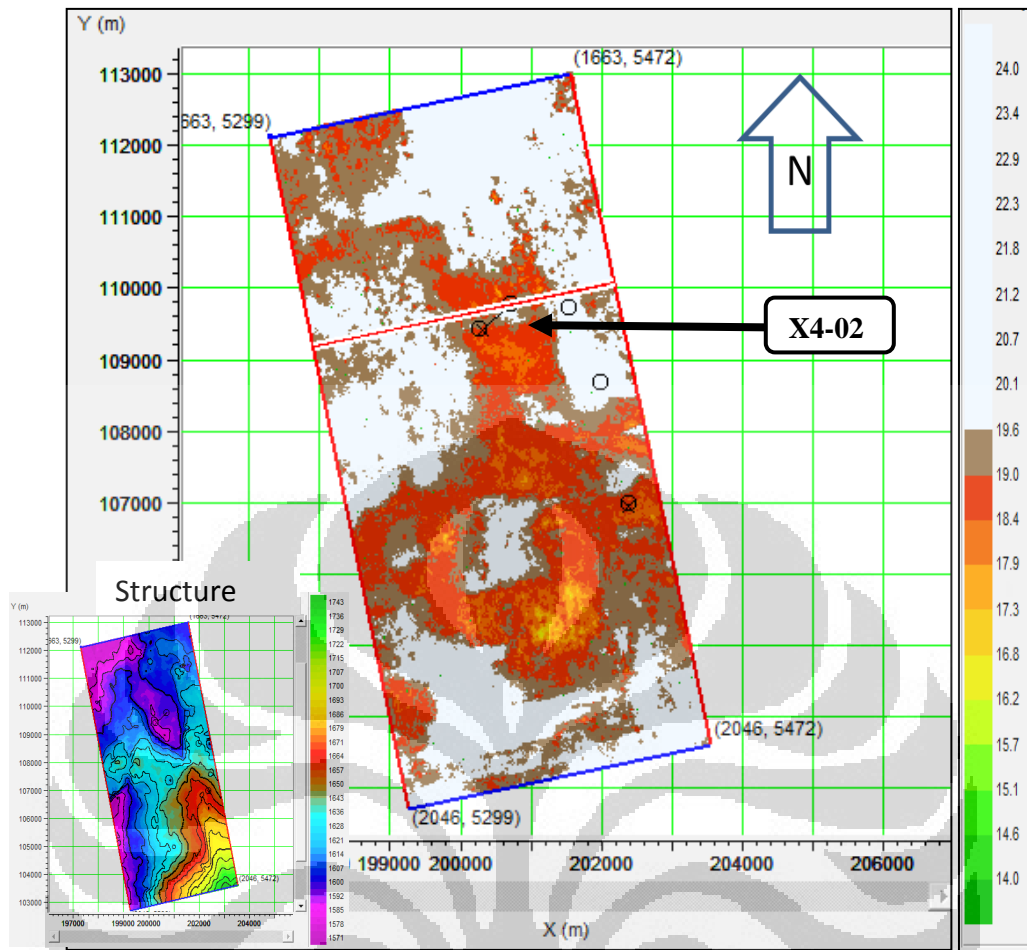
Gambar 4.32. Penampang Mu-Rho dengan log Gamma Ray pada sumur X4-02



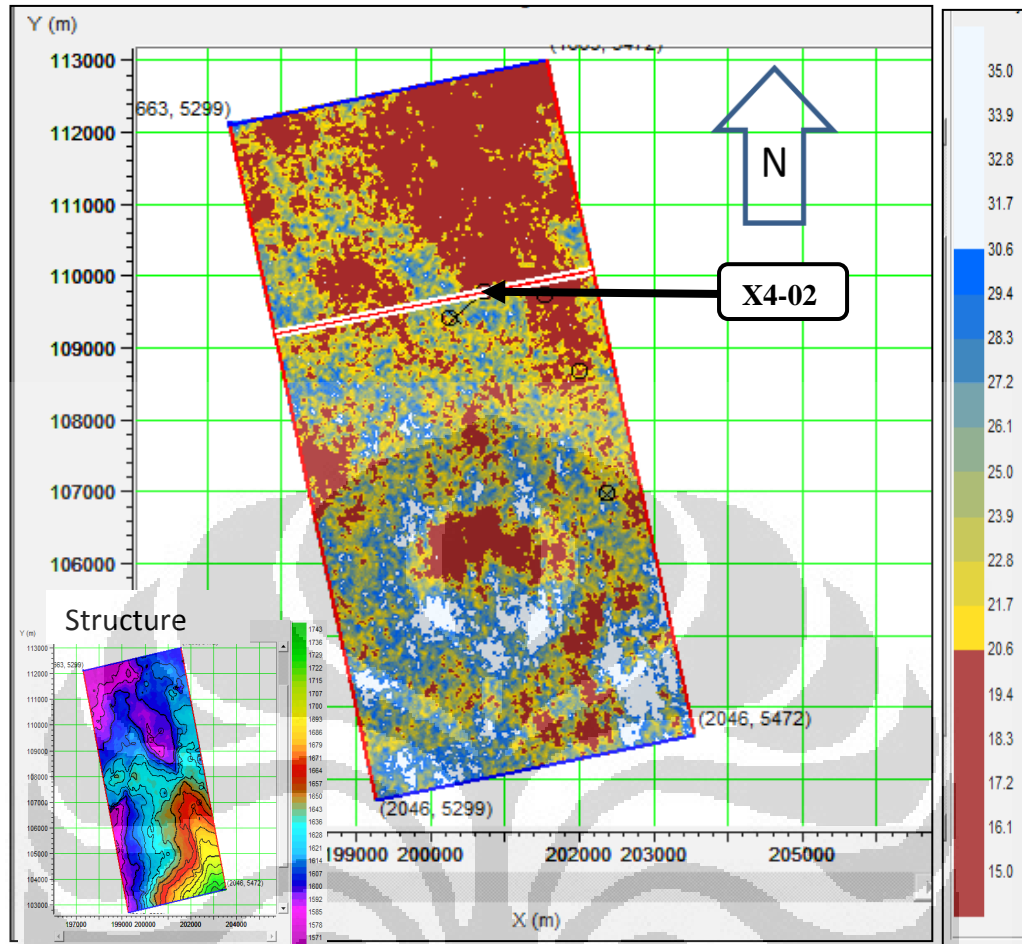
Gambar 4.33. Penampang dari hasil inversi yang dikrosplot pada Formasi Menggala

Dari data penampang  $\Lambda$ - $\rho$  dan  $\mu$ - $\rho$  dapat dibuat kembali *slice* untuk mengetahui penyebaran secara lateral (Gambar 4.34 dan 4.35).





