

**IDENTIFIKASI FLUIDA MENGGUNAKAN PARAMETER
LAMBDA-MU RHO
STUDI KASUS LAPANGAN BLACKFOOT**

TESIS

**NINA AMELIA SASMITA
0606001405**



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM MAGISTER FISIKA
JAKARTA
JUNI 2009**

**IDENTIFIKASI FLUIDA MENGGUNAKAN PARAMETER
LAMBDA-MU RHO
STUDI KASUS LAPANGAN BLACKFOOT**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains.

**NINA AMELIA SASMITA
0606001405**



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM MAGISTER FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
JUNI 2009**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Nina Amelia Sasmita

NPM : 0606001405

Tanda Tangan :

Tanggal : 5 Juni 2009

HALAMAN PENGESAHAN

Thesis ini diajukan oleh :

Nama : Nina Amelia Sasmita
NPM : 0606001405
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Identifikasi Fluida Menggunakan Parameter
Lambda-Mu Rho Studi Kasus Lapangan Blackfoot

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Abdul Haris ()

Penguji : Prof. Dr. Suprayitno Munadi ()

Penguji : Dr. Waluyo ()

Penguji : Dr. Ricky Adi Wibowo ()

Ketua Program : Dr. Dedi Suyanto ()

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 5 Juni 2009

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya sampaikan kepada Allah S.W.T karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Sains Jurusan Fisika, Bidang Studi Geofisika reservoir pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia. Saya mengadani bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada;

1. Bapak Dr. Dedi Suyanto selaku Ketua Program Magister Pascasarjana FMIPA, Universitas Indonesia.
2. Bapak Dr. Abdul Haris selaku dosen pembimbing, yang telah memberikan waktu, perhatian dan nasehat-nasehat selama bimbingan.
3. Bapak Prof. Dr. Suprajitno Munadi selaku dosen yang telah memberikan bimbingan, perhatian dan semangat untuk dapat menyelesaikan kuliah ini.
4. Dosen-dosen Geofisika Reservoir yang telah memberikan pengetahuan dan berbagi pengalaman.
5. Orang tuaku tercinta, mama, papa, dan adik-adikku, Nano dan Rian, serta keluarga besarku yang telah memberikan motivasi, dorongan dan doa yang tiada henti-hentinya.

6. Teman-teman seperjuangan Geofisika Reservoir angkatan 2006, Dina, Iin, Vita, Teh Yuli, Mas budi, Mas Eko, Mas Rainer, Mas Yogi, Mbak Ray, terima kasih untuk semangat dan motivasinya.
7. Pihak tata usaha Jurusan Fisika, yang dengan ikhlas dan rela membantu kelancaran perkuliahanku.
8. Semua pihak tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah membantu penulis.

Akhir kata saya berharap Allah S.W.T berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini bermanfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta, 5 Juni 2009

Penulis

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Nina Amelia Sasmita
NPM : 0606001405
Program Studi : Magister Sains
Departemen : Fisika
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 :

IDENTIFIKASI FLUIDA MENGGUNAKAN PARAMETER LAMBDA-MU RHO STUDI KASUS LAPANGAN BLACKFOOT

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 tanpa meminta izin dari 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 : 5 Juni 2009
Yang menyatakan

(Nina Amelia Sasmita)

ABSTRAK

Nama : Nina Amelia Sasmita
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoir
Judul Thesis : Identifikasi Fluida Menggunakan Parameter Lambda-Mu Rho
Studi Kasus Lapangan Blackfoot

Karakteristik reservoir telah dilakukan dengan mengintegrasikan data geofisika dan petrofisika. Dengan mengestimasi modulus elastik dari data seismik pre-stack, satu langkah lebih maju dari analisa AVO tradisional, dapat dilakukan untuk menentukan distribusi reservoir dan kandungan fluidanya. Pada studi ini elastik parameter dipresentasikan dalam parameter lambda-mu rho yang dikenal dengan analisis lambda-mu rho (LMR).

Parameter LMR dilakukan pada parameter elastik yang diperoleh melalui estimasi impedansi gelombang P (Z_p) dan impedansi gelombang S (Z_s) yang dihasilkan dari proses inversi seismik. Proses inversi seismik mengacu pada reflektifitas gelombang P dan gelombang S yang diekstraksi dari data seismik pre-stack melalui proses AVO analisis. Hasil dari parameter LMR ini digunakan untuk memetakan distribusi reservoir dan kandungan fluida untuk studi kasus Lapangan Blackfoot. Identifikasi litologi diharapkan dapat dilakukan melalui analisis parameter mu-rho sedangkan identifikasi kandungan fluida dapat dilakukan melalui analisis lambda-rho.

Hasil studi menunjukkan bahwa lambda-rho sangat sensitif terhadap keberadaan gas seperti yang diperlihatkan pada data sumur beserta hasil penyebaran dari data inversi. Sedangkan parameter mu-rho sangat membantu dalam penelusuran distribusi reservoirnya melalui batuan pasir yang ditandai dengan harga mu-rho yang tinggi.

Kata kunci :
Parameter LMR, AVO, Inversi.

ABSTRACT

Name : Nina Amelia Sasmita
Program Study : Master of Physics
Section : Reservoir Geophysics
Thesis Title : Fluid Identification Using Parameter Lambda-Mu Rho, Case Study Blackfoot Field

Reservoir characterization has been carried out by integrating the geophysical and petro-physical data. By estimating elastic modulus from seismic pre-stack data, it advance one step further than traditional AVO analysis, in mapping the reservoir distribution and in identifying fluids content. In this study the parameter elastic are represented in lambda-mu rho parameters, the so called as lambda-mu rho (LMR) analysis.

LMR parameters from elastic parameter are obtained from estimation of P wave impedance (Z_p) and S wave impedance (Z_s) from seismic inversion process. The seismic inversion process is based on the reflectivity of P wave and S wave, which is obtained from AVO analysis. The result from analysis LMR parameters is used to mapping reservoir distribution and fluid contents at Blackfoot field. The lithology identification can be estimated from mu-rho analysis and for fluid content can be estimated from lambda-rho analysis.

This study shows that the lambda-rho is very sensitive for gas sand reservoir. This sensitivity is shown on the well data and inversion result. Mu-rho parameter is good parameter in estimating reservoir distribution of sandstone, which is indicated by the high value.

Key words :
LMR parameters, AVO, Inversion.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vi
ABSTRAK.....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR TABEL.....	xv
1. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Identifikasi Masalah.....	2
1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian.....	2
1.4. Batasan Masalah.....	3
1.5. Metodologi Penelitian.....	3
1.6. Sistematika Penelitian.....	3
2. GEOLOGI REGIONAL.....	5
2.1. Geologi Regional.....	5
2.2. Petroleum System.....	8
3. TEORI DASAR.....	10
3.1. Parameter Petrofisika.....	10
3.1.1. Densitas.....	10
3.1.2. Kecepatan.....	11
3.1.3. Poisson Ratio.....	12
3.2. Parameter Elastik.....	
3.2.1. Impedansi Akustik.....	13
3.2.2. <i>Reflectivity</i>	13
3.2.3. Persamaan Fatti et al.....	14
3.2.4. Parameter Lamé.....	15
3.3. AVO (<i>Amplitude versus Offset</i>).....	20
3.3.1. Prinsip AVO.....	20
3.3.2. Teori AVO.....	21
3.3.2.1. Persamaan Zeoppritz.....	21
3.3.2.2. Aproksimasi Persamaan Zeoppritz.....	22
3.3.3. AVO dalam Karakterisasi Reservoir.....	24
3.4. Inversi.....	27
3.4.1. Teori Inversi.....	27
3.5.2. Spare Spike Inversion.....	29

4. PENGOLAHAN DATA.....	32
4.1. Data Penelitian.....	32
4.2. Pengolahan Data.....	33
4.2.1. Pengolahan Data Sumur.....	33
4.2.2. Pengolahan Data Seismik AVO.....	34
4.2.2.1. Data CDP Gather.....	35
4.2.2.2. Super Gather.....	35
4.2.2.3. Angle Gather.....	37
4.2.2.4. Melakukan analisa FRM (<i>Fluid Replacement Modelling</i>).....	37
4.2.2.5. Pengikatan data seismik terhadap Sumur (<i>well-seismic tie</i>).....	37
4.2.2.6. Gradien dan Intercept.....	40
4.2.2.7. Menentukan reflektifitas gelombang P dan gelombang S.....	40
4.2.3. Pengolahan Data Seismik Inversi.....	42
4.2.3.1. Pembuatan Model Awal AI.....	42
4.2.3.1.1. Picking Horizon.....	42
4.2.3.1.2. Pembuatan Initial Model.....	43
4.2.3.1.3. Analisis Seismik Inversi Spare Spike.....	43
4.2.3.1.4. Inversi Spare Spike.....	45
4.2.3.1.5. Perhitungan Lambda-Mu-Rho (LMR).....	45
5. PEMBAHASAN.....	47
5.1. Data Sumur.....	47
5.1.1. Sumur 01-17.....	47
5.1.2. Sumur 08-08.....	54
5.1.3. Sumur 09-08.....	60
5.2. Data Seismik.....	66
5.2.1. AVO.....	66
5.2.2. INVERSI.....	71
5.2.2.1. Analisis penampang Rp dan Rs.....	72
5.2.2.2. Analisis Initial Model AI dan SI.....	72
5.2.2.3. Analisis Inversi Spare Spike.....	74
5.2.2.4. Analisis Lambda-Mu-Rho LMR.....	76
6. KESIMPULAN.....	83
DAFTAR REFERENSI.....	84

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1.	Glaucouitic Incised-Valley System Lapangan Blackfoot.....	5
Gambar 2.2.	Struktur Lapangan Blackfoot.....	6
Gambar 2.3.	Kolom stratigrafi Lapangan Blackfoot.....	7
Gambar 2.4.	Tipe lapangan Blackfoot yang merupakan bagian dari area Blackfeet.....	8
Gambar 2.5.	Model facies Blackfoot.....	9
Gambar 3.1	Properti batuan ditentukan berdasarkan tipe matriks, porositas dan jenis fluida (Russell, 2004).....	10
Gambar 3.2.	Hubungan reflektivitas, amplitudo dan impedansi akustik.....	13
Gambar 3.3.	Ilustrasi material yang memiliki harga rigiditas dan kompresibilitas yang berbeda (Pan Canadian Petroleum, 2005).....	15
Gambar 3.4.	μ_p vs λ_p cross plot data log sumur gas (Goodway et al,1997).	18
Gambar 3.5.	Crossplot Lambda-Mu-Rho dengan klasifikasi parameter lame (kombinasi dari Goodway,2001, Downton, 2000).....	18
Gambar 3.6.	Menunjukkan zona gas dengan Lambda-Rho yang rendah (biru) dan Mu-Rho yang tinggi (merah dan kuning). Biasanya inversi AVO untuk Lambda-Rho dan Mu-Rho dilakukan pada reservoir klastik.....	19
Gambar 3.7.	Hubungan antar offset dengan sudut datang terhadap anomali	22
Gambar 3.8.	Plot Koefisien Refleksi terhadap sudut datang.....	25
Gambar 3.9.	Ilustrasi perubahan amplitudo terhadap jarak berdasarkan klasifikasi Rutherford dan Williams (1989).....	26
Gambar 3.10.	Crossplot intersep AVO terhadap gradient.....	27
Gambar 3.11.	Pembagian kategori metoda inverse seismic (Sukomono, 2002).....	28
Gambar 3.12.	Ilustrasi proses inversi seismik.....	29
Gambar 3.13.	Asumsi dasar dari metoda inversi maksimum spare-spike (Russell, 1997).....	30
Gambar 4.1.	Base map Lapangan Blackfoot.....	32
Gambar 4.2.	Diagram proses pengolahan data seismik : AVO-Inversi.....	33
Gambar 4.3.	Penampang CDP gather.....	35
Gambar 4.4.	Super gather.....	35
Gambar 4.5.	Super gather yang telah melalui proses trim static.....	36
Gambar 4.6.	Penampang angle gather.....	36
Gambar 4.7.	Wavelet dari ekstraksi secara statistik data seismic, frekuensinya yaitu antara 0 sampai 60 Hz, dengan frekuensi dominan adalah 20 Hz.....	38
Gambar 4.8.	Hasil korelasi <i>well to seismic</i> sumur 01-17, yaitu 0,855.....	38
Gambar 4.9.	Hasil korelasi <i>well to seismic</i> sumur 08-08, yaitu 0,909.....	39
Gambar 4.10.	Hasil korelasi <i>well to seismic</i> sumur 09-08, yaitu 0,875.....	39
Gambar 4.11.	Hasil AVO atribut volume, data intercept (A) dengan color data P*G (intercept * gradient)	40

Gambar 4.12.	Penampang seismik Rp (reflektivitas gelombang P) pada xline 45.....	41
Gambar 4.13.	Penampang seismik Rs (reflektivitas gelombang S) pada xline 45.....	41
Gambar 4.14.	Initial model akustik impedan dari Rp pada xline 45.....	42
Gambar 4.15.	Initial model shear impedan dari Rs pada inline 21.....	43
Gambar 4.16.	Salah satu hasil nalisa inversi yaitu untuk sumur 01-17 didapat nilai korelasi adalah 0,935155.....	44
Gambar 4.17.	Hasil Inversi reflektivitas gelombang P (Rp) yaitu Ip pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva P impedan.....	44
Gambar 4.18.	Hasil Inversi reflektivitas gelombang S (Rs) yaitu Is pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva S impedan.....	45
Gambar 4.19.	Penampang seismik Lambda-Rho pada xline 45, dengan data sumur adalah kurva lambda-rho.....	46
Gambar 4.20.	Penampang seismik Mu-Rho pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva mu-rho.....	46
Gambar 5.1.	Zona target berdasrakan analisa data sumur gamma ray, induction log, NPSS log, RHOB log pada sumur 01-17.....	47
Gambar 5.2.	Cross plot Gamma Ray vs Density pada sumur 01-17.....	48
Gambar 5.3.	Cross plot Gamma Ray vs P Impedance pada sumur 01-17....	49
Gambar 5.4.	(a) Cross plot Poisson Ratio vs P Impedance dengan color key induction deep dan densitas dan (b) cross plot Vp/Vs vs P impedance dan hasil zonasinya pada sumur 01-17.....	50
Gambar 5.5.	(a) Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key water saturation dan hasil zonasi pada sumur 01-17 dengan warna kuning nilai Sw < 30% dan warna abu-abu nilai Sw > 70% (b) Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key induction deep.....	51
Gambar 5.6.	Cross plot Mu-Rho vs Neutron Porosity, dengan biru adalah wet zone dan merah adalah hidrokarob, dengan hasil zonasi dapat dilihat pada sumur 01-17.....	52
Gambar 5.7.	(a) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key induction deep; (b) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key water saturatin; (c) hasil cross plot (a) pada sumur 01-17; (d) hasil cross plot (b) pada sumur 01-17.....	53
Gambar 5.8.	Zona target berdasrakan analisa data sumur gamma ray, induction log, NPSS log, RHOB log pada sumur 08-08.....	54
Gambar 5.9.	Cross plot Gamma Ray vs Density pada sumur 08-08.....	55
Gambar 5.10.	Cross plot Gamma Ray vs P Impedance pada sumur 08-08.....	55
Gambar 5.11.	(a) Cross plot Poisson Ratio vs P Impedance dengan color key induction deep dan densitas dan (b) cross plot Vp/Vs vs P impedance dan hasil zonasinya pada sumur 08-08.....	56
Gambar 5.12.	(a) Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key induction deep dan hasil zonasi pada sumur 08-08 (b) Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key water saturation.....	57

Gambar 5.13.	Cross plot Mu-Rho vs Neutron Porosity, dengan biru adalah wet zone dan merah adalah hidrokarob, dengan hasil zonasi dapat dilihat pada sumur 08-08.....	58
Gambar 5.14.	(a) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key induction deep; (b) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key water saturatin; (c) hasil cross plot (a) pada sumur 08-08; (d) hasil cross plot (b) pada sumur 08-08.....	59
Gambar 5.15.	Zona target berdasarkan analisa data sumur gamma ray, induction log, NPSS log, RHOB log pada sumur 09-08.....	60
Gambar 5.16.	Cross plot Gamma Ray vs Density pada sumur 09-08.....	61
Gambar 5.17.	Cross plot Gamma Ray vs P Impedance pada sumur 01-17....	61
Gambar 5.18.	(a) Cross plot Poisson Ratio vs P Impedance dengan color key induction deep dan densitas; (b) cross plot Vp/Vs vs P impedance pada sumur 09-08.....	62
Gambar 5.19.	Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key water saturation dan hasil zonasi pada sumur 08-09.....	63
Gambar 5.20.	Cross plot Mu-Rho vs Neutron Porosity, dengan biru adalah wet zone dan merah adalah hidrokarob, dengan hasil zonasi dapat dilihat pada sumur 09-08.....	64
Gambar 5.21.	Gambar 5.14. (a) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key induction deep; (b) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key water saturatin; (c) hasil cross plot (a) pada sumur 09-08; (d) hasil cross plot (b) pada sumur 09-08.....	65
Gambar 5.22.	Avo atribut dengan acuan yaitu P*G pada daerah sumur 09-08.....	66
Gambar 5.23.	Avo atribut dengan acuan yaitu P*G pada daerah sumur 08-08.....	67
Gambar 5.24.	Avo atribut dengan acuan yaitu P*G pada daerah sumur 01-17.....	67
Gambar 5.25.	Slice atribut AVO (a) Gradient, (b) Intercept, (c) A*B dan (d) Poisson ratio.....	68
Gambar 5.26.	Cross plot intercept dan gradient.....	69
Gambar 5.27.	Hasil cross plot AVO pada sumur 01-17.....	70
Gambar 5.28.	Hasil cross plot AVO pada sumur 08-08.....	70
Gambar 5.29.	Hasil cross plot AVO pada sumur 09-08.....	71
Gambar 5.30.	Penampang reflektivitas Rp pada xline 45.....	71
Gambar 5.31.	Penampang reflektivitas Rs pada xline 45.....	72
Gambar 5.32.	Initial model akustik impedan dari Rp pada xline 45.....	73
Gambar 5.33.	Initial model shear impedan dari Rs pada inline 21.....	73
Gambar 5.34.	Analisis inverse model based pada Rp dengan hasil korelasi total yaitu 0,82948.....	74
Gambar 5.35.	Analisis inverse model based pada Rs dengan hasil korelasi total yaitu 0,908675.....	74
Gambar 5.36.	Hasil Inversi reflektivitas gelombang P (Rp) yaitu Ip pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva P impedan.....	75

Gambar 5.37. Hasil Inversi reflektivitas gelombang S (R_s) yaitu I_s pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva S impedan.....	75
Gambar 5.39. Gambar penampang seismik Mu-rho pada xline 45.....	76
Gambar 5.40. Gambar penampang seismik Lambda-rho pada xline 45.....	77
Gambar 5.41. Slice penampang mu-rho (a) slice pada kedalaman 1550 ms, 10 ms dari tengahnya (b) slice pada kedalaman 1550 ms, 20 ms dibawah kedalamannya.....	78
Gambar 5.42. Hasil cross plot penampang seismik mu-rho dengan lambda-rho.....	80
Gambar 5.43. Hasil cross plot lambda-rho vs mu-rho pada penampang seismik	81
Gambar 5.44. Slice penampang lambda-rho (a) slice pada kedalaman 1550 ms, 10 ms dari tengahnya (b) slice pada kedalaman 1550 ms, (a) window 30 ms diatasnya (b) windows 20 ms diantaranya dan (c) window 30 ms dibawahnya.....	82
Gambar 5.45. Cross plot $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$ dengan pembagian zona fluida dan litologi.....	82
Gambar 5.46. Hasil cross plot $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$ pada penampang seismic berdasarkan zona.....	83

DAFTAR TABEL

Tabel 1. Analisa petrofisika menggunakan Parameter Lamé (Gooway, 2001).....	17
Tabel 2. Kesimpulan 4 kelas anomali AVO.....	26



BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Selain mampu memetakan dimensi suatu perangkap minyak dan gas bumi, metode seismik mampu memetakan variasi sifat fisik batuan dengan pendekatan kecepatan penjalarannya. Dengan berkembangnya teknologi akuisisi dan pengolahan data, memungkinkan sinyal refleksi dan transmisi dapat direkam dan diproses secara akurat, sehingga informasi yang dibawanya sangat membantu dalam penafsiran sifat fisik batuan bawah permukaan.

Data seismik memiliki karakter yang berbeda-beda, sehingga metoda yang digunakan untuk menentukan karakteristik reservoir suatu daerah tertentu tidak akan sama dengan daerah lainnya. Karakteristik reservoir dari data seismik dapat dilakukan dengan mengidentifikasi keberadaan fluida dan juga mengestimasi sebaran litologi. Salah satu metoda yang digunakan untuk tujuan identifikasi fluida adalah metoda AVO-Inversi. Metoda ini merupakan teknik pre-stack yang digunakan pada seismik gather yang mampu membedakan antara efek yang diakibatkan oleh litologi dan fluida. Kelebihan lain dari proses ini yaitu tidak mahal dan dapat dilakukan lebih cepat bila dibandingkan proses seismik lainnya. Banyak sekali atribut AVO-Inversi, namun yang paling sering digunakan yaitu atribut refleksi dari gelombang P, gelombang S dan densitas. Bila variabel reflektivitas ini dikombinasikan maka akan dapat membantu dalam indikator hidrokarbon. Respon beragam dari atribut tersebut dapat membantu dalam menentukan tipe fluida, saturasi dan litologi serta dapat membantu dalam membedakan zona reservoir hidrokarbon terhadap zona yang tidak prospektif.

Akhir-akhir ini AVO-Inversi untuk parameter Lamé (λ - μ - ρ) telah memberikan hasil yang lebih baik dalam identifikasi reservoir. Teknik ini diperkenalkan oleh Goodway et al pada tahun 1997. Analisa LMR ini menggunakan estimasi reflektivitas kecepatan gelombang P (R_p) dan reflektivitas gelombang S (R_s) yang diekstraksi dari data seismik prestack gather, kemudian data reflektivitas tersebut diinversi untuk mendapatkan estimasi impedansi-P dan

impedansi-S, lalu mentransformasi impedansi-P dan impedansi-S tersebut menjadi parameter Lamé yaitu Lambda-Rho ($\lambda\rho$) dan Mu-Rho ($\mu\rho$). Parameter Lamé's, Mu-Rho ($\mu\rho$) yang berkaitan dengan rigiditas batuan memberikan informasi mengenai litologi. Rigiditas atau dikenal juga dengan rigiditas shear atau modulus shear adalah perlawanan pada strain yang menyebabkan perubahan bentuk tanpa adanya perubahan volume total. Biasanya digunakan dalam menentukan kualitas batu pasir dan tidak terpengaruh oleh fluida reservoir. Dilain sisi, parameter Lambda-Rho ($\lambda\rho$) mempresentasikan inkompresibilitas batuan yang sensitif terhadap tipe fluida pori, karena itu parameter ini dapat digunakan untuk membedakan kandungan fluida. Inkompresibilitas atau modulus bulk, merupakan perlawanan terhadap perubahan volume akibat dari adanya perubahan pada tekanan, yang merupakan kebalikan dari kompresibilitas.

1.2. Identifikasi Masalah

Masalah yang akan dikaji pada penelitian ini meliputi karakterisasi reservoir berupa kandungan fluida reservoir serta litologinya menggunakan metoda AVO-Inversi parameter Lambda-Mu-Rho dengan studi kasus pada lapangan Blackfoot, sehingga dapat diketahui mana zona reservoir dan mana zona yang tidak produktif.

1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dari penyusunan thesis ini adalah untuk memenuhi salah satu persyaratan untuk menyelesaikan program pendidikan magister program studi Geofisika Reservoir, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Sedangkan tujuan dari penelitian thesis ini adalah untuk mengetahui pola litologi reservoir, mengidentifikasi keberadaan fluida menggunakan parameter Lambda-Mu Rho pada daerah target penelitian dan menentukan zona reservoir yang ekonomis menggunakan metoda AVO-Inversi parameter LambdaMuRho.

1.4. Batasan Masalah

Beberapa batasan masalah yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

- a. Data seismic yang digunakan adalah data seismic 3D, berupa data seismic prestak.
- b. Pengolahan data difokuskan pada daerah sekitar sumur dengan zona target berada pada kedalaman 1400 m sampai 1700 m atau pada lapisan Glauconitic yang terdiri dari sandstone dan shale.
- c. Metoda yang digunakan adalah AVO-Inversi, dengan teknik inverse sparse-spike.
- d. Penentuan fluida dan litologi menggunakan parameter Lambda-Mu Rho.

1.5. Metodologi Penelitian

Secara umum langkah kerja penelitian terbagi menjadi beberapa tahapan, yaitu :

- a. Studi Literatur mengenai sifat fisis batuan, seismic refleksi, AVO, petrofisika dan seismic inverse yang diperlukan untuk lebih memahami metoda yang akan digunakan dalam memecahkan masalah, serta studi tentang geologi daerah penelitian.
- b. Pengumpulan data, yaitu data sumur, seismic dan geologi dan pengecekan kualitas data yang digunakan.
- c. Pengolahan data yang telah diperoleh, berupa pengolahan secara petrofisika dengan data sumur yang ada dan secara geofisika menggunakan metoda AVO-Inversi dengan perangkat lunak Hampson Russell.
- d. Analisa dan interpretasi hasil pengolahan data hasil petrofisika dan geofisika, penentuan karakterisasi reservoir, litologi, identifikasi fluida dan zona ekonomis.

1.6. Sistematika Penelitian

Pada Bab I yang berupa pendahuluan, akan menjelaskan tentang latar belakang mengapa penelitian ini dilakukan, identifikasi masalah, maksud dan

tujuan penelitian, batasan masalah, metodologi penelitian, dan sistematika penelitian.

Sedangkan pada bab II merupakan penjelasan tentang geologi daerah penelitian, yang mana dapat diketahui gambaran tentang geologi regional dan system petroleum yang ada pada daerah penelitian.

Bab III, merupakan hasil dari tinjauan pustaka, yang berisi tentang teori dasar yang melandasi penelitian ini. Pada bab ini akan didapati teori tentang fisis batuan, teori AVO dan teori Inversi.

Data penelitian dan proses pengolahan datanya berada pada bab IV. Bab ini adalah bab Pengolahan Data, yang terdiri dari pengolahan data sumur berupa uji sensitivitas berupa cross plot antara data sumur yang ada dan pengolahan data geofisika berupa ekstraksi *wavelet*, *well seismic tie*, ekstraksi penambang R_p dan R_s yang didapat dari proses AVO, kemudian data R_p dan R_s diinversi menjadi P Impedansi dan S Impedansi. Hasil inilah nantinya bila diproses lebih lanjut akan diperoleh parameter elastik Lambda-Rho dan Mu-Rho.

Bab V adalah pembahasan dari hasil pengolahan data yang dilakukan pada bab sebelumnya. Pembahasanpun dilakukan pada data sumur dan hasil proses geofisika.

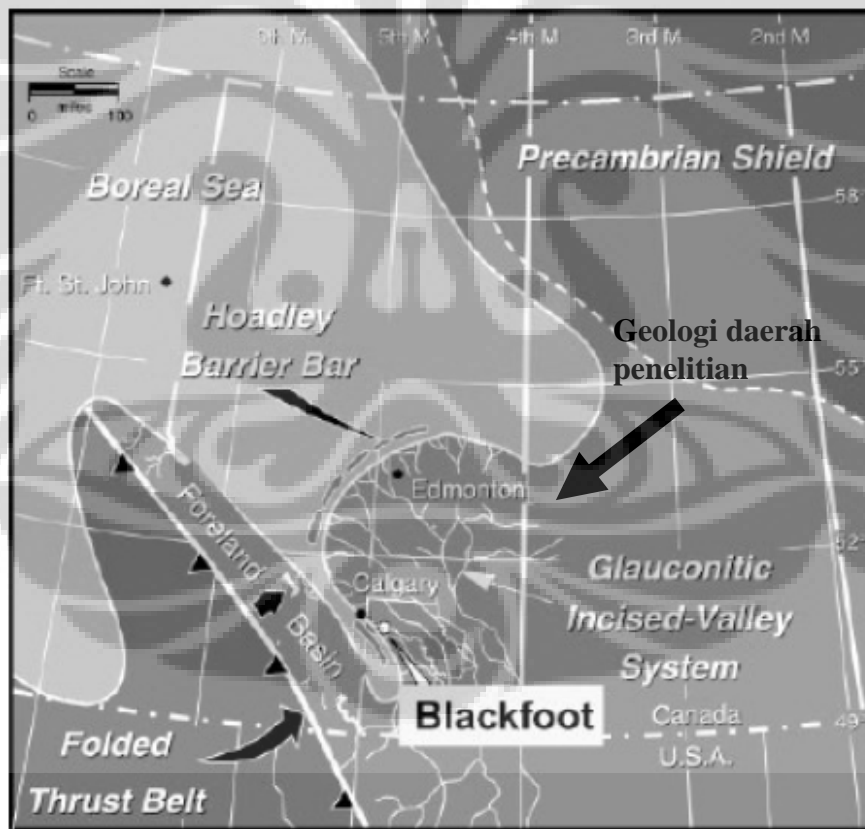
Dari analisa yang dilakukan, maka dapat ditarik kesimpulan penelitian ini, yang dijabarkan pada bab V yaitu bab kesimpulan.

BAB II

GEOLOGI REGIONAL

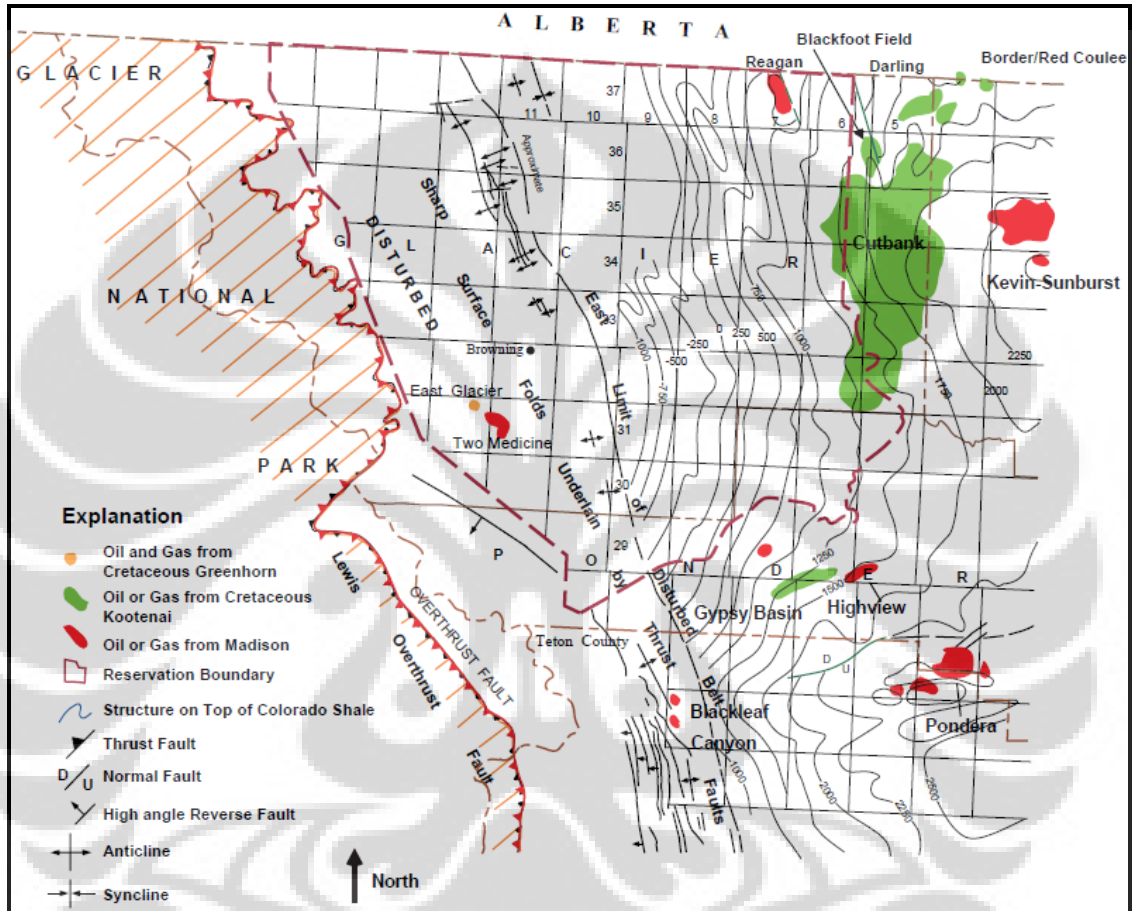
2.1. Geologi Regional

Blackfoot merupakan bagian dari Blackfeet Indian Reservasi yang merupakan bagian dari cekungan Alberta, yang termasuk kedalam daerah Blackfeet, dimana secara tektonik dapat dibagi menjadi tiga bagian yaitu *Disturbed/Overthrust Belt* pada bagian barat, Foreland Basin pada bagian tengah dan Sweetgrass Arch di timur. Stratigrafi pada reservasi dikarakteristikan menjadi bagian clastik yaitu Cretaceous-Jurassic dan karbonat pada Mississippian-Devonian.



Gambar 2.1. Glauconitic Incised-Valley System Lapangan Blackfoot

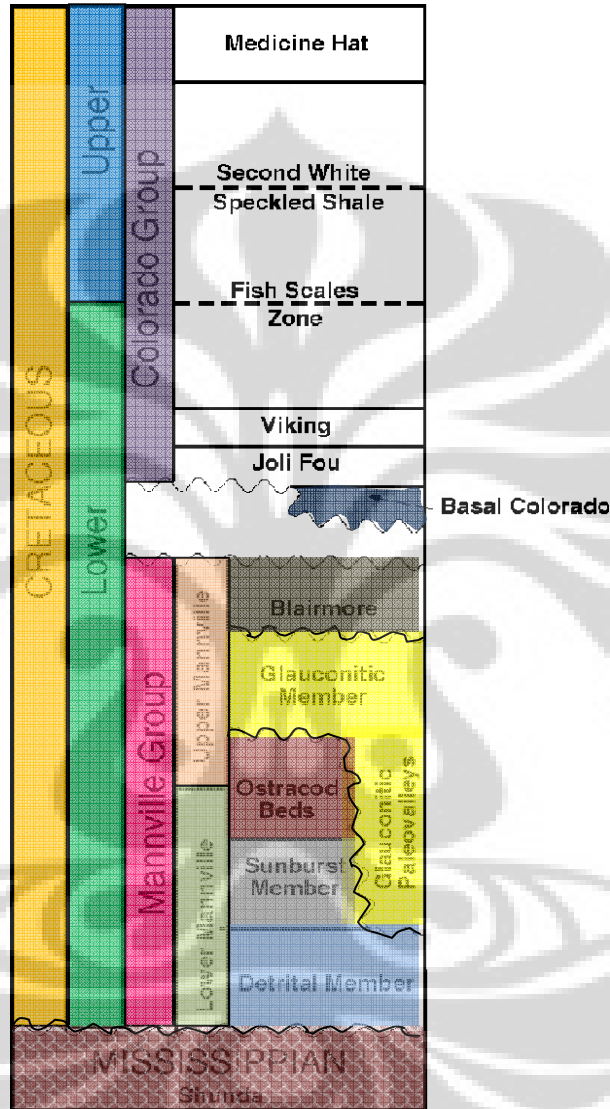
Lapangan Blackfoot sendiri terdapat pada bagian Sweetgrass Arch, dimana daerah ini memberikan produksi yang paling banyak diantara daerah lainnya. Produksinya terdapat pada bagian sedimen klastik yaitu Cretaceous dan Jurassic serta karbonat Mississippian.



Gambar 2.2. Struktur Lapangan Blackfoot.

Lapangan Blackfoot terletak sekitar 15 km di sebelah tenggara dari kota Strathmore, Alberta, Canada, Township 23, Range 23. Pada area studi ini batuan group Manville diendapkan secara tidak selaras berada di atas batuan grup karbonat Mississippian. Target reservoir adalah sediment dari incised-valley fill yang berada dalam formasi Glauconitic. Glauconitic incised valley terdapat di Alberta bagian selatan. Incised-valley fill dapat ditemukan di beberapa bagian formasi Detrital dan terdistribusi pada kedalaman yang bervariasi. Grup Glauconitic dan terdiri dari shale

yang argilicerous dan batuan gamping berfosil serta lapisan siltstone yang tipis. Secara lengkapnya, batuan di daerah penelitian dapat dilihat pada kolom stratigrafi (gambar 2.3).



Gambar 2.3. Kolom stratigrafi Lapangan Blackfoot.

Lapisan *shale* Bantry yang tipis dan mempunyai kecepatan rendah ada di bawah grup Ostracod tetapi tidak persisten secara lateral. Anggota grup Sunburst terdiri dari lapisan batupasir berlapis dan mengandung karbon, terbentuk dari sub-litharenites dan quartzarenites. Formasi Detrital mempunyai litologi yang heterogen

dan terdiri dari bongkah rijang, Lithic Sandstone, siltstone dan batu lempung. Pada Glauconitic sandstone ketebalan sedimen dari valley fill bervariasi dari 0-35 meter. Ada tiga fase pengisian sediment pada daerah ini. Member atas dan bawah dari grup Glauconitic berupa quartz sandstone dengan porositas rata-rata 18% dimana anggota grup bagian tengah merupakan lithic sandstone yang kompak.

