



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR DAN PENYEBARANNYA  
DENGAN MENGGUNAKAN METODE *SIMULTANEOUS INVERSION*  
PADA STUDI KASUS LAPANGAN 'C'**

**SKRIPSI**

**CHRISNAWATY SIRAIT**

**0806325951**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**PROGRAM STUDI FISIKA**

**DEPOK**

**JUNI 2012**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR DAN PENYEBARANNYA  
DENGAN MENGGUNAKAN METODE *SIMULTANEOUS INVERSION*  
PADA STUDI KASUS LAPANGAN 'C'**

**SKRIPSI**

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

**CHRISNAWATY SIRAIT**

**0806325951**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**PROGRAM STUDI FISIKA**

**DEPOK**

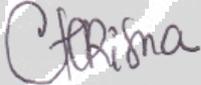
**JUNI 2012**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Chrisnawaty Sirait

NPM : 0806325951

Tanda Tangan : 

Tanggal : 14 Juni 2012

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Chrisnawaty Sirait  
N P M : 0806325951  
Program Studi : Fisika S-1 Reguler  
Judul : Karakterisasi Reservoar Batupasir dan Penyebarannya dengan Menggunakan Metode *Simultaneous Inversion* pada Studi Kasus Lapangan 'C'

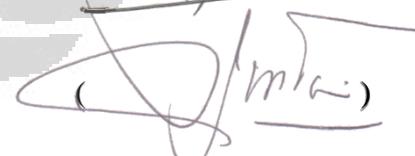
Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

### DEWAN PENGUJI

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

Pembimbing II : Dra. Julikah, M. T (  )

Penguji I : Drs. M. Syamsu Rosid, Ph.D (  )

Penguji II : Dr. Eng. Yunus Daud, M.Sc (  )

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 14 Juni 2012

## KATA PENGANTAR

Segala hormat, kekaguman, puji dan syukur, Penulis sampaikan hanya kepada Yesus Kristus, Tuhan, Juru Selamat, dan Sahabat Setia yang memampukan Penulis dengan segala keterbatasan untuk dapat menyelesaikan laporan tugas akhir berjudul “Karakterisasi Reservoar Batupasir dan Penyebarannya dengan Menggunakan Metode *Simultaneous Inversion* pada Studi Kasus Lapangan ‘C’ yang disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar sarjana di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penulis juga menyadari penulisan skripsi ini tidak mungkin terlaksana tanpa adanya bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak. Untuk itu, Penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Papa, Pahala Sirait dan Mama, Asina Sinaga, serta kakak-kakak Penulis yakni Lasmaria, Binsar, Lamtiar dan adikku, Fernando atas semua doa dan dukungannya yang begitu sangat berarti bagi Penulis.
2. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing I, yang telah memberikan banyak waktu untuk memberi pengarahan kepada Penulis.
3. Ibu Julikah, selaku Pembimbing II, yang telah memberikan banyak pengarahan bagi Penulis di tengah kesibukan.
4. Bapak Dr. Eng. Yunus Daud, M.Sc, selaku penguji, yang telah bersedia menjadi penguji di saat Penulis kebingungan mencari penguji, serta doa dan semangat yang Bapak sampaikan selama diskusi.
5. Bapak Drs. M. Syamsu Rosid, Ph.D, selaku penguji, yang telah memberikan Penulis begitu banyak ilmu selama kuliah dan banyak masukan selama diskusi.
6. Lembaga PPPTMGB ‘LEMIGAS’ yang memberi izin Penulis melaksanakan tugas akhir di sana.
7. Bapak Prof. Dr. Suprayitno Munadi, yang di sela-sela kesibukan turut membagi ilmu yang sangat berguna bagi Penulis.
8. Kak Humbang, yang bersedia diganggu pekerjaannya untuk membantu penulis menyelesaikan tugas akhir ini, serta staf-staf Lemigas, Kak Rosi,

dan staf lainnya yang juga memberikan perhatian bagi Penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini.

9. Mbak Ratna, yang sangat membantu Penulis menyelesaikan begitu banyak masalah administrasi untuk mengajukan sidang dan juga jajaran karyawan Departemen Fisika FMIPA UI.
10. Semua anak kelompok kecil Penulis 'KK WaverThy': Andyan, Raynaldi, Josua, Wileam, dan Chris, yang telah banyak memberikan semangat, hiburan, dan doa yang begitu berharga bagi Penulis dan bersedia menjadi tempat penulis mencurahkan isi hati.
11. PKK dan TKK Penulis: Kak Vivi, Steny, Tika, Gaby, Disa, buat setiap semangat dan doa-doanya.
12. Semua teman PO MIPA UI, teristimewa Anthony atas semangat, doa, dan perhatian yang begitu besar bagi Penulis, Susiana dan Grace sebagai teman senasib sepenanggungan, serta Rimson, Alvie, dan Edo atas pinjaman komputer, laptop, motor, pemberian rok dan sebagainya yang sangat diperlukan Penulis menyelesaikan tugas akhir ini, dan juga.
13. Anak-anak "Angkasa": Gaby, Eka, Lidia, Melda, Emy, May, dan Vero semua dukungan kepada penulis.
14. Semua teman Fisika 2008, terutama Qonita, Dewi, Jauhar, Indah, Agus, Boki, Jonathan, Cut, Zu, Anty, Victor atas bantuannya selama penulisan tugas akhir ini.
15. Senior-senior di Geofisika UI, teristimewa Kak Erlangga dan Kak Massey, serta Kak Bei, Kak Deni, Kak Risma, Kak Hira, dan semua kakak-kakak yang TA di Puri Depok atas bantuannya selama penulisan tugas akhir ini.
16. Semua pihak yang tidak dapat Penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas semuanya.

Akhir kata, Penulis sangat menyadari bahwa laporan ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu Penulis sangat mengharapkan kritik dan saran untuk perbaikan di masa mendatang dan semoga laporan ini memberikan manfaat bagi setiap orang yang membacanya.

Depok, Juni 2012

Penulis

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

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

Nama : Chrisnawaty Sirait  
NPM : 0806325951  
Program Studi : S-1 Reguler Fisika  
Departemen : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Jenis Karya : Skripsi

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

**KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR DAN PENYEBARANNYA  
DENGAN MENGGUNAKAN METODE *SIMULTANEOUS INVERSION*  
PADA STUDI KASUS LAPANGAN 'C'**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok  
Pada tanggal : 14 Juni 2012

Yang menyatakan,



(Chrisnawaty Sirait)

## ABSTRAK

Nama : Chrisnawaty Sirait  
Program Studi: Fisika  
Judul : Karakterisasi Reservoir Batupasir dan Penyebarannya dengan Menggunakan Metode *Simultaneous Inversion* pada Studi Kasus Lapangan 'C'

Inversi seismik konvensional yang menghasilkan penampang impedansi akustik kini terbatas dalam mengidentifikasi litologi. Telah dilakukan inversi *prestack* yakni *simultaneous inversion* yang mampu memprediksi tidak hanya parameter impedansi akustik, tetapi juga impedansi *shear*, dan densitas untuk mengatasi hal tersebut. Dengan memperoleh ketiga parameter tersebut, akan dapat diperoleh parameter *lame* berupa  $\lambda$ -rho dan  $\mu$ -rho yang lebih sensitif terhadap litologi dan fluida untuk mempertajam indentifikasi litologi maupun fluida reservoir.

Inversi simultan, yang bertujuan mengkarakterisasi reservoir batupasir dan penyebaran gas ini, dilakukan pada kasus Lapangan 'C' yang terletak di Cekungan Natuna Barat. Inversi dilakukan pada data *angle stack* baik itu *near angle stack* ( $5^{\circ}$ - $15^{\circ}$ ), *mid angle stack* ( $15^{\circ}$ - $25^{\circ}$ ), dan *far angle stack* ( $25^{\circ}$ - $35^{\circ}$ ) dengan dua kontrol sumur yakni sumur CS-1 dan CSR-3. Inversi yang dilakukan juga meliputi analisis  $\lambda$ -rho dan  $\mu$ -rho yang diturunkan dari parameter impedansi akustik dan impedansi *shear*. Hasil yang diperoleh adalah penyebaran reservoir batupasir dapat diprediksi dengan menggunakan parameter impedansi *shear* dan  $\mu$ -rho dengan *cut off* impedansi *shear*  $\pm 3300$  m/s\*g/cc dan *cut off*  $\mu$ -rho  $\pm 11$  GPa\*g/cc sementara keberadaan gas dapat diprediksi dengan menggunakan parameter  $\lambda$ -rho dan *VpVs ratio* dengan *cut off*  $\lambda$ -rho  $\pm 11 - 20$  GPa\*g/cc dan *cut off* *VpVs ratio*  $\pm 1.8$ . Dengan demikian, reservoir batupasir dapat diperkirakan terletak di sekitar *inversion anticline* dengan pola pengendapan *channel* yang berada di sebelah tenggara daerah penelitian.

Kata kunci : *Simultaneous Inversion*, Cekungan Natuna Barat, Reservoir Batupasir, Lapangan 'C'  
xv+66 halaman : 56 gambar, 4 tabel  
Daftar Acuan : 19 (1991-2011)

## ABSTRACT

Name : Chrisnawaty Sirait  
Study Program : Physics  
Title : Characterization of Sandstone Reservoir and Its Distribution using Simultaneous Inversion Method in Case Study of 'C' Field.

Conventional seismic inversion that produces cross-sectional acoustic impedance is limited in identifying lithology. Prestack inversion i.e. simultaneous inversion that is capable of predicting not only acoustic impedance parameter, but also the shear impedance and density has been applied to solve that problem. By obtaining these three parameters, we can get the parameters of lambda-rho and mu-rho that are more sensitive to lithology and fluid to sharpen the identification of lithology and fluid reservoir.

Simultaneous inversion, that aims to characterize the sandstone reservoir and the distribution of gas, done in the case of 'C' Field located in the West Natuna Basin. Inversion performed on the data near *angle stack* ( $5^{\circ}$ - $15^{\circ}$ ), mid *angle stack* ( $15^{\circ}$ - $25^{\circ}$ ), and far *angle stack* ( $25^{\circ}$ - $35^{\circ}$ ) with two control wells CS-1 and CSR-3. Inversion carried out also includes the analysis of lambda-rho and mu-rho derived from the acoustic impedance and shear impedance. The obtained results are the distribution of sandstone reservoir can be predicted using the parameter of shear impedance and mu-rho with shear impedance *cut off*  $\pm 3300$  m/s\*g/cc & mu-rho *cut off*  $\pm 11$  GPa\*g/cc while the presence of gas can be predicted by using the parameter of lambda-rho and VpVs ratio with lambda-rho *cut off*  $\pm 11 - 20$  GPa\*g/cc & VpVs ratio *cut off*  $\pm 1.8$ . Thus, estimated sandstone reservoir is located around inversion anticline with the channel deposition in the southeast area of research.

Key words : Simultaneous Inversion, West Natuna Basin, Sandstones Reservoir , 'C' Field

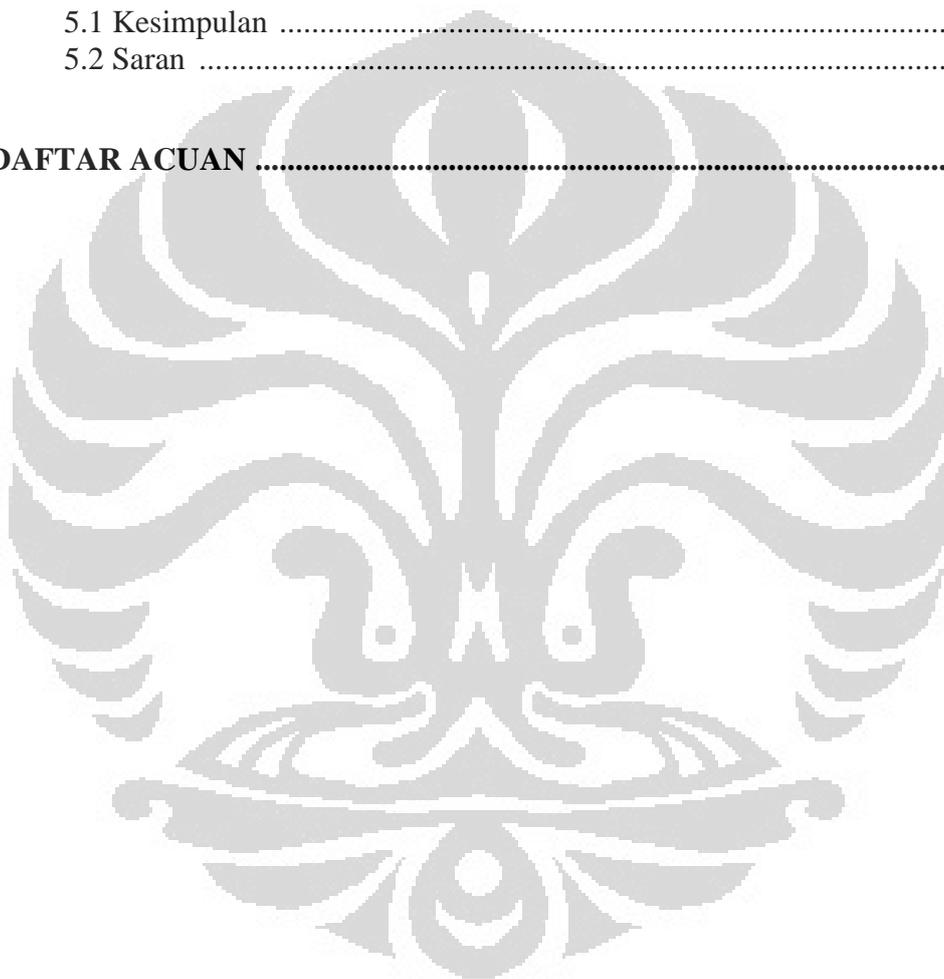
xv+66 pages : 56 figures, 4 table

Bibliography : 19 (1991-2011)

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS .....	ii
HALAMAN PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI .....	vi
ABSTRAK (Bahasa Indonesia) .....	vii
ABSTRACT (Bahasa Inggris) .....	viii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xi
DAFTAR TABEL .....	xiii
<b>BAB 1. PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	3
1.3 Batasan Masalah .....	3
1.4 Metode Penelitian .....	3
1.5 Sistematika Penulisan .....	4
<b>BAB 2. DASAR TEORI .....</b>	<b>5</b>
2.1 Geologi Regional .....	5
2.2 Tektonostratigrafi Cekungan Natuna Barat .....	6
2.3 Inversi Seismik .....	10
2.4 Simultaneous Inversion .....	12
2.5 Impedansi Akustik .....	18
2.6 Impedansi Shear .....	19
2.7 Densitas .....	19
2.8 Parameter Lamé .....	20
2.8.1 $\lambda$ - $\rho$ .....	22
2.8.2 $\mu$ - $\rho$ .....	23
<b>BAB 3. METODELOGI PENELITIAN .....</b>	<b>25</b>
3.1 Tahapan Proses Inversi Simultan .....	25
3.2 Persiapan Data .....	26
3.2.1 Data Seismik .....	26
3.2.2 Data Sumur .....	28
3.2.3 Data Checkshot .....	29
3.3 Tahapan Pengolahan Data .....	29
3.3.1 Pengolahan Data Sumur .....	29
3.3.2 Pengolahan Data Seismik .....	30
3.3.2.1 Pengolahan Data <i>Post stack</i> .....	30
3.3.2.1.1 Ekstraksi Wavelet .....	31
3.3.2.1.2 Well to Seismic Tie .....	32
3.3.2.1.3 Horizon Picking .....	33
3.3.2.2 Pengolahan Data <i>Angle stack</i> .....	35

3.3.2.2.1 Ekstraksi Wavelet .....	36
3.3.2.2.2 Well to Seismic Tie .....	37
3.3.2.2.3 Pembuatan Model Awal .....	39
3.3.2.2.5 Simultaneous Inversion .....	41
<b>BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>42</b>
4.1 Analisis Sensitivitas Sumur .....	42
4.2 Analisis Hasil Inversi .....	50
4.3 Karakterisasi dan Distribusi Reservoir Batupasir .....	57
<b>BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>65</b>
5.1 Kesimpulan .....	65
5.2 Saran .....	65
<b>DAFTAR ACUAN .....</b>	<b>xiv</b>



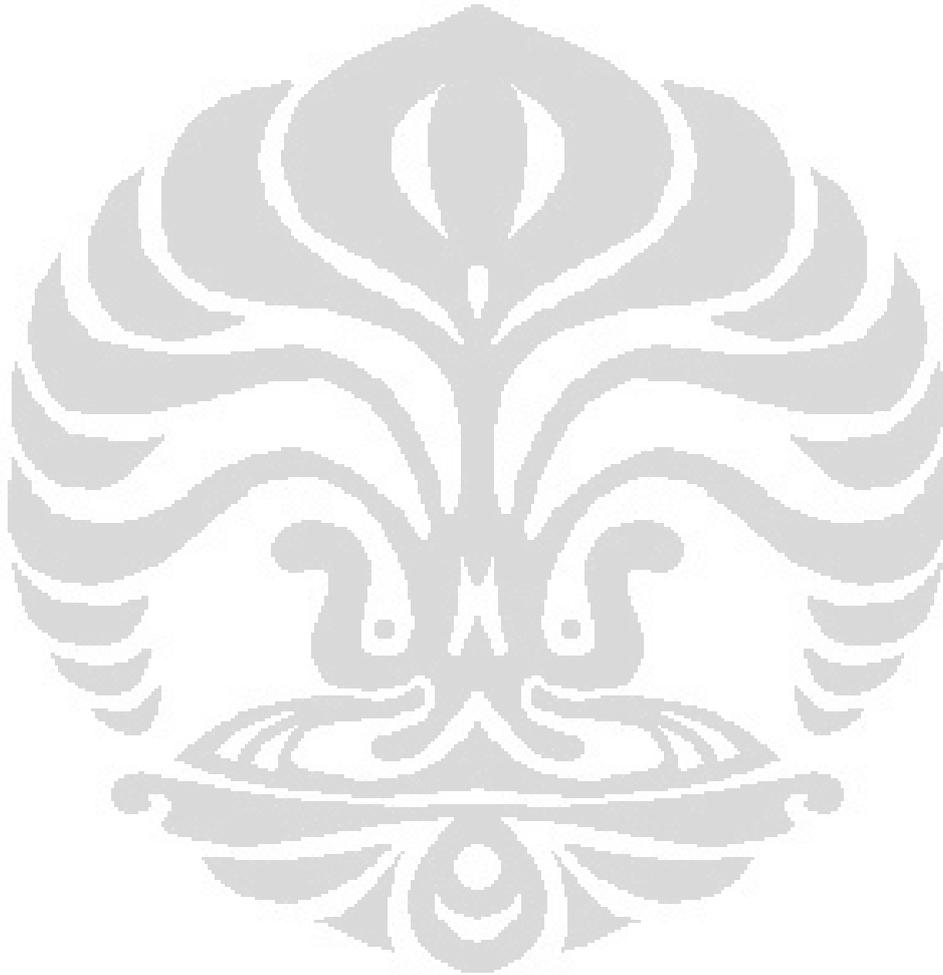
## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Tatanan Regional di sekitar daerah studi .....	5
Gambar 2.2	Struktur Cekungan Natuna Barat .....	6
Gambar 2.3	Stratigrafi Regional dari Cekungan Natuna Barat .....	10
Gambar 2.4	Proses dekonvolusi data seismik dan wavelet .....	11
Gambar 2.5	Crossplot antara $\ln(\rho)$ terhadap $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ terhadap $\ln(Z_p)$ .....	15
Gambar 2.6	Hasil inversi sebuah model <i>gas-sand</i> .....	17
Gambar 2.7	<i>Workflow of Simultaneous Inversion</i> .....	17
Gambar 2.8	Skematik koefisien refleksi dan impedansi akustik .....	18
Gambar 2.9	Log sumur Lower Cretaceous <i>gas sand</i> .....	22
Gambar 2.10	Crossplot sumur Lower Cretaceous <i>gas sand</i> di Alberta .....	22
Gambar 2.11	Inkompresibilitas beberapa jenis batuan .....	23
Gambar 2.12	Rigiditas beberapa jenis batuan .....	23
Gambar 3.1	Diagram Alir Penelitian .....	26
Gambar 3.2	Data <i>Angle stack</i> ; Near, Mid, Far .....	27
Gambar 3.3	Data <i>Post stack</i> pada Lapangan 'C' .....	27
Gambar 3.4	Basemap Lapangan 'C' .....	28
Gambar 3.5	Log Densitas dan P-wave sumur CS-1 sebelum dan sesudah <i>editing</i> .....	30
Gambar 3.6	Geometri data seismik <i>post stack</i> .....	31
Gambar 3.7	Well to seismic tie pada sumur CS-1 .....	32
Gambar 3.8	Well to seismic tie pada sumur CSR-3 .....	33
Gambar 3.9	<i>Marker</i> yang terdapat pada sumur CS-1 .....	34
Gambar 3.10	Penampang seismik <i>xline</i> sumur CS-1 .....	35
Gambar 3.11	Penampang seismik <i>inline</i> sumur CS-1 .....	35
Gambar 3.12	Wavelet yang diekstraksi dari ketiga <i>angle stack</i> (near, mid, far) .....	37
Gambar 3.13	Well to seismic tie sumur CS-1 pada <i>angle stack near</i> .....	38
Gambar 3.14	Well to seismic tie sumur CS-1 pada <i>angle stack mid</i> .....	38
Gambar 3.15	Well to seismic tie sumur CS-1 pada <i>angle stack far</i> .....	39
Gambar 3.16	Model awal impedansi P .....	40
Gambar 3.17	Model awal impedansi S .....	40
Gambar 3.18	Model awal densitas .....	41
Gambar 4.1	<i>Crossplot</i> paramater impedansi P dan impedansi S dengan <i>color key</i> gamma ray pada sumur CS-1 .....	43
Gambar 4.2	<i>Crossplot</i> paramater impedansi P dan densitas dengan <i>color key</i> gamma ray pada sumur CS-1 .....	44
Gambar 4.3	<i>Crossplot</i> paramater Lambda-rho dan mu-rho dengan <i>color key</i> gamma ray pada sumur CS-1 .....	44
Gambar 4.4	<i>Crossplot</i> paramater impedansi P dan $V_p/V_s$ ratio dengan <i>color key</i> resistivitas pada sumur CS-1 .....	46
Gambar 4.5	<i>Crossplot</i> paramater impedansi P dan impedansi S dengan <i>color key</i> resistivitas pada sumur CS-1 .....	46
Gambar 4.6	<i>Crossplot</i> paramater impedansi P dan densitas dengan <i>color key</i> resistivitas pada sumur CS-1 .....	47
Gambar 4.7	<i>Crossplot</i> paramater lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ) .....	

(Gray and Andersen, 2000).....	49
Gambar 4.8 <i>Crossplot</i> parameter lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ) dengan <i>color key</i> resistivitas pada sumur CS-1 .....	49
Gambar 4.9 Analisis model awal inversi beserta erornya pada sumur CS-1 .....	51
Gambar 4.10 Hasil inversi impedansi P pada penampang xline di zona target.....	52
Gambar 4.11 Hasil inversi impedansi S pada penampang xline di zona target.....	52
Gambar 4.12 Hasil inversi densitas pada penampang xline di zona target.....	53
Gambar 4.13 Hasil inversi VpVs <i>ratio</i> zona target.....	54
Gambar 4.14 Hasil inversi Lambda rho zona target .....	54
Gambar 4.15 Hasil inversi Mu rho zona target.....	55
Gambar 4.16 Perbandingan hasil inversi simultan dengan sumur .....	55
Gambar 4.17 Analisis Hasil inversi .....	56
Gambar 4.18 <i>Time structure</i> daerah target .....	57
Gambar 4.19 <i>Inversion anticlines</i> pada penampang xline .....	58
Gambar 4.20 <i>Slice</i> parameter impedansi akustik pada zona target .....	58
Gambar 4.21 <i>Slice</i> parameter impedansi S pada zona target .....	59
Gambar 4.22 <i>Slice</i> parameter MR pada zona target .....	59
Gambar 4.23 Peta penyebaran litologi yang di- <i>overlay</i> dengan peta <i>time structure</i> .....	60
Gambar 4.24 <i>Slice</i> parameter VpVs <i>ratio</i> pada zona target .....	61
Gambar 4.25 <i>Slice</i> parameter LR pada zona target .....	61
Gambar 4.26 Peta Lambda-rho yang di- <i>overlay</i> dengan peta <i>time structure</i> serta perkiraan keberadaan gas .....	62
Gambar 4.27 Peta dekomposisi spektral daerah studi .....	64

## DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 <i>Cut off</i> beberapa zona dari <i>crossplot</i> impedansi P dan VpVs <i>ratio</i> sumur CS-1 .....	46
Tabel 4.2 <i>Cut off</i> beberapa zona dari <i>crossplot</i> impedansi P dan densitas sumur CS-1 .....	48
Tabel 4.3 <i>Cut off</i> beberapa zona dari <i>crossplot</i> lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ) sumur CS-1 .....	50
Tabel 4.4 <i>Cut off</i> beberapa parameter pada zona target B Gas Sand hasil inversi .....	56



# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Indonesia sampai saat ini masih mengandalkan minyak sebagai energi utama untuk memasok kebutuhan energi dalam negeri. Keadaan tersebut tidak didukung oleh kenyataan bahwa perkembangan produksi minyak di Indonesia telah mengalami penurunan dari tahun ke tahun sehingga diperlukan upaya serius untuk mengatasi masalah tersebut. Dibanding pasokan minyak bumi yang semakin menipis, pasokan gas di Indonesia masih tergolong cukup berlimpah. Dengan kondisi tersebut, cadangan gas di Indonesia mencukupi untuk 62 tahun ke depan (Departemen ESDM, 2007). Oleh karena itu, pemanfaatan sumber daya gas bumi dapat menjadi salah satu upaya mengatasi masalah kelangkaan sumber daya minyak bumi yang terjadi di Indonesia.

Produksi gas bumi sangat erat kaitannya dengan proses eksplorasi yang dilakukan dengan menggunakan metode geofisika. Metode yang umumnya digunakan dalam eksplorasi minyak dan gas bumi adalah metode seismik yang bertujuan untuk memperkirakan kondisi bawah permukaan termasuk memperkirakan potensi gas bumi yang berada di suatu lokasi. Untuk mengetahui daerah yang berpotensi memiliki kandungan gas bumi, sangat perlu dilakukan karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir adalah upaya untuk mendeskripsikan karakteristik sifat fisika batuan beserta kandungan fluidanya dengan mengintegrasikan data geofisika dan data petrofisika (Haris, 2009). Berbagai data tersebut dianalisis untuk mengidentifikasi litologi, porositas, fluida maupun *rock properties* lainnya.