Gambar 4.34. *Slice* Lambda-Rho untuk mengetahui penyebaran hidrokarbon

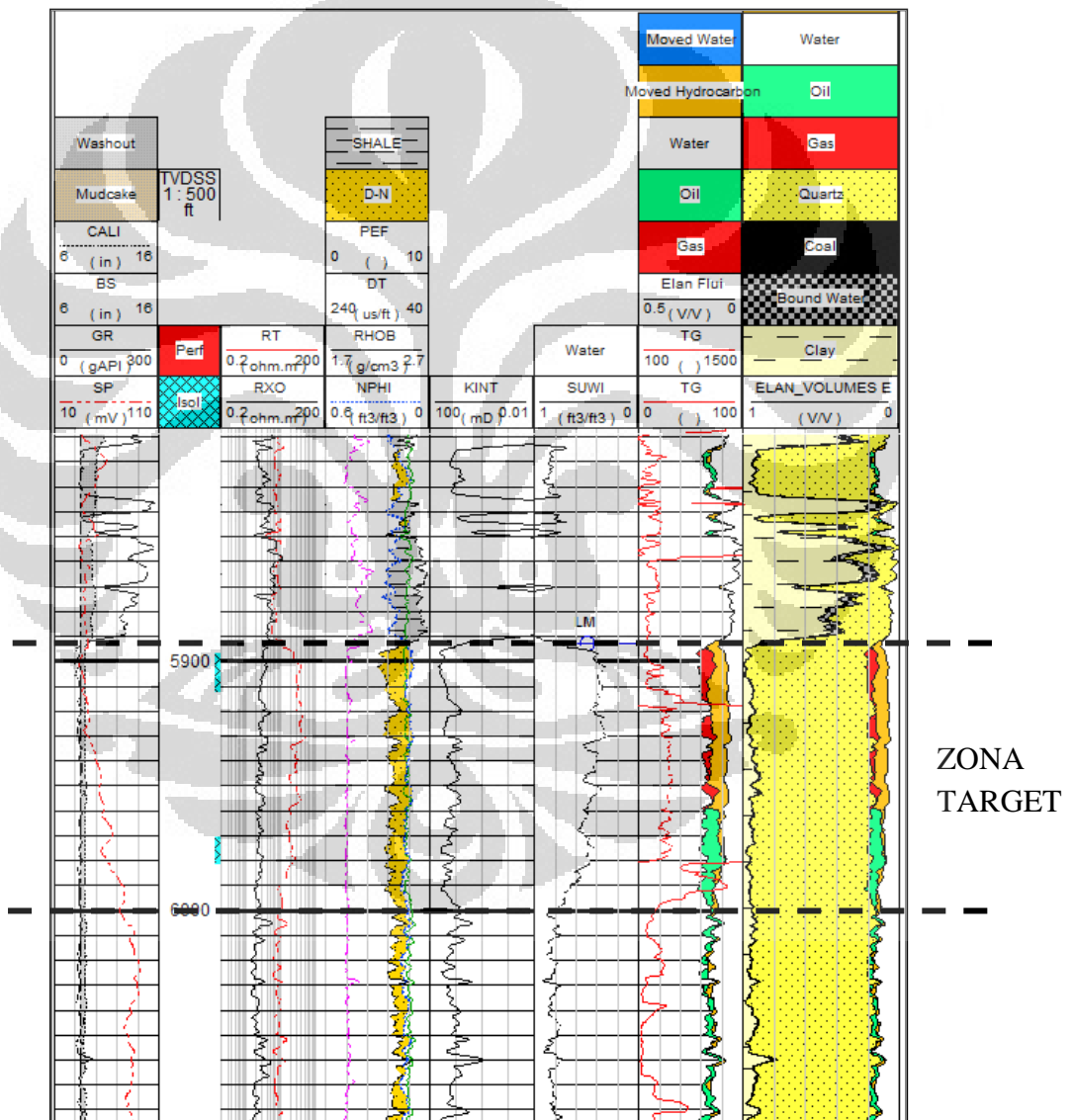


Gambar 4.35. *Slice Mu-Rho* untuk mengetahui penyebaran litologi

## BAB V ANALISIS DAN PEMBAHASAN

### 5.1. Analisis Data Sumur

Dalam pengolahan inversi, selain menggunakan data seismik, data log juga dipergunakan. Beberapa log yang digunakan adalah log Vp, log Vs, dan log Densitas bulk. Dari data-data log utama tersebut diturunkan log baru yaitu Lambda rho dan log Mu rho.



Gambar 5.1. Log-log utama yang berasosiasi dengan litologi pada sumur X4-02

Zona target berada pada formasi Lower Menggala dengan kedalaman 1590 ms – 1607 ms atau 5900 ft – 6000 ft. Dari tampilan gambar 5.1 terlihat bahwa

adanya zona yang cukup menarik dan memiliki potensi sebagai reservoir hidrokarbon.

Pada zona target terlihat didominasi oleh batupasir, hal ini diketahui dari nilai log Gamma Ray yang rendah. Prinsip log Gamma Ray adalah perekaman radioaktif alami bumi yang ada dalam batuan yaitu Uranium-U, Thorium-Th dan Potassium-K yang secara kontinu memancarkan gamma ray dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Batu lempung memiliki kandungan unsur radioaktif uranium, thorium dan potassium-K yang tinggi. Sedangkan batu pasir, batu konglomerat, batu gamping dan dolomite memiliki kandungan isotop radioaktif (U,Th,K) dengan jumlah relatif lebih sedikit daripada lempung. Sehingga dari pembacaan log pertama pada gambar 5.1 dapat diindikasikan batuan yang ada adalah batupasir.