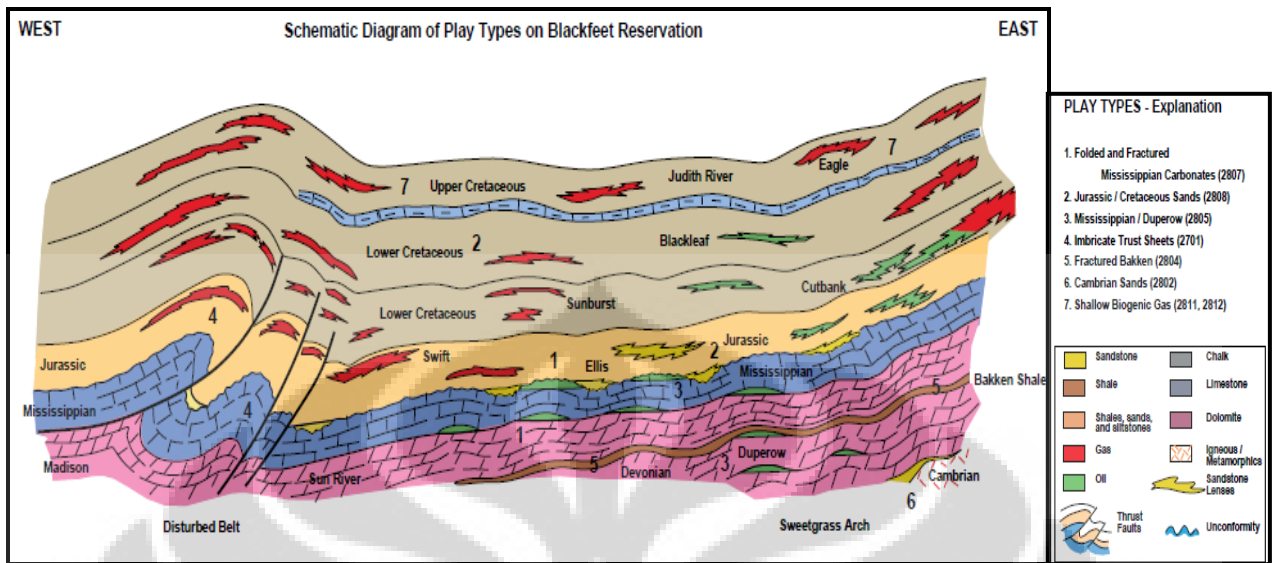
Bagian individual memiliki ketebalan berkisar antara 0-20 m. Reservoir hidrokarbon ditemukan berupa jebakan struktur dan juga stratigrafi dimana channel sand yang porous melawan strata nonreservoir regional atau channel sediment yang berporositas rendah. Hidrokarbon utama adalah minyak, namun gas juga dapat ditemukan.

2.2. Petroleum System

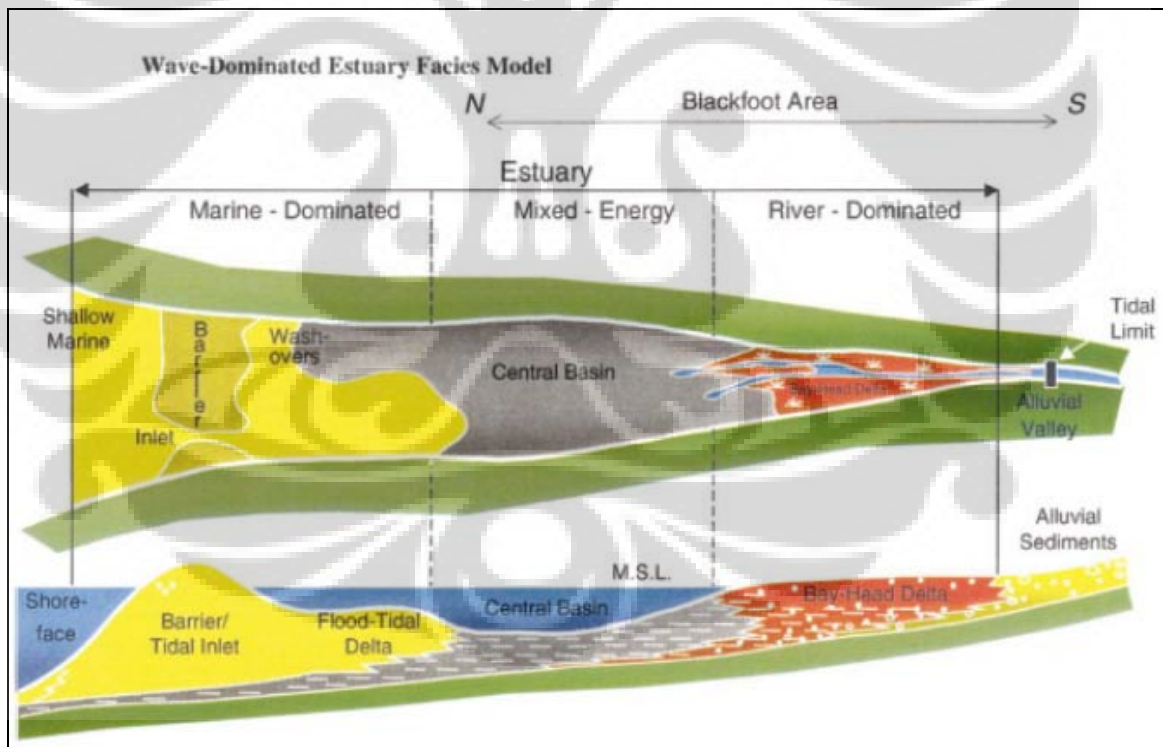
Reservoir yang terisi hidrokarbon ditemukan pada perangkap struktur dan stratigrafi pada *channel* yang porous. Hidrokarbon yang ada disini terutama minyak dengan sedikit kemunculan gas. Formasi yang berproduksi adalah Lower Cretaceous Glauconitic yang dikarakterisasikan secara geologi sebagai bentuk *low-sinuosity* channel seluas 1-5 km dan tebalnya mencapai 35 meter. Arus purba dari channel ini berarah dari selatan ke utara. Secara spesifik endapan Glauconitic terdiri dari litologi yang kompleks dan incised-valley sistem yang mengerosi Ostracod dan di beberapa bagian secara local memotong formasi Detrital.

Ada tiga incised-valley dengan tiga kualitas batupasir dan mineralogi yang berbeda. Bagian atas dan bawah incised-valley merupakan reservoir utama. *Channel* fluvial merupakan reservoir yang baik pada area ini. Lithic incised-valley bertindak sebagai batuan penutup pada sistem ini.

Blackfoot merupakan lapangan yang masuk pada tipe Jurassic/Cretaceous. Jenis jebakan yang terdapat pada tipe ini adalah diskontinuitas batu pasir fluvial yang terdapat pada formasi Jurassic Sawtooth dan Swift. Batuan sumber yang terdapat pada daerah ini adalah Cretaceous shale marine yang sudah matang, dengan reservoirnya terdapat pada batu pasir Cut Bank.



Gambar 2.4. Tipe Lapangan Blackfoot yang merupakan bagian dari area Blackfeet.



Gambar 2.5. Model facies Lapangan Blackfoot.

BAB III

TEORI DASAR

3.1. Parameter Petrofisika

Sifat fisika batuan dapat digunakan untuk menggambarkan kondisi batuan suatu reservoir. Sifat fisik ini akan menentukan bagaimana kelakuan penjalaran gelombang di dalam batuan. Sifat fisis batuan tersebut di antaranya kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S, densitas dan *poisson ratio*. Setiap properti memiliki karakteristik masing-masing. Karakteristik dari tiap properti akan dijelaskan di bawah ini.

3.1.1. Densitas

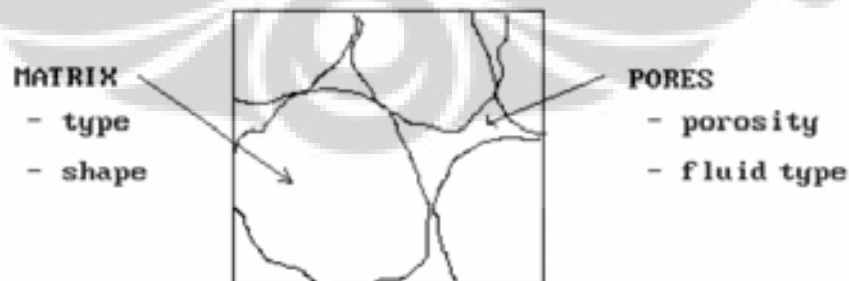
Densitas merupakan karakter fisis yang berubah secara signifikan terhadap perubahan tipe batuan akibat mineral dan porositas yang dimilikinya. Densitas didefinisikan sebagai massa (m) batuan per satuan unit volume (v) :

$$d = m/v \quad (3.1)$$

satuannya adalah kg/m^3

Densitas berkaitan dengan berbagai macam faktor, diantaranya :

- Porositas batuan
- Jenis fluida yang mengisi pori batuan.



Gambar 3.1 Properti batuan ditentukan berdasarkan tipe matriks, porositas dan jenis fluida (Russell, 2004).

Jika kita mengasumsikan adanya satu jenis mineral dan satu jenis fluida yang mengisi pori, maka persamaan Wyllie dapat dipergunakan untuk menentukan densitas. Persamaan ini ditulis sebagai berikut :

$$\rho_b = \rho_m(1-\phi) + \rho_w S_w \phi_w + \rho_{hc}(1-S_w)\phi \quad (3.2)$$

Dimana :

- ρ_b = densitas bulk batuan
- ρ_m = densitas matriks batuan
- ρ_f = densitas fluida
- Φ = porositas batuan
- S_w = saturasi air
- ρ_w = densitas air (mendekati 1 gr/cm³)
- ρ_{hc} = densitas hidrokarbon

Berdasarkan persamaan (3.2), perhatikan bahwa harga densitas akan turun lebih cepat pada reservoir gas dibandingkan pada reservoir minyak. Karena densitas sangat dipengaruhi oleh oleh Vp, Vs, dan AI maka harga densitas akan memegang peranan penting dalam proses identifikasi reservoir-reservoir tersebut.

3.1.2. Kecepatan

Ada dua jenis kecepatan gelombang seismik yang menjadi perhatian seorang geophysicist dalam menginterpretasi data seismik, yaitu kecepatan gelombang P (gelombang kompresi) dan kecepatan gelombang S (gelombang geser). Persamaan kecepatan gelombang P (Vp) dapat dijelaskan sebagai fungsi properti elastik, yaitu:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{3}{4}\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (3.3)$$

Dimana ρ = densitas, K = modulus bulk, μ = modulus geser (rigiditas) dan λ = inkompresibilitas. Sedangkan persamaan gelombang S dapat ditulis sebagai berikut:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.4)$$

dengan Vs = kecepatan gelombang S.

Vp pada batuan yang berisi gas nilainya akan lebih kecil dari pada Vp pada batuan yang sama tapi tidak mengandung gas. Sedangkan Vs batuan yang mengandung gas akan lebih tinggi nilainya daripada Vs batuan yang sama tapi tidak mengandung gas. Hal ini disebabkan karena densitas gas lebih rendah dari pada brine.

3.1.3. Poisson Ratio

Poisson Ratio didefinisikan sebagai perbandingan antara strain longitudinal (E_{xx}) dengan strain axial (E_{zz}).

$$\sigma = -\frac{E_{xx}}{E_{zz}} \quad (3.5)$$

Kecepatan gelombang seismik akan turun secara drastis dalam pori litologi yang terisi oleh fluida (terutama gas). Perbandingan antara Vp dengan Vs didefinisikan *Poisson Ratio*:

$$\sigma = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]} \quad (3.6)$$

Dari rumus di atas, dapat disimpulkan bahwa *Poisson Ratio* merupakan pengukuran dari Vp dan Vs yang memiliki harga antara 0 sampai 0.5. Harga *Poisson Ratio* mempunyai arti yang signifikan untuk mengenali isi fluida dalam batuan, contohnya minyak, air, atau gas. Dengan kata lain, perbedaan isi fluida di dalam batuan dimanifestasikan dengan perbedaan harga *Poisson Ratio*. Ostrander (1984) melakukan percobaan tentang penerapan *Poisson Ratio* di dalam pasir gas dan faktor yang mempengaruhi perekaman amplitude sebagai fungsi jarak. Percobaan ini menghasilkan kesimpulan bahwa perubahan koefisien refleksi dan sudut datang dipengaruhi oleh *Poisson Ratio*. Analisis AVO dikenali dengan adanya anomali yang dihasilkan oleh gas di dalam batu pasir.

3.2. Parameter Elastik

3.2.1. Impedansi Akustik

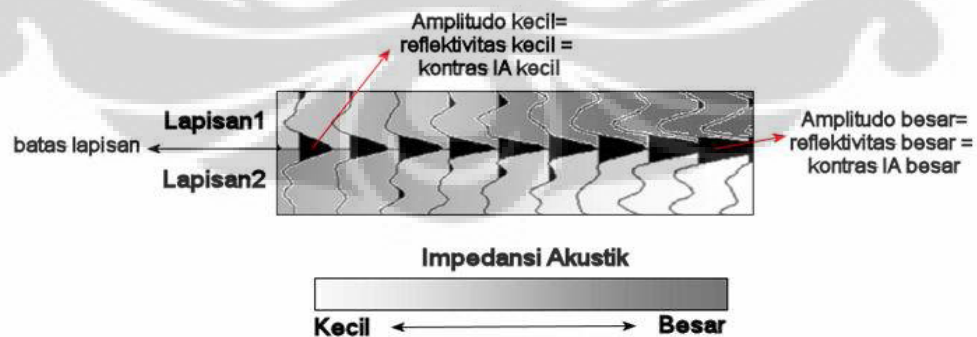
Acoustic impedance atau impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melauinya. Secara fisis, impedansi akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan. Semakin keras suatu batuan maka impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung. Impedansi akustik biasanya dilambangkan dengan (Z).

$$Z = V \cdot \rho \text{ (ms}^{-1}\text{kgm}^{-3}\text{)} \quad (3.7)$$

3.2.2. Reflectivitas

Reflektivitas adalah kontras impedansi akustik (IA) pada batas lapisan batuan sedimen yang satu dengan batuan sedimen yang lain. Besar-kecilnya nilai reflektivitas selain tergantung pada impedansi akustik, juga tergantung pada sudut datang gelombang atau jarak sumber kepenerima. Di dalam seismik refleksi, reflektivitas biasanya ditampilkan pada jarak sumber kepenerima sama dengan nol (*zero offset*) sehingga dapat diformulasikan sbb:

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (3.8)$$



Gambar 3.2. Hubungan reflektivitas, amplitudo dan impedansi akustik

Reflektivitas berbanding lurus dengan amplitudo gelombang seismik refleksi. Jika reflektivitas semakin tinggi, maka amplitudo-nya pun semakin tinggi pula. Gambar 3.2, menunjukkan hubungan reflektivitas, amplitudo dan impedansi akustik.

3.2.3. Persamaan Fatti et al.

Fatti et al memodifikasi persamaan Aki-Richard dan mendapatkan hubungan koefisien refleksi P-P (R_{pp}) sebagai berikut,

$$R_{pp}(\theta) = \frac{1}{2}(1 + \tan^2 \theta) \frac{\Delta I_p}{I_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta \frac{\Delta I_s}{I_s} - \left[\frac{1}{2} \tan^2 \theta - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta \right] \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (3.9)$$

Dimana :

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

$$R_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta I_s}{I_s} \right] = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} \cdot \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

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

Sedangkan koefisien pada persamaan diatas, yaitu :

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

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

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

dan

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

Dimana,

R_p = reflectivitas gelombang P

R_s = reflectivitas gelombang S

R_D = reflektivitas densitas

Persamaan (3.9) dapat disederhanakan dimana nilai $\tan(\theta) \sim \sin(\theta)$ pada sudut incident yang kecil dan nilai $V_p/V_s \approx 2$, perubahan yang terjadi pada densitas relatif terhadap densitas absolut tidak terlalu signifikan bila dibandingkan dengan perubahan V_p dan V_s . Sehingga persamaan (3.10) menjadi:

$$R_{pp}(\theta) = \frac{1}{2}(1 + \tan^2 \theta) \frac{\Delta I_p}{I_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \sin^2 \theta \frac{\Delta I_s}{I_s} \quad (3.10)$$

Persamaan(3.11) tidak memiliki batasan sudut incident dan hasilnya cukup akurat sampai dengan sudut incident kritis.

3.2.4. Parameter Lamé

Menurut Kolsky, 1963, lambda (λ) dan Mu (μ) disebut konstanta Lamé yang mengidentifikasi kelakuan medium padat isotropis. Mu (μ) disebut juga ketegaran (rigiditas) atau modulus geser (*shear modulus*). Sedangkan lambda (λ) disebut juga regangan (kompresibilitas) terjadi akibat tegangan yang berarah tegak lurus arah regangan.

Rigiditas (μ) juga dapat dideskripsikan sebagai seberapa besar material berubah bentuk terhadap stres. Rigiditas sensitif terhadap matrik batuan. Semakin rapat matriknya maka akan semakin mudah pula mengalami *slide over* satu sama lainnya dan benda tersebut dikatakan memiliki rigiditas yang tinggi.



Gambar 3.3. Ilustrasi material yang memiliki harga rigiditas dan kompresibilitas yang berbeda (PanCanadian Petroleum, 2005)

Inkompresibilitas (λ) merupakan kebalikan dari kompresibilitas. Didefinisikan sebagai besarnya perubahan volume (dapat dikompresi) bila dikenai stres. Semakin

mudah dikompresi maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya dan sebaliknya. Perubahan ini lebih disebabkan oleh adanya perubahan pori dari pada perubahan ukuran butirannya. Dua parameter tersebut dapat diilustrasikan dengan gambar (3.3).

Kartu dan lempung 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 memiliki harga inkompresibilitas yang tinggi. Sebaliknya spon dan pasir pantai memiliki inkompresibilitas rendah, dimana fluida yang mengisi pori mempengaruhi harga inkompresibilitas. Jika gas mengisi pori maka batuan tersebut akan lebih mudah terkompresi dari pada terisi oleh minyak atau air. Sehingga gas memberikan respon inkompresibilitas yang lebih rendah. Batuan karbonat dan beku memiliki kerangka yang lebih keras dan oleh karena mereka memiliki nilai inkompresibilitas yang tinggi mengingat sedikitnya pori yang mengandung fluida.

Hasil AVO-inversi dapat digunakan untuk menurunkan parameter rigiditas (μ) dan inkompresibilitas (λ) (Goodway et al, 1997). Kedua konstanta tersebut sangat dipengaruhi oleh densitas batuan karena sensitif terhadap kadungan fluida pada pori batuan. Dari persamaan kecepatan sebelumnya diketahui :

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{3}{4}\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \text{ dan } V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Maka,

$$I_p^2 = (V_p \rho)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho = \lambda\rho + 2\mu\rho \quad (3.11)$$

$$I_s^2 = (V_s \rho)^2 = \mu\rho \quad (3.12)$$

Dari persamaan (3.11) dan (3.12), didapat $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$:

$$\lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2 \quad (3.13)$$

$$\mu\rho = I_s^2 \quad (3.14)$$

$$\lambda / \mu = (\lambda\rho) / (\mu\rho) = \frac{I_p^2 - 2I_s^2}{I_s^2} \quad (3.15)$$

Parameter lame tidak dapat diekstrak tanpa terlebih dahulu menentukan parameter densitas. Biasanya untuk batu pasir bergas akan memberikan nilai $\lambda\rho$ dan λ/μ yang rendah.

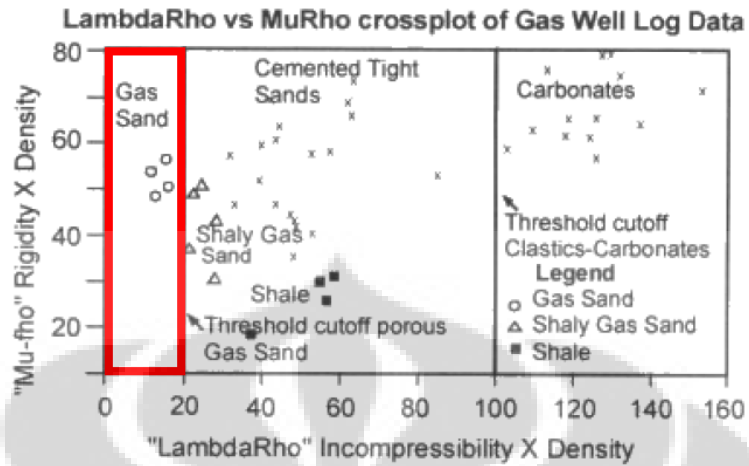
Rigiditas ($\mu\rho$), menggunakan parameter moduli (μ), berfungsi sebagai indikator litologi karena bersifat sensitif terhadap matrik batuan dan tidak dipengaruhi oleh kehadiran fluida. Inkompresibilitas ($\lambda\rho$) tidak secara langsung diukur pada batuan seperti rigiditas, tetapi seperti pada persamaan diatas, ekstraksi $\lambda\rho$ dilakukan dengan menghilangkan efek rigiditas akibat matrik batuan dan meningkatkan sensitifitas terhadap fluida pengisi pori.

Tabel dibawah menunjukkan pembenaran dan kelebihan penggunaan parameter lame dalam analisis petrofisika yang dikemukakan oleh Bill Goodway, 2001 untuk mendeterminasi antara lempung (shale) dan pasir terisi gas (gas sand).

Table	Vp (m/s)	Vs (m/s)	ρ (g/cc)	Vp/Vs	$(Vp/Vs)^2$	σ	$\lambda\mu+2$	μ	λ	λ/μ
Shale	2898	1290	2,425	2,25	5,1	0,38	20,37	4,035	12,3	3,1
Gas sand	2857	1666	2,275	1,71	2,9	0,24	18,53	6,314	5,9	0,9
Avg. change	1,4%	25%	6,4%	27%	55%	45%	9,2%	44%	70%	110%

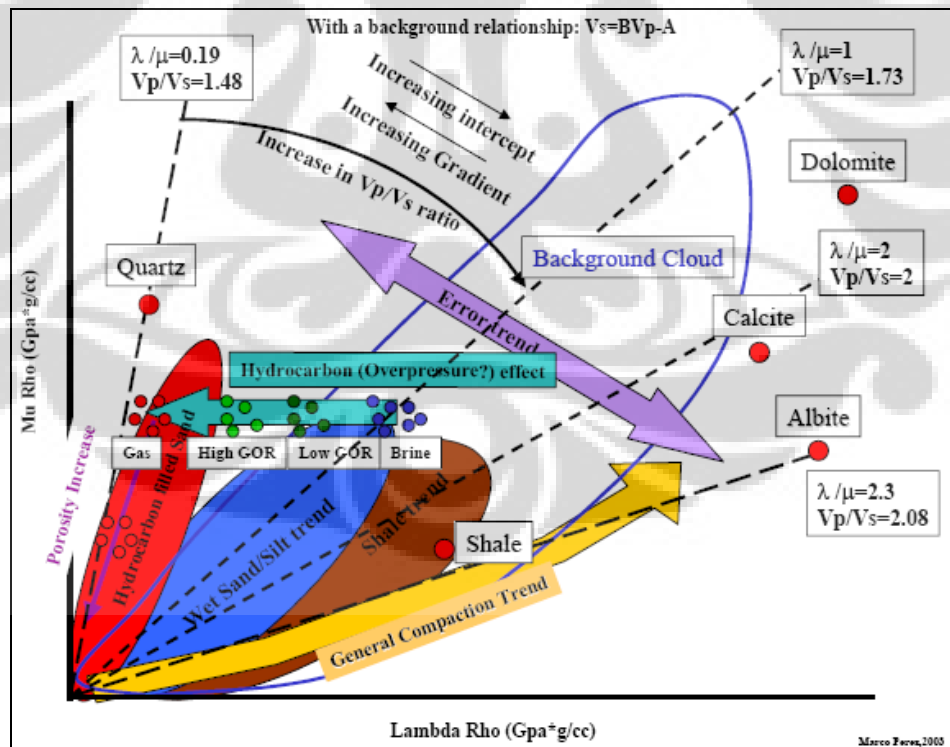
Tabel 1. Analisa petrofisika menggunakan Parameter Lame (Gooway, 2001).

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 chapping shale ke gas sand. Sehingga dengan mengekstrak λ dari Vp dan mengkombinasikan menjadi perbandingan λ/μ , persentasi 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.



Gambar 3.4. $\mu\rho$ vs $\lambda\rho$ cross plot data log sumur gas (Goodway et al, 1997)

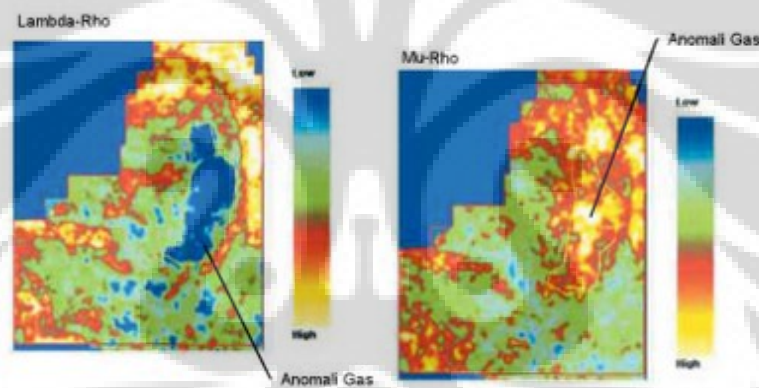
Gambar 3.4 memperlihatkan hasil cross plot parameter lame untuk data sumur. Sedangkan gambar 3.5 memperlihatkan hasil $\mu\rho$ vs $\lambda\rho$ yang telah dimodifikasi oleh Downton (2000).



Gambar 3.5. Crossplot Lambda-Mu-Rho dengan klasifikasi parameter lame (kombinasi dari Goodway,2001, Downton, 2000).

Kedua parameter regiditas dan modulus lame dapat diperoleh dari data seismik pre-stack menggunakan metoda dari Goodway, et al. Sedangkan parameter densitas dapat diperoleh dari data sumur.

Konsep inkompresibilitas (λ) dan rigiditas (μ) yang ditampilkan dalam bentuk $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$, dengan ρ adalah densitas, dapat membantu dalam pemahaman mengapa respon AVO dapat terlihat. Seperti yang kita ketahui bahwa batuan dan fluida tidak dapat termampatkan dengan mudah, namun gas dapat termampatkan dengan mudah. Oleh sebab itu keberadaan gas pada pori-pori batuan, yang menunjang seperti pasir, menyebabkan penurunan yang signifikan terhadap nilai inkompresibilitasnya. Gas yang berada dalam batuan tersebut tidak akan mempengaruhi rigiditas, sehingga respon AVO dapat terlihat dari kontras antara inkompresibilitas dan rigiditas.



Gambar 3.6. Menunjukkan zona gas dengan Lambda-Rho yang rendah (biru) dan Mu-Rho yang tinggi (merah dan kuning). Biasanya AVO-inversi untuk Lambda-Rho dan Mu-Rho dilakukan pada reservoir klastik.

Beragam tipe litologi cenderung terpisah sepanjang bidang batas orthogonal pada *cross plot* antara $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$. Akibatnya, kedua parameter ini dapat berdiri sendiri dan dapat diinterpretasikan secara terpisah, sedangkan bila dikombinasikan akan memberikan informasi tambahan tentang asal dan kandungan batuan fluida dari mana mereka berasal.

Pada zona dengan inkompresibilitas yang rendah ($\lambda\rho$), diperkirakan adanya gas atau batu bara. Dengan informasi tambahan dari $\mu\rho$, gas dan pasir dapat dibedakan

lebih jelas dari batu bara, karena pasir memiliki rigiditas yang tinggi sedangkan batu bara rigiditasnya rendah.

3.3. AVO (Amplitude versus Offset)

Metoda AVO diperkenalkan pertama kali oleh Koefoed dari Shell pada tahun 1955, tetapi pada saat itu belum dikenal oleh industri minyak. Koefoed membuat kesimpulan bahwa dimasa mendatang adalah mungkin untuk menarik kesimpulan tentang litologi lapisan batuan dari bentuk kurva koefisien refleksi.

Penerapan metoda AVO dilakukan pertamakali untuk eksplorasi minyak/ gas, tahun 1980, oleh Ostrander dari Chevron (Imran, Zulfikar, 1996). Pengamatan yang dilakukan Ostrander di beberapa daerah menunjukkan bahwa kombinasi antara amplitudo refleksi yang tinggi dan kenaikan amplitudo terhadap sudut datang yang tajam merupakan karakteristik dari batupasir yang tersaturasi gas, maka nilai Poissonnya akan berubah secara tajam (Sarjono, 1999).

Penelitian laboratorium yang dilakukan oleh Domenico (1984) membuktikan hubungan antara porositas, sifat-sifat elastis dan kecepatan gelombang. Hasil penelitiannya menunjukkan bahwa sedimen berisi gas mempunyai Poisson's ratio berbeda dengan sedimen berisi air. Ostrander(1984) menyatakan bahwa penurunan Poisson's rasio akan menghasilkan kenaikan amplitudo seismik terhadap sudut datang. Istilah AVO oleh sebagian ahli disebut juga dengan AVA (Amplitude versus angle of incidence) (Munadi, 1993). Penggunaan analisis AVO yang paling sukses adalah untuk mendeteksi gas sand/ reservoir batupasir yang mengandung gas, karena nilai Poisson's rasionya yang turun drastis pada batupasir yang mengandung gas.

3.3.1. Prinsip AVO

Prinsip analisis AVO adalah berdasarkan anomali amplitudo, yaitu penambahan amplitudo terhadap pertambahan jarak antara sumber ke penerima (offset) apabila gelombang seismik dipantulkan oleh lapisan berisi gas. Jarak offset berkaitan langsung dengan sudut datang gelombang seismik (*angle of incidence*) terhadap lapisan pemantul, makin jauh offset, maka sudut datangnya makin besar.

Walaupun analisis AVO bertumpu pada anomali amplitudo, yaitu bertambahnya amplitudo sinyal terpantul terhadap offset, akan tetapi ada batas maksimum dari offset ini yang tidak boleh dilewati, yaitu offset yang bersesuaian dengan sudut kritis. Diatas sudut kritis tingkah laku amplitudo sinyal terpantul tidak sebagaimana yang dijadikan pegangan dalam analisis AVO (Munadi, 1993).

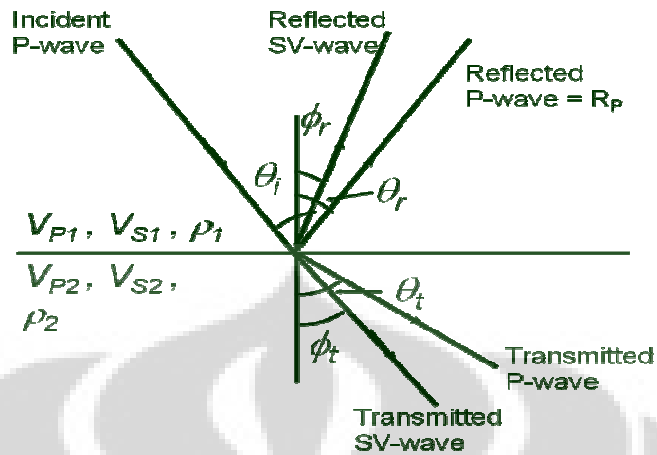
Pada prinsipnya, anomali AVO dapat diterangkan sebagai berikut, yaitu cepat rambat gelombang seismik terutama gelombang transversalnya (V_s) turun secara drastis didalam batuan berpori yang mengandung fluida (terutama gas). Perbandingan cepat rambat antara gelombang longitudinal (V_p) dan transversal (V_s) ini ditampung dalam suatu besaran yang disebut poisson's ratio.

Kandungan fluida dalam batuan, misalnya seperti air, minyak maupun gas dapat dimanifestasikan dalam perbedaan nilai Poisson's ratio (Munadi, 1993). Apabila harga σ dan V_p dapat ditentukan dengan akurat, maka jenis batuan dan kandungannya dapat diperkirakan dari permukaan. V_p merupakan parameter yang terpenting, akan tetapi nilai kecepatan yang diestimasi dari data seismik inilah yang masih rendah tingkat ketelitiannya. V_s lebih sulit lagi diperolehnya. Secara alamiah gelombang S jauh lebih sulit untuk dibangkitkan, daripada gelombang P. Cara-cara analitis numerik sering ditempuh oleh para ahli dalam upaya mendapatkan V_s dari gelombang P, lewat Poisson's ratio dan sebagainya (Munadi, 1993).

3.3.2. Teori AVO

3.3.2.1. Persamaan Zoeppritz

Persamaan Zoeppritz (1919) menjelaskan hubungan antara sudut datang (*incident angle*) dengan amplitudo gelombang pada batas bidang elastik dari dua lapisan yang memiliki karakter fisis yang berbeda (Gambar 3.3). Persamaan ini meliputi amplitudo dari gelombang refleksi, maupun transmisi.



Gambar 3.7. Refleksi dan transmisi gelombang P.

Matrik dari persamaan Zoeppritz memberikan gambaran amplitude sebagai fungsi sudut, yaitu :

$$\begin{bmatrix} R_P \\ R_S \\ T_P \\ T_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 & -\cos \phi_1 & \sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \phi_1 & \cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{P1}}{V_{S1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Persamaan Zoeppritz sangat kompleks dan membingungkan, serta hanya sedikit sekali memperlihatkan tinjauan fisis. Selanjutnya dalam menggunakan persamaan tersebut untuk perhitungan koefisien refleksi, banyak dilakukan penyederhanaan dan modifikasi, tergantung pada penekanan dan tinjauan penelitiannya.

3.3.2.2. Aproksimasi Persamaan Zoeppritz

Approximasi yang paling mendekati persamaan Zoeppritz, dibuat oleh Shuey (1985), dengan pendekatan perhitungan koefisien refleksi gelombang P dari persamaan Zoeppritz dimodifikasi menjadi:

$$R(\theta) \approx \frac{R_p}{a} + \frac{(A_o R_p + (1 - \sigma)^2) \sin^2 \theta}{b} + \frac{\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta)}{c} \quad (3.17)$$

keterangan:

a = amplitudo pada sudut datang normal

b = amplitudo pada sudut datang menengah ($\theta < 30^\circ$)

c = amplitudo pada sudut kritis ($\theta > 30^\circ$)

Dengan,

$$A_o = B - 2(1-B)(1-2\sigma/1-\sigma)$$

$$B = (\Delta V_p/V_p) / ((\Delta V_p/V_p) + (\Delta \rho/\rho))$$

$$V_p = (V_{p1} + V_{p2})/2$$

$$\Delta V_p = (V_{p2} - V_{p1})$$

$$\rho = (\rho_1 + \rho_2)/2$$

$$\Delta \rho = (\rho_2 - \rho_1)$$

$$\sigma = (\sigma_1 + \sigma_2)/2$$

$$\Delta \sigma = (\sigma_2 - \sigma_1)$$

$$\theta = (\theta_1 + \theta_2)/2$$

dimana,

ρ = densitas rata-rata

$\Delta \rho$ = Beda densitas pada interface

$\Delta \sigma$ = Beda poisson's rasio pada interface

σ = poisson's rasio rata-rata pada interface

θ = sudut datang dan transmisi rata-rata

$R(\theta)$ = refleksi terhadap offset/ koefisien refleksi

V_p = kecepatan rata-rata gelombang P

ΔV_p = Beda kecepatan gelombang p pada interface

Hilterman menuliskan persamaan diatas dalam bentuk lain:

$$R(\theta) = R_o (1 - 4(V_s/V_p)^2 \sin^2 \theta) + R_o (\Delta V_p/2V_p) (\tan^2 \theta - 4(V_s/V_p)^2 \sin^2 \theta) \quad (3.18)$$

Selanjutnya Hilterman (1990) memodifikasi persamaan Shuey dengan asumsi sebagai berikut:

$$(\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \ll \sin^2 \theta \text{ dan } \rho = 1/3, A_0 = -1$$

Sehingga persamaan Shuey menjadi:

$$R(\theta) = R_p + (1 - \sin^2 \theta) + 9/4 \Delta \rho \sin^2 \theta \quad (3.19)$$

$$R(\theta) = R_p + (9/4 \Delta \rho - R_p) \sin^2 \theta = 1/2 (\Delta V_p/V_p + \Delta \rho/\rho) \quad (3.20)$$

Jika,

$$G = ((9/4 \Delta \rho - R_p) = A_0 R_p + (\Delta \sigma / (1 - \sigma)^2) \quad (3.21)$$

Maka,

$$R(\theta) = R_p + A R_0 \sin^2 \theta \quad (3.22)$$

atau

$$R(\theta) = R_p + G \sin^2 \theta \quad (3.23)$$

Dimana,

R_p = koefisien refleksi gelombang P pada sudut datang normal

$R(\theta)$ = perubahan koefisien refleksi sebagai fungsi sudut datang

G = gradient, tergantung dari perubahan poisson ratio.

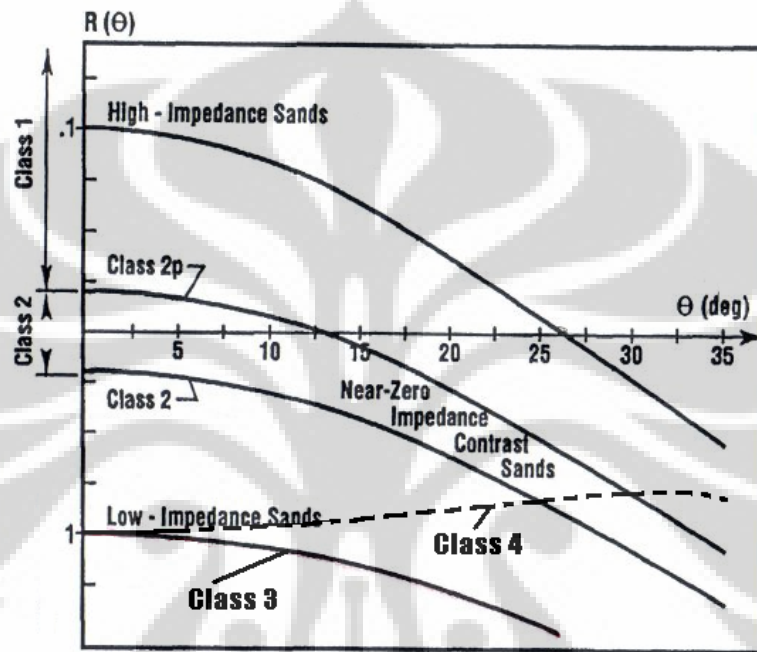
3.3.3. AVO dalam Karakterisasi Reservoir

AVO sangat berperan dalam karakterisasi reservoir terutama untuk melihat kandungan fluida dalam reservoir. Perubahan amplitudo selain dipengaruhi oleh besarnya offset, juga bisa dipengaruhi oleh parameter fisika yang disebut *poisson's ratio*. Perubahan *poisson's ratio* disebabkan oleh adanya perubahan kandungan fluida dalam lapisan. Rutherford dan Williams membagi 3 kelas batupasir yaitu pasir gas dengan impedansi tinggi, pasir gas dengan impedansi yang mendekati nol dan pasir gas dengan impedansi rendah. Pada tahun 1998, Castagna mengungkapkan pasir gas kelas 4. Perbedaan dari masing-masing kelas pasir gas ditunjukkan pada gambar (3.8).

Kelas 1: High Impedance Sand

Pasir gas kelas I memiliki impedansi akustik yang lebih tinggi dari lapisan penutupnya (*cap*). Koefisien refleksi dari *normal incidence* adalah positif pada *top* batupasir dan

negatif pada *base* batupasir. Kelas I ini terletak pada kuadran 4 (gambar 3.11) dan ditandai dengan adanya penurunan amplitude terhadap jarak. Perubahan amplitude terhadap jarak dikenal sebagai *gradient*, yang umumnya gradien untuk kelas 1 lebih besar dibandingkan gradien pasir gas kelas 2 dan kelas 3.



