



UNIVERSITAS INDONESIA

JUDUL

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN MENGGUNAKAN METODA INVERSI  
SIMULTAN DAN LAMBDA MU RHO UNTUK STUDI KASUS DI LAPANGAN F**

TESIS

NAMA : ERFAN TAUFIK HIDAYAT  
NPM : 0706171882

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI ILMU FISIKA  
JAKARTA  
MEI 2010



UNIVERSITAS INDONESIA

JUDUL

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN MENGGUNAKAN METODA INVERSI  
SIMULTAN DAN LAMBDA MU RHO UNTUK STUDI KASUS DI LAPANGAN F**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Master

NAMA : ERFAN TAUFIK HIDAYAT  
NPM : 0706171882

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI ILMU FISIKA  
KEKHUSUSAN GEOFISIKA UMUM DAN RESERVOAR  
JAKARTA  
MEI 2010

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Erfan Taufik Hidayat  
NPM : 0706171882  
Tanda Tangan : .....  
Tanggal : 03 Juli 2010

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :  
Nama : Erfan Taufik Hidayat  
NPM : 0706171882  
Program Studi : Ilmu Fisika, Kekhususan Geofisika Umum dan Reservoir  
Judul Tesis : Karakterisasi Reservoir Dengan Menggunakan Metoda Inversi  
Simultan dan Lambda Mu Rho untuk Studi Kasus di Lapangan  
F

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing 1 : Prof. Dr. Suprayitno Munadi ( .....tanda tangan.....)

Pembimbing 2 : ..... (..... tanda tangan .....)

Penguji 1 : Dr. Abdul Haris ( ..... tanda tangan .....)

Penguji 2 : Dr. Waluyo ( ..... tanda tangan .....)

Penguji 3 : Dr. Ricky Adi Wibowo ( ..... tanda tangan .....)

Ditetapkan di : JAKARTA

Tanggal : 03 JULI 2010

## KATA PENGANTAR

Pertama-tama saya ucapkan terima kasih kepada Allah S.W.T. atas anugrah ilmu pengetahuan dan kemudahan yang telah diberikan kepada saya, sehingga penelitian saya ini dapat terselesaikan, walaupun hasil dari penelitian ini masih jauh dari kesempurnaan namun segala upaya dan tenaga saya tetap kerahkan dengan optimal agar dapat terselesaikan dan penelitian agar dapat dikembangkan dan digunakan lebih lanjut.

Tidak luput pula saya ucapkan terima kasih kepada:

1. Feby Syofia Hapsari dan Falah Athaurrahman Hidayat, atas dukungannya dan dorongannya agar peneliti ini dapat terselesaikan.
2. Bapak Prof. Dr. Suprayitno Munadi atas mentoring dan bimbingannya dalam penelitian ini, serta kesabaran dan kemauan beliau untuk berbagi ilmunya.
3. Bapak Dr. Dedi Suyanto dan Dr. Abdul Haris sebagai Kepala dan Sekretaris dari Program Pasca Sarjana Reservoir Geofisika, Universitas Indonesia.
4. Kepada Ibu dan Bapak, selaku orang tua saya dan mertua serta saudara-saudara saya yang telah memberikan doa dan dukungannya.
5. Bapak Tonny S. Priantono, selaku Manajer Eksplorasi di PT. JOB Pertamina- Golden Spike Energy Indonesi, yang telah memberikan ijin pemakaian data.
6. Rekan-rekan di kantor, PT. JOB Pertamina- Golden Spike Energy Indonesi dan Pertamina EP di UBEP Lirik atas diskusi.
7. Bapak Samiji dan Suparman yang telah memberikan bantuan dalam hal administrasi di Universitas Indonesia.
8. Para Dosen dan Asisten Dosen di Program Pasca Sarjana Reservoir Geofisika, Universitas Indonesia.
9. Teman-teman kuliah angkatan 2007 dari Program Pasca Sarjana Reservoir Geofisika, Universitas Indonesia, atas dukungan dan diskusinya.

Jakarta, Mei 2010

Erfan Taufik Hidayat

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

---

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

Nama : Erfan Taufik Hidayat .....  
NPM : 0706171882.....  
Program Studi : Ilmu Fisika.....  
Departemen : Geofisika Reservoir .....  
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam.....  
Jenis karya : Tesis

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

Karakterisasi Reservoir Dengan Menggunakan Metoda Inversi Simultan dan Lambda Mu Rho untuk Studi Kasus di Lapangan F

.....  
.....  
.....

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta  
Pada tanggal : 03 JULI 2010  
Yang menyatakan

  
( Erfan Taufik Hidayat )

## ABSTRAK

Metoda inversi simultan merupakan salah satu metoda yang digunakan dalam proses AVO inversion, yang didalam prosesnya mengolah input seismik 'partial stacking' dalam satu proses untuk menghasilkan volume seismik untuk parameter elastik dan impedansi, kemudian metoda Lambda Mu Rho merupakan metoda yang menggunakan parameter elastik dalam analisisnya, dimana Lambda merupakan parameter incompressibilitas, yaitu kemampuan batuan dalam terbentuknya perubahan volume apabila terkena *stress* dan Mu merupakan parameter *rigiditas* dari batuan, yaitu kemampuan batuan dalam perubahan bentuk apabila terkena *stress*.

Lapangan F yang mempunyai 2 reservoir dominan, yang pertama pada reservoir dalam Formasi Talang Akar dan yang kedua dalam Formasi Lemat, sehingga dalam rencana pengembangan lapangan diperlukan seimik modeling dari reservoir tersebut untuk pengurangan resiko dalam pemboran sumur pengembangan dalam hal ini menggunakan metoda Inversi Simultan dan Lambda Mu Rho. Metoda yang digunakan ini diharapkan dapat menggambarkan keberadaan dari reservoir batu pasir serta dapat membedakan antara reservoir yang mengandung fluida hidrokarbon dan yang tidak.

## ABSTRACT

Simultaneous Inversion is a method that used in the AVO inversion, that process the partial stacking as input and the elastic parameter and impedances as output in one batch, then Lambda Mu Rho is a method that used elastic parameter for the analysis, which is Lambda as the incompressibility parameter, the ability of rocks to transform in their volume when have a stress and Mu as the rigidity parameter, the ability of rocks to transform in their shape when have a stress.

The F field has 2 dominant reservoirs, first the reservoir in the Talang Akar Formation and the second reservoir in the Lemat Formation, so in the development plan need a seismic modeling for the reservoir to minimize the risk of the next development wellbore, in this case using simultaneous inversion and lambda mu rho. This method hopefully could distinguished the reservoir of sandstones which filled by hydrocarbon fluids from the wet sand.

## DAFTAR ISI

	Halaman
Halaman Pernyataan Orisinalitas .....	i
Halaman Pengesahan .....	ii
Abstract .....	iii
Kata Pengantar .....	iv
Halaman Pernyataan Persetujuan Publikasi Tugas Akhir Untuk Kepentingan Akademis	v
Abstrak .....	vi
Daftar Isi .....	vii
Daftar Gambar .....	viii
Daftar Tabel .....	xii
<b>BAB 1. Pendahuluan .....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Tujuan Penelitian .....	1
1.3. Area Study .....	1
1.3.1. Lokasi Penelitian .....	1
1.3.2. Struktur Daerah Penelitian .....	2
1.3.3. Stratigrafi dan Sistem Pengendapan .....	4
1.3.4. Petroleum Sistem .....	4
1.3.4.1. Batuan Induk .....	5
1.3.4.2. Batuan Timbunan .....	6
1.3.4.3. Migrasi .....	7
1.3.4.4. Batuan Reservoir .....	7
1.3.4.4.1. Basement .....	7
1.3.4.4.1. Formasi Lahat (LAF) .....	7
1.3.4.4.1. Formasi Talang Akar (TAF) .....	8
1.3.4.4.1. Formasi Baturaja (BRF) .....	9
1.3.4.5. Traps .....	9
1.3.4.6. Seal .....	9
<b>BAB 2. Data dan Metodologi .....</b>	<b>11</b>
2.1. Data .....	11
2.1.1. Data Sumur .....	11
2.1.2. Data Seismik .....	11

2.2. Metodologi .....	13
2.2.1. Data Sumur .....	13
2.2.2. Data Seismik .....	13
2.3. Ruang lingkup Pengerjaan .....	13
<b>BAB 3. Teori Dasar .....</b>	<b>14</b>
3.1. Impedansi .....	15
3.2. Petrofisika Dasar .....	16
3.2.1. Kecepatan Gelombang P dan S .....	16
3.3. 'Well Seismic Tie' .....	18
3.3.1. 'Synthetic Seismogram' .....	19
3.4. Seismik Inversi .....	19
3.4.1. Inversi Simultan .....	20
3.4.2. Lambda Mu Rho .....	21
<b>BAB 4. Pengolahan Data .....</b>	<b>24</b>
4.1. Pengolahan Data Sumur .....	24
4.1.1. Analisis Data Sumur .....	24
4.1.2. 'Well Seismic Tie' .....	26
4.2. Pengolahan Data Seismik .....	27
4.2.1. Inversi Simultan .....	27
4.2.2. Lambda Mu Rho (LMR) .....	31
<b>BAB 5. Analisis Data .....</b>	<b>33</b>
5.1. Analisis Sumur .....	33
5.1.1. Korelasi Sumur .....	33
5.1.2. 'Well Seismic Tie' .....	34
5.1.3. Analisis Krosplot .....	35
5.2. Analisis Seismik .....	41
<b>BAB 6. Kesimpulan dan Saran .....</b>	<b>54</b>
<b>Daftar Pustaka .....</b>	<b>56</b>

## DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1. Peta Elemen Tektonik Cekungan Sumatera Selatan .....	3
Gambar 1.2. Stratigrafi regional wilayah penelitian, Subcekungan Palembang Selatan .....	5
Gambar 2.1. Memperlihatkan posisi sumur-sumur dalam area seismic 3D. ....	12
Gambar 2.2. Diagram alir pengerjaan analisis Inversi Simultan dengan menggunakan metoda Lambda Mu Rho. ....	14
Gambar 3.1. Komponen dasar metoda seismic refleksi (Badley, 1985). (a) Refleksi dan refraksi pada batas reflector; (b) Geometri refleksi untuk lapisan horizontal .....	15
Gambar 3.2. Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi (P-wave) dan gelombang shear (S-wave). (Goodway, 2001) .....	17
Gambar 3.3. Pembagian kategori metoda inversi seismik (Sukmono, 2002) .....	20
Gambar 3.4. Perbandingan antara inverse yang terpisah dengan inverse simultan (Maver,2004) .....	20
Gambar 3.5. ilustrasi material yang memiliki harga rigiditas dan kompresibilitas yang berbeda (PanCanadian Petroleum,2005) .....	21
Gambar 4.1. Memperlihatkan akan data-data logging yang digunakan dalam penelitian, yang merupakan data log Gamma ray, P-wave, S-wave, porositas, densitas dan resistivitas .....	25
Gambar 4.2. Memperlihatkan proses dari pengikatan data sumur terhadap data seismic pada Sumur F1 .....	26
Gambar 4.3, memperlihatkan jenis wavelet yang dalam proses pengikatan data sumur terhadap seismic 3D, (a) merupakan wavelet yang digunakan dalam proses pengikatan data sumur tersebut dan (b) merupakan gambaran plot frekuensi terhadap amplitude untuk wavelet yang digunakan, yang mempunyai frekuensi dominan di 35 Hz .....	27

Gambar 4.4, Penampang seismik partial stack (a) near stack dengan sudut stacking dari 0 – 15°, (b) Mid Stack dengan sudut stacking dari 16 – 30° dan (c) far stack dengan sudut stacking dari 31 – 45 .....	28
Gambar 4.5, merupakan angle gather sebagai hasil dari prosesing penggabungan data stack .....	28
Gambar 4.6, Initial model geologi sebagai data input untuk melakukan seismik inversi .....	29
Gambar 4.7. Analisis seismik Simultaneous Inversion untuk mendapatkan parameter yang optimal .....	30
Gambar 4.8. Korelasi dan perbandingan antara log sumur dengan trace hasil dari simultaneous Inversion .....	30
Gambar 4.9, Penampang seismik sebagai hasil dari proses inverse simultaneous, (a) penampang seismik untuk Impedansi P dan (b) penampang seismik untuk Impedansi S .....	31
Gambar 4.10. Hasil dari pengolahan metoda Lambda Mu Rho, (a) Penampang seismik untuk volume Lambda Rho dan (b) Penampang seismik untuk volume Mu-Rho .....	32
Gambar 5.1, Memperlihatkan korelasi setiap sumur yang digunakan dalam penelitian ini dengan top marker dari formasi batuan dan target masing-masing batu pasir .....	33
Gambar 5.2, Memperlihatkan pengikatan data sumur untuk sumur F1 dengan menggunakan beberapa parameter wavelet, dari hasil ekstraksi maupun sintetik wavelet. pengikatan data sumur dengan menggunakan parameter wavelet dari hasil ekstraksi semua sumur, (b) pengikatan data sumur dengan menggunakan wavelet bandpas 5-20-40-60 Hz, (c) pengikatan data sumur dengan menggunakan wavelet Ricker yang mempunyai dominan frekuensi 40 Hz, dan (d) pengikatan data sumur dengan menggunakan wavelet dari hasil ekstraksi secara statistic .....	35
Gambar 5.3( a,b), Krosplot antara log rasio vp-vs dan impedansi P,	

(a) merupakan krosplot untuk sumur F1 sebagai indikasi hidrokarbon dan (b) untuk sumur F2 yang menunjukkan indikasi wet sand .....	36
Gambar 5.4, Memperlihatkan krosplot antara kecepatan P (Slowness, $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) dan kecepatan S (Slowness, $\mu\text{s}/\text{ft}$ ), dan menggunakan zonasi untuk lapisan objektifnya .....	36
Gambar 5.5, Krosplot antara impedansi P dan Porositas dengan menggunakan Log Gamma Ray sebagai index warna, untuk melihat posisi zona target krosplot agar dapat dilakukan zonasi .....	37
Gambar 5.6, Krosplot antara impedansi P dan Gamma Ray dengan menggunakan log Resistivitas sebagai index warna, untuk melihat posisi zona target krosplot agar dapat dilakukan zonasi. ....	37
Gambar 5.7, Merupakan krossplot antar impedansi P dan S serta memperlihatkan akan zonasi untuk pemisahan batu pasir yang mengandung hidrokarbon dengan yang tidak mengandung hidrokarbon dalam lapisannya .....	37
Gambar 5.8, Memperlihatkan krosplot antara impedansi P dan Poisson ratio, dan menggunakan zonasi untuk lapisan objektifnya sebagai indikasi untuk keberadaan fluida hidrokarbon. ....	38
Gambar 5.9, Krosplot antara Lambda-Rho dan Mu-Rho, yang merupakan analisis dari metoda LMR (Lambda-Mu-Rho) .....	40
Gambar 5.11, krosplot antara Lambda-Rho (LR) dengan Lambda per Mu .....	41
Gambar 5.12, penampang seismik impedansi P (a), penampang seismik impedansi S(b) dan penampang warna hasil crossplot untuk impedansi P dan impedansi S yang diaplikasikan kedalam penampang impedansi seismik (c) .....	44
Gambar 5.13, Penampang seismik untuk Impedansi P (a), rasio $v_p/v_s$ sebagai hasil dari inverse simultan (b), dan zonasi seismik berdasarkan kepada krosplot impedansi P dan rasio $v_p/v_s$ (c) .....	45
Gambar 5.14, Penampang seismik untuk Lambda Rho (a), Mu-Rho(b), dan zonasi seismik berdasarkan kepada krosplot Lambda-Rho dan Mu-Rho	

sebagai analisis LMR (c) .....	46
Gambar 5.15, Penampang seismik untuk Lambda Rho (a), Lambda per Mu (b), dan zonasi seismik berdasarkan kepada krosplot Lambda-Rho dan Lambda per Mu sebagai analisis lanjut dari metoda LMR (c) .....	47
Gambar 5.16, Penampang seismik untuk Impedansi P (a), Poisson ratio (b), dan zonasi seismik berdasarkan kepada krosplot impedansi P dan Poisson ratio sebagai analisis untuk keberadaan fluida atau hidrokarbon di zona target (c). .....	48
Gambar 5.17, Penampang horizon slicing untuk layer A, yang merupakan zona target pada analisis inverse dengan menggunakan metoda LMR, (a) penampang slice untuk Mu-Rho, (b) penampang slice untuk Lambda-Rho dan (c) penampang slice untuk Lambda per Mu .....	49
Gambar 5.18, Penampang horizon slicing untuk layer B, (a) penampang slice untuk Mu-Rho, (b) penampang slice untuk Lambda-Rho dan (c) penampang slice untuk Lambda per Mu .....	50
Gambar 5.19, Penampang Mu-Rho untuk lapisan A dengan interpretasi facies pengendapan fluvial yang relatif berarah utara ke selatan. ....	51
Gambar 5.20, Penampang Mu-Rho untuk lapisan B dengan interpretasi facies pengendapan fluvial yang relatif berarah utara ke selatan. ....	51
Gambar 5.21, Lokasi tiga usulan sumur X (1X, 2X dan 3X) pada peta horizon dan Lambda per Mu di lapisan A. ....	52
Gambar 5.22, Lokasi tiga usulan sumur X (1X, 2X dan 3X) pada peta horizon dan Lambda per Mu di lapisan B. ....	53

## DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1.1. Data batuan induk di Subcekungan Palembang Selatan (modifikasi dari Suseno, P.H, dkk, 1992).....	5
Tabel 2.1. Posisi sumur-sumur yang digunakan dalam penelitian terhadap inline dan crossline dalam seismik 3D. ....	12
Tabel 3.1., Analisis petrofisika menggunakan Lamé Peremeter ( $\lambda$ ) (Goodway, 2001)	23
Tabel 4.1., Merupakan tabel lapisan reservoir yang dijadikan objektif dalam penelitian dengan ketebalannya dalam feet untuk setiap data sumur yang digunakan .....	25
Tabel 5.1. Posisi usulan sumur pemboran berdasarkan pada hasil analisa inversi Simultan .....	52

# **BAB 1**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1. Latar Belakang**

Berlatar belakang pada sebuah lapangan yang akan dikembangkan dan adanya sebuah metoda yang telah dikenal lama oleh para ahli kebumihan terutama para ahli geofisika, yaitu seismik inversi yang dapat memberikan gambaran impedansi akustik dari data seismik, yang nantinya dapat memberikan gambaran dari penyebaran litologinya.

### **1.2. Tujuan Penelitian**

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mendapatkan penyebaran dari parameter-parameter 'property' batuan, yaitu akustik impedansi, shear impedansi dan parameter turunannya, seperti 'poisson ratio' dan 'Lambda Mu Rho' yang didapatkan data seismik yang berupa data 'partial stacking' untuk mendapatkan penyebaran dari reservoir baik berupa litologinya maupun kandungan fluidanya. Dalam pengaplikasiannya dari hasilnya diharapkan dapat digunakan untuk membantu pengembangan dari lapangan yang distudikan dan mencari lapangan-lapangan potensial lainnya yang dapat dikembangkan untuk kedepannya.

### **1.3. Area Study**

#### **1.3.1. Lokasi**

Lokasi dari penelitian ini berada dalam bagian dari cekungan Sumatera Selatan yang terletak di Subcekungan Palembang Selatan (Gambar 1.1). Cekungan Sumatra Selatan ini mempunyai alas yang berupa batuan malihan dan batuan beku berumur Perm – Karbon tersingkap di tengah-tengah cekungan (Tinggian Pendopo), batuanannya terdiri dari phylit, slate, argilit, kuarsit, gneiss dan granite dengan trend/pola berarah baratlaut – tenggara. Batuan berumur Jura – Kapur (Mesozoic) terdiri dari batuan metasedimen dan batugamping tersingkap di bagian selatan cekungan. Batuan dasar dekat kota Palembang terdiri batu gamping mikrit berumur Kapur (Adiwidjaja and de Coster, 1973).

### 1.3.2. Struktur daerah penelitian

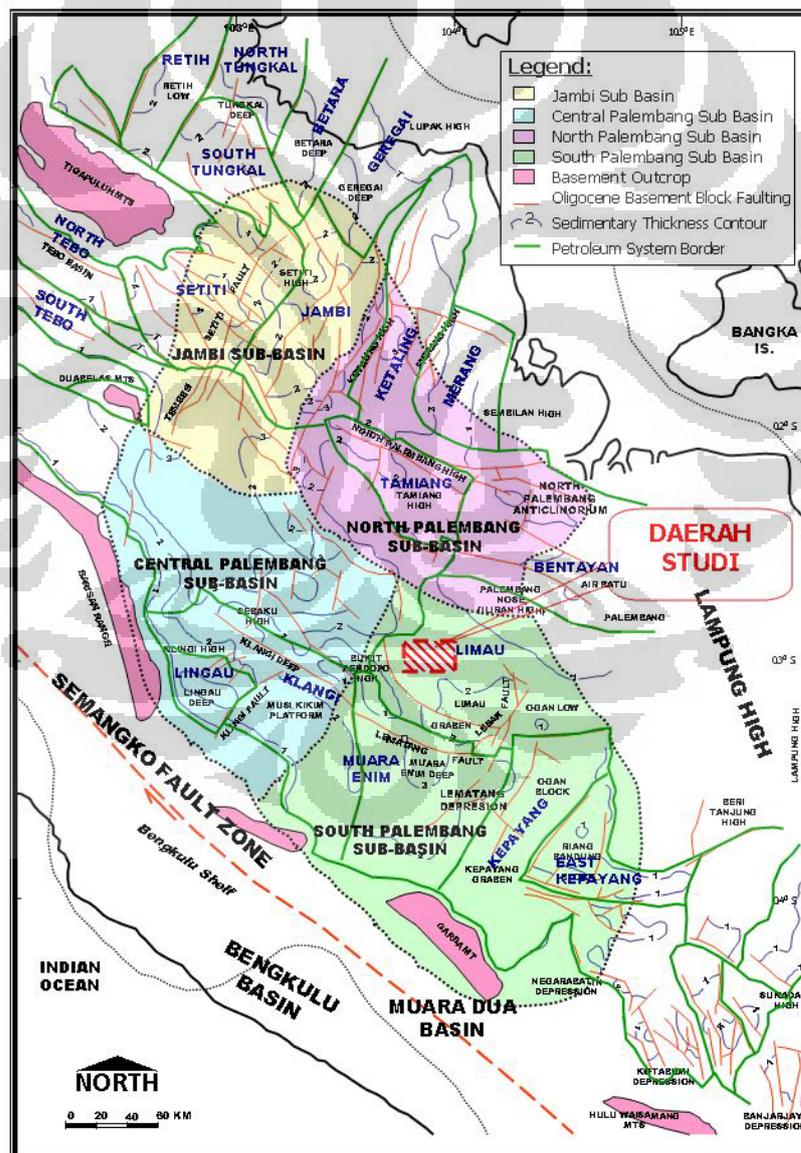
Struktur yang memberikan perkembangan dan pembentukan dari cekungan Sumatra Selatan ini terdiri dari tiga fase tektonik yang mempengaruhinya, yaitu :

- 1) Fase regangan (*extension*) selama Paleosen – Miosen Awal membentuk terban (*graben*) yang mempunyai arah pola relatif utara-selatan, yang diisi oleh endapan berumur Eosen – Miosen Awal;
- 2) Berkembangnya tektonik secara singkat pada Miosen Awal – Pliosen Awal menghasilkan sesar normal.
- 3) Miosen – Plio-Pleistosen merupakan fase kompresi yang melibatkan batuan dasar sehingga beberapa struktur geologi mengalami pembalikan (*inversion*), yaitu berubahnya '*normal fault*' menjadi sesar naik. Periode inversi ini membentuk struktur perlipatan yang menghasilkan '*trap*' (cebakan) di zona Cekungan Sumatra Selatan. Periode kompresi terjadi lagi pada Pliosen – Resen sehingga menyebabkan beberapa patahan normal mengalami reaktifasi (pengaktifan kembali), sedangkan sebagian yang lain mengalami pembalikan (*inversion*).

