

**ANALISIS RESERVOIR KARBONAT
DENGAN MENGGUNAKAN METODE INVERSI
PADA LAPANGAN “KALIS” FORMASI BATU RAJA
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

SKRIPSI

Oleh :
Aridy Prasetya
0610930006 - 93



**JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2011**

**ANALISIS RESERVOIR KARBONAT
DENGAN MENGGUNAKAN METODE INVERSI
PADA LAPANGAN “KALIS” FORMASI BATU RAJA
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

SKRIPSI

Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Sains dalam bidang fisika

Oleh :
Aridy Prasetya
0610930006 - 93



**JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2011**

LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR

**ANALISIS RESERVOIR KARBONAT
DENGAN MENGGUNAKAN METODE INVERSI
PADA LAPANGAN “KALIS” FORMASI BATU RAJA
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh :

ARIDY PRASETYA
0610930006-93

Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji
Pada tanggal...
dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Sains dalam bidang fisika

Pembimbing I



Adi Susilo, Ph.D
NIP.196312271991031002

Pembimbing II



Dr. Waluyo
Senior Geophysicist

**Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya**



Adi Susilo, Ph.D
NIP.196312271991031002

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : ARIDY PRASETYA
NIM : 0610930006-93
Jurusan : FISIKA
Penulis skripsi berjudul :

**ANALISIS RESERVOIR KARBONAT
DENGAN MENGGUNAKAN METODE INVERSI
PADA LAPANGAN “KALIS” FORMASI BATU RAJA
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Dengan ini menyatakan bahwa :

1. Tugas akhir ini adalah benar-benar karya saya sendiri, dan bukan hasil plagiat dari karya orang lain. Karya-karya yang tercantum dalam Daftar Pustaka TA ini, semata-mata digunakan sebagai acuan/referensi.
2. Apabila dikemudian hari diketahui bahwa isi TA saya merupakan hasil plagiat, maka saya bersedia menanggung akibat hukum dari keadaan tersebut.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, 1 februari 2011

Yang menyatakan,

(ARIDY PRASETYA)
NIM. 0610930006-93

ANALISIS RESERVOIR KARBONAT DENGAN MENGGUNAKAN METODE INVERSI PADA LAPANGAN “KALIS” FORMASI BATU RAJA CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

ABSTRAK

Lapangan “Kalis” terletak di sub-cekungan Palembang Selatan, cekungan Sumatera Selatan. Target reservoir pada penelitian ini pada formasi Batu Raja yang terdiri dari *platform carbonate* dan membentuk suatu ketinggian pada arah barat-laut-tenggara dengan ketebalan sekitar 70 m.

Untuk mengetahui sebaran dari impedansi akustik (IA) dan porositas dari lapangan “Kalis” dilakukan analisis dengan menggunakan metode inversi. Metode ini bertujuan untuk memodelkan parameter fisis bawah permukaan bumi menggunakan *trace* seismik konvensional dan dikontrol dengan data sumur. Dari hasil analisis inversi seismik yang telah dilakukan, metode inversi *Model based* menunjukkan hasil yang paling baik jika dibandingkan dengan metode lainnya. Hasil pemodelan ini memiliki nilai korelasi yang besar dan kesalahan yang kecil dalam hal *trace* seismik dan *trace* sintetiknya.

Penampang impedansi akustik hasil inversi *Model Based* menggambarkan model yang baik dari batuan karbonat. Indikasi reservoir yang efektif memiliki nilai impedansi akustik yang rendah yaitu sebesar 21000-39000 (ft/s).(g/cc) dan porositas yang tinggi yaitu sebesar 9-18%. Reservoir efektif yang mengindikasikan prospek hidrokarbon ini berada pada zona-zona tertentu, antara lain pada zona di sekitar sumur dan zona ketinggian. Berdasarkan peta struktur waktu, peta sebaran impedansi akustik, dan peta sebaran porositas terdapat zona A dan zona B yang diprediksi berpotensi menjadi reservoir hidrokarbon, sehingga dapat dijadikan pertimbangan untuk pengembangan sumur yang baru. Hal ini dikarenakan zona tersebut berada pada daerah ketinggian, nilai impedansi akustik yang kecil dan porositas yang tinggi.

Kata Kunci : Seismik Inversi, Impedansi Akustik, Porositas

CARBONATE RESERVOIR ANALYSIS USING INVERSION METHOD AT “KALIS” FIELD BATU RAJA FORMATION SOUTH SUMATERA BASIN

ABSTRACT

“Kalis” field is located at South Palembang sub-basin, South Sumatra basin. Reservoir targets in this study are on the Batu Raja formation which consists of platform carbonate and form a higher region in the northwest-southeast direction with a thickness of about 70 m.

Inverse method analysis has been done to identify the acoustic impedance (AI) distribution and porosity of “Kalis” field. This method aims to model the physical parameters in subsurface using conventional seismic traces and controlled with well data. From the analysis of seismic inversion, the model-based inversion method gives better result compared with other methods. The result of the model has a large correlation value and a small error in the term of seismic and synthetic traces.

The acoustic impedance section resulted from the Model Based inversion describes a good model of carbonate rocks. An effective reservoir is indicated by low acoustic impedance and high porosity which are 21000-39000 (ft/s).(g/cc) and 9-18%, respectively. The effective reservoirs indicating hydrocarbon prospects are located in certain zones, such as the zone around the well and at higher zone. Based on the time structure, the distribution of acoustic impedance and porosity maps, there are zone A and zone B, which is predicted as a potential hydrocarbon reservoir, so it can be considered for the development of new wells. This zone occurs because the zone itself is in the higher region, the value of small acoustic impedance and porosity is high.

Keywords : Inversion Seismic, Acoustic Impedance, Porosity

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT yang telah memberi limpahan rahmat dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan skripsi ini dengan judul “*Analisis Reservoir Karbonat Dengan Menggunakan Metode Inversi Pada Lapangan “Kalis” Formasi Batu Raja Cekungan Sumatera Selatan*”.

Laporan tugas akhir ini disusun dan diajukan untuk memenuhi syarat wajib dalam menyelesaikan program pendidikan Sarjana pada bidang minat Geofisika Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya, sekaligus pertanggungjawaban kepada EPTC Direktorat Hulu P.T Pertamina.

Penulis menyadari bahwa penyelesaian penulisan tugas akhir ini tidak lepas dari bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu dan Bapak tercinta, serta kedua adikku (Rizal dan Hafi) yang telah memberikan kasih sayang, ilmu, ketulusan hati, semangat dan do'a tanpa henti kepada penulis.
2. Bapak Adi Susilo, Ph.D selaku Ketua Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya dan Pembimbing I yang telah memberikan petunjuk, bimbingan dan saran.
3. Bapak Waluyo (Senior *Geophysicist*) selaku pembimbing utama di EPTC Direktorat Hulu P.T Pertamina yang telah memberikan bimbingan dan saran.
4. Mas Fatkhul Muin selaku pembimbing teknis di EPTC Direktorat Hulu P.T Pertamina yang dengan sabar mengajari, memberi arahan, dan nasehat.
5. Ibu Iswarin selaku Pembimbing Akademik yang telah memberikan bimbingan selama berada di jurusan Fisika.
6. Seluruh dosen jurusan Fisika fakultas MIPA yang telah memberikan pendidikan dan pengetahuan kepada penulis selama belajar di Universitas Brawijaya Malang.
7. Pak Djedi S. Widarto yang telah membantu dan memberikan kesempatan penulis untuk melaksanakan penelitian tugas akhir di EPTC Direktorat Hulu P.T Pertamina.
8. Pak Teguh, Pak Ari, Pak Usman, Mas Pram, Mas Angkasa, Mbak Mini, dan karyawan EPTC Direktorat Hulu P.T Pertamina lainnya atas semua bantuan dan keramahannya.

9. Seluruh karyawan TU dan laboran Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya.
10. Seluruh kakak di Jakarta (Mas Joko, Mas Tomo, Mas Arul, Mbak Erva, Mas Arif, Mas Ilham, Mas Irfan, Mas Riky, Mas Ifan, Mas Reza dan Mas Spto) atas *sharing* ilmu, bantuan dan motivasi yang telah diberikan.
11. Revi Rosavika Kinansi yang selalu memberikan motivasi kepada penulis selama pelaksanaan skripsi ini.
12. Seluruh sahabat Fisika 2006 atas kebersamaan, persaudaraan, kekeluargaan dan semua bantuan baik secara langsung ataupun tidak langsung kepada penulis.
13. Teman seperjuangan skripsi Geofisika (Ika, Reny, Yanti, Choy, Cholis, Via, Dian, Pambayun, Titi, Fara, Ayu, Oyonk, Ruben, Benyamin, Agung dan Fitor) atas *sharing* ilmu dan motivasi yang diberikan.
14. Keluarga besar Geofisika Universitas Brawijaya yang telah banyak memberikan ilmu dan pengalaman kepada penulis.
15. Keluarga besar Kertosentono 31 (Andi, Febri, Doni, Ipin, Rama dan Adjie) atas kekeluargaan yang telah diberikan selama di Malang.
16. Serta semua pihak yang telah banyak membantu penulis yang tidak dapat disebutkan satu per satu.

Penulis menyadari bahwa penulisan skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun untuk perbaikan di masa yang akan datang. Semoga tulisan ini dapat memberikan manfaat sebesar-besarnya kepada pembaca dan semua pihak yang berkepentingan.