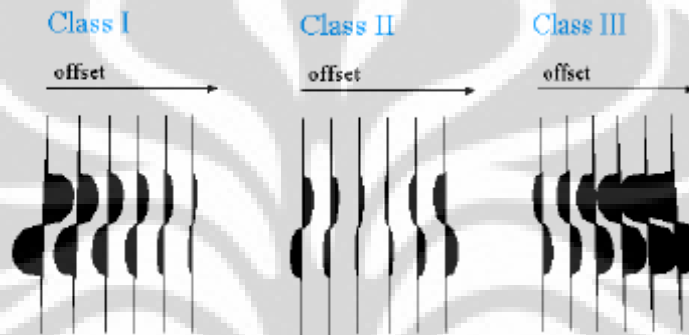
Gambar 3.8. Plot Koefisien Refleksi terhadap sudut datang

Kelas 2: Near Zero Impedance Sand

Sandstone kelas 2 mempunyai harga impedansi akustik yang hampir sama dengan batuan penutupnya. *Sandstone* biasanya kompak dan cukup terkonsolidasi. Gradien dari *sandstone* kelas 2 biasanya besar tetapi lebih kecil dibandingkan gradien kelas 1, dimana semakin jauh terhadap offset besaran amplitudo akan mengecil. *Sandstone* kelas 2 dibagi menjadi dua yaitu kelas 2 dan 2p, untuk kelas 2p mempunyai koefisien refleksi positif pada *zero offset* dan biasanya terjadinya pembalikan polaritas di dekat *near offset*. Sedangkan *Sandstone* kelas 2 mempunyai koefisien refleksi nol pada offset sama dengan nol.

Kelas 3: Low Impedance Sand

Sandstone kelas 3 mempunyai harga impedansi akustik rendah dibandingkann batuan penutupnya. *Sandstone* biasanya kurang terkompaksi dan kurang terkonsolidasi. Pada data stak seismik sandstone kelas 3 biasanya mempunyai amplitudo dan reflektifitas yang tinggi di keseluruhan offset, gradiennya biasanya besar tetapi lebih kecil dari kelas 2 dan kelas 3. Koefisien refleksi pada sudut datang normal adalah selalu negatif.



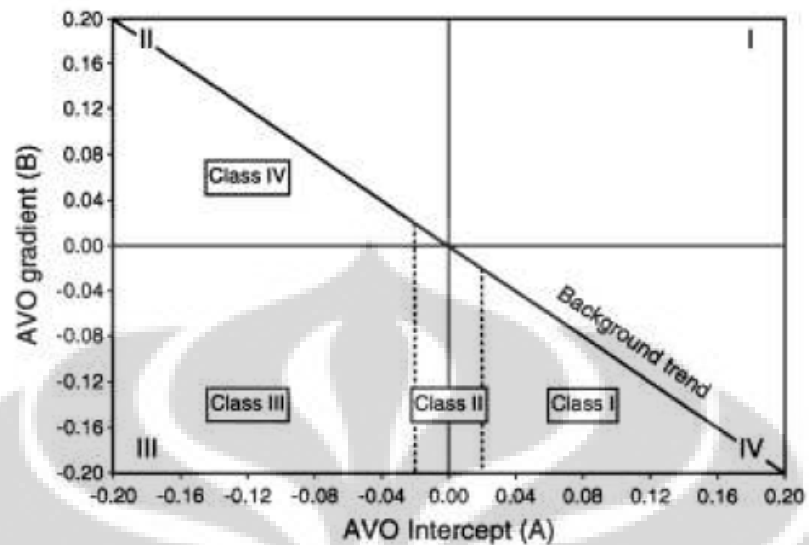
Gambar 3.9. Ilustrasi perubahan amplitudo terhadap jarak berdasarkan klasifikasi Rutherford dan Williams (1989)

Kelas 4

Sandstone kelas 4 biasanya ditandai oleh anomali dengan koefisien refleksi menjadi positif seiring dengan meningkatnya offset, tetapi besarnya berkurang sejalan dengan peningkatan offset. Sandtone kelas 4 biasanya muncul pada *porous sandstone* yang dibatasi oleh litologi dengan kecepatan gelombang seismik tinggi, seperti *hard shale* (contoh : *siliceous* atau *calcareous*), *siltstone*, *tightly cemented sand* atau *carbonate*.

Class	Relative impedance	Quadrant	A	B	Remarks
I	Higher than overlying unit	IV	+	-	Reflection coefficient (and magnitude) decrease with increasing offset
II	About the same as the overlying unit	III or IV	±	-	Reflection magnitude may increase or decrease with offset, and may reverse polarity
III	Lower than overlying unit	III	-	-	Reflection magnitude increases with offset
IV	Lower than overlying unit	II	-	+	Reflection magnitude decreases with offset

Tabel 2. Kesimpulan 4 kelas anomali AVO



Gambar 3.10. Crossplot intersep AVO terhadap gradien

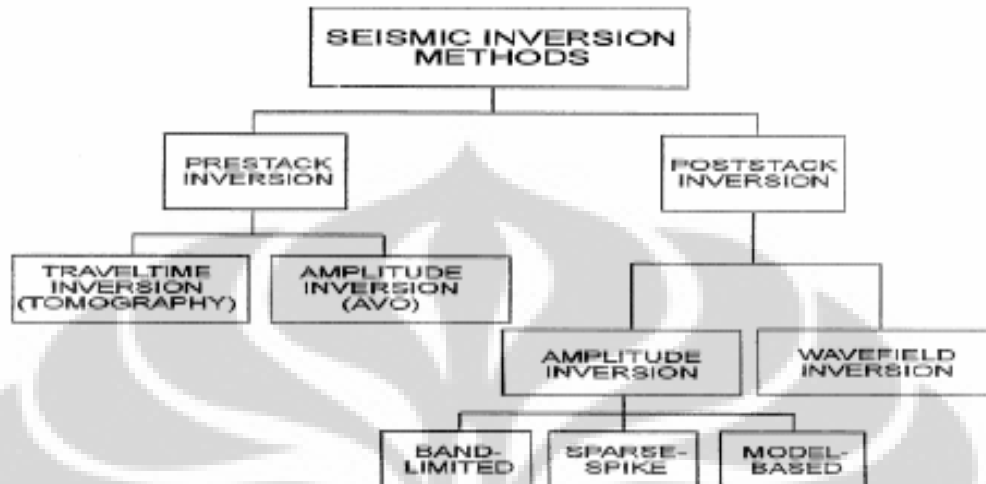
3.4. Inversi

Inversi membentuk model geologi dengan cara tertentu dimana hasil sintetik seismogram pada level tertentu cocok dengan data yang sebenarnya. Inversi-AVO yaitu menggunakan persamaan AVO (yang menghubungkan antara koefisien refleksi dgn sudut) dan datanya berupa CDP gathers. Beda antara inversi biasa dengan Inversi-AVO adalah komponen shearnya. Pada inversi biasa akan dilakukan pada level post stack (diasumsikan 0 angle) jadi tidak perlu komponen shear. Sementara pada Inversi-AVO (baik dalam penentuan fluid atau sekedar lithologi) maka diperlukan komponen angle, jadi kita bekerja di beberapa substack (near, mid, far) dan hasilnya yaitu Impedan gelombang P dan gelombang S (Z_p dan Z_s).

3.4.1. Teori Inversi

Inversi seismik didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan bumi menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya (sukmono 2002). Inversi seismik juga disebutkan sebagai proses ekstraksi sifat fisis geologi bawah permukaan dari data seismik (Hampson & Russell, 2004).

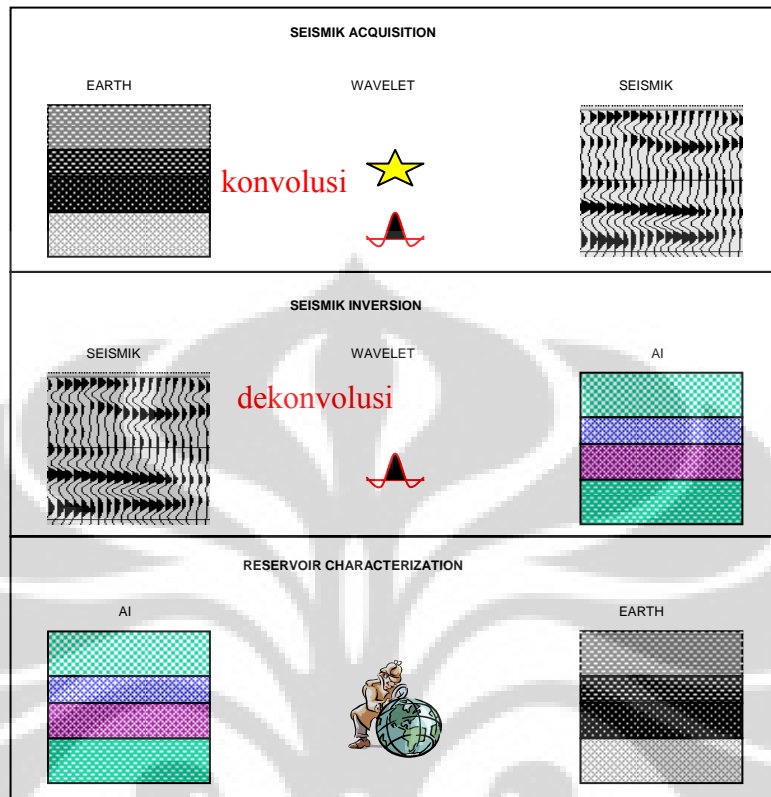
Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisis serta deskripsi reservoir.



Gambar 3.11. Pembagian kategori metoda inversi seismik (Russell, 2004).

Pemodelan inversi trace seismik merupakan proses pemodelan kebelakang (*inversion modeling*) untuk mendapatkan harga impedansi akustik secara kuantitatif dari data seismik. Tujuannya yaitu untuk mendapatkan gambaran karakterisasi reservoir bawah permukaan secara lateral pada daerah tertentu dengan mengintegrasikan informasi data sumur yang memiliki resolusi tinggi secara vertikal dengan data seismik yang memiliki resolusi lateral tinggi, sehingga akan memperlebar pita frekuensi seismik (*seismik bandwidth*).

Tras seismik dihasilkan dari proses konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet. Sedangkankan dalam proses inversi untuk mendapatkan nilai impedansi akustik, adalah hasil dari proses dekonvolusi antara data seismik dan wavelet hasil estimasi. Selanjutnya akan diperoleh gambaran model bawah permukaan bumi dengan lebih detail, sehingga dapat mempermudah karakterisasi reservoir (gambar 3.13).



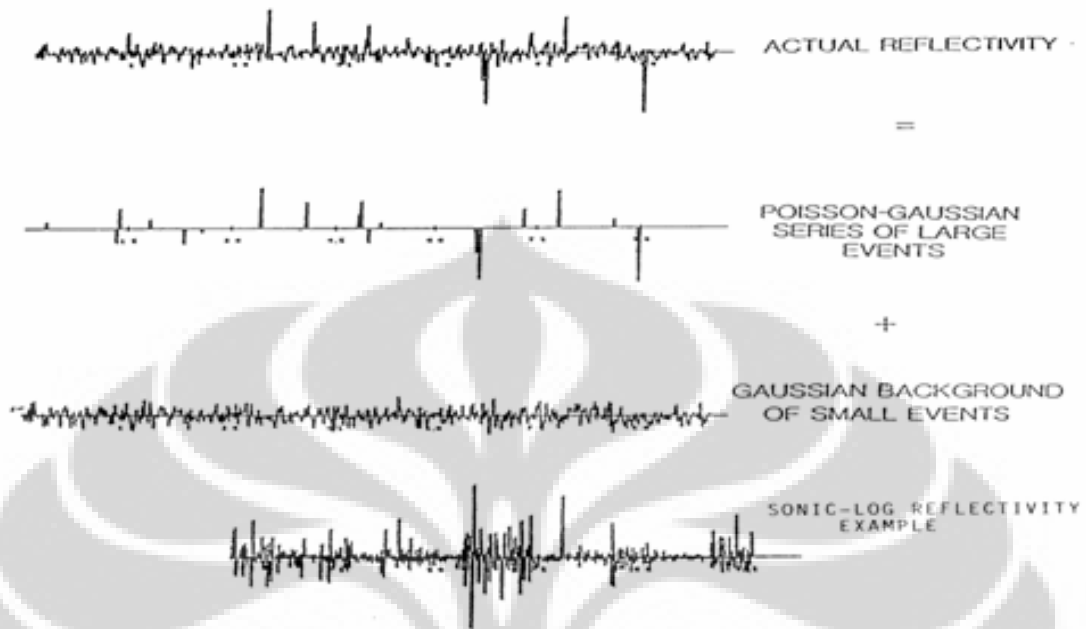
Gambar 3.12. Ilustrasi proses inversin seiamik.

3.4.2. Spare Spike Inversion

Dasar teori dekonvolusi maximum-likelihood (MLD) telah dikembangkan oleh Mendel pada tahun 1984. Selanjutnya pada tahun 1985 dimodifikasi oleh Hampson dan Russel agar mudah diterapkan pada data seismik yang sebenarnya. Kesimpulan yang diperoleh dari modifikasi tersebut adalah bahwa metoda MLD dapat diperluas untuk digunakan dalam reflektivitas sparse. Model dasar trace seismik didefinisikan dengan :

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (3.24)$$

dimana $s(t)$ = trace seismik, $w(t)$ = wavelet seismik, $r(t)$ = reflektivitas bumi, $n(t)$ noise. Perhatikan bahwa untuk menyelesaikan persamaan (3.24) harus diketahui tiga *anu*. Dengan menggunakan asumsi tertentu permasalahan dekonvolusi dapat diselesaikan.



Gambar. 3.13. Asumsi dasar dari metoda inversi maksimum spare-spike (Russell, 1997)

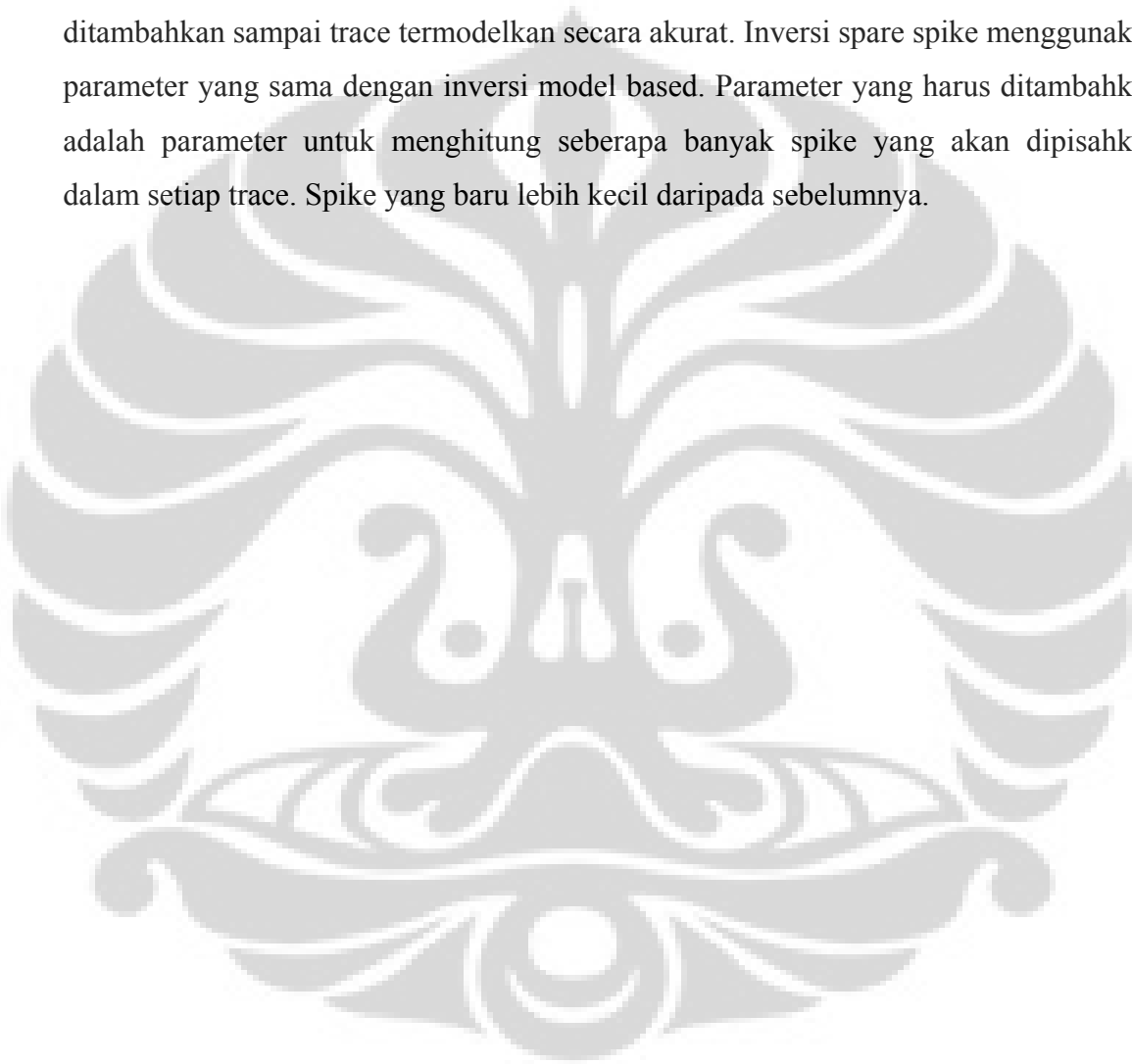
Seperti yang kita lihat sebelumnya, metoda rekursif seismik inversi didasarkan pada teknik dekonvolusi klasik, dimana diasumsikan reflektivitas random dan wavelet fasa minimum atau fasa nol. Hal ini akan menghasilkan keluaran wavelet dengan frekuensi lebih tinggi, tetapi tak pernah me-recover deret koefisien refleksi yang lengkap. Beberapa teknik dekonvolusi sekarang dapat dikelompokkan kedalam katagori metoda sparse spike. Dimana diasumsikan model reflektivitas tertentu dan wavelet yang diestimasi berdasarkan asumsi model tersebut. Teknik-teknik tersebut meliputi :

- (1) Inversi dan dekonvolusi maximum-likelihood.
- (2) Inversi dan dekonvolusi norma L1.
- (3) Dekonvolusi entropi minimum (MED)

Dari beberapa metoda inversi yang ada, metoda spare spike memiliki kelebihan dibandingkan dengan metoda klasik dekonvolusi lainnya, karena spare spike mengestimasi dengan batasan ekstra (extra constraint), dapat digunakan dalam estimasi full bandwidth reflektivitas. Reflektivitas bumi terdiri dari deretan reflektivitas yang

besar dengan diikuti oleh event atau kejadian reflektivitas yang lebih kecil berupa Gaussian background.

Inversi sparse spike menggunakan asumsi bahwa hanya spike yang besar yang dianggap penting. Metoda ini mencari spike yang besar dengan memeriksa tras seismik. Deret reflektivitas satu spike dibuat dalam satu waktu. Spike tersebut ditambahkan sampai trace termodelkan secara akurat. Inversi sparse spike menggunakan parameter yang sama dengan inversi model based. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung seberapa banyak spike yang akan dipisahkan dalam setiap trace. Spike yang baru lebih kecil daripada sebelumnya.

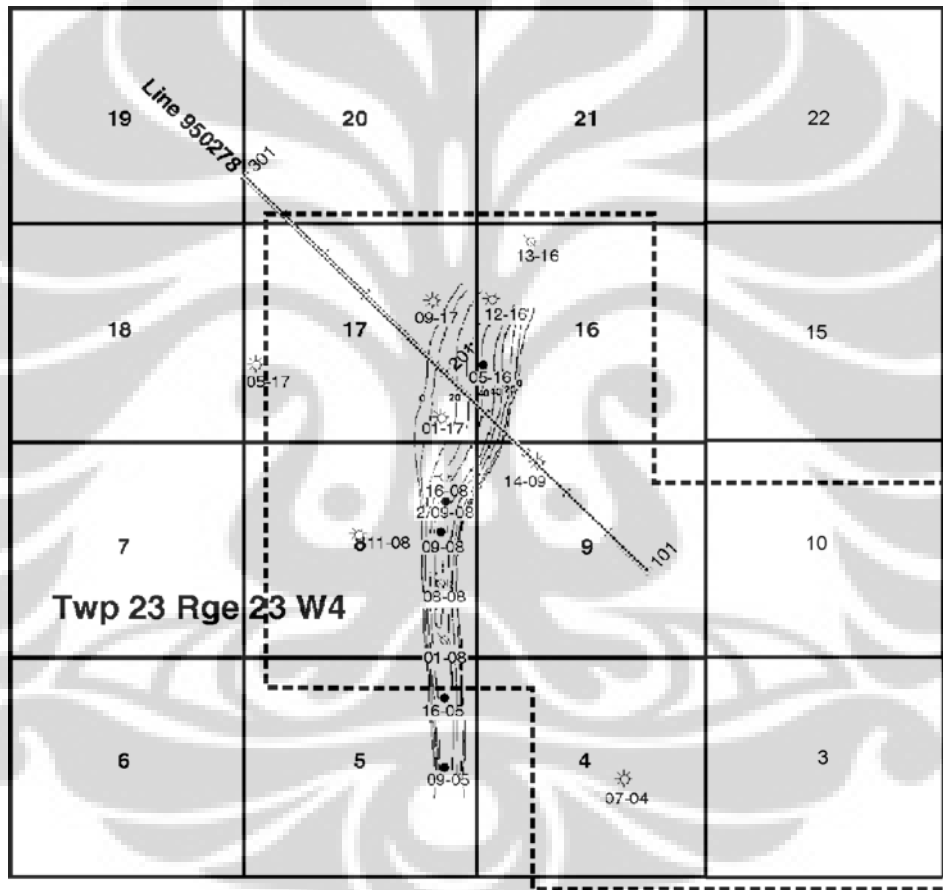


BAB IV PENGOLAHAN DATA

4.1. Data Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data Lapangan Blackfoot, yang terdiri dari :

1. Data seismik 3D Lapangan Blackfoot, yang berupa data CDP Gather.



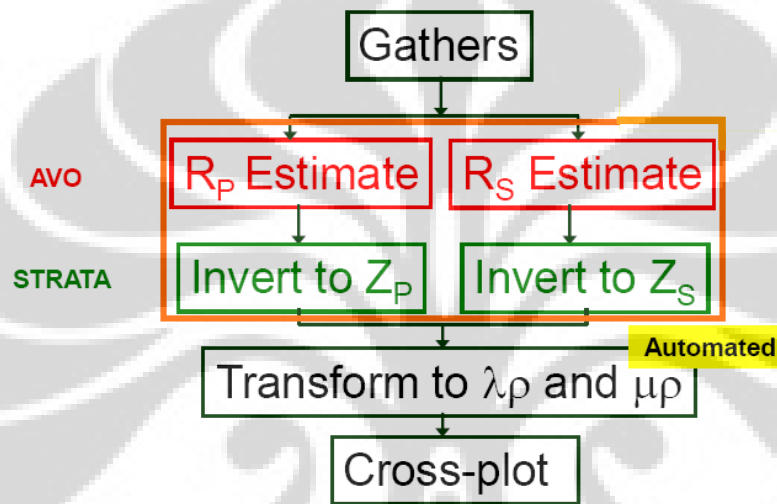
Gambar 4.1. Base map Lapangan Blackfoot.

2. Data sumur pada Lapangan Blackfoot, yaitu sumur 01-17, 09-08 dan 08-08 dimana sumur 08-08 memiliki data kecepatan gelombang P dan gelombang S, sedangkan sumur 01-17 dan 09-08 hanya memiliki data kecepatan gelombang P, sehingga kecepatan gelombang S-nya akan dicari menggunakan persamaan

Castagna. Seluruh sumur memiliki data log caliper, gamma ray, densitas, resistivity (*induction deep* dan *induction medium*) dan *netron porosity*.

4.2. Pengolahan Data

Pengolahan data lapangan Blackfoot dilakukan dengan dua tahapan umum, yaitu pengolahan data sumur dan pengolahan data seismik (AVO dan Inversi).



Gambar 4.2. Diagram proses pengolahan data seismik AVO-Inversi.

4.2.1. Pengolahan Data Sumur

Pengolahan data sumur meliputi penentuan zona target berdasarkan analisa data sumur yaitu data log gamma ray, log resistivity (*induction deep* dan *induction medium*), log densitas dan porositas serta log gelombang P dan gelombang S, kemudian melakukan proses uji sensitivitas pada data log yang ada dan log turunan yaitu log P impedan, S impedan, Poisson ratio, water saturation, lambda-rho dan mu-rho.

Uji sensitivitas bertujuan untuk melihat parameter apa yang dapat digunakan untuk diskriminasi litologi dan fluida daerah penelitian. Tahapan ini adalah untuk menginvestigasi apakah minyak, gas, dan air dapat terpisahkan berdasarkan data log, seperti V_p , V_s , Density, Gamma Ray, Resistivity dan beberapa log turunan. Daerah zona target berada pada grup Glauconitic dan terdiri dari shale dan batuan pasir serta lapisan siltstone yang tipis.

Uji sensitivitas dilakukan dengan melakukan *cross plot* antar data log sumur yang ada, yaitu :

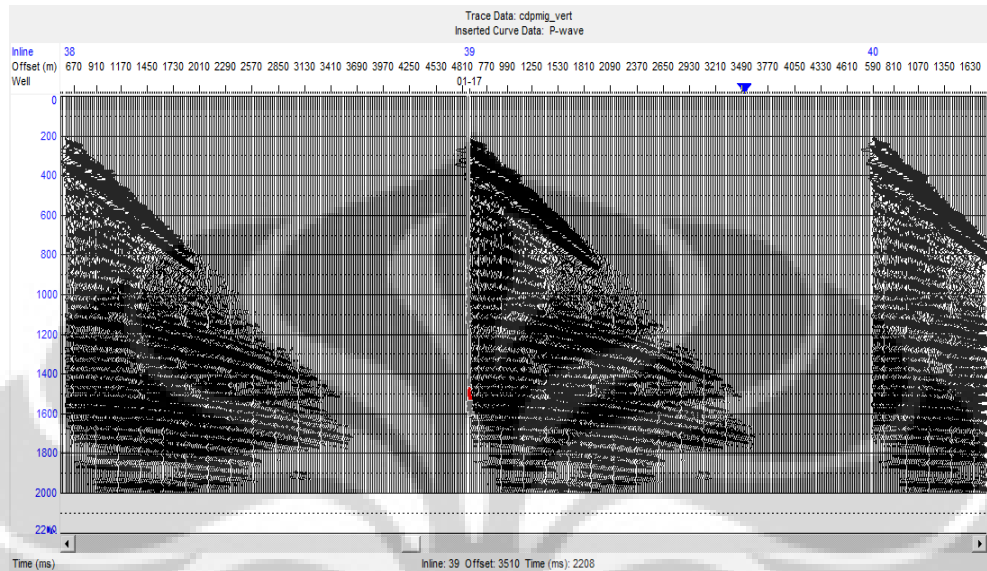
1. *Cross plot* antara log gamma ray dengan densitas digunakan untuk mendapatkan informasi litologi yaitu pembagian zona yang permeable dengan impermeable dimana zona permeable merupakan batuan pasir dan impermeable batuan lempung lempung.
2. *Cross plot* antara kecepatan gelombang P dengan poisson ratio, digunakan untuk mendapatkan informasi tentang litologi dan porositas.
3. *Cross plot* antara impedansi gelombang P dengan gamma ray dengan menggunakan cut off gamma ray dan parameter dimensi ketiga untuk membedakan fluida antara hidrokarbon pada sand atau gamping dan lempung basah yang mengandung air.
4. *Cross plot* antara Impedansi gelombang P dan Impedansi gelombang S digunakan untuk memberikan gambaran mengenai fluida dan litologi.
5. *Cross plot* antara Mu-Rho dengan Porositas digunakan untuk melihat sebaran porositas pada reservoir sehingga dapat dilihat zona yang memiliki porositas yang tinggi atau yang rendah.
6. *Cross plot* antara Mu-Rho dengan Lambda-Rho, dimana Lambda-Rho berhubungan dengan fluida dan Mu-Rho berkaitan dengan litologi. Secara teori kedua parameter ini lebih sensitive dalam mendeteksi litologi dan fluida bila digabungkan.

4.2.2. Pengolahan Data Seismik AVO

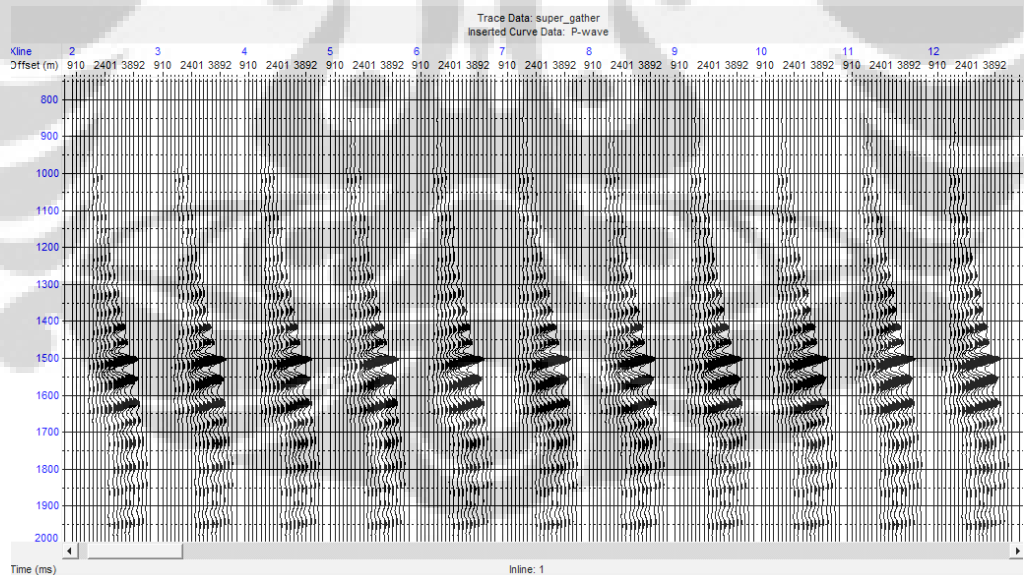
Pengolahan data seismik AVO menggunakan software Hampson Russell yaitu AVO. Program AVO bertujuan untuk menganalisa data seismik prestack dalam mengevaluasi dan *modeling amplitude* terhadap offset. Data yang diperlukan yaitu data sumur (satu atau lebih) dan data seismik (2D/3D) – CDP gather. Pada penelitian ini seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya yaitu menggunakan 3 data sumur (01-17, 08-08 dan 09-08) dan data seismik 3D CDP gather.

4.2.2.1. Data CDP Gather

Data seismik yang digunakan adalah data seismik CDP gather 3 dimensi. Dengan inline 1-102 dan xline 1- 111.



Gambar 4.3. Penampang CDP gather.



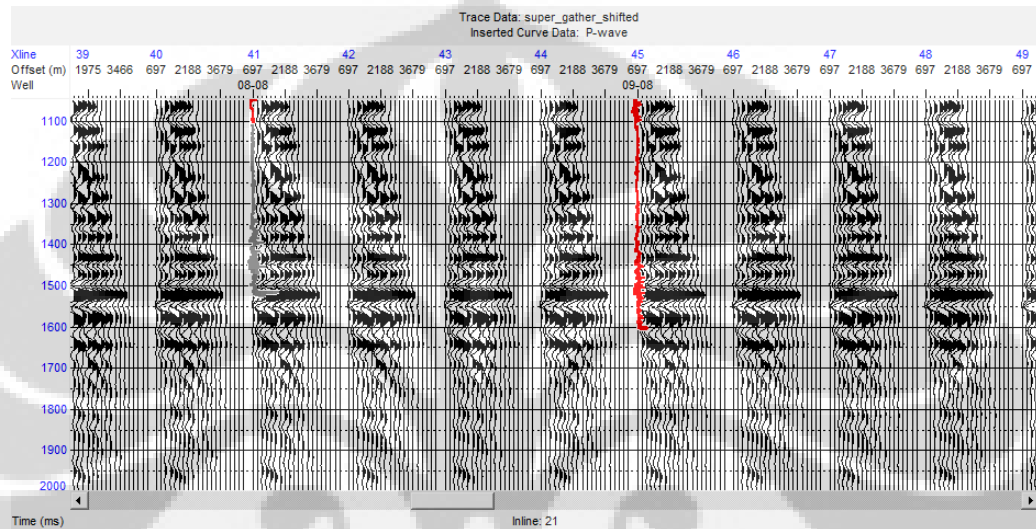
Gambar 4.4. Super gather.

4.2.2.2. Super Gather

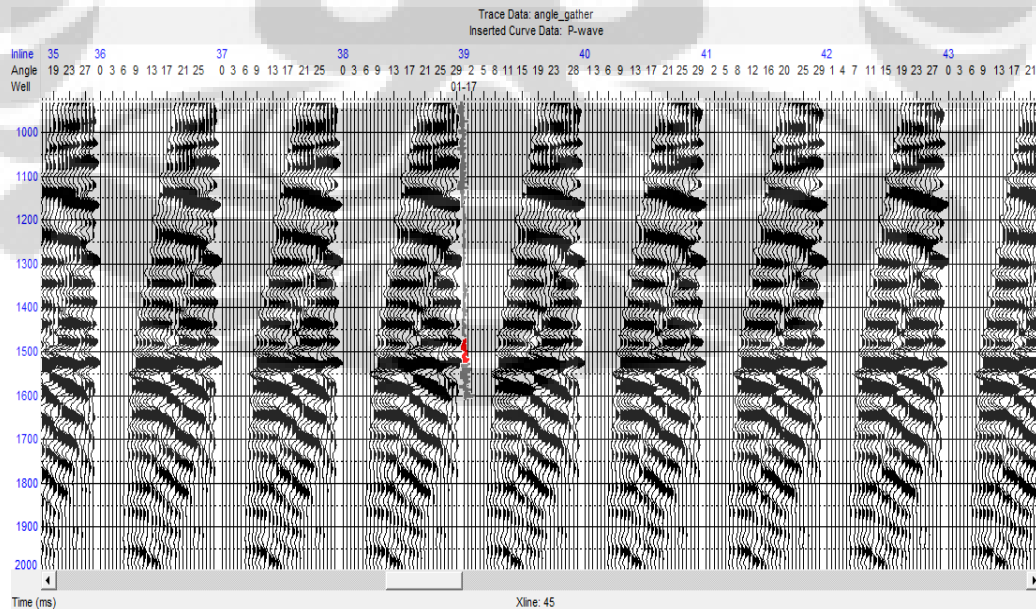
Proses super gather menganalisa tiap-tiap trace pada inline dan xline dalam CDP gather yang tiap-tiap trace-nya menggambarkan kisaran nilai offset. Super

gather adalah suatu proses perataan trace yang bertujuan untuk memperkuat respon amplitudo. Penampang seismik yang telah di super gather dapat terlihat pada gambar 4.3.

Karena adanya residual dari moveout mengakibatkan data seismik hasil super gather berubah maka untuk memperbaikinya maka dilakukan trim statik, dengan maksimum time shift 20 ms.



Gambar 4.5. *Super gather* yang telah melalui proses *trim static*.



Gambar 4.6. Penampang *angle gather*.

4.2.2.3. Angle Gather

Proses angle gather dilakukan untuk membawa tiap-tiap trace dalam kawasan offset ke kawasan sudut (*angle*), proses ini dilakukan dengan ray tracing menggunakan fungsi kecepatan atau menggunakan data sumur log sonic atau kecepatan gelombang P. Data log sonik yang digunakan yaitu log sonic sumur 08-08.

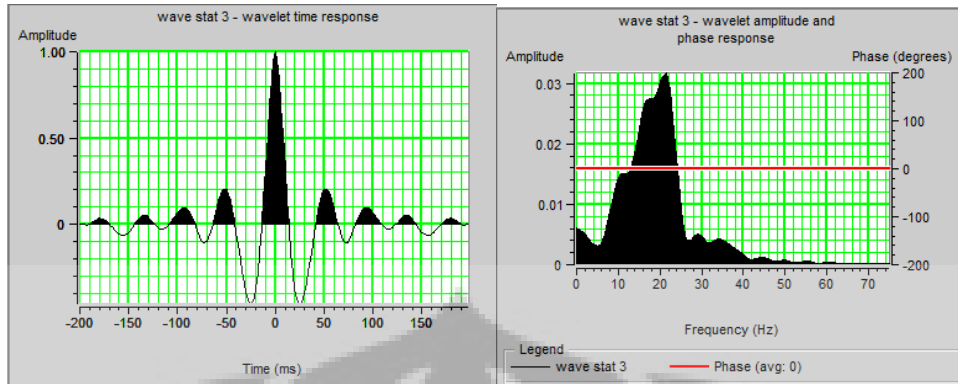
4.2.2.4. Melakukan analisa FRM (*Fluid Replacement Modelling*)

Kecepatan gelombang S untuk sumur 01-17 dan 09-08 didapat dengan menggunakan persamaan Castagna. Hasil ini akan memberikan kita log kecepatan gelombang S untuk wet zone. Maka untuk itulah dilakukan FRM, untuk memperbaiki nilai kecepatan gelombang S pada daerah hidrokarbon sand.

4.2.2.5. Pengikatan data seismik terhadap Sumur (*well-seismic tie*)

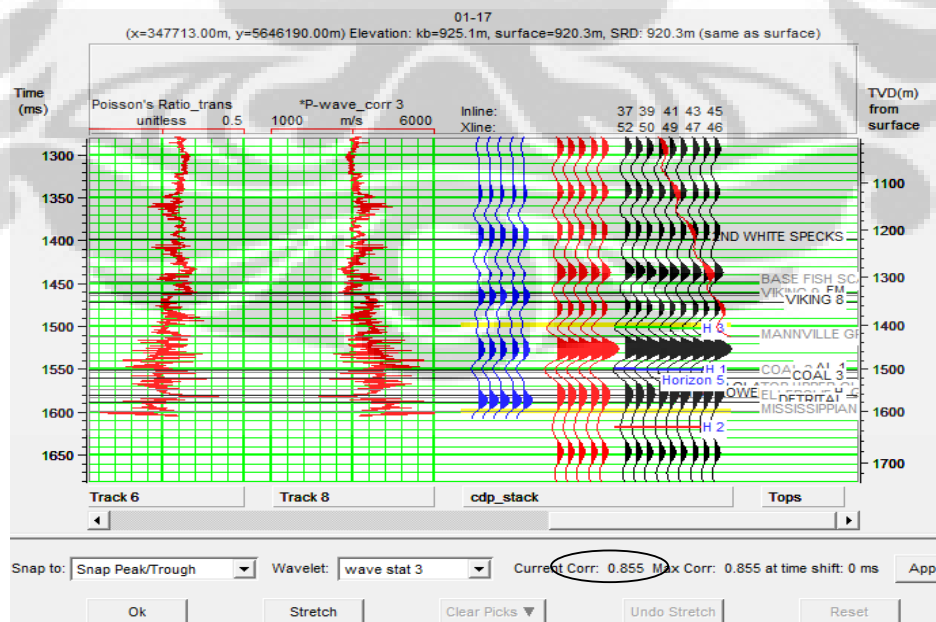
Data sumur berfungsi sebagai kontrol dalam proses inversi seismik. Proses *well to seismic tie*, adalah proses yang bertujuan untuk mengikatkan data sumur pada data seismik setelah dilakukan proses *check-shot*, sehingga data sumur dapat ditempatkan di posisi yang benar pada data seismik. Sebagaimana yang kita ketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data well berada dalam domain kedalaman. Sehingga, sebelum kita melakukan pengikatan, langkah awal yang harus kita lakukan adalah konversi data well ke domain waktu. Untuk konversi ini, kita memerlukan data sonic log dan *check shot*.