Metode yang umumnya digunakan dalam karakterisasi reservoir adalah inversi seismik. Inversi seismik adalah suatu teknik pembuatan model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai pengontrolnya. Pada inversi seismik, data input tersebut kemudian

diinversi menjadi penampang impedansi akustik (AI). Dahulunya, metode inversi hanya digunakan untuk memperoleh nilai impedansi akustik padahal dalam kenyataannya impedansi akustik tidak cukup untuk memprediksi litologi, porositas, maupun fluida. Goodway et al. (1997) menjelaskan analisis  $V_p$  dan  $V_s$  konvensional terbatas dalam mengidentifikasi reservoir sehingga diperkenalkan parameter lain, yaitu Parameter *Lame* yang berupa  $\lambda$ -rho dan  $\mu$ -rho (LMR). Parameter tersebut merupakan parameter – parameter fisika yang dapat digunakan untuk lebih mempertajam mengidentifikasi litologi maupun fluida reservoir.  $\lambda$ -rho yang berkaitan dengan inkompresibilitas ( $\lambda$ ) adalah parameter yang dapat memperlihatkan keberadaan fluida sementara  $\mu$ -rho yang berkaitan dengan rigiditas ( $\mu$ ) adalah parameter yang dapat memperlihatkan perbedaan litologi reservoir.

Dalam beberapa dekade terakhir, ketertarikan orang terhadap inversi *prestack* telah meningkat karena inversi ini dapat digunakan untuk mengekstraksi informasi mengenai gelombang kompresi dan *shear* (Goodway et al., 1997; Gray and Anderson, 2000). Salah satu metode yang dapat digunakan untuk melakukan inversi tersebut adalah *Simultaneous inversion*. *Simultaneous inversion* merupakan metode inversi menggunakan *prestack* CDP gather atau *partial stack* sebagai input untuk memperoleh tidak hanya impedansi akustik, tetapi juga impedansi *shear*, dan densitas. Dengan mengaplikasikan *simultaneous inversion*, maka dapat diperkirakan impedansi *shear*,  $V_p/V_s$  yang memiliki resolusi yang sama dengan impedansi akustik walaupun properti tersebut sebagian besar berkaitan dengan data seismik *far stack* yang resolusinya rendah. Selain itu, estimasi densitas yang *reliable* juga dapat diturunkan dari data seismik, yang terbukti sangat berguna untuk prediksi litologi tertentu dan saturasi (Maver and Klaus, 2004). Dari parameter-parameter tersebut juga akan didapatkan  $\lambda$ -rho dan  $\mu$ -rho (LMR) sehingga penerapan metode *Simultaneous inversion* diharapkan sangat efektif untuk digunakan dalam karakterisasi reservoir pada kasus Lapangan ‘C’ yang diperkirakan terdapat reservoir gas bumi yang berada pada litologi pasir.

## 1.2 Tujuan Penelitian

1. Mengimplementasikan tahapan-tahapan metode *Simultaneous inversion*.
2. Mengkarakterisasi reservoir batupasir dan penyebarannya pada kasus Lapangan 'C' dengan menggunakan metode *Simultaneous Inversion*.

## 1.3 Batasan Masalah

Masalah yang akan diteliti dibatasi sesuai dengan judul yang diajukan, yakni **Karakterisasi Reservoir Batupasir dan Penyebarannya dengan Menggunakan Metode *Simultaneous Inversion* pada Studi Kasus Lapangan 'C'**. Metode *simultaneous inversion* akan dilakukan pada data seismik darat berbentuk *partial stack* dan didukung data sumur untuk memperoleh estimasi impedansi P, impedansi S, densitas, *VpVs ratio* dan selanjutnya berdasarkan beberapa parameter tersebut menurunkan  $\lambda$ -rho dan  $\mu$ -rho.

## 1.4 Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan metode *simultaneous inversion* untuk mengekstrak impedansi akustik, impedansi *shear*, densitas, dan *VpVs ratio* yang kemudian akan digunakan untuk mendapatkan  $\lambda$ -rho dan  $\mu$ -rho (LMR). Tahapan-tahapan yang dilakukan secara umum adalah sebagai berikut:

1. Mempersiapkan data yang akan diolah, yaitu data *post stack* maupun *angle stack* dan data sumur dari data Lapangan 'C'.
2. Melakukan analisis sensitivitas, yaitu dengan melakukan *cross-plotting* data sumur.
3. Melakukan ekstraksi *wavelet* dari data sumur dan *post stack* yang akan digunakan dalam tahap *well to seismic tie*.
4. Melakukan pengikatan data sumur terhadap data seismik (*well to seismic tie*).
5. Melakukan *picking horizon*, yang dilakukan berdasarkan *marker* pada data sumur.
6. Melakukan ekstraksi *wavelet* dari data *angle stack* untuk *near-stack*, *mid-stack*, dan *far-stack*

7. Membuat model awal untuk impedansi akustik, impedansi elastik, dan densitas.
8. Melakukan inversi untuk memperoleh impedansi akustik, impedansi *shear*, dan densitas.
9. Melakukan transformasi untuk mendapatkan parameter lambda-rho dan mu-rho (LMR).
10. Melakukan analisis parameter inversi

### 1.5 Sistematika Penulisan

Penulisan tugas akhir ini terdiri dari lima bab. Bab pertama merupakan bagian pendahuluan. Pada bagian ini berisi gambaran singkat tentang keseluruhan isi penulisan tugas akhir ini. Bab ini dibagi menjadi beberapa sub bab diantaranya latar belakang, tujuan penelitian, batasan masalah, metodologi yang digunakan dalam pemrosesan data hingga tahap pembuatan laporan, dan sistematika penulisan laporan.

Bab kedua merupakan landasan teori dari penelitian ini. Bab ini menjelaskan teori yang melandasi setiap kegiatan yang dilakukan dalam penelitian ini dan juga analisis dan pembahasan dari hasil yang diperoleh dari penelitian ini. Bab ini dibagi menjadi beberapa sub bab diantaranya geologi regional, konsep dasar dari sifat fisis batuan, metode *simultaneous inversion*, lambda mu rho, dan sebagainya.

Bab ketiga merupakan metodologi yang digunakan di penelitian ini. Pada bab ini dijelaskan pembahasan tahapan-tahapan yang dilakukan dalam proses pengolahan data dan tujuan dilakukannya tahapan-tahapan tersebut.

Bab empat merupakan hasil serta analisis dan pembahasannya. Pada bab ini dijelaskan secara lengkap analisis dan interpretasi hasil inversi yang diperoleh.

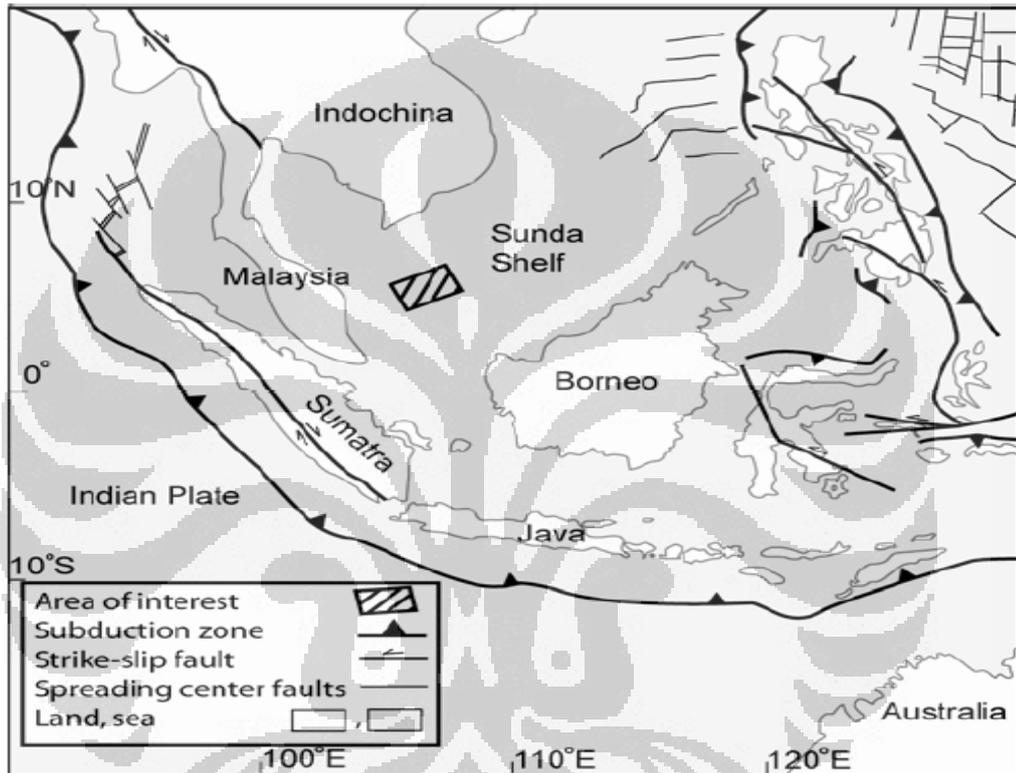
Bab kelima merupakan bagian kesimpulan dan saran, yaitu kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini maupun saran untuk penelitian lanjutan yang mungkin dilakukan dalam kasus yang serupa.

## BAB II

### DASAR TEORI

#### 2.1 Geologi Regional

Lapangan 'C' yang merupakan target dari penelitian ini terletak di tepi tenggara dari Cekungan Natuna Barat yang ditunjukkan pada Gambar (2.1).

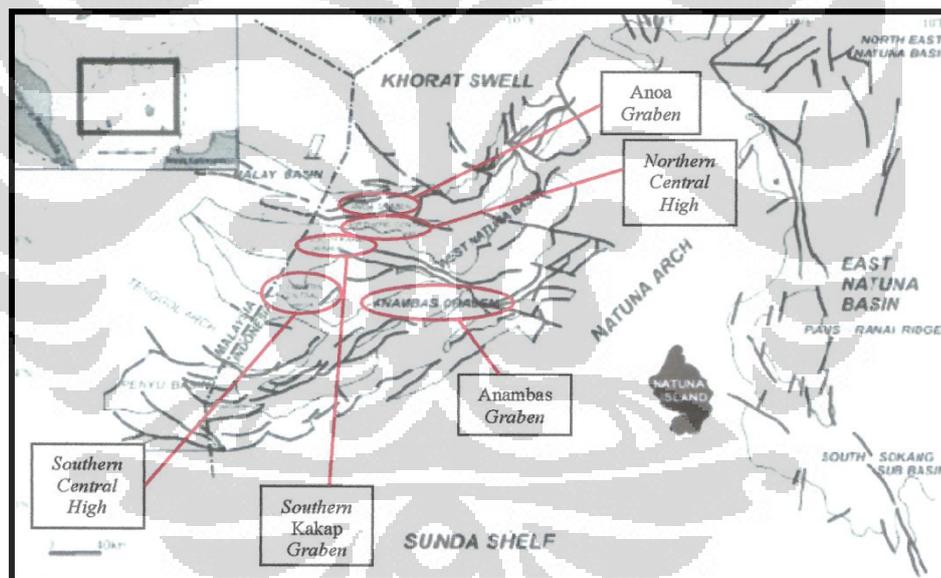


Gambar 2.1 Tatanan Regional di sekitar daerah studi (Burton and Wood, 2010)

Cekungan Natuna Barat adalah cekungan sedimen kontinen tersier yang memiliki *trend* barat laut-tenggara. Cekungan ini dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah tenggara dan dibatasi oleh Khorat Swell di sebelah barat laut. Kumpulan dari graben dan half graben menyusun Cekungan Natuna Barat adalah seperti Bawal Graben, NB Trough, dan KB Graben sementara tinggian yang melintang membagi cekungan dibagi beberapa sub-cekungan yang memiliki *trend* barat laut-tenggara, yakni Tenggol Arch, Bukit High, Cumi-cumi Ridge.

Perkembangan Cekungan Natuna Barat dimulai sejak Eosen sampai saat ini. Cekungan ini terbentuk oleh dua gaya tektonik utama, yakni gaya ekstensional, yang menghasilkan fase *Eosen – Oligosen graben*, dan kompresional, yang menghasilkan fase patahan *Miocene sinistral* dan *dextral wrench*. Dua peristiwa tektonik tersebut diperkirakan disebabkan oleh tumbukan Lempeng India dan Eurasia selama pertengahan Eosen dan tumbukan Dataran Benua Australia dengan lempeng Laut Filipina selama awal Miosen.

Dengan demikian, Cekungan Natuna barat terdiri dari beberapa struktur yaitu Anoa Graben, South Kakap Graben, Northern – Central High, Southern – Central High, dan Anambas Graben seperti yang ditunjukkan pada Gambar (2.2). Cekungan ini mengalami *rifting* sepanjang barat laut-tenggara Malay Basin dan sepanjang timur-barat Penyu Basin.



Gambar 2.2 Struktur Cekungan Natuna Barat (Burton and Wood, 2010)

## 2.2 Tektonostratigrafi Cekungan Natuna Barat

Tektonostratigrafi Cekungan Natuna Barat dibagi menjadi empat bagian (Ginger et al., 1993), yaitu:

### 1) Syn-Rift Stratigraphy

Bagian ini dicirikan oleh kurangnya kontinuitas *half graben* satu dengan lainnya. Sekuen stratigrafi bagian ini sebagian besar terdiri dari *non-marine delta*, *coarse alluvial fan*, endapan fluvial dan lakustrin. *Source rock* diperkirakan berupa *deep lacustrine shale* pada awal syn-rift dan *shallow lacustrine shale* pada akhir syn-rift yang dikenal sebagai Formasi Belut.

### 2) Post- Rift Stratigraphy

Sekuen bagian ini terdiri dari *nonmarine* yang dicirikan dengan sistem *channel fluvial braided* yang tersebar luas. Bagian lebih rendah dari sekuen ini didominasi fasies lakustrin yang diinterpretasikan diendapkan di danau yang luas dan dangkal (Ginger et al., 1993). Selingan tersebut dikenal sebagai *Keras Shale Member* dimana Formasi Upper Gabus diendapkan atasnya. Selain itu, Formasi Upper Gabus juga memperlihatkan telah terjadi perubahan lingkungan dari lakustrin menjadi *prograding plain delta* dan sistem *channel fluvial braided*. Indikator adanya pengaruh *marine* pada Formasi Upper Gabus dan Formasi Barat adalah terdapatnya *Miliammina foraminifera* pada mudstone formasi tersebut (Ginger et al., 1993).

### 3) Syn-Inversion Stratigraphy

Sekuen bagian ini memperlihatkan adanya periode perubahan lakustrin menjadi endapan *nonmarine* dan kemudian menjadi *open marine* dikarenakan terdapatnya laut disebelah timur laut. Endapan Syn-Inversion ditemukan pada Formasi Barat yang dilapisi oleh Formasi Arang, yang berada pada lingkungan *shallow marine* dan *coal swamp-dominated coastal* (Ginger et al., 1993). Keadaan lingkungan yang berubah-ubah tersebut diperkirakan dikontrol oleh *inversion event* dan perubahan *sea level*. Sedimen di bagian ini berupa sedimen tipis dikarenakan erosi ataupun *non-deposition* terhadap puncak *inversion anticlines*. Distribusi sedimen yang berpencar dikarenakan erosi dan pengangkatan *inversion anticlines* mempengaruhi langsung kualitas distribusi reservoir pada formasi tersebut.

#### 4) Post-Inversion Stratigraphy

Sekuen ini dicirikan oleh dominansi endapan *shallow marine* yang dapat dikenal dengan mudah melalui data seismik. Pada sekuen ini, diendapkan Formasi Muda secara tidak seragam di atas Formasi Arang. Formasi Muda ini diendapkan pada lingkungan *shallow marine* yang juga berubah-ubah dikarenakan perubahan relatif dari *sea level*. Bagian ini diperkirakan merupakan *seal interval*.

Beberapa formasi yang menyusun Cekungan Natuna Barat yang ditunjukkan pada Gambar (2.3) dapat dijelaskan sebagai berikut:

##### - Formasi Belut

Formasi belut terdiri dari batupasir dengan perselingan *shale* dengan ukuran butir *fining toward* dan berperilaku seperti tuff. Proses pengendapannya dimulai dari awal Oligosen di atas basement granit dimana batuan granit lapuk tersebut sudah mengisi cekungan yang ada. Lempung pada formasi ini bersifat masif dan memiliki respon *blocky* pada *well log*.

##### - Formasi Gabus

Formasi Gabus terbagi atas dua bagian yaitu Upper Gabus dan Lower Gabus. Bagian bawah lower Gabus terdiri dari *shale* dan batupasir yang memiliki respon log yang *fining upward* atau *blocky*. Formasi ini berumur Oligosen dan diinterpretasikan sebagai asal pengendapan fluvial.

Formasi Upper Gabus juga berupa batupasir yang berbutir halus dengan respon log yang *fining upward* atau *blocky*. Formasi ini diendapkan pada lingkungan *braided delta* dan lakustrin.

##### - Formasi Udang

Formasi udang terdiri dari batupasir dengan perselingan lempung yang tipis, bersih, *poor sorted, less carbonates*, dengan ukuran butir dari halus sampai kasar. Formasi ini berumur awal Miosen. Formasi ini diendapkan tidak selaras di atas batupasir Belut. Morfologi dataran rendah pada formasi ini memiliki sistem berenergi lebih rendah dari sungai bermeander dan teranyam.

- Formasi Barat

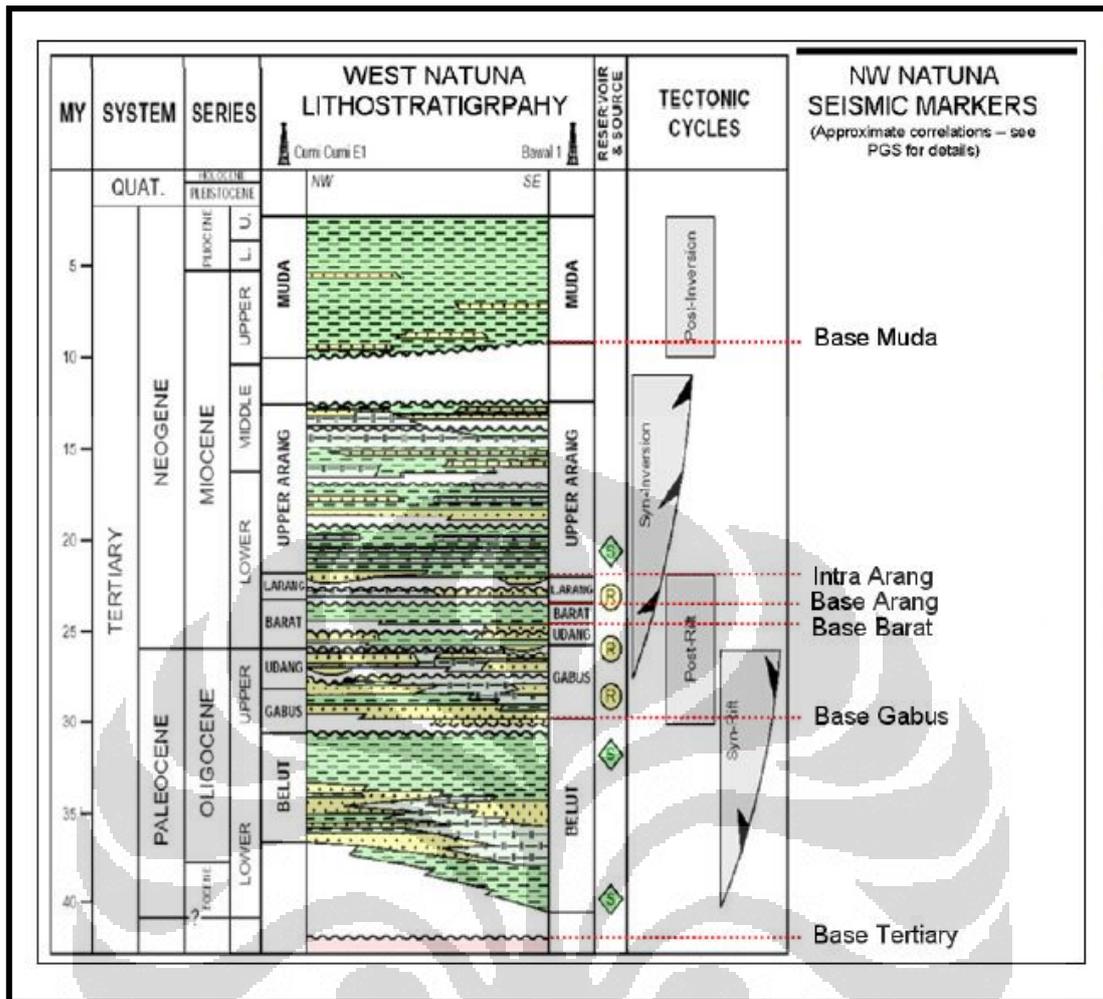
Formasi barat terdiri dari lempung dengan sedikit batupasir. Sedimen diendapkan pada lingkungan lakustrin yang dikontrol oleh lingkungan *marine* pada awal Miosen. Sedimen *marine* dengan kandungan foraminifera diendapkan pada bagian bawah formasi ini, semakin ke atas pengendapan didominasi oleh lempung lakustrin. Formasi ini memegang peranan penting sebagai batuan *seal* dari batupasir Formasi Udang. Pada Formasi Barat juga terdapat ketidakselarasan terutama pada bagian cekungan.

- Formasi Arang

Formasi Arang terdiri dari perselingan batupasir dan lempung. Formasi ini hasil dari sedimentasi yang terjadi pada fase regresi ke fase transgresi. Sehingga pada formasi ini terdapat terdapat lempung karbonat pada Formasi Upper Arang akibat regresi. Formasi ini berumur pertengahan Miosen sampai akhir Miosen.

- Formasi Muda

Formasi Muda adalah formasi termuda pada Cekungan Natuna Barat yang juga terdiri dari lempung dan batupasir. Formasi ini diendapkan pada fase transgresi. Ada ketidakselarasan pada batas Formasi Arang dan Muda.



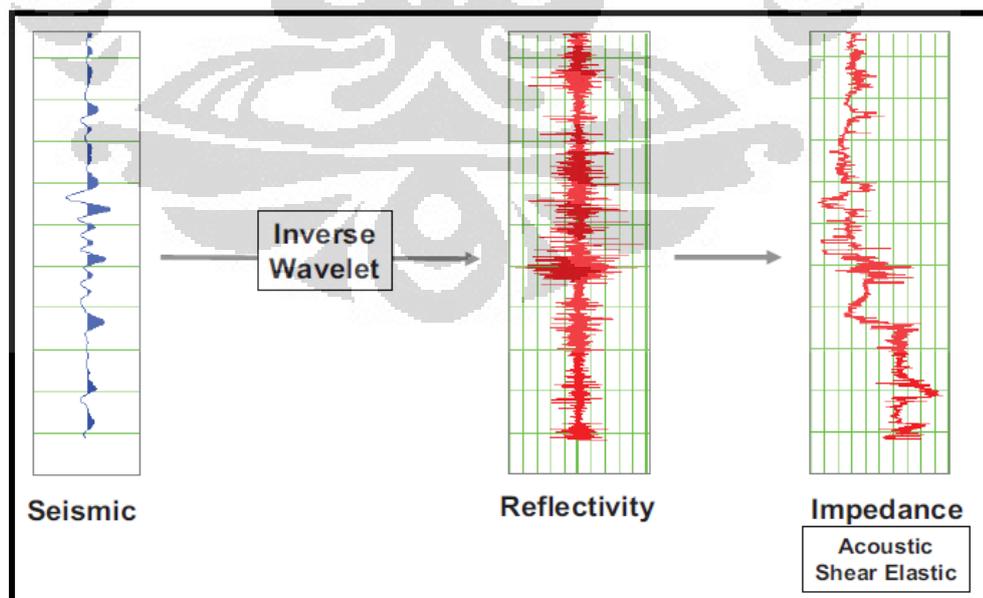
Gambar 2.3 Stratigrafi Regional dari Cekungan Natuna Barat; R menunjukkan *Reservoir levels*, S menunjukkan potensial *sources* dan *seals* (Phillips et al., 1997)

### 2.3 Inversi Seismik

Proses inversi dalam geofisika pada dasarnya merupakan proses pengolahan data lapangan menggunakan teknik matematika dan statistik untuk mendapatkan informasi yang berguna mengenai distribusi sifat fisis bawah permukaan (Rosid, 2010). Proses inversi dalam seismik dikenal dengan istilah inversi seismik, yakni proses mentransformasikan data seismik menjadi distribusi impedansi terhadap kedalaman untuk setiap tras seismik. Dalam inversi seismik, dibutuhkan juga data sumur sebagai pengontrol. Impedansi merupakan parameter yang dapat memberikan informasi geologi secara detail, seperti litologi dan porositas. Dua

jenis impedansi yang dikenal adalah impedansi P dan impedansi S. Impedansi P sangat sensitif terhadap fluida, litologi, dan efek porositas sehingga untuk menentukan karakteristik batuan dan fluida yang lebih baik, dibutuhkan juga parameter impedansi S yang merupakan hasil perkalian densitas dengan *S-wave*, maupun parameter densitas.

Inversi seismik adalah kebalikan dari *forward modeling*. Dalam *forward modeling*, data inputnya adalah berupa impedansi akustik atau koefisien refleksi dari perlapisan batuan yang kemudian dimodelkan menjadi rekaman seismik. Sementara hasil akhir dari inversi seismik adalah berupa data set yang terikat dengan data sumur dan juga memperhitungkan semua data seismik (Haris, 2009). Data set yang dimaksud adalah berupa penampang impedansi akustik (AI) yang merupakan parameter yang berhubungan langsung dengan sifat-sifat fisis batuan seperti kecepatan, densitas, dan porositas. Itulah yang menyebabkan metode ini banyak digunakan oleh interpreter karena sangat membantu dalam memperoleh informasi kondisi geologi bawah permukaan. Proses inversi seismik juga dapat dikatakan sebagai proses dekonvolusi antara seismik dengan wavelet yang menghasilkan koefisien refleksi seperti yang ditunjukkan pada Gambar (2.4). Koefisien refleksi (KR) yang kuat akan memberikan harga AI yang besar, sedangkan koefisien refleksi yang lemah akan memberikan harga AI yang lemah.



Gambar 2.4 Proses dekonvolusi data seismik dan wavelet yang menghasilkan koefisien refleksi dan impedansi akustik (Russel et al., 2005)

Ada beberapa metode inversi seismik yang dikenal saat ini, diantaranya adalah metode rekursif, metode *model based*, dan metode *sparse spike*.

Pada metode rekursif, kita mengasumsikan KR secara acak dan *wavelet* dengan fasa nol sehingga menghasilkan *wavelet* dengan frekuensi yang lebih besar namun tidak pernah memperoleh KR secara utuh karena masih ada frekuensi yang hilang. Sementara pada metode *model based*, kita menggunakan *wavelet* yang berbeda untuk mendapatkan hasil inversi yang sama sehingga metode ini tidak menghasilkan solusi yang unik. Metode tersebut kemudian dikembangkan menjadi metode *sparse spike*, yakni metode dekonvolusi terbaru yang mengasumsikan model reflektivitas yang sesungguhnya dan membuat *wavelet* berdasarkan model tersebut.