Tumbukan Lempeng Eurasia dengan Lempeng Hindia-Australia yang aktif sejak Oligosen Akhir hingga sekarang masih berlangsung di sebelah barat Pulau Sumatera dan selatan Pulau Jawa. Subduksi tersebut menyebabkan Bukit Barisan terangkat sejak Miosen Akhir, terutama pada Plio-Pleistosen (Hamilton, 1979). Pergerakan Lempeng Australia relatif ke arah utara dan lempeng India ke arah barat dan rotasi Pulau Kalimantan menyebabkan peregangan dan tegasan (*tectonic stress*) dan menghasilkan celah (*rift*) kompleks setengah terban (*half-graben complex*) di daerah tepi lempeng Paparan Sunda (sekarang Pulau Sumatera dan Pulau Jawa baratlaut). Sistem cekungan celah (*rift basin*) ini menutupi tidak selaras batuan dasar pra-Tersier.

Posisi graben dan sesar-sesar utama yang berkembang di cekungan Sumatera Selatan ini berarah utara-barat laut (*NNW*) – selatan-tenggara (*SSE*), pola ini searah juga dengan tren dari graben yang berkembang di cekungan Sumatera Tengah. Kedalaman subcekungan Palembang Selatan diduga mencapai > 4500 m. Lembah (*gully*) Benakat dibatasi oleh sesar yang menghubungkan

komplek cekungan utama yaitu Lematang dan Depresi Palembang (Hutchinson, 1996). Sesar yang berorientasi baratdaya – timurlaut yaitu Sesar Tembesi ini merupakan batas sisi barat laut dengan cekungan Jambi (Gambar 1.1). Tatanan tektonik regional tersebut sedikit banyak menguntungkan posisi dari wilayah penelitian ini, di utara dibatasi oleh Tinggian Iliran, di baratdaya oleh Tinggian Pendopo, ke dua tinggian ini merupakan sumber sedimen yang cukup prospek baik sebagai batuan ‘*reservoir*’ maupun batuan sumber (*source rocks*)’. Di bagian selatan dibatasi oleh zona depresi utama a.l. Depresi Limau dan beberapa subdepresi, hal ini cukup menjanjikan untuk ‘*petroleum Sistem*’ di daerah ini yaitu sebagai dapur (*kitchen*) pemasakan hidrokarbon sebelum bermigrasi.



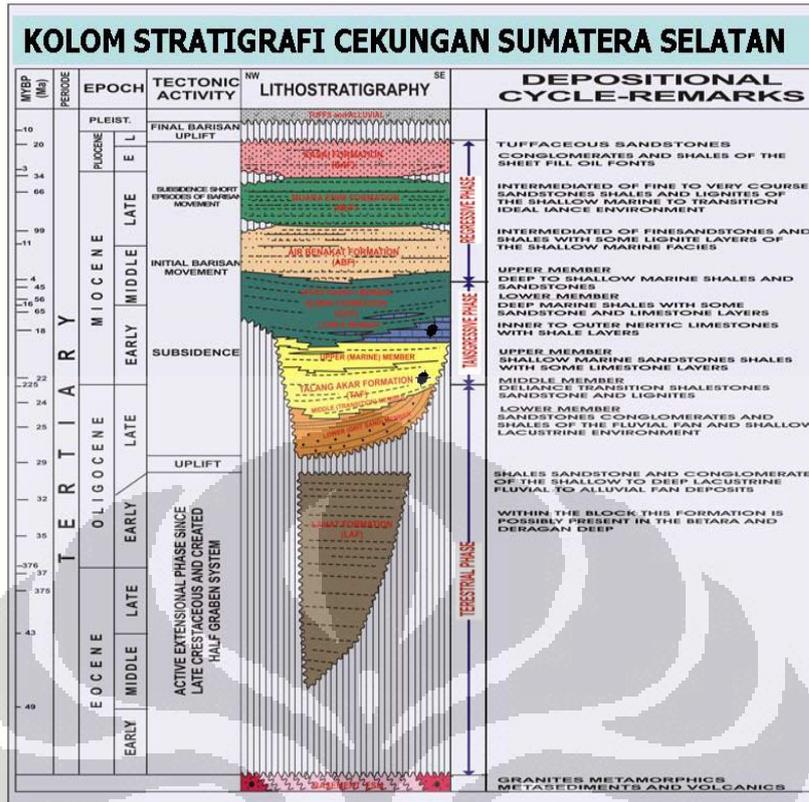
Gambar 1.1. Peta Elemen Tektonik Cekungan Sumatera Selatan

### 1.3.3. Stratigrafi dan Sistem Pengendapan

Cekungan Sumatera Selatan dialasi oleh batuan berumur pra-Tersier yang tersusun oleh batuan sedimen malih dan batuan beku bersusunan asam. Tidak selaras di atasnya diendapkan batuan sedimen kontinen berasal dari erosi lokal, Formasi Lahat, yang mengisi cekungan setengah terban. Penurunan berlangsung terus sehingga cekungan ini diisi oleh sedimen lokal berasal dari rombakan di sekitar terban. Bersamaan dengan pembentukan terban diendapkan batupasir tufaan, konglomerat, breksi dan lempung di zona sesar dan daerah topografi rendah. Pengendapan tersebut berlangsung dari Eosen Tengah – Oligosen Awal. Genang laut atau transgresi mulai terjadi awal Eosen Akhir. Secara luas transgresi mengenai bagian selatan dan baratdaya cekungan, pada Oligosen Akhir – Miosen, diendapkan batuan klastik menutupi (*onlap*) batuan dasar yaitu Formasi Talang Akar. Suasana genang laut juga berpengaruh di sebagian daerah anjungan (*platform*) tempat diendapkannya batuan karbonat klastik sedangkan jenis batugamping terumbu (*build up*) di atas tinggian blok patahan (*fault block highs*) yaitu Formasi Baturaja yang berumur bagian atas dari Oligosen Akhir - Miosen Awal. Fase transgresi ini diakhiri oleh *lowstand* yang juga memberikan dampak porositas sekunder pada sebagian batugamping. *Lowstand* juga menghasilkan endapan kipas lapisan serpih laut. Sumber sedimen regional umumnya berasal dari Paparan Sunda di sebelah utara dan Tinggian Lampung di sebelah timur. Maksimum transgresi pada Miosen Tengah ditandai oleh pengendapan serpih Formasi Gumai secara luas, serpih ini cukup tebal dan berfungsi sebagai batuan tudung. Pengangkatan (*uplift*) dan kompresi berlangsung setelah perioda transgresi menghasilkan pengendapan batuan sedimen laut dangkal, delta dan batupasir fluvial (Gambar 1.2).

### 1.3.4. Petroleum system

Dalam daerah penelitian ini petroleum sistem yang berlangsung secara regional meliputi Batuan induk dan kitchen area, distribusi dan facies batuan reservoir, distribusi dan ketebalan batuan tudung, kematangan termal dan migrasi.



Gambar 1.2. Stratigrafi regional wilayah penelitian, Subcekungan Palembang Selatan.

### 1.3.4.1. Batuan Induk

Hidrokarbon di Cekungan Sumatera Selatan umumnya berasal dari batuan induk serpih karbonan dari facies lakustrin Formasi Lahat dan facies batubara fluvial dan serpih karbonan Formasi Talang Akar. Fasies lakustrin ini diendapkan di dalam struktur setengah terban. Batugamping Formasi Baturaja dan batuserpih Formasi Gumai, kemungkinannya bisa menjadi sumber hidrokarbon apabila cukup matang (mature).

Tipe dari sebagian besar hidrokarbon di sini adalah 'parafinic' dan kandungan belerangnya rendah. Batuan induk (source) daerah cekungan Sumatra Selatan berasal dari fasies lakustrin dan darat (terrigenous). Gayaberat (gravity) minyak dan kondensat yang berasal dari reservoir batupasir dilaporkan berkisar antara 21° – 55° API dengan gas to oil ratio (GOR) kurang dari 100 dan lebih dari 55,000, sedangkan gayaberat minyak dan kondensat yang berasal dari reservoir batuan karbonat berkisar 27° – 58° API dan gas to oil ratio (GOR) 200 – 88,000 (Petroconsultants, 1996). Gayaberat minyak di Lapangan penelitian pada cebakan (reservoir) batupasir Formasi Talang Akar berkisar antara 15 – 40 API (Hutapea,

1981). Contoh minyak berasal Cekungan Sumatra Selatan menunjukkan perubahan secara transisi dari batubara fluviatil – serpih batubaraan dan kluster lakustrin.

Serpih dan batubara dari satuan serpih Benakat Formasi Lahat diendapkan di dalam air payau (*brackish water*) yang di bagian selatan subcekungan Palembang Selatan menunjukkan kerogen Type I & II (oil prone) dan Type III (gas prone) (Suseno et al., 1992).

Total organic carbon (TOC) Formasi Lahat sangat bervariasi yaitu 1.7 – 8.5 wt%, setempat-setempat bisa mencapai 16 wt%, dan Hydrocarbon index (HI) bisa mencapai 130 – 290 mg HC/g TOC. *Thermal maturity* dari Formasi Lahat berkisar antara 0.64 – 1.40% Ro (Tabel 1). Berdasarkan data diatas, maka dapat disimpulkan Formasi Lahat dapat menghasilkan minyak dan gas dibagian yang lebih dalam.

Tabel 1.1. Data batuan induk di Subcekungan Palembang Selatan (modifikasi dari Suseno, P.H, dkk, 1992).

	FORMASI LAHAT		FORMASI TALANG AKAR	
	Bagian Utara	Bagian Selatan	Bagian Utara	Bagian Selatan
TOC	1.5 – 16.0	0.5 – 1.7	3.0 – 50.0	0.5 – 1.7
S2	5.0 – 40.0	2.0 - 10	4.0 – 160.0	2.0 – 10.0
HI	130 - 290	150 - 200	150 - 310	150 – 200
Lingkungan Pengendapan	Fluvio Deltaik	Laut dangkal	Fluvio Deltaik	Laut dangkal

Formasi Talang Akar dikategorikan sebagai batuan induk yang baik – sangat baik. Kandungan TOC 1.5 - 8 wt%, bahkan di subcekungan Palembang Selatan mencapai 50 wt% dengan kerogen Type I, II dan III. Serpih Anggota batupasir ‘Gritsand’ Formasi Talang Akar mengandung kerogen tipe I dan tipe II. Kisaran HI mencapai 150 – 310 mg hidrokarbon (HC)/g TOC. kematangan termal (*Thermal maturity*) untuk Formasi Talang Akar bagian atas berkisar antara 0.54 – 0.60 R<sub>o</sub> sedangkan untuk bagian bawah 0.82 – 1.30 R<sub>o</sub> (Tabel 1).

#### 1.3.4.2. Batuan Timbunan (*Overburden Rocks*)

Overburden rocks di subcekungan Palembang Selatan terdiri dari seri batuan yang diendapkan setelah Formasi Talang Akar. Ketebalan overburden rocks secara umum berkisar antara 1000 – 3000 m, dan sebarannya cukup luas. Di

daerah penelitian, overburden rocks mempunyai ketebalan yang relative tebal (2000 – 3000 m).

#### **1.3.4.3. Migrasi**

Migrasi hidrokarbon melalui lapisan pembawa (*carrier beds*) biasanya melalui bidang patahan ke atas (*updip*), yang berasal dari dapur (*kitchen*) bagian cekungan yang paling dalam setelah batuan induk tersebut mengalami pematangan menjadi minyak dan selanjutnya mengisi perangkap reservoir (stuktur/stratigrafi traps). Migrasi diperkirakan dimulai pada akhir Miosen Tengah di subcekungan Palembang Selatan. Retakan/rekahan/terkekarkan karena sesar di dalam batuserpih (*seal*) Formasi Gumai mengakibatkan migrasi sebagian hidrokarbon ke dalam batuan reservoir yang berumur Miosen Tengah – Akhir

#### **1.3.4.4. Batuan Reservoir**

##### **1.3.4.4.1. Basement**

Pengangkatan batuan dasar dan tinggian purba (paleohighs) Mesozoikum dan perekahan (fractured) pada Eosen dan pelapukan batuan dasar (granite dan kuarsit) dikategorikan sebagai batuan cebakan yang efektif dengan nilai porositas >7% (Sarjito et al., 1991). Hal ini berdasarkan pada cebakan batuan dasar dari sepuluh lapangan di cekungan Sumatra Selatan mengandung cadangan gas total 106 MMBOE (*ultimate recoverable reserves*).

##### **1.3.4.4.2. Formasi Lahat (LAF)**

Formasi Lahat berumur Eosen – Oligosen terendapkan bersamaan dengan terbukanya cekungan (*synrift*), tebal maksimal 1000 m. Formasi ini diendapkan di lingkungan darat, lakustrin, dan lakustrin payau (*brakish lacustrine*). Cebakan ini di cekungan Sumatra Selatan diperkirakan mengandung hidrokarbon cadangan sebesar 88 MMBOE (*ultimate recoverable reserves* – Petroconsultants, 1996).

Anggota Benakat – Formasi Lahat; terdiri dari serpih abu-abu – kecoklatan, serpih tufaan, batulanau, batupasir, batubara, batuan karbonat dan batupasir glaukonitan, anggota ini terletak dibagian dalam dari sistem cekungan terban (half graben), diendapkan di lingkungan danau air payau – air tawar, dan selaras menindih batuan klastik kasar.

#### 1.3.4.4.3. Formasi Talang Akar (TAF)

Formasi Talang Akar dibagi dua bagian Formasi Talang Akar Bawah dan Atas; bagian bawah ekuivalen dengan anggota batupasir kasar (*gritsand*) berumur Oligosen Akhir, dan bagian atas formasi atau dikenal dengan anggota transisi (*transition member*) berumur Miosen Awal. Tebal formasi yang pernah terekam mencapai maksimal 610 m. Secara stratigrafi formasi ini menindih tidak selaras di atas Formasi Lahat dan batuan dasar secara *onlaps*. Litologinya terdiri dari batupasir kuarsa, batulanau dan serpih yang diendapkan di lingkungan *delta plain*, ke arah cekungan, ke selatan atau ke barat berubah menjadi batupasir dan serpih laut dangkal.

Formasi Talang Akar memiliki variasi fasies yang beragam, di beberapa lingkungan termasuk laut terbuka, dekat-pantai (*nearshore*), di tempat lainnya berupa fasies *delta plain*, kanal distribusi (*distributary channel*), fluvial dan pantai. Formasi Talang Akar diendapkan dalam kondisi genang dan susut laut memberikan implikasi baik sebagai perangkap stratigrafi. Fragmen pembentuk batuan formasi ini berasal dari Paparan Sunda dan dari Tinggian Palembang.

75% total akumulasi produksi minyak di Cekungan Sumatera Selatan dihasilkan dari batupasir (*reservoir*) Formasi Talang Akar. Estimasi cadangan terambil (*ultimate recoverable reserves*) mencapai 2 BBOE (Petroconsultants, 1996). Porositas bervariasi 15 – 30% dengan tingkat kesarangan/permeabilitas 5 Darcies (Tamtomo et al., 1997). Bagian bawah (*Gritsand Member*) formasi ini didominasi terutama oleh porositas sekunder 25%. Porositas anggota atas (*Transitional Member*) terutama tersusun oleh porositas sekunder yaitu hasil dari disolusi mineral tidak stabil (*phyllosilicate group*) dan mineral lempung. Detrital lempung sebagian mengalami proses diagenesis dan menghasilkan semen a.l., smectite, illite dan kaolinit, dan semen tersebut biasanya mengisi porositas dan menutup pori-pori.

#### 1.3.4.4. Formasi Batu Raja (BRF)

Formasi Batu Raja terdiri atas batugamping paparan berumur Miosen Awal, atau juga dikenal batugamping Formasi Telisa Bawah, sebarannya sangat luas di cekungan Sumatra Selatan, tebal satuan ini mencapai 20 – 75 m, selain itu juga berkembang batugamping terumbu (*build up*) ketebalannya mencapai 60 – 120 m. Formasi Batu Raja bagian bawah ke arah barat laut (NW) berkembang serpih dan serpih gampingan mencirikan laut dalam dan ke arah tenggara berkembang batugamping diendapkan di paparan (platform) dan tinggian.

Batugamping BRF salah satu *play* di cekungan Sumatra Selatan, total cadangan terambil mencapai 1 BBOE ditambah dengan gas total setengah dari jumlah minyak. Porositas batugamping sebagai reservoir tercatat 18 – 38 % dan kelolosan/permeabilitas 1 Darcy (Petroconsultant, 1996). Peningkatan porositas terjadi setelah mengalami pengangkatan pada Miosen Awal (17.5 Ma), atau rekahan di dalam batugamping yang tidak tersemen.

#### 1.3.4.5. Traps

Tipe perangkap utama di cekungan Sumatra Selatan adalah struktur ‘antiklin’ yang merupakan tipe perangkap pertama dan sampai sekarang masih merupakan perangkap yang menjanjikan (*promising trap*). Antiklin tersebut terbentuk oleh gaya kompresi pada Miosen Awal kemudian lebih intensif lagi pada waktu 2 – 3 juta tahun lalu (Plio-Pleistosen). Cadangan minyak dan gas yang terperangkap di struktur ‘antiklin’ tersebut diperkirakan mencapai 3.1 BBOE (Petroconsultants, 1996). Selain perangkap antiklin juga berkembang perangkap stratigrafi seperti batupasir membaji (*sand pinchout*) dan batugamping terumbu (*reefal build up*). Kombinasi kedua tipe perangkap tersebut di cekungan ini membuat pemerangkapan hidrokarbon menjadi lebih efektif.

#### 1.3.4.6. Seal

Sejara setelah Formasi Batu Raja terendapkan, kemudian diikuti oleh transgresi maksimum *highstand system tract* dan diendapkan Formasi Gumai terdiri dari serpih tebal (>1000 m) dan pelamparannya cukup luas. Kondisi ini sangat ideal sebagai batuan tudung/penutup (*seal*) di dalam petroleum system.

Umumnya batuan serpih Formasi Gumai ini merupakan batuan tudung (seal). Secara regional Formasi Gumai ini merupakan batuan tudung Formasi Batu Raja, dan setempat merupakan batuan tudung Formasi Talang Akar. Apabila terdapat hidrokarbon di atas Formasi Gumai ada dua kemungkinan 1) hidrokarbon bermigrasi dari bawah melalui bidang patahan terbentuk pada saat ada gaya kompresi, sehingga batuan tudung tadi rekah dan hidrokarbon tersebut keluar melalui bidang sesar kemudian terperangkap di dalam satuan batuan yang lebih muda dari Formasi Gumai; skenario 2) batuserpih Formasi Baturaja ini kemungkinan secara lokal bisa matang sebagai batuan induk/source dan bermigrasi *up dip*.



## **BAB 2**

### **DATA DAN METODOLOGI**

#### **2.1. Data**

Data yang digunakan dalam penelitian ini berupa data sumur dan seismic 3D, Data sumur yang digunakan berjumlah 6 Sumur dengan 2 data sumur memiliki data Vs dan data seismic yang digunakan berupa data postack seismic dan angle stack.

##### **2.1.1. Data Sumur**

Sumur yang digunakan dalam penelitian ini adalah 6 sumur, yaitu sumur F1, F2, F3, F4, F5 dan yang terakhir adalah sumur F6, dan data yang digunakan ialah berupa data logging dan turunannya serta data checkshot. Data logging yang digunakan ialah data Gamma Ray, velocity (P-wave dan S-wave), Densitas (RhoB), Porositas (NPHI) dan Resistivitas, serta untuk data log turunannya yaitu Rasio Vp-Vs, Rasio Poisson, Lambda-Rho, Mu-Rho dan data log turunan lainnya.

##### **2.1.2. Data Seismik**

Data seismic yang digunakan pada penelitian ini adalah data volume seismic 3D, yaitu data volume Angle Stack dan Post Stack. Dalam penggunaannya, volume data seismic post-stack digunakan untuk interpretasi struktur dan horizon sedangkan data seismic angle stack digunakan dalam proses inversi simultan untuk mendapatkan penyebaran dari reservoir yang mengandung fluida.

Data 3D seismic ini mempunyai parameter sbb:

Inline : 303 lines

Xline : 299 lines

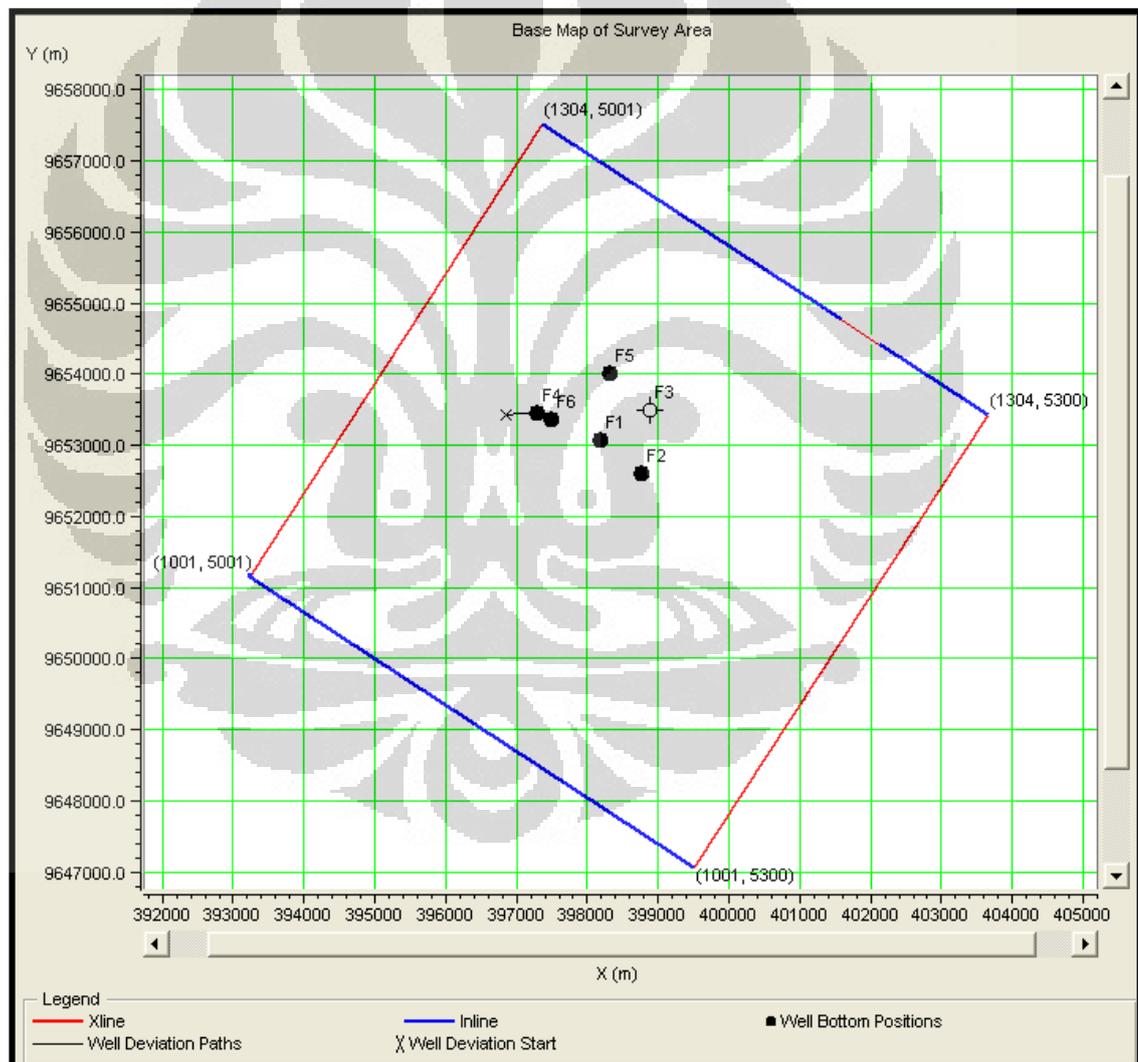
Waktu rekaman : 4 detik

Dan posisi sumur yang digunakan berada pada posisi inline dan xlinenya sebagai berikut:

Sumur	Inline	Xline
F1	1173	5125
F2	1170	5155
F3	1203	5139
F4	1156	5072
F5	1207	5109
F6	1167	5095

Tabel 2.1. Posisi sumur-sumur yang digunakan dalam penelitian terhadap inline dan crossline dalam seismik 3D

Area penelitian dari data seismiknya dapat dilihat dalam gambar berikut:



Gambar 2.1. Memperlihatkan posisi sumur-sumur dalam area seismic 3D

## **2.2. Metodologi**

Penelitian yang dilakukan terdiri dari proses sebagai berikut:

### **2.2.1. Data sumur**

Pada data sumur dilakukan hal sebagai berikut:

1. Membuat data log elastik
2. Melakukan analisis untuk setiap data log, termasuk cross plot didalamnya.

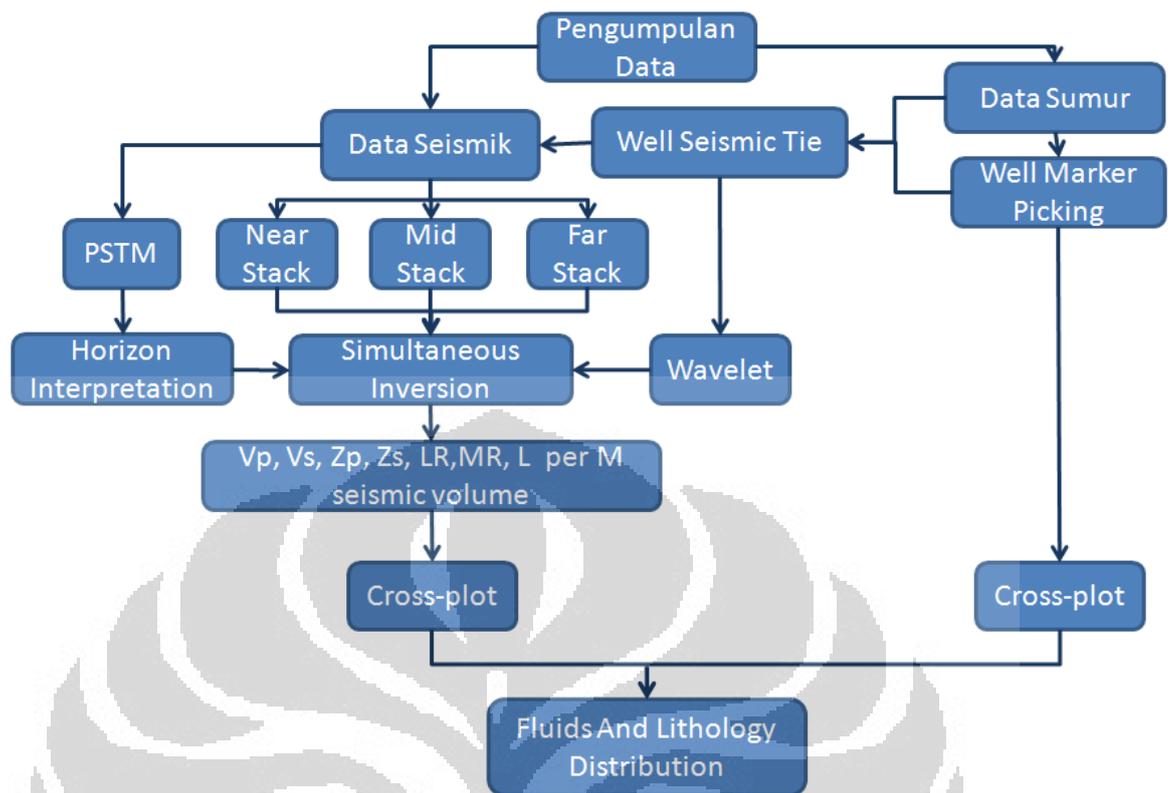
### **2.2.2. Data seismik**

Pada data seismik dilakukan analisis sebagai berikut:

1. 'wavelet extraction' merupakan upaya untuk mendapatkan bentuk wavelet dari seismik yang dapat mewakili gelombang seismik yang membentuk event-event dari reflektor pada seismik.
2. Pembentukan 'synthetic seismogram' ialah pembuatan synthetic dari seismik yang didapatkan dari konvolusi antara wavelet dengan koefisien refeksi yang terdapat dalam sumur.
3. 'well seismic tie' ialah pengikatan data sumur pada data seismik sehingga event yang ada pada sumur tepat berada pada event yang sama dengan seismik.
4. Penarikan horizon reflektor dari event-event yang dijadikan sebagai object dari formasi ataupun reservoir.
5. Pembuatan seismic inverse dengan menggunakan metoda 'simultaneous inversion' untuk mendapatkan model bawah permukaan bumi.

## **2.3. Ruang Lingkup Pengerjaan**

Cakupan pengerjaan dari penelitian ini ialah pengerjaan inversi AVO modeling dengan menggunakan metoda 'simultaneous inversion' untuk mendapatkan parameter akustik dan elastik, yang kemudian diturunkan atau dijadikan parameter petrophysic, seperti lambda mu rho (LMR), kemudian dengan menerapkan clustering dari hasil krosplot atau analisis dari sumur pada seismik sehingga akan didapatkan penyebaran dari hidrokarbon. Alur pengerjaan penelitian ini dapat digambarkan sebagai berikut :



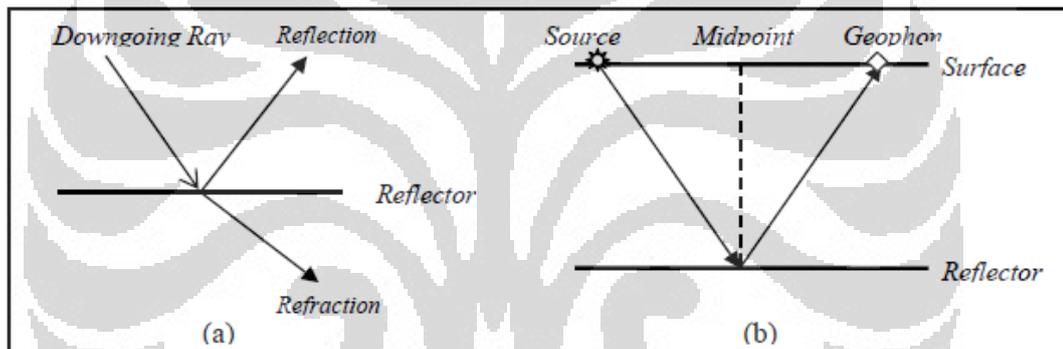
Gambar 2.2, Diagram alir pengerjaan analisis Inversi Simultan dengan menggunakan metoda Lambda Mu Rho.

## BAB 3

### TEORI DASAR

#### 3.1. Impedansi

Gelombang seismic merupakan gelombang yang merambat melalui batuan sebagai gelombang elastic, yang mana dalam perjalanannya gelombang ini mengubah energy menjadi gerakan dari partikel batuan. Ketika gelombang seismic melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilaluinya, maka muka gelombang akan terbagi. Sebagian dari gelombang akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian akan diteruskan merambat dibawah permukaan bumi.



Gambar 3.1. Komponen dasar metoda seismic refleksi (Badley, 1985). (a) Refleksi dan refraksi pada batas reflector; (b) Geometri refleksi untuk lapisan horizontal.

Salah satu sifat akustik pada batuan adalah impedansi akustik (IA), untuk batas perlapisan yang mana terdapat perubahan litologi dapat disebut juga sebagai batas impedansi akustik atau merupakan reflector seismic. Impedansi akustik merupakan hasil dari perkalian antara densitas dengan kecepatan, dua komponen ini yang dipengaruhi oleh litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperature, dengan demikian maka akustik impedansi dapat digunakan sebagai indicator litologi, porositas maupun hidrokarbon.

$$Z = \rho \cdot v \tag{1}$$

Dimana :     Z = impedansi akustik  
              ρ = Densitas  
              V = Kecepatan

Pada saat gelombang seismic melalui dua media yang impedansi akustiknya berbeda maka sebagian energinya akan terpantulkan. Perbandingan antara energy yang dipantulkan dengan energy datang pada keadaan normal dapat dituliskan dengan persamaan sebagai berikut:

$$\frac{E_r}{E_i} = r_i \times r_i \quad (2)$$

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (3)$$

Dimana:

- $E_r$  = Energi pantul
- $E_i$  = Energi datang
- $r_i$  = Koefisien refleksi ke-i
- $Z_i$  = Impedansi akustik lapisan ke-i
- $Z_{i+1}$  = Impedansi akustik lapisan ke-i+1

Sesuai dengan persamaan di atas maka hanya sebagian kecil energy yang direfleksikan bila kontras impedansi akustiknya tidak berbeda secara signifikan. Perbedaan harga impedansi akustik didapatkan karena adanya kontras densitas maupun kecepatan gelombang seismic yang selanjutnya diinterpretasikan sebagai kontras litologi

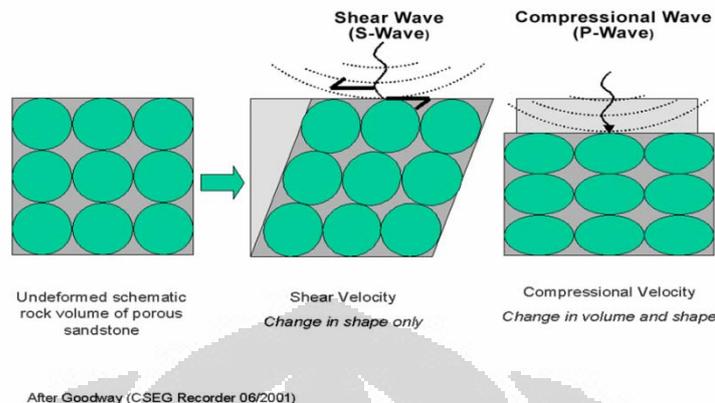
### 3.2. Petrofisika Dasar

Dalam interpretasi lanjut untuk pengolahan data seismic tidak lepas dari dasar-dasar teori mengenai parameter gelombang dan petrophysic, sehingga dalam penerapannya untuk mengidentifikasi reservoir hidrokarbon akan mengaitkan diri dengan parameter petrohysic dengan maksud untuk mempermudah mengenali adanya anomaly-anomali yang berkaitan dengan keberadaan hidrokarbon. Parameter gelombang dan parameter petrophysic yang terkait dengan penelitian ini adalah:

#### 3.2.1. Kecepatan Gelombang P dan S

Kecepatan gelombang seismic mengikutsertakan deformasi batuan sebagai fungsi dari waktu. Pada gambar 3.2 memperlihatkan sebuah kubus batuan dapat

mengalami kompresi/compressed, yang mengubah volume dan bentuk batuan, maupun shear/sheared, yang hanya mengubah bentuknya saja.



Gambar 3.2, Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi (P-wave) dan gelombang shear (S-wave). (Goodway, 2001)

Kecepatan gelombang seismic dapat dibagi menjadi 2 jenis gelombang, yaitu :

1. Kecepatan gelombang kompresi ( $V_p$ ), arah pergerakan partikel sejajar (*longitudinal*) dengan arah perambatan gelombang.
2. Kecepatan Gelombang Shear ( $V_s$ ) , arah pergerakannya tegak lurus (*transversal*) dengan arah perambatan gelombang, dengan arah pergerakannya baik yang vertical maupun yang horizontal.

Perbandingan antara  $V_p$  dan  $V_s$  direpresentasikan dengan menggunakan *poisson's ratio* ( $\sigma$ ) sebagai :

$$\sigma = \frac{\gamma - 2}{2\gamma - 2} \quad (4)$$

Dimana :

$$\gamma = \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 \quad (5)$$

Telah lama diketahui bahwa  $V_p/V_s$  dapat digunakan sebagai indikator litologi (Tatham, 1982). Lempung, bila diasumsikan isotropik, selalu memiliki rasio  $V_p/V_s$  yang tinggi daripada reservoir pasir. Dalam karbonat, Rafavich (1984) menunjukkan bahwa  $V_p/V_s$  dapat digunakan untuk mendeskriminasi batugamping dari dolomit.  $V_p/V_s$  atau rasio impedansi juga telah berhasil digunakan untuk deteksi secara langsung hidrokarbon (*Direct Hydrocarbon*

*Indicator- DHI*), terutama dengan teknik AVO karena Vs tidak sensitif terhadap perubahan fluida sementara Vp berubah terhadap saturasi dan jenis fluida yang berbeda sehingga menghasilkan perubahan Vp/Vs.

Bentuk sederhana dari persamaan kecepatan *P-wave* dan *S-wave* diturunkan untuk batuan *non-porous* dan isotropik. Persamaan kecepatan menggunakan koefisien *Lambda* ( $\lambda$  – *Lamé coefficient*), *modulus Bulk* (K) , dan *modulus Shear* ( $\mu$ ) dituliskan sebagai berikut :

$$Vp = \sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K+\frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (6)$$

dimana :  $\lambda$  : koefisien *Lambda* =  $K + 2/3 \mu$ ,  
*K* : *modulus bulk*,  
 $\mu$  : *modulus shear*,  
 $\rho$  : densitas.

### 3.3. Well Seismic tie

Untuk memetakan horizon seismik dalam skala waktu pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot dalam skala kedalaman, maka perlu dilakukan dilakukan *well-seismic tie*. Teknik yang umum dipakai adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetik dari hasil survey kecepatan (*well velocity survey*) seperti *check-shot survey* dan *vertical seismic profiling*.

Pada *check-shot survey* kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang dalam lubang bor dengan sumber gelombang yang digunakan sama dengan yang dipakai pada survey seismik. Kegunaan utama dari *chek-shot survey* adalah untuk mendapatkan *Time-Depth Curve* yang kemudian dimanfaatkan lebih lanjut untuk pengikatan data seismik dan data sumur, perhitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata, dan koreksi data sonik pada pembuatan seismogram sintetik.

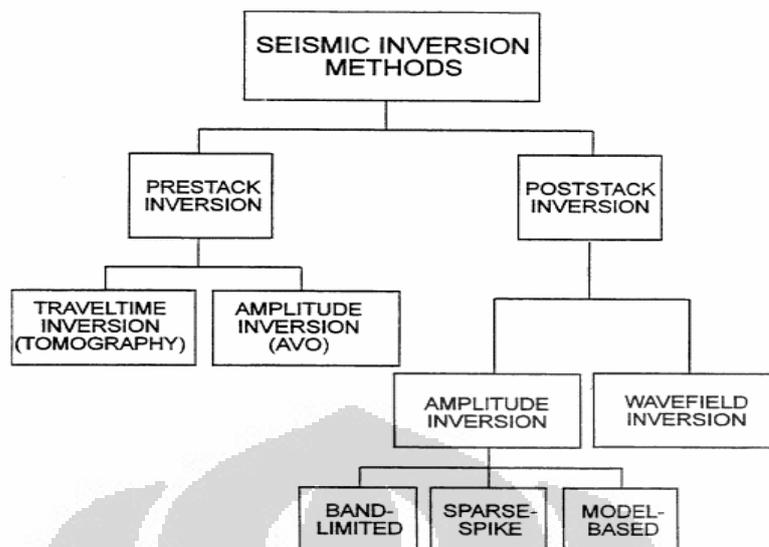
### 3.3.1. Synthetic Seismogram

Seimogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan wavelet dengan data KR. Data KR didapatkan dari data log sonik dan log densitas. Wavelet yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *band width* yang sama dengan penampang seismik. Hal ini akan mempermudah pengikatkan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon. Salah satu kelemahan dari seimogram sintetik yaitu umumnya seimogram sintetik dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang, padahal frekuensi yang dipakai tersebut umumnya diambil dari zona target (misalnya reservoir). Hal ini sering mengakibatkan terjadinya *mis tie* pada daerah diluar zona target tersebut.

### 3.4. Seismik Inversi

Inversi seismik didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya (Sukmono, 2002). Inversi seismik juga disebutkan sebagai proses ekstraksi sifat fisika geologi bawah permukaan dari data seismik (Hampson & Russell, 2005). Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir (Pendrel, 2001).

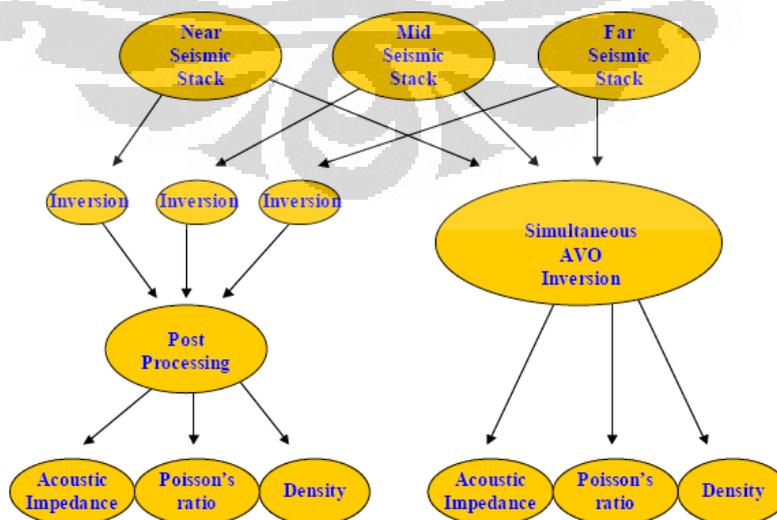
Metoda inversi seismik dapat dibagi menjadi beberapa kategori seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 3.3 dibawah ini (Hampson & Russell, 2005).



Gambar 3.3. Pembagian kategori metoda inversi seismik (Sukmono, 2002)

### 3.4.1. Inversi Simultan

Inverse simultan digunakan untuk mendapatkan beberapa parameter elastic maupun impedance dengan menggunakan input data 'partial angle stack' dalam satu kernel pemrosesan. Dalam penerapannya inverse simultan digunakan untuk mendapatkan informasi mengenai fluida berdasarkan data seismik dengan menggunakan informasi dari data kecepatan P dan kecepatan S. kecepatan P yang merupakan gelombang kompresi ini sangat sensitive terhadap perubahan pori fluida dan kecepatan S, yang merupakan gelombang S (Shear) ini sangat berhubungan dengan interaksi matrix antar batuan.



Gambar 3.4, Perbandingan antara inverse yang terpisah dengan inverse simultan.(Maver,2004)

Pada gambar di atas, menerangkan bahwa setiap angle stack yang di inversikan dalam proses kernel yang berbeda, kemudian setiap proses menghasilkan impedansi elastic dari setiap angle stack, selanjutnya dilanjutkan dengan 'post processing' untuk mendapatkan volume dari impedansi akustik, poisson rasio dan density. Metoda ini dikenal dengan sebutan metoda inverse secara terpisah. Dengan melakukan inverse secara terpisah dapat memungkinkan terdapat noise yang terikut sertakan pada pengolahan setiap angle stack, yang disebabkan perbedaan dari kandungan frekuensi dalam setiap angle stack. Dalam penggunaan proses inverse dalam satu kernel lebih banyak memiliki kemudahan dan keuntungan dalam hal pengurangan noise, proses ini dikenal dengan istilah metode inverse simultan. Metoda ini menggunakan semua partial stack diproses dalam satu pemrosesan dengan menggunakan kernel yang sama dan menghasilkan impedansi serta volume parameter elastic lainnya, dalam hal ini  $v_p$ ,  $v_s$  dan density.

### 3.4.2. Lambda Mu Rho (LMR)

Rigiditas dapat dideskripsikan sebagai seberapa besar material berubah bentuk terhadap stress. Rigiditas sensitif terhadap matriks batuan. Semakin rapat matriksnya maka akan semakin mudah pula mengalami *slide over* satu sama lainnya dan benda tersebut dikatakan memiliki rigiditas yang tinggi.

Inkompresibilitas merupakan kebalikan dari kompresibilitas. Inkompresibilitas didefinisikan sebagai besarnya perubahan *volume* (dapat dikompresi) bila dikenai oleh stress. Semakin mudah dikompresi maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya begitu pula sebaliknya. Perubahan ini lebih disebabkan oleh adanya perubahan pori daripada perubahan ukuran butirnya. Dua parameter diatas dapat diilustrasikan seperti pada Gambar 3.5 dibawah ini.



Gambar 3.5, ilustrasi material yang memiliki harga rigiditas dan kompresibilitas yang berbeda (PanCanadian Petroleum,2005)

Kartu dan lempung (kiri) memiliki rigiditas rendah karena mudah untuk *slide over* satu sama lain. Batu bata dan batu gamping memiliki rigiditas yang tinggi karena sulit untuk *slide over* satu sama lainnya. Keduanya juga memiliki harga inkompresibilitas yang tinggi. Sebaliknya, spon dan pasir pantai (kanan) memiliki inkompresibilitas yang rendah. Fluida yang mengisi pori mempengaruhi harga kompresibilitas. Jika gas mengisi pori maka batuan tersebut akan lebih mudah terkompresi daripada terisi oleh minyak ataupun air

Secara matematik kedua parameter tersebut dapat diperoleh dari persamaan gelombang P dan gelombang S yang telah dituliskan dalam persamaan berikut:

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

dan

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (8)$$

sehingga

$$Z_s^2 = (\rho V_s)^2 = \mu\rho \quad (9)$$

dan

$$Z_p^2 = (\rho V_p)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho \quad (10)$$

maka

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad (11)$$

Rigiditas ( $\mu\rho$ ), menggunakan parameter moduli ( $\mu$ ), berfungsi sebagai indikator litologi karena bersifat sensitif terhadap matriks batuan dan tidak dipengaruhi oleh kehadiran fluida. Inkompresibilitas ( $\lambda\rho$ ) tidak secara langsung diukur pada batuan seperti rigiditas. Tetapi seperti yang telah ditulis dalam

persamaan (11), ekstraksi  $\lambda\rho$  dilakukan dengan menghilangkan efek rigiditas akibat matriks batuan dan meningkatkan sensitifitas terhadap fluida pengisi pori.

Tabel di bawah menunjukkan pembedaan dan kelebihan penggunaan parameter rigiditas dan inkompresibilitas dalam analisis petrofisika yang dikemukakan oleh Bill Goodway tahun 2001 untuk mendeterminasi antara lempung (shale) dan pasir terisi gas (gas sand).

TABLE 1	Vp(m/s)	Vs(m/s)	$\rho$ (g/cc)	Vp/Vs	$(Vp/Vs)^2$	$\sigma$	$\lambda+2\mu$	$\mu$
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	18.53	6.314
Avg.change	1.4%	25%	6.4%	27%	55%	45%	9.2%	44%

(moduli  $\lambda$ ,  $\mu$  are in GPa's)

**Tabel 3.1.** Analisis petrofisika menggunakan *Lamé Parameter* ( $\lambda$ ) (Goodway, 2001).

Kecepatan gelombang P ( $V_p$ ) dipengaruhi oleh  $\lambda$  dan  $\mu$ . Efek dari penurunan harga  $\lambda$  sebagai respon langsung dari porositas gas sering berlawanan dengan kenaikan harga  $\mu$  dari *capping shale* ke *gas sand*. Sehingga dengan mengekstrak  $\lambda$  dari  $V_p$  dan mengkombinasikannya menjadi perbandingan  $\lambda/\mu$ , persentase 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.

## **BAB 4**

### **PENGOLAHAN DATA**

Data-data yang didapatkan atau yang telah terkumpul berupa data sumur dengan seismik, yang masing-masing datanya berupa data logging untuk sumur serta data 'partial stack', 'full stack' dan data 'stacking velocity' untuk data seismik. Semua data yang ada tersebut yang akan dilakukan pengolahan data untuk mendapatkan penyebaran dari reservoir batu pasir dan fluida atau hidrokarbon.