Malang, 11 februari 2010

Penulis

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
HALAMAN PERNYATAAN	iii
ABSTRAK/ABSTRACT	iv
KATA PENGANTAR	vi
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xvi
DAFTAR LAMPIRAN	xviii
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan Penelitian	3
1.5 Manfaat Penelitian	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Gelombang Seismik	5
2.1.1 Klasifikasi Gelombang Seismik	5
2.1.2 Konsep Dasar Seismik Refleksi	7
2.2 Metode Seismik Refleksi	8
2.3 Polaritas Seismik.....	9
2.4 <i>Trace</i> Seismik	10
2.5 Seismogram Sintetik	11
2.6 Impedansai Akustik.....	12
2.7 Koefisien Refleksi.....	13
2.8 <i>Wavelet</i>	14
2.9 Resolusi Seismik	15
2.10 Fisika Batuan.....	17
2.10.1 Porositas	17
2.10.2 Densitas.....	18
2.10.3 Permeabilitas	18
2.11 Data Sumur (<i>Well Log</i>)	19
2.11.1 Log Gamma Ray	19

2.11.2	Log <i>Spontaneous Potensial</i>	20
2.11.3	Log Induksi	21
2.11.4	Log Lateral.....	21
2.11.5	Log <i>Sonic</i>	21
2.11.6	Log Neuron Porositas.....	22
2.11.7	Log Densitas	22
2.12	Metode Seismik Inversi.....	23
2.12.1	Inversi Rekursif.....	25
2.12.2	Inversi Berbasis Model	26
2.12.3	Inversi <i>Sparse Spike</i>	29
2.13	Geologi Daerah Penelitian.....	30
2.13.1	Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan	30
2.13.2	Geologi Strukur Cekungan Sumatera Selatan.....	32
2.13.3	Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.....	35
2.13.4	<i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan	42

BAB III METODE PENELITIAN

3.1	Waktu dan Tempat Penelitian	45
3.2	Data Penelitian.....	45
3.2.1	Data Seismik	46
3.2.2	Data Sumur.....	46
3.2.3	Peta Dasar.....	47
3.2.4	Data Geologi	48
3.2.5	Data <i>Marker</i>	48
3.2.6	Data <i>Check Shot</i>	48
3.3	Perangkat Penelitian.....	49
3.4	Pengolahan Data	49
3.4.1	Analisis Respon Log	49
3.4.2	Analisis Sensitivitas.....	51
3.4.3	<i>Well Seismic Tie</i>	51
3.4.4	Penelusuran Horizon	54
3.4.5	Pembuatan Model Awal	54
3.4.6	Inversi Seismik	55
3.4.6.1	Inversi Rekursif	55
3.4.6.2	Inversi <i>Model Based</i>	56
3.4.6.3	Inversi <i>Sparse Spike</i>	56
3.4.7	Estimasi Porositas.....	56
3.4.8	Interpretasi Hasil	57

3.4.9	Alur Penelitian.....	57
-------	----------------------	----

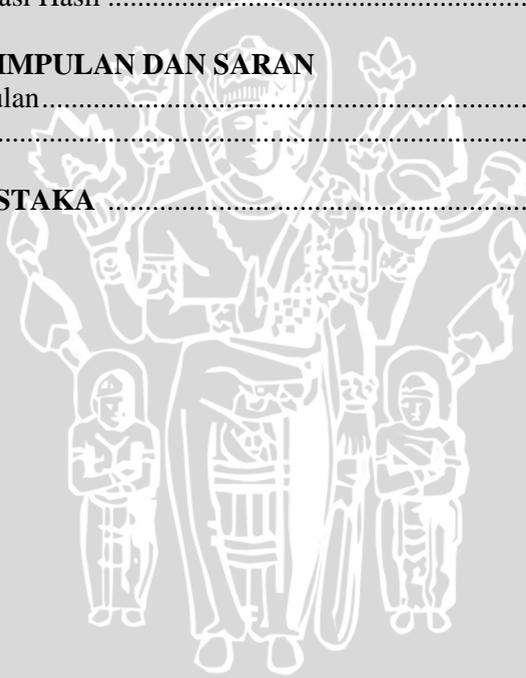
BAB IV PEMBAHASAN

4.1	Analisis Sensitivitas	59
4.2	<i>Well Seismic Tie</i>	63
4.3	Penelusuran Horizon	65
4.4	Model Awal.....	68
4.5	Analisis Inversi	70
4.5.1	Inversi Rekursif.....	70
4.5.2	Inversi <i>Model Based</i>	73
4.5.3	Inversi <i>Sparse Spike</i>	77
4.6	Estimasi Porositas.....	83
4.7	Interpretasi Hasil	87

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1	Kesimpulan.....	93
5.2	Saran	93

DAFTAR PUSTAKA	95
-----------------------------	----



UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Arah gerak partikel dan arah penjalaran gelombang longitudinal (v_p)	6
Gambar 2.2	Arah gerak partikel dan arah penjalaran gelombang transversal (v_s).....	6
Gambar 2.3	Pemantulan dan pembiasan gelombang seismik pada bidang batas dua medium.....	7
Gambar 2.4	Konsep metode seismik refleksi.....	9
Gambar 2.5	Polaritas normal dan polaritas terbalik menurut SEG	10
Gambar 2.6	Seismogram sintetik hasil konvolusi <i>wavelet</i> dengan koefisien refleksi	12
Gambar 2.7	Hubungan impedansi akustik dan koefisien reflektifitas.....	14
Gambar 2.8	Resolusi refleksi yang tergantung pada interaksi gelombang	16
Gambar 2.9	Skema pemodelan ke depan dan pemodelan Ke belakang (inversi)	24
Gambar 2.10	Macam teknik inversi.....	25
Gambar 2.11	Proses inversi <i>Model Based</i>	27
Gambar 2.12	Kerangka tektonik Cekungan Sumatera Selatan.....	31
Gambar 2.13	Elemen-elemen struktur utama Cekungan Sumatera Selatan	33
Gambar 2.14	Peta distribusi <i>facies</i> formasi Batu Raja	38
Gambar 2.15	Kolom stratigrafi sub-cekungan Palembang Selatan.....	41
Gambar 3.1	Daerah penelitian lapangan “Kalis”	45
Gambar 3.2	Data seismik 3D pada <i>crossline</i> 5312.....	46
Gambar 3.3	Peta dasar lapangan “Kalis”	47
Gambar 3.4	Respon log pada formasi Baturaja sumur AR_5wt	50
Gambar 3.5	<i>Wavelet</i> hasil ekstraksi pada data seismik.....	52
Gambar 3.6	Tahapan kerja pembuatan seismogram sintetik	53

Gambar 3.7	Diagram alir penelitian.....	58
Gambar 4.1	Analisis sensitivitas log IA dan log porositas pada sumur AR_5wst	60
Gambar 4.2	Analisis sensitivitas log IA dan log Gamma Ray pada sumur AR_5wst.....	62
Gambar 4.3	Hasil pengikatan data seismik dengan sumur AR_5wst	64
Gambar 4.4	Hasil pengikatan data seismik dengan sumur AR_6wst	65
Gambar 4.5	Hasil penelusuran horizon	66
Gambar 4.6	Peta struktur waktu	67
Gambar 4.7	Model awal impedansi akustik pada inline 1402	69
Gambar 4.8	Hasil analisis inversi Rekursif	71
Gambar 4.9	Hasil inversi rekursif pada sumur AR_5wst Inline 1402.....	72
Gambar 4.10	Hasil analisis inversi <i>Model Based</i>	74
Gambar 4.11	Hasil inversi <i>Model Based</i> pada sumur AR_5wst inline 1402.....	76
Gambar 4.12	Hasil analisis inversi <i>Maximum Likelihood Sparse</i>	78
Gambar 4.13	Hasil inversi <i>Maximum Likelihood Sparse</i> pada sumur AR_5wst inline 1402	79
Gambar 4.14	<i>Trace</i> sintetik hasil inversi <i>Model Based</i> pada sumur AR_5wst inline 1402.....	81
Gambar 4.15	<i>Trace error</i> hasil inversi <i>Model Based</i> pada sumur AR_5wst inline 1402.....	82
Gambar 4.16	<i>Crossplot</i> log impedansi akustik terhadap log porositas pada sumur AR_5wst.....	83
Gambar 4.17	<i>Crossplot</i> log impedansi akustik terhadap log porositas pada sumur AR_6wst.....	84
Gambar 4.18	Hasil model porositas total dengan kontrol sumur AR_5wst inline 1402.....	85
Gambar 4.19	<i>Slice</i> porositas.....	86

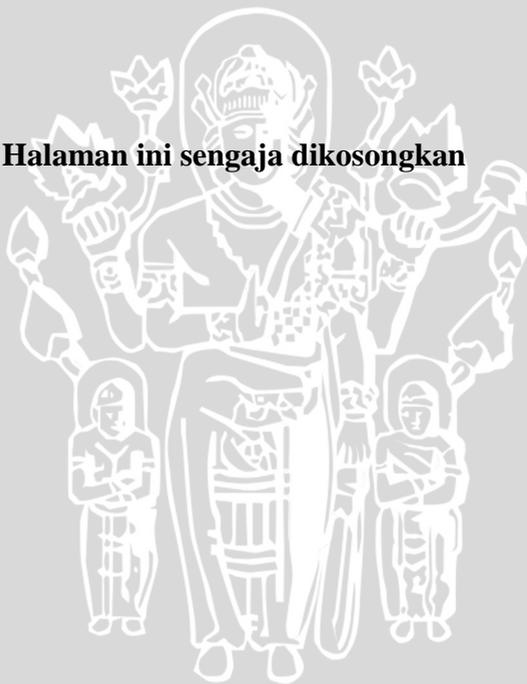
Gambar 4.20	Penampang vertikal <i>inline</i> 1402 pada sumur AR_5wst.....	89
Gambar 4.21	Penampang vertikal <i>xline</i> 5271 pada sumur AR_6wst.....	90
Gambar 4.22	Peta sebaran.....	92

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



DAFTAR TABEL

Halaman

Tabel 2.1	Skala kualitas porositas reservoir	17
Tabel 3.1	Data <i>top marker</i> penelitian.....	48
Tabel 4.1	Koefisien korelasi hasil inversi	80



UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



DAFTAR LAMPIRAN

Halaman

Lampiran 1	Analisis sensitivitas pada sumur AR_6wst.....	97
Lampiran 2	Hasil inversi impedansi akustik dengan metode <i>Model Based</i>	98
Lampiran 3	Hasil model porositas total	100



UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Permintaan akan kebutuhan minyak dan gas bumi semakin mengalami peningkatan, hal tersebut dikarenakan penggunaannya sebagai sumber energi yang dibutuhkan untuk mencukupi kebutuhan manusia. Sumber energi ini masih belum tergantikan oleh sumber energi alternatif lainnya, sehingga diperlukan usaha untuk meningkatkan produksinya. Usaha tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan beberapa metode untuk memaksimalkan kegiatan eksplorasi hidrokarbon pada lapangan-lapangan baru, sehingga didapatkan informasi bawah permukaan yang mengindikasikan sebagai reservoir yang prospektif dan mengandung hidrokarbon.

Lapangan "Kalis" merupakan daerah penelitian yang letaknya berada di sub-cekungan Palembang Selatan yang luasnya sekitar 29,3 km² dan merupakan bagian dari cekungan besar Sumatera Selatan. Cekungan ini menjadi salah satu cekungan penghasil hidrokarbon yang produktif sampai saat ini di wilayah barat Indonesia. Salah satu reservoir yang telah diketahui sebagai penghasil hidrokarbon pada cekungan ini adalah pada batu gamping (karbonat).

Tahap eksplorasi pada lapangan "Kalis" masih terus dikembangkan untuk mencari lokasi baru yang prospektif menjadi reservoir hidrokarbon. Pengembangan ini sangat penting untuk dilakukan karena dari dua sumur yang telah dilakukan pengeboran dapat mengindikasikan adanya prospek hidrokarbon. Oleh karena itu dibutuhkan analisis eksplorasi yang detail dan efektif untuk dapat menentukan titik pengembangan sumur baru di lapangan ini supaya proses produksi dari hidrokarbon menjadi lebih ekonomis.