#### 2.4 *Simultaneous Inversion*

Metode *Simultaneous inversion* adalah teknik inversi yang menggunakan formula Aki-Richards untuk menghitung reflektivitas berbagai *offset* pada domain *pre-stack*. Inversi simultan biasanya dipergunakan untuk memprediksi sebuah reservoir yang kompleks karena dengan jenis inversi ini, kita dapat memperoleh tiga parameter secara simultan, yakni *P-wave*, *S-wave*, dan densitas. Parameter *P-wave* atau impedansi P dipergunakan untuk memprediksi fluida karena sangat sensitif terhadap fluida atau porositas fluida. Parameter *S-wave* atau impedansi S dipergunakan untuk memprediksi litologi karena sangat sensitif terhadap matriks batuan dan kurang sensitif terhadap fluida. Ketika porositas batuan yang terisi oleh air digantikan oleh gas, maka kecepatan gelombang P akan menurun secara drastis sementara kecepatan gelombang S cenderung tidak ada perubahan. Parameter lainnya adalah densitas. Parameter densitas dapat digunakan untuk memprediksikan litologi tertentu dan tingkat saturasinya.

Russel et al. (2005) memperkenalkan metode *simultaneous inversion* pada data *pre-stack* dengan algoritma yang berdasarkan tiga asumsi, yaitu pertama, pendekatan linear untuk reflektivitas. Kedua, reflektivitas PP dan PS sebagai fungsi sudut yang telah diberikan oleh persamaan Aki-Richards (Aki and Richards,

2002). Ketiga, terdapatnya hubungan linear antara logaritma impedansi P, impedansi S, dan densitas.

Berdasarkan asumsi tersebut, Russel et al. (2005) mengembangkan hasil kerja Simmons and Backus (1996) tentang linearisasi reflektivitas P ( $R_P$ ), reflektivitas S ( $R_S$ ) dan reflektivitas densitas ( $R_D$ ), dimana

$$R_P = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (2.1)$$

$$R_S = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_S}{V_S} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (2.2)$$

$$R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (2.3)$$

dan juga pendekatan Buland and Omre (2003) yang menggunakan parameter  $\frac{\Delta V_P}{V_P}$ ,  $\frac{\Delta V_S}{V_S}$ ,  $\frac{\Delta \rho}{\rho}$ , dimana

$$\frac{\Delta V_P}{V_P} \approx \Delta \ln V_P \quad (2.4)$$

menjadi sebuah pendekatan yang mampu menginversi secara langsung impedansi P ( $Z_P$ ), impedansi S ( $Z_S$ ), dan densitas ( $\rho$ ).

Adapun dimulai dari persamaan Aki-Richards yang dimodifikasi oleh Fatti et al. (1994) yang berupa

$$R_{PP}(\theta) = c_1 R_P + c_2 R_S + c_3 R_D \quad (2.5)$$

dimana,

$R_{PP}(\theta)$  = reflektivitas total

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

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

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

$$\gamma = \frac{V_S}{V_P}$$

$\theta$  = sudut datang

Kemudian diperkenalkan variabel yang baru yaitu  $L_P = \ln(Z_P)$ , yakni logaritma natural dari impedansi akustik untuk mentransformasikan persamaan reflektivitas tersebut menjadi impedansi, seperti reflektivitas  $R_P$  yang dapat dinyatakan menjadi:

$$R_P(i) = \frac{1}{2}[L_P(i+1) - L_P(i)] \quad (2.6)$$

atau dalam notasi matriks dapat dinyatakan menjadi:

$$R_P(i) = \frac{1}{2}DL_P \quad (2.7)$$

$$\begin{bmatrix} R_P(1) \\ R_P(2) \\ \vdots \\ R_P(N) \end{bmatrix} = 1/2 \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_P(1) \\ L_P(2) \\ \vdots \\ L_P(N) \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Setelah itu, ditambahkan efek *wavelet* dengan menggunakan matriks *wavelet* sebagai berikut:

$$T = WR_P \quad (2.9)$$

$$\begin{bmatrix} T(1) \\ T(2) \\ \vdots \\ T(N) \end{bmatrix} = 1/2 \begin{bmatrix} W_1 & 0 & 0 & \dots \\ W_2 & W_1 & 0 & \dots \\ W_3 & W_2 & W_1 & \dots \\ 0 & W_3 & W_2 & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_P(1) \\ L_P(2) \\ \vdots \\ L_P(N) \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Sehingga persamaan Aki-Richards akan menjadi:

$$T(\theta) = (1/2)c_1W(\theta)DL_P + (1/2)c_2W(\theta)DL_S + c_3W(\theta)DL_D \quad (2.11)$$

Dimana,

$T(\theta)$  = Tras Seismik

$W(\theta)$  = Wavelet

Hal yang harus diperhatikan dari persamaan (2.11) di atas adalah bahwa *wavelet* sekarang bergantung kepada sudut datang (*incident angle*) sehingga ada kemungkinan *wavelet* berbeda untuk masing-masing sudut.

Persamaan (2.11) tersebut dapat dipergunakan untuk inversi dengan syarat terdapat relasi antara parameter impedansi dengan densitas. Relasi antara impedansi dan densitas dapat diperoleh dengan pertama, memodelkan *background* “wet” trend sebagai rasio  $V_S/V_P$  yang konstan.

$$V_S/V_P = \gamma = \text{constant} \rightarrow \ln(Z_S) = \ln(Z_P) + \ln(\gamma) \quad (2.12)$$

Kedua, dengan mengasumsikan terdapatnya relasi *Gardner* umum (Russel et al., 2005) antara densitas dan impedansi akustik yang dapat dinyatakan dengan:

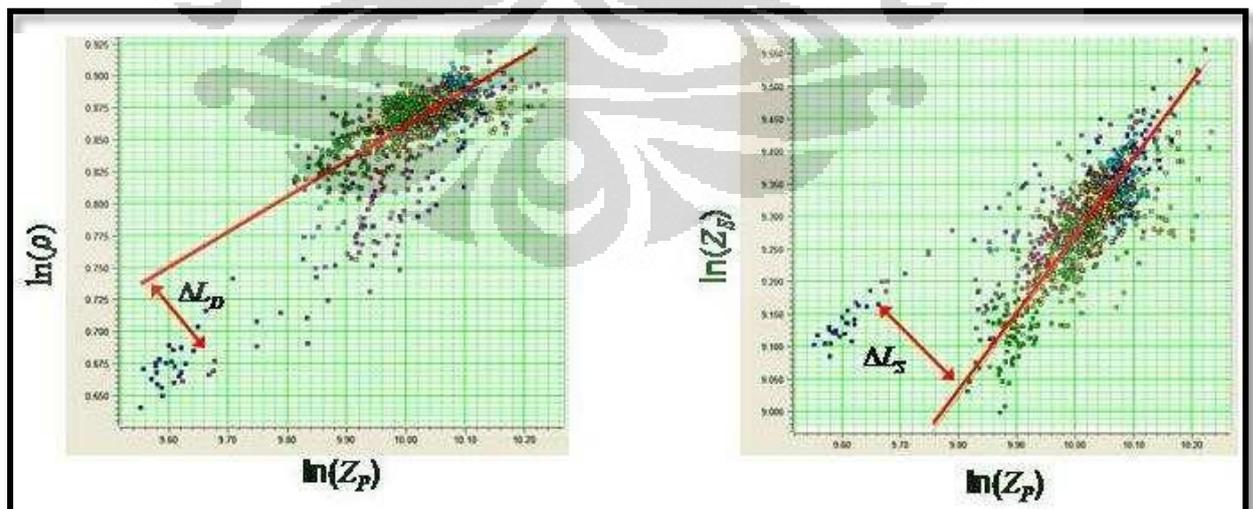
$$\rho = aV_P^b \rightarrow \ln(\rho) = \frac{b}{1+b} \ln(Z_P) + \frac{\ln(a)}{1+b} \quad (2.13)$$

Sehingga dengan kedua asumsi tersebut, dapat disimpulkan terdapat relasi linear antara  $L_P$  [ $\ln(Z_P)$ ],  $L_S$  [ $\ln(Z_S)$ ], dan  $L_D$  [ $\ln(\rho)$ ] yang dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini:

$$\ln(Z_S) = k \ln(Z_P) + k_C + \Delta L_S \quad (2.14)$$

$$\ln(\rho) = m \ln(Z_P) + m_C + \Delta L_D \quad (2.15)$$

dimana, koefisien  $k$ ,  $k_C$ ,  $m$ , dan  $m_C$  ditentukan dari analisis log sumur pada daerah tersebut. Hubungan tersebut juga dapat digambarkan dengan *crossplot* seperti pada Gambar (2.5), yang mana  $\Delta L_S$  dan  $\Delta L_D$  adalah anomali fluida yang diinginkan.



Gambar 2.5 Crossplot antara  $\ln(\rho)$  terhadap  $\ln(Z_P)$  dan  $\ln(Z_S)$  terhadap  $\ln(Z_P)$ . Deviasi garis tersebut,  $\Delta L_D$  dan  $\Delta L_S$  adalah anomali fluida yang diinginkan (Russel et al., 2005)

Relasi tersebut kemudian mengubah persamaan Aki-Richards menjadi:

$$T(\theta) = \mathbf{c}_1 W(\theta) D L_P + \mathbf{c}_2 W(\theta) D L_S + \mathbf{c}_3 W(\theta) D L_D \quad (2.16)$$

dimana,  $\mathbf{c}_1 = (1/2)c_1 + (1/2)kc_2 + mc_3$  dan  $\mathbf{c}_2 = (1/2)c_2$

$D$  = operator diferensial

$L_P = \ln(Z_P)$ ,  $L_S = \ln(Z_S)$ , dan  $L_D = \ln(\rho)$

$T(\theta)$  = Tras Seismik

$W(\theta)$  = Wavelet

atau jika kita mengasumsikan terdapat  $N$  tras seismik dengan sudut yang berbeda maka persamaannya dapat dinyatakan dalam bentuk matriks berikut ini:

$$\begin{bmatrix} T(\theta_1) \\ T(\theta_2) \\ \vdots \\ T(\theta_N) \end{bmatrix} = 1/2 \begin{bmatrix} \mathbf{c}_1(\theta_1)W(\theta_1)D & \mathbf{c}_2(\theta_1)W(\theta_1)D & \mathbf{c}_3(\theta_1)W(\theta_1)D \\ \mathbf{c}_1(\theta_2)W(\theta_2)D & \mathbf{c}_2(\theta_2)W(\theta_2)D & \mathbf{c}_3(\theta_2)W(\theta_2)D \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{c}_1(\theta_N)W(\theta_N)D & \mathbf{c}_2(\theta_N)W(\theta_N)D & \mathbf{c}_3(\theta_N)W(\theta_N)D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_P \\ \Delta L_S \\ \Delta L_D \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Dengan begitu, pada inversi ini, impedansi  $P$ , impedansi  $S$ , dan densitas dapat diperkirakan menjadi:

$$\mathbf{Z}_P = \exp(L_P) \quad (2.18)$$

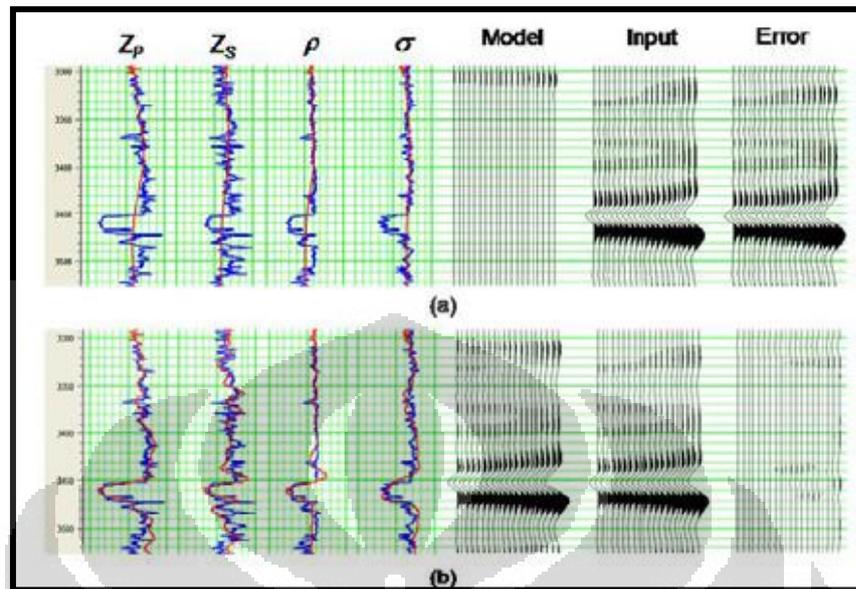
$$\mathbf{Z}_S = \exp(kL_P + k_c + \Delta L_S) \quad (2.19)$$

$$\rho = \exp(mL_P + m_c + \Delta L_D) \quad (2.20)$$

Inversi simultan pada data *pre-stack* memerlukan data berupa *CDP gather* ataupun *partial stack* yang terdiri dari beberapa *angle stack* baik itu *near*, *middle*, dan *far angle* sebagai input. Dengan begitu, inversi ini dapat digunakan untuk menganalisis data *far offset* yang terkadang mengandung informasi tertentu tentang reservoir yang sangat membantu dalam mengidentifikasi litologi, properti batuan, dan juga karakter fluida (Yan et al., 2011).

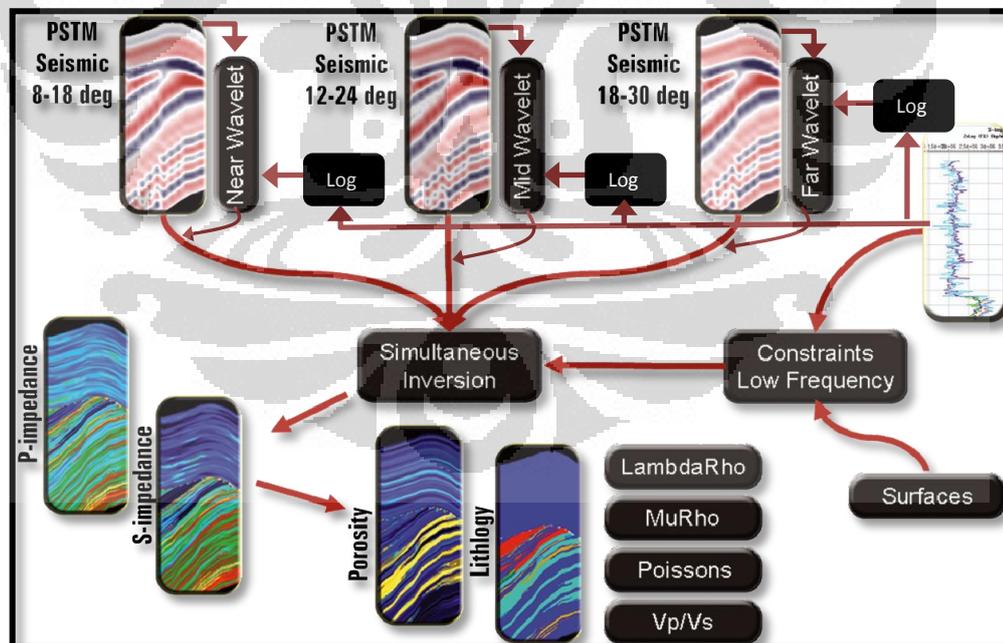
Selain itu, *simultaneous inversion* pada dasarnya merupakan pendekatan yang ditentukan oleh sebuah model yang artinya algoritma yang digunakan dalam inversi ini menggunakan masukan model awal untuk menghitung *synthetic gathers*

dan membandingkannya dengan data seismik yang sebenarnya seperti pada Gambar (2.6) dibawah ini.



Gambar 2.6 Hasil inversi sebuah model *gas-sand* dimana (a) model awal sebelum inversi, dan (b) hasil setelah diinversi (Russel et al., 2005)

Gambar (2.7) merupakan *workflow* dari *simultaneous inversion* (oleh Fugro Jason):



Gambar 2.7 *Workflow of Simultaneous Inversion* (Russel et al., 2005)

## 2.4 Impedansi Akustik

Impedansi akustik ( $Z_P$ ) adalah produk dari densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan (Sherif, 1991). Perumusan AI dapat ditulis dengan:

$$Z_P = V_P \rho \quad (2.21)$$

dimana,

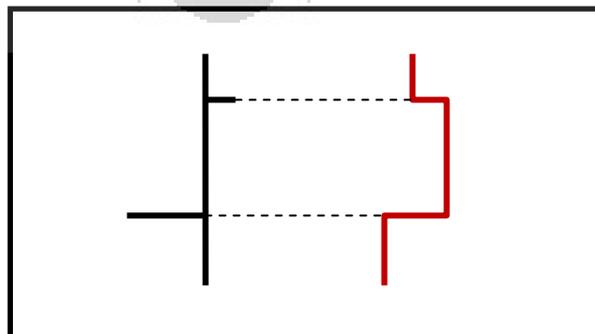
$Z_P$  = Impedansi akustik (gr/cc.ft/s atau  $\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/s}$ )

$V_P$  = Cepat rambat gelombang P (m/s)

$\rho$  = Densitas (gr/cc atau  $\text{kg/m}^3$ )

Pada perumusan persamaan (2.21), diketahui bahwa cepat rambat gelombang yang diperhitungkan dalam  $Z_P$  adalah hanya gelombang P (gelombang kompresi). Hal itu dikarenakan  $Z_P$  adalah nilai impedansi elastik pada saat gelombang datang dengan sudut 0 derajat (tegak lurus dengan bidang pantul) atau disebut sudut normal. Unsur kecepatan perambatan adalah salah satu unsur yang paling mengontrol nilai  $Z_P$  (Sukmono, 1999) dimana kecepatan perambatan sangat dipengaruhi oleh isi dan struktur medium seperti porositas, kompresibilitas matriks, kompresibilitas fluida, densitas dan lain-lain. Oleh karena itu,  $Z_P$  cukup sensitif terhadap perubahan litologi, fluida dan berhubungan langsung dengan *rock properties* seperti densitas dan porositas.

Selain itu, impedansi akustik mewakili lapisan, bukan mewakili bidang batas sebagaimana tras seismik (Munadi, 2006) seperti yang ditunjukkan pada Gambar (2.8). Analisis hubungan nilai AI dengan sifat-sifat fisik batuan yang diperoleh dari data log adalah salah satu bagian dari karakterisasi reservoir.



Gambar 2.8 Skematik koefisien refleksi (kiri) dan impedansi akustik (kanan)

## 2.5 Impedansi shear

Sama halnya dengan impedansi akustik, impedansi shear ( $Z_S$ ) juga merupakan produk dari densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan, tetapi perbedaannya dengan impedansi akustik, impedansi shear hanya bergantung pada kecepatan gelombang S. Perumusan impedansi shear dapat ditulis dengan:

$$Z_S = V_S \rho \quad (2.22)$$

dimana,

$Z_S$  = Impedansi shear (gr/cc.ft/sec atau kg/m<sup>3</sup>.m/sec)

$V_S$  = Cepat rambat gelombang S (ft/sec atau m/sec)

$\rho$  = Densitas (gr/cc atau kg/m<sup>3</sup>)

Dikarenakan hanya bergantung pada gelombang S yang hanya dapat merambat pada medium solid (padat), impedansi shear tidak dapat menggambarkan fluida sehingga parameter ini hanya dapat mengukur rigiditas suatu matriks batuan. Walaupun begitu, analisis impedansi akustik dan impedansi shear dapat digunakan untuk memprediksikan litologi dan fluida.

## 2.6 Densitas

Parameter densitas adalah salah satu properti batuan yang sangat penting dalam mengkaraterisasi reservoir (Haris, 2009). Densitas menggambarkan kerapatan massa batuan atau merupakan besar massa per volume batuan. Densitas suatu batuan dipengaruhi oleh nilai densitas komponen penyusun batuan lainnya, seperti yang dinyatakan dalam persamaan (2.23) berikut ini:

$$\rho_{sat} = \rho_m(1 - \emptyset) + \rho_w S_w \emptyset + \rho_{hc}(1 - S_w)\emptyset \quad (2.23)$$

dimana,  $\rho_{sat}$  = Densitas gabungan batuan yang tersaturasi fluida

$\rho_m$  = Densitas matriks batuan

$\rho_w$  = Densitas air

$\rho_{hc}$  = Densitas Hidrokarbon

$S_w$  = Saturasi air

$\emptyset$  = Porositas

Dari persamaan (2.23), dapat dijelaskan bahwa saturasi air dapat mencerminkan kandungan hidrokarbon. Keberadaan hidrokarbon memungkinkan ketika batuan tidak tersaturasi sempurna oleh air dan begitu juga sebaliknya, jika batuan tersaturasi sempurna oleh air, maka batuan tersebut tidak mengandung hidrokarbon. Selain saturasi air, porositas batuan juga mempengaruhi keberadaan hidrokarbon, yaitu ketika porositas batuan kecil, maka fluida yang terperangkap juga sedikit, seperti pada batu bara. Dalam kondisi seperti itu, densitas batuan hanya bergantung dari densitas matriks batuan.

## 2.7 Parameter Lamé

Goodway et al. (1997) memperkenalkan sebuah parameter *lamé*, yaitu parameter yang berkaitan erat dengan rigiditas dan inkompresibilitas. Parameter *lamé* ini dijelaskan dapat memperbaiki tingkat identifikasi zona reservoir karena sangat sensitif terhadap fluida dan variasi litologi yang direpresentasi dari perubahan-perubahan rigiditas, inkompresibilitas, dan densitas.

Parameter lamé terbagi atas dua parameter, yakni parameter lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ). Kedua parameter tersebut diperoleh dari hubungan dari beberapa parameter berikut ini:

$$Z_P^2 = (V_P \cdot \rho)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho \quad (2.24)$$

$$Z_S^2 = (V_S \cdot \rho)^2 = \mu\rho \quad (2.25)$$

dimana,

$Z_P$  = Impedansi P/ Impedansi Akustik (gr/cc.ft/sec atau  $\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/sec}$ )

$Z_S$  = Impedansi S/ Impedansi Shear (gr/cc.ft/sec atau  $\text{kg/m}^3 \cdot \text{m/sec}$ )

$V_P$  = Cepat rambat gelombang P (ft/sec atau m/sec)

$V_S$  = Cepat rambat gelombang S (ft/sec atau m/sec)

$\rho$  = Densitas (gr/cc atau  $\text{kg/m}^3$ )

$\lambda$  = Modulus bulk

$\mu$  = Modulus shear

sehingga dari persamaan (2.24) dan persamaan (2.25), kita bisa mengekstrak parameter lambda-rho dan mu-rho menjadi:

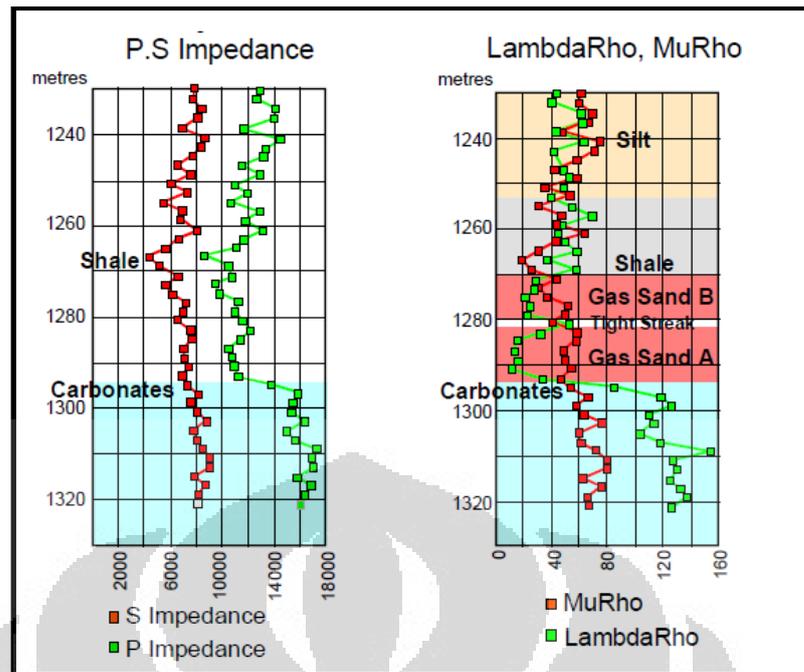
$$\begin{aligned} Z_S^2 &= (V_S \cdot \rho)^2 = \mu\rho \\ \mu\rho &= (V_S \cdot \rho)^2 = Z_S^2 \end{aligned} \quad (2.26)$$

$$\begin{aligned} Z_P^2 &= (V_P \cdot \rho)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho \\ (\lambda + 2\mu)\rho &= (V_P \cdot \rho)^2 \\ (\lambda\rho + 2\mu\rho) &= (V_P \cdot \rho)^2 \\ \lambda\rho &= (V_P \cdot \rho)^2 - 2\mu\rho \\ \lambda\rho &= Z_P^2 - 2Z_S^2 \end{aligned} \quad (2.27)$$

dimana,  $\lambda\rho$  = Lambda-rho dan  $\mu\rho$  = Mu-rho

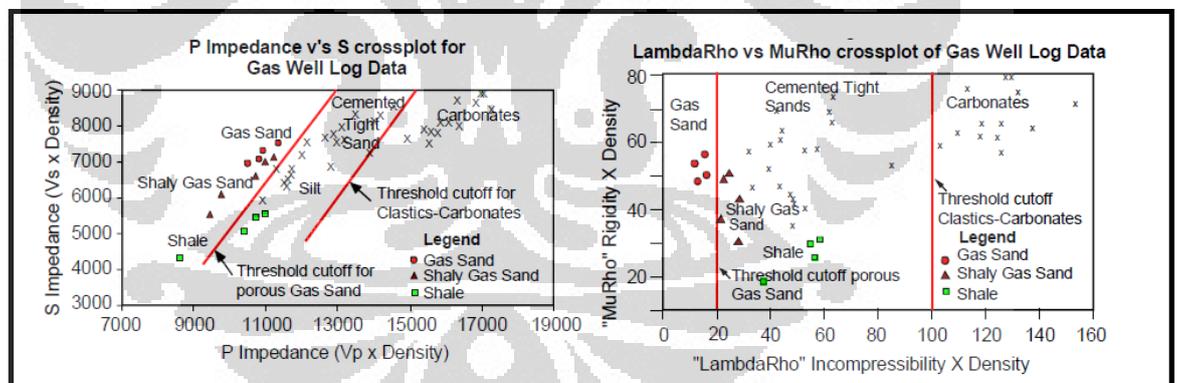
Impedansi P dan S mengalami keterbatasan dalam membedakan berbagai macam litologi dengan zona pasir karena impedansi P dan S mengandung unsur rigiditas dan densitas yang cenderung mengurangi tingkat kesensitivitasnya terhadap variasi litologi dan fluida. Impedansi P dan S hanya mampu membedakan secara jelas lempung yang impedansinya paling rendah atau karbonat yang impedansinya paling tinggi. Dibanding impedansi P dan S, lambda mu rho (LMR) lebih sensitif membedakan berbagai macam litologi dan fluida karena tidak mengandung unsur densitas atau lebih bergantung pada inkompresibilitas dan rigiditas seperti yang tertulis pada persamaan (2.26) dan persamaan (2.27) sehingga dapat mendeteksi zona gas yang terdapat dalam litologi batuan dikarenakan keberadaan gas menghasilkan  $\lambda\rho < \mu\rho$ .