Pada prakteknya, pengikatan data sumur ke data seismik, dilakukan dengan melihat kesamaan respon antara *trace* sintetik yang dikalkulasi dari data sumur, dengan data seismik dalam bentuk *composite trace* yang telah melalui proses *checkshot correction*. *Checkshot correction* merupakan proses untuk mendapatkan nilai konversi dari domain kedalaman ke domain waktu atau sebaliknya, sedangkan *trace* komposit didefinisikan sebagai rata-rata dari sejumlah *trace* yang berdekatan disekitar sumur.



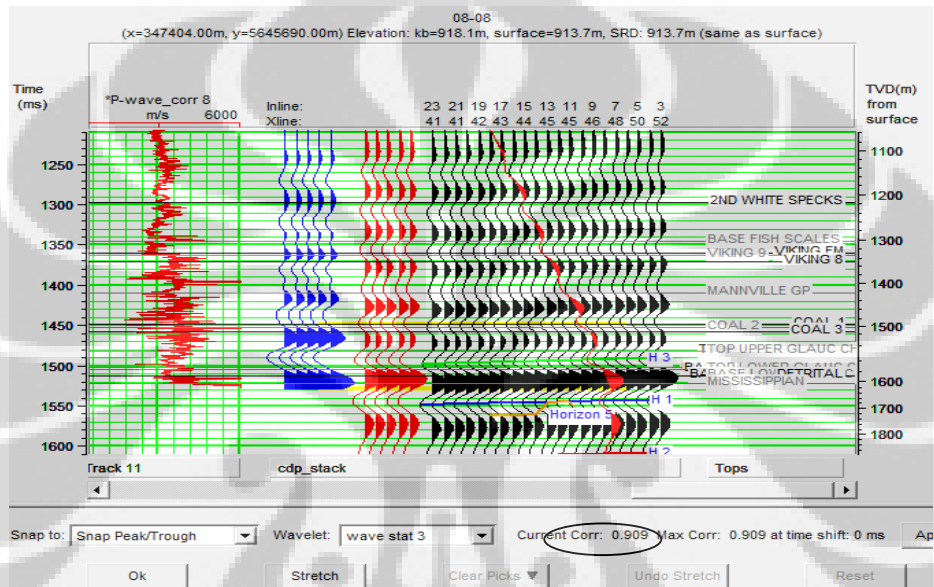
Gambar 4.7. Wavelet dari ekstraksi secara statistik data seismik, frekeunsinya yaitu antara 0 sampai 60 Hz, dengan frekeunsi dominan adalah 20 Hz.

Proses yang cukup penting pada tahapan ini adalah ekstraksi wavelet, yang nantinya akan digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik. Wavelet terbaik dapat dicari dari data sumur, ekstraksi secara statistik terhadap data seismik, dengan membuat ricker wavelet atau bandpass wavelet. Setiap wavelet, akan mempunyai koefisien korelasi yang menyatakan kemiripan seismogram sintetik yang dihasilkannya terhadap data seismik riil. Penelitian ini menggunakan wavelet yang diperoleh secara statistik dari data seismik dengan konstan fasa. Pada wavelet hasil statistik ini, frekeunsinya yaitu antara 0 sampai 60 Hz, dengan frekeunsi dominan adalah 20 Hz.

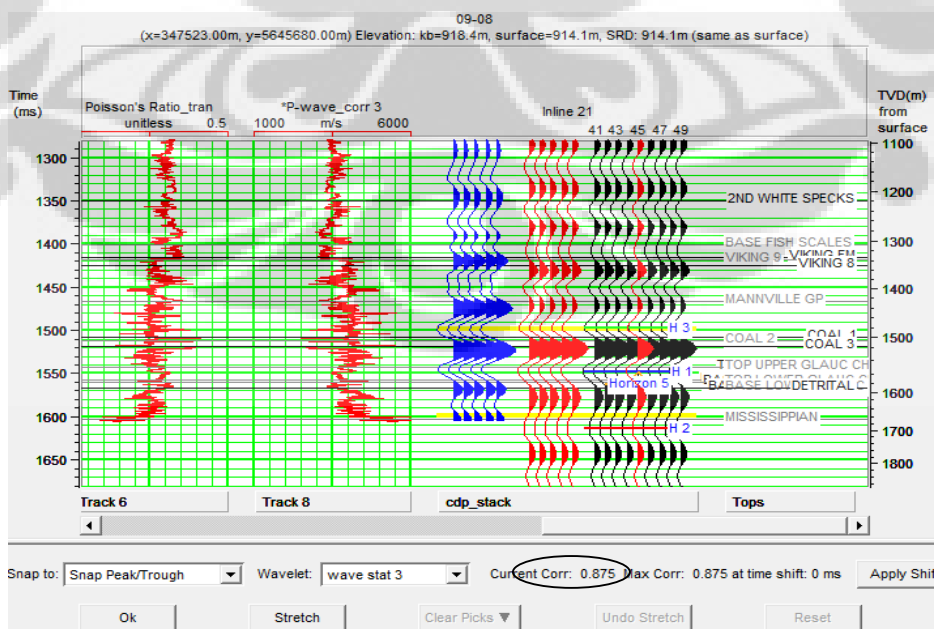


Gambar 4.8. Hasil korelasi well to seismik sumur 01-17, yaitu 0,855.

Data seismik yang digunakan untuk acuan pada proses ini adalah CDP *gather* dengan zona target antara 1450 – 1600 ms yaitu zona Glauconitic. Proses *stretch* pada saat correlation data seismik dengan well memberikan hasil korelasi yang cukup baik. Pada sumur 01-17 hasil korelasi maksimum adalah 0,855 (gambar 4.8), sumur 08-08 hasil maksimum korelasinya adalah 0,909 (gambar 4.9) dan untuk sumur 09-08 hasil korelasi maksimumnya yaitu 0,875 (gambar 4.10).



Gambar 4.9. Hasil korelasi *well to seismik* sumur 08-08, yaitu 0,909.



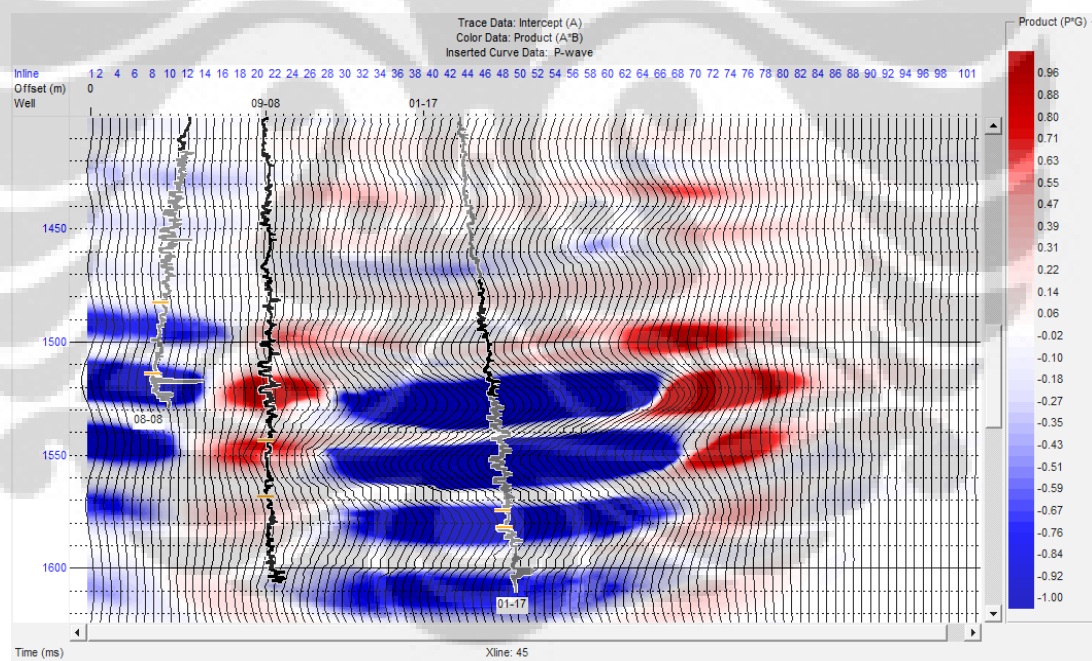
Gambar 4.10. Hasil korelasi *well to seismik* sumur 09-08, yaitu 0,875.

4.2.2.6. Gradien dan Intercept

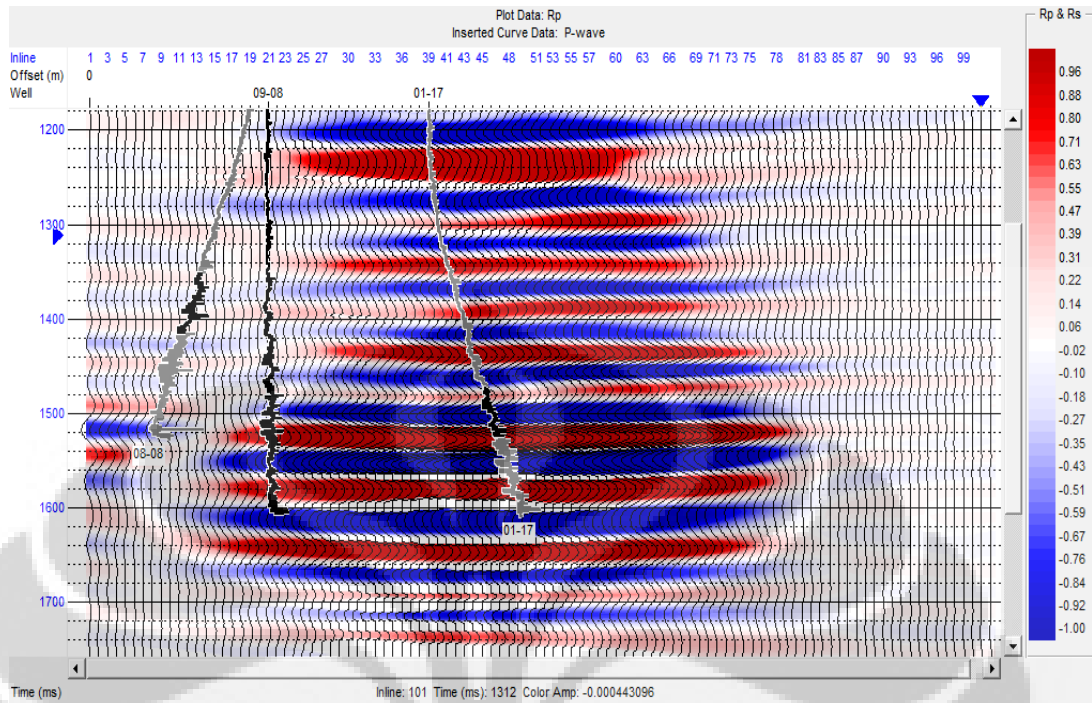
Dengan menggunakan persamaan Aki-Richard, maka akan didapat gradien dan intercept, yang membantu dalam proses penentuan anomali AVO. Pada Humspen Rusell, proses untuk mendapatkan intercept dan gradien dilakukan pada AVO atribut volume dari data angle gather. Hasil dari AVO atribut volume yaitu penampang seismik Intercept (A) dan penampang seismik gradien (B) (gambar 4.10).

4.2.2.7. Menentukan reflektivitas gelombang P dan gelombang S

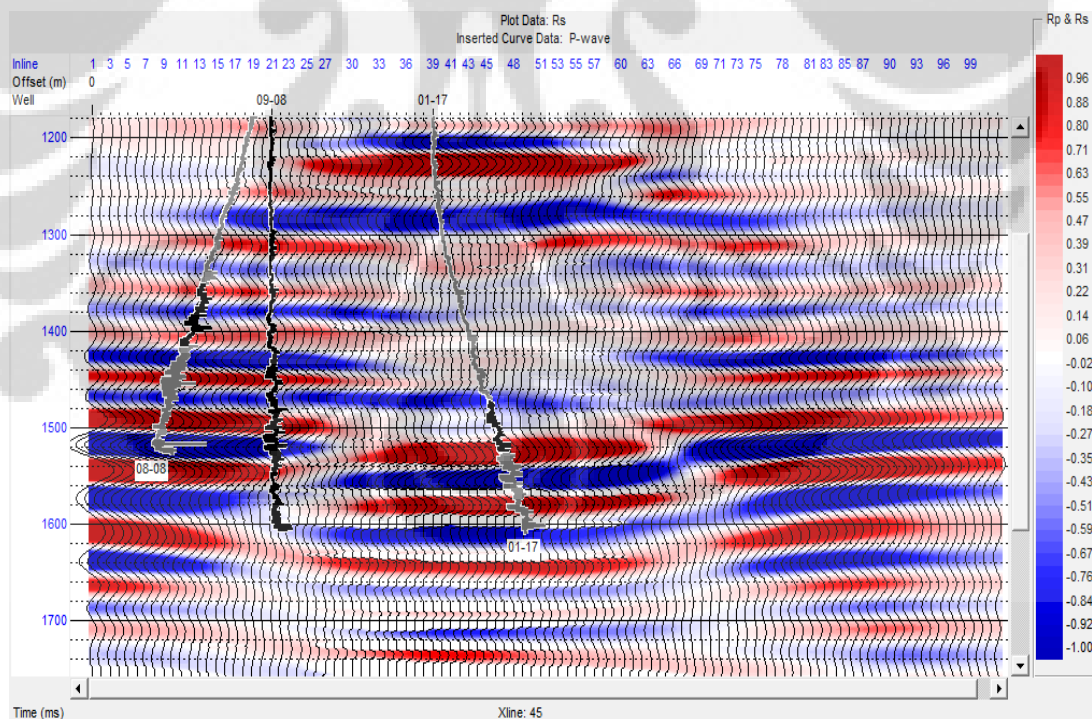
Penentuan reflektivitas gelombang P dan gelombang S dilakukan pada data seismik angle gather menggunakan persamaan Fatti et al. Hasil dari pengolahan data ini akan diperoleh reflektivitas gelombang P (R_p) dan reflektivitas gelombang S (R_s) (gambar 4.11 dan 4.12).



Gambar 4.11. Hasil AVO atribut volume, data intercept (A) dengan color data $P*G$ (*intercept * gradient*) pada xline 45.



Gambar 4.12. Penampang seismik Rp (reflektivitas gelombang P) pada xline 45.



Gambar 4.13. Penampang seismik Rs (reflektivitas gelombang S) pada xline 45.

4.2.3. Pengolahan Data Seismik Inversi

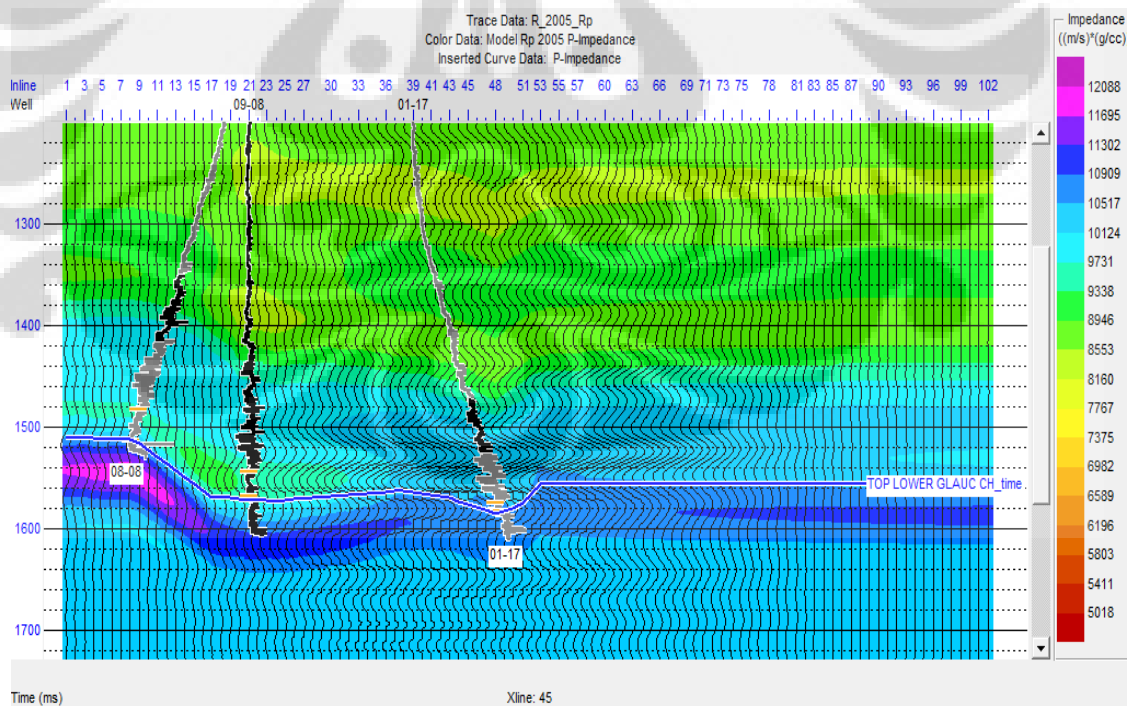
Proses inversi dilakukan menggunakan perangkat lunak STRATA Hampson-Russel. Program ini terdiri dari inversi post-stack atau pre-stack data seismik. Data yang diperlukan antara lain yaitu data sumur (satu atau lebih sumur), data seismik (2D/3D) dan horizon yang digunakan sebagai panduan dalam menentukan initial model. Hasil dari proses ini yaitu akustic impedan, shear impedande dan density.

4.2.3.1. Pembuatan Model Awal AI

Model awal yang digunakan untuk proses inversi berdasarkan *constraint* dari sumur yang ada dan dengan *input* horison yang teridentifikasi.

4.2.3.1.1. Picking Horizon

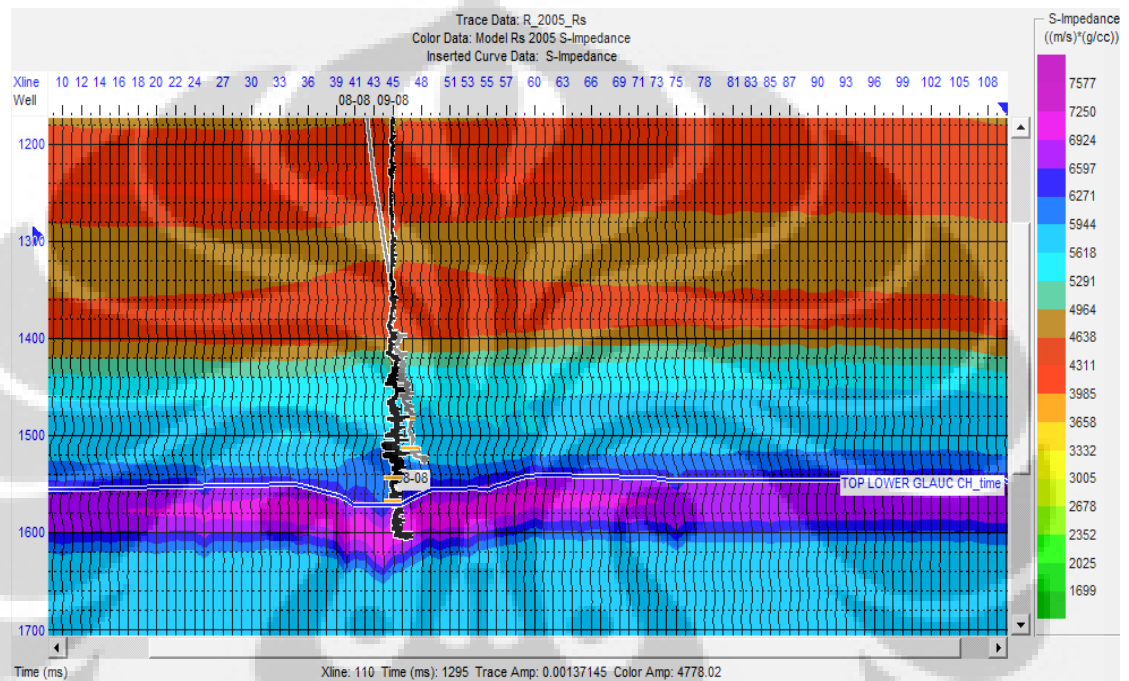
Bagian penting dalam membuat model seismik untuk inversi adalah menentukan horizon, yang bertujuan sebagai pengarah batas lapisan pada daerah sekitar sumur.



Gambar 4.14. Initial model akustik impedan dari Rp pada xline 45.

4.2.3.1.2. Pembuatan Initial Model

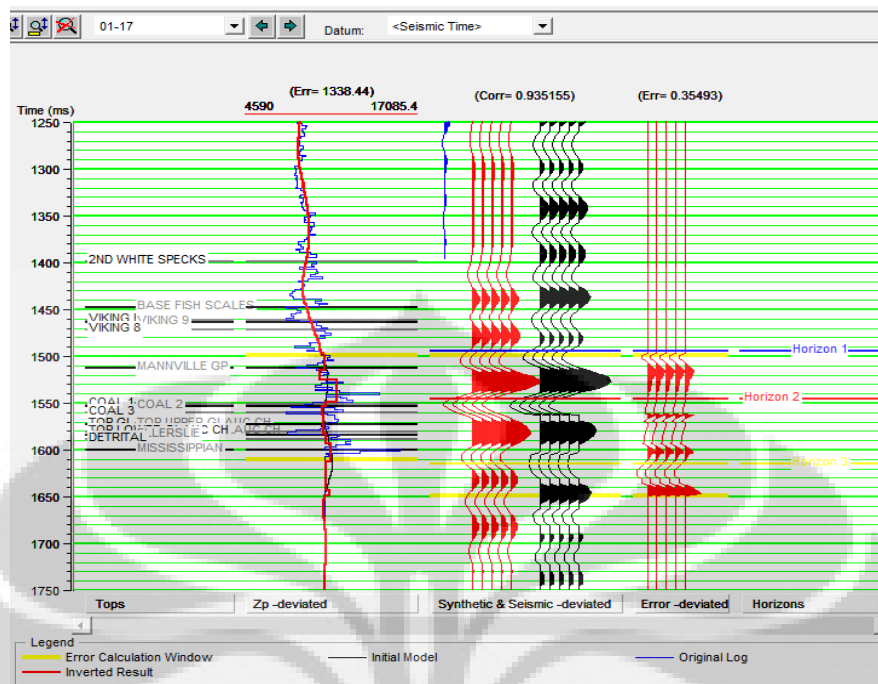
Pembuatan model dilakukan pada data reflektifitas gelombang P (R_p) dan reflektivitas gelombang S (R_s) yang didapat dari hasil AVO. Initial model untuk R_p tipenya adalah untuk inverse akustik impedan (gelombang P) (gambar 4.14) sedangkan R_s model untuk inverse shear impedan (gelombang S) (gambar 4.15).



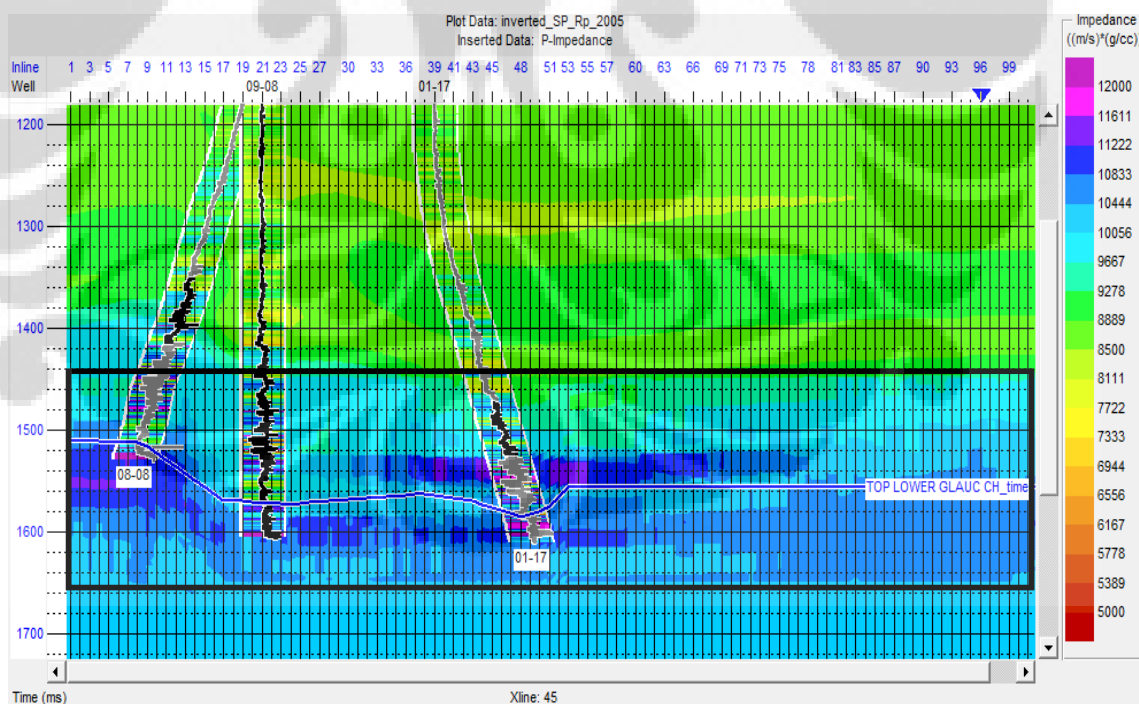
Gambar 4.15. Initial model shear impedan dari R_s pada inline 21.

4.2.3.1.3. Analisis Seismik Inversi *Spare Spike*.

Ada beberapa macam metoda inverse, dalam penelitian ini metoda yang digunakan yaitu maximum spare spike inversi. Analisis inverse ini dilakukan untuk mengetahui apakah hasil initial model yang diperoleh akan memberikan hasil inverse yang baik. Hasilnya akan terlihat dari seberapa besar nilai korelasi antara hasil inverse, initial model dan data seismik aslinya. Gambar 4.16. Merupakan hasil analisis inverse spare spike untuk daerah sumur 01-17. Nilai korelasinya 0,935155 dengan tingkat error 0,35494.



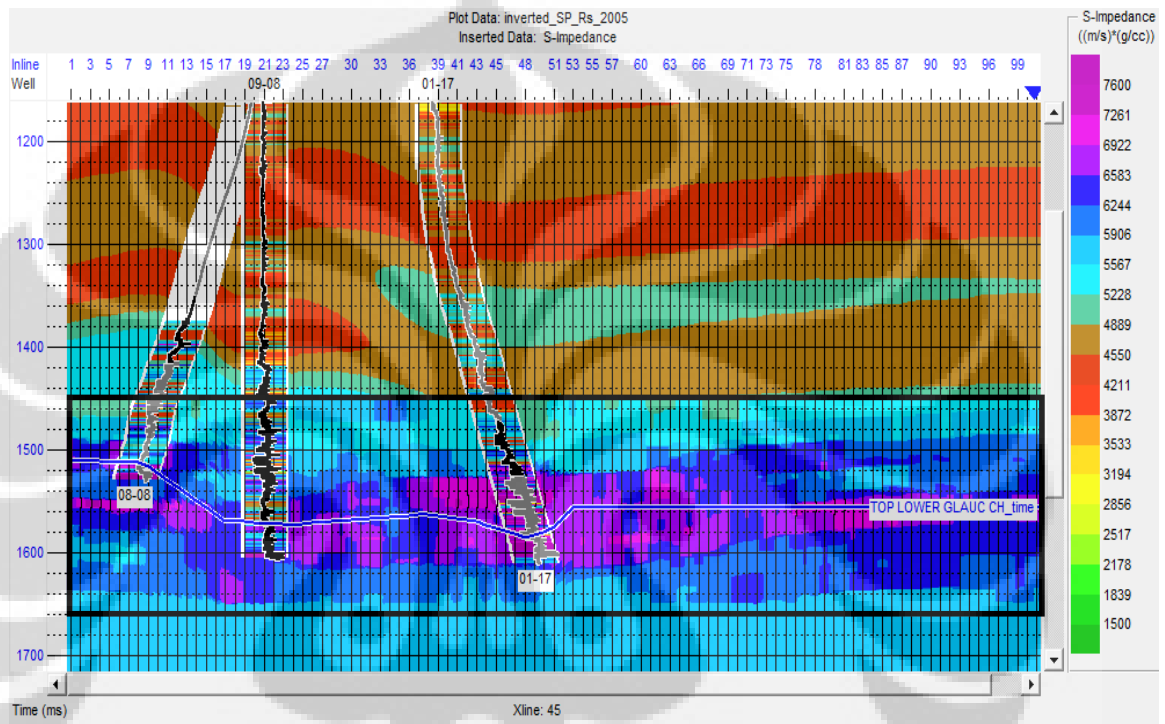
Gambar 4.16. Salah satu hasil analisa inversi yaitu untuk sumur 01-17 didapat nilai korelasi adalah 0,935155.



Gambar 4.17. Hasil Inversi reflektivitas gelombang P (Rp) yaitu I_p pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva P impedan.

4.2.3.1.4. Inversi Spare Spike.

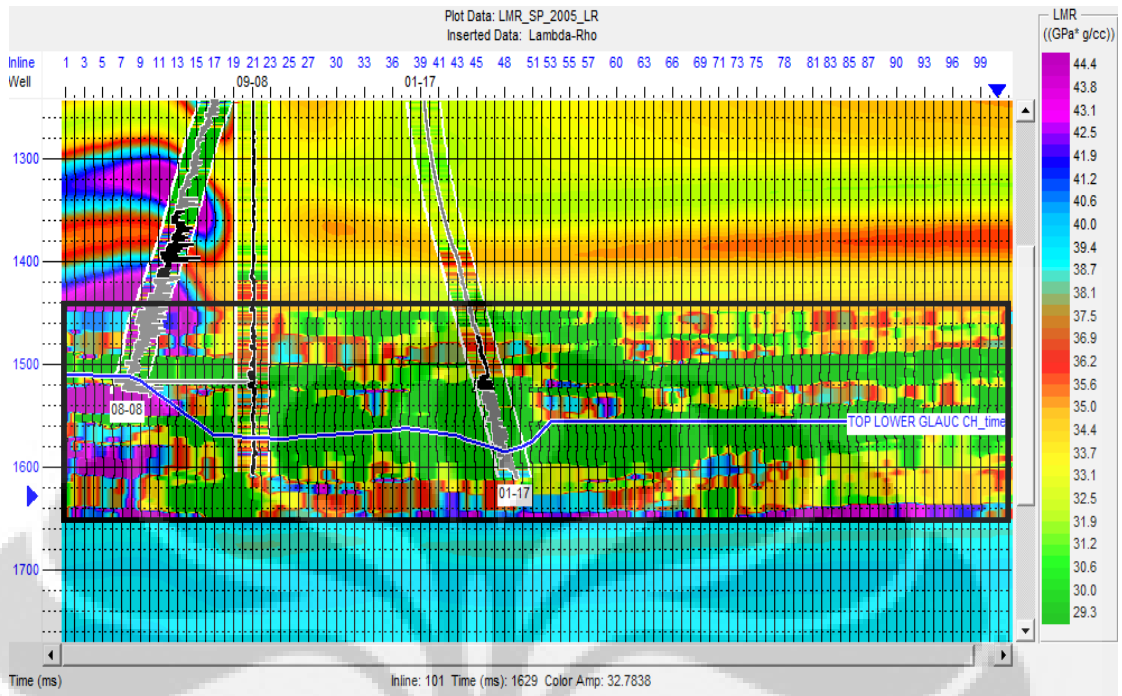
Dari initial model Rp dan initial model Rs maka dilakukan proses inversi *spare spike*. Zona target yang dilakukan proses inversi adalah dari kedalaman 1450 – 1650 meter. Inversi yang dihasilkan yaitu akustik impedan dari initial model Rp (gambar 4.17) dan shear impedan dari initial model Rs (gambar 4.18).



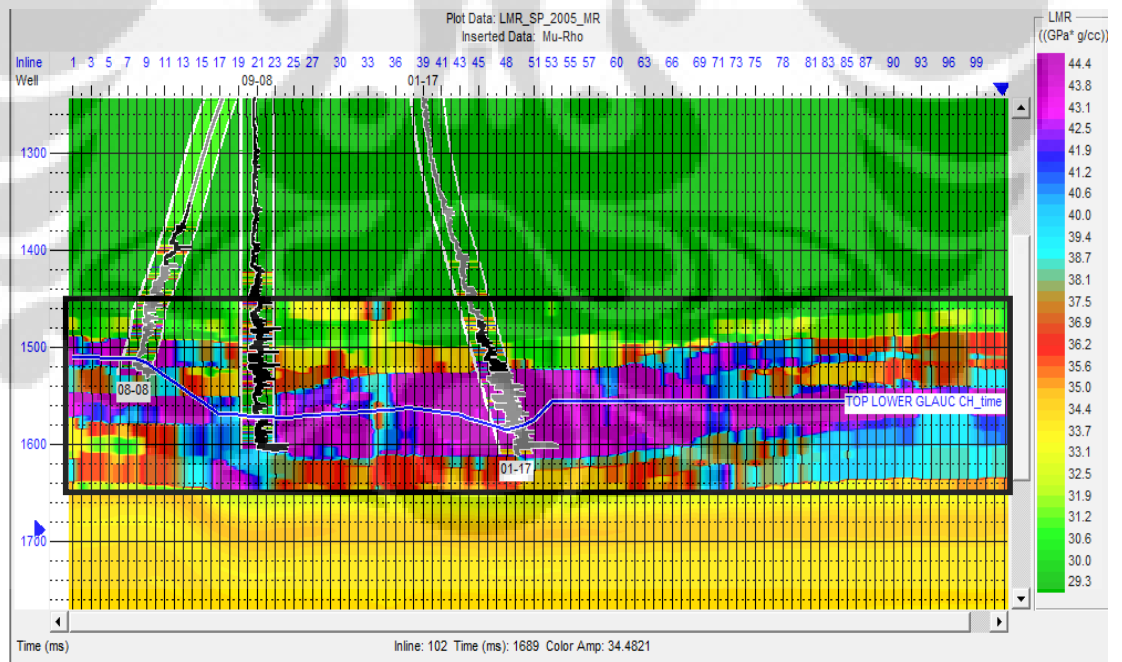
Gambar 4.18. Hasil Inversi reflektivitas gelombang S (Rs) yaitu Is pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva S impedan.

4.2.3.1.5. Perhitungan Lamda-Miu Rho (LMR)

Lamda dan mu merupakan konstanta elastic. Lamda menandakan incompressibility fluida, dimana bila nilai lamda rendah menandakan adanya saturasi gas. Sedangkan mu merupakan rigiditas dan bila nilainya tinggi berarti menunjukkan lapisan pasir (quartz). Sehingga bila lamda rendah dan mu tinggi maka lapisan tersebut merupakan lapisan gas sand. Maka $\lambda\rho$ merupakan indikator fluida (LR) dan $\mu\rho$ adalah indicator matrik (MR). Pengolahan data parameter Lamda ini akan menghasilkan dua penampang yaitu penampang seismik Lambda-Rho dan penampang seismik Mu-Rho. Zona target yaitu sama dengan inversi antara 1450 meter sampai dengan 1650 meter.



Gambar 4.19. Penampang seismik Lambda-Rho pada xline 45, dengan data sumur adalah kurva lambda-rho.



Gambar 4.20. Penampang seismik Mu-Rho pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva mu-rho.