Untuk melakukan eksplorasi hidrokarbon ini, metode yang digunakan adalah menggunakan konsep seismik refleksi. Dari seismik refleksi ini, nantinya akan dapat diketahui keadaan geologi bawah permukaan bumi, yang digambarkan oleh data seismik berdasarkan perlapisan batuan. Refleksi gelombang seismik tersebut terjadi karena adanya kontras impedansi akustik pada batuan. Impedansi akustik secara langsung menggambarkan karakter fisis di

dalam lapisan batuan, sehingga dapat digunakan untuk pembuatan model karakter reservoir dan memperkirakan potensi hidrokarbon pada reservoir tersebut.

Salah satu metode seismik yang cepat dan efisien untuk karakterisasi reservoir dengan menggunakan impedansi akustik adalah dengan metode inversi seismik. Metode ini akan mengubah data *trace* seismik menjadi impedansi akustik yang merupakan sifat fisis batuan. Perpaduan antara nilai impedansi akustik yang diperoleh dari hasil inversi seismik yang mempunyai akurasi yang baik ke arah lateral dengan data log sumur yang memiliki akurasi baik ke arah vertikal akan menghasilkan parameter reservoir yang lebih akurat dengan tingkat kesalahan yang lebih kecil. Oleh karena itu dari metode inversi ini akan dapat diketahui zona prospek yang memiliki karakteristik sebagai reservoir hidrokarbon dari besarnya impedansi akustik dan porositas suatu litologi, baik yang berada di sekitar sumur maupun daerah di luar sumur.

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang dibahas dalam penelitian ini adalah.

- a. Bagaimana mengidentifikasi impedansi akustik dan porositas karbonat dengan metode inversi, sehingga diperoleh hasil yang maksimal pada pemodelannya?
- b. Bagaimana mengetahui sebaran impedansi akustik dan porositas di Lapangan Kalis?
- c. Bagaimana menentukan daerah prospek baru untuk pengembangan eksplorasi di Lapangan Kalis?

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini sebagai berikut.

- a. Pada penelitian ini digunakan 2 data sumur dan data seismik yang digunakan adalah data seismic 3D *Post Stack* berfase minimum dan polaritas normal yang telah melewati tahap *processing* data yang dianggap berkualitas baik.
- b. Perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Hampson Russel CE8/R1.1* dengan aplikasi *Geoview*, *Elog*, dan *Strata*

- c. Interpretasi reservoir karbonat dilakukan pada formasi Batu Raja, dan zona targetnya adalah pada karbonat yang memiliki prospek sebagai reservoir hidrokarbon dengan analisis respon amplitudo, impedansi akustik, porositas dan informasi geologi.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dilakukannya penelitian ini antara lain.

- a. Mengetahui karakteristik reservoir karbonat dengan menggunakan metode seismik inversi.
- b. Mengetahui kualitas reservoir serta penyebarannya berdasarkan nilai impedansi akustik dan nilai porositasnya.
- c. Mengetahui informasi keberadaan reservoir karbonat yang memiliki indikasi adanya hidrokarbon dan arah penyebarannya untuk pengembangan eksplorasi.

1.5 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberikan informasi tentang daerah yang prospek sebagai reservoir hidrokarbon untuk pengembangan lokasi baru yang berpotensi di lapangan “Kalis” pada khususnya dan cekungan Sumatera Selatan pada umumnya.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Gelombang Seismik

Gelombang seismik adalah gelombang mekanik yang terjadi akibat adanya perambatan energi dalam medium yang berada di sekitarnya. Energi tersebut pada awalnya terjadi secara lokal dan mengakibatkan terjadinya osilasi atau pergeseran kedudukan partikel-partikel medium, osilasi tekanan, ataupun osilasi rapat massa. Gelombang seismik ini disebut juga sebagai gelombang elastik, karena osilasi partikel-partikel medium terjadi akibat interaksi antara gaya gangguan melawan gaya elastik, sehingga dari interaksi tersebut muncul gelombang longitudinal, gelombang transversal dan gelombang akibat kombinasi dari keduanya. Gelombang seismik ini dapat terjadi akibat gempa bumi alam tektonik maupun vulkanik, selain itu dapat juga dapat terjadi secara buatan, misalnya ledakan dinamit, benda jatuh, *air gun*, *water gun* maupun *vibroseis* (Munadi, 2000).

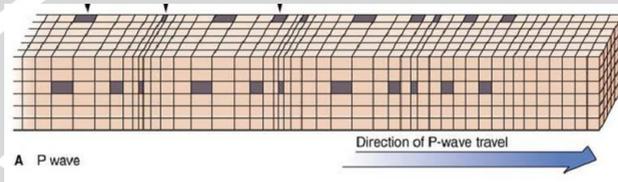
2.1.1 Klasifikasi Gelombang Seismik

Gelombang seismik berdasarkan tempat penjarangannya terdiri dari dua tipe yaitu (Ibrahim dan Subardjo, 2005):

1. Gelombang badan (*body wave*) yang merupakan gelombang yang menjalar melalui bagian dalam bumi dan biasa disebut *free wave* karena dapat menjalar ke segala arah di dalam bumi. Gelombang badan terdiri atas gelombang longitudinal (*compressional wave*) dan gelombang transversal (*shear wave*).
2. Gelombang permukaan (*surface waves*) yang merupakan gelombang elastik yang menjalar sepanjang permukaan. Karena gelombang ini terikat harus menjalar melalui suatu lapisan atau permukaan. Gelombang permukaan terdiri dari gelombang *Rayleigh*, gelombang *Love*, dan gelombang *Stonely*.

Dalam hubungannya dengan seismik eksplorasi, terdapat dua jenis gelombang yang digolongkan berdasarkan cara bergetarnya yaitu:

1. Gelombang longitudinal atau gelombang primer merupakan gelombang yang arah getar (osilasi) partikel-partikel mediumnya searah dengan arah perambatannya (Gambar 2.1). Gelombang ini disebut juga sebagai gelombang kompresi (*compressional wave*) karena terbentuk dari osilasi tekanan yang menjalar dari satu tempat ke tempat yang lain.



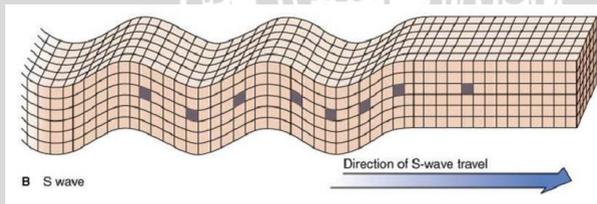
Gambar 2.1 Arah gerak partikel dan arah penjalaran gelombang longitudinal (v_p).

Dan persamaan kecepatan gelombangnya adalah sebagai berikut:

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

Dimana v_p adalah kecepatan gelombang longitudinal, k adalah modulus bulk, μ adalah modulus geser dan ρ adalah densitas.

2. Gelombang transversal merupakan gelombang yang arah getar (osilasi) partikel-partikel mediumnya tegak lurus dengan arah perambatannya (Gambar 2.2).



Gambar 2.2 Arah gerak partikel dan arah penjalaran gelombang transversal (v_s).

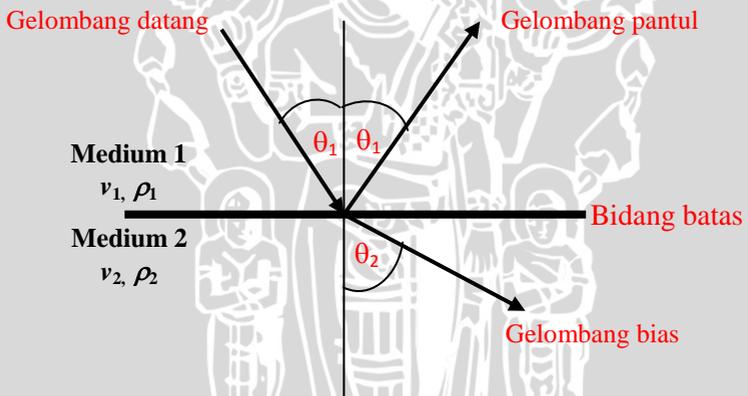
Dan persamaan kecepatan gelombangnya adalah sebagai berikut:

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

Dimana v_s adalah kecepatan gelombang transversal, μ adalah modulus geser dan ρ adalah densitas.

2.1.2 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Medium bumi terdiri atas beberapa lapisan batuan, yang antara satu lapisan batuan dengan lapisan batuan yang lain dapat berbeda kerapatan dan respon kecepatan gelombangnya. Sesuai dengan hukum Snellius, gelombang seismik dapat mengalami perubahan arah ketika melewati bidang batas antar lapisan karena mengalami refraksi (pembiasan) dan juga mengalami refleksi (pemantulan).



Gambar 2.3 Pemantulan dan pembiasan gelombang seismik pada bidang batas dua medium.

Hubungan antara sinus sudut datang dan sudut bias terhadap kecepatan gelombang dalam medium yang dituliskan dalam persamaan berikut :

$$\frac{\sin \theta_1}{v_1} = \frac{\sin \theta_2}{v_2} \quad (2.3)$$

Dimana θ_1 = sudut datang

v_1 = kecepatan rambat gelombang medium 1

θ_2 = sudut bias

v_2 = kecepatan rambat gelombang medium 2

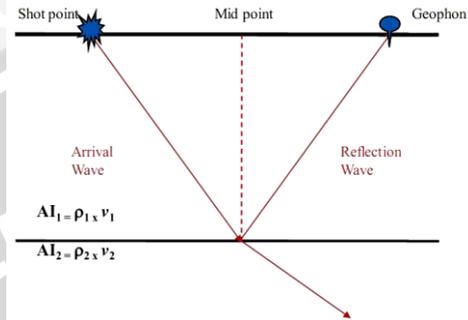
Indeks kecepatan rambat gelombang di bawah permukaan bumi sangat berhubungan dengan rapat massa batuan. Semakin besar rapat massa batuan maka akan semakin besar kecepatan rambat gelombangnya. Sehingga gelombang seismik yang merambat di bumi akan mengalami pemantulan dan pembiasan dengan sudut tertentu pada batas perlapisan yang memiliki kerapatan massa yang berbeda.

2.2 Metode Seismik Refleksi

Metode seismik adalah salah satu metode geofisika yang menggunakan gelombang mekanik atau elastik sebagai sumber yang menjalar ke dalam bumi. Respon bumi sebagai bidang pemantul, kemudian ditangkap oleh penerima yang telah disusun berdasarkan geometrinya di permukaan. Dari sini akan didapatkan data waktu gelombang seismik yang melewati atau bahkan menembus medium bumi dan kembali lagi ke permukaan yang dicatat sebagai *two-way time* (TWT). Gelombang ini akan membawa informasi-informasi mengenai litologi dan fluida yang ada di bawah permukaan dalam bentuk gelombang datang, amplitudo, frekuensi dan fase gelombang.