Selain itu, LMR juga dapat mendeteksi *tight shale* atau zona shale yang tipis karena keberadaannya menghasilkan  $\lambda\rho > \mu\rho$ , seperti yang terdapat pada Gambar (2.9) terlihat jelas keberadaan shale tipis memisahkan dua zona gas A dan B



Gambar 2.9 Log sumur Lower Cretaceous gas sand di Alberta (Goodway et. al, 1997)

Hal tersebut juga dapat terlihat pada *crossplot* pada Gambar (2.10) berikut ini:

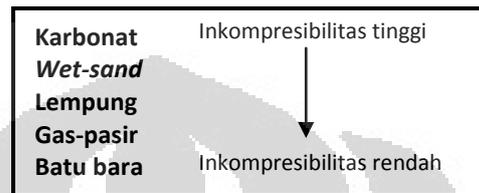


Gambar 2.10 *Crossplot* sumur Lower Cretaceous gas sand di Alberta (Goodway et. al, 1997)

### 2.7.1 Lambda-rho

Parameter lambda-rho adalah parameter yang sangat berkaitan dengan inkompresibilitas batuan. Tingkat inkompresibilitas batuan dapat diamati ketika suatu batuan mengalami gangguan mekanis berupa tekanan pada arah normal

terhadap permukaannya dan sangat dipengaruhi oleh fluida yang mengisi pori-pori batuan tersebut. Jika pori-pori batuan tersebut berisi air atau minyak maka tingkat inkompresibilitasnya akan lebih tinggi dibanding bila berisi gas karena gas lebih mudah terkompresi dibanding air atau minyak sehingga keberadaan gas dapat ditunjukkan dengan nilai  $\lambda\rho$  yang rendah. Tingkat inkompresibilitas beberapa jenis batuan ditunjukkan pada Gambar (2.11).

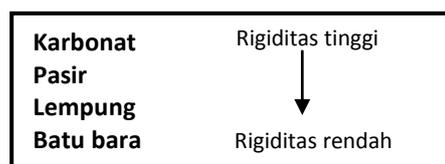


Gambar 2.11 Inkompresibilitas beberapa jenis batuan

Dengan begitu, parameter lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dapat dijadikan indikator fluida pengisi pori batuan yang baik karena sangat sensitif terhadap fluida yang mengisi suatu batuan. Parameter ini tidak dapat diperoleh secara langsung dari pengukuran, melainkan diturunkan dari parameter-parameter lain yang berhubungan seperti pada persamaan (2.27).

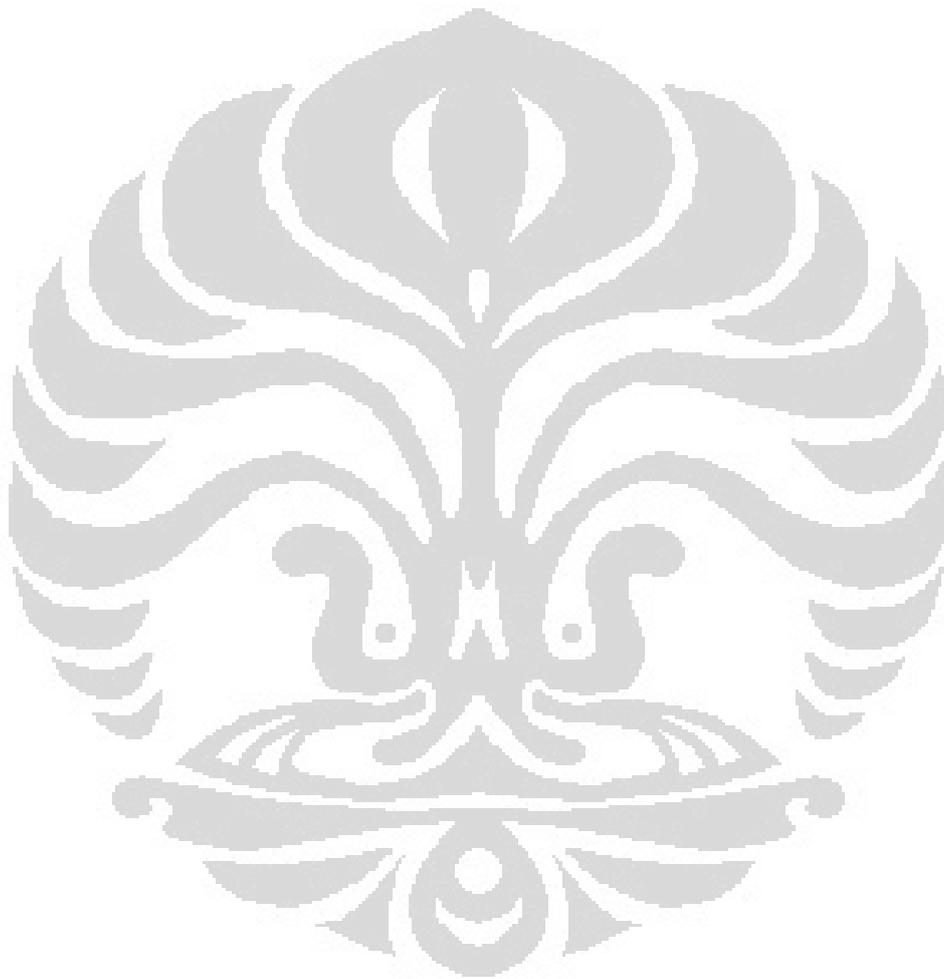
### 2.7.2 Mu-rho

Parameter mu-rho adalah parameter yang berkaitan erat dengan rigiditas batuan. Rigiditas batuan adalah resistansi batuan terhadap tarikan yang menghasilkan perubahan bentuk tanpa merubah volume total dari batuan tersebut (Gray and Anderson, 2001). Rigiditas beberapa jenis batuan dapat dilihat pada Gambar (2.12).



Gambar 2.12 Rigiditas beberapa jenis batuan

Seperti pada Gambar (2.12), setiap jenis batuan memiliki rigiditas yang berbeda-beda sehingga parameter ini dapat menjadi indikator yang baik untuk membedakan litologi batuan. Kelemahan parameter  $\mu$ -rho ini adalah tidak sensitif terhadap fluida yang terkandung pada litologi batuan sehingga diperlukan  $\lambda$ -rho untuk mendeteksi fluida. Parameter ini merupakan kuadrat dari impedansi S seperti pada persamaan (2.26).



## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Tahapan Proses Inversi Simultan

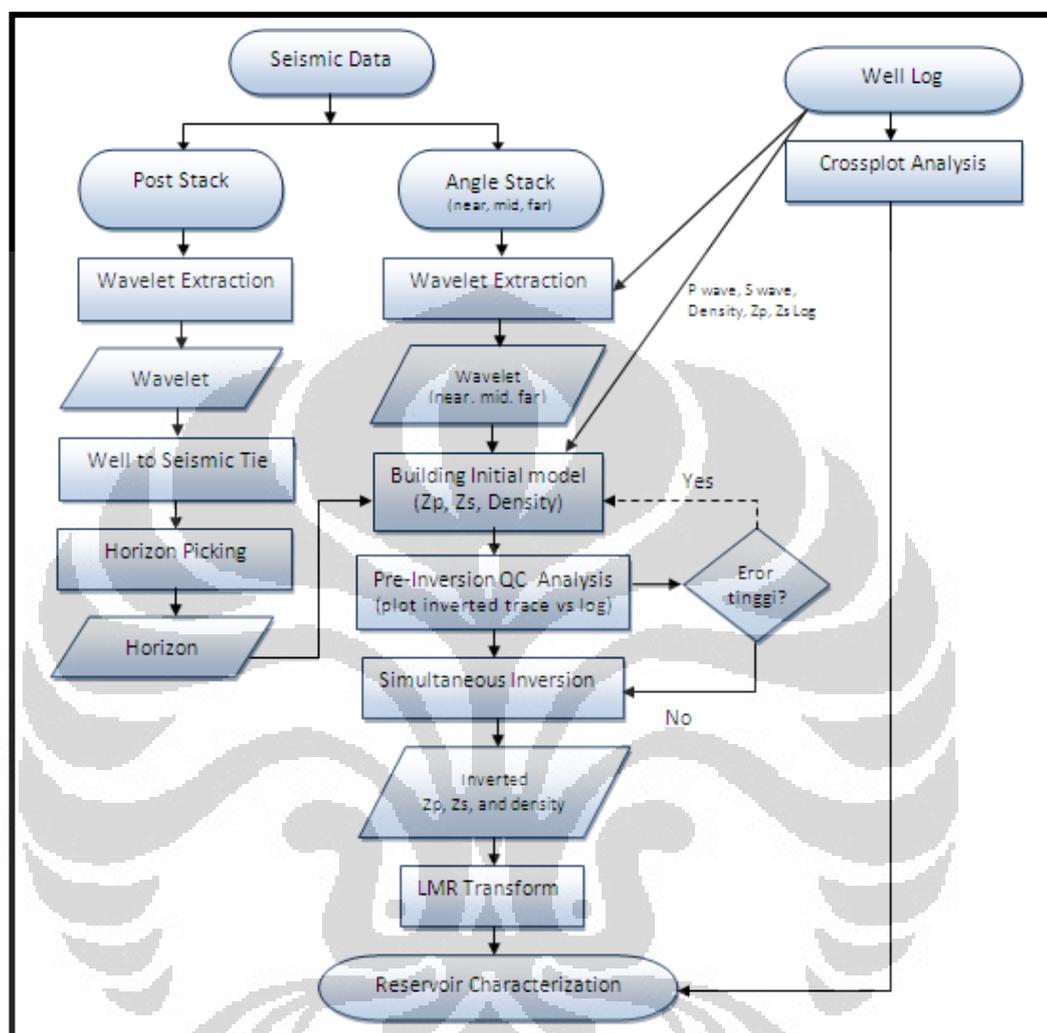
Penelitian yang berjudul “Karakterisasi Reservoir Batupasir dan Penyebarannya pada Studi Kasus Lapangan ‘C’ ” ini dilakukan dengan menggunakan metode *simultaneous inversion*. Penelitian ini membutuhkan data seismik yang akan diinversi dan data sumur sebagai pengontrolnya. Ada dua jenis data seismik yang dapat digunakan pada jenis inversi ini, yakni:

1. Data *prestack* CDP Gather yang telah dikoreksi NMO
2. Dua atau lebih *angle stack*

Dalam penelitian ini, data yang digunakan adalah jenis yang kedua yaitu tiga buah *angle stack* baik itu *near*, *mid*, dan *far*. Sebelum data seismik tersebut diinversi, perlu dilakukan analisis sumur berupa pembuatan *crossplot* untuk beberapa parameter misalnya *gamma ray*, impedansi P, *Vp/Vs ratio*,  $\lambda$ -rho, maupun  $\mu$ -rho. Analisis tersebut dilakukan untuk melihat sensitivitas dari data dalam penelitian ini.

Setelah analisis sumur dilakukan, maka tahapan selanjutnya dapat dilakukan seperti *wavelet extraction*, *well to seismic tie*, *horizon picking*, membuat model awal impedansi P & S, dan densitas sampai kepada analisis terhadap hasil inversi tersebut. Metode *simultaneous inversion* ini menghasilkan tiga parameter secara simultan, yakni impedansi P, impedansi S, dan densitas. Langkah awal untuk menghasilkan ketiga parameter tersebut adalah perlu dibuat model awal untuk selanjutnya diinversi. Dari parameter tersebut, dapat diturunkan beberapa parameter lain seperti  $\lambda$ -rho,  $\mu$ -rho maupun *VpVs ratio* yang akan membantu menganalisis penyebaran dari reservoir batupasir pada kasus Lapangan ‘C’. Semua tahapan yang dilakukan dalam penelitian ini menggunakan software Hampson Russell (HRS). Secara umum, tahapan-tahapan yang dilakukan

pada penelitian ini dapat digambarkan pada diagram alir yang ditunjukkan pada Gambar (3.1).



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

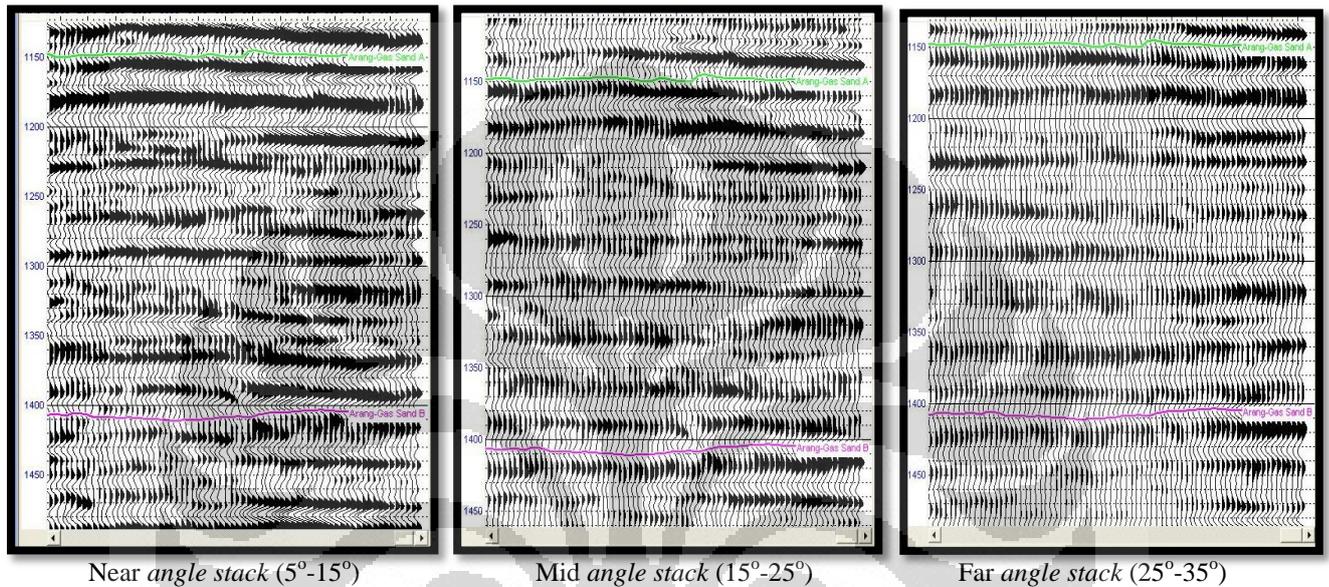
## 3.2 Persiapan Data

Data-data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik dan data sumur:

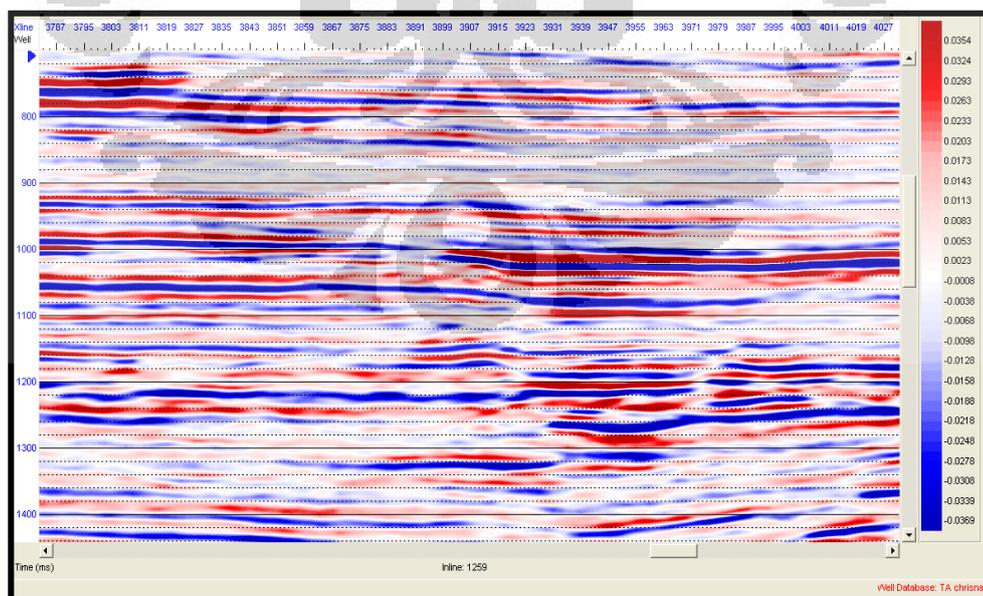
### 3.2.1 Data Seismik

Data seismik Lapangan 'C' adalah berupa tiga buah data *angle stack*, yakni data *near* ( $5^{\circ}$ - $15^{\circ}$ ), *mid* ( $15^{\circ}$ - $25^{\circ}$ ), dan *far* ( $25^{\circ}$ - $35^{\circ}$ ) yang ditunjukkan pada Gambar (3.2), maupun data *post stack* yang ditunjukkan pada Gambar (3.3)

dengan format \*.SEGY. Data seismik tersebut mempunyai inline yang berjumlah 462 (966 – 1457) dan crossline yang berjumlah 491 (1399 – 2379). Data tersebut merupakan data seismic 3D dengan polaritas normal dan disampling dengan *sampling rate* sebesar 2 ms. Dengan asumsi semua proses *preconditioning* data telah dilakukan pada data seismik yang ada, maka dalam penelitian ini tidak dilakukan lagi proses *preconditioning* data seismik.



Gambar 3.2 Data Angle stack; Near, Mid, Far



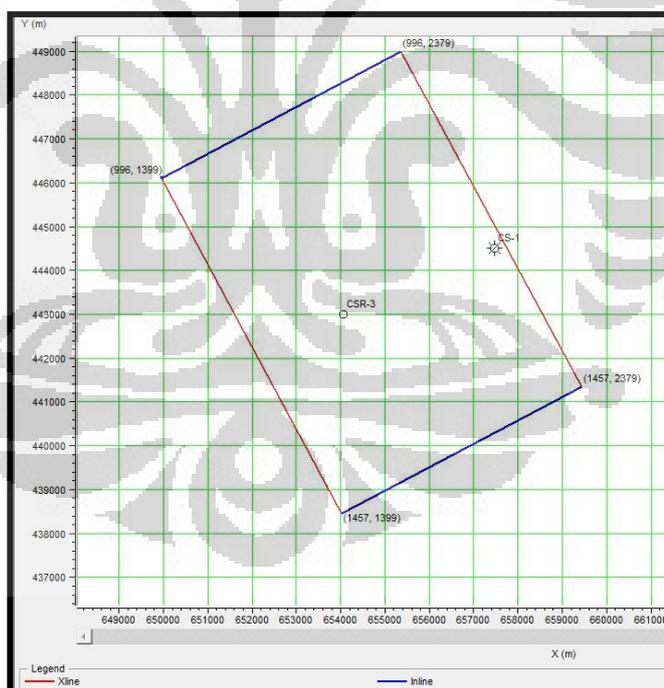
Gambar 3.3 Data Post stack pada Lapangan 'C'

### 3.2.2 Data Sumur

Data sumur pada Lapangan ‘C’ yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah dua buah yaitu CS-1 dan CSR-3. Sumur CS-1 terletak pada inline 1259, crossline 2341 dengan TD 8265.5ft sementara sumur CSR-3 terletak pada inline 1245, crossline 1747 dengan TD 6070 ft. Data log yang dimiliki kedua sumur adalah log *Gamma-ray*, *P-wave*, *S-wave*, *Density*, *neutron porosity*, *Caliper*, dan *SP*.

Dari kedua data sumur tersebut, ada beberapa hal yang harus diperhatikan, yaitu pertama, keberadaan gas terlihat jelas pada sumur CS-1 sehingga marker *top gas-sand* ditentukan dari sumur ini yang kemudian dikorelasikan dengan sumur CSR-3 yang merupakan sumur *wild cat*.

*Basemap* Lapangan ‘C’ yang merupakan lokasi penelitian ditunjukkan pada Gambar (3.4).



Gambar 3.4 Basemap Lapangan ‘C’

### 3.2.3 Data Checkshot

Data *checkshot* adalah data yang diperlukan untuk melakukan korelasi data sumur yang berada pada domain kedalaman dengan data seismik yang berada pada domain waktu. Dengan data *checkshot*, data sumur dapat dikonversi ke domain waktu sehingga dapat dilakukan tahap *well to seismic tie* atau proses pengikatan data sumur ke data seismik. Data *checkshot* memuat data TWT yang pada penelitian ini memiliki satuan detik dan *measured depth* dengan satuan *feet*.

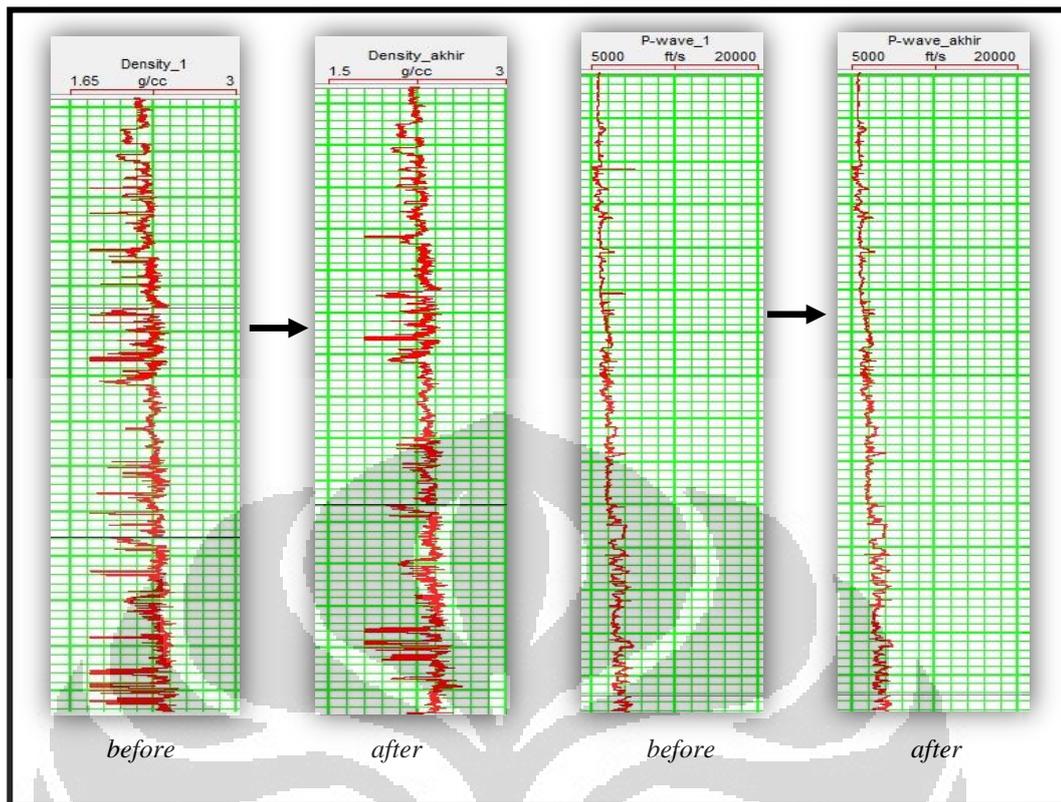
Pada penelitian ini, data *checkshot* hanya dimiliki oleh sumur CS-1, sementara untuk sumur CSR-3 menggunakan data *checkshot* sumur yang berada di dekatnya.

## 3.3 Tahapan Pengolahan Data

Sesuai dengan diagram alir pada penelitian ini, tahapan pengolahan data terdiri dari 2 bagian, yakni pengolahan data sumur dan pengolahan data seismik. Kemudian pengolahan data seismik dibagi lagi menjadi dua bagian, yakni pengolahan data *post-stack*, dan pengolahan data *angle-stack*.

### 3.3.1 Pengolahan Data Sumur

Data sumur digunakan untuk melihat sensitivitas data terhadap litologi dan fluida yang dapat dilihat dari *crossplot* beberapa parameter. Untuk itu, kualitas data sumur menjadi penting. Dalam penelitian ini, pada sumur CS-1 terdapat beberapa log yang harus diprekondisi dikarenakan banyaknya *spike* yang akan mengurangi kualitas data sumur. Oleh karena itu, sebelum digunakan, dilakukan *editing* beberapa log pada sumur CS-1 seperti Gambar (3.5). Log sumur yang *edit* tersebut adalah log *P-wave* dan Densitas. Kedua log tersebut sangat penting peranannya tidak hanya ketika membuat *crossplot*, tetapi juga ketika melakukan *well to seismic tie* dan proses inversi. Kegiatan *editing* tersebut dilakukan menggunakan *software* HRS.



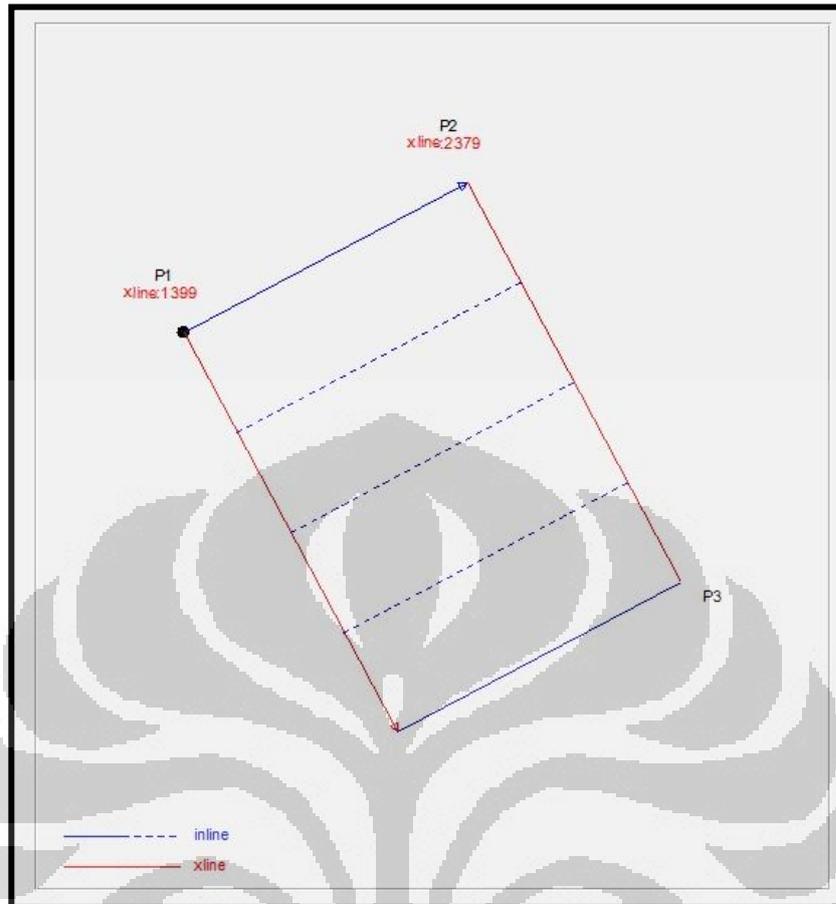
Gambar 3.5 Log Densitas dan P-wave sumur CS-1 sebelum dan sesudah *editing*

### 3.3.2 Pengolahan Data Seismik

Pengolahan data seismik dalam penelitian ini dibagi menjadi dua bagian yakni pengolahan data *post stack* dan data *angle stack*. Perbedaan keduanya dapat dijelaskan pada penjelasan berikut ini.