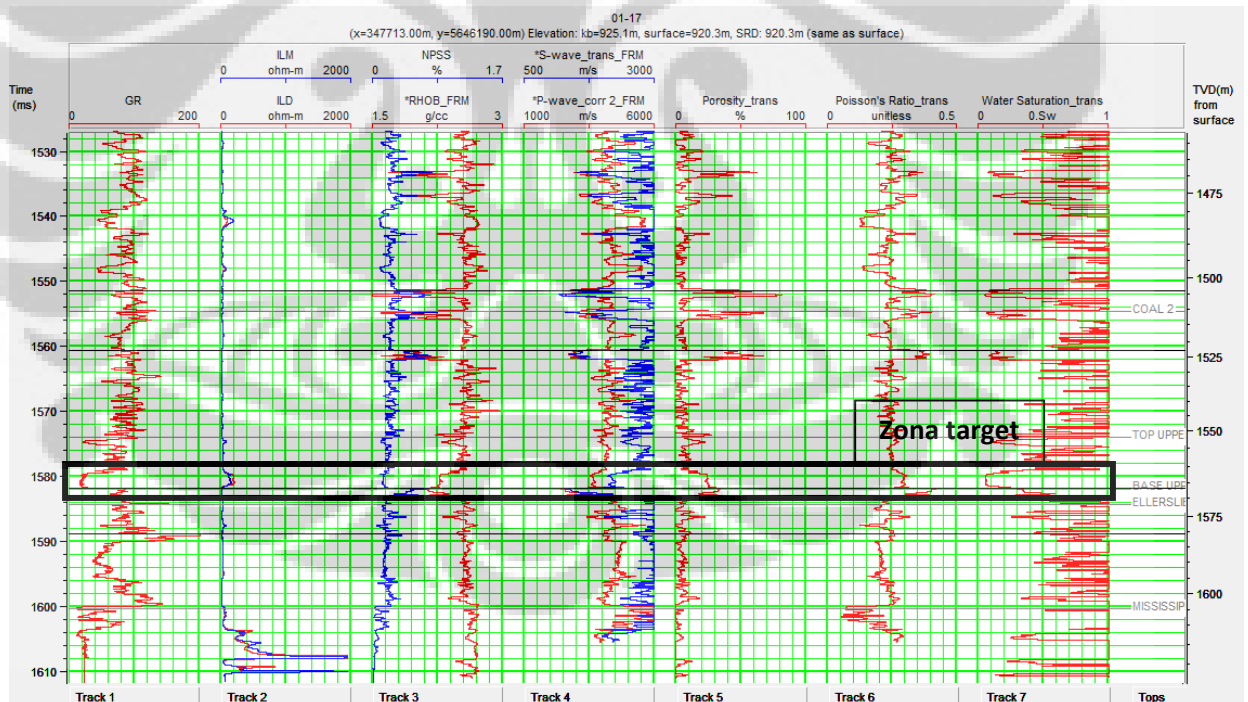
BAB V

PEMBAHASAN

5.1. Data Sumur

5.1.1. Sumur 01-17

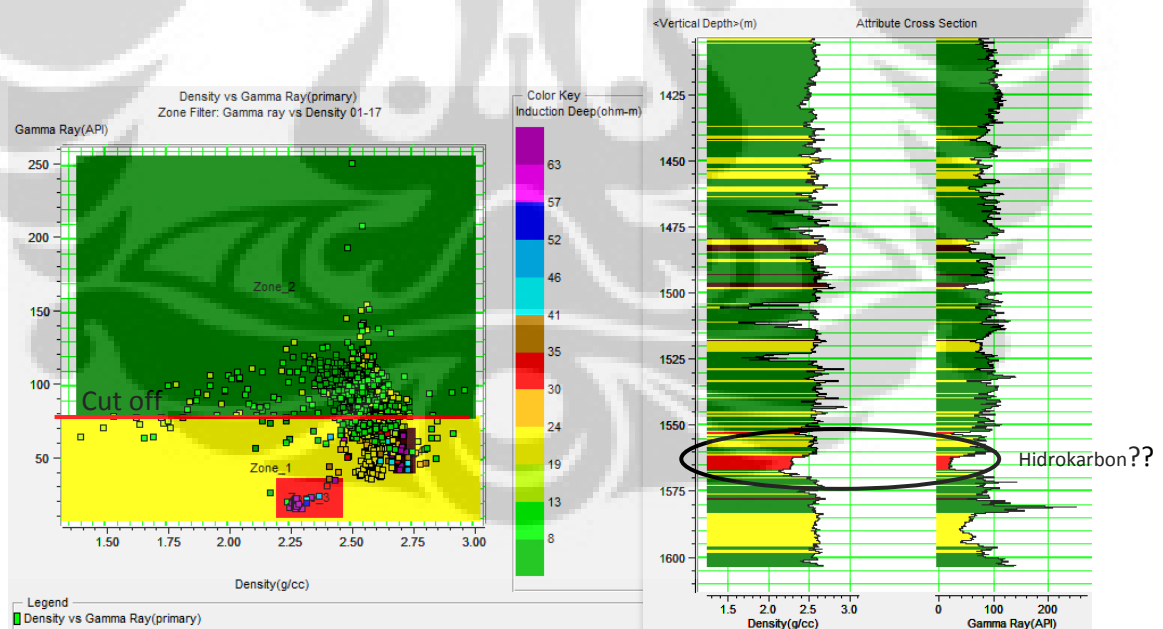
Dari data sumur kedalaman 1650 m dapat dilihat nilai gamma ray yang kecil yaitu mendekati nilai 10 API, zona ini merupakan zona permeable, litologinya adalah batu gamping, karena daerah penelitian merupakan lapisan glauconitic yang mengandung pasir yang diselangi oleh lempung. Perubahan nilai pada log induction deep dan induction medium juga terlihat, hidrokarbon memiliki kemampuan yang buruk dalam mengalirkan arus listrik sehingga nilai log induksinya akan lebih besar dari pada zona yang mengandung air.



Gambar 5.1. Zona target berdasarkan analisa data sumur gamma ray, induction log, NPSS log, RHOB log pada sumur 01-17.

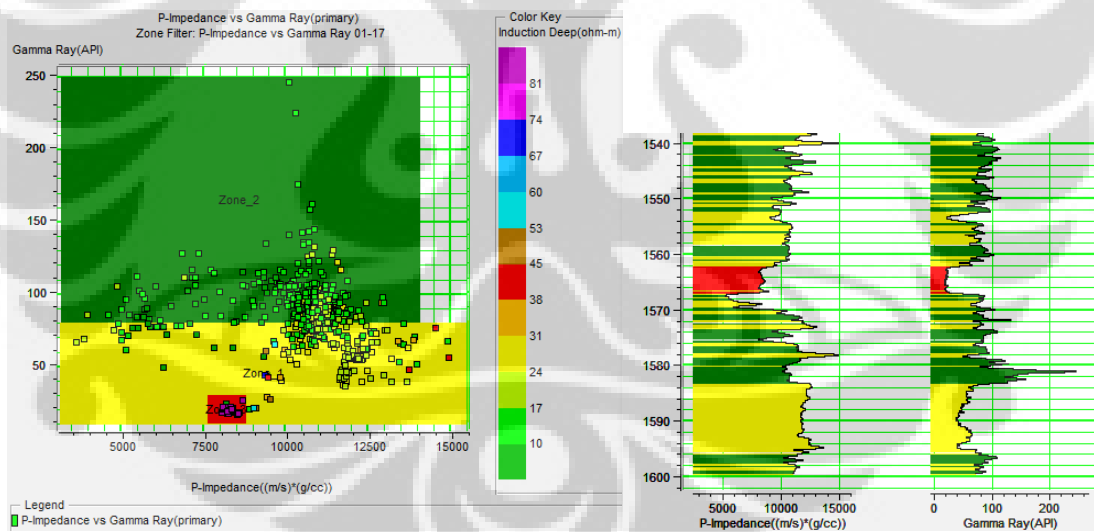
Untuk sumur 01-17 maka zona targetnya berada pada kedalaman 1560 – 1570 m. Kedalam ini terletak antara lapisan upper glauconitic dan lower glauconitic. Zona target pada sumur 01-17 ini kurang bagus, karena ketebalannya tipis.

Anlisis sensitifitas dilakukan pada beberapa log, dengan menggunakan variable ketiga sebagai penentu zona target yaitu incoinduction deep log dan log turunan yaitu water saturation. Gambar 5.2. adalah cross plot antara gamma ray dengan densitas, cut off gamma ray-nya yaitu 80 API, untuk nilai gamma ray yang besar dari 80 API adalah shale dan yang kecil dari nilai cut off adalah batuan pasir. Induction deep log dijadikan sebagai acuan karena sangat baik dalam mendeteksi fluida. Nilai induction log yang tinggi (zona merah) kemungkinan mengandung hidrokarbon, namun belum dapat diketahui apakah gas atau minyak. Penggunaan log induction deep belum mampu memberikan batasan antara gas dan minyak. Zona ini berada pada kedalaman 1560-1570 meter. Dapat diketahui nilai densitasnya pada zona berwarna merah adalah 2,20 – 2,4 g/cc dan nilai gamma ray-nya adalah 10 – 30 API.



Gambar 5.2. Cross plot Gamma Ray vs Density pada sumur 01-17.

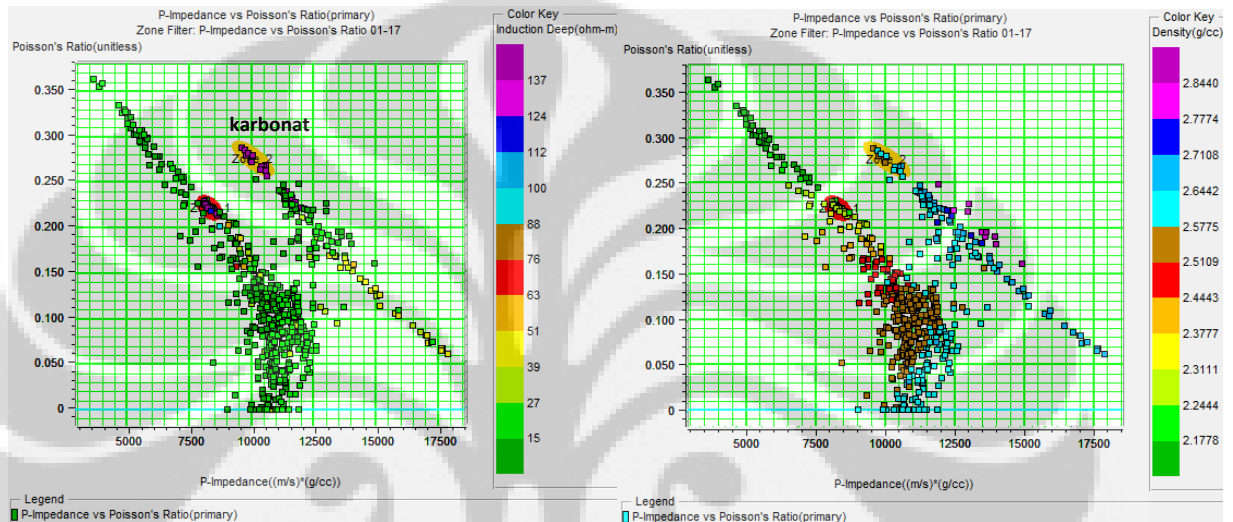
Gambar 5.3. dilakukan cross plot antara gamma ray dengan P impedance, terlihat bahwa gamma ray dapat membedakan litologi dengan baik, antara batu lempung yang ditunjukkan oleh warna hijau dengan batuan pasir (ditunjukkan oleh warna kuning), namun tidak dapat membedakan secara signifikan kehadiran gas. Parameter P impedance tidak dapat membedakan litologi dengan baik, antara batuan lempung (shale) dengan batu pasir (sandstone), terlihat bahwa nilai P impedance untuk shale dan sand memiliki nilai kisaran yang hampir sama (terjadi overlap P impedance). Untuk nilai P impedance pada batu gamping, tampak terdapat dua kelompok (cluster), yang merupakan perbedaan nilai P impedance batuan pasir yang mengandung hidrokarbon (ditunjukkan oleh warna merah) dengan yang tidak mengandung hidrokarbon (wet). Nilai P impedance yang mengandung hidrokarbon mengalami penurunan, hal ini disebabkan oleh kecepatan gelombang P (P wave), dimana kecepatan gelombang P sangat sensitif terhadap kehadiran fluida. Nilai P impedance zona target (warna merah) antara 7500 – 8500 ((m/s)*(g/cc)).



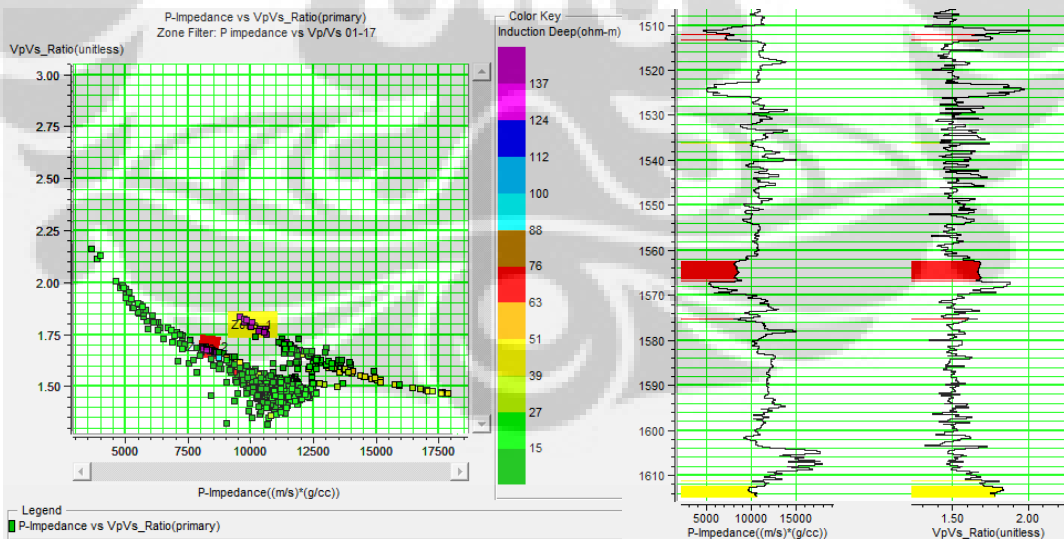
Gambar 5.3. Cross plot Gamma Ray vs P Impedance pada sumur 01-17.

Poisson ratio dapat digunakan sebagai acuan dalam menentukan isi fluida dalam batuan. Dari gambar 5.4 (a) cross plot antara poisson ratio dengan P impedance, dengan parameter dimensi ketiganya yaitu log induction deep dan densitas. Terlihat bahwa nilai poisson rasio pada zona yang diduga adalah

hidrokarbon dengan zona wet, memiliki nilai poisson ratio yang saling over lap. Begitu juga cross plot antara Vp/Vs dengan P impedance, juga terjadi over lap pada nilai Vp/Vs zona target (warna merah). Jadi cros plot ini tidak bias memberikan gambaran yang jelas. Nilai poisson ratio pada zona target yaitu 0,2 – 0,24 sedangkan nilai Vp/Vs pada zona target hidrokarbon (warna merah) adalah 1,65 - 1,70. Over laping dengan nilai wet zone.

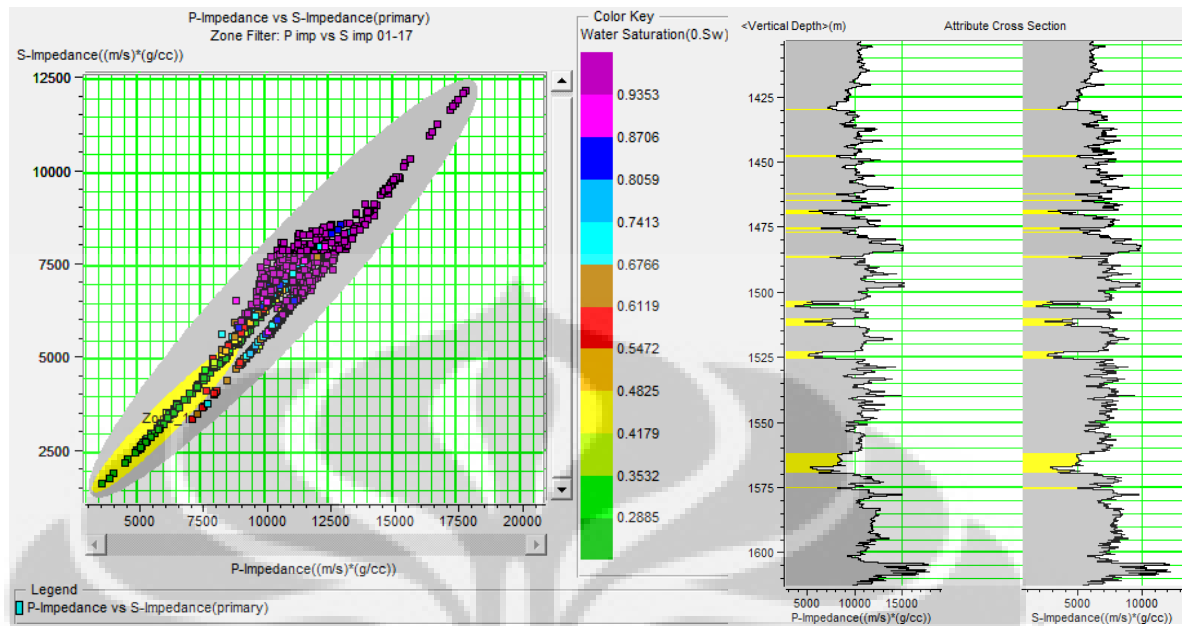


(a)

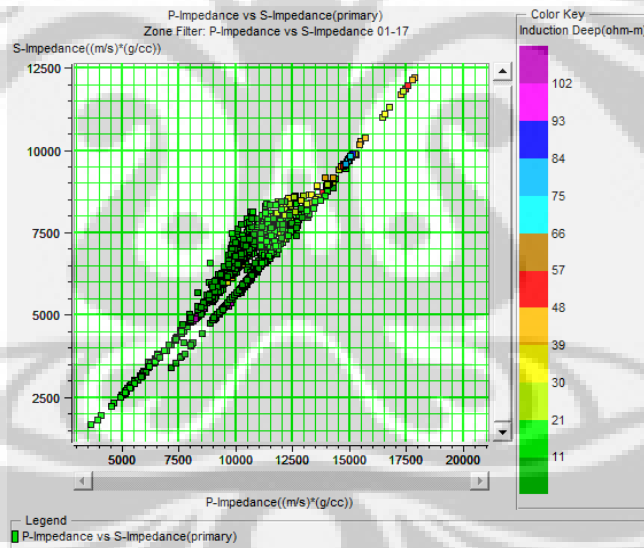


(b)

Gambar 5.4. (a) Cross plot Poisson Ratio vs P Impedance dengan color key induction deep dan densitas dan (b) cross plot Vp/Vs vs P impedance dan hasil zonasinya pada sumur 01-17.



(a)

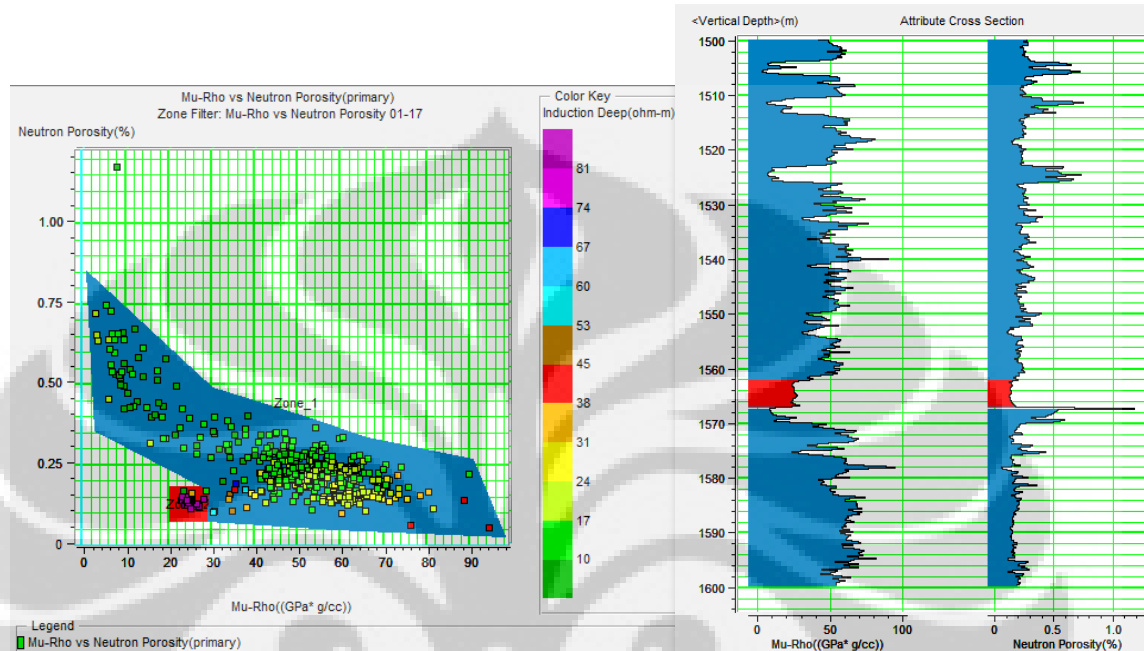


(b)

Gambar 5.5. (a) Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key water saturation dan hasil zonasi pada sumur 01-17 dengan warna kuning nilai $Sw < 30\%$ dan warna abu-abu nilai $Sw > 70\%$ (b) Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key induction deep.

Terlihat secara umum terjadi tren kenaikan P impedance seiring dengan kenaikan nilai S impedance. Walaupun dengan menggunakan variable water saturation maupun log induction deep tetap saja, baik P impedance maupun S

impedance tidak dapat memisahkan dengan baik antara zona wet dengan hidrokarbon, terdapat overlap. Maka dapat diketahui bahwa P impedance dan S impedance kurang baik dalam membedakan litologi dan fluida.

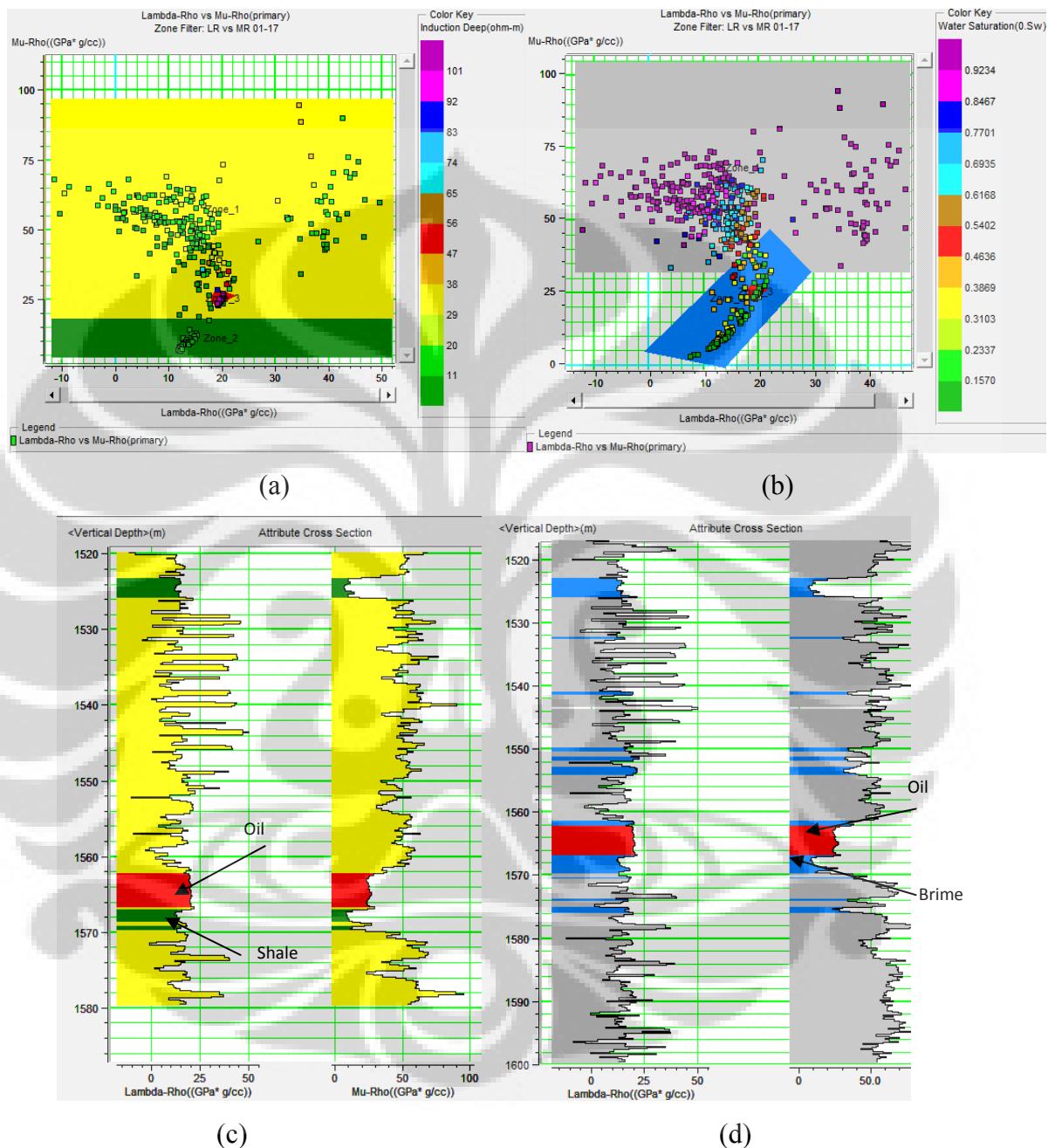


Gambar 5.6. Cross plot Mu-Rho vs Neutron Porosity, dengan biru adalah wet zone dan merah adalah hidrokarob, dengan hasil zonasi dapat dilihat pada sumur 01-17.

Dari cross plot gambar 5.6 dapat diketahui sebaran porositas pada kisaran nilai Mu-Rho 20 – 30 Gpa*g/cc yaitu 0,10 – 0,20 (zona target, warna merah). Cross plot ini belum mampu memberikan separasi yang jelas antara hidrokarbon dan air, dan harapan untuk melihat sebaran porositas pada reservoir ini belum dapat terpenuhi.

Cross plot antara Lambda-Rho dengan Mu-Rho memperlihatkan pemisahan yang lebih jelas dalam membedakan litologi dan kandungan fluida. Parameter lame, Mu yang berkaitan dengan rigiditas batuan memberikan informasi mengenai litologi. Berdasarkan Goodwat et all (1997), parameter Mu-Rho, batu pasir memiliki rigiditas lebih tinggi dari pada batu lempung (shale). Dimensi ketiga berupa log Induction deep memberikan gambaran bahwa hidrokarbon memiliki resistivitas lebih besar dari

pada air. Pada gambar di atas, hidrokarbon berada pada batu gamping dengan nilai Mu-Rho 20 - 30 Gpa*g/cc.

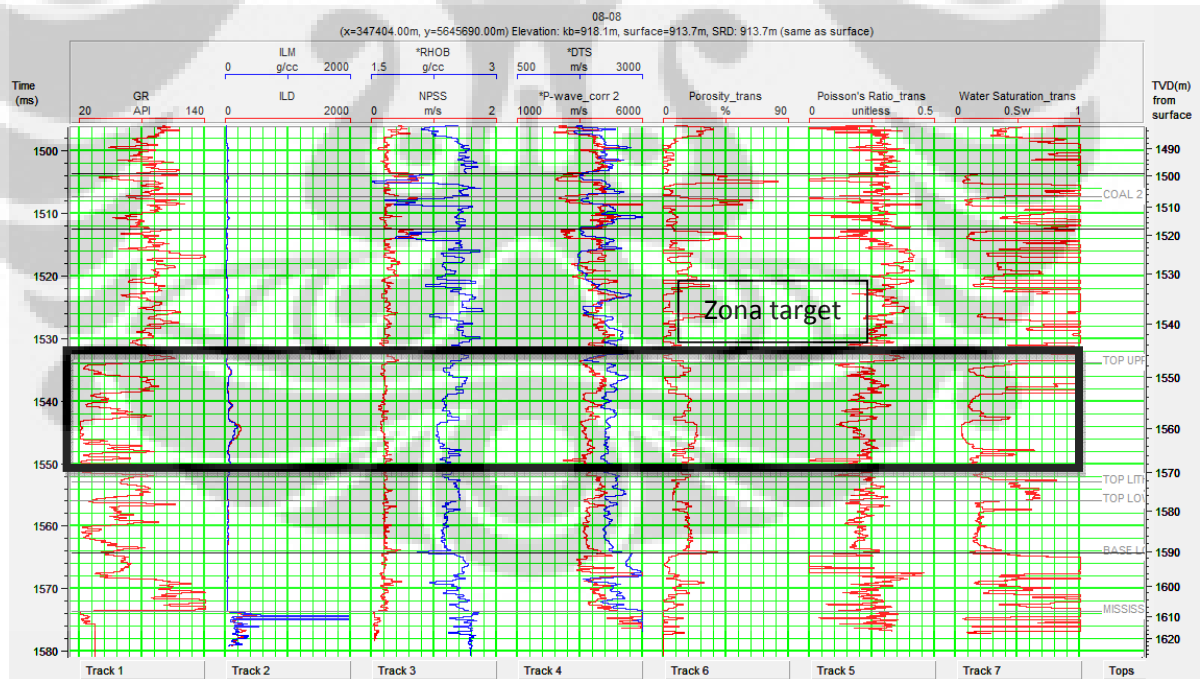


Gambar 5.7. (a) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key induction deep; (b) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key water saturatin; (c) hasil cross plot (a) pada sumur 01-17; (d) hasil cross plot (b) pada sumur 01-17.

Parameter Lamé, λ menunjukkan inkompresibilitas batuan yang sensitive terhadap tipe fluida pori. Oleh karena itu, λ digunakan untuk membedakan kandungan fluida. Sandstone yang mengandung gas akan lebih kompresif dari pada batu lempung yang mengandung gas, sehingga batu lempung yang memiliki gas akan memiliki nilai inkompresibilitas yang rendah. Pada log 01-17 nilai λ adalah 18 – 20 Gpa*g/cc, pada sumur ini tidak ditemui kehadiran gas.

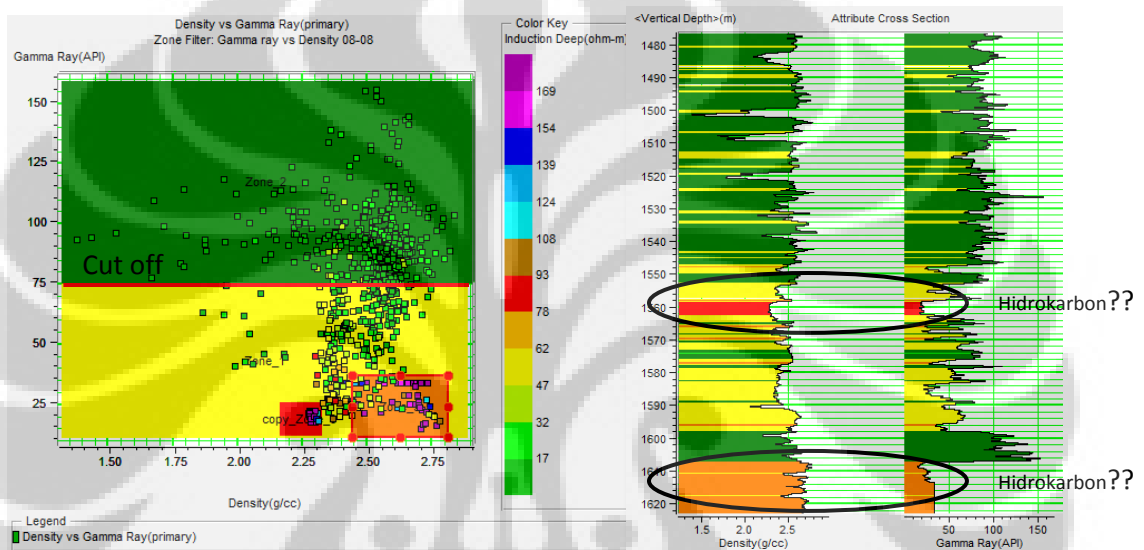
5.1.2. Sumur 08-08

Pada sumur 08-08 diketahui berdasarkan analisa data log gamma ray diketahui bahwa pada kedalaman 1550 – 1570 meter nilai gamma ray-nya rendah, berarti batuan pada kedalaman ini adalah batu pasir atau gamping. Dilihat dari log induction deep dan induction medium terlihat keniakan nilai resistivitasnya, berarti pada zona ini kemungkinan mengandung hidrokarbon, belum diketahui apakah gas atau minyak.

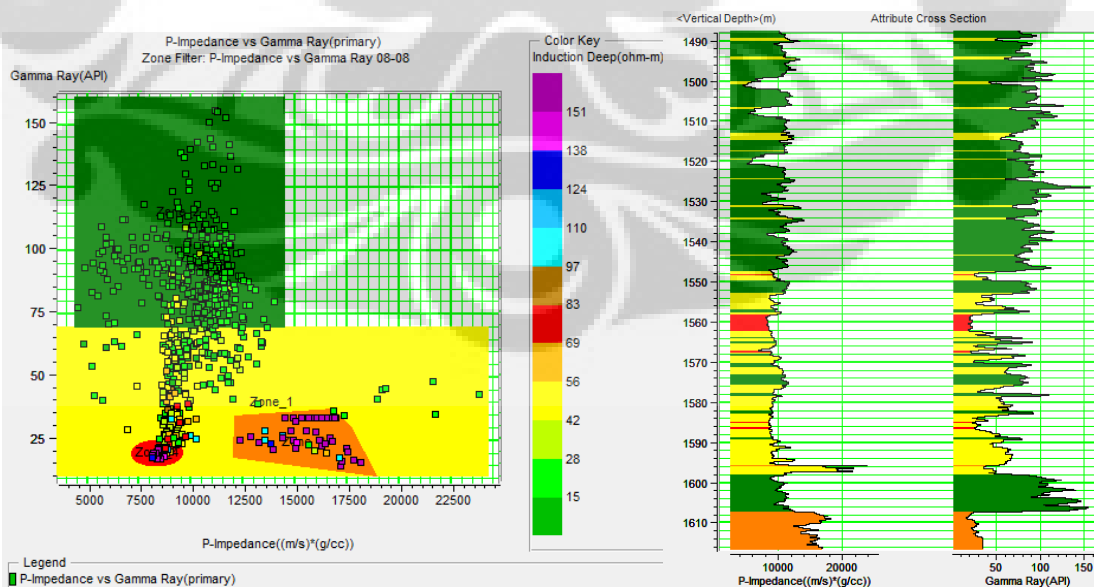


Gambar 5.8. Zona target berdasarkan analisa data sumur gamma ray, inction log, NPSS log, RHOB log pada sumur 08-08.

Pada gambar 5.9 terlihat zona impermeable dan permeable, dimana cut off gamma ray adalah 75 API. Dengan menggunakan variable dimensi ketiga yaitu log induction deep, maka warna ungu memperlihatkan nilai resistivitas yang tinggi. Terdapat dua zona yang memiliki nilai resistivitas tinggi dan nilai gamma ray yang rendah yaitu zona warna merah dan zona warna orange. Zona merah memiliki nilai densitas 2,25 – 2,30 g/cc sedangkan zona orange nilai densitas adalah 2,50 – 2,80 g/cc.

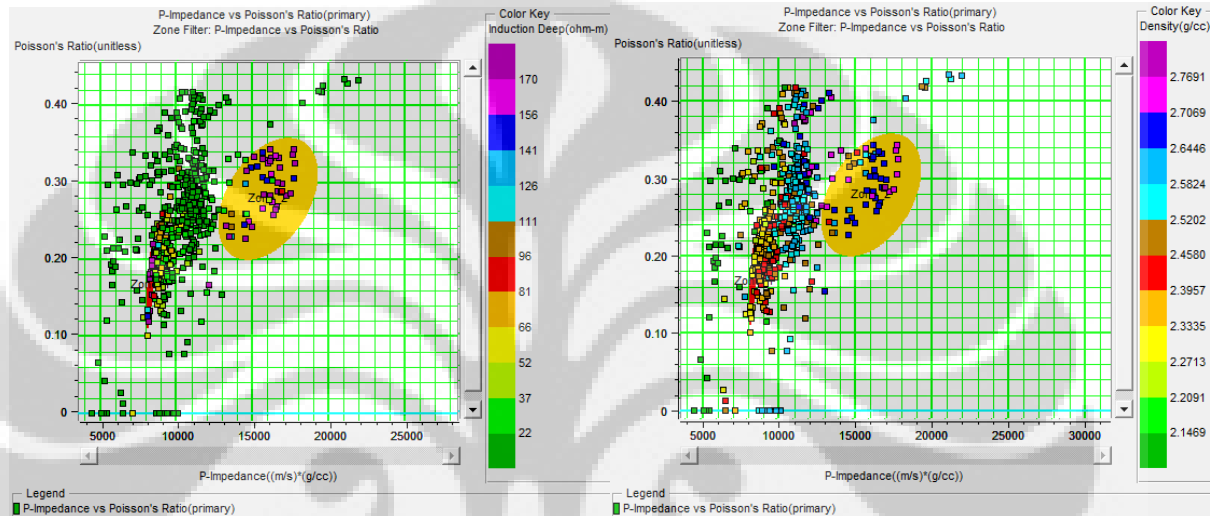


Gambar 5.9. Cross plot Gamma Ray vs Density pada sumur 08-08.

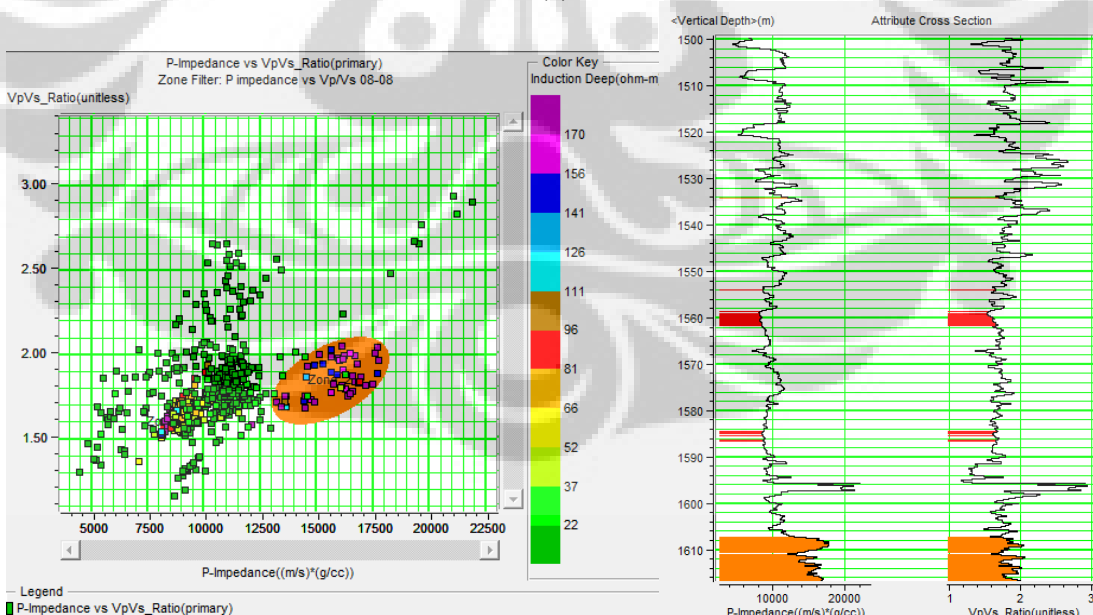


Gambar 5.10. Cross plot Gamma Ray vs P Impedance pada sumur 08-08.

Untuk nilai P impedance pada zona target sumur 08-08, ada dua zona yaitu zona merah yaitu 8000 – 9000 ((m.s)*(g/cc)), zona orange nilai P impedance adalah 12500 – 19000 ((m.s)*(g/cc)). Terjadi over lap nilai P impedan pada zona kuning dengan zona hijau atau pada P impedan gamping dengan P impedan shale. Sehingga dapat disimpulkan bahwa variable ini masih belum dapat memisahkan fluida hidrokarbon dengan air.