Pada log ketiga dari gambar 5.1 terdapat log densitas bulk dan log neutron-porosity. Pada kedalaman 5900ft – 6000ft terlihat nilai log neutron porosity yang semula bernilai besar mendadak nilainya mengecil, begitu juga nilai log densitas bulk. Hal ini erat hubungannya dengan keberadaan hidrokarbon pada daerah tersebut. Log neutron porosity berhubungan dengan pengukuran nilai hydrogen pada batuan. Ketika unsur hydrogen tergantikan oleh hidrokarbon maka nilai log neutron porosity yang semula bernilai besar akan mengecil. Sedangkan pada log densitas bulk, ketika batuan mengandung air maka nilai log densitas bulknya akan besar dan ketika batuan itu mengandung hidrokarbon (minyak atau gas) maka nilainya akan mengecil karena nilai densitas air lebih besar daripada nilai densitas minyak dan gas.

Pada log kelima dari gambar 5.1 terdapat log SUWI yang merupakan saturasi air pada zona yang *undisturbed* menunjukkan adanya penurunan nilai. Hal ini dapat mengindikasikan bahwa fluida pengisi batuan bukan merupakan air.

Dari hasil analisis beberapa log diatas dapat disimpulkan bahwa zona target yang berada pada kedalaman 5900ft -6000ft terdapat batuan yang porous. Kemudian dari data cutting yang ada pada sumur ini, kedalaman 5900ft – 6000 ft merupakan lapisan batupasir yang memiliki porous yang besar sehingga kemungkinan dapat menjadi lapisan reservoir.



## 5.2. Analisis Sensitivitas

Sebelum dilakukan proses inversi Lambda Mu Rho (LMR) terlebih dahulu dilakukan analisa sensitifitas dengan meng-krosplot log AI, log SI, log Lambda Rho dan log Mu Rho dengan log Gamma Ray Ray, Porositas, dan Densitas untuk melihat seberapa sensitif parameter tersebut dalam membedakan litologi.

Krosplot antara Impedansi P dengan Gamma Ray menggunakan *color key* densitas (Gambar 4.10) menunjukkan adanya pemisahan litologi batulempung dengan batupasir yang ditandai dengan Gamma Ray batupasir bernilai rendah. Dari krosplot terlihat pula adanya kecendrungan plot yang berkumpul pada nilai impedansi P rendahserta terdapat nilai densitas yang rendah pula pada daerah tersebut yang menunjukkan adanya efek fluida pada batupasir.

Krosplot antara Impedansi S dengan Gamma Ray menggunakan *color key* densitas (Gambar 4.11) menunjukkan adanya pemisahan litologi namun tidak cukup baik untuk deliniasi litologi antara batulempung dengan batupasir, meskipun terdapat pula nilai densitas rendah pada daerah tersebut. Akan tetapi dari krosplot sebelumnya (Gambar 4.10) setidaknya sudah dapat terlihat efek hadirnya fluida.

Krosplot antara Impedansi P dengan Impedansi S menggunakan *color key* gamma ray dan dengan menggunakan Saturasi Air (Gambar 4.12) memperlihatkan adanya pemisahan zona yang memiliki pola linear dengan gradient tertentu. Pemisahan zona dilakukan dengan menggunakan kode warna nilai Gamma Ray yang telah di *cutoff* 150 gapi. Impedansi P dan S dapat mendelineasi litologi dengan cukup baik namun tidak sensitif dalam memisahkan zona yang mengandung fluida. Zona target yang merupakan reservoir diindikasikan dengan nilai Impedansi S yang tinggi dan Impedansi P yang rendah, namun dalam krosplot ini pemisahan antara batu pasir yang mengandung hidrokarbon dengan yang mengandung air tidak menunjukkan kontras yang besar.

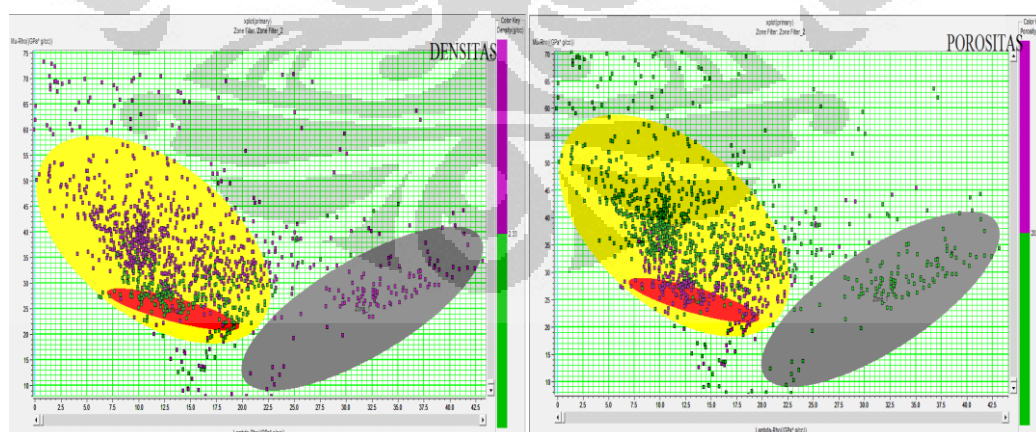
Krosplot Lambda Rho dengan Gamma Ray menggunakan *color key* porositas (Gambar 4.13) memperlihatkan pemisahan yang lebih baik dibandingkan krosplot Impedansi S dan P. Pada krosplot ini nilai Gamma Ray untuk batupasir berada dibawah 150 gapi namun untuk pemisahan fluida belum signifikan pada nilai Lambda Rho. Hal ini terlihat dari nilai porositas yang tinggi

berada didaerah 10-20 GPa/g\*cc dimana bila dilihat dari nilai Lambda-Rho dapat merupakan batupasir atau batulempung. Sedangkan untuk nilai Lambda-Rho dibawah 10 GPa/g\*cc diinterpretasikan sebagai batupasir yang terisi air.