#### 3.3.2.1 Pengolahan Data *Post stack*

Pengolahan data *post stack* pada dasarnya bertujuan untuk melakukan *picking horizon* yang nantinya horison-horison hasil *picking*-an tersebut akan digunakan pada proses selanjutnya. Data *post stack* yang dimiliki telah diproses atau dikondisikan terlebih dahulu sehingga dapat langsung digunakan. Data *post stack* yang di-*loading* ditentukan koordinat, geometri data seismik, jumlah inline, dan crossline data penelitiannya. Gambar geometri data *post stack* ditunjukkan pada Gambar (3.6).



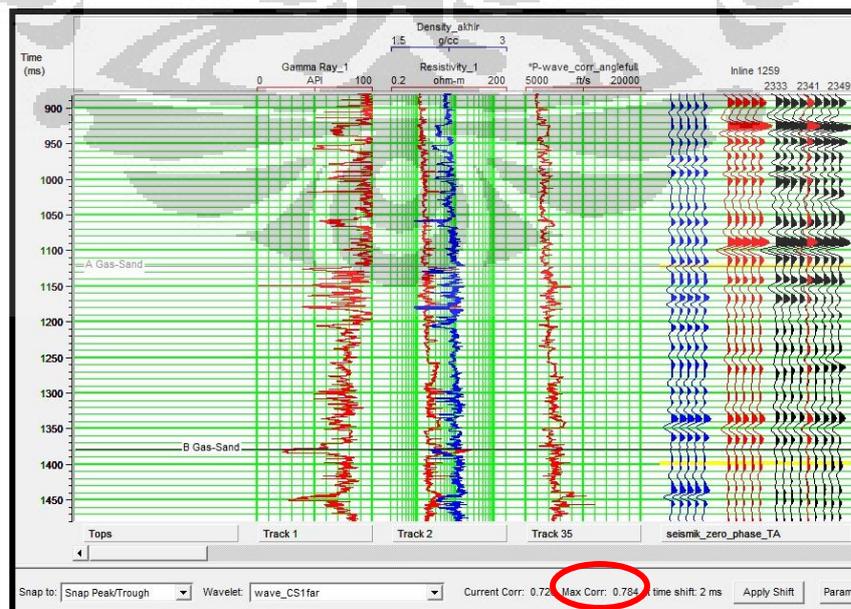
Gambar 3.6 Geometri data seismik *post stack*

### 3.3.2.1.1 Ekstraksi Wavelet

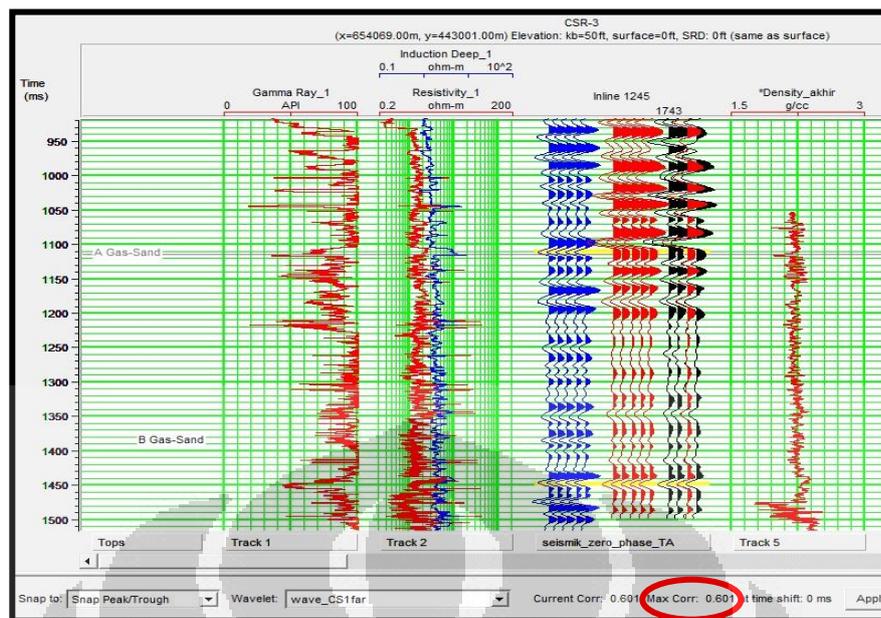
Tahapan ekstraksi *wavelet* adalah tahapan yang harus dilakukan agar dapat melakukan proses *well to seismic tie*. Ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan dua cara yaitu dengan menggunakan data sumur (*use well*) ataupun dengan menggunakan data seismik (*statistical*). *Wavelet* yang diekstraksi akan dikonvolusi dengan log reflektivitas untuk menghasilkan seismogram sintetik. Dalam penelitian ini, *wavelet* diekstraksi dengan menggunakan kedua cara tersebut sehingga terdapat beberapa *wavelet*.

### 3.3.2.1.2 Well to Seismic Tie

Inti dari tahapan *well to seismic tie* adalah pengikatan data sumur terhadap data seismik dengan cara menyamakan *event* pada *trace* sintetik dan *event* pada data seismik. *Trace* sintetik atau disebut juga dengan *synthetic seismogram* dapat dibuat dengan mengkonvolusikan *wavelet* dengan log reflektivitas (yang ditransformasi dari log *sonic* dan log *density*). Dalam mengkorelasikan *event* pada *trace* sintetik dan *event* pada data seismik, perlu dilakukan konversi data sumur yang berdomain kedalaman menjadi domain waktu yakni dengan menggunakan data log *sonic* dan *checkshot*. Dengan melakukan koreksi *checkshot*, maka *event* pada data sumur dan seismik akan berkorelasi dengan baik. Proses *well to seismic tie* tersebut dilakukan sampai diperoleh korelasi yang maksimum. Ketika melakukan proses ini, yang harus diperhatikan adalah *time shift* harus bernilai sangat kecil atau bernilai nol karena jika *time shift*-nya besar, maka *event* pada *trace* sintetiknya akan menyimpang dari *event* pada data seismik. Pada penelitian ini, *well to seismic tie* dilakukan pada kedua sumur menggunakan *wavelet* yang diekstraksi dari data sumur (*use well*) dan diperoleh korelasi yang cukup baik (lebih dari 0.6) pada setiap sumurnya seperti pada Gambar (3.7) dan Gambar (3.8).



Gambar 3.7 Well to seismic tie pada sumur CS-1

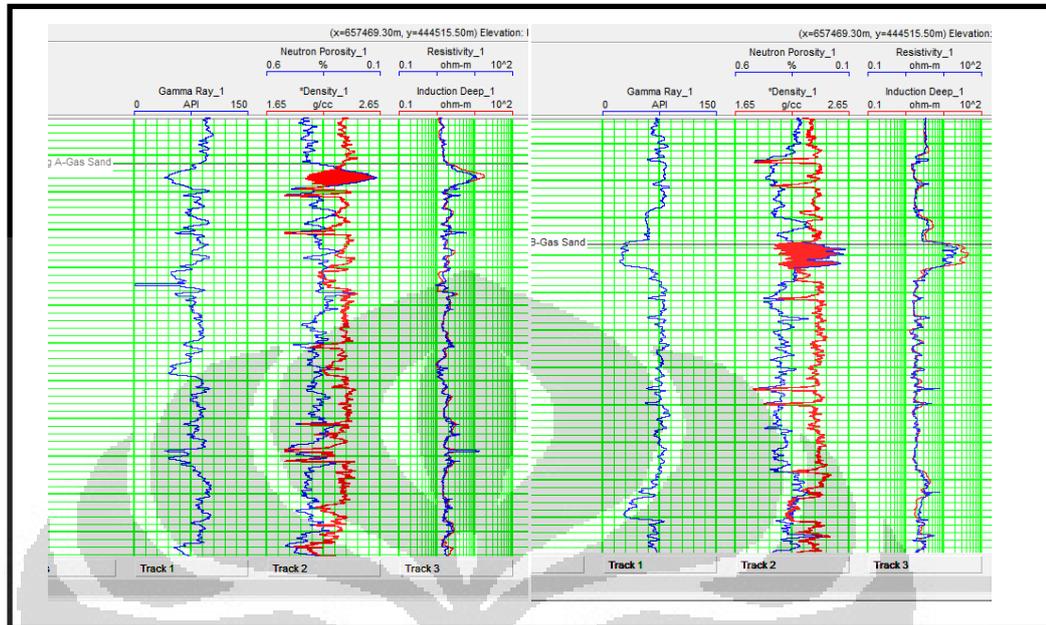


Gambar 3.8 Well to seismic tie pada sumur CSR-3

### 3.3.2.1.3 Horizon Picking

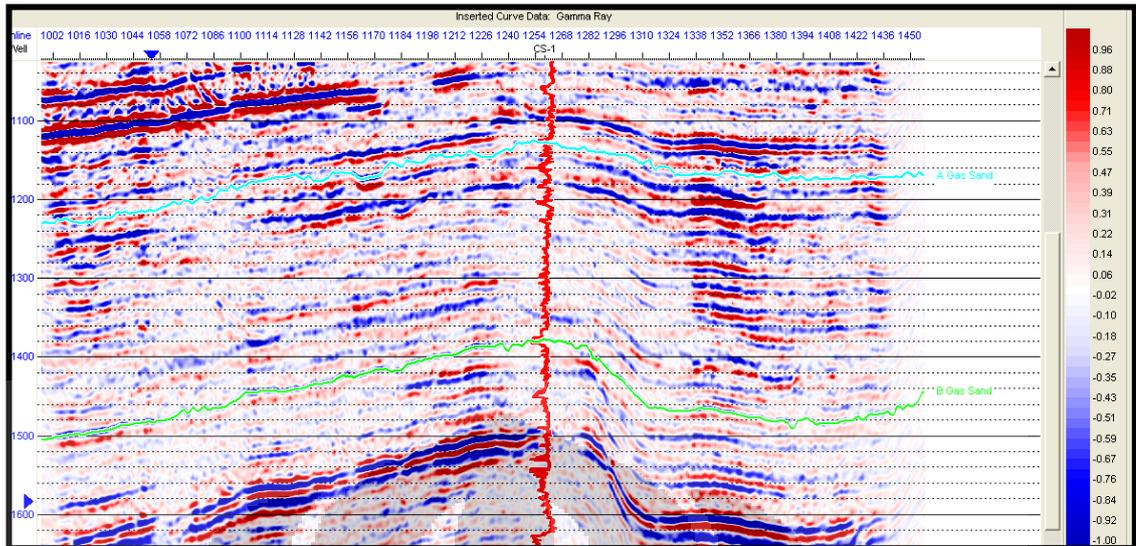
Setelah melakukan *well to seismic tie*, tahapan selanjutnya adalah *horizon picking*. Ada beberapa dasar pemilihan (penentuan) horison, yakni kontinuitas refleksi, amplitudo yang mudah dikenal, sifat-sifat khusus yang mudah dikenal, horison yang ekuivalen dengan lapisan produktif. Sementara penarikan horison diutamakan pada refleksi yang memiliki ciri dan penyebaran meluas dan regional, misalnya puncak-puncak informasi, batas bawah formasi, horison yang produktif, bidang ketidakselarasan. Pada data penelitian ini, ditentukan dua horison yakni horison *A Gas-sand* dan *B Gas-sand*. Horison-horison tersebut ditentukan dengan terlebih dahulu membuat *marker* pada data sumur. Dari kedua data sumur yang ada, keberadaan gas sangat jelas terlihat pada sumur CS-1. Hal tersebut tampak dari defleksi kurva gamma ray, resistivitas, maupun densitas yang menunjukkan ciri khas keberadaan gas serta terlihat juga *crossover* pada kurva densitas dan porositas. Oleh sebab itu, *marker* sumur ditentukan pada sumur CS-1 seperti yang ditunjukkan pada Gambar (3.9). Kedua *marker* tersebut merupakan puncak dari batupasir yang kemungkinan berisi gas (*top gas-sand*). Dalam penarikan horizonnya, digunakan atribut *seismic amplitude* untuk dapat membedakan *peak*

dan *trough*. Data seismik dalam penelitian ini memiliki polaritas normal yang artinya *peak as increase in Acoustic Impedance*.

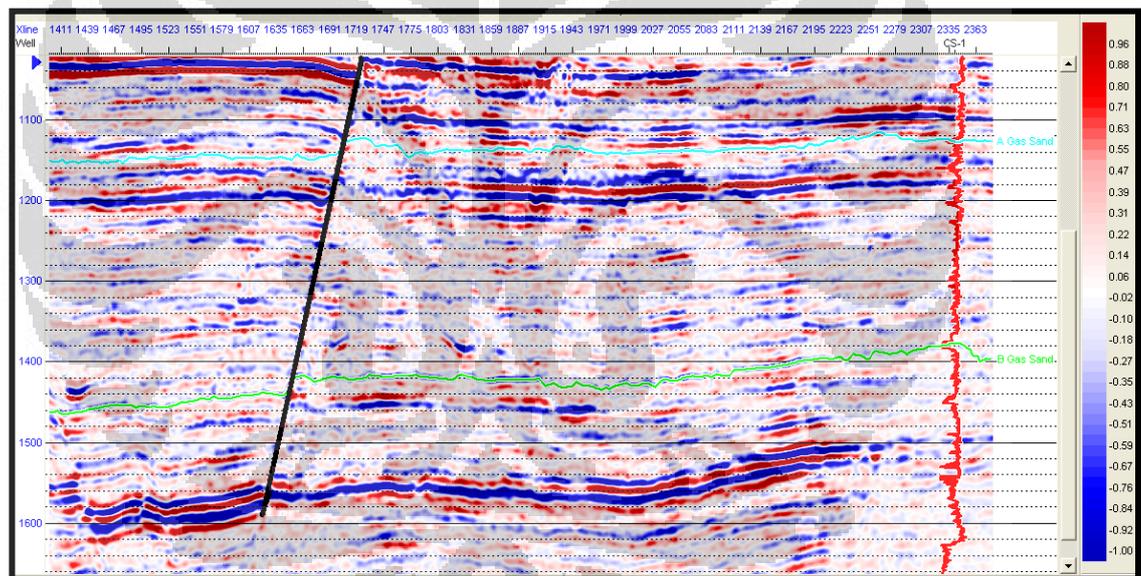


Gambar 3.9 *Marker* yang terdapat pada sumur CS-1

*Horizon picking* dilakukan pertama kali pada daerah dekat sumur agar sesuai dengan *marker* yang dibuat yang ditunjukkan pada Gambar (3.10) dan Gambar (3.11). Gambar (3.10) adalah *horizon picking* yang dilakukan pada penampang xline dan Gambar (3.11) adalah *horizon picking* yang dilakukan pada penampang inline. Karena *marker* dibuat pada daerah gas-sand, maka *horizon picking* dilakukan pada *trough* data seismik. Setelah *picking* dilakukan, setiap *horizon* di-*smooth* untuk menghindari *error* pada model awal inversi.



Gambar 3.10 Penampang seismik xline sumur CS-1



Gambar 3.11 Penampang seismik inline Sumur CS-1

### 3.3.2.2 Pengolahan Data *Angle stack*

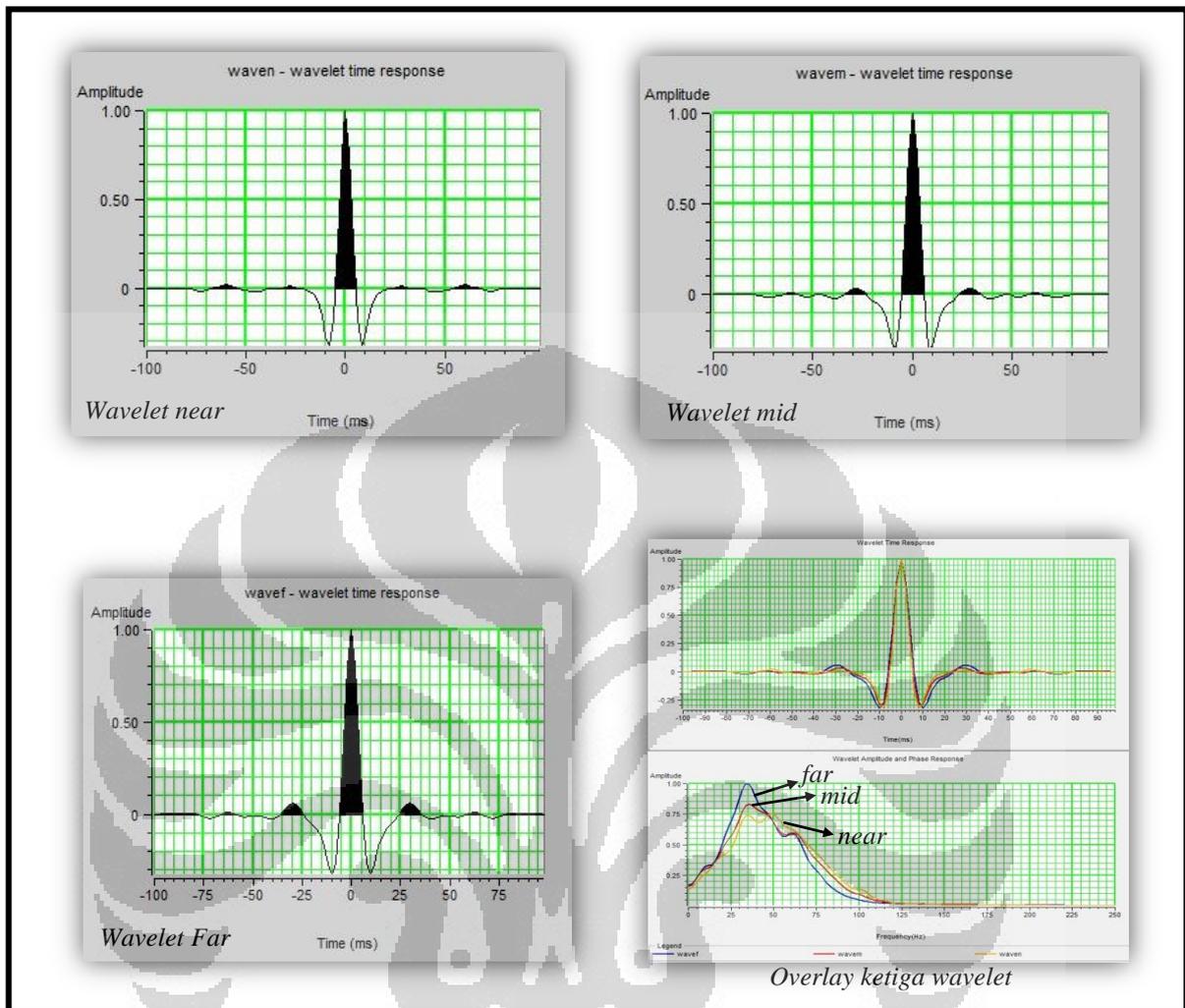
*Angle stack* pada dasarnya adalah *stacking trace* seismik pada offset-offset tertentu. *Angle stack* merupakan hasil *stacking angle gather* yang dibuat pada proses sebelumnya. Sama halnya dengan *angle gathers*, *angle stack* juga dapat digunakan untuk melihat respon kenaikan amplitudo terhadap sudut datang yang lebih jelas dikarenakan jangkauan sudutnya yang terbatas.

Dalam penelitian ini, Penulis tidak melakukan pengolahan sendiri untuk menghasilkan *angle stack* dari data *angle gathers*. Untuk jenis inversi simultan ini, jika input berupa *CDP Gather*, maka proses yang seharusnya dilakukan adalah pembuatan *super gather* dan *angle gather* yang bertujuan untuk memperjelas zona target dan meningkatkan *signal to noise ratio*, tetapi dikarenakan input yang berupa *angle stack*, maka Penulis langsung menggunakan *angle stack* yang terdiri dari 3 jangkauan sudut yang berbeda yaitu *near angle stack* ( $5^{\circ}$ - $15^{\circ}$ ), *mid angle stack* ( $15^{\circ}$ - $25^{\circ}$ ), dan *far angle stack* ( $25^{\circ}$ - $35^{\circ}$ ).

Sama halnya dengan loading data *post stack*, beberapa hal yang harus diperhatikan selama tahap *loading data angle stack* adalah koordinat atau lokasi penelitian, geometri data seismik, jumlah inline, dan crossline data penelitian. Semua informasi tersebut pada dasarnya sama dengan yang dimiliki oleh *post stack*.

#### 3.3.2.2.1 Ekstraksi Wavelet

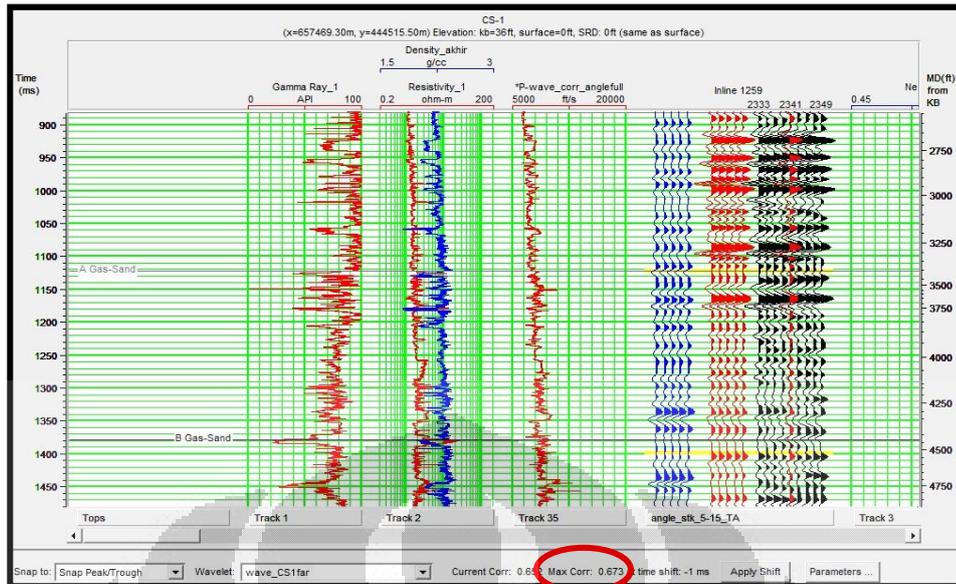
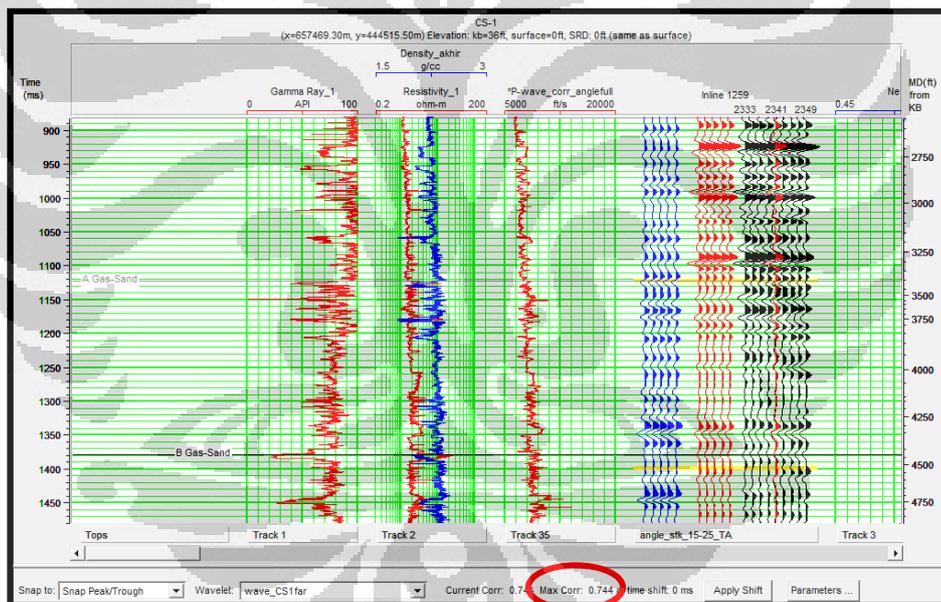
*Wavelet* yang diekstraksi pada tahapan ini berbeda dengan *wavelet* yang diekstraksi pada data *post stack*. *Wavelet* dapat diekstraksi secara statistik dari semua volume *angle stack* baik itu *near*, *mid*, dan *far*, sumur, ataupun keduanya. *Wavelet* ini digunakan untuk proses *well to seismic tie* pada data *angle stack* baik itu *near*, *mid*, dan *far*. Pemilihan *wavelet* adalah dengan melihat nilai korelasi sintetik dan data seismiknya yang besar. Pada proses tersebut, diperoleh 3 *wavelet* yang berbeda untuk ketiga volume *angle stack near*, *mid*, dan *far* seperti pada Gambar (3.12).

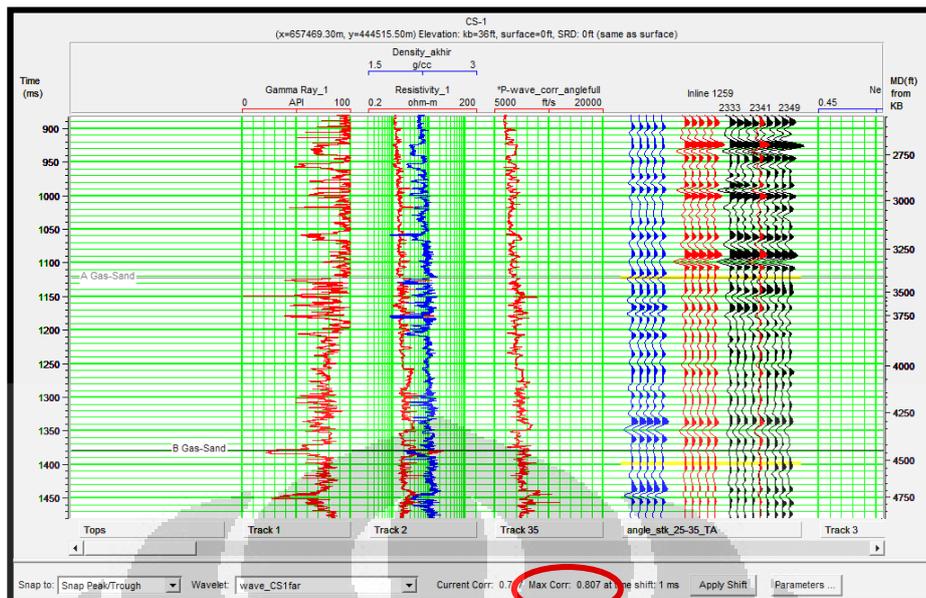


Gambar 3.12 Wavelet yang diekstraksi dari ketiga *angle stack* (near, mid, far) dan overlay ketiganya

### 3.3.2.2.1 Well to seismic tie

Tahapan *well to seismic tie* dilakukan pada semua volume *angle stack* dengan tujuan menyamakan *event* pada *trace* sintetik dan *event* pada data seismik. Proses ini dilakukan sampai korelasi yang diperoleh maksimum dengan *time shift*-nya yang kecil. Well to seismic tie pada setiap *angle stack* yang ditunjukkan pada Gambar (3.13) untuk *angle stack* near, Gambar (3.14) untuk *angle stack* mid, dan Gambar (3.15) untuk *angle stack* far.