Metode seismik refleksi ini pada dasarnya bertujuan untuk mengetahui batas-batas lapisan atau reflektor dari sinyal berupa gelombang elastis yang dikirim ke dalam bumi (Gambar 2.4). Refleksi dari gelombang seismik tersebut terjadi pada saat adanya perbedaan impedansi akustik sebagai fungsi dari kecepatan dan densitas suatu lapisan batuan. Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan

batuan yang dilalui sebelumnya, muka gelombang akan terbagi. Sebagian akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat ke bawah permukaan bumi.

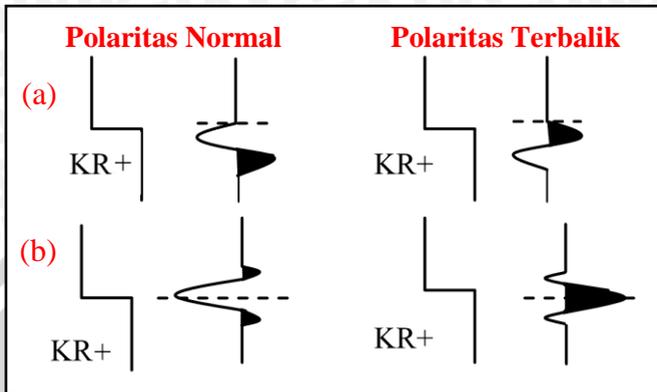


Gambar 2.4 Konsep metode seismik refleksi.

2.3 Polaritas Seismik

Polaritas seismik adalah penggambaran suatu bentuk koefisien refleksi dari *wavelet* pada gelombang seismik yang bernilai positif maupun negatif. Pemahaman mengenai polaritas ini adalah penting untuk menganalisis anomali amplitudo pada penampang seismik yang berhubungan dengan hidrokarbon. Polaritas dibagi menjadi dua, yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut (Sukmono dan Abdullah, 2001).

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofons di air atau pergerakan awal ke atas pada geofons di darat.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.



Gambar 2.5 Polaritas normal dan polaritas terbalik menurut SEG
 (a) *minimum phase*, (b) *zero phase*.

Menurut SEG, polaritas normal dapat dihubungkan dengan nilai impedansi akustik (IA) dari lapisan-lapisan batuan sebagai berikut:

1. Pada bidang batas refleksi dimana impedansi akustik lapisan kedua lebih besar dari impedansi akustik lapisan pertama, defleksinya akan berupa lembah (*trough*).
2. Pada bidang batas refleksi dimana impedansi akustik lapisan kedua lebih kecil dari impedansi akustik lapisan pertama, defleksinya akan berupa puncak (*peak*).

2.4 Trace Seismik

Trace seismik adalah data seismik yang mencerminkan respon dari gelombang elastik terhadap kontras impedansi akustik (reflektivitas) pada batas lapisan batuan yang satu dengan batuan yang lain. Model dasar satu dimensi untuk *trace* seismik mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise*. Secara matematis, *trace* seismik dapat dituliskan dengan persamaan sebagai berikut (tanda * menyatakan konvolusi).

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (2.4)$$

dimana : $S(t)$ = trace seismik

$W(t)$ = *wavelet* seismik

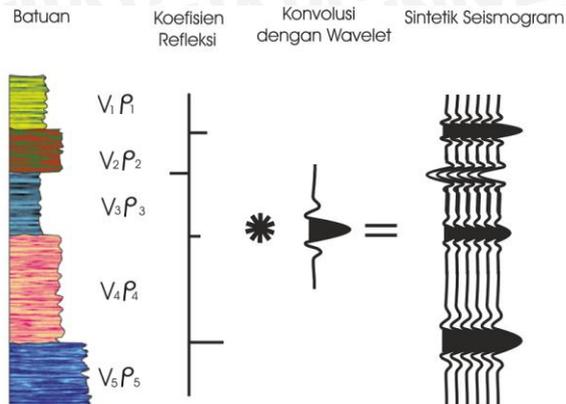
$r(t)$ = reflektivitas bumi

$n(t)$ = *noise*

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1991).

2.5 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan *trace* tiruan yang dihasilkan dari konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet*. Koefisien refleksi diperoleh dari perkalian antara kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuanannya. Sedangkan *wavelet* diperoleh dengan melakukan pengestrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur. *Wavelet* yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *band width* yang sama dengan penampang seismik. Seismogram sintetik berperan penting dalam pengikatan antara data seismik dan data sumur (*Well Seismik Tie*). Seismogram sintetik dibutuhkan untuk menghubungkan kemenerusan lapisan pada data seismik dalam skala waktu dan sebagai gelombang hasil dari pengukuran data sumur. Identifikasi permukaan atau dasar lapisan formasi pada penampang seismik memungkinkan untuk ditelusuri kemenerusannya pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.



Gambar 2.6 Seismogram sintetik hasil konvolusi *wavelet* dengan koefisien refleksi.

2.6 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (IA) adalah sifat fisis batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur, sehingga IA dapat digunakan sebagai suatu indikator litologi, porositas, hidrokarbon, serta pemetaan litologi. Secara matematis IA adalah hasil perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu batuan, dengan persamaan sebagai berikut:

$$IA = \rho \times v \quad (2.5)$$

Dimana ρ adalah densitas dan v adalah kecepatan gelombang seismik.

Impedansi akustik dapat juga dianalogikan dengan *acoustic hardness* atau batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan. Sebagai contoh batu gamping dan granit mempunyai IA tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung mempunyai IA rendah (Sukmono dan Abdullah, 2001). Harga kontras impedansi akustik dapat diperkirakan dari besarnya amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya maka akan semakin besar refleksi dan kontras impedansi akustiknya.

Harga impedansi akustik ini lebih dipengaruhi oleh kecepatan dibanding dengan densitas. Sebagai contoh variasi porositas pada batuan yang berisi fluida (misalnya gas pada

batupasir) mempunyai efek yang lebih signifikan pada log kecepatan dibandingkan dengan log densitas. Keberadaan gas bumi dalam batuan resevoir menyebabkan impedansi akustik yang lebih rendah, karena adanya gas bumi dapat menyebabkan turunya kecepatan gelombang seismik dalam batuan.

2.7 Koefisien Refleksi (KR)

Pada saat gelombang dengan sudut datang normal, maka gelombang yang direfleksikan dan ditransmisikan akan mempunyai bentuk pulsa gelombang yang sama dengan gelombang datang namun berbeda dalam besar amplitudonya. Perbandingan antara besar amplitudo gelombang yang terpantulkan dan gelombang datang tersebut dinamakan koefisien refleksi (KR), yaitu :

$$KR = \frac{A_r}{A_d} \quad (2.6)$$

Dimana A_r adalah amplitudo gelombang refleksi, dan A_d adalah amplitudo gelombang datang.

Koefisien refleksi ini akan berubah seiring dengan perubahan densitas (ρ) dan cepat rambat gelombang (v) pada batuan yang dirumuskan dengan:

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_1 + IA_2} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_1 v_1 + \rho_2 v_2} \quad (2.7)$$

Dimana :

KR : Koefisien Refleksi

IA : Impedansi Akustik

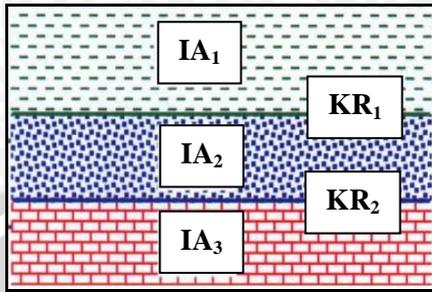
ρ_1 : Densitas lapisan 1

v_1 : kecepatan gelombang lapisan 1

ρ_2 : Densitas lapisan 2

v_2 : kecepatan gelombang lapisan 2

Hubungan antara koefisien refleksi dan impedansi akustik dari lapisan 1 dan lapisan 2 dapat dilihat pada Gambar 2.7 (Umam, 2004).



Gambar 2.7 Hubungan impedansi akustik dan koefisien reflektivitas.

Koefisien refleksi disebut juga dengan reflektivitas, yang merupakan konsep fisika dalam metode seismik. Pada dasarnya setiap koefisien refleksi dapat dianggap sebagai respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik di dalam bumi.

2.8 *Wavelet*

Wavelet merupakan karakter dari gelombang yang memiliki komponen panjang gelombang, amplitudo, frekuensi, dan fase tertentu. Karakteristik suatu *wavelet* dapat dilihat dari spektrum amplitudo dan fase, di dalamnya terdapat informasi kondisi dan sifat *wavelet* tersebut (Sismanto, 2006). Terdapat empat jenis *wavelet* yang umum diketahui berdasarkan konsentrasinya, yaitu:

1. *Wavelet* berfase nol (*zero phase wavelet*), mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah, mempunyai *side-lobes* minimal, dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi yang maksimum. *Wavelet* ini juga disebut sebagai *wavelet* simetris.
2. *Wavelet* berfase minimum (*minimum phase wavelet*), mempunyai energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan dengan jenis *wavelet* yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfase minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fase terkecil pada tiap-tiap frekuensi.

3. *Wavelet* berfase maksimum (*maximum phase wavelet*), mempunyai energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfase minimum.
4. *Wavelet* berfase campuran (*mixed phase wavelet*), merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.

Dalam eksplorasi seismik, jenis *wavelet* yang umum dipakai adalah berfase nol dan minimum (Russell, 1991).

2.9 Resolusi Seismik

Resolusi seismik didefinisikan sebagai jarak minimum antara dua obyek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik. Resolusi seismik terbagi menjadi dua yaitu resolusi vertikal dan resolusi horizontal (Sismanto, 1996).

1. Resolusi vertikal

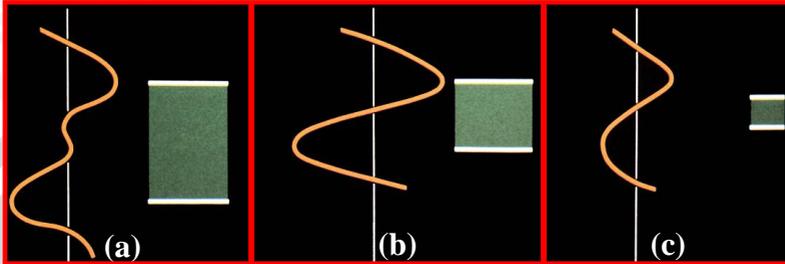
Resolusi vertikal adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan atau membedakan dua bidang batas perlapisan secara vertikal. Resolusi vertikal sangat tergantung pada ketebalan dan panjang gelombang. Dua refleksi akan terpisah dengan baik jika ketebalan lapisan sama atau lebih besar dari seperempat panjang gelombang (*tuning thickness*). Saat ketebalan lapisan kurang dari seperempat panjang gelombang, maka dua refleksi akan menumpuk (*overlap*) dan terjadi interferensi. Panjang gelombang (λ) dapat dituliskan dengan persamaan :

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (2.8)$$

Dimana λ adalah panjang gelombang (m), v adalah kecepatan gelombang (m/s), dan f adalah frekuensi (Hz).