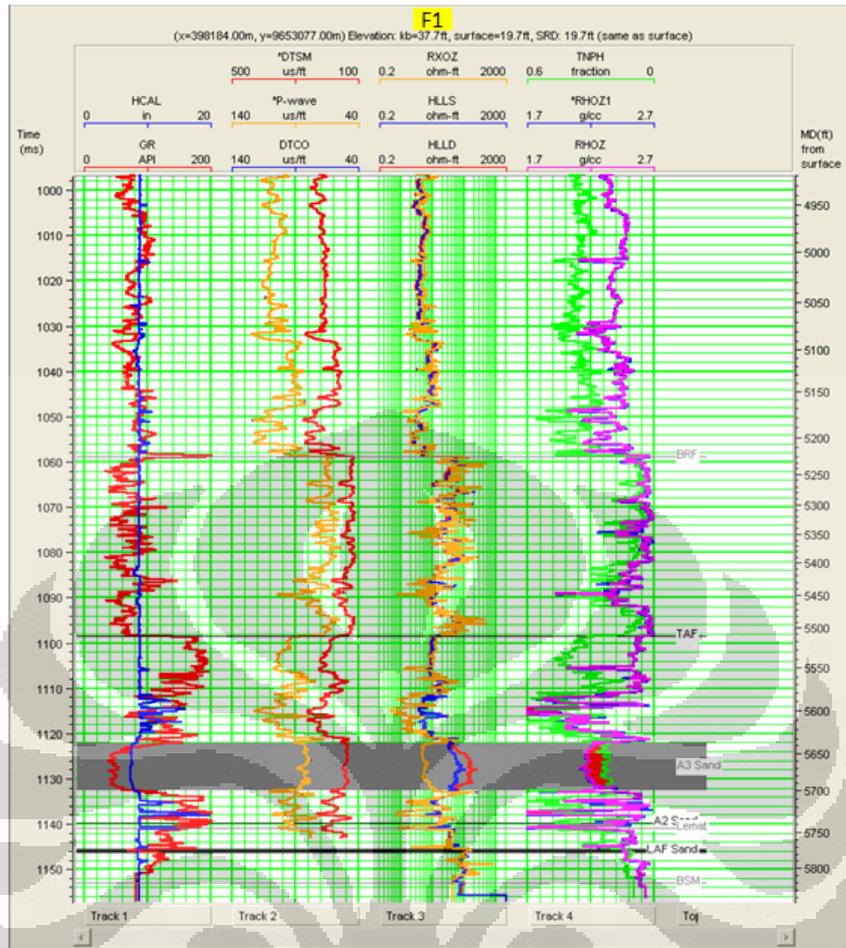
#### **4.1. Pengolahan Data Sumur**

Dari data log yang dimiliki dilakukan pengolahan data yang berupa analisis dengan melakukan cross plotting pada data log dan pengikatan data sumur terhadap seismik.

##### **4.1.1. Analisis Data Sumur**

Berdasarkan pada data log, terdapat dua zona target yang akan dilakukan analisis pada setiap sumurnya. Data sumur yang digunakan dalam analisis diperlihatkan dalam gambar 4.1 untuk sumur F1, pada gambar tersebut data yang digunakan merupakan data Gamma Ray, P-wave, S-wave, Porositas, densitas serta resistivitas dan data pendukung lainnya. Pada tabel 1 (tabel sumur dengan zona lapisan target untuk kedalaman dan ketebalannya) memperlihatkan zona target pada tiap sumur dengan ketebalan gross dari masing-masing zona.

Pada data log ini dilakukan analisis 'crossplot' untuk mengetahui karakter dari setiap zona target. *Crossplot* yang dilakukan pertama kali dengan menggunakan data log utama dari hasil data logging, seperti kecepatan gelombang p, kecepatan gelombang s, gamma ray, porositas, densitas dan resistivitas, kemudian dilakukan juga untuk data turunannya seperti impedansi untuk parameter akustik maupun elastik, lambda-rho, mu-rho dan lain-lain.



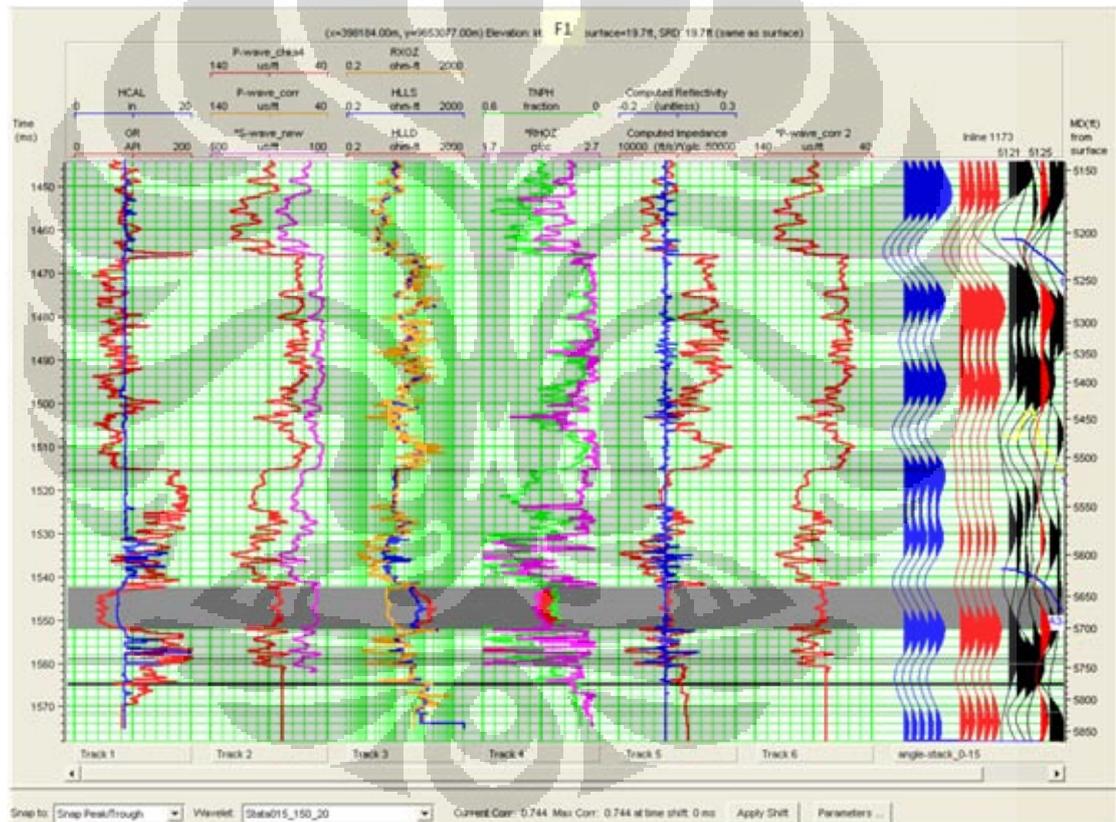
Gambar 4.1, Memperlihatkan akan data-data logging yang digunakan dalam penelitian, yang merupakan data log Gamma ray, P-wave, S-wave, porositas, densitas dan resistivitas.

Sumur	Target lapisan	Ketebalan
F1	A	63 Ft
	B	5 Ft
F2	A	21 Ft
	B	25 Ft
F3	A	32 Ft
	B	5 Ft
F4	A	62 Ft
	B	-
F5	A	20 Ft
	B	-
F6	A	9 Ft
	B	-

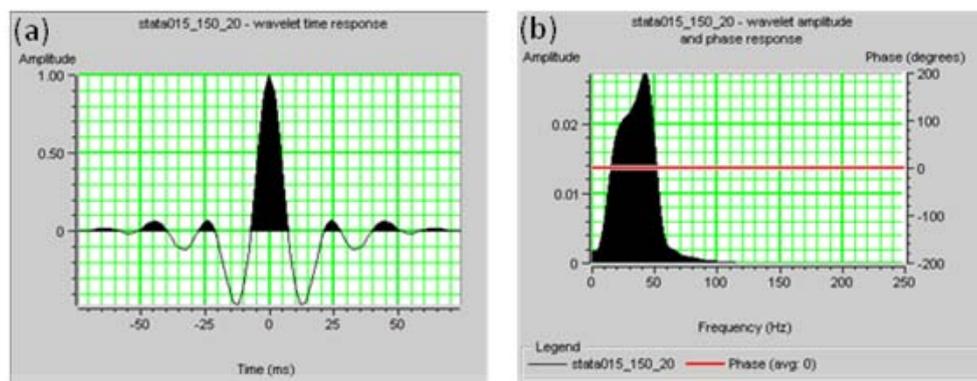
Tabel 4.1., Merupakan tabel lapisan reservoir yang dijadikan objektif dalam penelitian dengan ketebalannya dalam feet untuk setiap data sumur yang digunakan.

#### 4.1.2. 'Well Seismic Tie'

Setelah dilakukan analisis sumur untuk mengetahui karakter dari reservoir target maka dilakukan pengikatan data sumur dengan data seismik. Hal ini dilakukan untuk mengetahui posisi reservoir target pada domain waktu dalam seismik. Sebelum dilakukan pengikatan, terlebih dahulu dilakukan penentuan wavelet yang akan digunakan dalam proses pembentukan seismogram. Wavelet yang digunakan berupa wavelet model ricker, bandpass, dan wavelet dari hasil ekstraksi dari seismik. Gambar 4.2 memperlihatkan salah satu proses pengikatan data seismik dengan menggunakan wavelet statistik pada seismik di lokasi sekitar sumur untuk sumur F1.



Gambar 4.2, Menunjukkan proses dari pengikatan data sumur terhadap data seismik pada sumur F1.



Gambar 4.3, memperlihatkan jenis wavelet yang dalam proses pengikatan data sumur terhadap seismic 3D, (a) merupakan wavelet yang digunakan dalam proses pengikatan data sumur tersebut dan (b) merupakan gambaran plot frekuensi terhadap amplitude untuk wavelet yang digunakan, yang mempunyai frekuensi dominan di 35 Hz.

## 4.2. Pengolahan Data Seismik

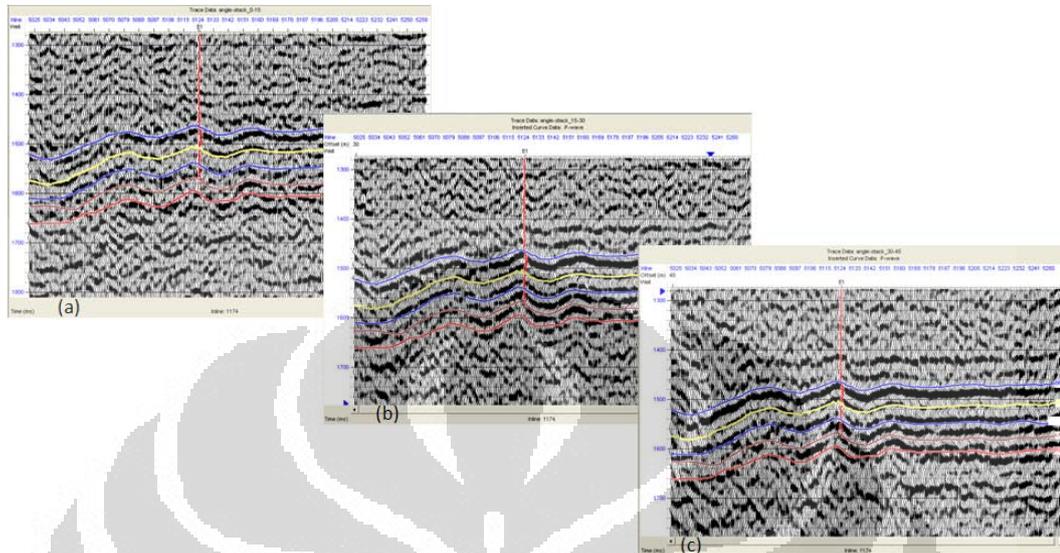
Data seismik yang diperoleh merupakan data post stack dan data angle stack untuk sudut  $15^\circ$ ,  $30^\circ$  dan  $45^\circ$ . Data poststack digunakan dalam proses pengikatan data sumur yang untuk kedepannya data ini dipakai dalam interpretasi penarikan batas lapisan, baik pada zona target maupun pada batas formasi. Untuk data angle stack, digunakan dalam proses pemodelan dari seismik dengan menggunakan metoda simultaneous inversion untuk dapat menghasilkan parameter impedansi akustik, elastik dan parameter lainnya, yang kemudian digunakan untuk mendapatkan penyebaran dari parameter rock physics.

### 4.2.1. Inversi Simultan

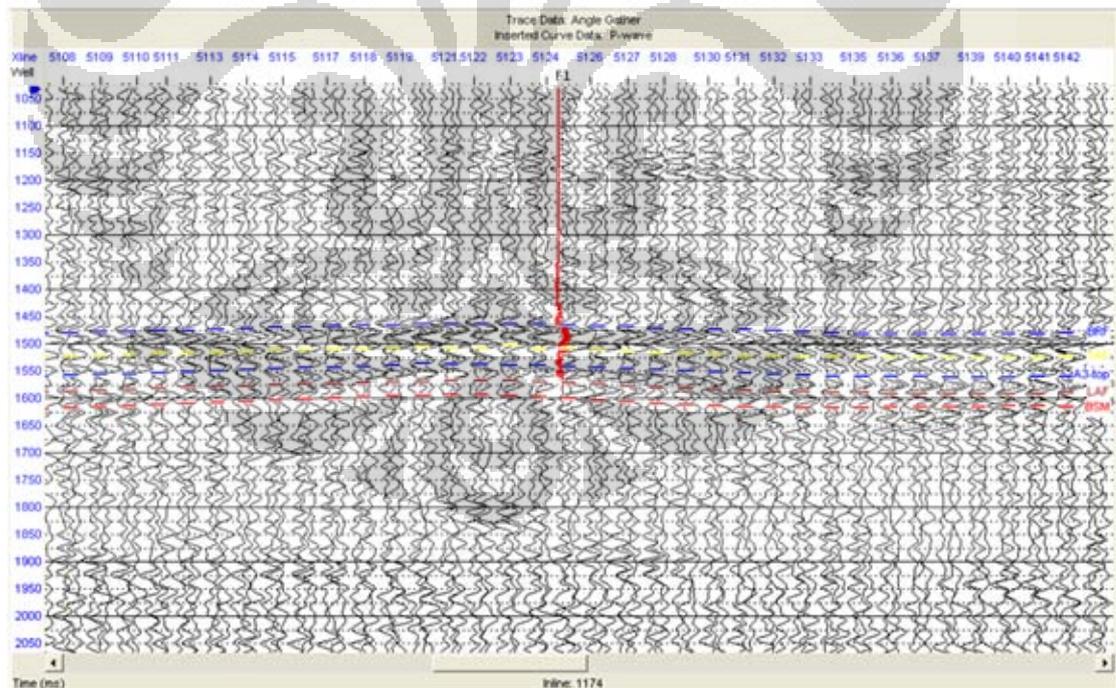
Dalam pengolahan inversi simultan, data yang dijadikan input adalah data angle stack, data velocity stack, data log sumur (p wave, s wave dan densitas) dan horizon. Dalam pengolahan datanya, data dari angle stack ini kemudian dijadikan data angle gather dengan melakukan penggabungan data angle stack untuk masing-masing anglenya. Pada gambar 4.4 memperlihatkan masing-masing angle stack dan gambar 4.5 memperlihatkan hasil dari penggabungan angle stack setelah menjadi angle gather.

Setelah mendapatkan angle gather tersebut, kemudian dilakukan proses inversi pada data angle gather dengan membuat initial model terlebih dahulu. Initial model yang dilakukan menggunakan data log p wave, s wave, densitas,

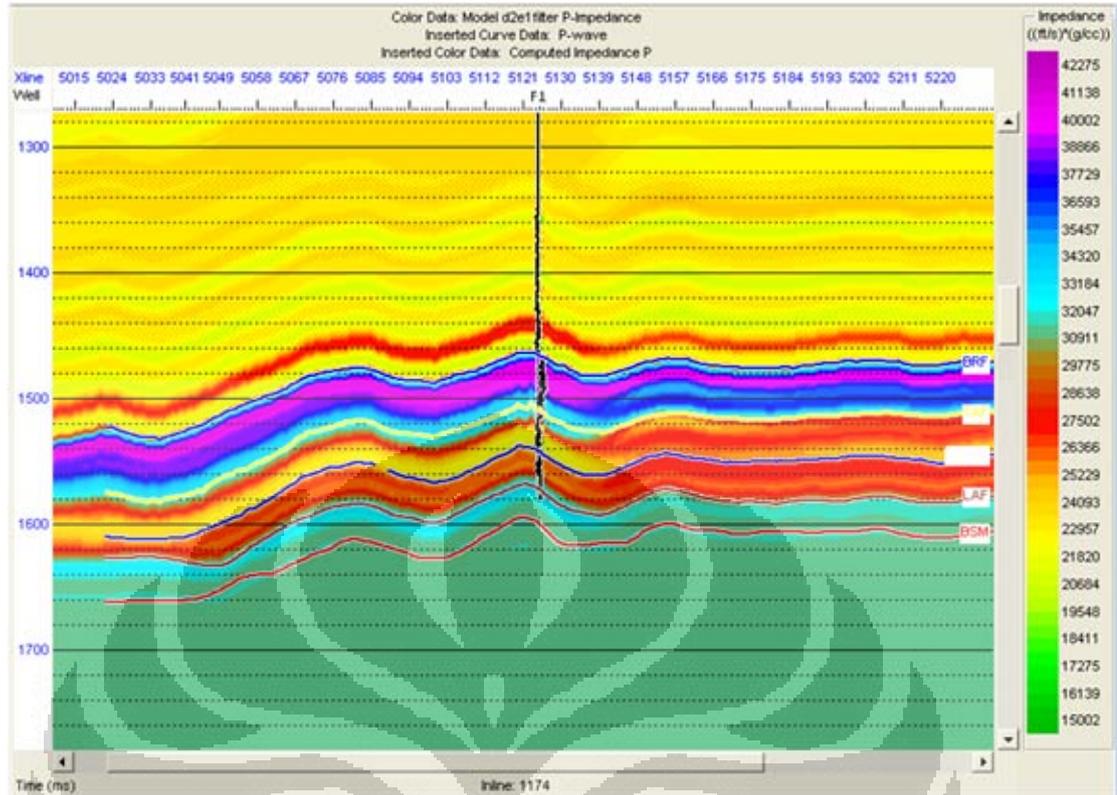
angle gather dan data horizon sebagai input untuk menghasilkan initial model untuk inversi. Gambar 4.6 merupakan initial model yang akan digunakan untuk inversi.



Gambar 4.4, Penampang seismik partial stack (a) near stack dengan sudut stacking dari 0 – 15°, (b) Mid Stack dengan sudut stacking dari 16 – 30° dan (c) far stack dengan sudut stacking dari 31 – 45°.

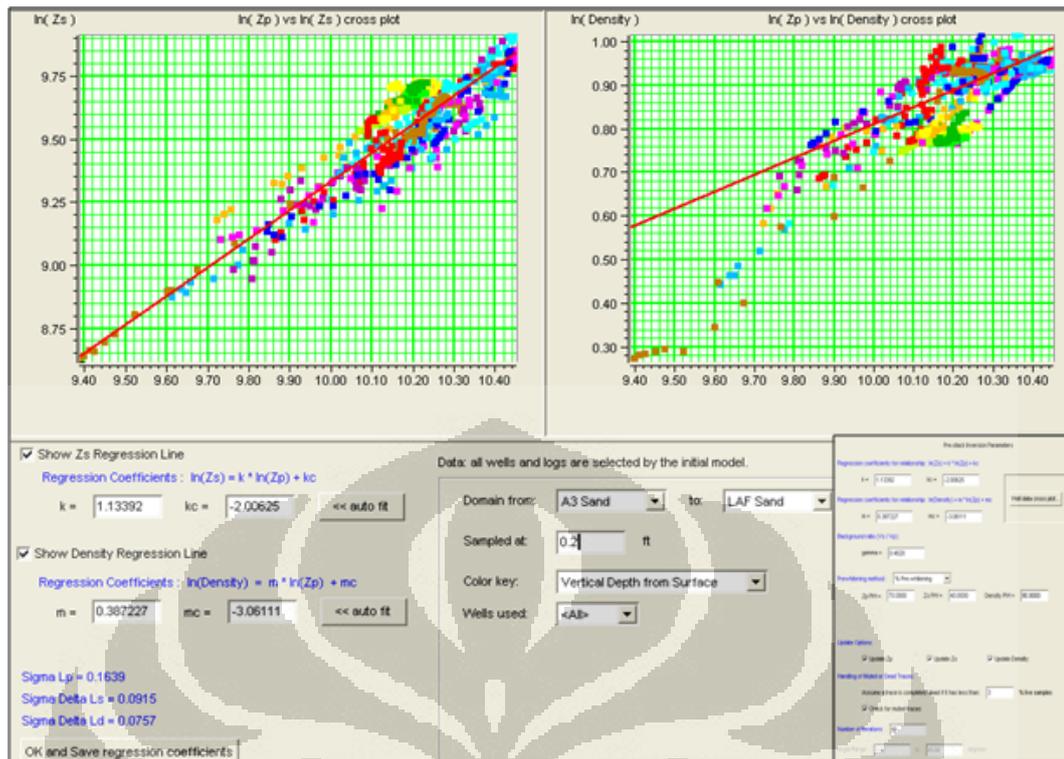


Gambar 4.5, merupakan angle gather sebagai hasil dari prosesing penggabungan data stack.

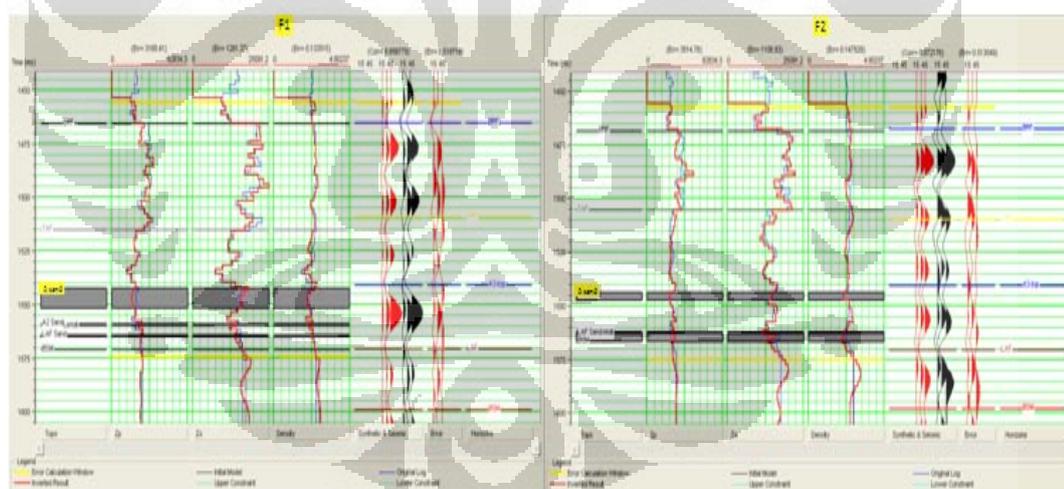


Gambar 4.6, Initial model geologi sebagai data input untuk melakukan seismik inversi.