Gambar 3.13 Well to seismic tie sumur CS-1 pada *angle stack* nearGambar 3.14 Well to seismic tie sumur CS-1 pada *angle stack* mid



Gambar 3.15 Well to seismic tie sumur CS-1 pada *angle stack* far

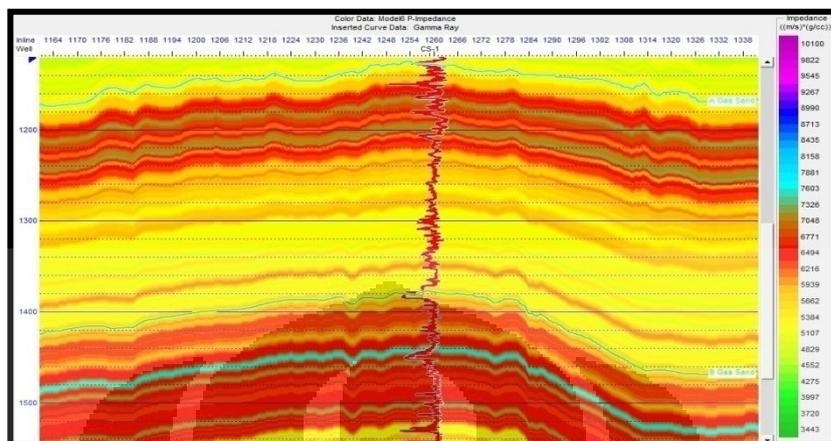
### 3.3.2.2.2 Pembuatan Model Awal

Metode *simultaneous inversion* menggunakan masukan model awal untuk menghitung *synthetic gathers* kemudian membandingkannya dengan data seismik. Oleh karena itu, sebelum dilakukan inversi, perlu dibuat model awal inversi baik itu model awal impedansi P, impedansi S, dan densitas.

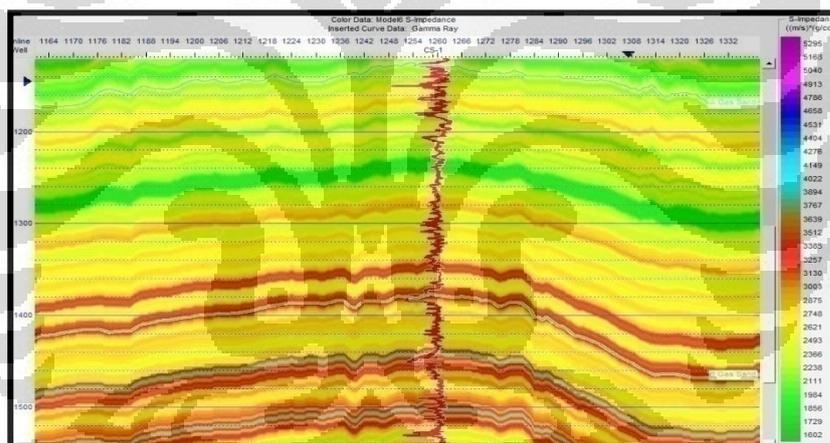
Model dibuat dari ketiga data *angle stack* yang disatukan (*merged*), data horison, dan juga dikontrol data sumur yang ada pada penelitian ini. Dalam pembuatan model awal diperlukan log *S-wave*, *P-wave*, *Density*, *P-impedance*, dan *S impedance*.

Model awal yang lebih baik digunakan dalam jenis inversi adalah model *low frequency*. Hal tersebut bertujuan untuk memperoleh informasi dari frekuensi rendah. Selain itu, sebelum model ini digunakan dalam inversi, perlu dilakukan *pre-inversion QC analysis*. Tahapan tersebut adalah dengan mem-plot tras prediksi hasil inversi dengan kurva log. Jika eror dari *plot* kedua kurva tersebut besar, maka dilakukan lagi pembuatan model awal dan jika sebaliknya dapat langsung digunakan dalam inversi. Gambar model awal impedansi P, impedansi S dan densitas yang digunakan dalam inversi ditunjukkan pada Gambar (3.16) untuk

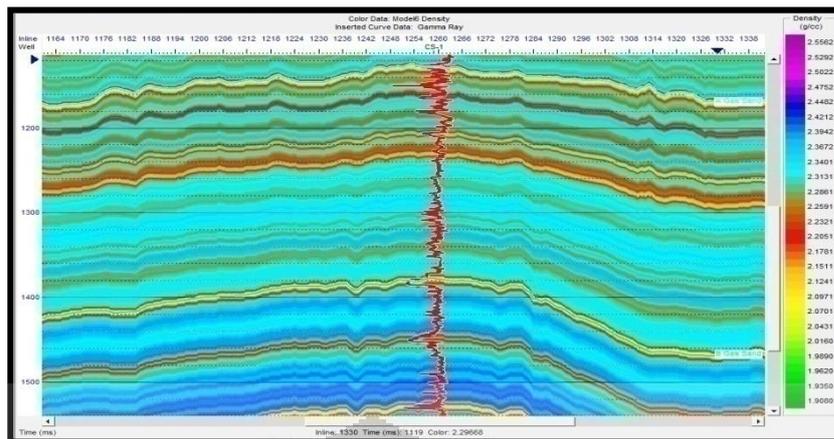
model impedansi akustik, Gambar (3.17) untuk model impedansi S, dan Gambar (3.18) untuk model densitas.



Gambar 3.16 Model awal Impedansi P



Gambar 3.17 Model awal Impedansi S



Gambar 3.18 Model awal Densitas

### 3.3.2.2.3 Simultaneous Inversion

Setelah membuat model awal inversi, tahapan selanjutnya adalah melakukan inversi simultan pada model awal yang telah dibuat. Inversi dilakukan dengan *software* HRS yang dibatasi pada daerah zona target. Dalam melakukan inversi ini, digunakan 3 jenis *wavelet* hasil ekstraksi *angle stack*.

Hasil inversi tersebut kemudian dianalisis bagaimana korelasinya dengan data seismik dengan menggunakan fasilitas dari *software* HRS yaitu *prestack analysis*. Analisis terhadap hasil inversi tersebut adalah dengan membandingkan tras hasil inversi yang telah diperoleh dengan *original logs*. Jika korelasinya cukup baik (erornya kecil), maka hasil inversi dapat dikatakan cukup baik.

Untuk memperoleh hasil yang baik, yang perlu diperhatikan adalah bagaimana kualitas model awal yang digunakan dalam inversi, *wavelet* yang diperoleh dari masing-masing *angle stack*, dan juga log sumur yang digunakan dalam inversi.

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

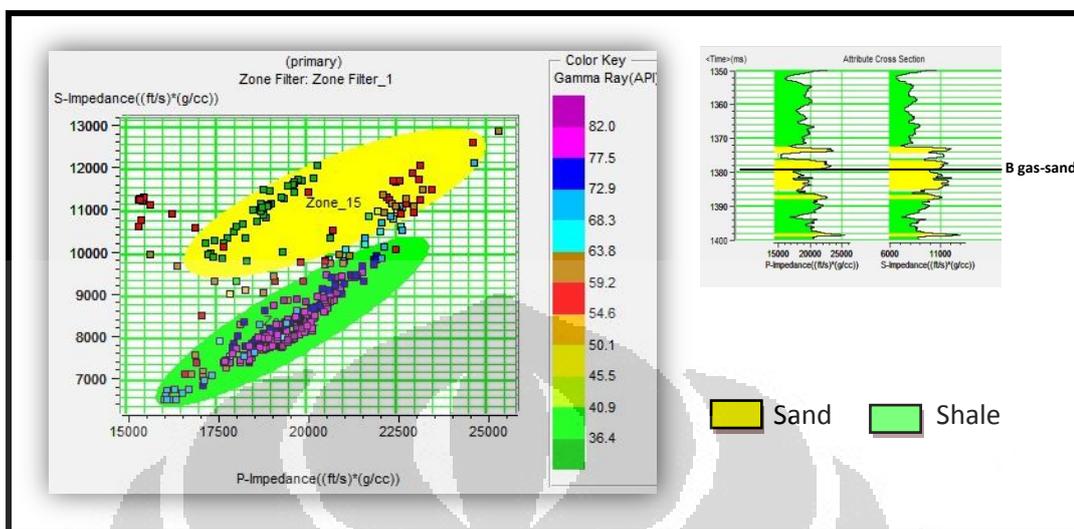
#### 4.1 Analisis Sensitivitas Sumur

Hal yang dilakukan terlebih dahulu adalah menganalisis bagaimana sensitivitas data sumur pada daerah penelitian. Analisis sensitivitas dilakukan dengan pembuatan *crossplot* dari beberapa parameter seperti impedansi akustik, impedansi *shear*, densitas,  $V_p/V_s$ , gamma ray, maupun parameter yang diturunkan dari parameter-parameter tersebut seperti  $\lambda$  rho dan  $\mu$  rho.

Salah satu analisis sensitivitas sumur yang harus dilakukan adalah sensitivitas data sumur terhadap perubahan litologi. Dalam membedakan litologi, beberapa parameter yang dapat digunakan adalah gamma ray, impedansi P, maupun impedansi S. Gamma ray sangat sensitif terhadap perbedaan litologi seperti *shale* dan *sand*. Log GR mampu merekam radioaktif alami bumi seperti unsur uranium (U), Potasium (K), dan thorium (Th) yang terkandung dalam formasi. Kandungan radioaktif tersebut banyak terdapat pada litologi *shale* sehingga formasi yang mengandung *shale* akan memberikan nilai gamma ray yang tinggi dibanding litologi lain seperti pasir.

Perbedaan litologi tersebut dapat dilengkapi dengan melihat parameter lain seperti impedansi akustik. Impedansi akustik sebenarnya melibatkan tiga model, yaitu AI untuk *shale*, *pay sand* yaitu reservoir batupasir yang mengandung hidrokarbon baik itu minyak maupun gas, dan *wet sand* yaitu batu pasir yang mengandung air (Haris, 2009). Impedansi P juga berhubungan langsung dengan sifat batuan seperti densitas dan porositas. Selain itu, impedansi S juga dapat memberikan informasi lebih terhadap litologi dikarenakan parameter ini mengukur rigiditas suatu matriks batuan walau impedansi S tidak sensitif terhadap fluida yang terkandung dalam litologi.

Ada beberapa *crossplot* yang digunakan untuk melihat perbedaan litologi sebagai berikut:

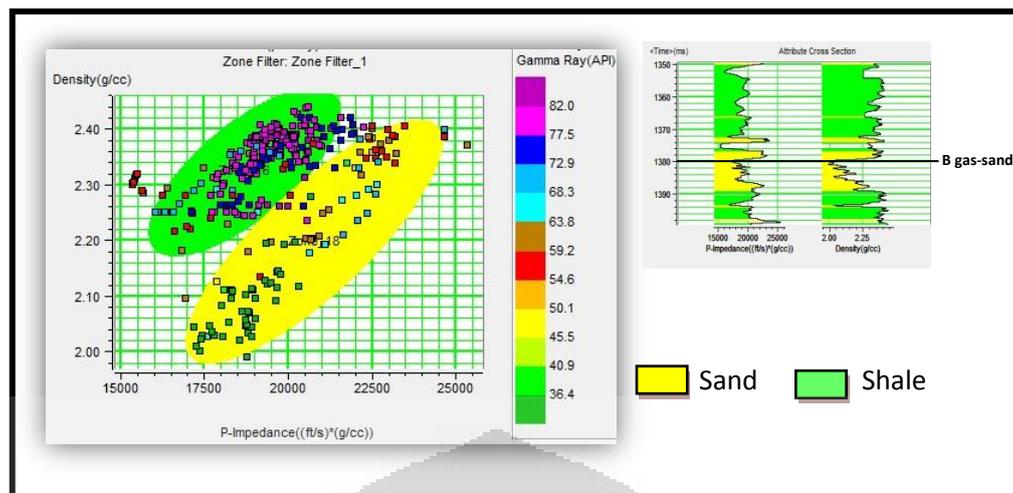


Gambar 4.1 *Crossplot* parameter impedansi P dan impedansi S dengan *color key* gamma ray (kiri) serta *cross section* pada sumur CS-1(kanan)

*Crossplot* pada Gambar (4.1) di atas dilakukan pada zona target pada sumur CS-1. Dari informasi geologi pada daerah penelitian, *shale* pada daerah tersebut mempunyai nilai gamma ray berkisar lebih dari 75 API sehingga litologi yang bernilai dibawah 75 API diinterpretasikan merupakan pasir ataupun litologi lainnya. Atas dasar itu, zona yang terdapat pada kedalaman time 1300 ms – 1400 ms, diperkirakan didominasi oleh *shale* dan pasir. Hal tersebut juga diperkuat dari informasinya bahwa zona target berada pada formasi yang memiliki litologi pasir dan shale.

Bagaimanapun, dari hasil *crossplot* tersebut terlihat bahwa impedansi P tidak dapat membedakan litologi pada daerah penelitian karena terdapat *overlap* nilai impedansi P dari litologi pasir dan *shale*. Berbeda dengan impedansi S, yang terlihat cukup baik memisahkan litologi pasir dan *shale*. Hal itu dikarenakan memang impedansi S sangat sensitif terhadap rigiditas yang berhubungan langsung dengan litologi.

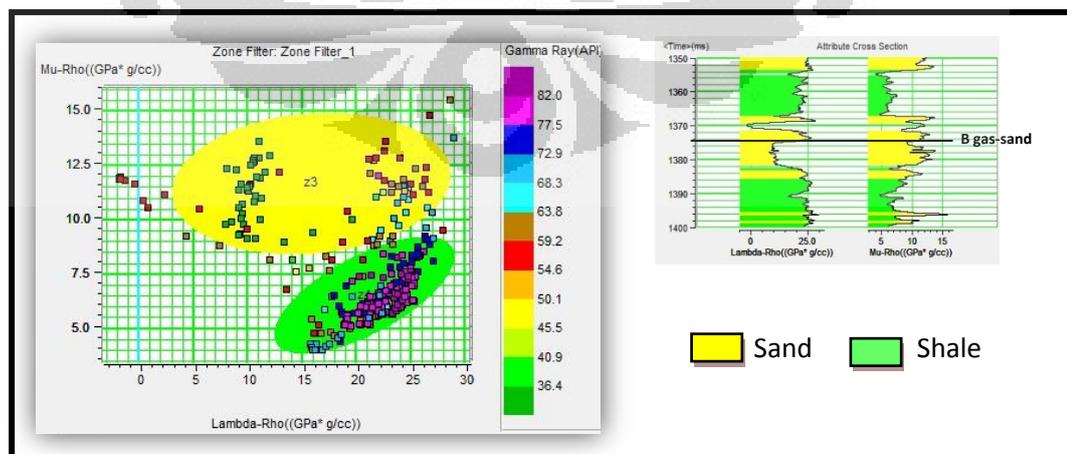
Pembuatan *crossplot* kemudian dilakukan untuk parameter lainnya yang bertujuan membedakan litologi daerah penelitian seperti yang ditunjukkan pada Gambar (4.2).



Gambar 4.2 *Crossplot* parameter impedansi P dan densitas dengan *color key* gamma ray (kiri) serta cross section pada sumur CS-1(kanan)

Parameter lainnya tersebut adalah impedansi P dan densitas yang juga membagi litologi menjadi dua zona yakni diperkirakan *shale* dan pasir (terlihat dari nilai gamma ray). Dari hasil *crossplot* pada Gambar (4.2), terlihat juga bahwa impedansi P dan densitas juga tidak dapat membedakan kedua litologi tersebut begitu juga densitas. Terdapat nilai-nilai yang *overlap* pada kedua parameter tersebut.

Selain parameter-parameter sebelumnya, parameter lainnya yang dapat membedakan litologi adalah mu-rho. Parameter ini dapat membedakan litologi karena sangat sensitif dengan rigiditas batuan. Oleh karena itu, *crossplot* parameter lambda-rho dan mu-rho dapat dicoba untuk melihat perbedaan litologi.

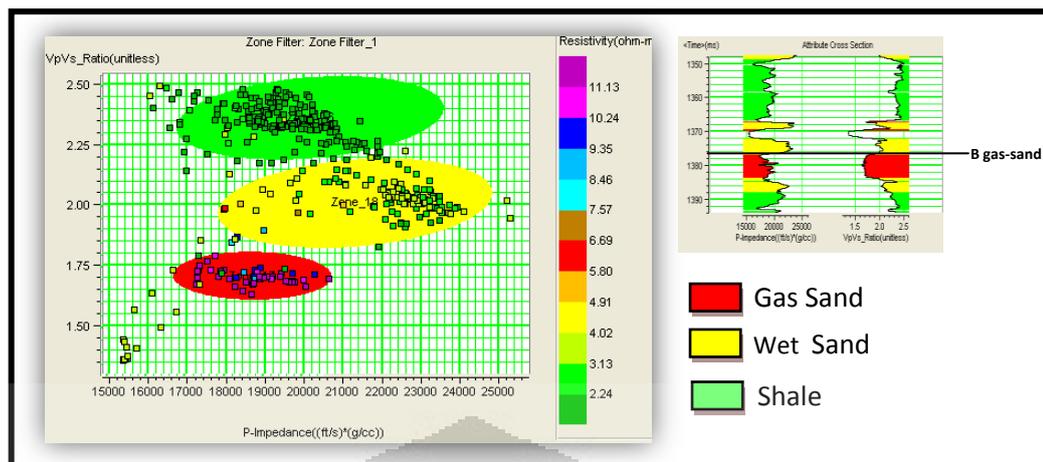


Gambar 4.3 *Crossplot* parameter Lambda-rho dan mu-rho dengan *color key* gamma ray (kiri) serta cross section pada sumur CS-1(kanan)

Berdasarkan Gambar (4.3) di atas, terlihat parameter mu-rho dapat dikatakan cukup baik dalam membedakan litologi. Dari beberapa hasil tersebut, data sumur terbatas untuk membedakan litologi jika hanya menggunakan parameter impedansi akustik, tetapi parameter impedansi S dan mu-rho cukup baik dalam membedakan litologi. Parameter impedansi S memberikan *cut off* untuk *shale* adalah berkisar 3500 – 10000 (ft/s)\*(g/cc) atau 1000 – 3048 (m/s)\*(g/cc) sementara *cut off* pasir adalah berkisar 10000 – 13000 (ft/s)\*(g/cc) atau 3048 - 3962 (m/s)\*(g/cc). Parameter mu-rho memberikan *cut off* untuk *shale* berkisar 2.5 – 8.5 GPa\*g/cc dan *cut off* pasir berkisar 8.5 – 15 GPa\*g/cc.

Analisis sensitivitas sumur berikutnya adalah sensitivitas data sumur terhadap kandungan fluida pada litologi. Beberapa parameter fisika yang dapat digunakan untuk melihat sensitivitas sumur terhadap fluida adalah impedansi P, resistivitas, densitas, maupun turunannya yakni *VpVs ratio*, lambda rho dan mu rho.

Parameter yang dapat digunakan untuk melihat kandungan gas pada pasir adalah rasio *Vp* dan *Vs*. Parameter yang membandingkan nilai kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S atau sering disebut *VpVs ratio* dapat digunakan karena kecepatan gelombang P sangat dipengaruhi oleh porositas, inkompresibilitas matriks ataupun fluida sementara gelombang S hanya dapat merambat pada medium solid (padat). Perbedaannya dengan impedansi P dan S, parameter ini tidak melibatkan densitas. Keberadaan gas dalam pasir akan membuat kecepatan gelombang P menurun karena adanya gas membuat inkompresibilitasnya menjadi rendah, sementara kecepatan gelombang S cenderung tidak berubah. Dengan parameter *VpVs ratio* dan *color key* resistivitas, kita dapat membedakan *wet sand* dan *gas sand* yang pemisahannya dapat dilihat pada Gambar (4.4). Keduanya memiliki *Vp* yang lebih rendah dari *shale* sehingga rasio *Vp* dan *Vs* (*VpVS ratio*) juga lebih rendah. Hal yang membedakan kedua zona tersebut adalah nilai resistivitas. Zona *gas sand* memiliki nilai resistivitas yang lebih tinggi dari pada zona *wet sand*, demikian juga jika dibandingkan *shale*.



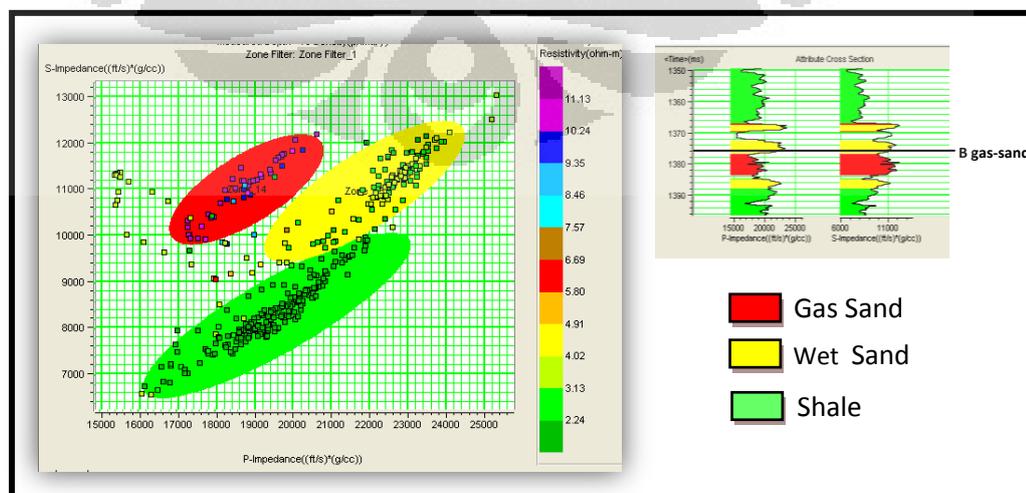
Gambar 4.4 *Crossplot* parameter impedansi P dan VpVs ratio dengan *color key* resistivitas (kiri) serta cross section pada sumur CS-1(kanan)

Dari *crossplot* pada Gambar (4.4) di atas, dapat diidentifikasi *cut off gas sand*, *wet sand*, dan *shale* seperti pada Tabel (4.1).

Tabel 4.1 *Cut off* beberapa zona dari *crossplot* impedansi P dan VpVs ratio sumur CS-1

Zona	<i>Cut off</i> VpVs ratio (unitless)	<i>Cut off</i> Zp (ft/s)*(g/cc)	<i>Cut off</i> Zp (m/s)*(g/cc)
<i>Gas Sand</i>	1.6 – 1.8	17000 – 20000	5182 - 6096
<i>Wet Sand</i>	1.85 – 2.2	18000 – 24000	5486 - 7315
<i>Shale</i>	2.2 – 2.5	18000 – 22000	5486 - 6706

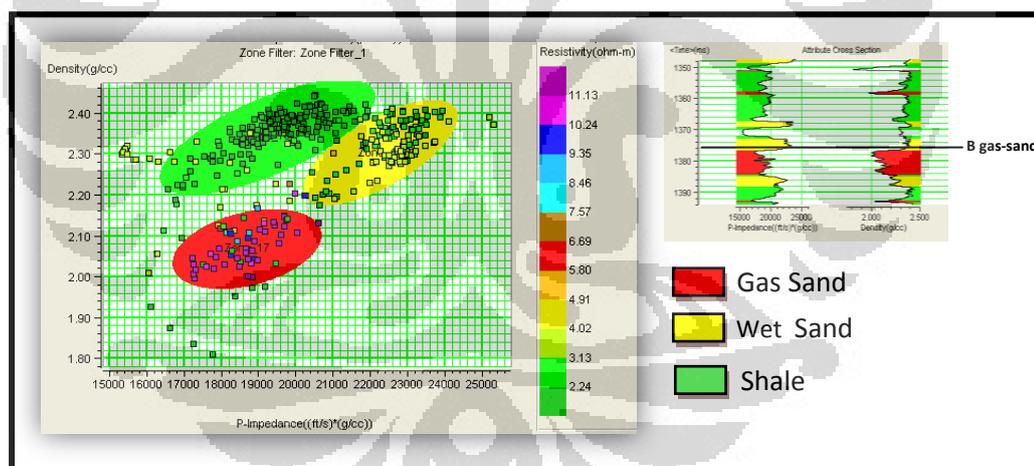
Berdasarkan pengelompokkan zona pada parameter impedansi P dan VpVs ratio, maka pengelompokkan yang sama dapat digunakan pada parameter impedansi P dan impedansi S yang ditunjukkan pada Gambar (4.5).



Gambar 4.5 *Crossplot* parameter impedansi P dan impedansi S dengan *color key* resistivitas (kiri) serta cross section pada sumur CS-1(kanan)

Berbeda dengan *crossplot* sebelumnya, baik parameter impedansi P dan impedansi S, tidak dapat membedakan adanya fluida karena nilai-nilainya yang *overlap* pada ketiga zona.

Selain kedua *crossplot* pada Gambar (4.4) dan Gambar (4.5) di atas, parameter densitas terkadang dapat digunakan untuk membedakan kandungan fluida terkhususnya *gas sand*. Densitas berhubungan langsung dengan saturasi air dan porositas yang dapat mencerminkan kandungan hidrokarbon seperti pada Persamaan (2.23). Keberadaan hidrokarbon dapat memungkinkan ketika batuan tidak tersaturasi sempurna oleh air maupun porositas batuan yang tinggi. Sehingga adanya fluida pada batuan dapat terdeteksi terlebih dahulu dari densitas batuan yang rendah, tetapi untuk membedakan fluida yang terkandung di dalamnya digunakan parameter lain seperti resistivitas. Keberadaan gas pada pasir terlebih dahulu terlihat dari densitasnya batuan yang rendah. *Crossplot* menggunakan parameter densitas ditunjukkan pada Gambar (4.6).



Gambar 4.6 *Crossplot* parameter impedansi P dan densitas dengan *color key* resistivitas (kiri) serta *cross section* pada sumur CS-1(kanan)

Pada *crossplot* di atas, terlihat zona *gas sand* terpisah cukup baik dibanding zona-zona lainnya sementara zona *wet sand* tidak dapat dibedakan dengan zona *shale*. Dari *crossplot* di atas, dapat diperkirakan *cut off* beberapa zona seperti pada Tabel (4.2).

Tabel 4.2 *Cut off* beberapa zona dari *crossplot* impedansi P dan densitas sumur CS-1

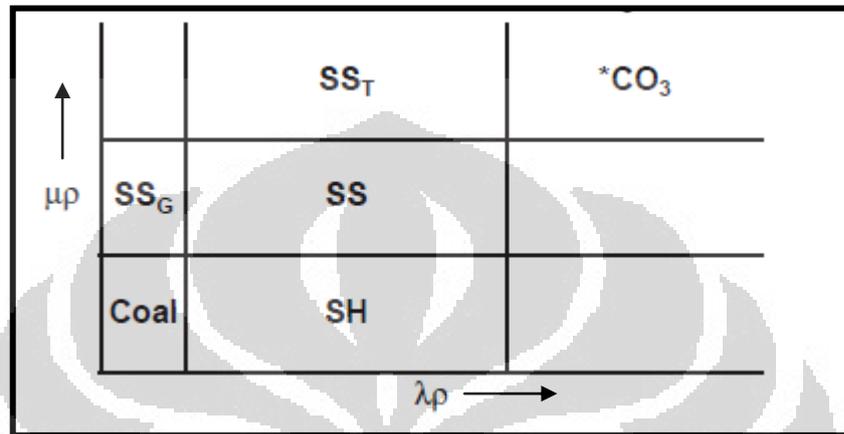
Zona	<i>Cut off</i> Densitas (g/cc)	<i>Cut off</i> Zp (ft/s)*(g/cc)	<i>Cut off</i> Zp (m/s)*(g/cc)
<i>Gas Sand</i>	2 – 2.1	17000 – 20000	5182 - 6096
<i>Wet Sand</i>	2.18 – 2.4	20000 – 24000	6096 - 7315
<i>Shale</i>	2.2 – 2.46	17000 – 22000	5182 - 6706

Selain parameter petrofisika tersebut, Goodway et al. (1997) dalam papernya memperkenalkan sebuah parameter *lame*, yaitu parameter yang berkaitan erat dengan rigiditas dan inkompresibilitas. Parameter tersebut dapat memperbaiki tingkat identifikasi zona reservoir karena sangat sensitif dengan fluida dan variasi litologi. Parameter *lame* tersebut terbagi atas dua parameter yaitu lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ).