Karena λ tergantung pada frekuensi, maka resolusi vertikal bergantung juga pada frekuensi dominan sinyal yang dipakai. Jika frekuensi yang dipakai semakin tinggi maka akan semakin tinggi juga resolusinya. Akan tetapi tingginya frekuensi yang digunakan terbatas oleh adanya efek serapan medium, sehingga akan mengurangi daya tembus sinyal (Munadi dkk, 1995).

Informasi antara dua refleksi yang berdekatan dapat dilihat pada Gambar 2.8. Pada Gambar 2.8.(c) terlihat bahwa batas antar lapisan tidak dapat lagi diinterpretasikan dari data seismik karena ketebalan lapisan lebih kecil dari seperempat panjang gelombang (Brown, 2004).



Gambar 2.8 Resolusi refleksi yang tergantung pada interaksi gelombang (a) ketebalan lapisan $>$ *tuning thickness* , (b) ketebalan lapisan = *tuning thickness*, (c) ketebalan lapisan $<$ *tuning thickness*.

2. Resolusi horizontal

Resolusi horisontal berhubungan dengan pemisahan kenampakan-kenampakan di sepanjang refleksi seismik yang diukur secara lateral. Resolusi horizontal ini adalah sama dengan radius zona Fresnel pertama, nilainya tergantung pada panjang gelombang dan kedalaman.

$$R_f = \frac{v}{2} \sqrt{\frac{t}{f}} \quad (2.9)$$

Dimana R_f : radius zona Fresnel, m

v : kecepatan rata-rata, m/s

t : TWT (*two way time*), detik

f : frekuensi dominan, Hz

Dari persamaan tersebut dapat diketahui bahwa resolusi horisontal akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman, bertambahnya kecepatan, dan berkurangnya frekuensi (Sukmono dan Abdullah, 2001).

2.10 Fisika Batuan

2.10.1 Porositas

Porositas batuan merupakan salah satu sifat akustik dari reservoir yang didefinisikan sebagai ukuran kemampuan batuan untuk menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Dalam karakterisasi reservoir, porositas terdiri dari dua yaitu :

1. Porositas absolut didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dituliskan dengan persamaan:

$$\text{Porositas}(\phi) = \frac{\text{volume pori-pori}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.10)$$

2. Porositas efektif didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan dengan persamaan :

$$\text{Porositas}(\phi_{ef}) = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.11)$$

Kualitas dari porositas reservoir dikelompokkan menjadi beberapa bagian seperti dalam tabel berikut (Koesoemadinata, 1978).

Tabel 2.1 Skala kualitas porositas reservoir.

Nilai Porositas	Skala
0 – 5 %	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10 %	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15 %	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20 %	Baik (<i>good</i>)
20 – 25 %	Sangat baik (<i>very good</i>)
> 25 %	Istimewa (<i>excellent</i>)

Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Harga porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya.

Berdasarkan pembentukan batuananya terdapat dua jenis porositas yaitu porositas primer (sedimentasi klastik) dan porositas sekunder (proses tektonik, proses kimiawi, dll.). Dan faktor-faktor yang mempengaruhi porositas primer adalah ukuran butir, karakter geometris, proses diagenesis, kandungan semen, kedalaman dan tekanan (Sukmono dan Abdullah, 2001).

2.10.2 Densitas

Densitas (ρ) merupakan nilai kerapatan matriks yang didefinisikan sebagai perbandingan massa m terhadap volume v suatu material.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.12)$$

Satuan densitas dalam SI adalah kg/m^3

Untuk densitas batuan berpori, maka sebagian volumenya adalah volume pori yang dinyatakan dalam porositas, sehingga densitas bulknya (ρ) merupakan jumlahan dari densitas matrik materi padatnya ρ_m dan densitas fluidanya ρ_f , ditulis sebagai :

$$\rho = (1 - \phi)\rho_m + \phi\rho_f \quad (2.13)$$

Ada beberapa faktor yang mempengaruhi besarnya densitas dari suatu material, antara lain adalah (Sukmono dan Abdullah, 2001):

1. Komposisi kimia
2. Suhu dan tekanan
3. Komposisi mineral
4. Rongga rekahan dan porositas
5. Material pengisi

2.10.3 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida dalam batuan tersebut yang melalui pori-pori yang berhubungan tanpa merubah atau merusak bentuk dari pori-pori tersebut. Satuan dari permeabilitas adalah darcy, dan biasanya yang digunakan adalah milli darcy (mD). Nilai permeabilitas batuan yang tinggi selalu menunjukkan nilai porositas yang tinggi pula. Tapi

sebaliknya, nilai porositas batuan yang tinggi tidak selalu menunjukkan tingginya nilai permeabilitas suatu batuan.

2.11 Data Sumur (Well Log)

Data sumur adalah rekaman satu atau lebih pengukuran fisik sebagai fungsi kedalaman di dalam lubang sumur (*borehole*) yang dilakukan secara berkesinambungan. Tujuan dilakukannya pengukuran (*logging*) ini adalah untuk memperoleh informasi parameter-parameter fisik batuan, sehingga dapat dilakukan interpretasi terhadap lubang sumur yang berkenaan dengan penampang sumur, karakter reservoir seperti litologi, kandungan serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air. Selain hal itu, *logging* juga dapat digunakan untuk menentukan besarnya cadangan hidrokarbon, mengetahui kondisi struktur, dan evaluasi formasi. Untuk evaluasi formasi ini, data sumur dibagi menjadi tiga peranan, yaitu untuk menunjukkan zona permeabel (*log gamma ray* dan *log spontaneous potential*), mengukur resistivitas (*log induksi* dan *log lateral*), dan mengukur porositas (*log sonic*, *log densitas* dan *log porositas*)

2.11.1 Log Gamma Ray

Log gamma ray merupakan log yang digunakan untuk mengukur radioaktivitas alami suatu formasi. Prinsip kerja log gamma ray adalah perekaman radioaktivitas alami bumi yang berasal dari tiga unsur radioaktif dalam batuan yaitu Uranium (U), Thorium (Th) dan Potassium (K). Unsur tersebut memancarkan radioaktif dalam pulsa energi tinggi yang akan dideteksi oleh alat log gamma ray. Partikel radioaktif (terutama potassium) sangat umum dijumpai pada mineral lempung dan beberapa jenis evaporit karena ukuran butirnya berupa batu lempung. Log gamma ray akan menunjukkan suatu respon yang hampir sama antara lapisan batupasir dan lapisan karbonat. Pembacaan respon log gamma ray bukan fungsi dari ukuran butir atau kandungan karbonat, tetapi akan berhubungan dengan banyaknya kandungan *shale*.

Kegunaan log gamma ray antara lain untuk estimasi kandungan lempung, korelasi antar sumur, menentukan lapisan

permeabel, *depth matching* antara *logging* yang berurutan. Anomali yang biasanya muncul dalam log gamma ray berasal dari batuan yang mengandung isotop radioaktif, akan tetapi bukan lempung (*shale*), sehingga untuk mengetahui sumber radiasi secara lebih pasti digunakan *Spectral Gamma Ray*.

Partikel radioaktif banyak dijumpai di formasi yang berukuran lempung, sehingga nilai gamma ray tinggi diasumsikan sebagai *shale*. Sedangkan nilai gamma ray yang rendah diasumsikan sebagai batupasir dan karbonat. Log gamma ray adalah yang paling baik untuk memisahkan *shale-sand*.

2.11.2 Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log *spontaneous potential* (SP) merupakan log yang digunakan untuk mengukur besaran potensial diri di dalam tubuh formasi batuan, dan besarnya log SP dinyatakan dalam satuan milivolt (mV). Prinsipnya log SP adalah mengukur beda antara potensial arus searah dari suatu elektrode yang bergerak di dalam lubang bor dengan potensial elektrode yang ada di permukaan (Sudarmo, 2002). Log SP dapat berfungsi baik jika lumpur yang digunakan dalam proses pengeboran bersifat konduktif seperti *water based mud*, dan tidak akan berfungsi di *oil based mud*, lubang kosong dan *cased hole*. Tiga faktor yang dapat menimbulkan potensial diri pada formasi adalah fluida pemboran yang konduktif, lapisan berpori dan permeabel yang diapit oleh lapisan tidak permeabel, dan perbedaan salinitas antara fluida pemboran dengan fluida formasi.

Log SP biasa digunakan untuk identifikasi lapisan permeabel, menentukan nilai keserpihan dan nilai resistivitas formasi air. Pada lapisan serpih, kurva SP berupa garis lurus yang disebut *shale base line*, sedangkan pada lapisan permeabel kurva akan menyimpang dan lurus kembali saat mencapai garis konstan dan disebut *sand base line*. Penyimpangan tergantung resistivitas relatif, fluida, porositas, ketebalan lapisan, diameter sumur dan diameter filtrasi lumpur.

2.11.3 Log Induksi

Log Induksi merupakan log yang berfungsi untuk mengukur tahanan jenis atau resistivitas batuan. Penerapan dari log ini untuk menentukan faktor kandungan fluida pada suatu batuan. Prinsip kerja dari log induksi adalah mengukur konduktivitas batuan. Nilai yang terekam oleh log induksi secara umum langsung dikonversi dan diplot ke dalam kurva resistivitas. Jika konduktivitas batuan tinggi, berarti tahanan jenis batuan tersebut rendah, dan sebaliknya.

2.11.4 Log Lateral

Log lateral merupakan log yang fungsi utamanya untuk mengetahui resistivitas batuan. Log ini digunakan jika formasi sangat resistif melebihi 200 ohm.m dan lumpur pemboran (*mud*) bersifat konduktif karena log Induksi tidak bekerja secara optimal di atas nilai tersebut (Firdaus dan Prabantara, 2004). Nilai log yang menunjukkan tahanan jenis batuan yang tinggi (*high resistivity*) bisa menunjukkan adanya hidrokarbon (minyak atau gas) dalam reservoir dan nilai tahanan jenis batuan yang rendah (*low resistivity*) menunjukkan adanya air.