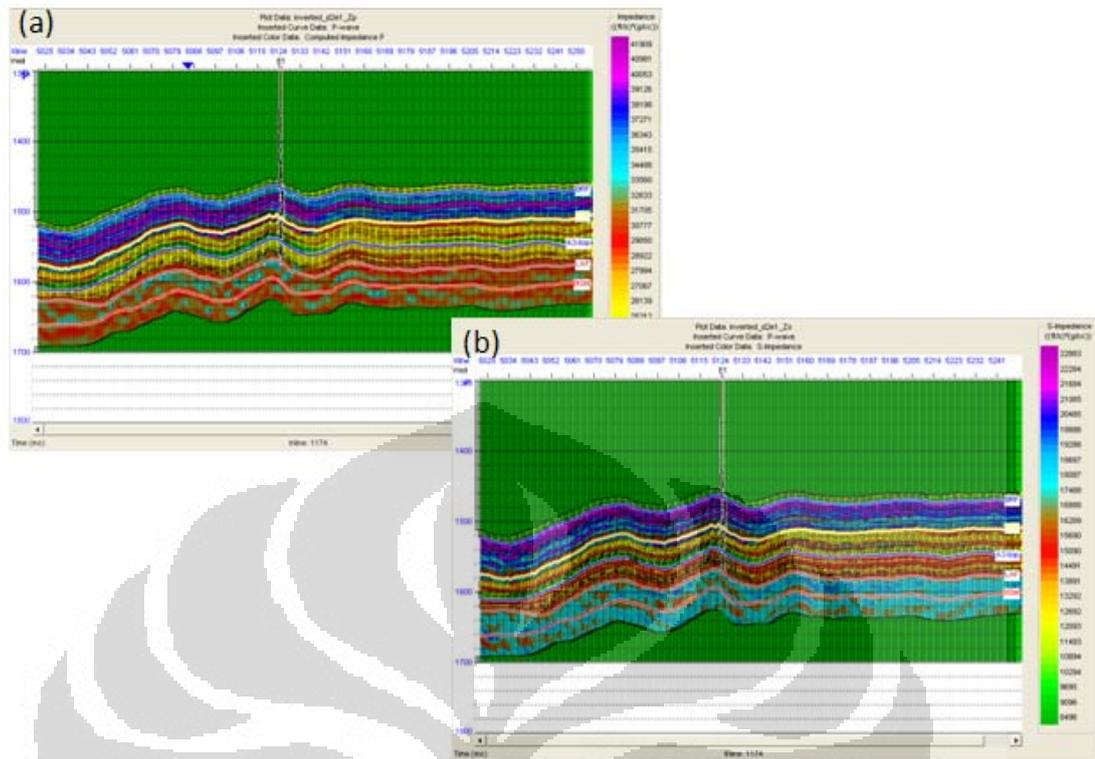
Dengan didapatkannya initial model, kemudian dilakukan analisis inversi. Analisis ini dilakukan untuk mendapatkan parameter yang optimal untuk proses inversi. Pada gambar 4.7 memperlihatkan hasil proses dari analisis inversi dengan menggunakan parameter yang tertera pada insert gambar 4.7, sehingga hasil dari inversi mendapatkan hasil yang optimum. Setelah mendapatkan parameter yang paling optimum maka dilakukan proses inversi dengan menggunakan parameter tersebut. Dalam melakukan quality control pada analisis inverse dapat dilihat pada gambar 4.8 yang menunjukkan korelasi dan perbandingan antara trace dari inverse dengan data log didalam sumur. Untuk gambar 4.9 memperlihatkan hasil dari inversi untuk impedansi P dan S dengan menggunakan parameter dari hasil analisis pada penampang yang sama dengan model yang dilakukan.



Gambar 4.7. Analisis seismik Simultaneous Inversion untuk mendapatkan parameter yang optimal.



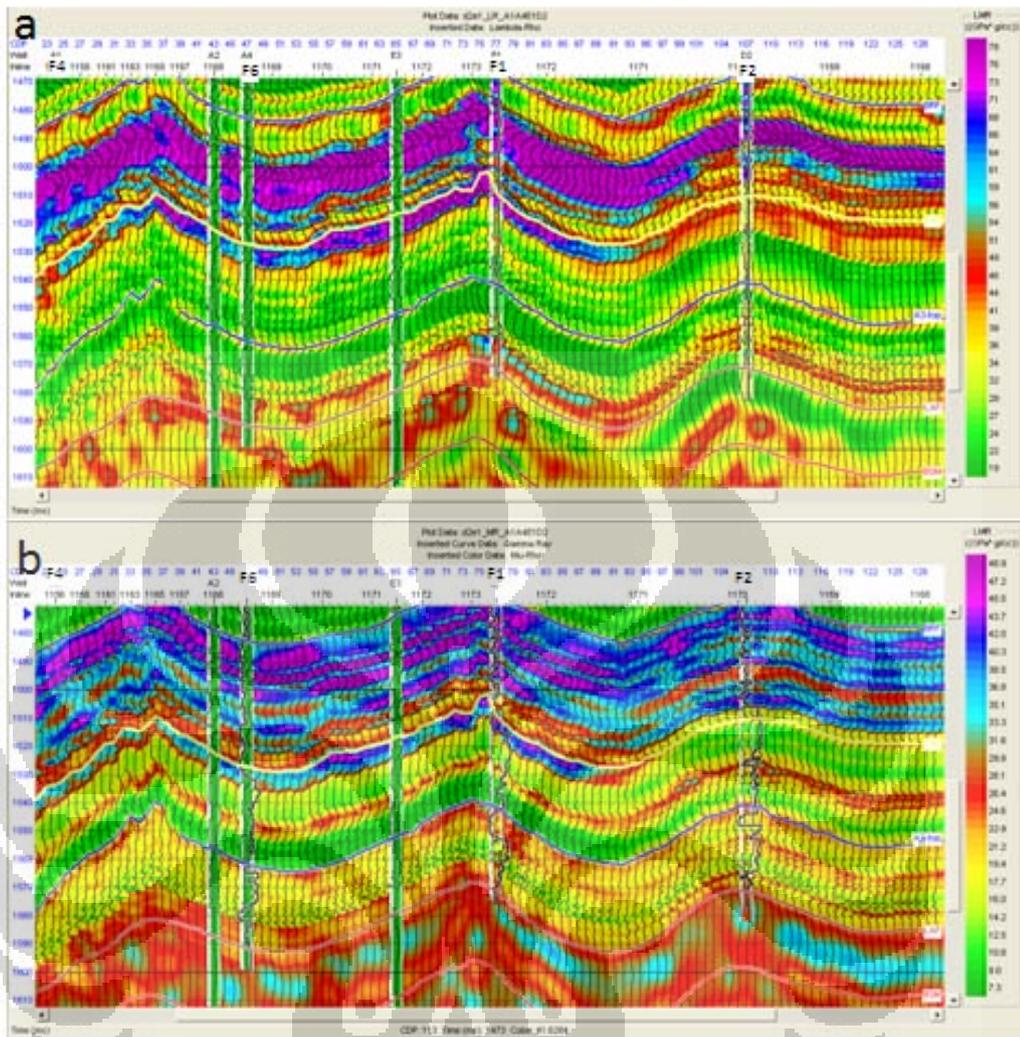
Gambar 4.8. Korelasi dan perbandingan antara log sumur dengan trace hasil dari simultaneous inversion.



Gambar 4.9, Penampang seismik sebagai hasil dari proses inverse simultaneous, (a) penampang seismik untuk Impedansi P dan (b) penampang seismik untuk Impedansi S.

#### 4.2.2. Lambda Mu Rho (LMR)

Analisis Lambda Mu Rho dilakukan setelah mendapatkan hasil dari inversi simultan, yang mana volume seismik dari hasil inversi yang berupa impedansi P, impedansi S dan densitas menjadi masukan untuk proses dari analisis LMR ini. Pada gambar 4.10 memperlihatkan penampang dari seismik untuk Lambda-Rho dan Mu-Rho secara berurutan pada lokasi yang sama, sebagai hasil dari proses metoda LMR.



Gambar 4.10. Hasil dari pengolahan metoda Lambda Mu Rho, (a) Penampang seismik untuk volume Lambda Rho dan (b) Penampang seismik untuk volume Mu-Rho.

## BAB 5

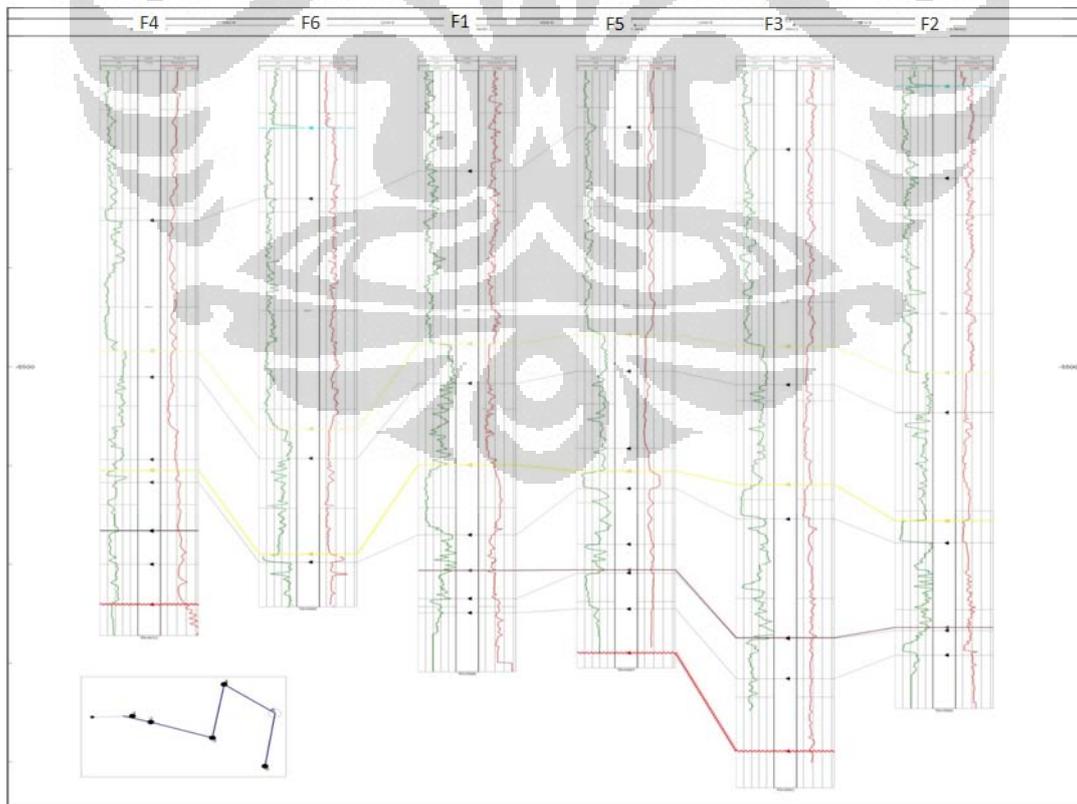
### ANALISIS DATA

#### 5.1. Analisis Sumur

Dalam analisis untuk sumur, dilakukan korelasi sumur, pengikatan data sumur dengan seismik atau 'well seismic tie' dan analisis kros plot.

##### 5.1.1. Korelasi sumur

Korelasi sumur yang dilakukan yang dilakukan dalam penelitian ini berguna untuk mengetahui penyebaran lapisan target atau objektif pada setiap sumur yang digunakan dalam penelitian ini. Sumur yang digunakan dalam penelitian ini ada 6 sumur yaitu sumur F-1, F-2, F-3, F-4, F-5 dan F-6. Hasil dari korelasi sumur didapatkan top-top marker untuk setiap formasi dan zona target. Formasi yang di korelasikan dalam penelitian ini ialah formasi Baturaja, Talang Akar, Lemat dan Basement, sedangkan untuk zona target yang akan digunakan dalam korelasi ini ialah target batu pasir A dan B.



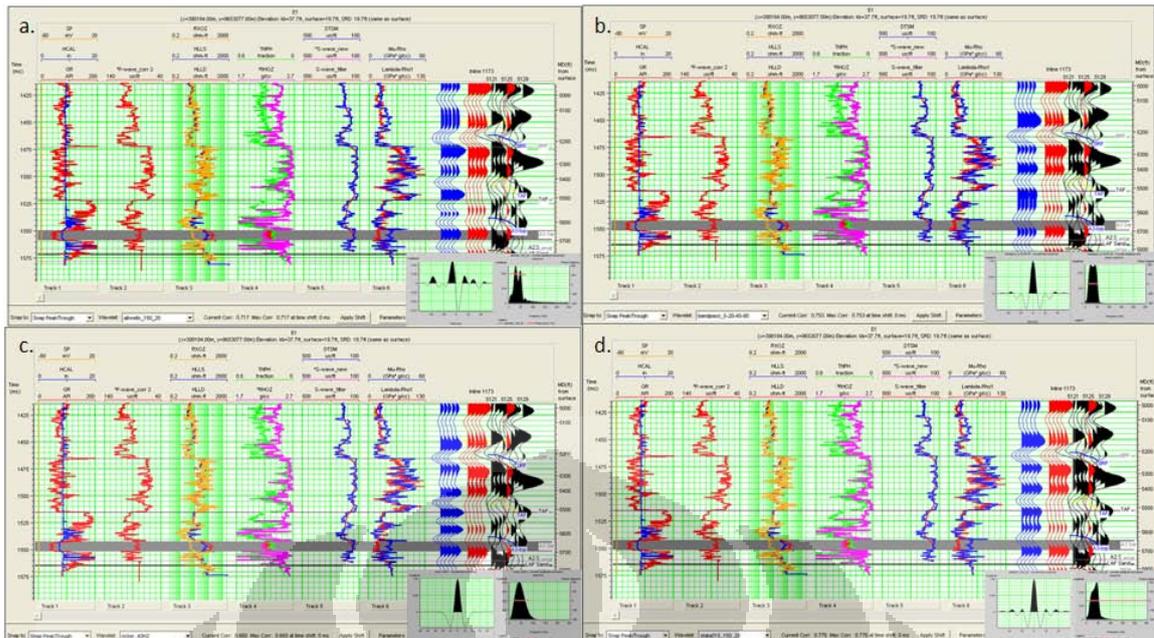
Gambar 5.1, Memperlihatkan korelasi setiap sumur yang digunakan dalam penelitian ini dengan top marker dari formasi batuan dan target masing-masing batu pasir.

Hasil dari korelasi sumur dapat dilihat pada gambar 5.1, dalam penyebarannya setiap formasi baik formasi Baturaja, Talang Akar maupun Lemat mempunyai ketebalan masing yang relative sama pada setiap sumur, sehingga dalam area penelitian ini perangkat-perangkat yang berkaitan dengan stratigrafi kurang berperan melainkan cebakan yang berkaitan dengan struktur antiklin yang sangat berperan sebagai wadah pembentuk cebakan dari hidrokarbon yang ada dilapangan ini.

### **5.1.2. 'Well Seismic Tie'**

Pengikatan data sumur dengan dengan data seismik dilakukan pada setiap sumur dengan menggunakan satu 'wavelet' yang mewakili setiap sumur baik untuk wavelet synthetic maupun wavelet dari hasil ekstraksi, hal ini dilakukan dengan tujuan agar wavelet tersebut merupakan perwakilan dari setiap sumur dan juga merupakan perwakilan dari pada seismik 3D yang ada. Dalam pelaksanaannya dilakukan korelasi dengan dengan menggunakan wavelet ricker, Bandpass, dan wavelet hasil dari ekstraksi sumur serta wavelet ekstraksi secara statistic, kemudian dalam pelaksanaan inversinya dipilih satu wavelet yang mempunyai korelasi antara sumur dengan seismik yang lebih mendekati 1, atau synthetic seismogram yang dimiliki oleh sumur mempunyai tingkat korelasi yang tinggi dengan seismik pada titik lokasi sumur tersebut berada. Pada hasil korelasi didapat bahwa wavelet dengan menggunakan ekstraksi secara statistic lebih merepresentasikan dari wavelet setiap sumur dengan seismiknya yang dikarenakan nilai korelasi antara keduanya mempunyai nilai korelasi yang mendekati 1, yakni berkisar antara 6.0 dan 8.

Analisis untuk pengikatan data sumur dengan seismik dapat dilihat untuk sumur F1 dimana apabila digunakan wavelet dengan metoda statistic akan didapatkan korelasi yang lebih mendekati seismik yakni sebesar 0.78, sedangkan wavelet yang lainnya mendapatkan nilai korelasi dibawah nilai tersebut, hal tersebut dapat dilihat pada gambar 5.2.

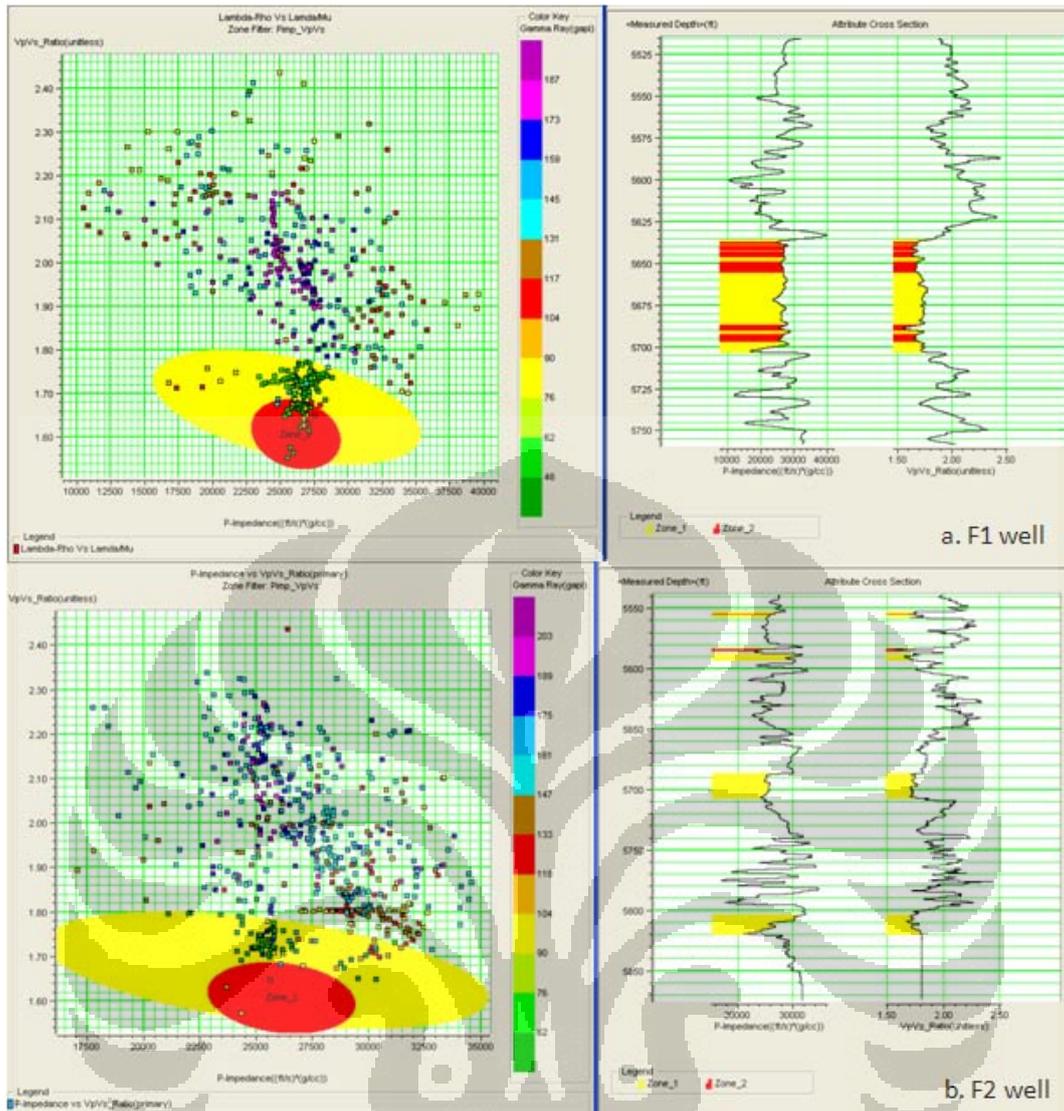


Gambar 5.2, Memperlihatkan pengikatan data sumur untuk sumur F1 dengan menggunakan beberapa parameter wavelet, dari hasil ekstraksi maupun sintetik wavelet. (a) pengikatan data sumur dengan menggunakan parameter wavelet dari hasil ekstraksi semua sumur, (b) pengikatan data sumur dengan menggunakan wavelet bandpas 5-20-40-60 Hz, (c) pengikatan data sumur dengan menggunakan wavelet Ricker yang mempunyai dominan frekuensi 40 Hz, dan (d) pengikatan data sumur dengan menggunakan wavelet dari hasil ekstraksi secara statistic.

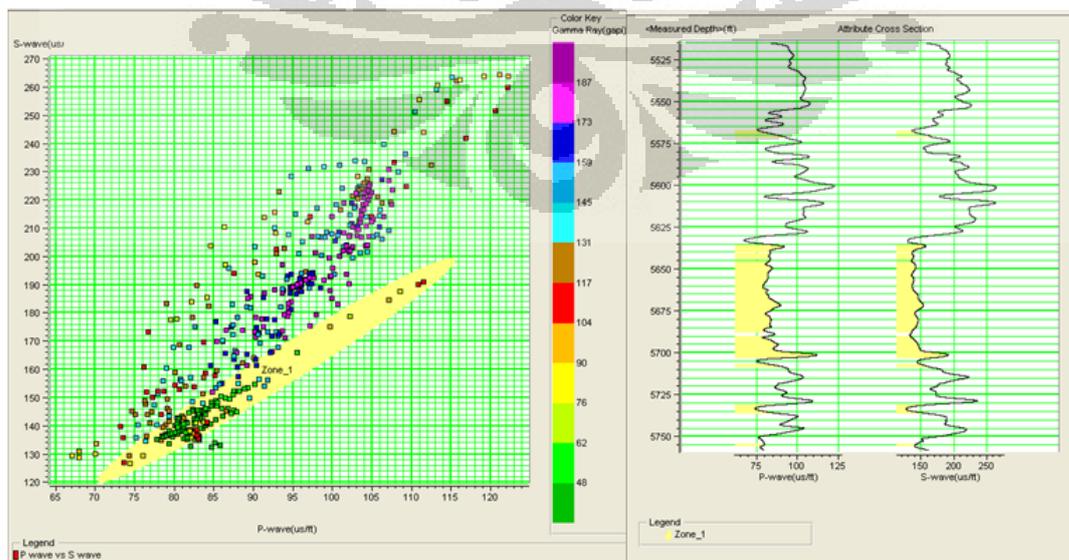
### 5.1.3. Analisis Krosplot

Dari kros-plot yang dilakukan, diambil dua perbandingan di antara sumur untuk dilakukan analisis berdasarkan pada lapisan batu pasir yang dijadikan sebagai salah satu lapisan objektif penelitian yang memberikan analisis yang mewakili lapisan A penghasil hidrokarbon, yang diwakili oleh sumur F1, dan sumur yang dinyatakan tidak menghasilkan hidrokarbon pada lapisan A, yang diwakili oleh sumur F2.

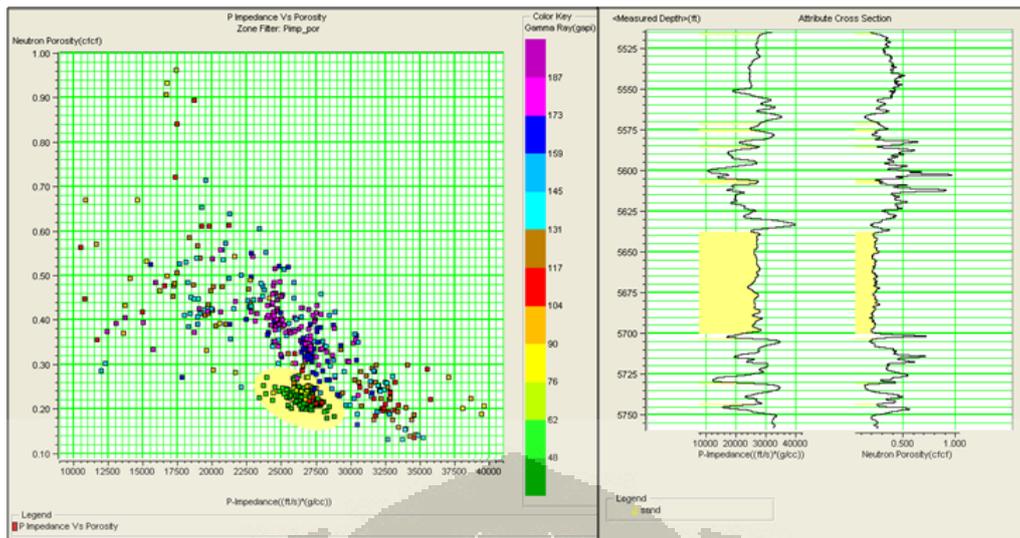
Berdasarkan pada gambar 5.3 a,b, yang memperlihatkan kros-plot antara log impedansi P dan rasio  $V_p/V_s$ , untuk penyebaran batu pasir, yang ditandai zona indeks warna cerah atau bernilai kecil untuk gamma raynya, tidak dapat terpisahkan oleh impedansi P terhadap zona sekitarnya atau batuan serpih, karena batu pasir tersebut mempunyai nilai sebaran yang berhimpit dengan nilai impedansi yang dimiliki oleh batuan serpih, berbeda dengan nilai rasio  $v_p/v_s$ , dimana untuk batuan pasirnya lebih terpisah dengan jelas, dengan nilai kisaran kurang dari 1.8, sedangkan untuk batuan serpih mempunyai nilai lebih besar dari 1.7. dengan membandingkan antara sumur F1 dan F2 terlihat untuk zona yang mengandung hidrokarbon dapat terpisahkan dengan nilai rasio  $v_p/v_s$  yang lebih kecil dari 1.7 untuk setiap sumur, baik F1 maupun F2.