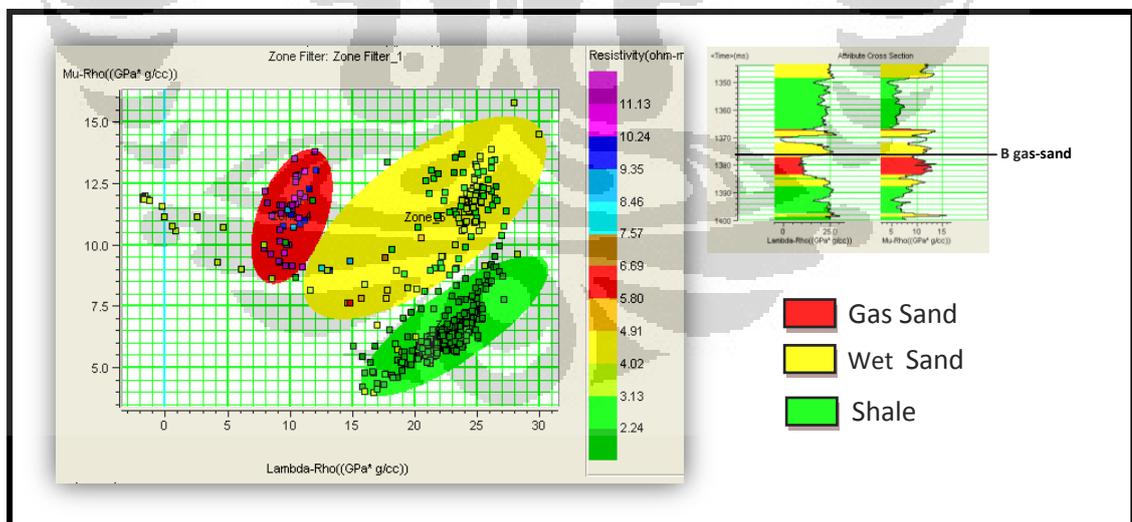
Parameter Lambda-rho adalah parameter yang sangat berkaitan dengan inkompresibilitas batuan. Tingkat inkompresibilitas batuan sangat dipengaruhi oleh fluida yang mengisi pori-pori batuan karena keberadaan fluida akan mempengaruhi seberapa besar gangguan mekanis yang dialami pada batuan ketika diberi tekanan arah normal. Itulah sebabnya lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) merupakan indikator fluida yang sangat sensitif. Parameter ini diturunkan dari parameter-parameter lain seperti pada Persamaan (2.27). Keberadaan gas pada suatu batuan akan mengurangi tingkat inkompresibilitasnya dikarenakan tingginya tingkat kompresibilitas gas sehingga keberadaan gas pada pasir akan menghasilkan lambda-rho yang rendah.

Parameter Mu-rho adalah parameter yang berkaitan erat dengan rigiditas batuan yang merupakan tingkat resistansi batuan terhadap tarikan yang menghasilkan perubahan bentuk tanpa merubah volume total dari batuan tersebut (Gray and Anderson, 2001). Oleh karena itu, parameter ini tidak sensitif terhadap fluida yang terkandung di litologi, tetapi sangat baik untuk membedakan litologi batuan. Rigiditas tertinggi dimiliki oleh karbonat dan disusul oleh pasir, lempung, dan yang paling rendah adalah batu bara.

Dengan demikian, keberadaan *gas sand* ditandai dengan nilai lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) yang rendah dan nilai mu-rho ( $\mu\rho$ ) yang relatif tinggi. Hal tersebut sesuai dengan *crossplot* antara lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ) yang diperlihatkan Gray and Andersen (2000) dalam papernya seperti pada Gambar (4.7).



Gambar 4.7 *Crossplot* parameter lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ) untuk memisahkan litologi;  $SS_G$  = *gas sand*;  $SS$  = *sandstone*;  $SS_T$  = *cemented-sand*;  $SH$  = *shale*;  $CO_3$  = *carbonate* (Gray and Andersen, 2000)



Gambar 4.8 *Crossplot* parameter lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ) dengan *color key* resistivitas (kiri) serta *cross section* pada sumur CS-1 (kanan)

Dari *crossplot* pada Gambar (4.8) di atas, dapat terlihat pemisahan zona yang cukup baik itu *gas sand*, *wet sand*, maupun *shale* sehingga parameter lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ) dapat dijadikan parameter yang baik untuk mengkarakterisasi reservoir batupasir yang mengandung gas dengan *cut off* seperti pada Tabel (4.3).

Tabel 4.3 *Cut off* beberapa zona dari *crossplot* lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) dan mu-rho ( $\mu\rho$ ) sumur CS-1

Zona	<i>Cut off</i> lambda-rho ( $\lambda\rho$ ) (GPa*g/cc)	<i>Cut off</i> mu-rho ( $\mu\rho$ ) (GPa*g/cc)
<i>Gas Sand</i>	7 – 13	8.5 – 14
<i>Wet Sand</i>	11 – 25	8 - 13
<i>Shale</i>	16 – 27	3.5 – 9.5

Dari hasil analisis sumur yang dilakukan, diperoleh informasi bahwa memang terdapat reservoir *gas sand* pada daerah penelitian dengan beberapa *cut off* parameter yang dapat digunakan pada analisis hasil inversi.

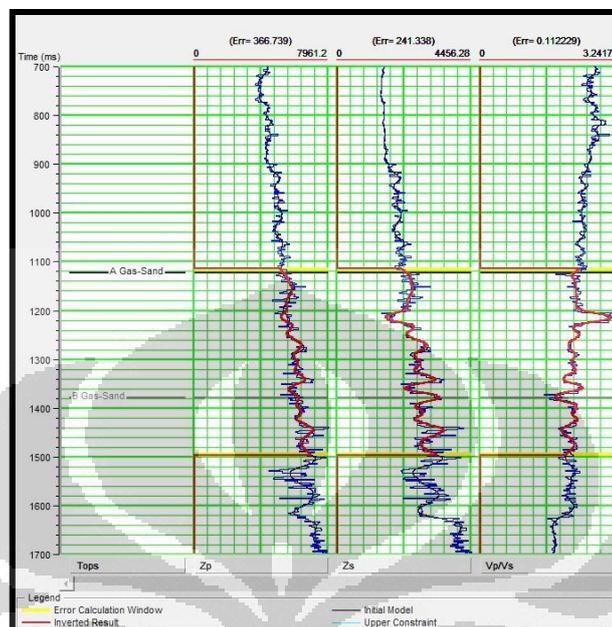
## 4.2 Analisis Hasil Inversi

Setelah memperoleh analisis dari parameter-parameter dari data sumur, maka hal tersebut di aplikasikan pada data seismik. Sebelum melakukan inversi simultan pada data seismik, terlebih dahulu membuat model awal dari tiga parameter yaitu model impedansi P, impedansi S, dan densitas.

Semua kegiatan inversi dilakukan dengan *software* HRS yang menyediakan fasilitas inversi *prestack* maupun QC dari hasil inversi. Model awal yang akan diinversi juga harus dianalisis terlebih dahulu agar dengan model tersebut hasil inversi dapat mendekati atau mewakili data *real* yang diolah.

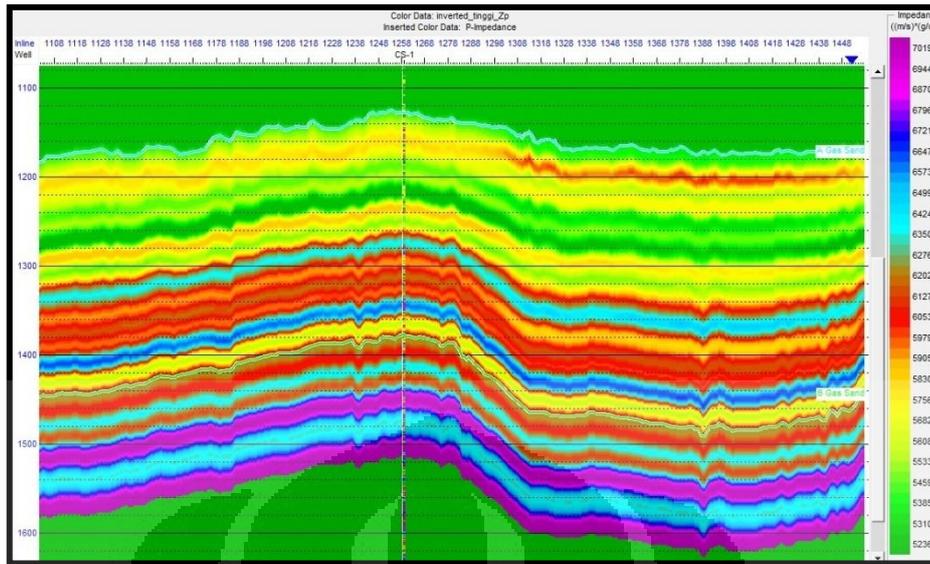
Analisis model awal dapat dilakukan dengan melihat erornya yang dihasilkan dari model tersebut jika diinversi. Jika erornya besar, kemungkinan hasil inversi juga tidak dapat diperoleh dengan baik. Error pada model awal inversi dalam penelitian ini dapat dilihat pada Gambar (4.9). Dalam pembuatan model

awal pada inversi simultan, digunakan tiga jenis wavelet yang diekstrak dari *angle stack near, mid, maupun far*.

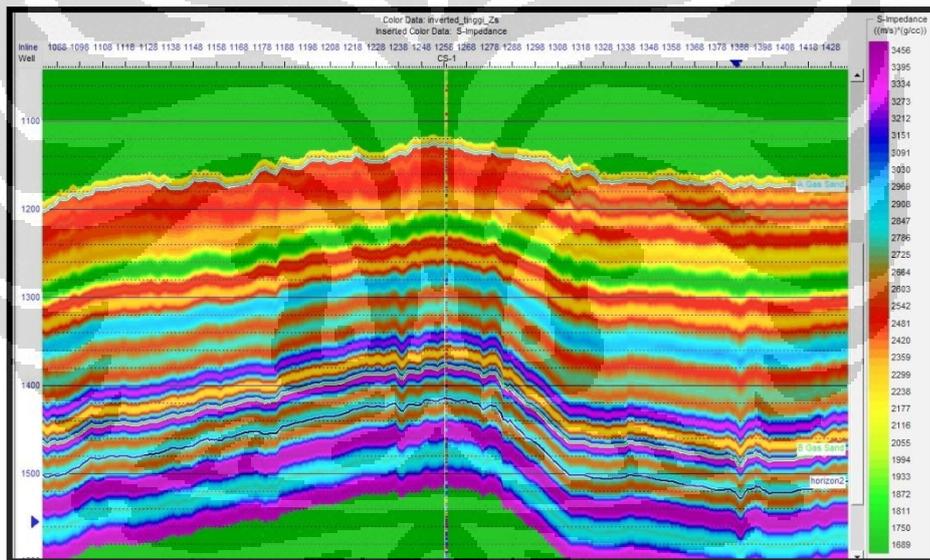


Gambar 4.9 Analisis model awal inversi beserta erornya pada sumur CS-1

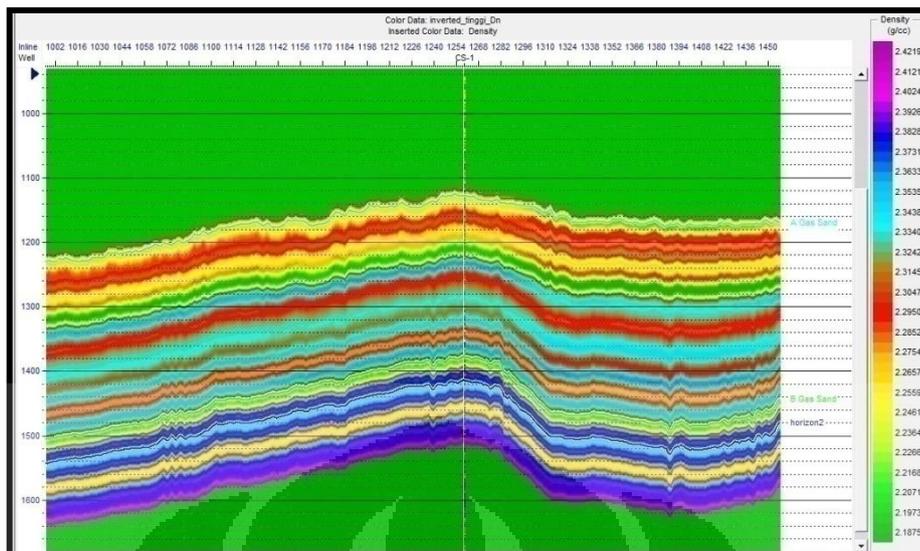
Eror yang diperoleh dari analisis model awal inversi tergolong kecil sehingga model tersebut dapat digunakan untuk inversi. Pada model inversi hanya digunakan satu sumur yakni sumur CS-1. Dari ketiga model awal tersebut, inversi simultan dapat menghasilkan tiga hasil inversi secara simultan yakni hasil inversi impedansi P yang ditunjukkan pada Gambar (4.10), impedansi S yang ditunjukkan pada Gambar (4.11), dan densitas yang ditunjukkan pada Gambar (4.12). Dalam penelitian ini, target difokuskan pada horizon B *Gas Sand*.



Gambar 4.10 Hasil inversi impedansi P pada penampang xline di zona target

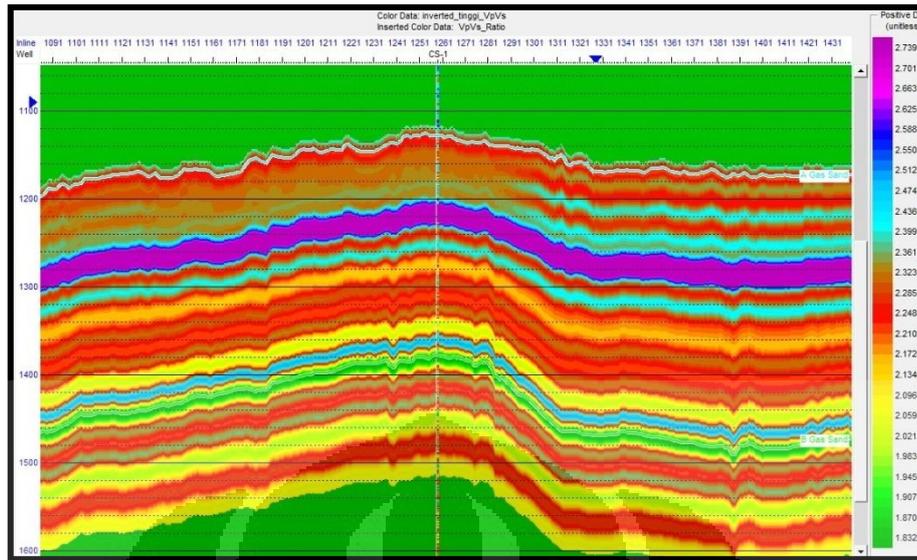


Gambar 4.11 Hasil inversi impedansi S pada penampang xline di zona target

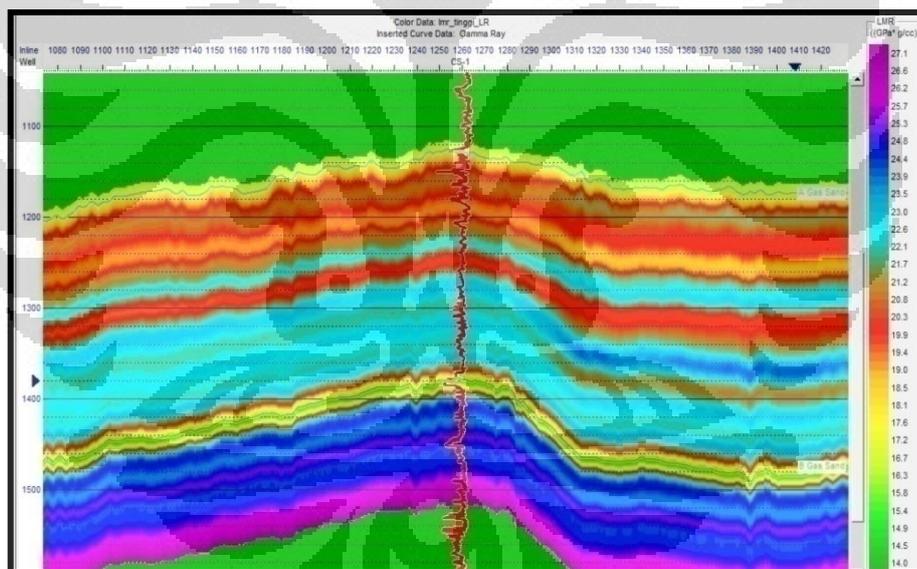


Gambar 4.12 Hasil inversi densitas pada penampang xline di zona target

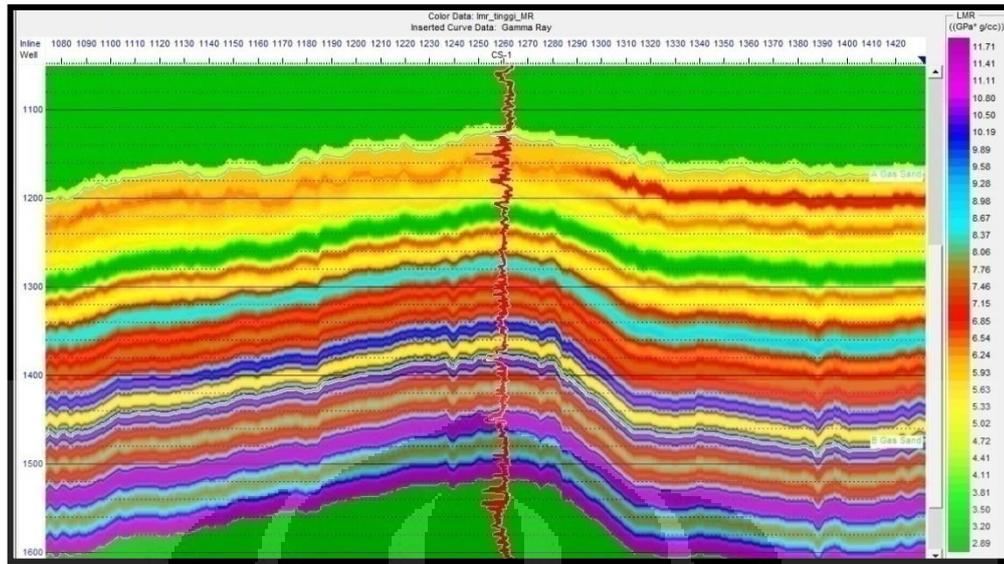
Dari hasil inversi tiga parameter tersebut, dapat diturunkan beberapa parameter lain yang diharapkan dapat membantu dalam mengidentifikasi reservoir, yakni parameter  $V_p/V_s$  ratio seperti pada Gambar (4.13), parameter Lambda-rho seperti pada Gambar (4.14), maupun parameter Mu-rho seperti pada Gambar (4.15). Hal tersebut dilakukan dikarenakan dari hasil analisis data sumur terlihat bahwa parameter impedansi akustik kurang mampu membedakan litologi maupun fluida (Gas). Terdapat *overlapping* dari berbagai litologi maupun fluida. Sementara, parameter  $V_p/V_s$  ratio dan parameter Lambda-rho terlihat cukup dapat membedakan fluida pada zona target.



Gambar 4.13 Hasil inversi parameter  $V_p/V_s$  ratio di zona target

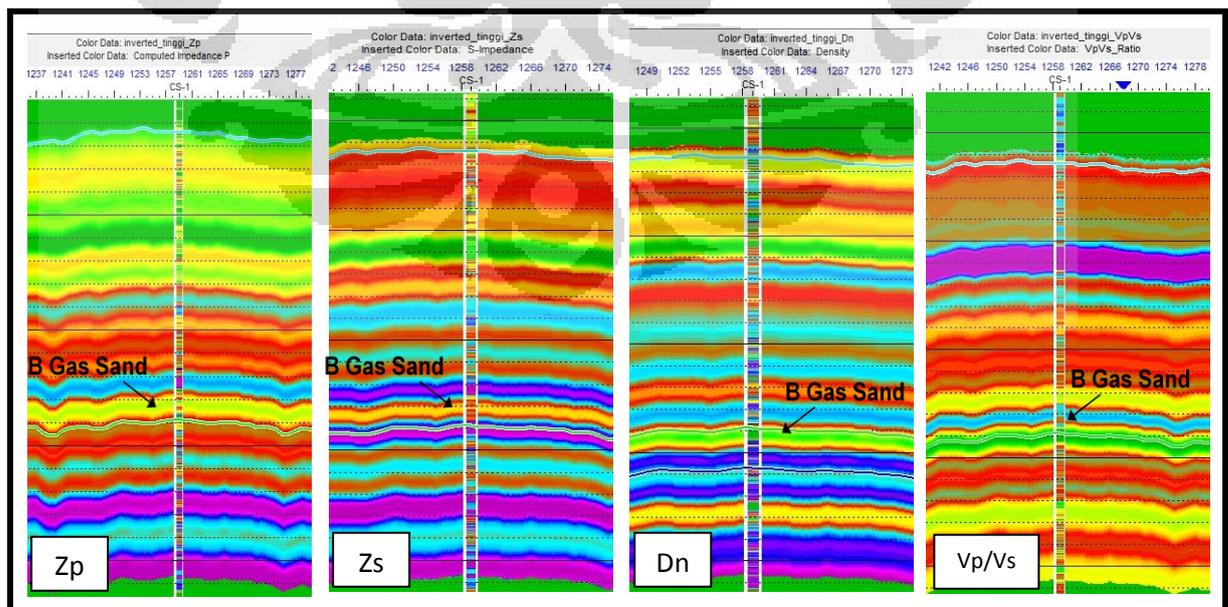


Gambar 4.14 Hasil inversi parameter Lambda-rho di zona target



Gambar 4.15 Hasil inversi parameter Mu-rho di zona target

Dari hasil inversi tersebut, dapat diidentifikasi *cut off* dari setiap parameter pada zona target. *Cut off* tersebut dapat dibandingkan dengan *cut off* yang diperoleh analisis sumur sebelumnya. Jika memang *cut off* yang diperoleh sesuai, maka dapat dikatakan hasil inversi cukup baik digunakan dalam mengkarakterisasi reservoir dan penyebarannya. Perbandingan *color scale* hasil inversi seismik dan sumur dapat ditunjukkan pada Gambar (4.16).



Gambar 4.16 Perbandingan hasil inversi simultan dengan sumur

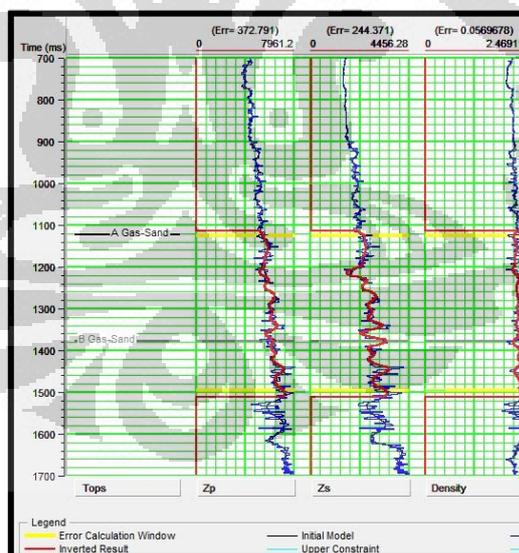
Berikut *cut off* yang diperoleh dari hasil inversi pada zona target yang ditunjukkan pada Tabel (4.4).

Tabel 4.4 *Cut off* beberapa parameter pada zona target B Gas Sand hasil inversi simultan

Zona Target	<i>Cut off</i> $Z_p$ (m/s)*(g/cc)	<i>Cut off</i> $Z_s$ (m/s)*(g/cc)	<i>Cut off</i> Densitas (g/cc)	<i>Cut off</i> $V_p/V_s$ ratio (g/cc)	<i>Cut off</i> $\lambda\rho$ (GPa*g/cc)	<i>Cut off</i> $\mu\rho$ (GPa*g/cc)
B Gas Sand	$\pm 6000$	$\pm 3300$	$\pm 2.16$	$\pm 1.8$	$\pm 11 - 20$	$\pm 11$

Hasil *cut off* setiap parameter yang diperoleh dari hasil inversi seismik terlihat hampir sama dengan *cut off* yang diperoleh dari data sumur sehingga hasil inversi yang didapat diperkirakan cukup baik.

Selain itu, hasil inversi juga dapat dianalisis apakah sudah cukup tepat atau tidak dengan melihat *trend* tras hasil inversi dengan kurva log. Jika *trend* keduanya cukup sesuai dan erornya yang kecil dapat disimpulkan hasil inversi sudah cukup baik. Analisis tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan *software* HRS. Hasil analisisnya pada salah satu sumur dapat dilihat pada Gambar (4.17).



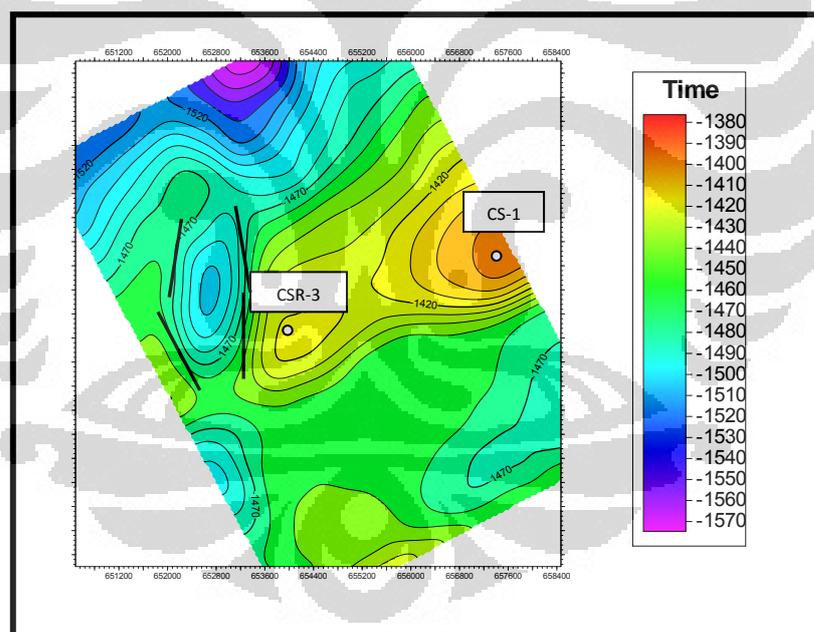
Gambar 4.17 Analisis hasil inversi

Analisis hasil inversi difokuskan pada daerah target dengan kurva warna biru merupakan kurva log dan kurva warna merah merupakan kurva *trace* hasil

inversi data seismik. Pada Gambar (4.17), terlihat kurva dari *trace* hasil inversi cenderung mengikuti *trend* kurva log dengan eror yang cukup kecil sehingga dapat diperkirakan hasil inversi seismik cukup baik.