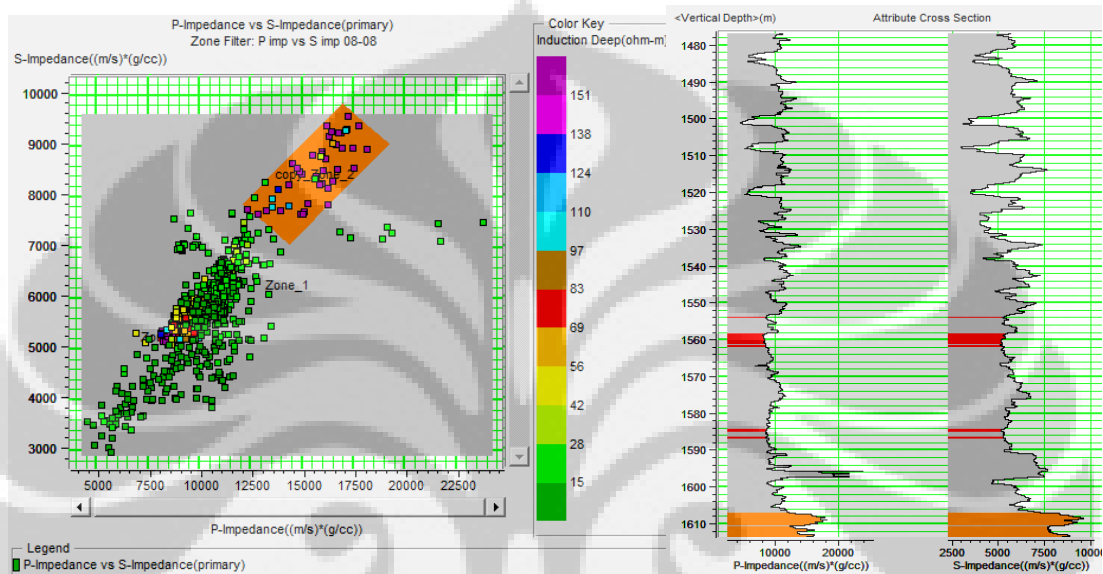
(a)



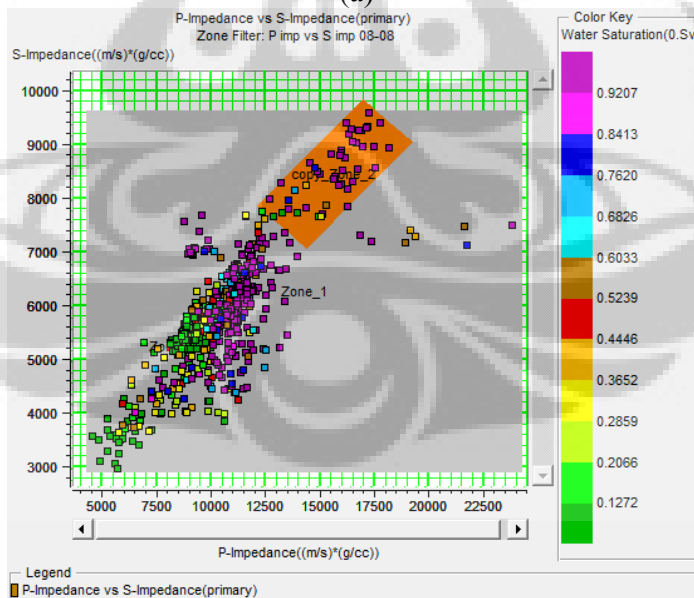
(b)

Gambar 5.11. (a) Cross plot Poisson Ratio vs P Impedance dengan color key induction deep dan densitas dan (b) cross plot Vp/Vs vs P impedance dan hasil zonasinya pada sumur 08-08.

Pada gambar 5.11 dapat kita ketu dari plot Poison Rati terhadap nilai P impedan bahwa zona orange memiliki nilai poison ratio ~ 3 , berdasarkan teori nilai poison ratio ini merupakan batuan karbonat. Zona merah memperlihatkan nilai poisson ratio 0,2 – 0,18 yang mengindikasikan sandstone.



(a)

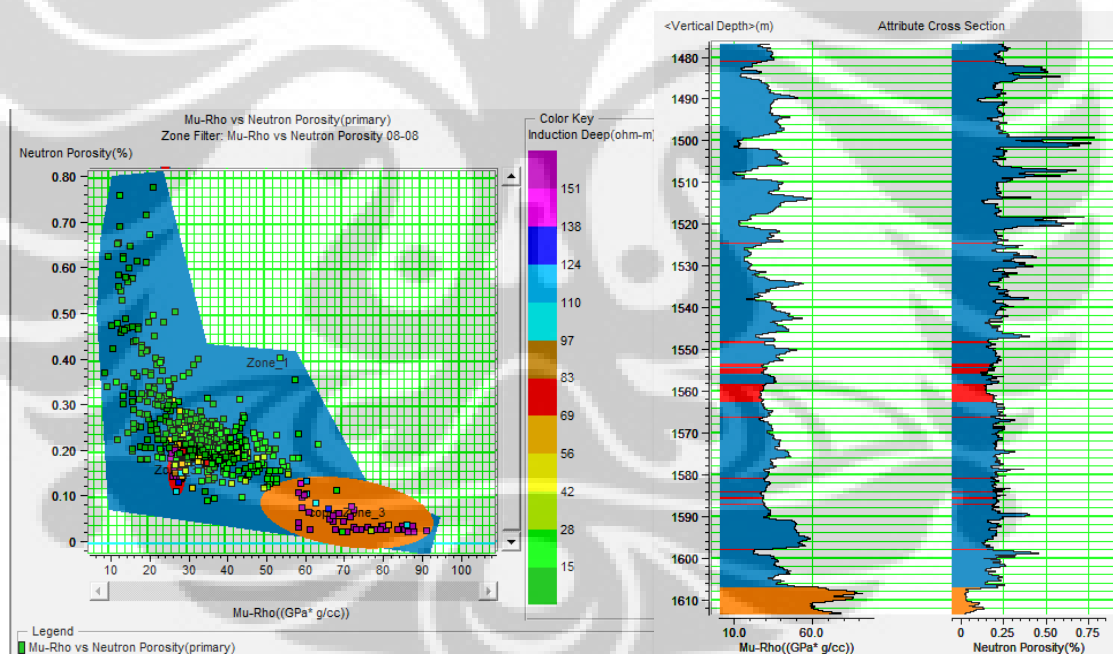


(b)

Gambar 5.12. (a) Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key induction deep dan hasil zonasi pada sumur 08-08 (b) Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key water saturation.

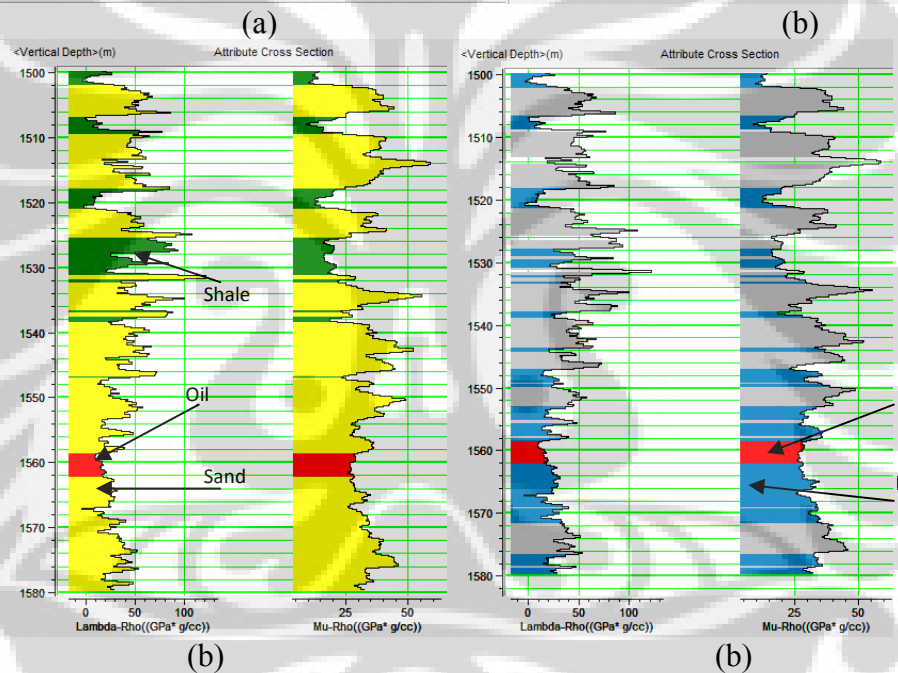
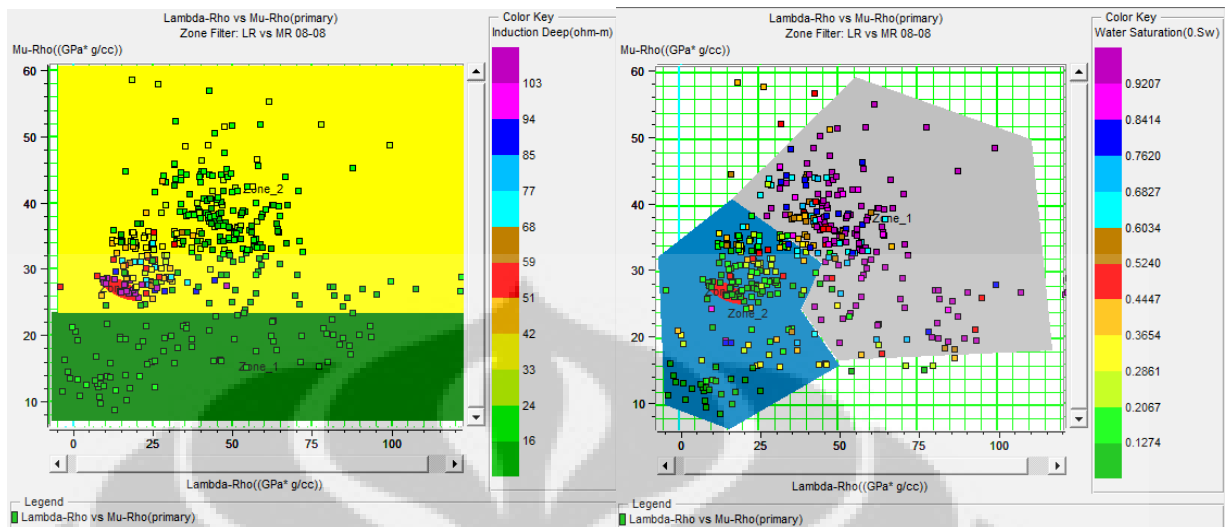
Gambar 5.11 (b) memperlihatkan bahwa nilai V_p/V_s yang ada antara zona hidrokarbon dengan wet saling over laping, begitu juga dengan nilai P impedance, sehingga variable ini kurang baik dalam pemisahan fluida maupun litologi. Nilai V_p/V_s antara 1,5 – 1,65.

Sama halnya dengan sumur 01-17, terjadi tren kenaikan P impedance seiring dengan kenaikan nilai S impedance. Walaupun dengan menggunakan variable water saturation maupun log induction deep tetap saja, baik P impedance maupun S impedance tidak dapat memisahkan dengan baik antara zona wet dengan hidrokarbon, terdapat overlap. Maka dapat diketahui bahwa P impedance dan S impedance kurang baik dalam membedakan litologi dan fluida. Nilai S impedan yaitu 5000 – 6000 ((m.s)*(g/cc)). Terlihat bahwa zona orange memperlihatkan nilai saturasi air yang tinggi, berarti zona ini adalah zona wet.



Gambar 5.13. Cross plot Mu-Rho vs Neutron Porosity, dengan biru adalah wet zone dan merah adalah hidrokarob, dengan hasil zonasi dapat dilihat pada sumur 08-08.

Cross plot antara Neutron Porositas dengan Mhu rho pada sumur 08-08 memperlihatkan nilai porositas 10-20 % pada zona hidrokarbon (warna merah). Nilai Mu-Rho nya adalah 24 – 28 GPa*g/cc. Masih belum bias memberikan gambaran yang jelas antara hidrokarbon dengan zona wet.

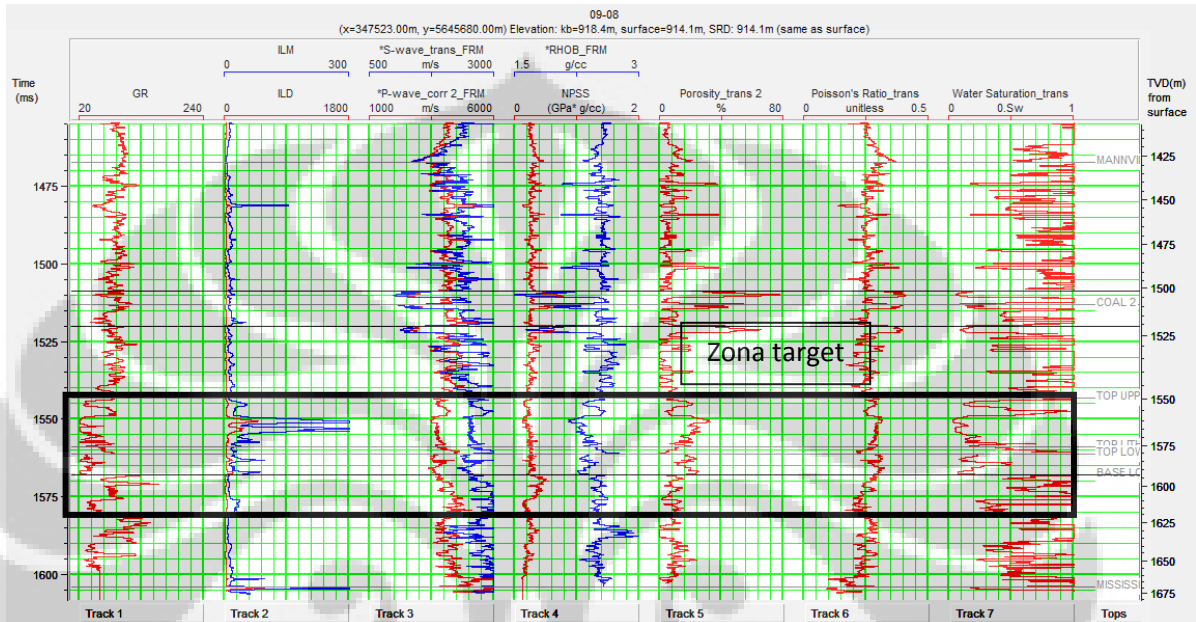


Gambar 5.14. (a) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key induction deep; (b) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key water saturatin; (c) hasil cross plot (a) pada sumur 08-08; (d) hasil cross plot (b) pada sumur 08-08.

Hasil cross plot antara Mu-Rho dengan Lambda-Rho pada sumur 08-08 memperlihatkan nilai lambda-rho pada kedalaman 1560 m adalah 10 - 20 $\text{GPa} \cdot \text{g/cc}$. Pada sumur 08-08 terdapat hidrokarbon berupa minyak yang ditunjukkan oleh warna merah. Hidrokarbon berada pada batu pasir (warna kuning).

5.1.3. Sumur 09-08

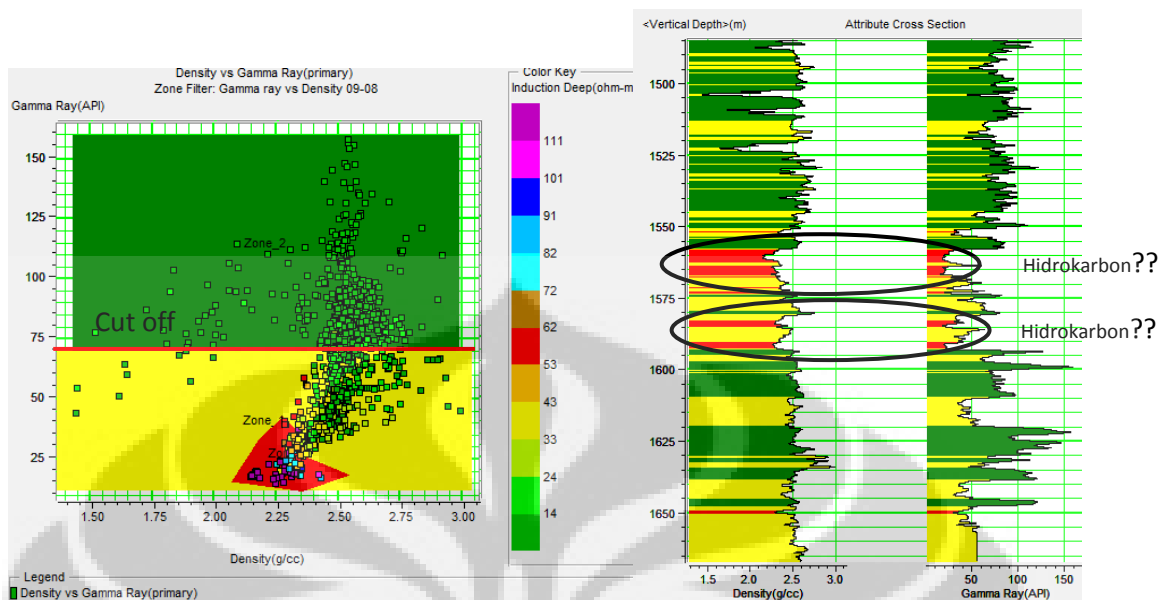
Sumur 09-08 zona targetnya berada pada kedalaman 1550 – 1625 meter. Terlihat nilai log induction deep mengalami kenaikan yang cukup tinggi pada daerah yang nilai gamma ray-nya rendah.



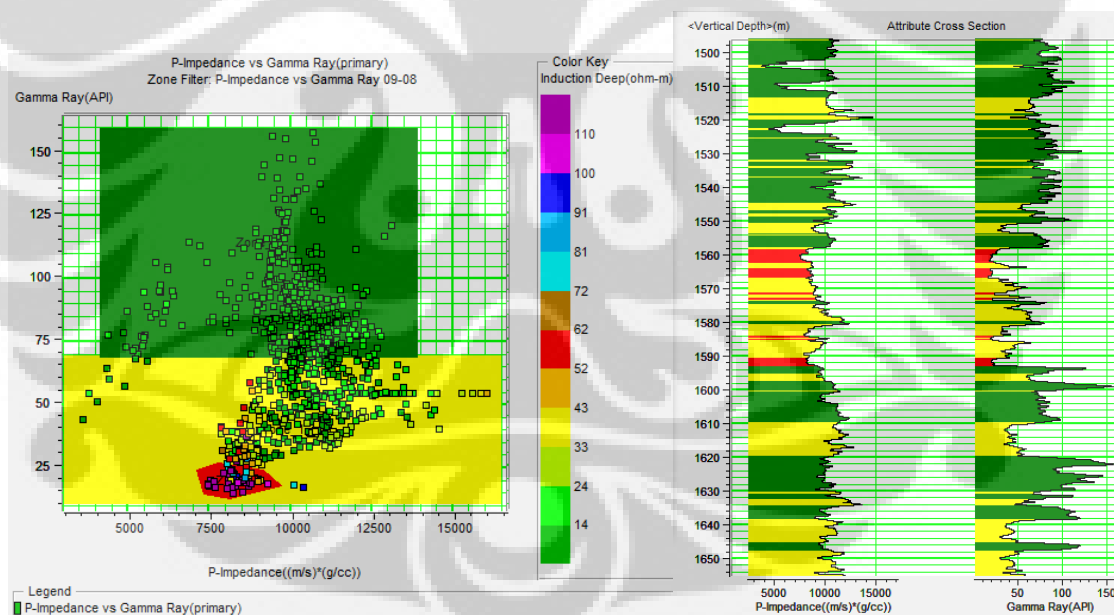
Gambar 5.15. Zona target berdasarkan analisa data sumur gamma ray, inction log, NPSS log, RHOB log pada sumur 09-08.

Hasil analisa kross plot antara log gamma ray dengan densitas (gambar 5.16) menggunakan parameter dimensi ketiga yaitu log induction deep, dengan cut off gamma ray-nya adalah 70 API. Pada zona target nilai densitasnya adalah 2,15 – 2,35 g/cc. Nilai gamma ray untuk zona target yaitu 10 – 25 API.

Gambar 5.17. dilakukan cross plot antara gamma ray dengan P impedance, terlihat bahwa gamma ray dapat membedakan litologi dengan baik, antara batu lempung yang ditunjukkan oleh warna hijau dengan batuan gamping (ditunjukkan oleh warna kuning), namun tidak dapat membedakan secara signifikan kehadiran gas.



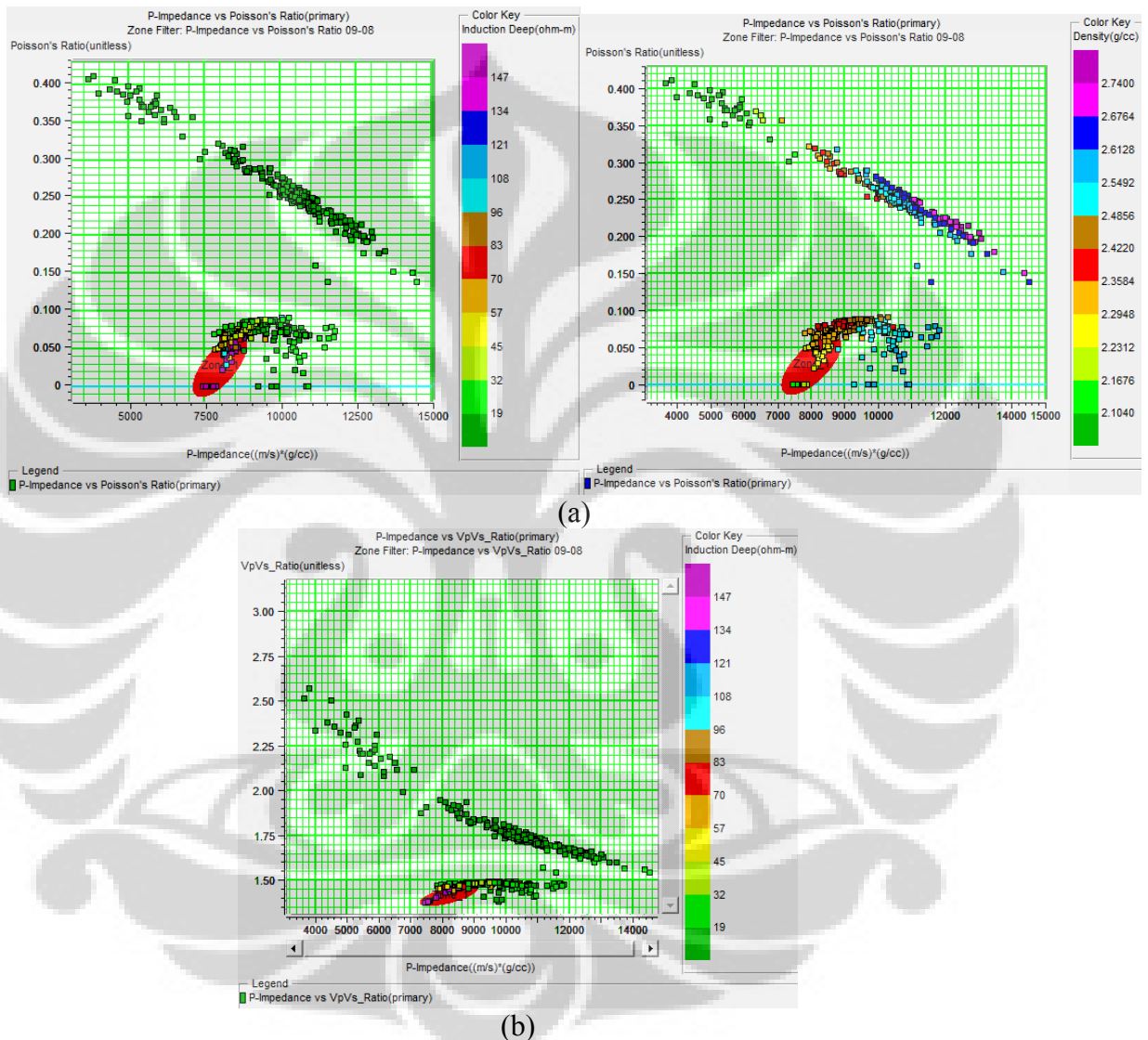
Gambar 5.16. Cross plot Gamma Ray vs Density pada sumur 09-08.



Gambar 5.17. Cross plot Gamma Ray vs P Impedance pada sumur 01-17.

Parameter P impedance tidak dapat membedakan litologi dengan baik, antara batuan lempung (shale) dengan batu pasir (sandstone), terlihat bahwa nilai P impedance untuk shale dan gamping memiliki nilai kisaran yang hampir sama (terjadi overlap P impedance). Untuk nilai P impedance pada batu pasir, tampak terdapat dua kelompok

(cluster), yang merupakan perbedaan nilai P impedance batu pasir yang mengandung hidrokarbon (ditunjukkan oleh warna merah) dengan yang tidak mengandung hidrokarbon (wet). Nilai P impedance zona target (warna merah) antara 7000 – 9000 ((m/s)*(g/cc)).



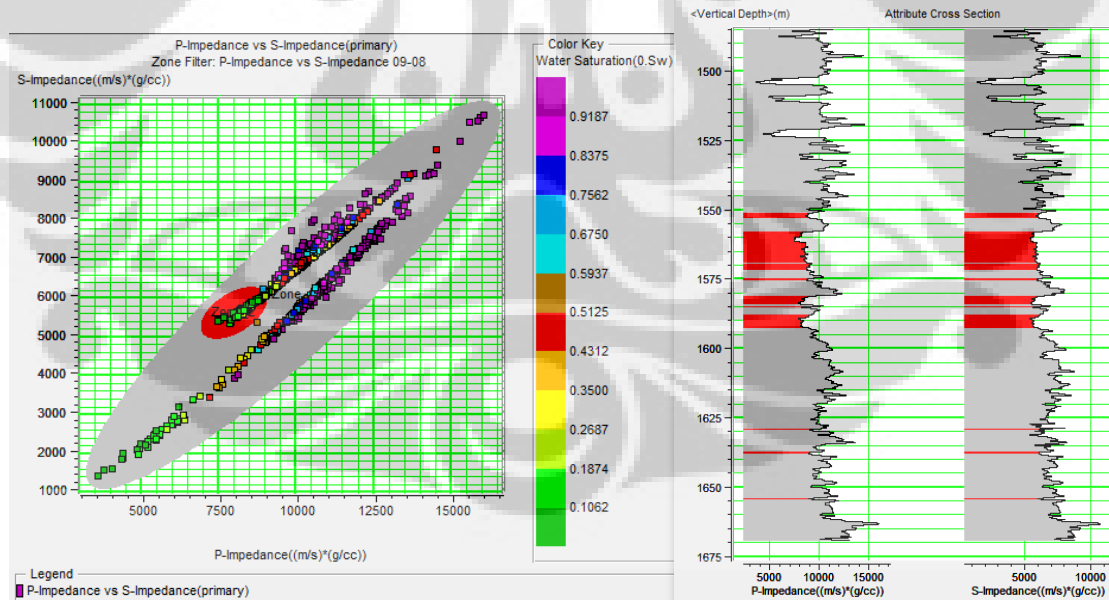
Gambar 5.18. (a) Cross plot Poisson Ratio vs P Impedance dengan color key induction deep dan densitas; (b) cross plot Vp/Vs vs P impedance pada sumur 09-08.

Poisson ratio dapat digunakan sebagai acuan dalam menentukan isi fluida dalam batuan. Dari gambar 5.18 (a) cross plot antara poisson ratio dengan P impedance, dengan parameter dimensi ketiganya yaitu log induction deep dan

densitas. Terlihat bahwa nilai poisson rasio pada zona yang diduga adalah hidrokarbon dengan zona wet, memiliki nilai poisson ratio yang saling over lap. Begitu juga cross plot antara V_p/V_s dengan P impedance, juga terjadi over lap pada nilai V_p/V_s zona target (warna merah). Jadi cros plot ini tidak bias memberikan gambaran yang jelas.

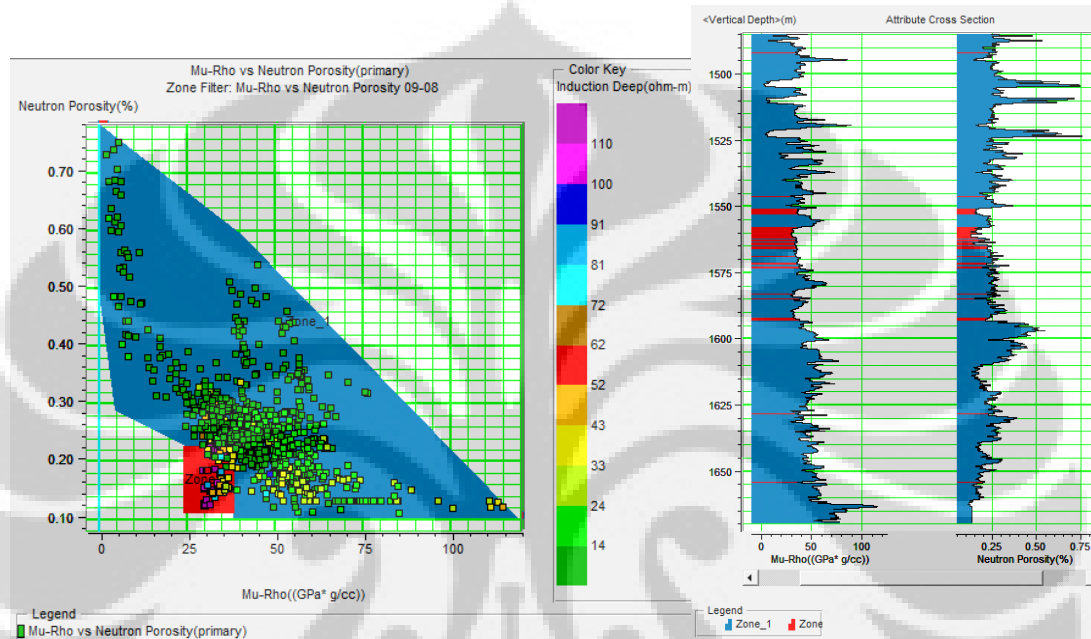
Poison ratio pada zona warna merah adalah 0 – 0,07. Nilai V_p/V_s pada zona target hidrokarbon (warna merah) adalah 1,35 - 1,50. Over laping dengan nilai wet zone.

Terlihat secara umum terjadi tren kenaikan P impedance seiring dengan kenaikan nilai S impedance (gambar 5.19). Walaupun dengan menggunakan variable water saturation maupun log induction deep tetap saja, baik P impedance maupun S impedance tidak dapat memisahkan dengan baik antara zona wet dengan hidrokarbon, terdapat overlap. Maka dapat diketahui bahwa P impedance dan S impedance kurang baik dalam membedakan litologi dan fluida. Kisaran nilai S impedan yaitu antara 5000 – 6000 ((m/s)*(g/cc)).



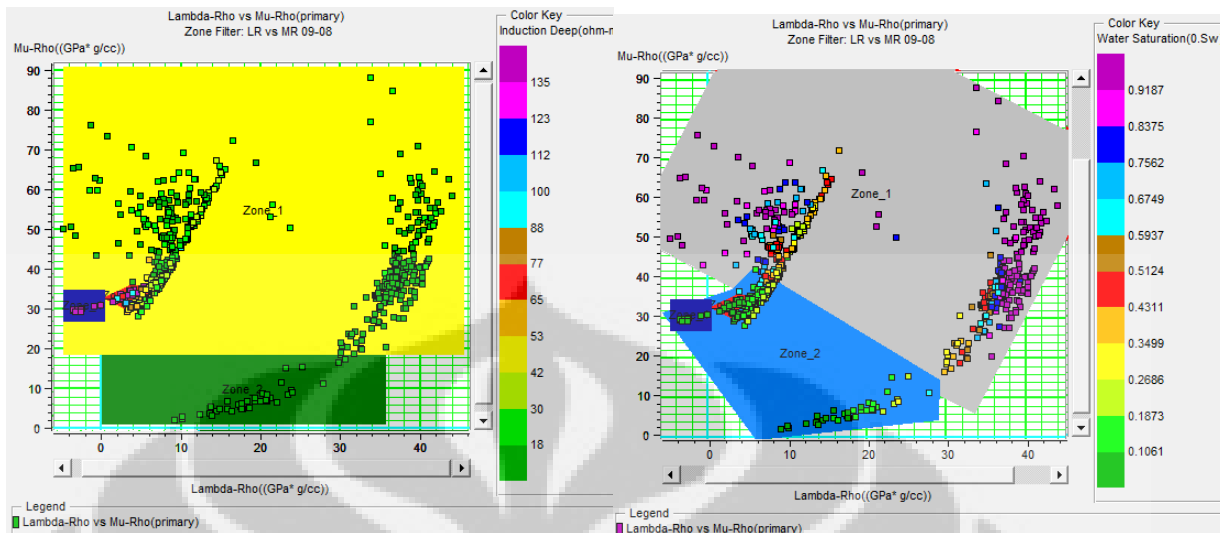
Gambar 5.19. Cross plot P impedance vs S impedance dengan color key water saturation dan hasil zonasi pada sumur 08-09.

Dari cross plot gambar 5.20 dapat diketahui sebaran porositas pada kisaran nilai Mu-Rho 28 – 34 Gpa*g/cc yaitu 0,10 – 0,20 (zona target, warna merah). Cross plot ini belum mampu memberikan separasi yang jelas antara hidrokarbon dan air, dan harapan untuk melihat sebaran porositas pada reservoir ini belum dapat terpenuhi.



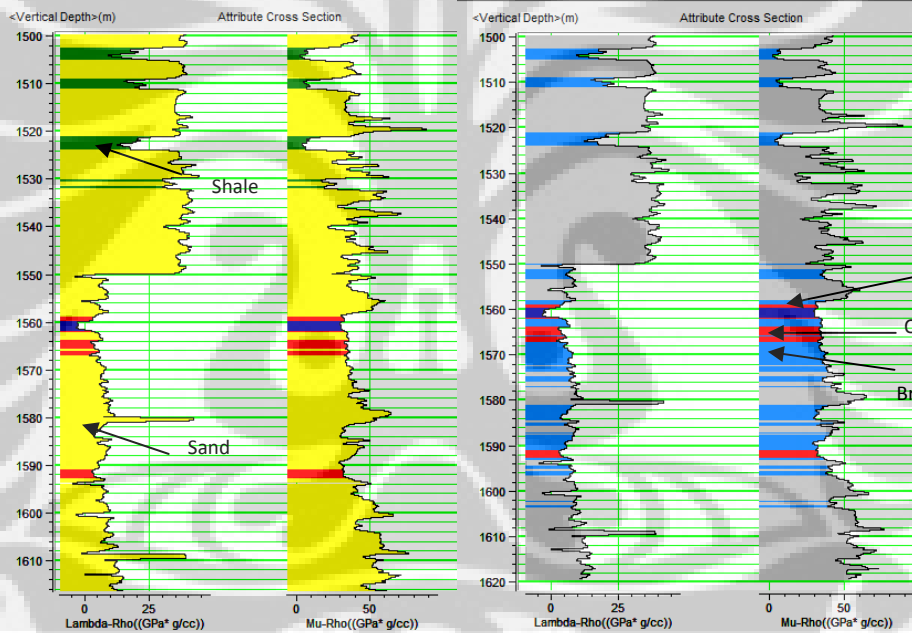
Gambar 5.20. Cross plot Mu-Rho vs Neutron Porosity, dengan biru adalah wet zone dan merah adalah hidrokarob, dengan hasil zonasi dapat dilihat pada sumur 09-08.

Cross plot antara Lambda-Rho dengan Mu-Rho memperlihatkan pemisahan yang lebih jelas dalam membedakan litologi dan kandungan fluida. Parameter lame, Mu yang berkaitan dengan rigiditas batuan memberikan informasi mengenai litologi. Dimana parameter Mu-Rho, batu pasir memiliki rigiditas lebih tinggi dari pada batu lempung (shale). Dimensi ketiga berupa log Induction deep memberikan gambaran bahwa hidrokarbon memiliki resistivitas lebih besar dari pada air. Pada gambar di atas, hidrokarbon berada pada batu gamping dengan nilai Mu-Rho 28 - 34 Gpa*g/cc. Sedangkan nilai lambda-rho pada zona hidrokarbon yaitu antara (-10) sampai dengan 15 Gpa*g/cc.



(a)

(b)



(c)

(d)

Gambar 5.21. Gambar 5.14. (a) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key induction deep; (b) Cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho dengan color key water saturatin; (c) hasil cross plot (a) pada sumur 09-08; (d) hasil cross plot (b) pada sumur 09-08.

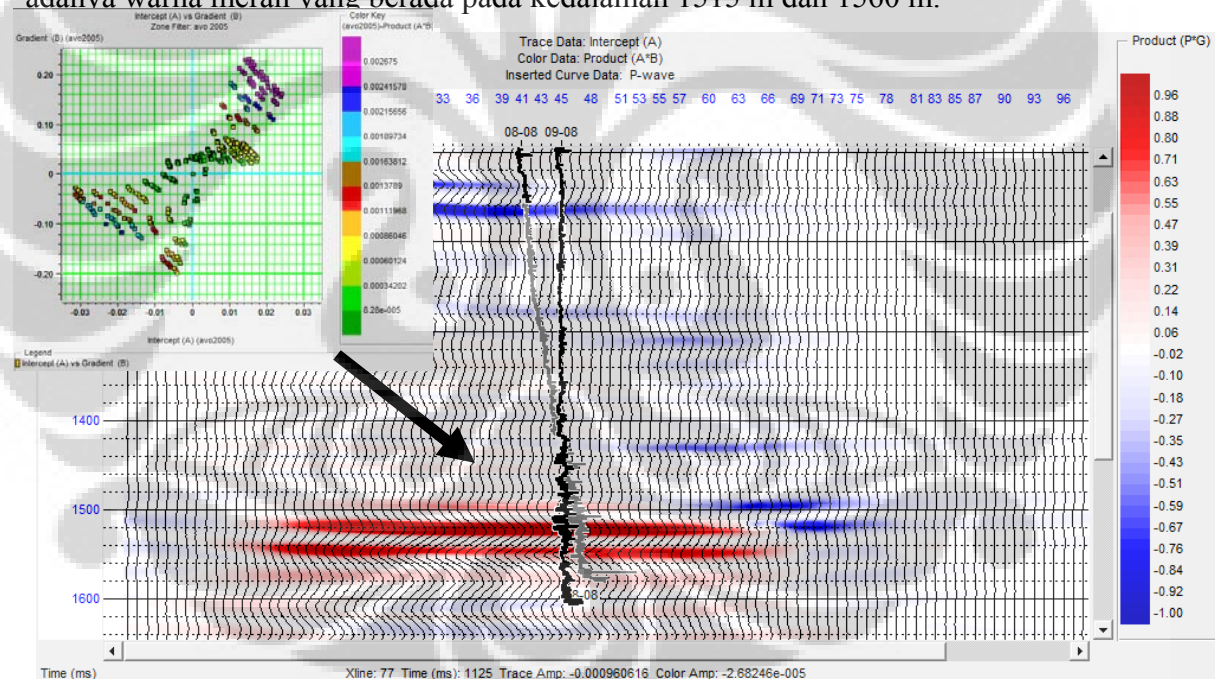
Parameter Lamé, λ menunjukkan inkompresibilitas batuan yang sensitive terhadap tipe fluida pori. Oleh karena itu, λ_p digunakan untuk membedakan kandungan fluida. Limestone yang mengandung gas akan lebih kompresif dari pada batu lempung yang mengandung gas, sehingga batu lempung yang memiliki gas akan

memiliki nilai inkompresibilitas yang rendah. Pada log 09-08 nilai $\lambda\rho$ adalah kecil dari $1 \text{ Gpa} \cdot \text{g/cc}$, pada sumur ini tidak ditemui kehadiran gas dan minyak.