Krosplot Mu Rho dengan Gamma Ray menggunakan *color key* porositas(Gambar 4.14) memperlihatkan pola yang sama dengan Impedansi S. Hal ini dikarenakan secara matematis, nilai Mu Rho adalah kuadrat dari Impedansi S. Dari krosplot ini dapat diinterpretasikan bahwa parameter Mu Rho memiliki sensitivitas yang rendah terhadap perubahan litologi akibat belum terjadinya pemisahan yang signifikan antara litologi batulempung dengan batupasir.

Krosplot Lambda Rho dengan Mu Rho (Gambar 4.15) menggunakan nilai warna saturasi air memperlihatkan adanya pemisahan litologi yang lebih baik dibandingkan Impedansi P dan S. Adapun pemisahan fluida sudah dapat terlihat meskipun belum signifikan. Penginterpretasian hidrokarbon (daerah warna merah) dibuat berdasarkan nilai warna saturasi air yang rendah. Terlihat dari krosplot ini, hidrokarbon gas berada pada daerah batupasir. Dari hasil krosplot ini terlihat bahwa untuk mengetahui litologi dan hidrokarbon pada daerah target menggunakan dual parameter yaitu Lambda-Rho dan Mu-Rho.

Dari gambar *cross section* antara Lambda Rho dan Mu Rho yang merupakan hasil dari krosplot terlihat penyebaran reservoir utama secara vertikal, yaitu pada kedalaman 5900ft – 6000 ft.



Gambar 5.2. Krosplot Lambda Rho vs Mu Rho dengan *color key* densitas dan dengan porositas

Dari hasil krosplot diatas juga terlihat bila reservoir merupakan reservoir yang bagus, terlihat dari nilai densitas yang rendah dan nilai porositas yang tinggi.

### 5.3. Analisis Data Seismik

Dari angle gather (Gambar 4.18) yang telah diolah dengan menggunakan kisaran sudut 5-40 derajat dilakukan analisis AVO (Gambar 4.19). Dari analisis AVO tersebut dapat terlihat bahwa Gradient bernilai negatif dan terus bernilai negatif seiring dengan bertambahnya nilai offset. Hal ini dikarenakan nilai Impedansi Akustik lebih rendah dibandingkan *cap*. Akibat dari nilai akustik yang negatif, nilai koefisien refleksi pun menjadi selalu negatif dan semakin negatif sedangkan nilai amplitudo semakin besar seiring dengan bertambahnya nilai offset. Dari analisis AVO ini diketahui bahwa reservoir merupakan jenis AVO kelas III.

Analisis data seismik selanjutnya adalah analisis tuning. Analisa tuning bertujuan untuk mengetahui ketebalan minimal dari reservoir yang masih dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan minimum tubuh batuan untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi dari  $1/8\lambda - 1/30\lambda$ . Pada penelitian ini ketebalan tuning untuk reservoir batupasir dapat dihitung dengan menggunakan data kecepatan pada reservoir yang diketahui dari log *sonic*.

Kecepatan interval daerah target : 3532.17 m/s

Frekuensi dominan daerah target : 30 Hz

Panjang gelombang ( $\lambda=V/f$ ) : 135,85 m

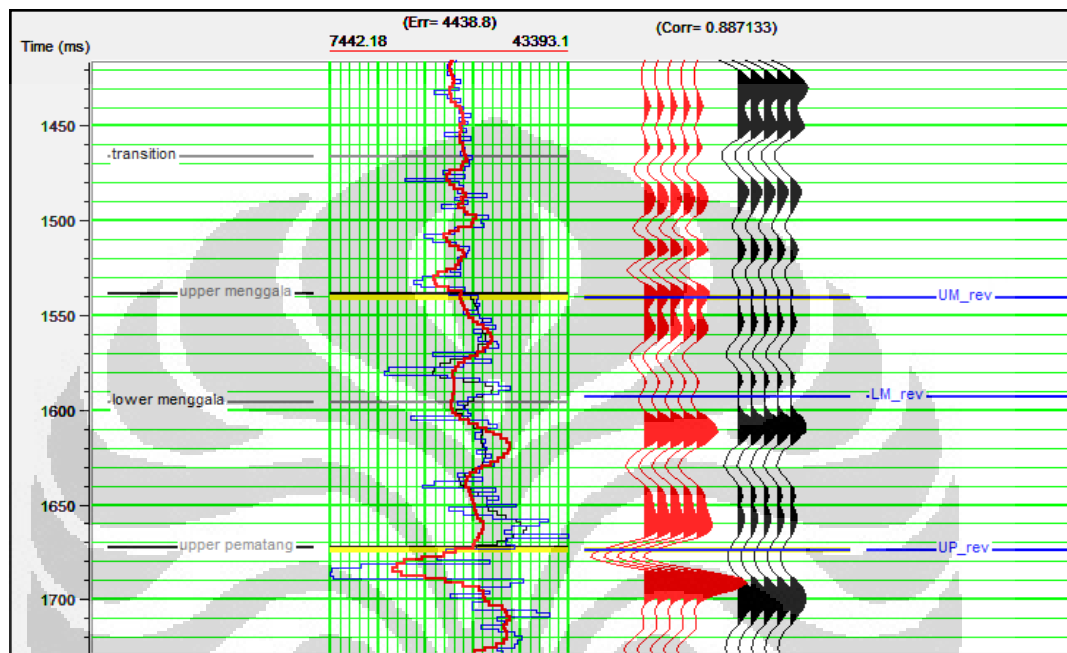
Sehingga ketebalan tuning =  $\lambda/4 = 29,43$  m

Ketebalan lapisan reservoir lapisan batupasir sekitar 30,5 m. Dari sini terlihat bahwa ketebalan zona target > *tuning thickness* sehingga resolusi vertikal seismik yang akan dihasilkan akan terlihat dengan baik.