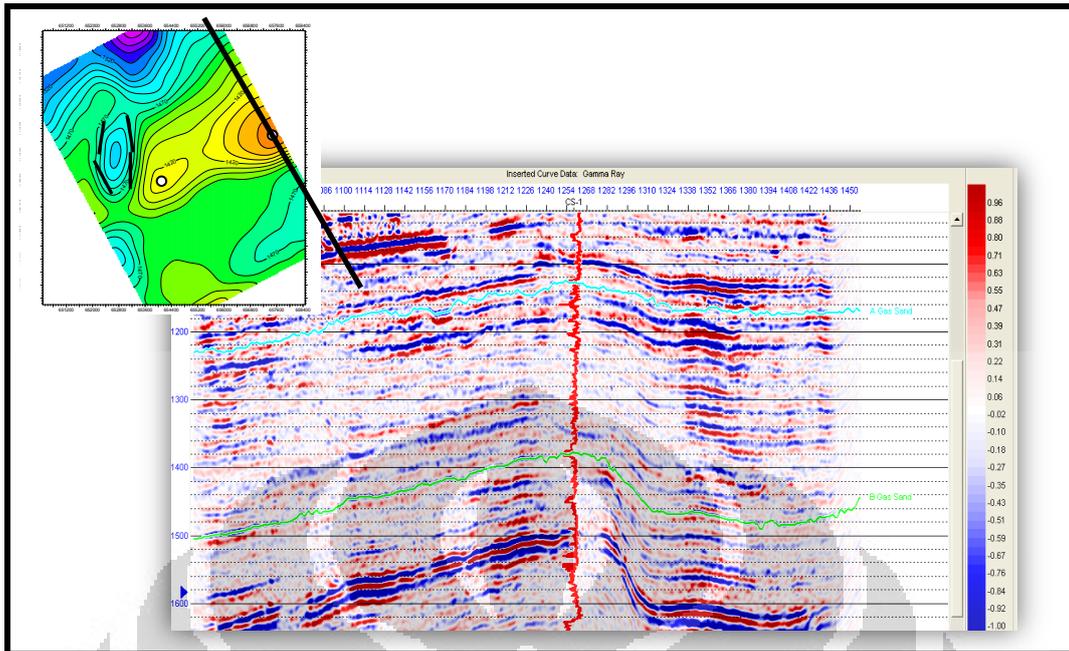
### 4.3 Karakterisasi dan Distribusi Reservoir Batupasir

Zona target pada penelitian ini merupakan bagian dari Formasi Arang. Formasi Arang memiliki karakteristik berupa perselingan batupasir dan lempung. Formasi ini berada pada lingkungan *shallow marine*. Setelah fase *post rifting*, seperti yang dijelaskan pada bagian tektonostratigrafi Cekungan Natuna Barat, terjadi proses inversi dari graben dan *wrench fault* yang disebabkan gaya kompresi selama awal miosen sampai pertengahan miosen atau disebut dengan fase *syn-inversion*. Pengendapan yang terjadi selama periode inversi itulah yang merupakan Formasi Arang. *Time structure* pada daerah target ditunjukkan pada Gambar (4.18).



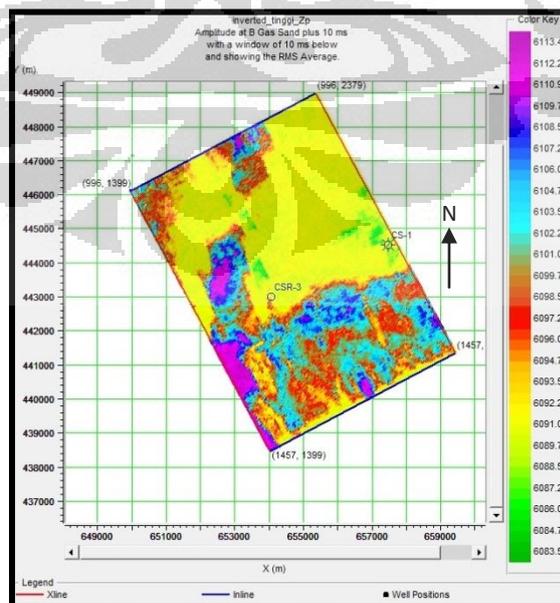
Gambar 4.18 *Time Structure* daerah target

Pada peta *time structure* di atas, terlihat antiklin berada pada tenggara daerah penelitian dimana terdapat sumur CS-1, sementara di daerah sekitarnya cenderung rendahan. Pada daerah antiklin tersebut, terdapat *inversion anticline* yang dapat kita lihat pada gambar penampang vertical pada Gambar (4.19).



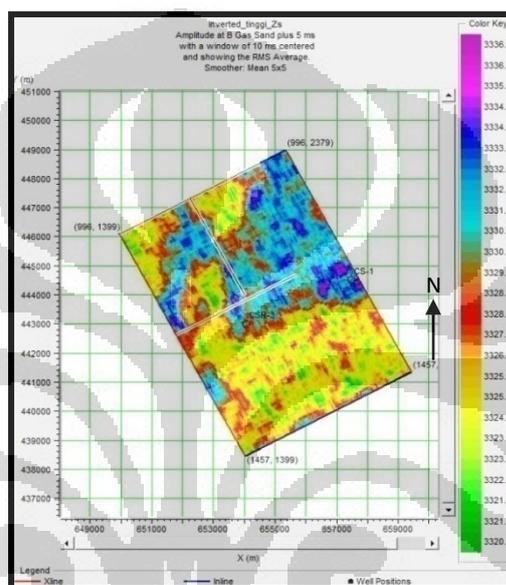
Gambar 4.19 *Inversion anticlines* pada penampang xline

Selain proses inversi, keadaan lingkungan Formasi Arang juga dipengaruhi oleh erosi ataupun *non-deposition* akibat perubahan *sea level*. Hal tersebut diperkirakan menjadi alasan impedansi akustik dari sumur tidak mampu memisahkan litologi pada formasi ini. Hasil *slicing* inversi impedansi akustik dapat dilihat pada Gambar (4.20) berikut ini.

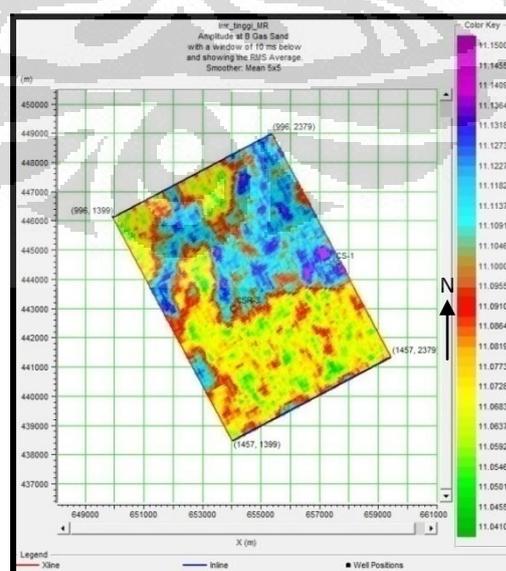


Gambar 4.20 *Slice* parameter impedansi akustik pada zona target

Dari analisis sumur, nilai impedansi P dari litologi *sandstone overlap* dengan beberapa litologi lainnya sehingga kita tidak dapat langsung mengidentifikasi semua daerah yang ditunjukkan dengan warna kuning (impedansi akustik yang rendah) tersebut merupakan *sandstone*. Parameter yang cukup baik membedakan litologi adalah impedansi S dan mu-rho. Oleh karena itu, analisis dapat dilakukan dengan membuat *slice* kedua parameter tersebut yang ditunjukkan pada Gambar (4.21) dan Gambar (4.22)

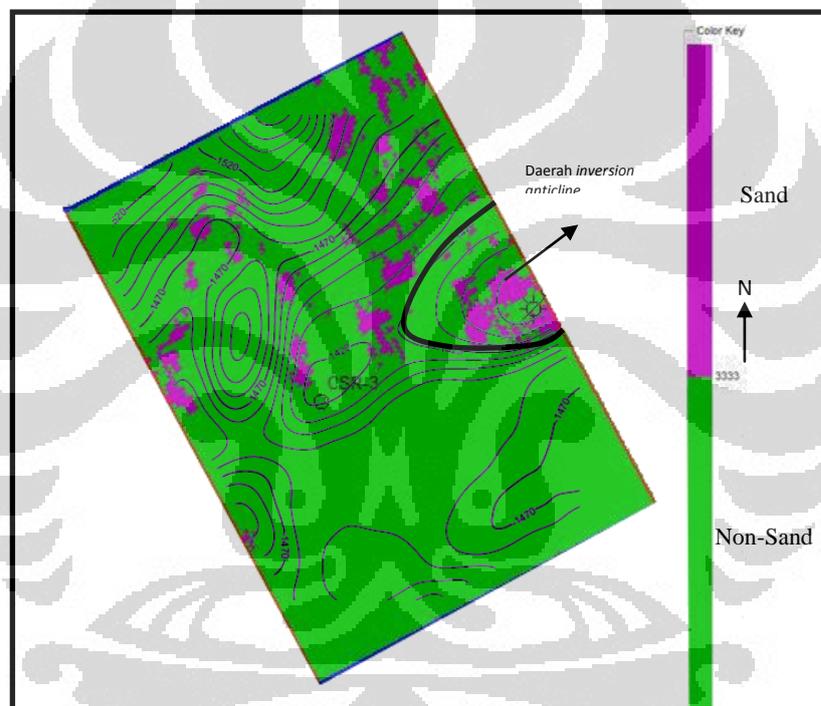


Gambar 4.21 *Slice* parameter impedansi *shear* pada zona target



Gambar 4.22 *Slice* parameter mu-rho pada zona target

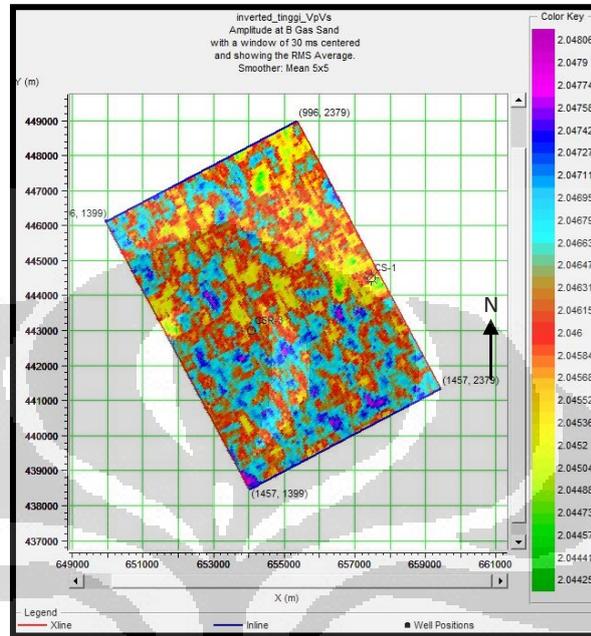
Hasil *slice* kedua parameter tersebut hampir serupa. Karakteristik litologi pasir ditunjukkan dari nilai  $Z_s$  dan  $\mu$ -rho yang relatif tinggi sehingga penyebaran reservoir batupasir diperkirakan adalah daerah yang berwarna ungu yang memiliki nilai  $Z_s$  dan  $\mu$ -rho paling tinggi dengan *cut off*  $Z_s$  sekitar 3300 (m/s)\*(g/cc). Reservoir batupasir yang cukup luas diperkirakan berada pada sebelah tenggara daerah penelitian yang jika di-*overlay* dengan peta struktur merupakan daerah yang berada di sekitar *inversion anticline* yang ditunjukkan pada Gambar (4.23).



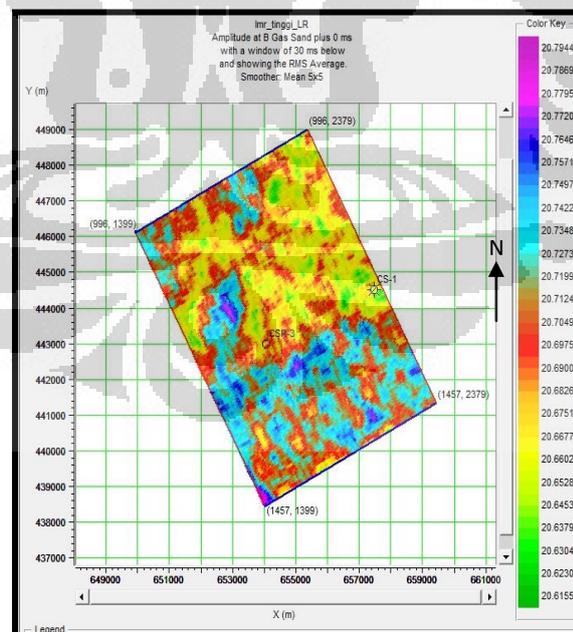
Gambar 4.23 Peta penyebaran litologi yang di-*overlay* dengan peta *time structure*

Setelah dapat memperkirakan penyebaran reservoir batupasir, maka selanjutnya adalah memperkirakan kandungan fluida gas pada reservoir tersebut. Menurut data sumur, parameter yang mampu mengidentifikasi adanya fluida gas, adalah parameter  $V_p/V_s$  *ratio* dan  $\lambda$ -rho sementara parameter densitas tidak terlalu baik mengidentifikasi zona *wet sand* dan *shale*.

Oleh karena itu, keberadaan gas dapat dianalisis dengan membuat *slice* parameter  $V_p/V_s$  ratio dan lambda-rho seperti yang ditunjukkan pada Gambar (4.24) dan Gambar (4.25).



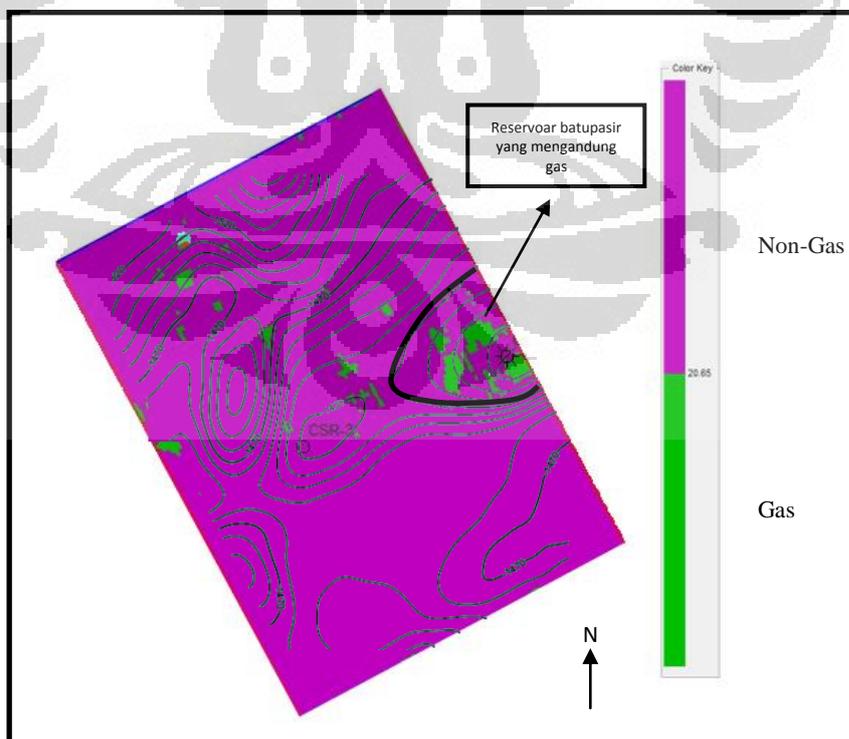
Gambar 4.24 *Slice* parameter  $V_p/V_s$  ratio pada zona target



Gambar 4.25 *Slice* parameter Lambda-rho pada zona target

Hasil *slice* kedua parameter tersebut memiliki kemiripan walaupun *slice*  $V_p/V_s$  ratio terlihat lebih beragam dibanding *slice* lambda-rho. Hal itu dapat dijelaskan dari hasil sensitivitas sumur yang menunjukkan  $V_p/V_s$  ratio mampu membedakan ketiga zona baik itu *gas sand*, *wet sand*, maupun *shale* sementara lambda-rho tidak terlalu mampu membedakan zona *wet sand* dan *shale* (terdapat overlap), tetapi sangat baik memisahkan zona *gas sand*.

Oleh karena itu, keberadaan gas pada reservoir batupasir, dapat diidentifikasi dengan kombinasi kedua parameter ini. Keberadaan gas ditandai dengan nilai  $V_p/V_s$  ratio dan lambda-rho yang paling rendah. Pada kedua *slice*, keberadaan gas ditandai dengan warna hijau yang memiliki nilai paling rendah. Daerah yang memiliki nilai  $V_p/V_s$  ratio dan lambda-rho paling rendah terletak dominan di sebelah tenggara daerah penelitian. Hal itu sesuai dengan asumsi awal dari keberadaan reservoir batu pasir yaitu berada di sekitar *inversion anticline* pada daerah penelitian. Hal tersebut dapat diperjelas dengan membuat *overlay* peta lambda-rho (dengan *cut off* gas sekitar 20 Gpa\*g.cc) terhadap peta *time structure* yang ditunjukkan pada Gambar (4.26).

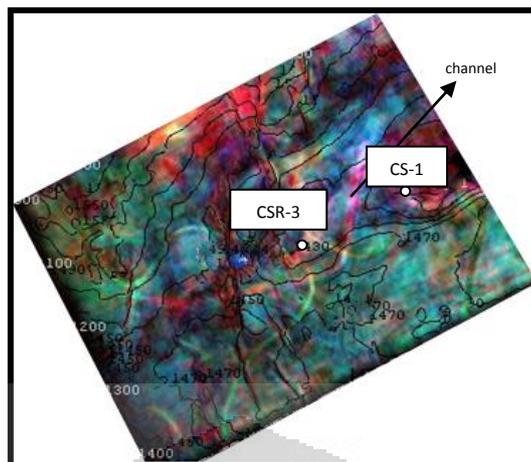


Gambar 4.26 Peta Lambda-rho yang di-*overlay* dengan peta *time structure* serta perkiraan keberadaan gas

Dari hasil *slicing*, penyebaran reservoir batupasir dan keberadaan gas cukup dapat teridentifikasi. Selanjutnya yang perlu dianalisis adalah bagaimana pengendapan reservoir batupasir pada daerah penelitian. Seperti yang dijelaskan sebelumnya Formasi Arang mengalami berbagai macam peristiwa baik itu tektonik (proses inversi) maupun perubahan *sea level* (transgresi dan regresi) yang menyebabkan erosi sangat sering terjadi pada formasi ini. Hal tersebut sangat mempengaruhi kualitas reservoir pada daerah target. Formasi Arang terbagi atas dua dua formasi yakni Formasi Lower Arang dan Upper Arang. Daerah target sekitar horison *B Gas Sand* lebih tepatnya berada pada Formasi Arang bagian bawah (*lower arang*) yang berada di atas Formasi Upper Gabus dan Formasi Barat. Menurut informasi geologi, terdapat perbedaan pola pengendapan pada Formasi Lower Arang dan Upper Arang. Hal itu dikarenakan terjadi perubahan pengendapan dari lakustrin menjadi *open marine* pada formasi ini. Fase regresi dan transgresi dominan terjadi pada Formasi Upper Arang yang kemudian menghasilkan batuan pasir kasar yang disisipi *lempung karbonat* pada formasi tersebut. Sementara pada Formasi Lower Arang, yang merupakan daerah target, diperkirakan masih dipengaruhi oleh pengendapan formasi yang berada dibawahnya yang pengendapannya berupa *fluvial channel* dan *deltaic* walau juga dipengaruhi oleh peristiwa tektonik dan perubahan *sea level*. Sehingga dugaan awal mengenai pengendapan reservoir batupasir pada daerah penelitian adalah berupa pengendapan *fluvial channel*.

Pada kenyataannya, gambaran *channel* tidak begitu terlihat jelas pada persebaran litologi daerah target yang dapat dilihat pada hasil *slice* mu-rho ataupun impedansi S. Hal tersebut disebabkan karena adanya peristiwa tektonik, perubahan *sea level* dan erosi yang dominan terjadi pada Formasi Arang.

Gambaran *channel* pada penelitian ini dapat lebih baik digambarkan dengan metode dekomposisi spektral yang pernah diteliti oleh lembaga LEMIGAS pada tahun 2011 yang ditunjukkan pada Gambar (4.27).



Gambar 4.27 Peta dekomposisi spektral daerah studi (LEMIGAS, 2011)

*Trend* channel cukup terlihat dari gambar di atas, channel terlihat berada di sekitar sumur CS-1 (di sekitar *inversion anticline*) sampai sumur CSR-3. Sehingga dari hasil penelitian ini, reservoir batupasir dapat diidentifikasi merupakan hasil pengendapan *fluvial* berupa *channel* yang berada di sebelah tenggara daerah penelitian, di sekitar *inversion anticline*.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diperoleh dari tugas akhir ini adalah

1. Beberapa tahapan penting dalam inversi simultan ini adalah dapat menggunakan beberapa variasi *wavelet* yang diekstraksi pada setiap *angle stack* dan pembuatan model awal *low frequency* untuk ketiga parameter baik impedansi P, impedansi S, dan densitas yang akan digunakan untuk proses inversi. Dari kedua tahapan tersebut, inversi simultan dapat menghasilkan 3 hasil inversi yaitu parameter impedansi P, impedansi S, dan densitas secara simultan. Selanjutnya, ketiga parameter tersebut dapat diturunkan untuk memperoleh parameter lain seperti parameter *VpVs ratio*,  $\lambda$ -rho maupun  $\mu$ -rho yang sangat diperlukan untuk mempertajam keberadaan fluida.
2. Analisis peta impedansi S,  $\mu$ -rho, *VpVs ratio* maupun  $\lambda$ -rho hasil inversi simultan cukup baik dalam mengidentifikasi keberadaan reservoir batupasir beserta kandungan gas didalamnya. Reservoir batupasir yang mengandung gas dicirikan dengan, nilai *VpVs ratio* yang rendah (dengan *cut off*  $\pm 1.8$ ), nilai  $\lambda$ -rho yang rendah (dengan *cut off*  $\pm 11 - 20 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$ ), nilai impedansi S yang tinggi (dengan *cut off*  $\pm 3300 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$ ), nilai  $\mu$ -rho yang tinggi (dengan *cut off*  $\pm 11 \text{ GPa} \cdot \text{g/cc}$ ), serta nilai resistivitas relatif tinggi sekitar 20-40 ohm-meter. Reservoir batupasir tersebut diperkirakan diendapkan secara *channel*, namun demikian pengendapan fluvial berupa *channel* tersebut tidak begitu terlihat jelas pada peta penyebaran litologi (peta impedansi S). Letak Reservoir Batupasir tersebut berada pada bagian tenggara daerah penelitian atau berada di sekitar *inversion anticline* yang terbentuk di daerah tersebut.

#### 5.2 Saran

1. Perlu dilakukan analisis fasies seismik lebih lanjut dan pengetahuan geologi lebih banyak untuk mengetahui keberadaan *channel* ataupun proses pengendapan secara lebih detail.

2. Jika ingin menggunakan metode *simultaneous inversion*, sebaiknya input data seismik adalah berupa data *CDP Gather* sehingga kita dapat melakukan prekondisi data seismik sesuai dengan kebutuhan terlebih dahulu dikarenakan kualitas inversi dengan metode ini sangat dipengaruhi oleh kualitas data seismik. Selain itu, dengan input data *prestack CDP Gather*, kita pun dapat melakukan analisis AVO yang menjadi penentu keberhasilan metode inversi simultan.

## DAFTAR ACUAN

- Aki, K., and Richards, P.G., 2002, *Quantitative Seismology, 2nd Edition*: W.H. Freeman and Company
- Buland, A. and Omre, H., 2003, *Bayesian linearized AVO inversion*: *Geophysics*, 68, 185-198.
- Burton, Darrin and Wood, Lesli J., 2010, *Seismic geomorphology and tectonostratigraphic fill of half grabens, West Natuna Basin, Indonesia*: *AAPG Bulletin*, v. 94, no. 11 (November 2010), pp. 1695–1712.
- Departemen ESDM, 2007, *Neraca Gas Indonesia*, <http://www.lemigas.esdm.go.id>, Minggu, 12 Februari 2012, jam 19.00 WIB
- Fatti, J., Smith, G., Vail, P., Strauss, P., and Levitt, P., 1994, *Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: a 3D Seismic Case History Using the Geostack Technique*, *Geophysics*, 59, 1362-1376.
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W. and Gregory, A.R., 1985, *Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps*: *Geophysics*, 50, 2085-2095.
- Ginger, D. C., W. O. Ardjakusumah, R. J. Hedley, and J. Potheary, 1993, *Inversion history of the West Natuna Basin: Examples from the Cumi-Cumi PSC*: *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association*, v. 22, no. 1, p. 635–658
- Goodway, W., Chen, T., and Downton, J., 1997, *Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; “Lambda\*Rho”, “Mu\*Rho” and “Lambda/Mu fluid stack”, from P and S Inversions*: *Ann. Mtg., Can Soc. Expl. Geophys.*, Abstracts, 148–151.
- Gray, D., and Andersen, E., 2000, *Application of AVO and inversion to formation properties*: *World Oil*, 221, July, 85–90.
- Haris, Abdul, 2009, *Geofisika Reservoir*, Peminatan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia, Depok.
- Liang, Yan, Zhang, Zhongping, Zhang, Zhensheng and Wu, Na, 2011, *Gas Prediction in Sand-shale Interbeds by Pre-stack Simultaneous Inversion*: SEG San Antonio 2011 Annual Meeting.
- LEMIGAS, 2011, Arang Gas Natuna Project.

- Maver, Kum Gunn, Klaus Bolding, R., 2004, *Simultaneous AVO Inversion for Accurate Prediction of Rock Properties*: Offshore Technology Conference abstract.
- Phillips, S., L. Little, M. Eric, and V. Odell, 1997, *Sequence stratigraphy of Tertiary petroleum systems in the West Natuna Basin, Indonesia*: Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, v. 26, no. 1, p. 381–389.
- Munadi, Suprajitno, 2006, *Spektrum Geofisika Reservoir*: Lembaran Publikasi Lemigas, Vol. 40, No.1, hlm. 20-24
- Rosid, Syamsu, 2010, *Teori Inversi 01*, Peminatan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia, Depok
- Sheriff, R. E., 1991, *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*,: Soc. of Expl. Geophys., 384
- Simmons, J.L. and Backus, M.M., 1996, *Waveform-based AVO inversion and AVO prediction-error*: Geophysics, 61, 1575-1588.
- Sukmono, S, 2000, *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*, Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.