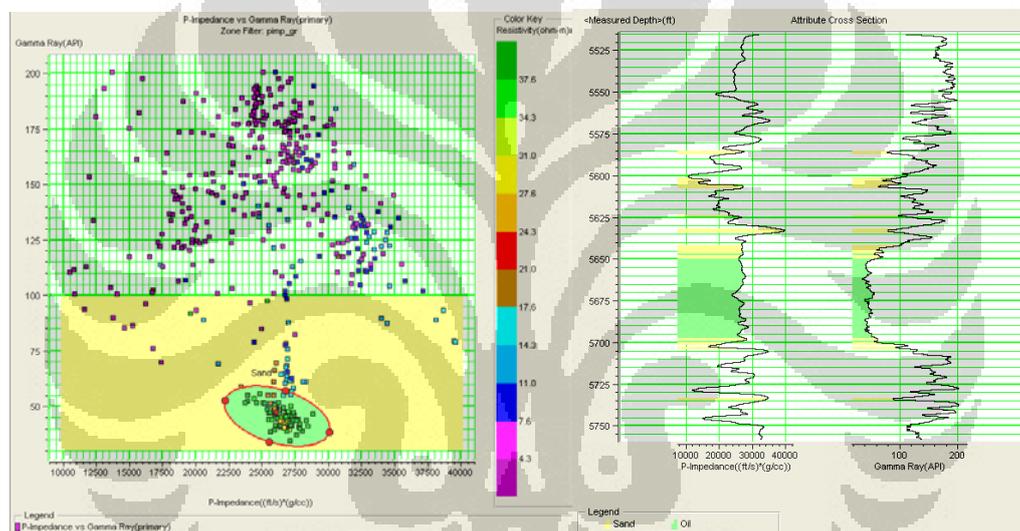
Gambar 5.3(a,b), Crosplot antara log rasio vp-vs dan impedansi P, (a) merupakan crosplot untuk sumur F1 sebagai indikasi hidrokarbon dan (b) untuk sumur F2 yang menunjukkan indikasi wet sand.



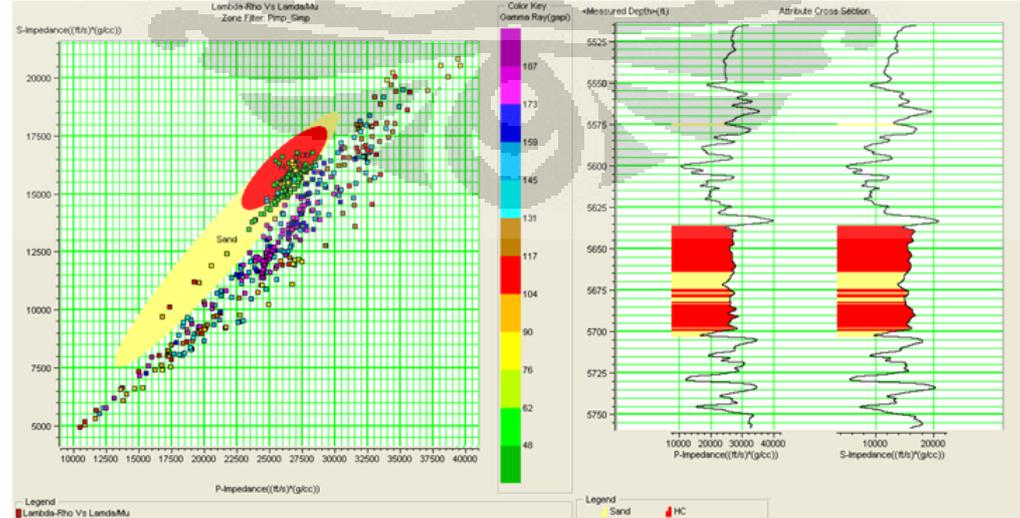
Gambar 5.4, Memperlihatkan crosplot antara kecepatan P (Slowness,  $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) dan kecepatan S (Slowness,  $\mu\text{s}/\text{ft}$ ), dan menggunakan zonasi untuk lapisan objektifnya.



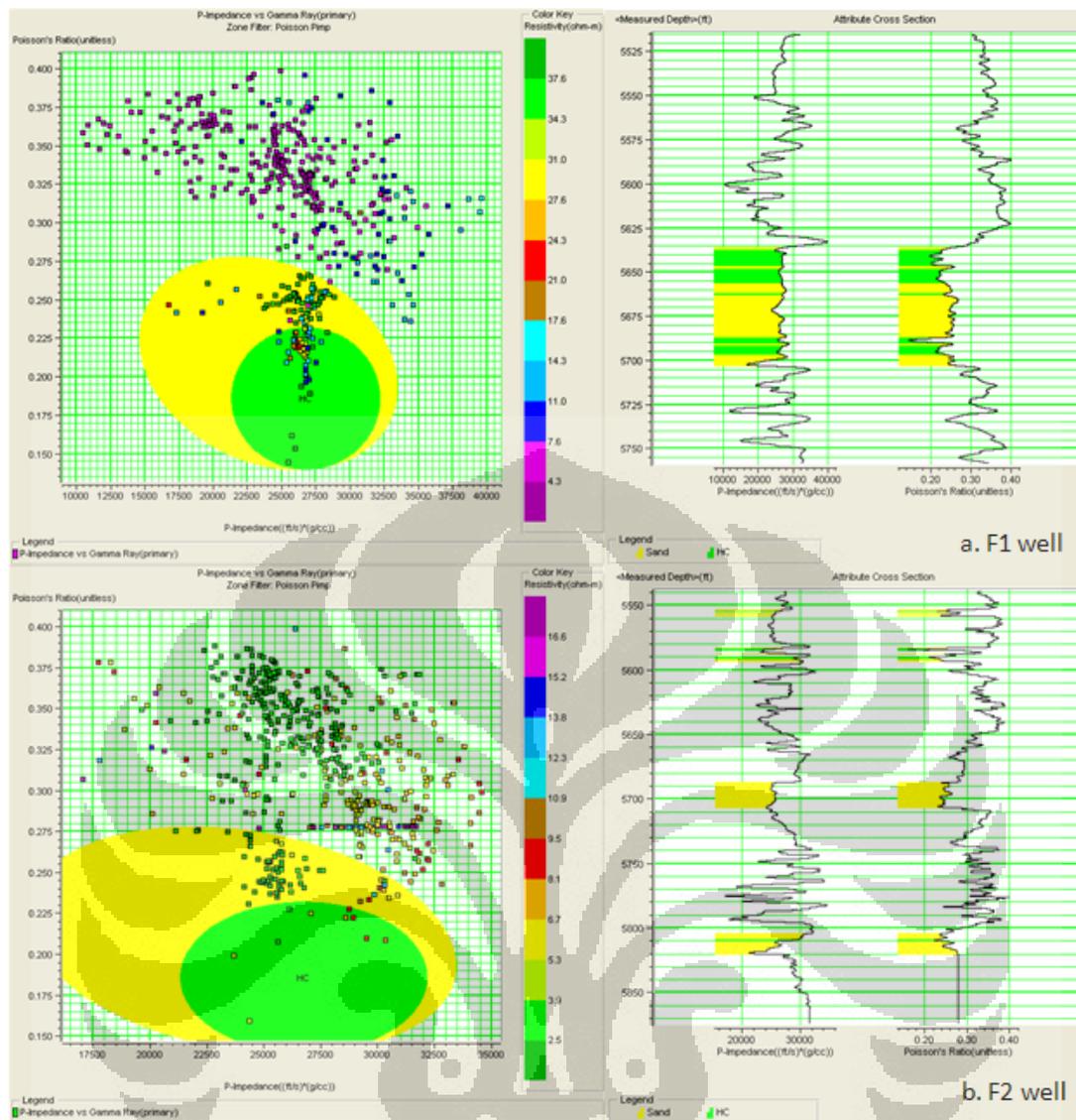
Gambar 5.5, Krosplot antara impedansi P dan Porositas dengan menggunakan log Gamma Ray sebagai index warna, untuk melihat posisi zona target krosplot agar dapat dilakukan zonasi.



Gambar 5.6, Krosplot antara impedansi P dan Gamma Ray dengan menggunakan log Resistivitas sebagai index warna, untuk melihat posisi zona target krosplot agar dapat dilakukan zonasi.



Gambar 5.7, Merupakan krossplot antar impedansi P dan S serta memperlihatkan akan zonasi untuk pemisahan batu pasir yang mengandung hidrokarbon dengan yang tidak mengandung hidrokarbon dalam lapisannya.



Gambar 5.8, Memperlihatkan krosplot antara impedansi P dan Poisson ratio, dan menggunakan zonasi untuk lapisan objektifnya sebagai indikasi untuk keberadaan fluida hidrokarbon.

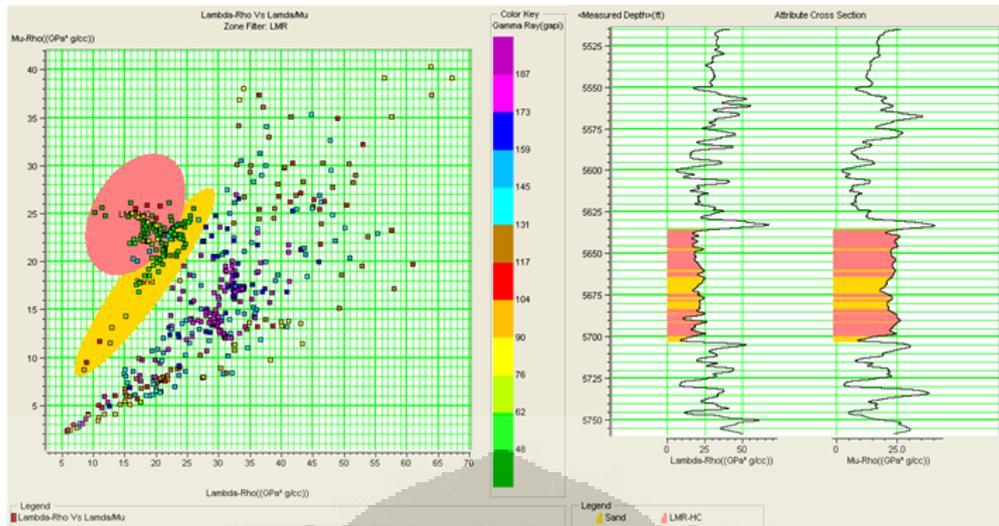
Pada gambar 5.4 memperlihatkan krossplot antara kecepatan gelombang P dan gelombang S (us/ft), yang memperlihatkan untuk daerah yang porous, yang identik dengan batu pasir dengan ditunjukkan oleh nilai gamma ray rendah berada dalam zona berwarna kuning. Untuk nilai log kecepatan p maupun s, tidak dapat memisahkan bagian batu pasir dan serpih apabila hanya menggunakan salah satu lognya, yang dikarenakan nilai dari gelombang p dan s untuk batu pasir mempunyai nilai yang saling tumpang tindih. Demikian pula dengan cross plot antara Impedansi P dan Porositas, yang tidak dapat memisahkan antara zona batu pasir dengan dengan batuan serpih, yang dikarenakan kedua data log tersebut saling bertumpang tindih pada nilai 0.3 v/v – 0.15 v/v untuk porositas dan 22500 – 30000 ft/s\*gr/cc untuk nilai impedansi P, seperti yang diperlihatkan oleh gambar 5.5.

Pada gambar 5.6 memperlihatkan krosplot antara impedansi P dan log Gamma ray dengan indakor warna menggunakan log resistivitas. Pada gambar 5.6 tersebut memperlihatkan bahwa log impedansi tidak dapat membedakan antar lapisan target dengan sekitarnya yang dikarenakan masih terjadinya overlap nilai impedansi pada nilai log gamma ray besar yang diartikan sebagai litologi shale dan kecil yang mengindikasikan kandungan shale yang sedikit.

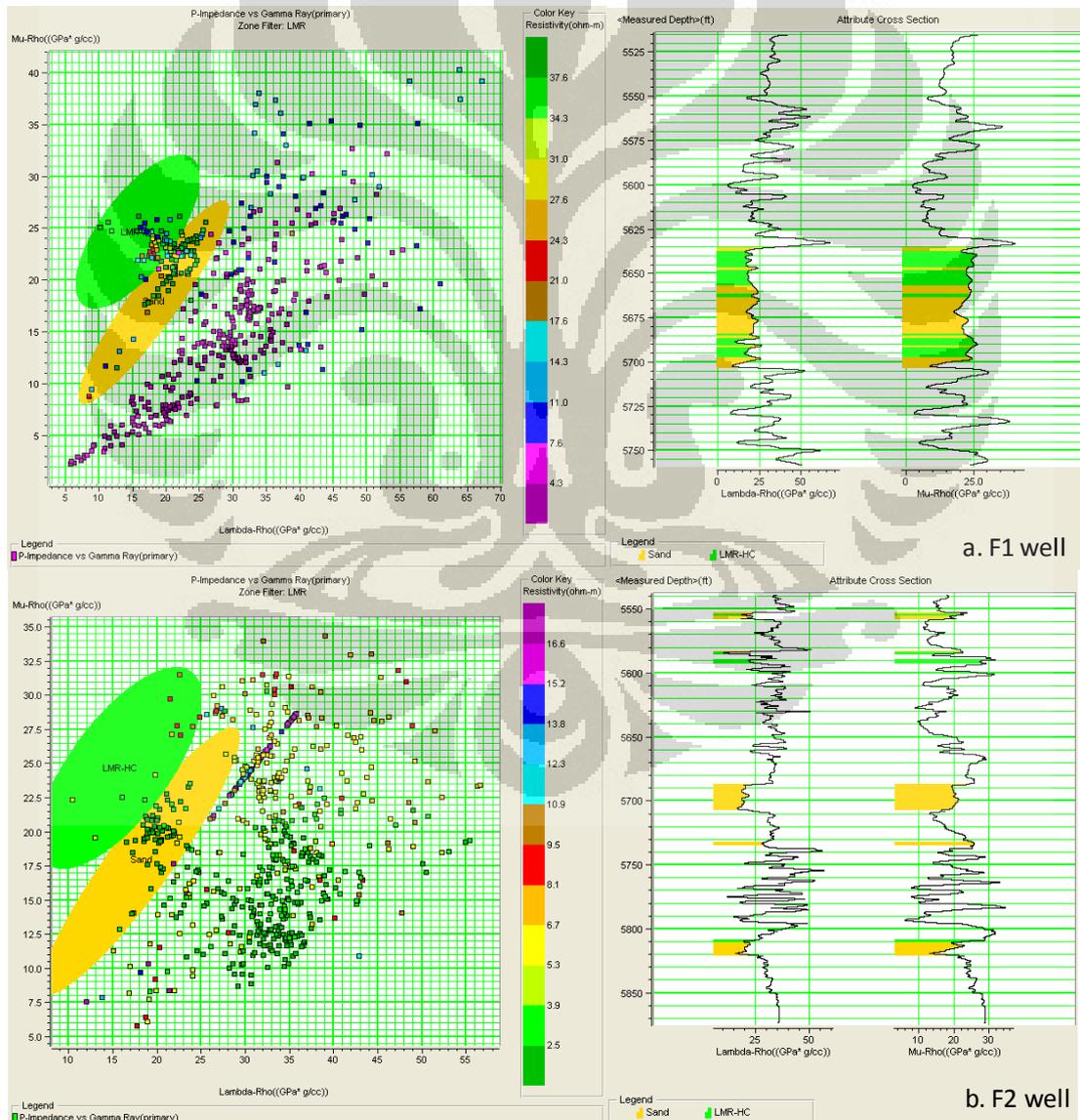
Pada gambar 5.7 memperlihatkan krossplot antara impedansi P dan impedansi S, lapisan objektif pada sumur F1 ini menunjukkan adanya indikasi hidrokarbon pada zona sand, dengan demikian apabila log ini berdiri sendiri maka dia tidak dapat dijadikan acuan untuk mengidentifikasi zona target secara jelas.

Gambar 5.8 memperlihatkan krosplot untuk impedansi P dan Poisson's ratio, dimana untuk poisson's ratio digunakan sebagai indikasi akan keberadaan fluida, dalam hal ini hidrokarbon. pada krosplot tersebut, untuk sumur F1 terlihat pemisahan fluida dalam reservoir batu pasir, untuk reservoirnya mempunyai nilai antara 0.15 sampai 2.75 dan untuk zona hidrokarbonnya berada di kisaran nilai 0.15 sampai 0.23, sedangkan untuk nilai impedansi berada di kisaran 15000 ft/s\*gr/cc hingga 30000 ft/s\*gr/cc untuk zona reservoir.

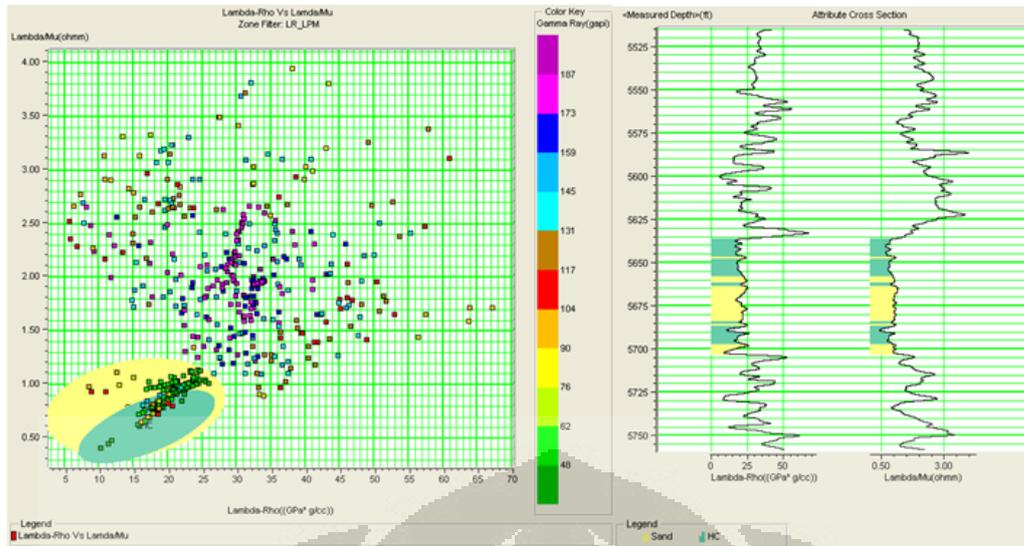
Pada gambar 5.9 memperlihatkan analisis krosplot untuk log Lambda-Rho dan Mu-Rho, yang menunjukkan untuk zona hidrokarbon lebih terlihat jelas, dikarenakan zona batu pasir dan hidrokarbon lebih membentuk cluster tersendiri terhadap batuan shalnya, dan sama halnya antara lapisan batu pasir yang wet dapat dipisahkan dengan yang mengandung hidrokarbon. Pada gambar 5.10 memperlihatkan analisa krosplot untuk log Lambda-Rho dan Mu-Rho dengan menggunakan indicator warna dari log resistivitas, pada gambar 5.10 (a) tersebut terlihat pada zona target yang teridentifikasi mempunyai nilai tahanan yang tinggi sehingga dapat di asumsikan zona target pada sumur F1 sebagai zona penghasil hidrokarbon, sedangkan sumur F2 (gambar 5.10b) memperlihatkan nilai tahanan yang kecil sehingga teridentifikasi sebagai zona non produktif. Demikian pula halnya dengan krosplot antara Lambda-Rho dan Lambda per Mu, kedua zona target, yang berupa batu pasir dan hidrokarbonnya lebih membentuk cluster tersendiri, yang diperlihatkan oleh gambar 5.11, karena dengan melakukan pembagian antara Lambda-Rho dengan Mu-Rho, nilai yang didapatkan akan lebih mengecil, maka zona target yang berupa batu pasir ini akan lebih mudah untuk dipisahkan dengan batuan sekitarnya.



Gambar 5.9, Krosplot antara Lambda-Rho dan Mu-Rho, yang merupakan analisis dari metoda LMR (Lambda-Mu-Rho).



Gambar 5.10, Memperlihatkan krosplot antara Lambda Rho dan Mu-Rho, dengan menggunakan indicator warna dari resistivitas disertai dengan zonasi untuk lapisan objektifnya sebagai indikasi untuk keberadaan fluida hidrokarbon.



Gambar 5.11, krosplot antara Lambda-Rho (LR) dengan Lambda per Mu.

## 5.2. Analisis Seismik

Dari hasil inversi simultan kemudian diperoleh impedansi-P, impedansi-S, kecepatan P, Kecepatan S dan densitas, selanjutnya dari hasil simultan ini dilakukan analisis dengan mengacu kepada krosplot yang telah dilakukan pada data sumur, pada lokasi sekitar sumur, kemudian analisis dikembangkan untuk lebih mengetahui keberadaan dari hidrokarbon dan penyebarannya berdasarkan data sumur dan data hasil dari prosesing seismik.

Untuk gambar 5.12 memperlihatkan analisis untuk masing-masing impedansi baik untuk impedansi – P (a), zona batu pasir ditunjukkan dengan zona berwarna merah maupun impedansi S (b), dengan lapisan objektif yang diidentifikasi berzona warna merah dan dengan menggunakan warna dari data krosplot yang diaplikasikan kedalam data impedansi (c), yang kemudian diperoleh kemenerusan batu pasir yang identik dengan wadah dari reservoirnya, dan pendekatan akan keberadaan hidrokarbon yang ditunjukkan dengan warna merah.

Pada gambar 5.13 menunjukkan gambaran penampang hasil inversi untuk impedansi P (a), penampang seismik rasio kecepatan vpvs (b), untuk zona batu pasir di tunjukkan dengan zona warna hijau atau yang mempunyai nilai rasio vpvs yang kecil, dibawah 1,8 (tanpa satuan), kemudian penampang seismik zona kross plot antara impedaansi P dan rasio vpvs yang di aplikasikan kedalam seismik hasil inverse dari masing-masing impedansi P dan rasio vpvs. Dari gambaran yang didapatkan dengan analisis dari penampang hasil krosplot dari impedansi P dan impedansi S

didapatkan zona objektif untuk Hidrokarbon yang relative sama, baik pada lapisan A maupun lapisan B.

Sedangkan gambar 5.14 menunjukkan hasil dari pengolahan Lambda Mu Rho, yang mana pada gambar 5.14 (a) merupakan penampang Lambda Rho, yang mana untuk zona interest diindikasikan oleh warna terang (hijau) yang dikarenakan batu pasir mempunyai nilai lambda yang kecil (compressibilitanya rendah), sedangkan pada gambar 5.14 (b) memperlihatkan penampang untuk Mu-Rho, pada penampang ini lapisan yang di jadikan objektif untuk lapisan batu pasir, diindikasikan oleh nilai Mu-Rho yang besar, yang dikarenakan batuan pasir mempunyai nilai rigiditas yang besar, dan gambar 5.14 (c) merupakan pengaplikasian zoning yang diperoleh dari hasil analisis krosplot yang diterapkan untuk volume seismik, dari hasil ini diperlihatkan bahwa zona interest yang diperlihatkan oleh gambar ini lebih optimis dibandingkan dengan penampang yang lain.