5.2. Data Seismik

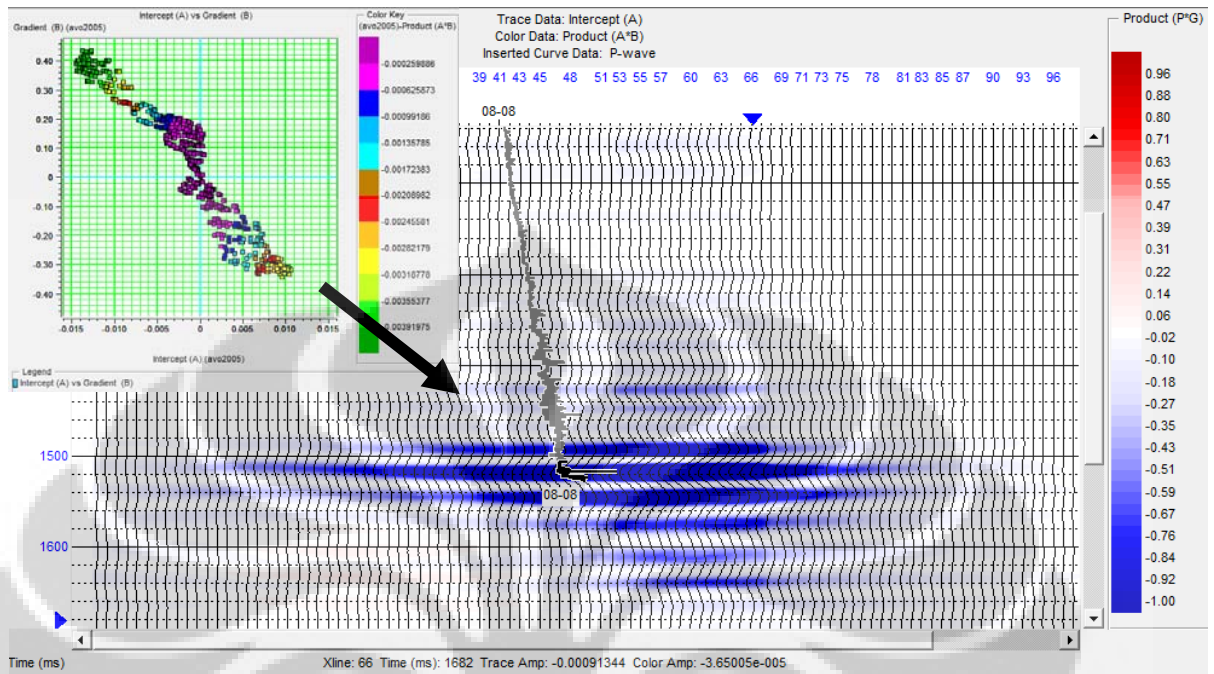
5.2.1. AVO

Analisis AVO atribut digunakan untuk mendapatkan nilai intercept (A) dan gradient (B). Gambar di bawah memperlihatkan hasil cross plot antara intercept dan gradient untuk masing-masing sumur. Warna merah memperlihatkan nilai positif sedangkan warna hijau memperlihatkan nilai negative dari perkalian intercept dengan gradien. Suatu lapisan bias dikatakan mengandung anomaly AVO gas bila terdapat nilai positif pada perkalian intercept dan gradiennya. Pada sumur 09-08 terlihat adanya warna merah yang berada pada kedalaman 1515 m dan 1560 m.

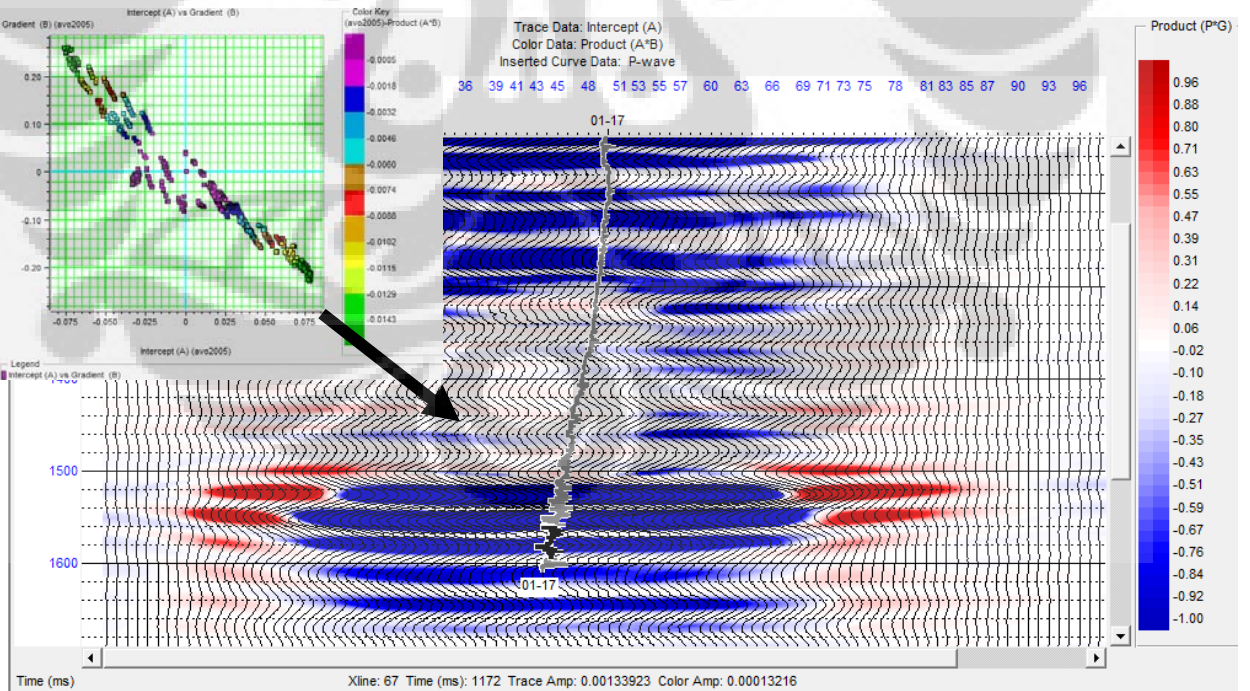


Gambar 5.22. Avo atribut dengan acuan yaitu $P \cdot G$ pada daerah sumur 09-08.

Untuk sumur 08-08 tidak terlihat adanya warna merah atau nilai $A \cdot B$ (product $P \cdot G$ pada gambar) yang positif. Berarti di daerah ini tidak terdapat gas.



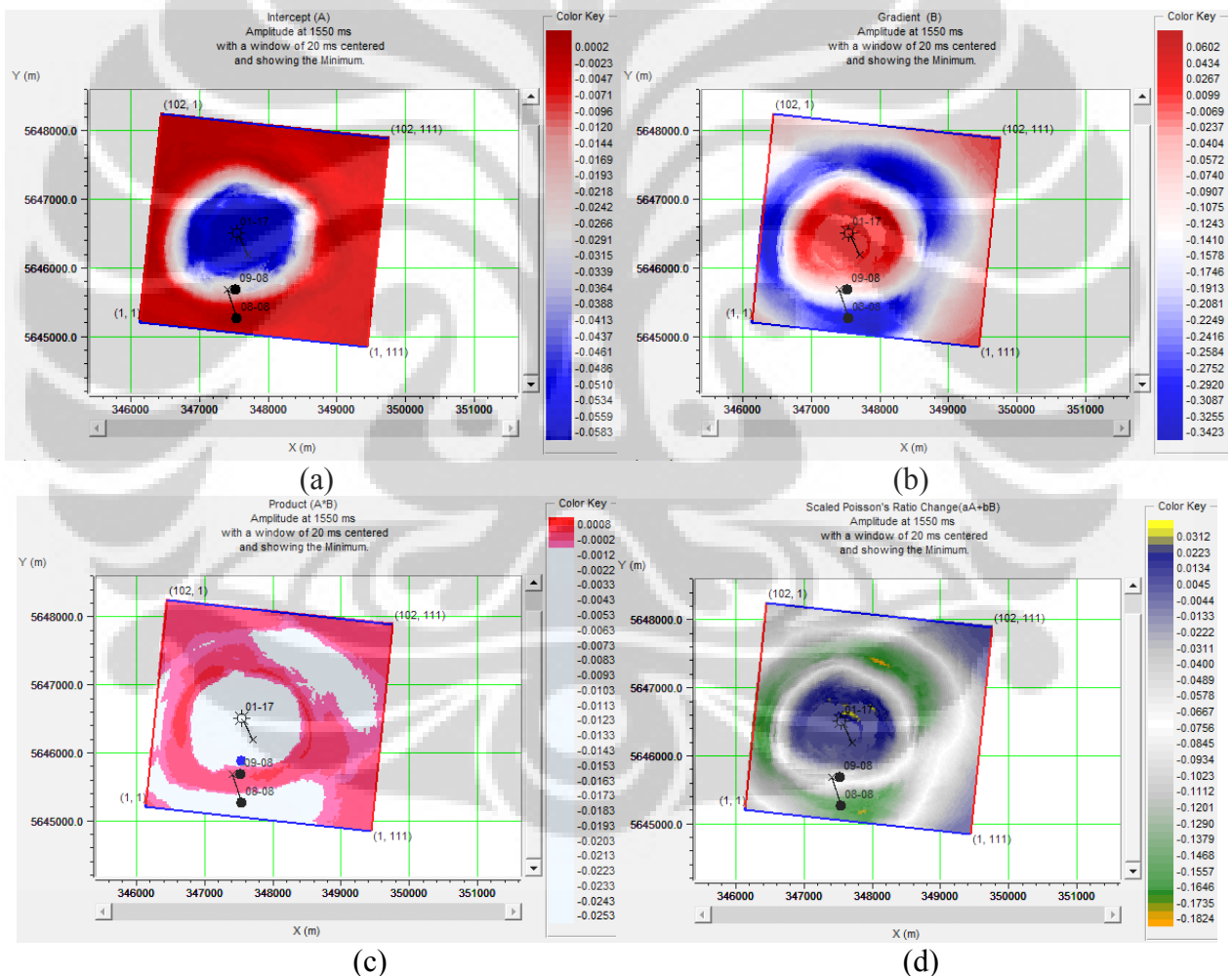
Gambar 5.23. Avo atribut dengan acuan yaitu P*G pada daerah sumur 08-08.



Gambar 5.24. Avo atribut dengan acuan yaitu P*G pada daerah sumur 01-17.

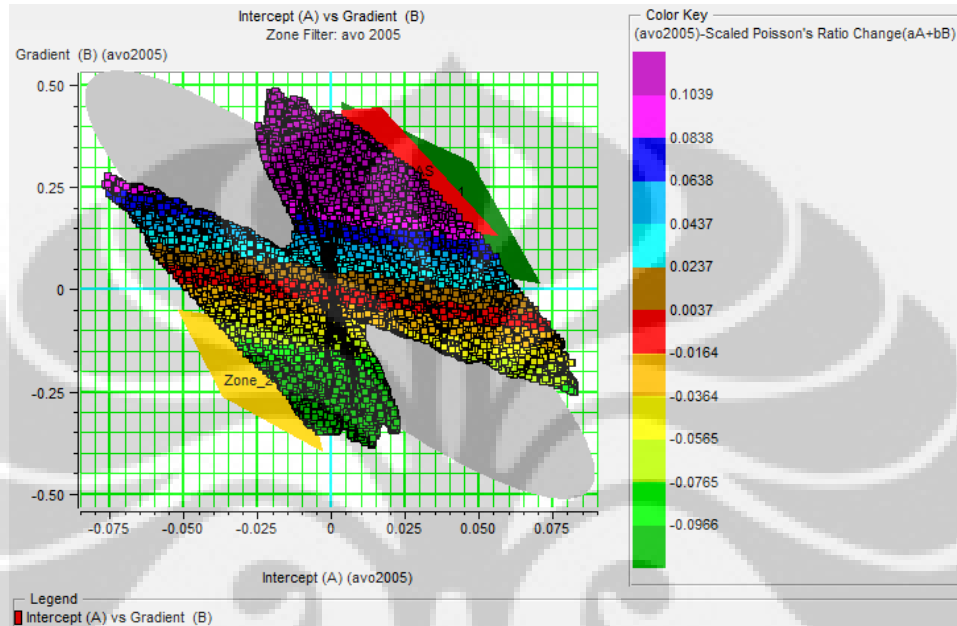
Ada hal yang menarik pada sumur 01-17, yaitu adanya kemunculan warna merah, namun berada disekitar sumur 01-17. Berarti kemungkinan didaerah sekitar 01-17 terdapat gas. Namun dari hasil cross plot pada sumur 01-17 tidak didapati adanya gas. Seperti terlihat pada gambar, tepat pada sumur tidak didapati zona merah.

Nilai gradien pada sumur 01-17, 09-08 dan 08-08 adalah negative. Nilai intercept sumur 01-17 dan 08-08 adalah positif sedangkan sumur 09-08 adalah negative. Maka pada gambar 5.25. (c) dapat dilihat hasil $A*B$ yang positif (warna merah) terlihat pada sumur 09-08.



Gambar 5.25. Slice atribut AVO (a) Gradient; (b) Intercept; (c) $A*B$ dan (d) Poisson ratio pada kedalaman 1550 ms dengan windows 20 ms.

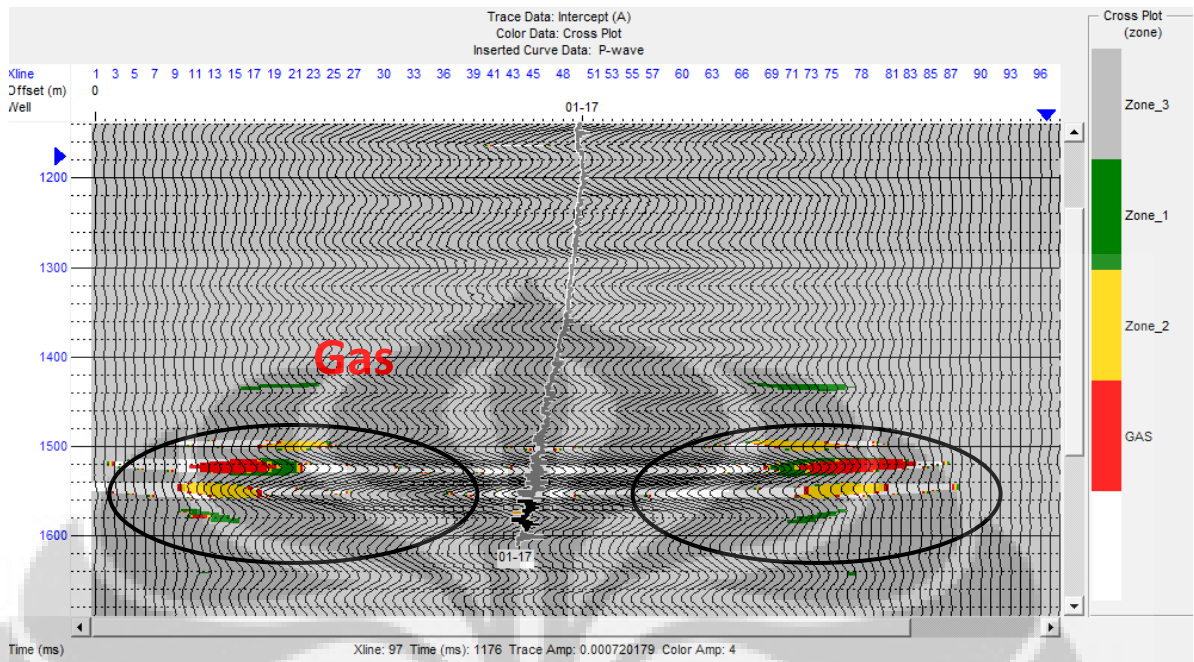
Cross plot data seismik dari intercept dan gradient pada kedalaman 1550 ms dengan zona target 100 ms dari tengah-tengah 1550 ms diperlihatkan oleh gambar 5.26, yang merupakan cross plot intercept dengan gradient secara keseluruhan dari semua data seismik pada penelitian ini.



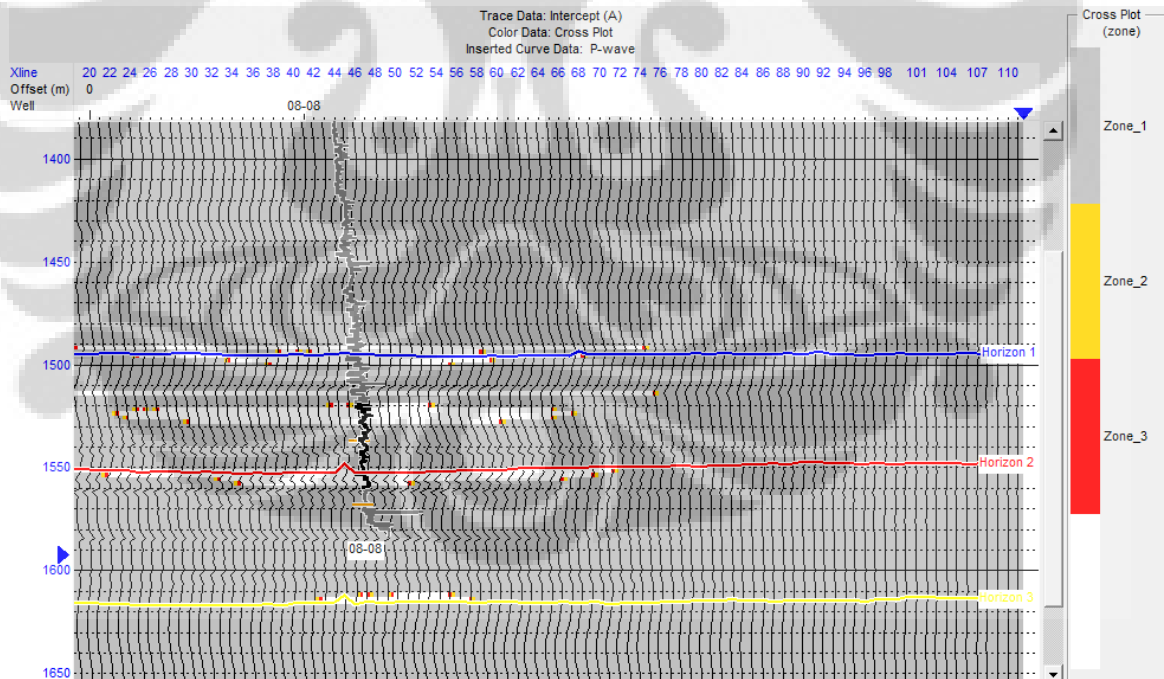
Gambar 5.26. Cross plot intercept dan gradient.

Warna abu-abu secara teoritik adalah zona background tren berupa brine-filled rock yang berada pada lapisan atas dan bawah zona yang mengandung klas AVO. Dari krossplot terlihat bahwa nilai positif antara $A*B$ terletak pada kuadran I dan III, dengan menggunakan variable dimensi ketiga yaitu perubahan skala poison ratio, maka untuk nilai perubahan poison ratio yang mendekati 0,1 merupakan daerah yang mengandung gas (zona warna merah).

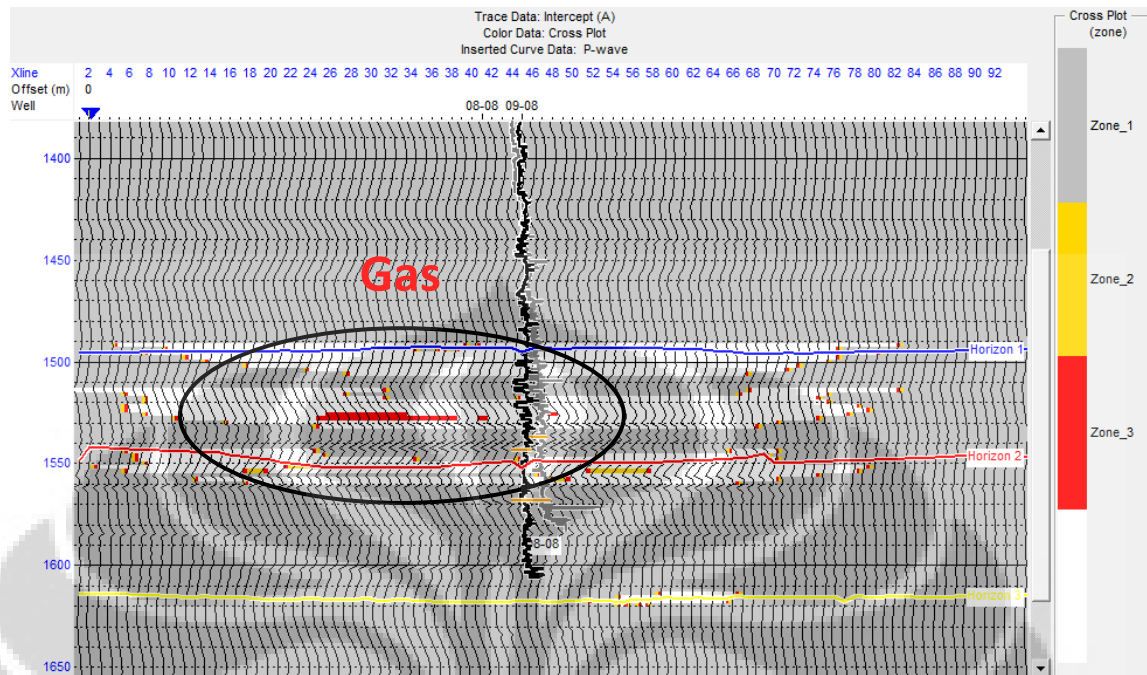
Gambar 5.27, memperlihatkan hasil cross plot pada sumur 01-17, merah merupak gas. Keberadaan gas pada daerah sekitar sumur 01-17, namun tidak ditemui pada sumur 01-17. Gambar 5.28, diperoleh bahwa tidak terdapat gas pada sumur 08-08. Untuk sumur 09-08, dari analisa intercept dan gradient pada AVO diketahui adanya gas pada kedalaman 1530 meter.



Gambar 5.27. Hasil cross plot AVO pada sumur 01-17.

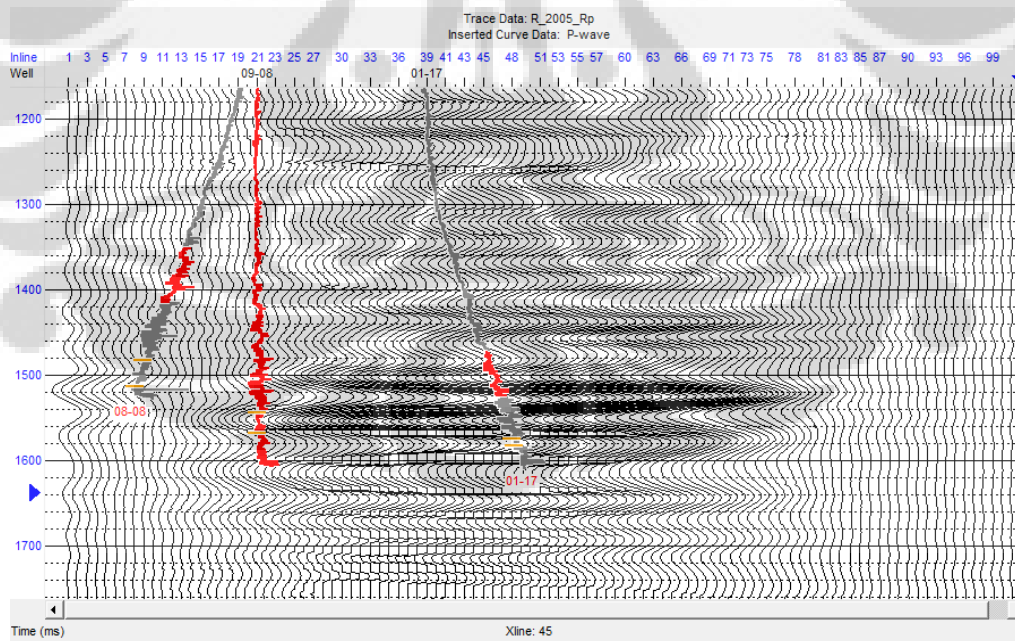


Gambar 5.28. Hasil cross plot AVO pada sumur 08-08.



Gambar 5.29. Hasil cross plot AVO pada sumur 09-08.

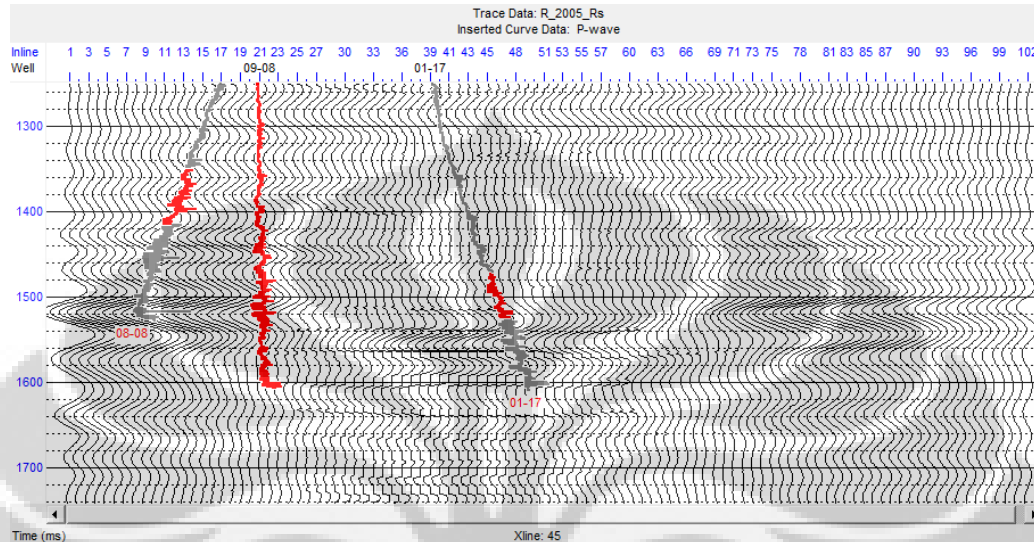
5.2.2. Inversi



Gambar 5.30. Penampang reflektivitas Rp pada xline 45.

5.2.2.1. Analisis penampang Rp dan Rs

Gambar di bawah ini merupakan penampang reflektivitas R_p dan R_s , yang diperoleh dari proses AVO. Data ini belum bias memberikan gambaran secara jelas mengenai keberadaan gas ataupun minyak.

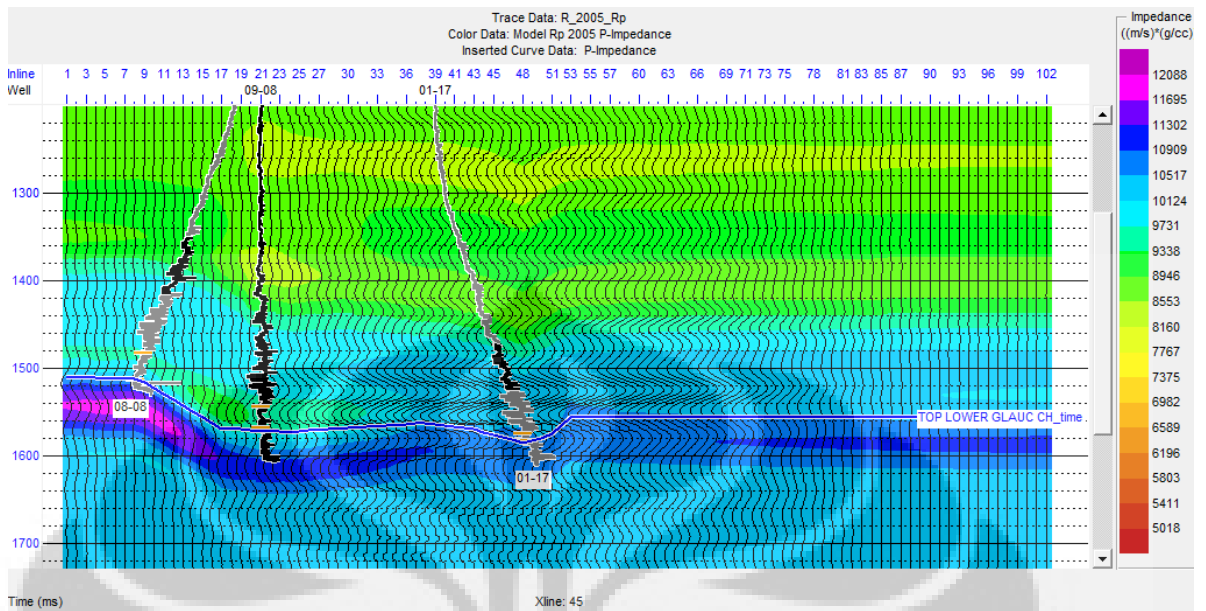


Gambar 5.31. Penampang reflektivitas R_s pada xline 45.

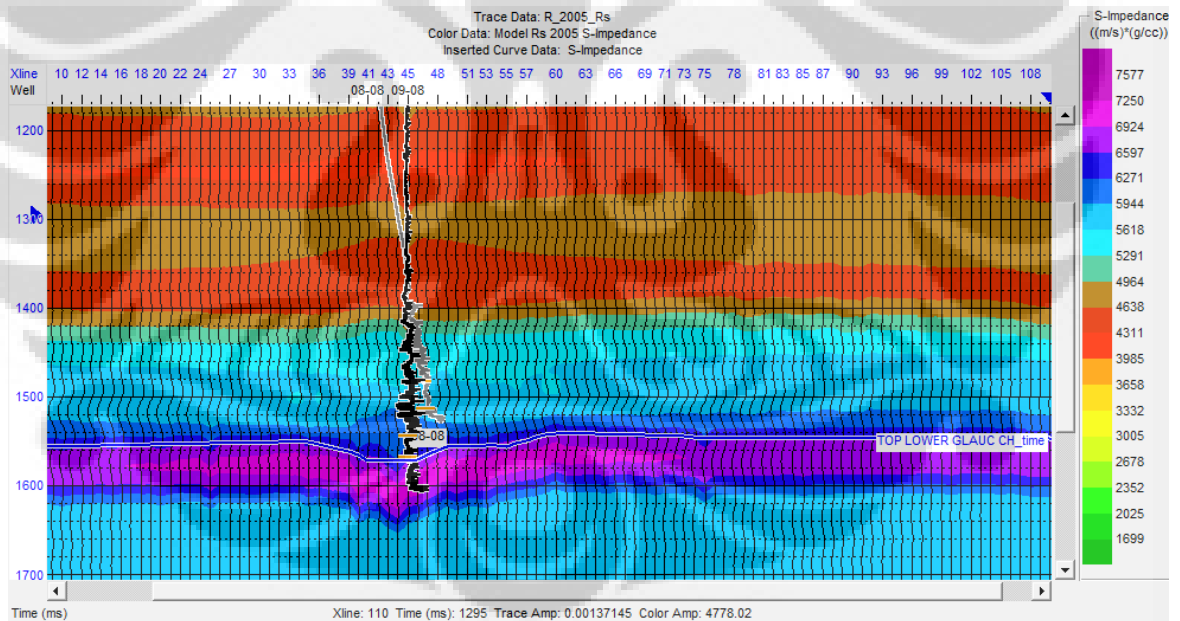
5.2.2.2. Analisis Initial Model AI dan SI

Dari data R_p kita membuat model sehingga diperoleh model AI (akustik impedan). Nilai P impedan minimum adalah 4000 $((m/s)*(g/cc))$ dan P impedan maksimum adalah 13000 $((m/s)*(g/cc))$. Model SI (shear impedance) yang diperoleh dari R_s , memiliki nilai antara 7500 – 4000 $((m/s)*(g/cc))$. Nilai S impedan lebih kecil dari pada nilai P impedan. Yang mempengaruhi nilai tersebut adalah kecepatan, karena impedan merupakan perkalian antara kecepatan gelombang dengan densitas. Pada lapisan bumi yang sama berarti densitasnya sama, maka nilai dari gelombang p dan gelombang s-nya yang membedakan impedan yang dihasilkan.

Berdasarkan hasil analisa sumur, dari ketiga sumur dapat diketahui bahwa zona target mempunyai nilai P impedan antara 7500 – 9500 $((m/s)*(g/cc))$. Hasil initial model memperlihatkan P impedan yang mewakili nilai target zone adalah yang berwarna biru muda hingga hijau kekuning-kuningan. Untuk nilai S impedan dari analisa sumur diperkirakan zona target berada pada nilai S impedan 4000 – 6000 $((m/s)*(g/cc))$. Terlihat dari zona yang berwarna biru tua sampai dengan biru muda.



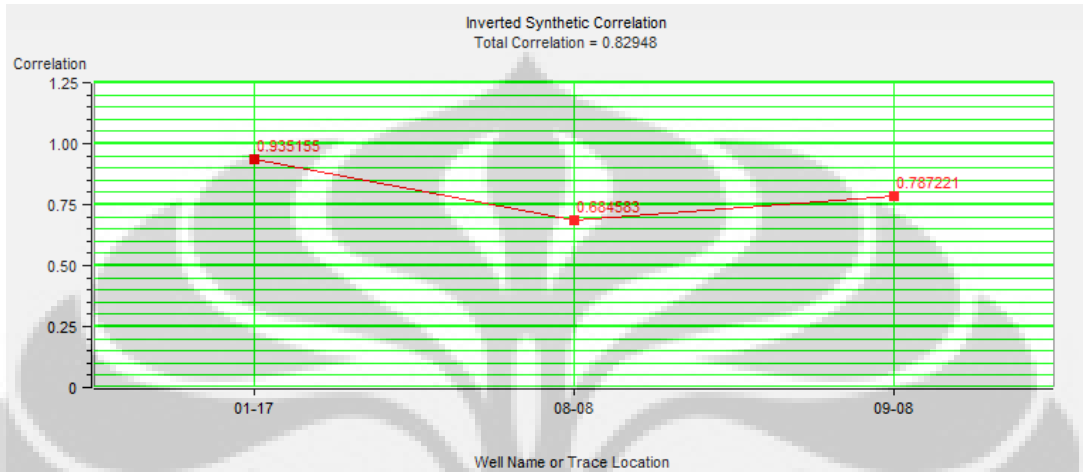
Gambar 5.32. Initial model akustik impedan dari Rp pada xline 45.



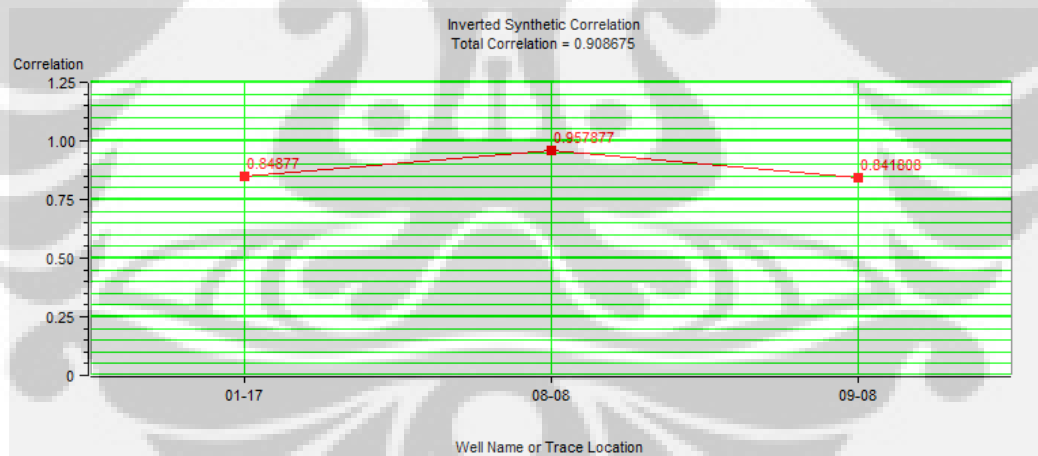
Gambar 5.33. Initial model shear impedan dari Rs pada inline 21.

5.2.2.3. Analisis Inversi Spare Spike

Metoda inverse yang digunakan adalah metoda inverse spare-spike. Dari analisa inverse maka diperoleh nilai korelasi yaitu 0,82948 untuk Rp dan 0,908675 untuk Rs. Hasil inverse dari S impedan lebih baik dari pada P impedan.

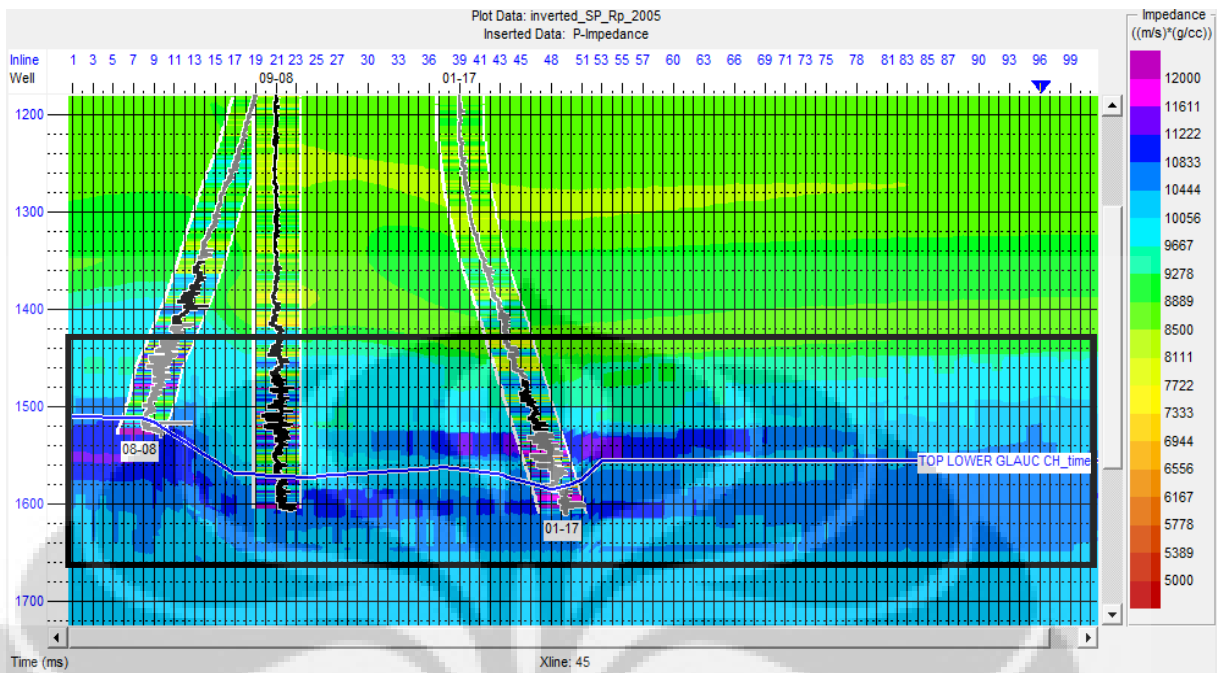


Gambar 5.34. Analisis inverse model based pada Rp dengan hasil korelasi total yaitu 0,82948.