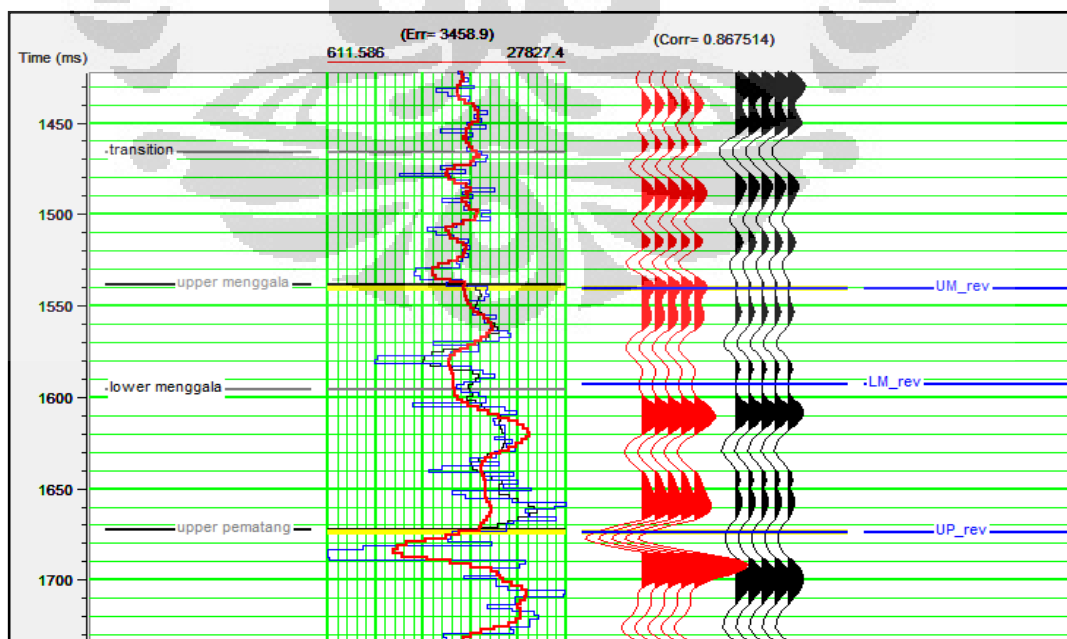
### 5.4. Analisis Metoda Inversi

Sebelum melakukan inversi terlebih dahulu dilakukan analisis inversi yang bertujuan untuk mengetahui metode inversi manakah yang terbaik untuk digunakan. Analisis inversi ini dilakukan pada kedua pemampang model AI dan

SI. Analisis inversi ini menggunakan lebar jendela pada daerah target (*Upper Menggala – Lower Menggala*). Pada penelitian ini menggunakan inversi *Colored* karena memiliki korelasi yang tertinggi dibandingkan dengan inversi lainnya yaitu sebesar 0.887133 untuk penampang AI dan 0.867514 untuk penampang SI seperti yang terlihat pada gambar berikut :



Gambar 5.3. Analisis inversi untuk inversi *Colored* pada model penampang AI, garis warna biru adalah log asli sedangkan garis warna merah adalah hasil inversi

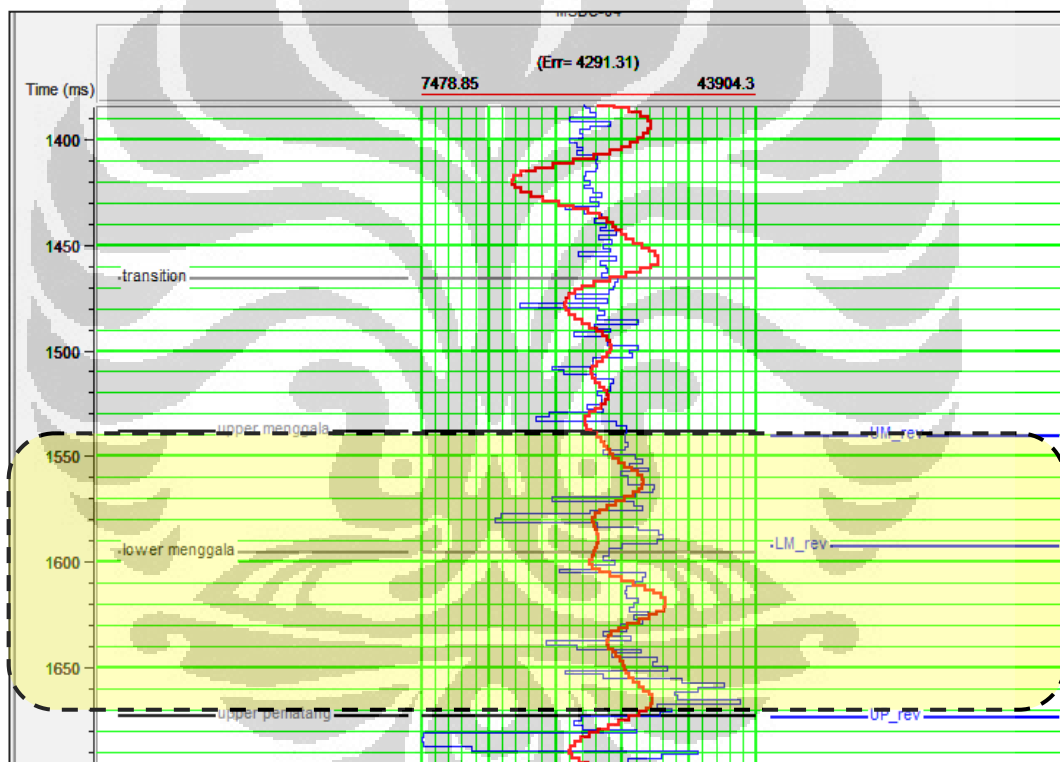


Gambar 5.4. Analisis inversi untuk Inversi *Colored* pada model penampang SI, garis warna biru adalah log asli sedangkan garis warna merah adalah hasil inversi