Untuk lebih mengembangkan analisis dari metoda LMR, pada analisis krosplot dilakukan analisis Lambda per Mu, maka begitu pula dengan seismik, sehingga dibuat volume seismik untuk Lambda per Mu, karena nilai yang didapat dari hasil pembagian antara Lambda-Rho dan Mu-Rho akan membentuk nilai yang lebih kecil, dengan demikian pada hasilnya akan terbentuk pengelompokan yang akan lebih mudah untuk dikenali. Untuk penampang lambda per Mu, didapatkan zona yang merupakan lapisan objektif akan diberikan indikasinya sebagai batuan pasir oleh warna hijau yang mencolok/terang (Gambar 5.15 (b)), serta pada gambar 5.15 (c) memberikan gambaran dari zona yang dilakukan dalam krosplot sumur yang kemudian diaplikasikan kepada volume Lambda per Mu dan LambdaRho (Gambar 5.15 (a)), hasil dari pembacaan tersebut memberikan gambaran bahwa zonasi yang telah dibuat memberikan gambaran bawah permukaan bumi untuk reservoir yang lebih optimis akan kandungan dari hidrokarbon.

Untuk menganalisa keberadaan fluida dalam reservoir, maka volume Poisson's ratio dilakukan analisa dengan menggabungkannya dengan volume dari impedansi P, dari hasil terserbut akan didapatkan pengelompokkan mengenai reservoir. Berdasarkan pada gambar 5.16(a), memperlihatkan akan penampang seismik impedansi P dan gambar 5.16(b) memperlihatkan penampang Poisson's ratio, dengan indikasi warna cerah atau kuning hingga hijau sebagai zona interestnya pada penampang Poisson's ratio, dan gambar 5.16(c) memperlihatkan penampang seismik antara Impedansi P dan Poisson's ratio dengan warna berdasarkan pada krosplot hasil

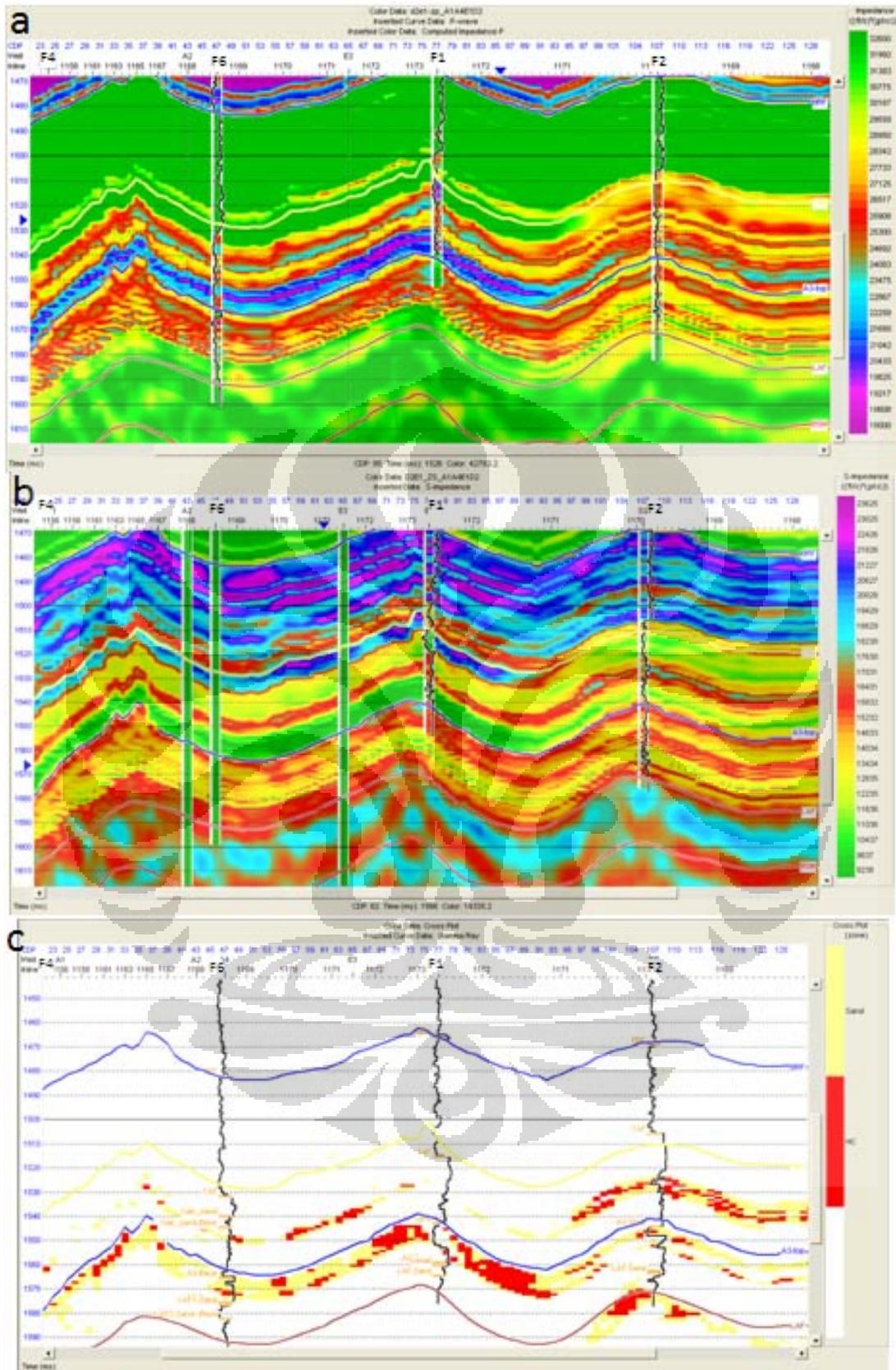
dari analisa sumur yang dilakukan untuk memisahkan zona interest terhadap zona lainnya. Pada lapisan A dan B sebagai zona target terlihat mempunyai nilai Poisson's ratio yang rendah, serta pada zona diatas dari lapisan target terdapat zona interest tambahan yang dapat dijadikan sebagai zona target tambahan untuk produksi hidrokarbon,

Dari hasil analisis slice yang dilakukan untuk lapisan target A (gambar 5.17a,b,c) terlihat perkembangan zona target lebih berorientasi Utara-Selatan dengan pola perkembangan di sebelah utara lebih berkembang daripada daerah selatannya, pada penampang slice untuk Mu-Rho yang di indikasikan oleh nilai Mu-Rho yang besar atau berwarna cerah, dan untuk perkembangan dari hidrokarbonnya diperlihatkan lebih terkonsentrasi di sekitar sumur F1 yang diperlihatkan oleh penampang Lambda-Rho maupun Lambda per Mu, dan pada sumur F2 untuk hidrokarbonnya kurang berkembang, tetapi untuk batu pasirnya masih berkembang yang diperlihatkan oleh penampang Mu-Rho sebagai indikasi litologinya.

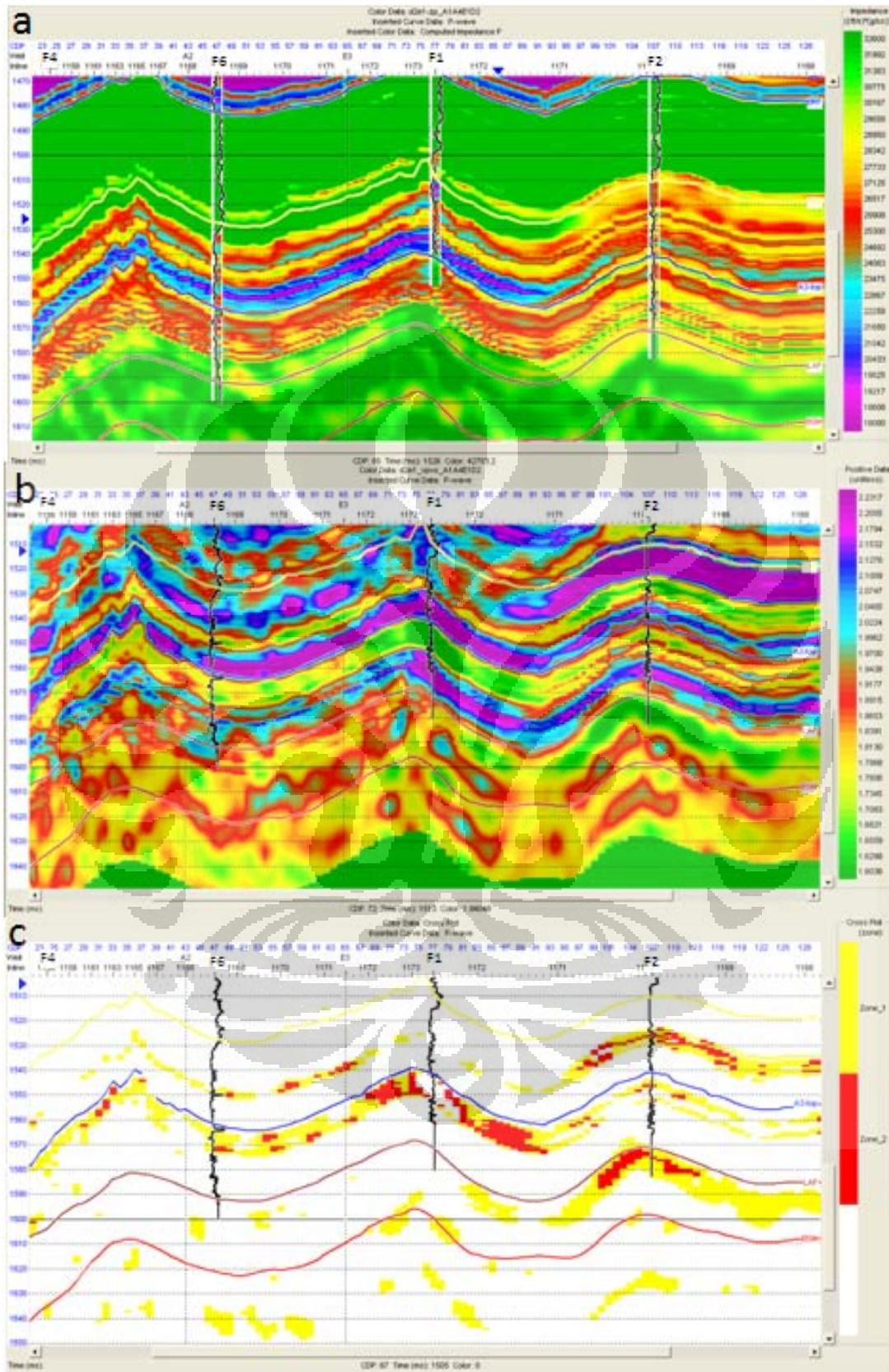
Untuk lapisan target selanjutnya, yaitu target lapisan B (gambar 5.18a,b,c), memperlihatkan perkembangan dari litologinya lebih berkembang untuk daerah selatan seperti halnya yang diindikasikan oleh warna yang cerah atau hijau pada penampang slice Mu-Rho untuk lapisan B, gambar 5.18(a) dan untuk perkembangan hidrokarbonnya lebih berkembang pada daerah sekitar sumur F2, dibandingkan dengan sumur lainnya, seperti halnya yang di tunjukkan oleh penampang Lambda-Rho dan Lambda per Mu pada gambar 5.18(b dan c).

Berdasarkan interpretasi fasies pada penampang Mu-rho yang diperlihatkan oleh gambar 5.19 didapatkan pengendapan yang membentuk reservoir lapisan A ini berupa fasies pengendapan *fluvial braided stream*, dengan pola channel yang saling memotong yang kemudian membentuk reservoir lapisan A ini, hal ini dapat dilihat dari pattern sumur untuk log Gamma Ray, yang pada lapisan ini membentuk pola channel yang bergabung, dengan sedikit shale break di antaranya.

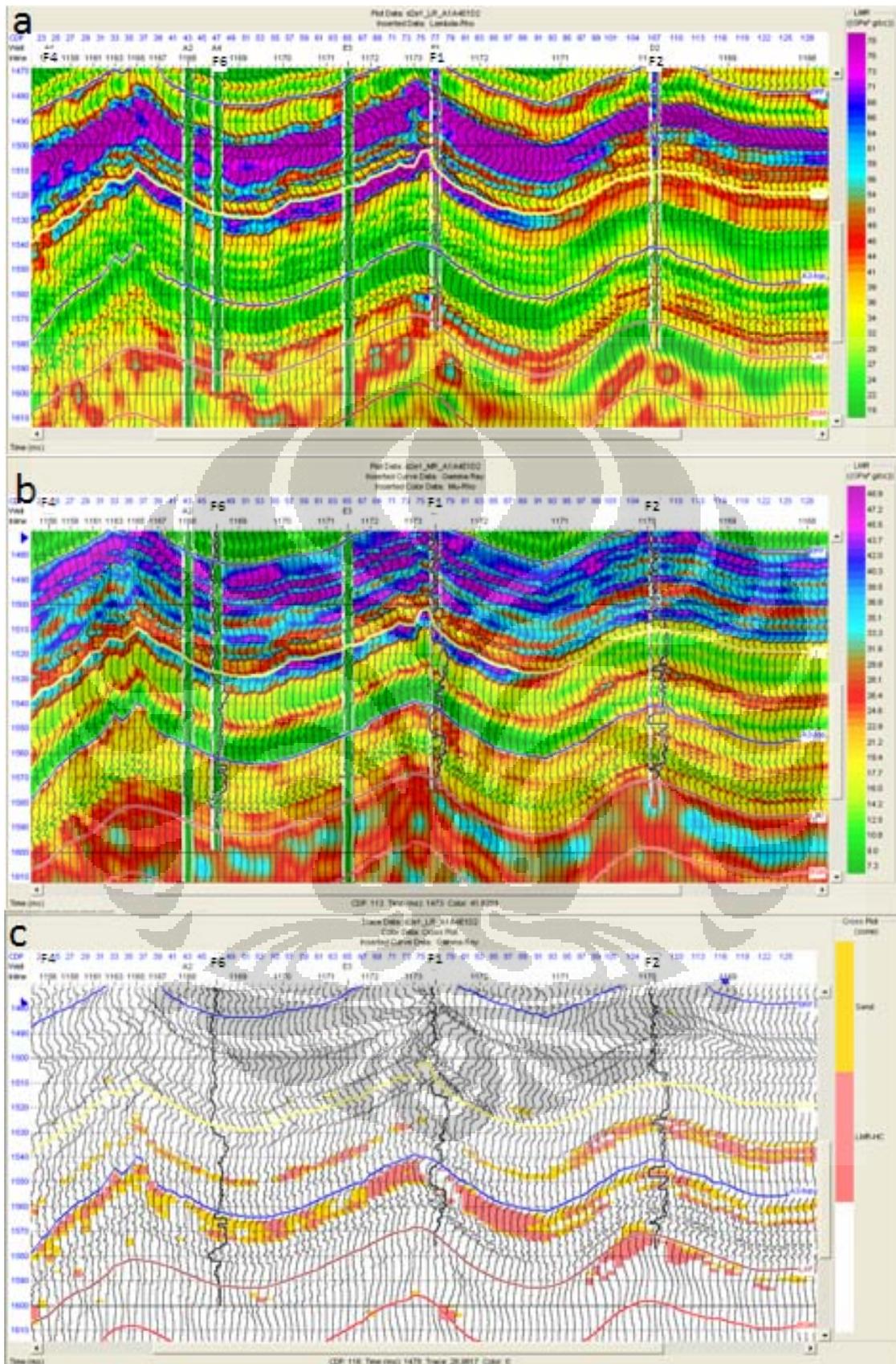
Pada lapisan B, system pengendapan yang membentuk reservoir ini sama dengan lapisan A sebelumnya yang berupa pengendapan fluvial dengan system braided stream yang terlihat pada gambar 5.20 dengan adanya pola yang membentuk channel yang saling memotong antara channelnya.



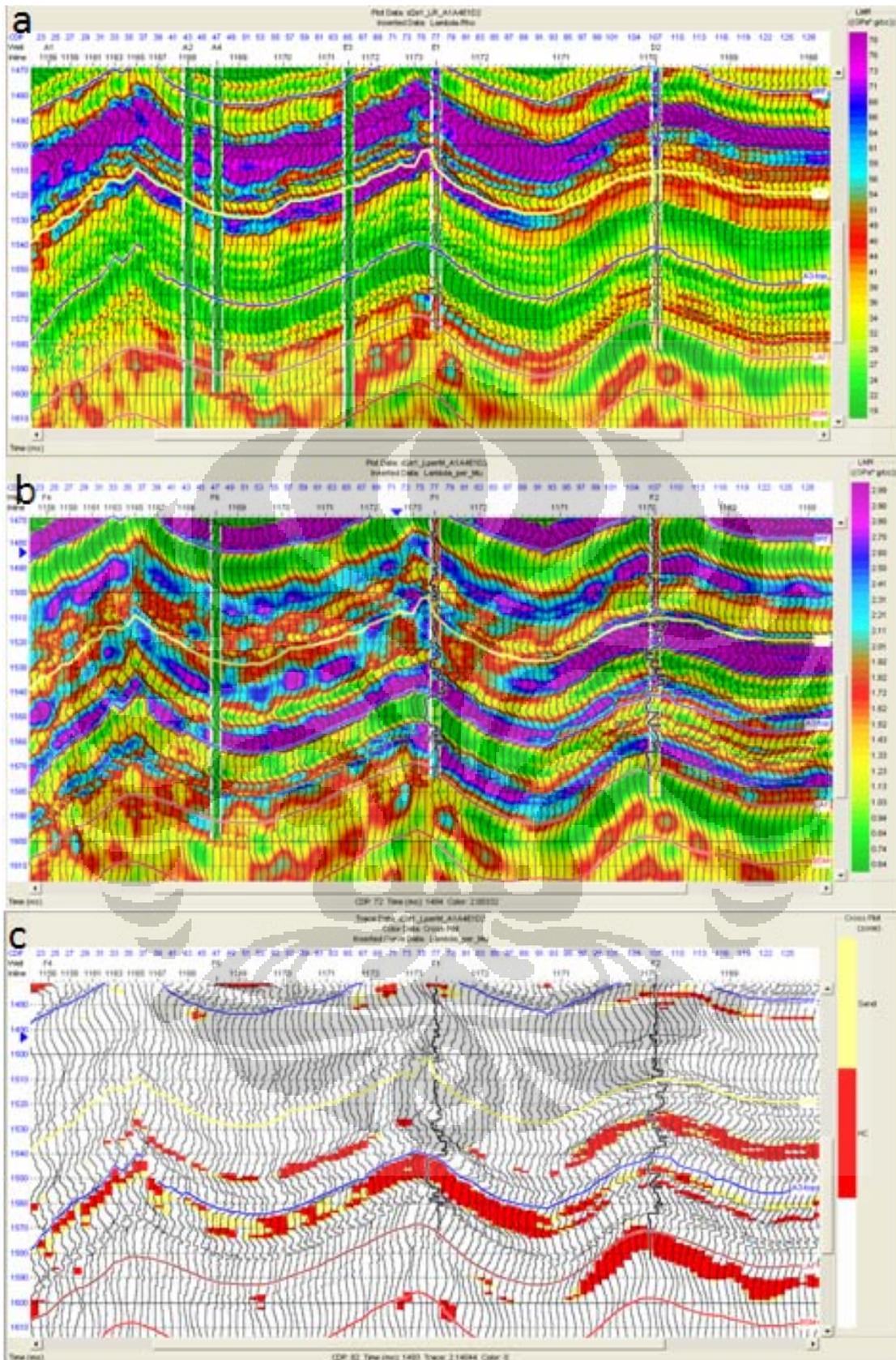
Gambar 5.12, penampang seismik impedansi P (a), penampang seismik impedansi S (b) dan penampang warna hasil crossplot untuk impedansi P dan impedansi S yang di aplikasikan kedalam penampang impedansi seismik (c).



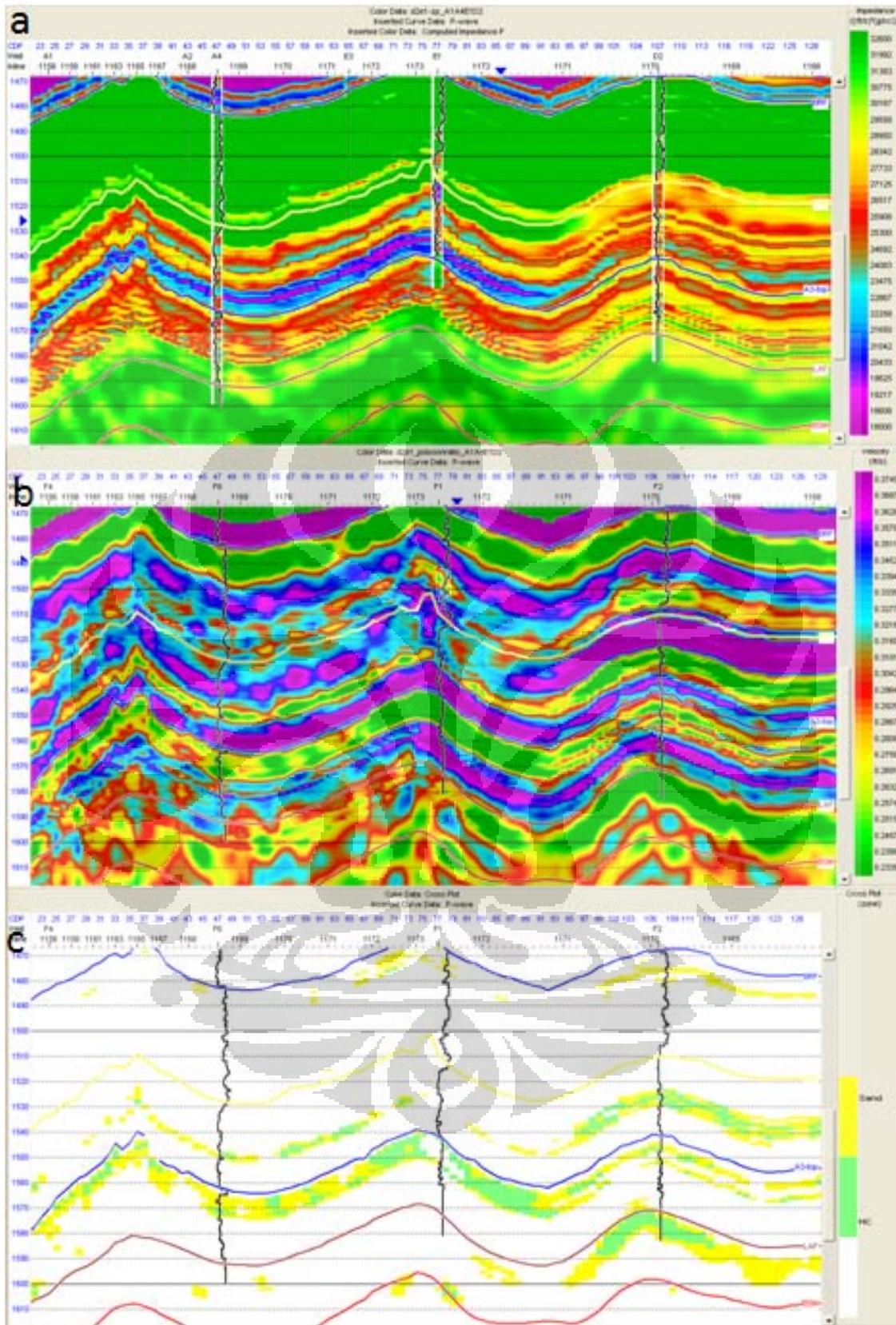
Gambar 5.13, Penampang seismik untuk Impedansi P (a), rasio  $v_p/v_s$  sebagai hasil dari inverse simultan (b), dan zonasi seismik berdasarkan kepada krosplot impedansi P dan rasio  $v_p/v_s$  (c).