2.11.5 Log Sonic

Log *sonic* disebut juga dengan log kecepatan, merupakan log yang bekerja berdasarkan cepat rambat gelombang suara. Gelombang suara dipancarkan ke dalam suatu formasi kemudian akan dipantulkan kembali dan diterima oleh *geophone*. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke *geophone* disebut *interval transit time*. Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan. Log *sonic* sering dimanfaatkan untuk menentukan porositas batuan, menentukan koefisien refleksi (KR), dan bersama log lain untuk menentukan litologi. Pada batuan yang memiliki kerapatan besar maka kurva log kecepatan akan bernilai lebih besar, apabila batuan memiliki kerapatan kecil, maka kurva log kecepatan akan bernilai kecil.

2.11.6 Log Neutron Porositas

Log neutron porositas berfungsi untuk mengetahui hasil pengukuran kandungan hidrogen pada suatu formasi. Log neutron dinyatakan dalam fraksi (tanpa satuan) atau dalam persen. Alat log neutron terdiri dari sumber yang menembakkan partikel-partikel neutron dan dua buah detektor, detektor dekat dan detektor jauh. Banyaknya neutron yang ditangkap oleh detektor akan sebanding dengan jumlah atom hidrogen dalam formasi. Log neutron porositas dapat digunakan untuk menentukan porositas primer suatu batuan. Bersama log lain seperti log densitas digunakan untuk menentukan litologi dan jenis kandungan fluida yang mengisi batuan. Perpotongan (*crossover*) antara log Densitas dan log neutron mengindikasikan kandungan hidrokarbon dalam suatu formasi.

2.11.7 Log Densitas

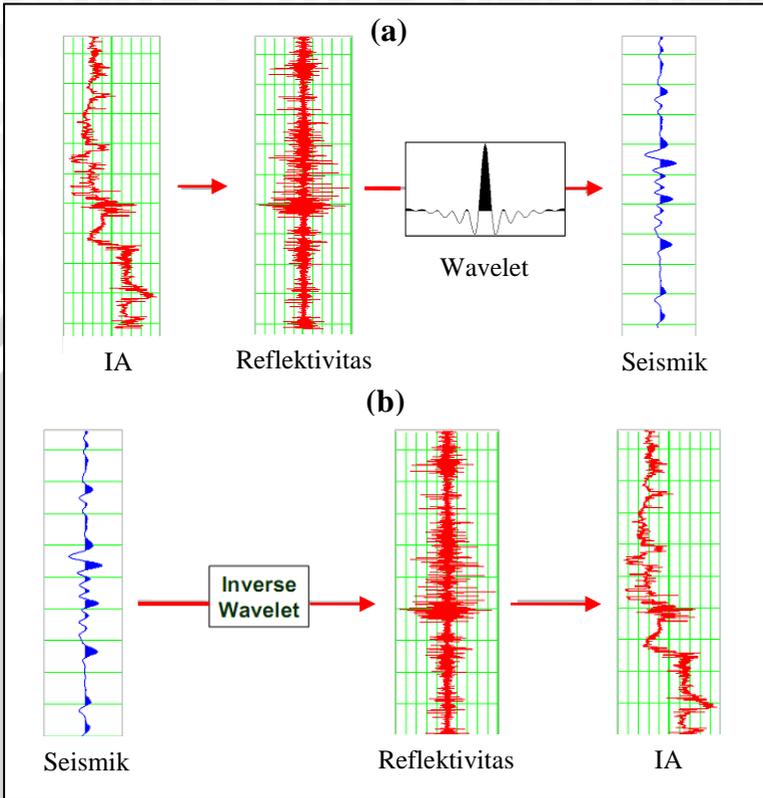
Prinsip kerja dari log densitas ini berasal dari sebuah sumber bahan radioaktif yang memancarkan sinar gamma ke dalam suatu batuan, elektron-elektron batuan akan berinteraksi sinar gamma. Pada saat sinar gamma menumbuk elektron, elektron akan terpental dan sinar gamma tersebut akan menumbuk elektron lain dan seterusnya sampai energinya habis atau terbelokkan menuju detektor (sebagian). Sebagian sinar gamma yang menuju detektor akan diubah menjadi arus listrik dan diperkuat oleh *amplifier* dan dapat direkam secara kontinyu. Kuat arus listrik yang direkam sebanding dengan intensitas sinar gamma yang dikirim sumber dan sebanding dengan sinar gamma yang menuju detektor. Sedangkan intensitas sinar gamma yang kembali ke detektor sebanding dengan kerapatan elektron di dalam medium. Semakin rapat matriks batuanannya maka semakin besar densitasnya dan semakin sedikit sinar gamma yang menuju detektor, karena semakin sering menumbuk sehingga cepat habis energinya (Sismanto, 2006).

Log densitas digunakan untuk mengukur massa jenis batuan. Dengan log lain seperti log neutron, log ini dapat digunakan untuk mengukur porositas, litologi dan jenis kandungan fluida. Log densitas dapat digunakan untuk membedakan kandungan minyak dan gas (Harsono, 1997).

2.12 Metode Seismik Inversi

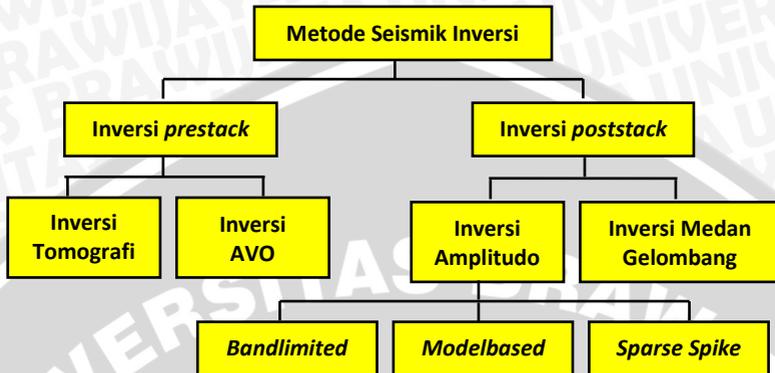
Menurut Russel (1991) inversi merupakan pemetaan sifat fisik obyek bawah permukaan dengan menggunakan pengukuran yang dilakukan di permukaan, dan dapat dikontrol dengan data sumur. Sukmono dan Abdullah (2001) mendefinisikan bahwa seismik inversi adalah suatu teknik yang menggunakan data seismik sebagai masukan dan data sumur sebagai pengontrol untuk membuat suatu pemodelan bawah permukaan.

Berdasarkan definisi tersebut, seismik inversi dapat dikatakan sebagai kebalikan dari teknik pemodelan ke depan (*forward modelling*) (Gambar 2.9), yang menghasilkan penampang seismik sintetik berdasarkan model bumi. Pada dasarnya teknik ini untuk mengubah data seismik menjadi data sumur semu, seperti halnya log kecepatan, log densitas, atau log impedansi akustik, yang memiliki dimensi dan karakter yang sama dengan data sumur konvensional. Proses yang dilakukan dalam inversi adalah dekonvolusi terhadap *trace* seismik untuk mendapatkan koefisien refleksi. Kemudian koefisien refleksi ini digunakan untuk mendapatkan nilai impedansi akustik. Sedangkan pemodelan kedepan berawal dari model bumi dan kemudian akan menghasilkan respon seismik (Russel, 1991).



Gambar 2.9 Skema (a) Pemodelan kedepan dan (b) Pemodelan kebelakang (inversi).

Inversi seismik awalnya diterapkan pada data seismik *post stack* yang biasa disebut dengan inversi impedansi akustik (*acoustic impedance*). Dengan melakukan inversi diharapkan diperoleh impedansi akustik semu sepanjang lintasan seismik. Saat ini inversi seismik telah banyak mengalami perkembangan sehingga inversi tidak hanya bisa dilakukan pada data *post stack*, tetapi juga dapat dilakukan pada data *pre-stack* seperti yang diterapkan pada inversi AVO dan inversi tomografi. Pengelompokan teknik inversi ini dapat dilihat pada gambar berikut (Russel, 1991).



Gambar 2.10 Macam teknik inversi.

2.12.1 Inversi Rekursif (*Bandlimited Inversion*)

Inversi *Bandlimited* menggunakan algoritma inversi rekursif klasik. Asumsinya bahwa *trace* seismik dapat diperkirakan sebagai reflektivitas bumi, dan dari reflektivitas ini dapat diinversi menjadi impedansi akustik. Pada proses inversi *bandlimited*, komponen frekuensi rendah dianggap telah hilang dari data seismik, maka perlu ditambahkan dari data log sumur. Frekuensi rendah dari data log sumur tersebut dan data horizon dipergunakan untuk membuat model untuk memberikan frekuensi rendah pada data seismik akibat efek *bandlimiting* dari dalam bumi. *Trace* seismik ditransfer dari deret reflektivitas ke impedansi akustik, kemudian ditambahkan dengan frekuensi rendah terbatas.

Persamaan dasar dalam metode inversi rekursif yang digunakan untuk mendapatkan koefisien refleksi adalah sebagai berikut:

$$KR_i = \frac{\rho_{i+1}v_{i+1} - \rho_i v_i}{\rho_{i+1}v_{i+1} + \rho_i v_i} = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (2.14)$$

Dimana KR adalah koefisien refleksi, ρ adalah densitas, v adalah kecepatan gelombang p, dan AI adalah impedansi akustik.

Dari persamaan 2.14, maka:

$$1 + KR_i = \frac{AI_{i+1} + AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} + \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} = \frac{2AI_{i+1}}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (2.15)$$

Dan

$$1 - KR_i = \frac{AI_{i+1} + AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} - \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} = \frac{2AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (2.16)$$

Sehingga diperoleh persamaan inverse rekursif sebagai berikut

$$\frac{AI_{i+1}}{AI_i} = \frac{1 + KR_i}{1 - KR_i} \text{ atau } AI_{i+1} = AI_i \left[\frac{1 + KR_i}{1 - KR_i} \right] \quad (2.17)$$

Maka persamaan impedansi akustik pada lapisan selanjutnya yang ditentukan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik lapisan di atasnya yaitu.