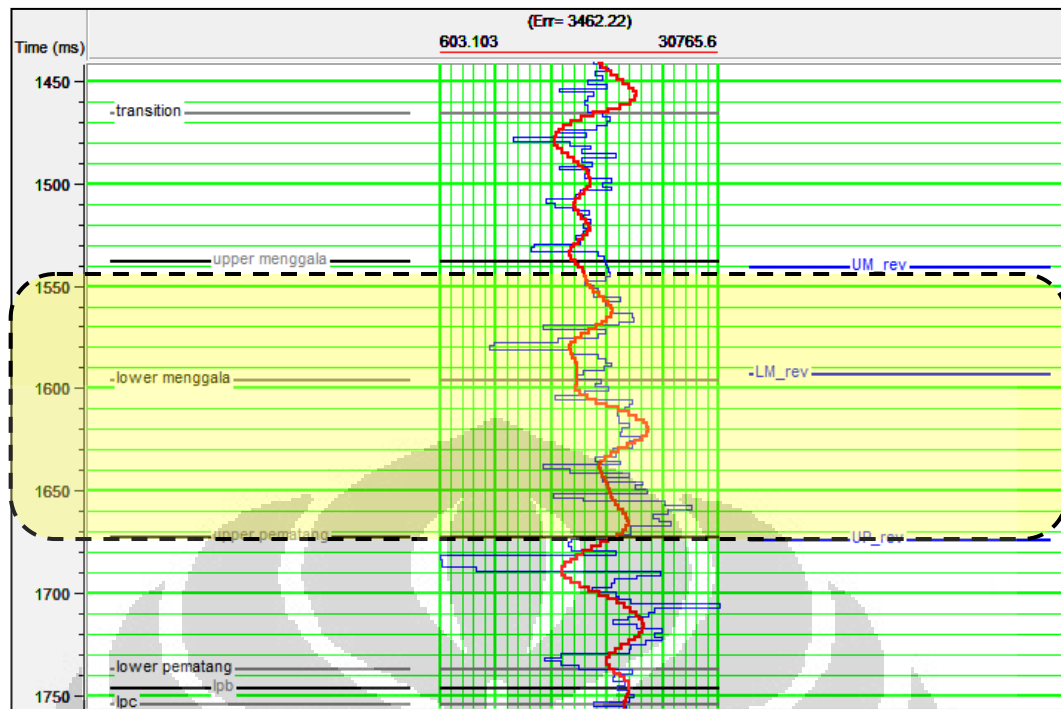
Dari gambar 5.2 dan gambar 5.3 terlihat bahwa analisis hasil inversi pada daerah target sudah memiliki trend impedansi yang relatif sama dan memiliki error yang kecil, yaitu 4438.8 pada penampang AI dan 3458.9 pada penampang SI.

### 5.5. Analisis Hasil Inversi

Dari inversi yang digunakan yaitu Inversi *Colored* penampang AI dan SI seperti pada gambar 4.34 dan 4.35. Dari hasil inversi tersebut dilakukan *Quality Control* seperti pada gambar dibawah ini :



Gambar 5.5. *Quality Control* pada penampang AI



Gambar 5.6. *Quality Control* pada penampang SI

Dari gambar 5.5 dan 5.6 terlihat bahwa trend impedansi relatif sama seperti analisis inversi yang telah dilakukan sebelumnya.

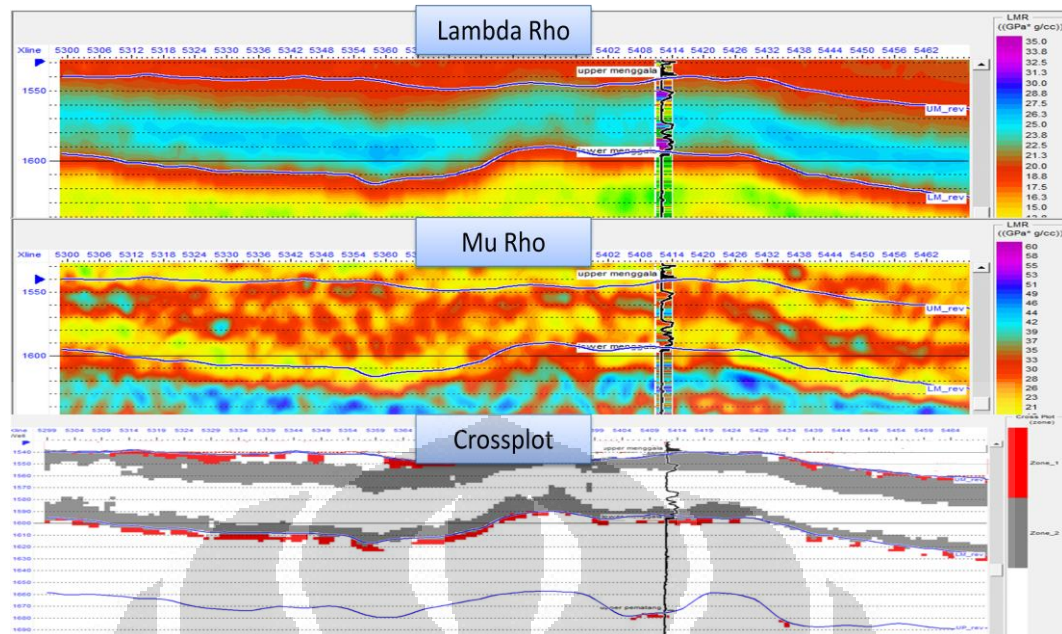
Hasil *slice-ing* pada penampang AI (gambar 4.29) di daerah *Lower Menggala* menunjukkan nilai impedansi yang relatif lebih rendah dibandingkan dengan penampang SI (gambar 4.30) pada daerah sekitar sumur. Akan tetapi belum begitu terlihat jelas, sehingga dilakukan transformasi  $\Lambda$  Mu Rho.

### 5.6. Analisis Transformasi $\Lambda$ Mu Rho

Berdasarkan analisis sensitivitas (gambar 4.19) terlihat bahwa parameter  $\Lambda$ -Rho dan Mu-Rho adalah parameter yang paling sensitif dalam pemisahan litologi namun kurang sensitif untuk memisahkan antara hidrokarbon dengan nonhidrokarbon.

Untuk memastikan daerah batupasir yang terisi hidrokarbon pada penampang seismik, dibuat penampang dengan atribut warna hasil krosplot yang kemudian dibandingkan dengan atribut warna  $\Lambda$ -Rho dan Mu-Rho, seperti pada gambar dibawah ini :





Gambar 5.7. Perbandingan antara penampang Lambda-Rho, Mu-Rho, dengan seismik hasil krosplot. Log yang digunakan pada data seismik adalah log Gamma Ray.