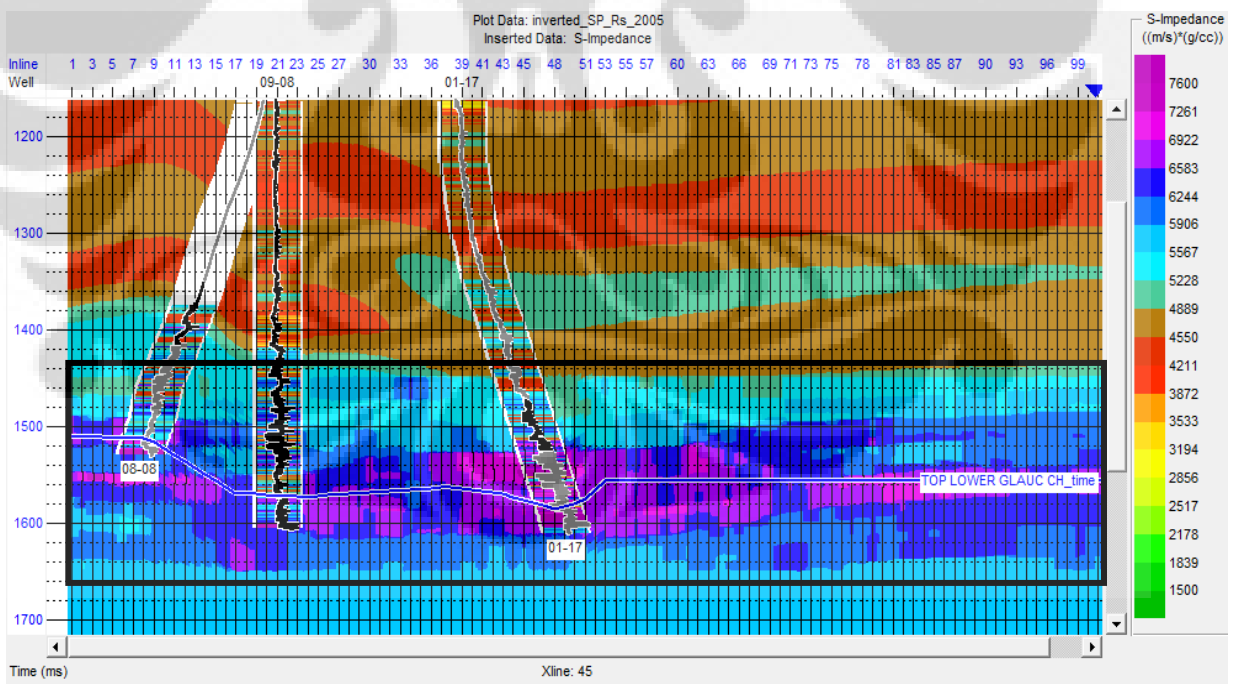


Gambar 5.35. Analisis inverse model based pada Rs dengan hasil korelasi total yaitu 0,908675.

Gambar 5.34 dan gambar 5.35 memperlihatkan hasil inverse AI yaitu Zp dan inverse SI yaitu Zs. Warna ungu dampai dengan biru muda memperlihatkan nilai P impedan dan S impedan yang tinggi.



Gambar 5.36. Hasil Inversi reflektivitas gelombang P (R_p) yaitu I_p pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva P impedan.



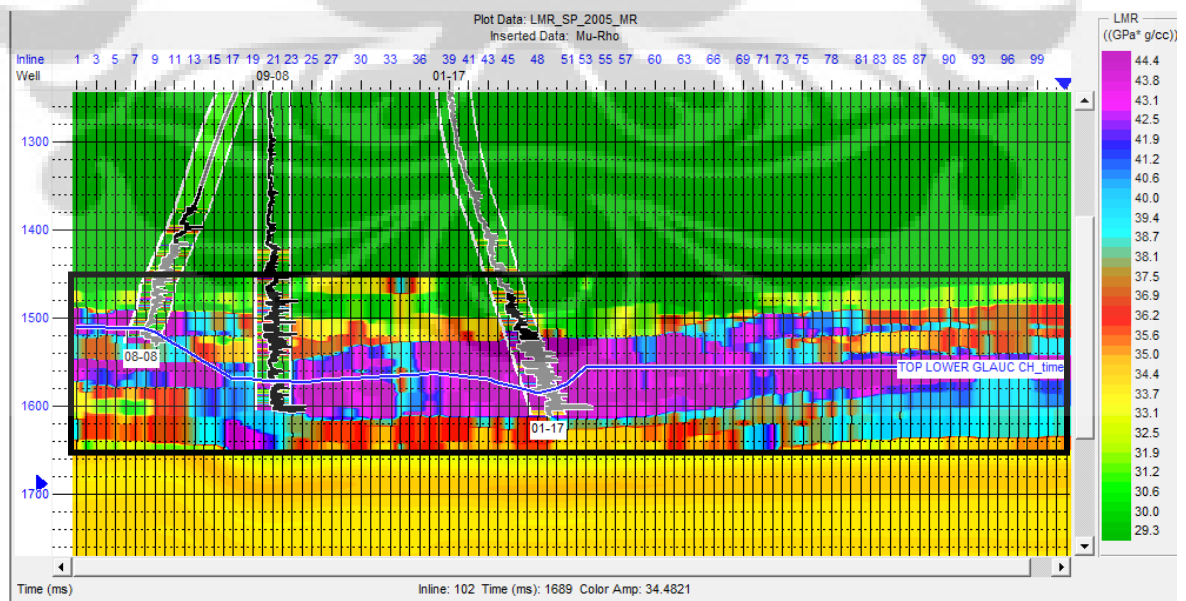
Gambar 5.37. Hasil Inversi reflektivitas gelombang S (R_s) yaitu I_s pada xline 45 dengan data sumur adalah kurva S impedan.

Terlihat pada daerah sumur 09-08 nilai P impedan-nya lebih rendah dari pada daerah sekitar sumur 08-08 dan 01-17. Terlihat hasil penampang P impedan data seismik yang mendekati dengan P impedan pada masing-masing sumur. Sedangkan nilai S impedan pada hasil inverse shear impedan, sumur 09-08 nilai impedan lebih rendah dari sumur lainnya.

5.2.2.4. Analisis LMR

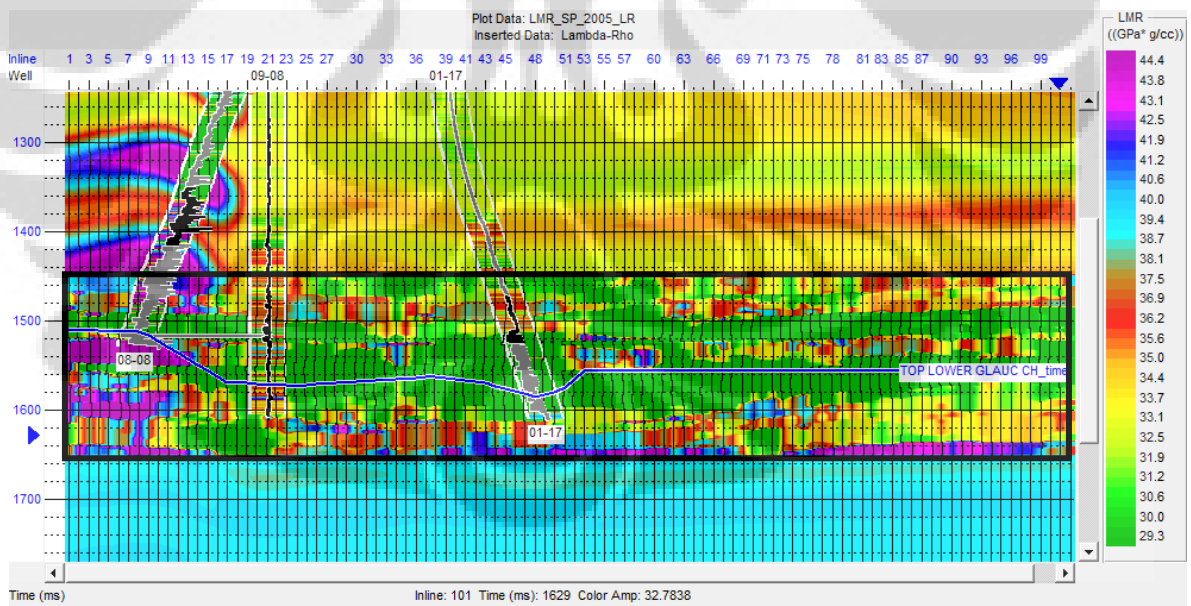
Berdasarkan sifat parameter elastik Mu-Rho yang merupakan parameter elastic yang sensitive terhadap perubahan litologi, terlihat pada penampang Mu-Rho bahwa pada daerah dekat sumur sekitar zona target memperlihatkan nilai Mu-Rho yang tinggi, yaitu berwarna ungu sampai dengan merah. Hal ini memperlihatkan bahwa zona target merupakan karakter dari reservoir batu pasir, selain itu didukung berdasarkan informasi dari data sumur berupa cross plot antara lambda-rho dengan mu-rho, menunjukkan bahwa zona target merupakan reservoir batu pasir, yang menunjukkan nilai mu-rho 20-40 GPa*g/cc. Nilai mu-rho rendah menandakan bahwa litologi daerah tersebut adalah shale (ditandai dengan warna kuning dan hijau).

Perlu diketahui bahwa zona yang dilakukan inverse dan analisa LMR adalah pada kedalaman 1450 – 1650 meter.



Gambar 5.38. Gambar penampang seismik Mu-rho pada xline 45.

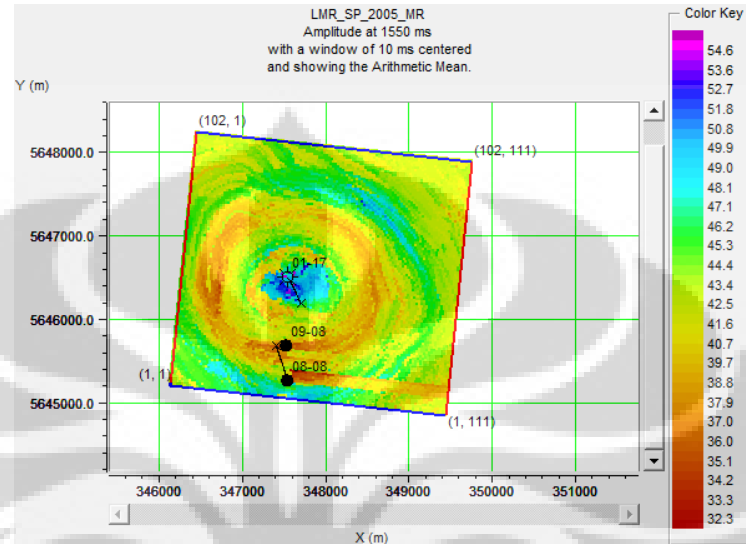
Sedangkan untuk mengidentifikasi kandungan dari fluida reservoir dimanfaatkan sifat inkompresibilitas, yaitu besarnya perubahan volume (dapat dikompres) bila dikenai stress. Semakin mudah dikompresi, maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya begitu pula sebaliknya. Perubahan ini lebih disebabkan adanya perubahan pori dari pada perubahan ukuran batuan. Fluida yang mengisi pori mempengaruhi harga kompresibilitas. Jika gas mengisi pori batuan maka akan lebih mudah terkompresi dari pada air atau minyak, dengan kata lain batuan gas memiliki nilai inkompresibilitas yang tinggi (kebalikan dari kompresibilitas). Sehingga batu pasir yang mengandung gas memiliki nilai lambda-rho lebih kecil dari pada shale. Dari gambar di bawah menunjukkan bahwa daerah sekita sumur memiliki nilai lambda-rho yang rendah (ditunjukkan oleh warna hijau). Hal ini menunjukkan adanya zona sandstone yang mengandung gas. Hasil cross plot menunjukkan bahwa nilai lambda-rho berkisar antara (-10) – 20 GPa*g/cc. Pada hasil krossplot dari tiga well hanya well 09-08 yang mengandung gas.



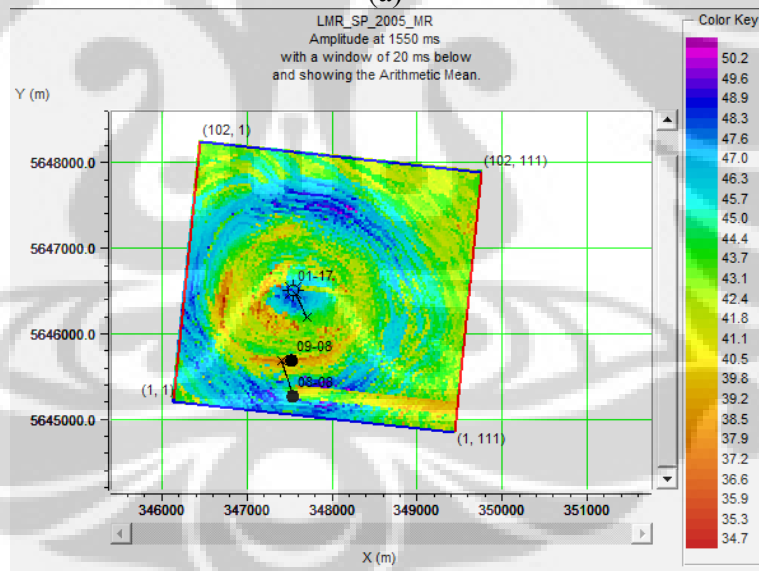
Gambar 5.39. Gambar penampang seismik Lambda-rho pada xline 45.

Dibawah adalah pola sebaran litologi dan fluida yang diambil pada data slice pada kedalaman 1500 ms, 10 ms di bawah kedalaman 1500 ms dan 20 ms di bawah

kedalaman 1500 ms dan slice pada kedalaman 1550 ms dengan 10 ms dibawahnya..
Gambar sebelah kiri dengan nuansa warna kuning merupakan sebaran litologi.



(a)

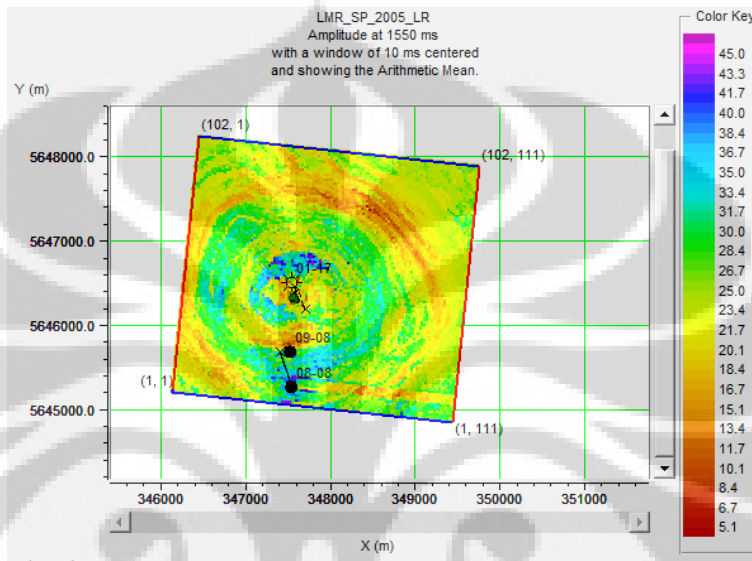


(b)

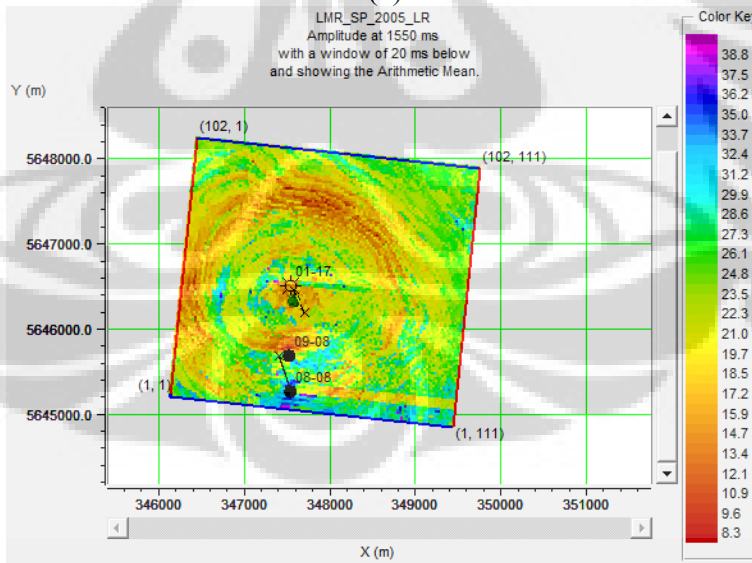
Gambar 5.40. Slice penampang mu-rho (a) slice pada kedalaman 1550 ms, 10 ms dari tengahnya (b) slice pada kedalaman 1550 ms, 20 ms dibawah kedalamannya.

Terlihat bahwa makin kebawah lapisan yang memiliki nilai mu-rho-nya semakin tinggi. Arahnya sebaran mu-rho menuju arah sumur 01-17. Pada gambar 5.40. (a) daerah sekitar sumur 01-17 memiliki nilai mu-rho yang tinggi. Sedangkan

pada sumur 09-08 dan 08-08 nilai mu-rho yang agak rendah. Pada gambar (b) daerahnya semakin kebawah, daerah sekitar sumur 08-08 nilainya jadi tinggi. Sesuai dengan teori bahwa nilai mu-rho baik dalam menentukan litologi. Mu-rho yang cukup tinggi dapat mengindikasikan litologi batuan pasir, sedangkan nilai mu-rho rendah mengindikasikan shale.



(a)

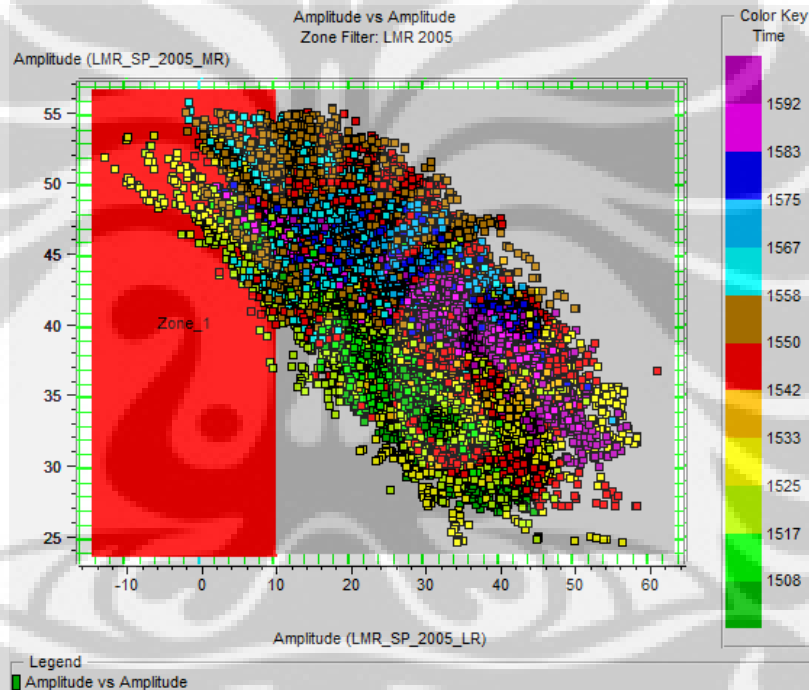


(b)

Gambar 5.41. Slice penampang lambda-rho (a) slice pada kedalaman 1550 ms, 10 ms dari tengahnya (b) slice pada kedalaman 1550 ms, 20 ms dibawah kedalamannya..

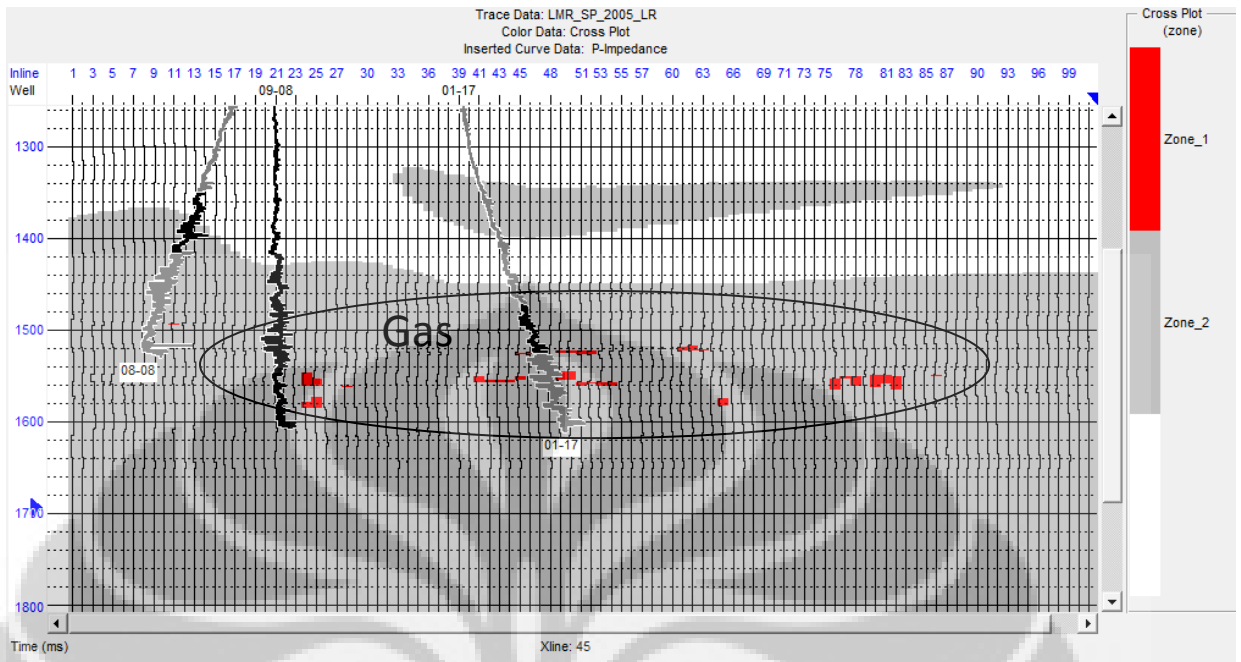
Untuk lambda-rho terlihat juga daerah yang berwarna kuning sampai dengan merah memiliki nilai yang rendah, biasanya mengindikasikan fluida, dan apabila nilainya cukup rendah, kemungkinan adalah gas. Dari hasil slice daerah sekitar sumur 08-08 memiliki nilai yang cukup tinggi. Sedangkan pada sumur 09-08 dan 01-17 nilainya rendah. Daerah ini kemungkinan ada gas.

Namun analisa yang dilakukan secara terpisah antara parameter mu-rho dengan lambda-rho kurang bisa memberikan hasil yang signifikan mengenai keberadaan gas. Maka untuk mengetahui lebih jelas dilakukan cross plot antara mu-rho dengan lambda-rho.



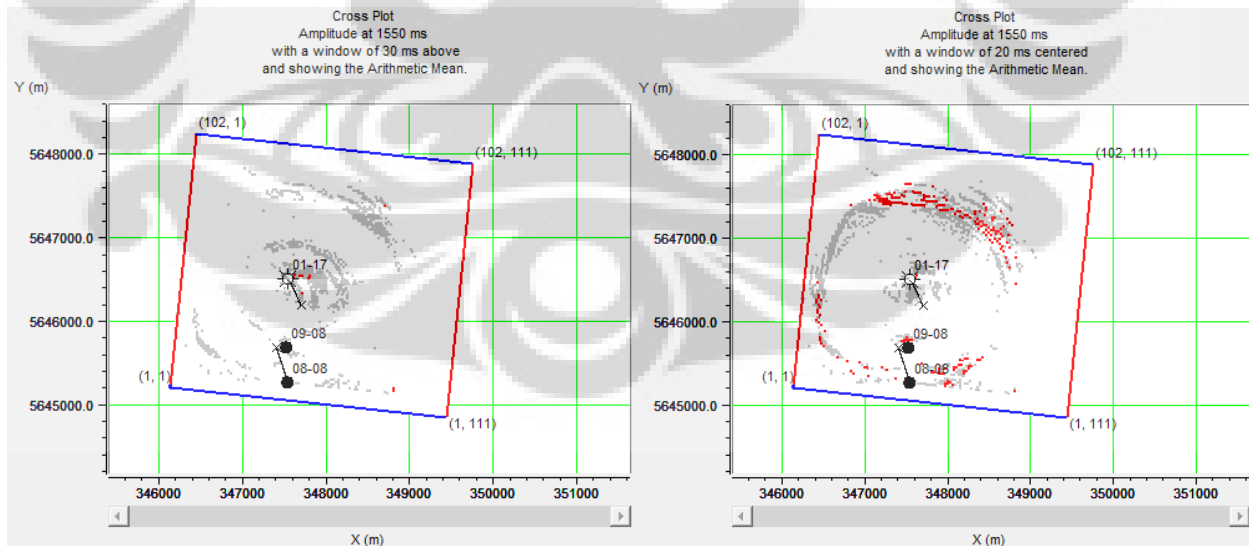
Gambar 5.42. Hasil cross plot penampang seismik mu-rho dengan lambda-rho.

Hasil cross plot ini akan memberikan gambaran bahwa gas berada pada nilai lambda-rho yang rendah dengan mu-rho yang tinggi. Untuk litologi shale memiliki nilai yang lambda-rho dan mu-rho yang rendah, sedangkan sandstone biasanya memiliki nilai lambda-rho dan mu-rho yang sedang sampai cukup tinggi. Karbonat biasanya memiliki nilai lambda-rho dan mu-rho yang tinggi.



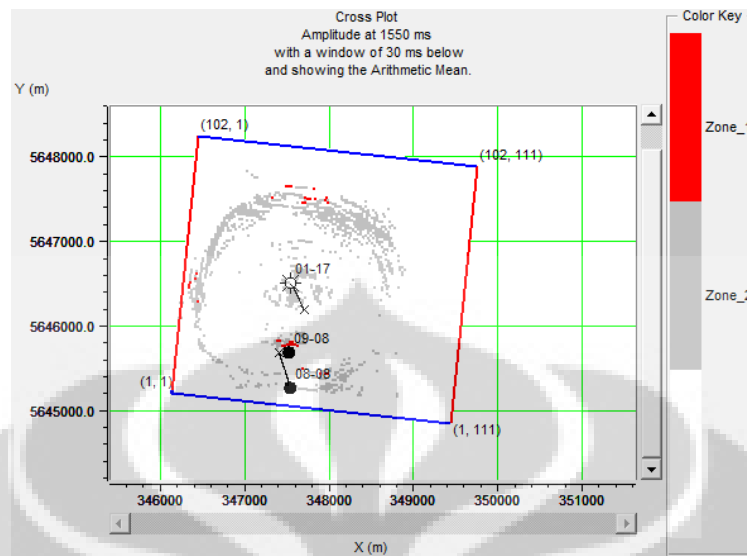
Gambar 5.43. Hasil cross plot lambda-rho vs mu-rho pada penampang seismik.

Warna merah adalah gas, dimana pada daerah sekita 09-08 terdapat gas dan juga pada daerah sekitar sumur 01-17. Ternyata pada 01-17 juga terdapat gas.



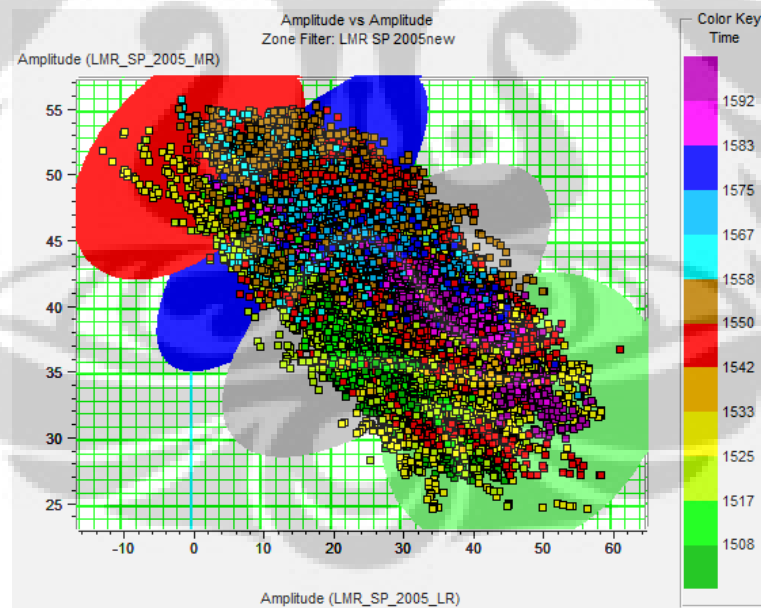
(a)

(b)



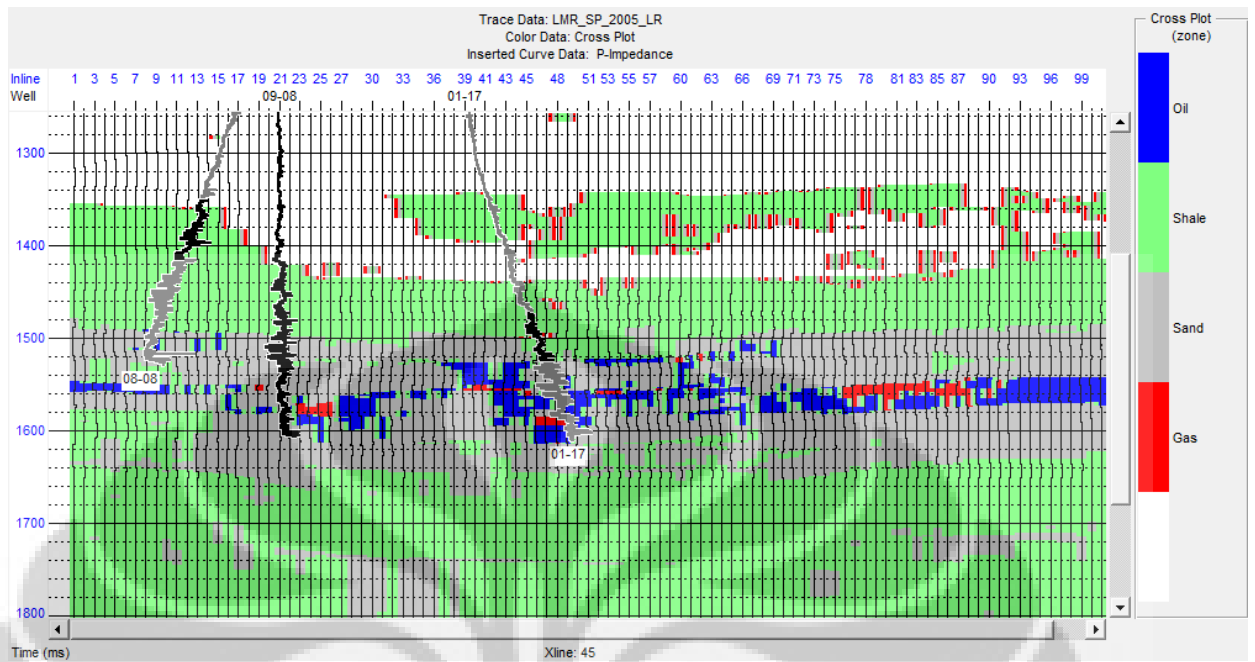
(c)

5.44. Hasil slice cross plot lambda-rho dan mu-rho pada kedalaman 1550 ms dengan (a) window 30 ms di atasnya (b) windows 20 ms diantaranya dan (c) window 30 ms dibawahnya.



5.45. Cross plot $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$ dengan pembagian zona fluida dan litologi.

Dari gambar 5.45. warna merah adalah gas, warna biru adakah minyak, sedangkan warna abu-abu adalah sand dan shale ditunjukkan oleh warna hijau.



Gambar 5.46. Hasil cross plot $\lambda\rho$ dan $\mu\rho$ pada penampang seismik berdasarkan zona.

BAB VI

KESIMPULAN

Dari hasil pengolahan data dan analisa pada penelitian ini, maka diperoleh kesimpulan, yaitu :

1. Hasil krosplot pada data sumur dalam analisa sensitivitas, memberikan hasil sumur yang mengandung gas adalah 09-08 sedangkan dua sumur lainnya 08-08 dan 01-17 tidak mengandung gas, hanya mengandung minyak.
2. Berdasarkan analisa data seismik AVO Inversi maka diketahui bahwa litologi pada daerah penelitian ini adalah sand dan shale. Dimana fluidanya terdiri dari gas, minyak dan air.
3. Parameter Lambda-Mu-Rho berdasarkan hasil analisa krosplot dan penampang seismik baik untuk lambda-rho maupun untuk mu-rho merupakan parameter yang sensitif terhadap perubahan litologi maupun fluida. Parameter ini akan memberikan hasil yang sangat baik bila kedua-duanya digunakan secara bersamaan (krosplot).
4. Analisa AVO berupa parameter intercept dan garidein mampu memberikan keberadaan gas pada data seismik, namun parameter LMR hasil inversi dapat memberikan hasil yang lebih baik.
5. Zona yang mengandung reservoir adalah pada kedalaman 1550 – 1570 meter, dimana pada daerah ini reservoirnya tidak terlalu tebal untuk daerah sekitar sumur 01-17 dan 09-08. Sedangkan saerah sekitar sumur 08-08 zona hidrokarbon berada pada kedalaman 1500 – 1550 meter.

REFERENSI

Alan S. R. Inabuy, 2008, *Estimasi Sebaran Fluida dan Litologi Menggunakan Kombinasi Inversi AVO dan Multi-Atribut*, Program studi Geofisika, Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan, ITB. Unpublish.

Blackfeer Reservation Information.

Don C. Lawton, Robert R. Stewart, Andreas Cordsen, and Stacey Hrycak, 1996, *Design review of the Blackfoot 3C-3D seismic program*, CREWES Research Report – Volume 8.

Dwimara Tifani. 2006. *Karakteristik Reservoir Menggunakan Atribut Lambda-Mu-Rho Pada Data Seismik 3D Melalui Beberapa Teknik Inversi*. Program Studi Geofisika. Fakultas Ilmu Kebumihan dan Tegnologi Mineral. ITB. Unpublish.

Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J. and Levitt, P.R., 1994, *Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique*: Geophysics, 59, 1362-1376.

Fatti, Jan L, 1994, *Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis*, GEOPHYSICS, VOL 59, NO.9 (SEPTEMBER 1994).

Goodway, Bill, 2001, *Improved AVO fluid detection and litholog discrimination using Lame petrophysical parameters; $\lambda\rho$, $\mu\rho$, $\lambda\mu$ fluid stack, from P and S Inversion*, Pan Candian Petroleum.

Goodway, Bill, June 2001, *AVO and Lame Constants for Rock Parameterization and Fluid Detection*, CSEG Recorder.

Goodway, W. N., T. Chen and J. Downton, *"Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lame petrophysical parameters; 'Lambda-Rho', 'Mu-Rho' & 'Lambda/Mu fluid stack' from P and S inversion,"*, CSEG Meeting Abstracts, pp. 148-151, 1997; SEG Meeting Abstracts, pp. 183-186, 1997; EAGE Meeting Abstracts, pp. 6-51, 1999.

Grace Y.C. Yang, Don C. Lawton, Robert R. Stewart, Susan L. M. Miller, Collin C. Potter, and Vladan Simin, 1996, *Interpretation and analysis of the Blackfoot 3C-3D seismic survey*, CREWES Research Report, Volume 8

Gray, David F., 2002. *Elastic Inversion for Lame Parameters*. CSEG.

<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/>, Agus Abdullah, PhD, 2007-2008

Manual Guide Hampson Rusell AVO dan STRATA 2000.

Marco A. Perez and Rainer Tonn, *Reservoir Modelling and Interpretation with Lamé's Parameters: A Grand Banks Case Study*, EnCana Corporation, Calgary, AB, T2P 2S5

Muhammad Kurniawan, 2007, *Analisa Inversi Lambda Mu Rho Pada reservoir Gas Batuan Karbonat Formasi Batu Raja di Lapangan Azzuri, Cekungan Sumatera Selata*, Program studi Teknik Geofisika, Fakultas Ilmu Kebumihan dan Tegnologi Mineral, ITB. Unpublish.

Munadi Suprajitno, Dr., 1993. *AVO dan Eksplorasi Gas*. Lembaran Publikasi Lemigas No.1, Vol. 27.

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

Robert R. Stewart, James E. Gaiser, R. James Brown, and Don C. Lawton, 2000, *Converted-wave seismic exploration: applications*, CREWES Research Report. Volume 12.

Russell, B.H., Hedlin, K., dan Hilterman, F.J., 2003, *Fluid Property Discrimination with AVO: A Biot-Gassmann Perspective*, Geophysics, Vol. 68, No. 1, January-February.

Sigit Sukmono, 2002, *AVO/AVA Analysis for Gas/Fluid Detection and Seismic Lithology Analysis*, Lab of Reservoir Geophysics, Dept. of Geophysical Engineering, Institute of Technology Bandung.

Sigit Sukmono, 2002, *Fundamental of Rock Physic, DHI and Well Logging Analysis*, Lab of Reservoir Geophysics, Dept. of Geophysical Engineering, Institute of Technology Bandung.

Sigit Sukmono, 2002, *Seismic Inversion for Reservoir Characterization*, Lab of Reservoir Geophysics, Dept. of Geophysical Engineering, Institute of Technology Bandung.

Smith, G.C., and Gidlow, M., 2000, *A Comparison of The Fluid Factor With λ and μ in AVO Analysis*, SEG Expanded Abstracts.

Vladan Simin, Mark P. Harrison and Gary A. Lorentz, 1996, *Processing the Blackfoot 3C-3D seismic survey*, CREWES Research Report, Volume 8

Wang, Z., 2001, *Fundamentals of Seismic Rock Physics*, Geophysics, Vol. 66, No. 2, March-April.

Yong Xu. 1999. *AVO Development Applied to Blackfoot 3C-2D Broadband Line*.
M.Sc. Thesis, University of Calgary. Departement of Geology ang Geophysic.

Yongyi Li, Bill Goodway, and Jonathan Downton, *Recent advances in application of AVO to carbonate reservoirs: case histories*.

Yuliana Ginting, 2008, *Pemrosesan data seismic 3D Lapangan Blackfoot*. Program studi Geofisika, Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan, ITB. Unpublish.