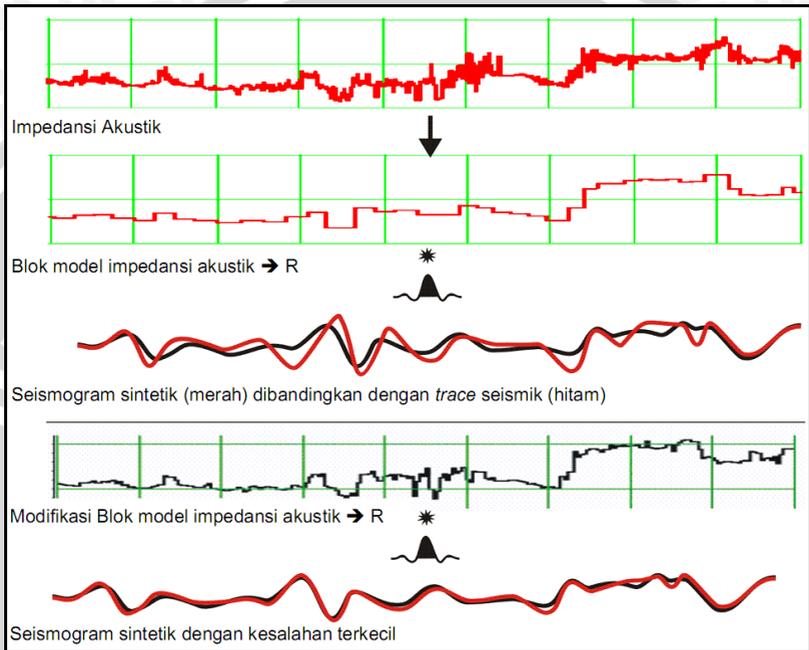
$$AI_{i+1} = AI_i * \prod_{j=1}^i \left[\frac{1 + KR_j}{1 - KR_j} \right] \quad (2.18)$$

Keuntungan dari metode ini adalah waktu perhitungan yang pendek dan menggunakan data seismik sepenuhnya dalam perhitungan, dan hasilnya berupa *wiggle trace* yang mirip dengan data seismik. Sedangkan kelemahannya adalah terutama dengan mengabaikan *wavelet*, maka efek lapisan tipis tidak dapat digambarkan (resolusi menjadi rendah). Selain itu *noise* dianggap sebagai *trace* seismik dan diikutkan dalam perhitungan sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu.

2.12.2 Inversi Berbasis Model (*Model Based Inversion*)

Metode inversi berbasis model (*Model Based Inversion*) dapat disebut metode *blocky*, karena impedansi akustik tersusun dari blok-blok kecil. Konsep inversi dengan metode ini dimulai dengan membuat model inisial impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik dan dikonvolusikan dengan *wavelet* yang menghasilkan seismogram sintetik pada tiap-tiap *trace*. Seismogram sintetik ini kemudian dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya dan dihitung kesalahannya. Proses ini dilakukan secara iteratif dengan

memodifikasi blok *trace* model hingga diperoleh hasil sintetik dengan kesalahan terkecil. Impedansi akustik hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir inversi (Gambar 2.11).



Gambar 2.11 Proses inversi *Model Based*.

Metode inversi *model based* didasarkan oleh metode GLI (*Generalized Linear Inversion*). GLI merupakan teknik untuk memperbaiki model hingga mendapatkan model akhir yang paling cocok dengan data observasi. GLI sering dikenal sebagai *model perturbation*, *nonlinier regression*, atau *inverse modelling*, yang diaplikasikan terhadap data sintetik dan data seismik sebenarnya dengan tujuan mendapatkan penampang impedansi sebagai fungsi waktu.

Secara matematis, data model dan data observasi dapat dirumuskan sebagai vektor:

$$\mathbf{M} = (\mathbf{m}_1, \mathbf{m}_2, \dots, \mathbf{m}_k)^T \quad (2.19)$$

$$\mathbf{D} = (t_1, t_2, \dots, t_n)^T \quad (2.20)$$

Dimana \mathbf{M} merupakan vektor model dengan parameter k , dan \mathbf{D} adalah vektor data pengukuran n .

Hubungan antara model dan data pengukuran dinyatakan dengan persamaan :

$$\mathbf{D}_i = F_i(\mathbf{m}_1, \mathbf{m}_2, \dots, \mathbf{m}_k), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.21)$$

dengan F adalah suatu fungsi hubungan antara model dan data observasi.

Proses ini akan membentuk model dengan metode *trial and error* dengan cara menganalisis perbandingan antara keluaran model dengan data hasil pengukuran yang pasti memiliki tingkat kesalahan tertentu. Proses ini dilakukan secara berulang-ulang dengan jumlah iterasi tertentu sehingga diperoleh hasil dengan tingkat kesalahan terkecil.

GLI akan menurunkan model yang paling cocok dengan data observasi berdasarkan nilai kesalahan terkecil. Sebuah masukan model \mathbf{M} akan menghasilkan keluaran $F(\mathbf{M})$, dan jika diberikan sebuah masukan model inisial \mathbf{M}_0 , maka pendekatan terhadap nilai $F(\mathbf{M})$ adalah:

$$F(\mathbf{M}) \approx F(\mathbf{M}_0) + \frac{\partial F(\mathbf{M}_0)}{\partial \mathbf{M}} \Delta \mathbf{M} \quad (2.22)$$

Dimana :

\mathbf{M}_0 = *Initial Model*

\mathbf{M} = Model bumi sebenarnya

$\Delta \mathbf{M}$ = Perubahan parameter model

$F(\mathbf{M})$ = Data Observasi

$F(\mathbf{M}_0)$ = Nilai terhitung dari *Initial model*

$\frac{\partial F(\mathbf{M}_0)}{\partial \mathbf{M}}$ = Perubahan nilai yang dihitung

Dari persamaan 2.22 dapat ditulis menjadi :

$$\mathbf{D} = \mathbf{D}_0 + \mathbf{G}(\mathbf{M} - \mathbf{M}_0) \quad (2.23)$$

Awalnya GLI dimulai dengan membuat model awal (*initial model*) (\mathbf{M}_0), kemudian dicari model yang sebenarnya (\mathbf{M}), sehingga untuk data teoritis dapat dihitung dengan persamaan.

$$\mathbf{D}_0 = \mathbf{G}\mathbf{M}_0 \quad (2.24)$$

Dan $\Delta\mathbf{M}$ dapat ditentukan dengan persamaan.

$$\Delta\mathbf{M} = \mathbf{G}^{-1}\Delta\mathbf{D} \quad (2.25)$$

Maka,

$$\mathbf{M} = \mathbf{M}_0 + \Delta\mathbf{M} \quad (2.26)$$

Untuk mencari vektor kesalahan yang merupakan perbedaan antara nilai data observasi \mathbf{D} dan data perhitungan dari model awal \mathbf{D}_0 dapat dinyatakan dengan persamaan.

$$\mathbf{e} = \Delta\mathbf{D} = \mathbf{D} - \mathbf{D}_0 = \mathbf{G} \Delta\mathbf{M} \quad (2.27)$$

Sedangkan iterasi dilakukan terhadap \mathbf{M}_0 hingga didapatkan \mathbf{M} dengan kesalahan terkecil.

Keunggulan metode inversi *model based* adalah hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat karena memasukkan komponen frekuensi rendah (*low frequency*) dari data log, kurang sensitif terhadap *noise* karena menghindari inversi yang secara langsung dari data seismik, dan nilai impedansi akustik yang didapat rata-rata adalah berbentuk *blocky* yang memiliki harga impedansi akustik yang kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas dan batas bawah suatu lapisan reservoir.

2.12.3 Inversi Sparse Spike (*Sparse Spike Inversion*)

Inversi *Sparse Spike* menggunakan asumsi bahwa hanya *spike* yang besar yang utama, karena *spike* kecil diabaikan *noise*. Metoda ini mencari *spike* yang besar dengan menambahkan reflektivitas satu demi satu sampai hasil yang optimal diperoleh, artinya setelah dikonvolusikan dengan *wavelet* yang telah ditentukan, didapat *trace* sintetik yang mirip dengan *trace* seismik dalam batas toleransi tertentu. Dalam prosesnya, dapat dikontrol seberapa jauh

kemiripan jejak seismik dengan jejak sintetik melalui *error* (kesalahan) yang dihasilkan. Inversi *sparse spike* menggunakan parameter yang sama dengan inversi *model based*. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung berapa banyak *sparse spike* yang akan dipisahkan dalam setiap *trace*.

Dalam metode *sparse spike* ini terdapat beberapa teknik dekonvolusi, karena metode ini mengasumsikan beberapa model reflektivitas dan membuat estimasi *wavelet* berdasarkan model asumsi tersebut, teknik – teknik tersebut meliputi (Sukmono dan Abdullah, 2001):

1. Inversi dan dekonvolusi norma L1 (*Linear Programming*)
2. Inversi dan dekonvolusi Maksimum *Likelihood*
3. Dekonvolusi Entropi Minimum (MED)

Kelebihan dari inversi *Sparse Spike* adalah komponen frekuensi rendah secara matematis telah dimasukkan dalam perhitungan solusi dengan pengontrol ekstra, dapat digunakan sebagai estimasi *full-bandwidth reflectivity*. Kekurangannya adalah impedansi akustik yang dihasilkan berbentuk blok-blok sehingga detail yang terlihat pada inversi rekursif kurang jelas.

2.13 Geologi Daerah Penelitian

2.13.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah timurlaut, daerah ketinggian Lampung di sebelah Tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah baratdaya serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah baratlaut. Evolusi cekungan ini diawali sejak *Mesozoic* (Pulunggono dkk, 1992) dan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Heidrick dan Aulia, 1993)



Gambar 2.12 Kerangka tektonik cekungan Sumatera Selatan.

Sejarah pembentukan cekungan Sumatera Selatan memiliki beberapa kesamaan dengan sejarah pembentukan cekungan Sumatera Tengah. Batas antara kedua cekungan tersebut merupakan kawasan yang membujur dari timurlaut – baratdaya melalui bagian utara Pegunungan Tigapuluh. Cekungan-cekungan tersebut mempunyai bentuk asimetrik dan di sebelah baratdaya dibatasi oleh sesar-sesar dan singkapan-singkapan batuan Pra-Tersier yang terangkat sepanjang kawasan kaki pegunungan Barisan. Di sebelah timur laut dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari paparan Sunda. Pada bagian selatan dan timut, cekungan tersebut dibatasi oleh tinggian Pegunungan Tigapuluh. Kedua daerah tinggian tersebut tertutup oleh laut dangkal saat Miosen awal sampai Miosen tengah. Cekungan-cekungan tersier tersebut juga terhampar ke arah barat dan kadang dihubungkan oleh jalur-jalur laut dengan Samudra Hindia.