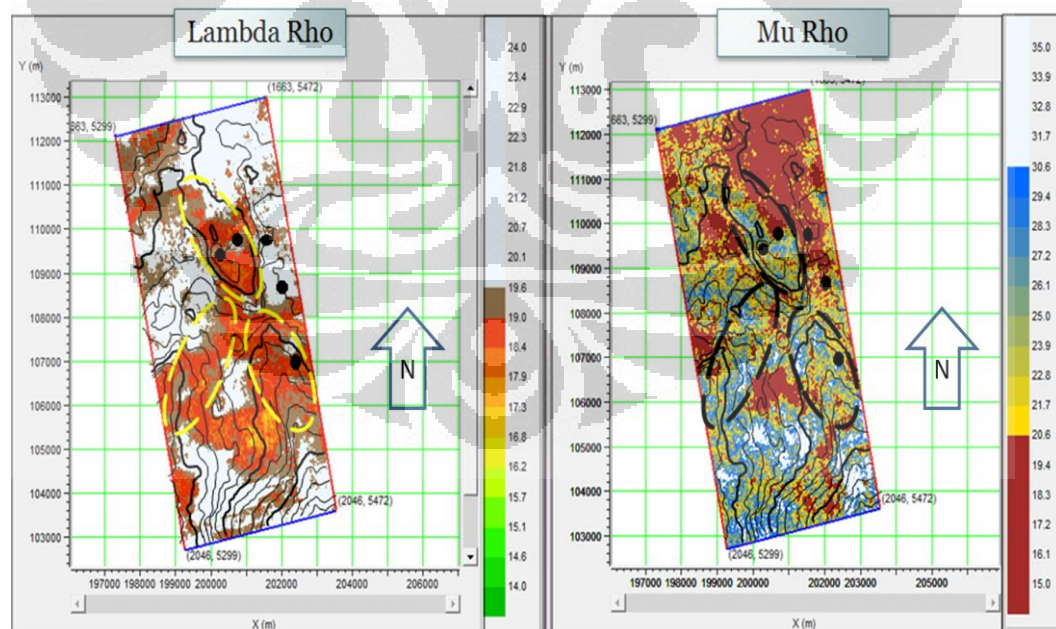
Pada penampang krosplot diatas (Gambar 5.7), warna merah (pada daerah target yaitu *Lower Menggala*) menunjukkan hidrokarbon dalam hal ini adalah gas yang menyebar di sepanjang batas atas reservoir, yang berwarna abu-abu adalah batulempung, sedangkan yang berwarna putih adalah batupasir.

Lambda-Rho biasanya digunakan sebagai parameter fisis untuk mengidentifikasi kandungan fluida di suatu batuan sedangkan Mu-Rho digunakan sebagai parameter fisis untuk indentifikasi litologi.

Dari penampang Lambda-rho pada *Lower Menggala* terlihat bahwa nilai Lambda-rho mengalami penurunan nilai dibandingkan pada *Upper Menggala*. Sedangkan pada penampang Mu-Rho pada *Lower menggala* mengalami peningkatan nilai dibandingkan pada *Upper menggala*. Hal ini menunjukkan bahwa terjadi penurunan nilai kecepatan gelombang P pada saat melewati daerah *Lower Menggala*. Seperti persamaan Lambda-Rho (3.17) bahwa nilai dari Lambda-Rho dipengaruhi oleh Impedansi P, sedangkan Mu-Rho (3.16) hanyalah merupakan nilai dari Impedansi S.

Untuk memastikan interpretasi, dibuatlah penampang krosplot dari hasil inversi yang bertujuan untuk mengetahui letak dari hidrokarbon pada penampang seismik. Dari hasil analisis sensitivitas (Gambar 4.15) diketahui bahwa batupasir yang berisi hidrokarbon berada pada nilai untuk Lambda-Rho rendah yaitu kurang dari 20 GPa/g\*cc dan Mu-Rho relatif rendah yaitu pada range 20 – 30 GPa/g\*cc.

Untuk mengetahui penyebaran hidrokarbon secara lateral, dilakukan *slice* Lambda-Rho 10 ms diatas dan dibawah Formasi *Lower* Menggala dengan menggunakan atribut Impedansi minimum, seperti yang terlihat pada gambar 4.34. Dari hasil *slice* tersebut terlihat bahwa hidrokarbon berada pada daerah yang memiliki nilai Lambda-Rho yang rendah yang ditunjukkan dengan warna kuning-orang tersebar dari arah barat laut ke tenggara. Selain itu, overlay dari peta struktur waktu terlihat bahwa daerah yang memiliki nilai Lambda-Rho rendah tersebar dari tinggian di barat dan barat laut hingga rendahan di tenggara. Sedangkan berdasarkan dari *slice* Mu-Rho pada gambar 4.35 terlihat bahwa litologi dari *Lower* Menggala didominasi dengan batupasir yang terlihat dari warna biru-kuning yang berada tersebar dari barat laut hingga tenggara.



Gambar 5.8. Penampang Lambda-Rho (kiri) dan penampang Mu-Rho (kanan)



## BAB VI

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 6.1. Kesimpulan

Dari penelitian yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa :