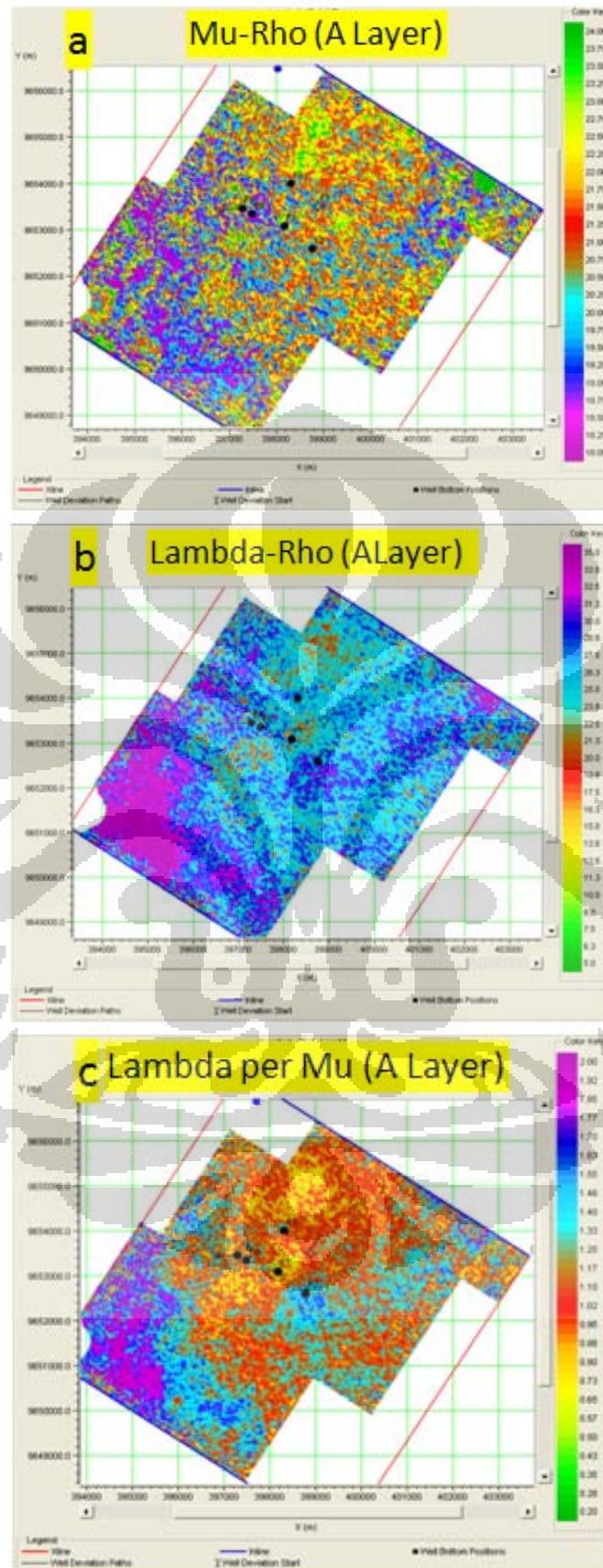
Gambar 5.14, Penampang seismik untuk Lambda Rho (a), Mu-Rho(b), dan zonasi seismik berdasarkan kepada krosplot Lambda-Rho dan Mu-Rho sebagai analisis LMR (c).



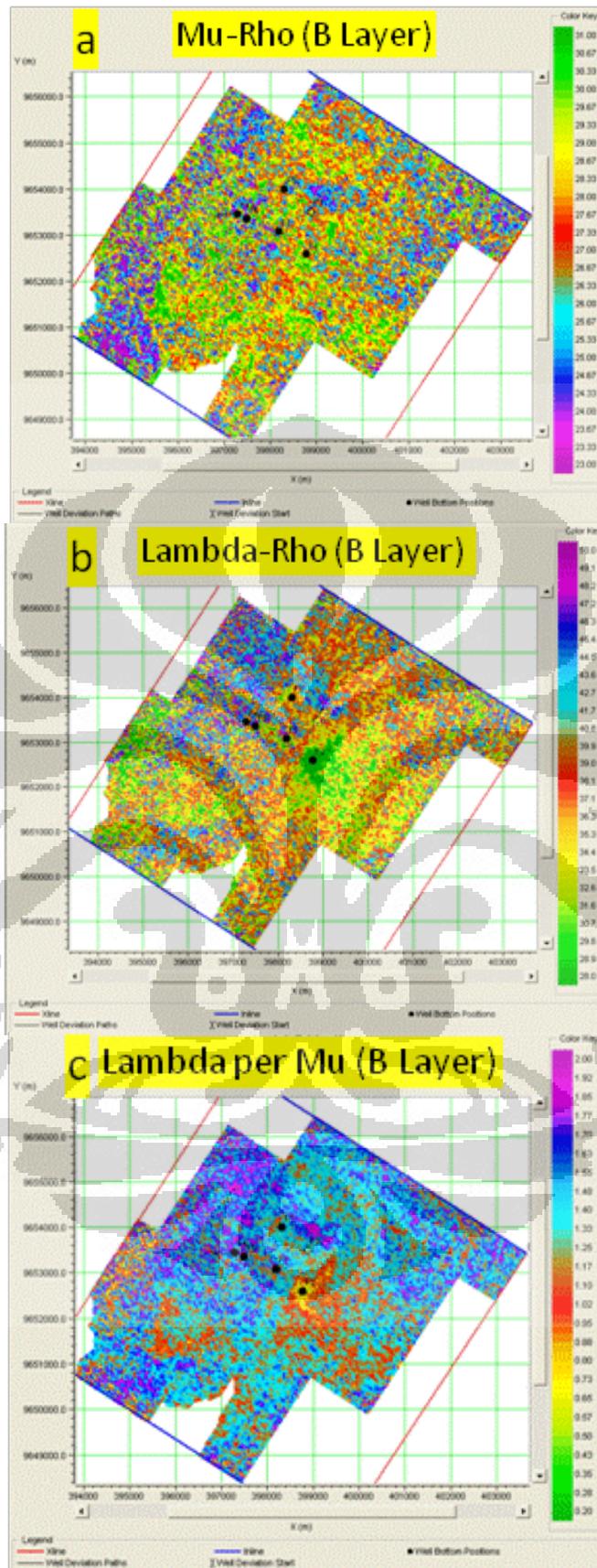
Gambar 5.15, Penampang seismik untuk Lambda Rho (a), Lambda per Mu (b), dan zonasi seismik berdasarkan kepada krosplot Lambda-Rho dan Lambda per Mu sebagai analisis lanjut dari metoda LMR (c).



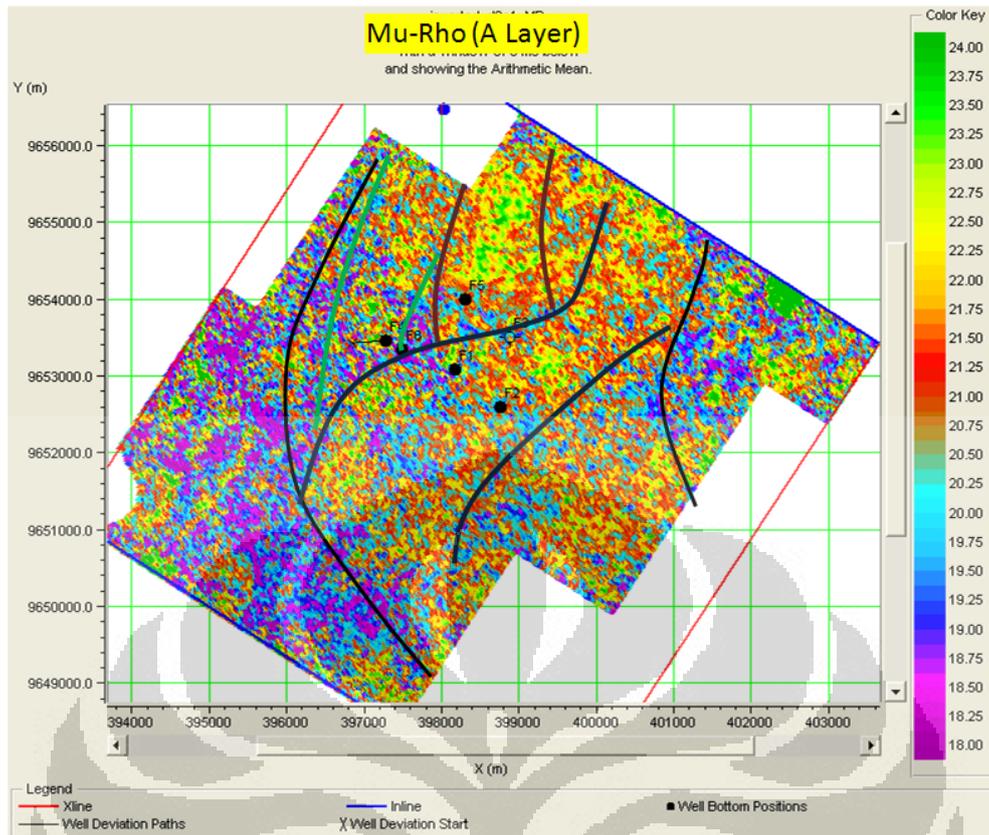
Gambar 5.16, Penampang seismik untuk Impedansi P (a), Poisson ratio (b), dan zonasi seismik berdasarkan kepada krosplot impedansi P dan Poisson ratio sebagai analisis untuk keberadaan fluida atau hidrokarbon di zona target (c).



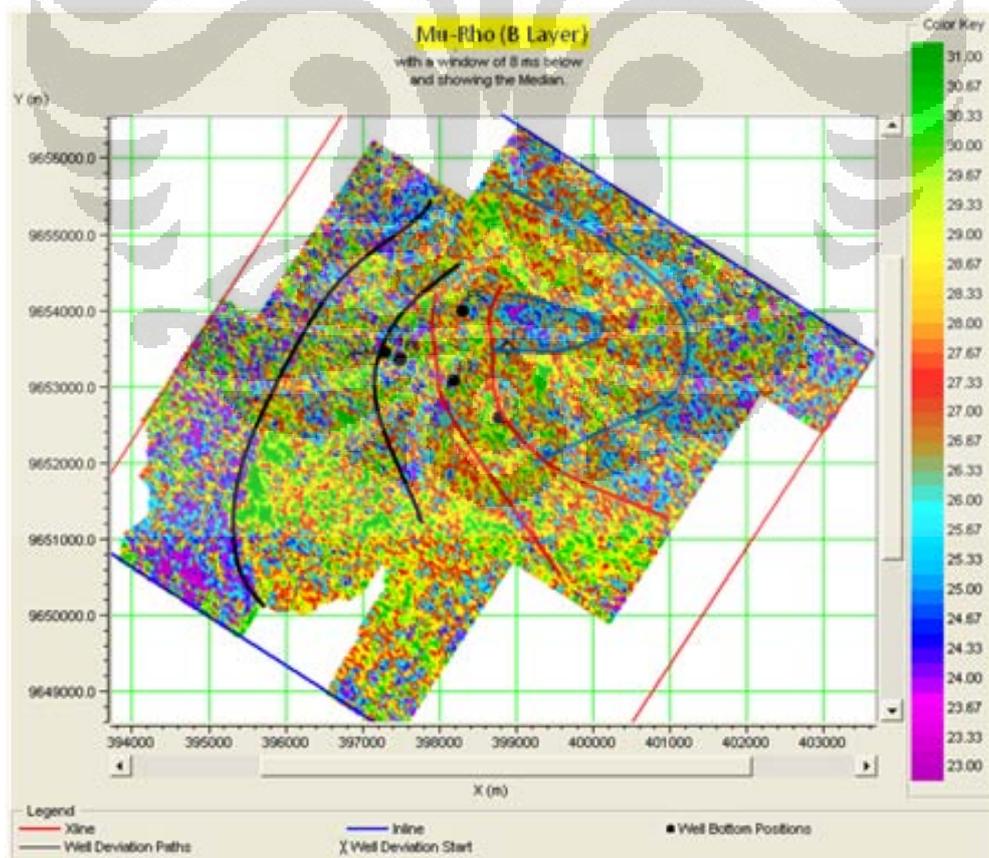
Gambar 5.17, Penampang horizon slicing untuk layer A, yang merupakan zona target pada analisis inverse dengan menggunakan metoda LMR, (a) penampang slice untuk Mu-Rho, (b) penampang slice untuk Lambda-Rho dan (c) penampang slice untuk Lambda per Mu.



Gambar 5.18, Penampang horizon slicing untuk layer B, (a) penampang slice untuk Mu-Rho, (b) penampang slice untuk Lambda-Rho dan (c) penampang slice untuk Lambda per Mu.



Gambar 5.19, Penampang Mu-Rho untuk lapisan A dengan interpretasi facies pengendapan fluvial yang berarah utara ke selatan.



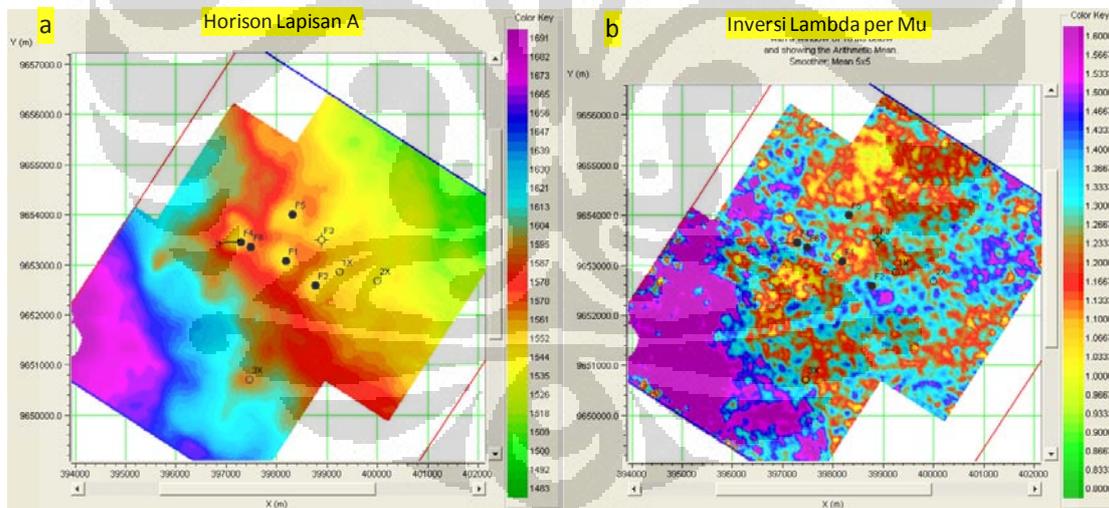
Gambar 5.20, Penampang Mu-Rho untuk lapisan B dengan interpretasi facies pengendapan fluvial yang berarah utara ke selatan.

Pada setiap hasil maupun turunan dari hasil proses inverse simultan didapatkan lapisan reservoir yang berada di atas kedua lapisan target awal (A dan B), yaitu target C, yang terpetakan atau tergambarkan secara baik sekitar sumur F2, yang akan memberikan tambahan akan reserve hidrokarbon daerah penelitian.

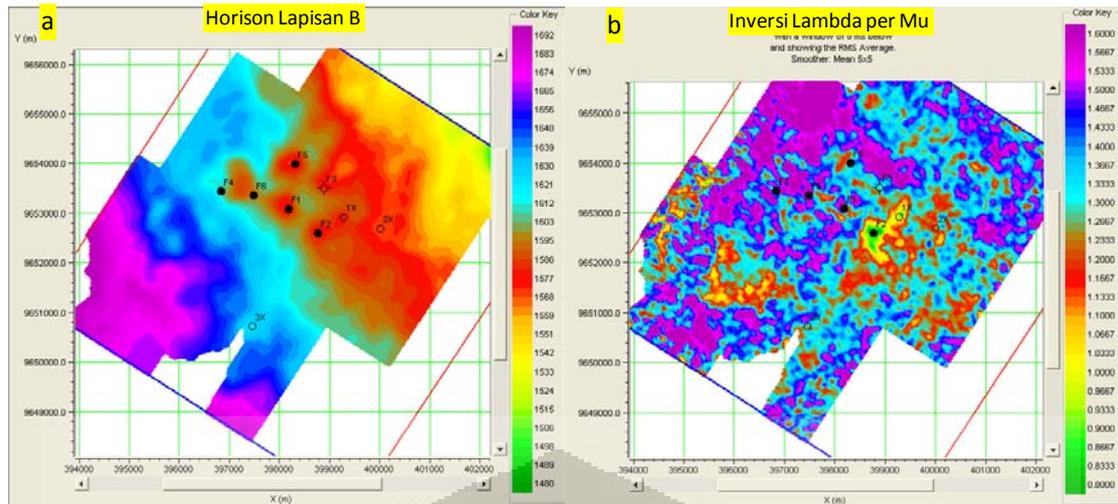
Dari hasil penelitian yang dilakukan dengan menggunakan metoda inverse simultan ini, dengan berdasarkan pada data irisan horizon dan penampang seismik pada volume Lambda-rho, Mu-Rho, Lambda per Mu dan Poisson rasio dapat di usulkan tiga tiga titik pengeboran yang optimal bagi lapisan-lapisan yang menjadi tujuan dalam produksi, seperti lapisan A, dan B, serta lapisan C sebagai tambahan lapisan. Titik yang menjadi usulan tersebut dapat dilihat pada table 2, dan lokasi titik usulan dapat dilihat pada gambar 5.21 untuk lapisan A dan gambar 5.22 untuk lokasi pada lapisan B.

Tabel 5.1. Posisi usulan sumur pemboran berdasarkan pada hasil analisa inverse simultan

No.	Usulan Sumur	Posisi	
		X	Y
1	1X	399287.80	9652915.00
2	2X	400006.20	9652688.00
3	3X	397451.70	9650714.00



Gambar 5.21, Lokasi tiga usulan sumur X (1X, 2X dan 3X) pada peta horizon dan Lambda per Mu di lapisan A.



Gambar 5.22, Lokasi tiga usulan sumur X (1X, 2X dan 3X) pada peta horizon dan Lambda per Mu di lapisan B.



## BAB 6

### KESIMPULAN DAN SARAN

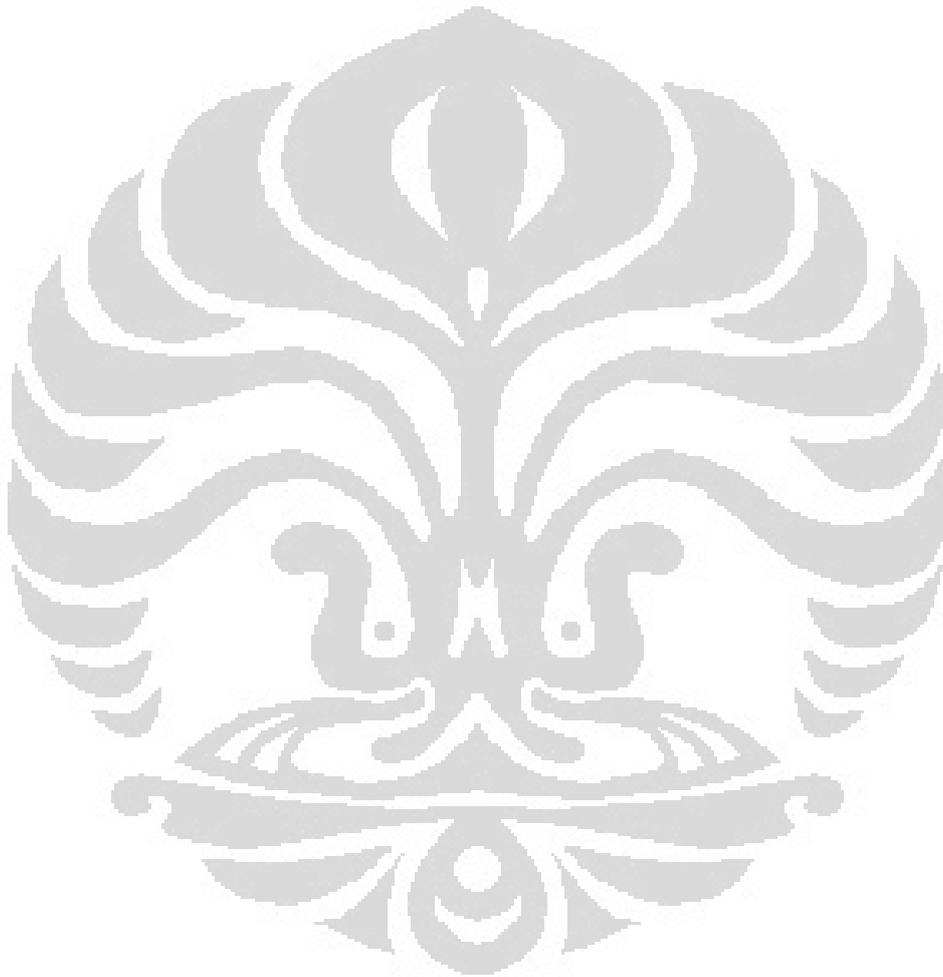
#### 6.1. Kesimpulan

Dari hasil penelitian ini dapat diambil kesimpulan, sebagai berikut :

1. Metoda inversi simultan yang dilakukan dalam penelitian ini hasilnya cukup konsisten dengan data log sumur, sehingga hasil dari pengolahan data ini dapat digunakan untuk pemboran sumur selanjutnya guna meminimalisasi resiko.
2. Perkembangan dari litologi pada lapisan target berbeda antara lapisan satu dengan lainnya, untuk lapisan A lebih berkembang di sebelah utara dan sekitar sumur F1 yang dapat dilihat dari penampang Lambda-Rho dengan nilai yang berkisar antara 10 – 25 GPa\*gr/cc dan Mu-rho antara 20 - 30 GPa\*gr/cc serta untuk penampang poisson rasio bernilai kurang dari 0.225 dengan jenis fasies pengendapan fluvial yang berada di daerah braided stream, sedangkan lapisan B lebih berkembang di daerah selatan area dan sekitar sumur F2, untuk penampang seismik dan peta pada kisaran Lambda-Rho, Mu-Rho dan Poisson ratio yang bernilai sama dan pola pengendapan yang sama juga.
3. Selain lapisan A dan B, terdapat lapisan lain yang hidrokarbonnya dapat dikembangkan, yaitu lapisan C yang berada di atas lapisan A, yang mempunyai arah perkembangan kearah Utara dan Timur Laut.
4. Berdasarkan pada penampang seismik hasil inverse simultan dan pemetaan parameter rock physic hasil inversi, didapatkan lokasi sumur untuk pengembangan selanjutnya di titik:
  - a. FX1 (x = 399287.8, y = 9652915, Inline = 1192, Xline = 5165)
  - b. FX2 (x = 400006.2, y = 9652688, Inline = 5197, Xline = 1200)
  - c. FX3 (x = 397451.7, y = 9650714, Inline = 1078, Xline = 5151)

## 6.2. Saran

Dalam penelitian ini, untuk inversinya dilakukan dari seismik partial stack, sehingga untuk lebih mendalam dalam metoda ini sebaiknya dilakukan pada data PSTM gathernya untuk dapat lebih mengakomodir metoda AVO inversionnya serta untuk lebih membantu dalam perkembangan lapangan ini dengan meminimalisasi resiko sebaiknya di gunakan metoda lainnya guna menambah informasi mengenai perkembangan dari litologi maupun hidrokarbonnya.



## DAFTAR PUSTAKA

Aki, K., and Richards, P.G., 1980, Quantitative Seismology: Theory and Methods, W.H. Freeman and Co., San Francisco, 932 pp

Fatti, Jan L., Smith, George C., Vail, Peter J., Strauss, Peter J., and Levitt, Phillip R., Detection of Gas in Sandstone Reservoirs using AVO Analysis: A 3-D Seismic Case History using the Geostack Technique.

Goodway, W., Chen, T. and Downton, J., 1997, "Improved AVO fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysical Parameters, Extended Abstracts, Soc. Expl. Geophysics, 67th Annual International Meeting, Denver.

Hampson Russel Software, Help Documentation, Hampson Russell Software Service Ltd, Calgary, Canada.

Lemigas, Studi Internal Lapangan Untuk Penilaian Independen Prospek dan Lead, 2006.

Maver K.G., Rasmussen, K.B., 2004, Simultaneous AVO Inversion for Accurate Prediction of Rock Properties, Offshore Technology Conference, May, 2004

Munadi, S, 2000, Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Indonesia, Depok.

Hampson and Russel, AVO Workshop Part 1 & 2, A CGG Veritas Company, CGG Veritas.

Russell, B., P.Geoph, Practical AVO, Hampson Russell Software Service Ltd, Calgary, Canada.

Sukmono, S., 2002, Seismik Reservoir Analysis, Lab. Of Reservoir Geophysics, Dept. of Geophysical Engineering, Institute of Technology Bandung.