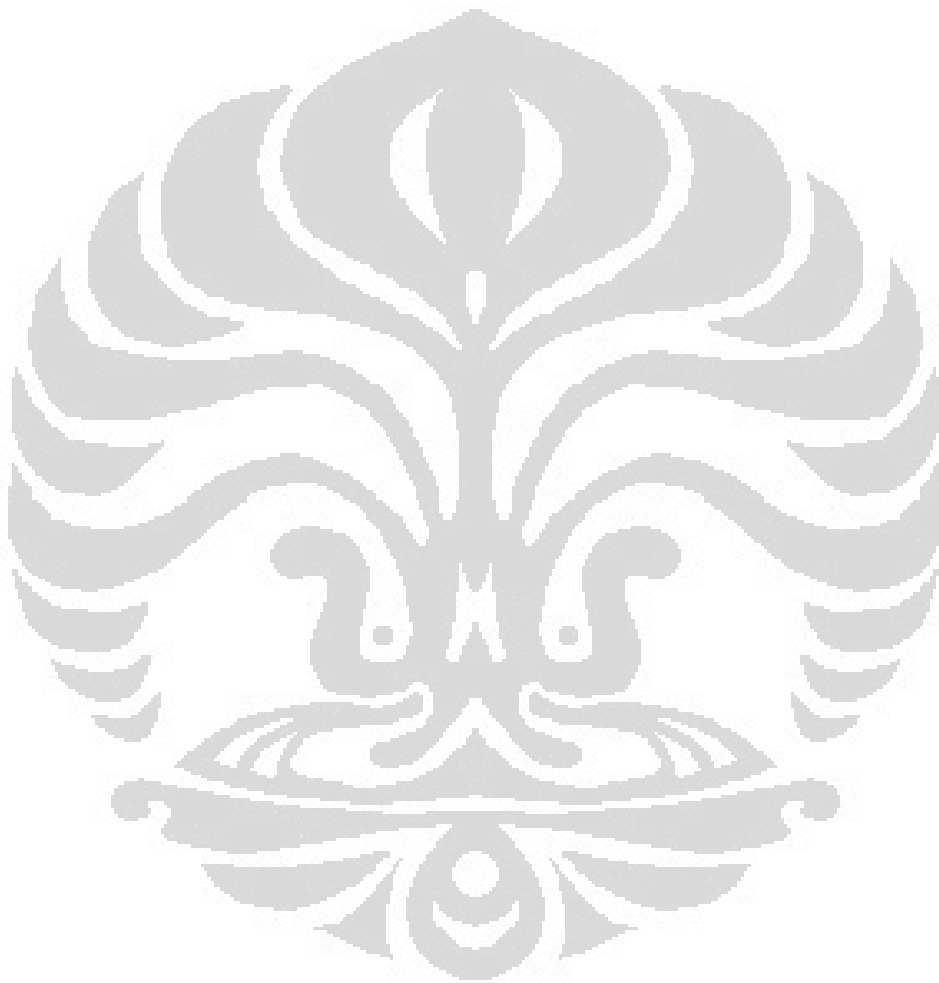
1. Dari analisis AVO pada Angle Gather terlihat bahwa daerah target yaitu *Lower* Menggala (kedalaman 5900 ft-6000ft) merupakan daerah yang tergolong dalam AVO kelas III sesuai dengan klasifikasi Rutherford dan William.
2. Dari analisis sensitivitas data sumur menunjukkan bahwa parameter Impedansi Akustik dan parameter Impedansi Shear sensitif terhadap penyebaran litologi yang terlihat adanya pemisahan antara batulempung dan batupasir dengan menggunakan *Color key* Gamma Ray, namun untuk penyebaran hidrokarbon dengan menggunakan *color key* Saturasi Air terlihat bila kurang sensitive sehingga dibutuhkan transformasi Lambda Mu Rho.
3. Berdasarkan dari sensitivitas analisis diketahui bahwa inversi Lambda-Mu-Rho merupakan inversi yang sensitive terhadap penyebaran litologi dan cukup sensitif terhadap penyebaran fluida pada formasi *Lower* Menggala. Penyebaran litologi terlihat pada *cutoff* Lambda-Rho di nilai 20 GPa/g\*cc, dimana nilai diatas *cutoff* merupakan batulempung dan dibawah *cutoff* merupakan batupasir. Pada Penyebaran hidrokarbon terlihat dengan nilai Lambda-Rho rendah yaitu kurang dari 20 GPa/g\*cc dan Mu-Rho relatif rendah yaitu pada range 20 – 30 GPa/g\*cc yang mengarah dari barat laut ke tenggara.

#### 6.2. Saran

1. Pengukuran sonik S sangat dibutuhkan untuk penyebaran litologi dan fluida. Dalam penelitian tugas akhir ini data *S wave* yang digunakan merupakan hasil prediksi sehingga belum dapat memberikan hasil yang maksimal untuk

parameter Lambda per Mu yang dimana dalam teori seharusnya memberikan parameter yang sensitif dalam identifikasi fluida reservoir.

2. Perlu dilakukan analisa-analisa lainnya terutama dengan menggunakan metode yang berbeda agar menambah keakuratan penyebaran daerah reservoir.



## DAFTAR ACUAN

- NN. Kondur Petroleum Database.
- Rutherford, Steven., & Robert Williams.1989. *Amplitude versus offset variation in gas sands*, Geophysics, 54, no.6. P680-688.
- Ostrander, W.J.1984. *Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence*. Geophysics. 49. No 10. P.1637-1648.
- Castagna, J.P., Batzel M.L., dan Eastwood R.L. 1985. *Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks*.Geophysics. 50. No 4. P571-581.
- Castagna, J.P., Swan, Herbert.W., Foster, Douglas.J. 1998. *Framework for AVO gradient and intercept interpretation*. Geophysics. 63. No 3. P948-956.
- Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J., and Levitt, P.R., 1994. *Detection of gas in sandstone reservoir using AVO analysis*. Geophysics. 59. P1362-1376.
- Goodway, Bill. 2001. *AVO and Lamé constant for rock parameterization and fluid detection*. CSEG Recorded. PanCanadian Petroleum Limited.
- Goodway, Bill. 1997. *Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using lamé petrophysical parameters  $\lambda, \mu$  &  $\lambda/\mu$  fluid stack from P and S inversion*. CSEG. Technical Luncheon.
- Paradigm. 2007. *Online Help Rock and Fluid Canvas 3D*.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2000. *Strata Analysis Tutorial*.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2006. *AVO Workshop: Theory and Exercises*.
- Sukmono, S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Departemen Teknik Geofisika. ITB, Bandung.

Sukmono, S.,2007. *Post and Pre Stack Seismic Inversion for Hydrocarbon Reservoir Characterization*. Laboratorium Geofisika Reservoir. Program Studi Teknik Geofisika. Institut Teknologi Bandung.

Sukmono, S.,2007. *Seismic Attribute for Reservoir Characterization*. Laboratorium Geofisika Reservoir. Program Studi Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.