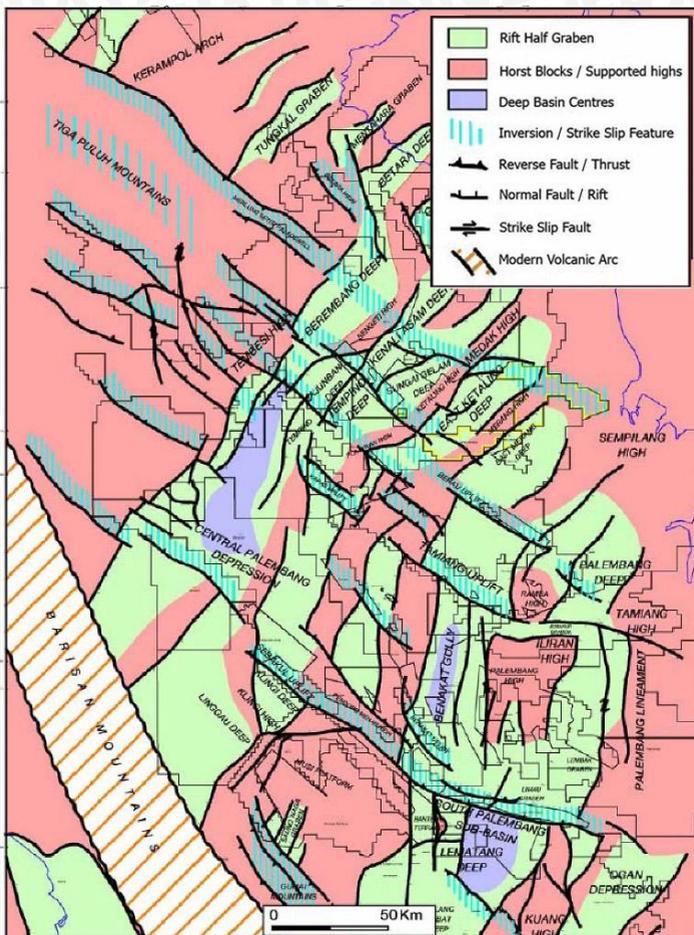
Berdasarkan unsur tektonik, maka fisiografi regional cekungan Sumatera Selatan mempunyai daerah tinggian dan depresi, yaitu:

1. Tinggian Meraksa, yang terdiri dari Kuang, Tinggian Palembang, Tinggian Tamiang, Tinggian Palembang bagian utara dan Tinggian Sembilang.
2. Depresi Lematang (Muaraenim Dalam)
3. Antiklinorium Pendopo Limau dan Antiklinorium Palembang bagian utara.

Ketiga fisiografi di atas membagi cekungan Sumatera Selatan menjadi tiga bagian, yaitu sub-cekungan Palembang bagian selatan, sub-cekungan Palembang bagian tengah dan sub-cekungan Jambi.

2.13.2 Geologi Struktur Cekungan Sumatera Selatan

Pembentukan cekungan (*basin*) Sumatera Selatan pada suatu sistem reaksi gerak sesar geser makro (*strike slip fault*) yang umumnya akan menghasilkan pola-pola sesar normal (*fase ekstensional*), sesar naik dan sesar geser (*fase uplift*). Untuk faktor utama yang mempengaruhi pembentukan cekungan adalah konfigurasi dari *basement* dan adanya perubahan pada daerah subduksi baik spasial ataupun temporal. Cekungan Sumatera Selatan merupakan tipe cekungan tersier, sehingga perkembangan cekungannya dikendalikan oleh *basement* pra-tersier (Pulunggono dan Cameron, 1984). *Basement* pre-tersier pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa *micro-plate* kontinen dan samudra. Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan (Gambar 2.13) menunjukkan orientasi regangan berarah timurlaut-baratdaya pada eosen-oligosen yang kemudian dipotong oleh inversi pliosen-pleistosen.



Gambar 2.13 Elemen-elemen struktur utama cekungan Sumatera Selatan.

Menurut Ginger dan Fielding (2005) sejarah dari cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi tiga megasekuen tektonik yaitu :

- a. Megasekuen *Syn-rift* (40 – 29 juta tahun lalu)

Sebagai hasil subduksi sepanjang palung Sumatera Barat, kerak kontinen di wilayah Sumatra Selatan mengalami peristiwa tektonik regangan sejak eosen hingga oligosen awal. Regangan ini

mengakibatkan terbukanya sejumlah struktur *half graben* yang geometri dan orientasinya dipengaruhi oleh heterogenitas *basement*. Pada awalnya, regangan dengan orientasi timur-barat menghasilkan suatu urutan *horst* dan *graben* berarah utara-selatan, kemudian Sumatra Selatan mengalami rotasi searah jarum jam sejak miosen dan menghasilkan orientasi *graben* saat ini yang berarah utara-timurlaut – selatan-baratdaya.

b. Megasekuen *Post-rift* (29 – 5 juta tahun lalu)

Setelah 29 juta tahun yang lalu proses peregangan berhenti, meskipun demikian kerak kontinen yang menipis di bawah cekungan Sumatera Selatan terus mengalami penurunan seiring dengan keseimbangan termal litosferik. Di bagian-bagian tertentu dari cekungan, seperti pada sub-cekungan Palembang Tengah, megasekuen ini mencapai ketebalan lebih dari 13.000 kaki. Tingginya laju amblesan dan muka laut yang relatif tinggi menyebabkan terjadinya transgresi yang berlangsung lama dan mencapai puncaknya pada sekitar 16 juta tahun yang lalu yang membanjiri hampir seluruh daerah cekungan. Menurunnya kecepatan amblesan atau bertambahnya input sedimen ke dalam cekungan dimulai dari 16 sampai 5 juta tahun lalu yang menyebabkan regresi secara besar-besaran. Tidak ada bukti yang menunjukkan bahwa aktifitas tektonik lokal mempunyai pengaruh yang berarti pada peristiwa regresi ini.

c. Megasekuen *Syn-orogenic/Inversion* (5 juta tahun lalu – Sekarang)

Peristiwa orogenik yang luas, dikenal sebagai Orogen Barisan, terjadi di seluruh Sumatera Selatan mulai dari 5 juta tahun lalu sampai sekarang, meskipun ada bukti terjadinya pengangkatan lokal pada 10 juta tahun lalu. Lipatan-lipatan transpresional berarah baratlaut-tenggara dengan berbagai ukuran terbentuk di cekungan dan memotong endapan-endapan *syn-rift* di bawahnya. Pada saat ini di bagian pusat cekungan terbentuk perangkap-perangkap struktur yang mengandung hidrokarbon, sementara di daerah-daerah lainnya akumulasi-akumulasi minyak yang sudah ada menjadi tersingkap dan bocor. Selain lipatan-lipatan transpresional, penurunan cekungan berlangsung terus seiring dengan input sedimen ke dalam cekungan

yang dipicu oleh erosi dari Pegunungan Barisan yang baru terbentuk di bagian selatan dan barat.

2.13.3 Stratigrafi Struktur Cekungan Sumatera Selatan

Pada dasarnya stratigrafi cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yaitu proses diendapkannya formasi Lahat pada oligosen awal dan setelah itu diikuti oleh formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga miosen awal, dan berkembang formasi Batu Raja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef* dan intertidal. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum diendapkan formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari *shale* laut dalam secara selaras di atas formasi Batu Raja.

Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batupasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat pliosen awal ini menjadi waktu pembentukan dari formasi Muara Enim yang berlangsung sampai pliosen akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batu apung dan lapisan batupasir *tuffa*.

a. Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar (pra tersier) terdiri dari batuan kompleks paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari lempeng-mikro Malaka, mendasari bagian utara dan timur cekungan. Lebih ke selatan lagi terdapat Lempeng-mikro Mergui yang terdeformasi kuat, kemungkinan merupakan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng-mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan

bertumbukan. Bebatuan granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) mendasari bagian lainnya dari cekungan Sumatera Selatan. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada Eosen-Oligosen, lokasi dan luasnya gejala inversi/pensesaran mendatar pada Plio-Pleistosen, karbon dioksida lokal yang tinggi yang mengandung hidrokarbon gas, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger & Fielding, 2005).

b. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur oligosen awal (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan *lacustrine*. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies *shale* terletak di bagian atas (*Benakat Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi *graben* ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian *intra-graben* sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger & Fielding, 2005).

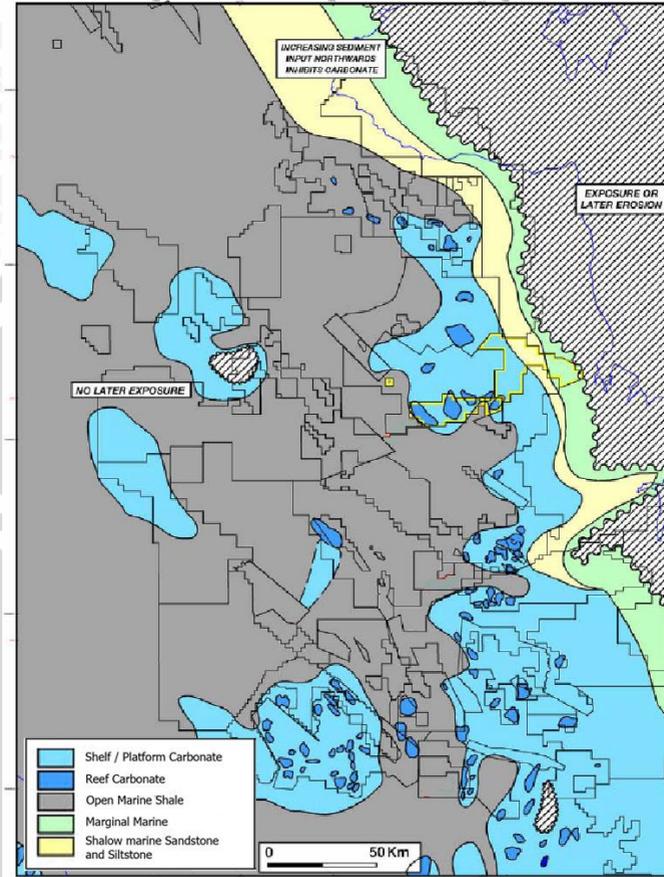
c. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diperkirakan berumur oligosen akhir sampai miosen awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/formasi Batu Raja. Formasi Talang Akar pada cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batulanau, batupasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460 – 610 m di dalam beberapa area cekungan.

Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*) berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine*, dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*). Sumber sedimen batupasir Talang Akar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada kala oligosen akhir, yaitu di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan).

d. Formasi Batu Raja

Formasi Batu Raja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batugamping. Keduanya berada pada *platforms* di pinggir dari cekungan dan *reef* yang berada pada tinggian *intra-basinal*. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub-cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi *facies* batugamping yang terdapat dalam formasi Batu Raja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackestone* bioklastik, sedikit *plentic foram*, dan di beberapa tempat terdapat *vein*.



Gambar 2.14 Peta distribusi *facies* formasi Batu Raja.

e. Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Batu Raja pada kala oligosen sampai dengan tengah miosen. Formasi ini tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan *shale*.

Ketebalan formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

f. Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

g. Formasi Muara Enim

Formasi ini diendapkan pada kala akhir miosen sampai pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine*

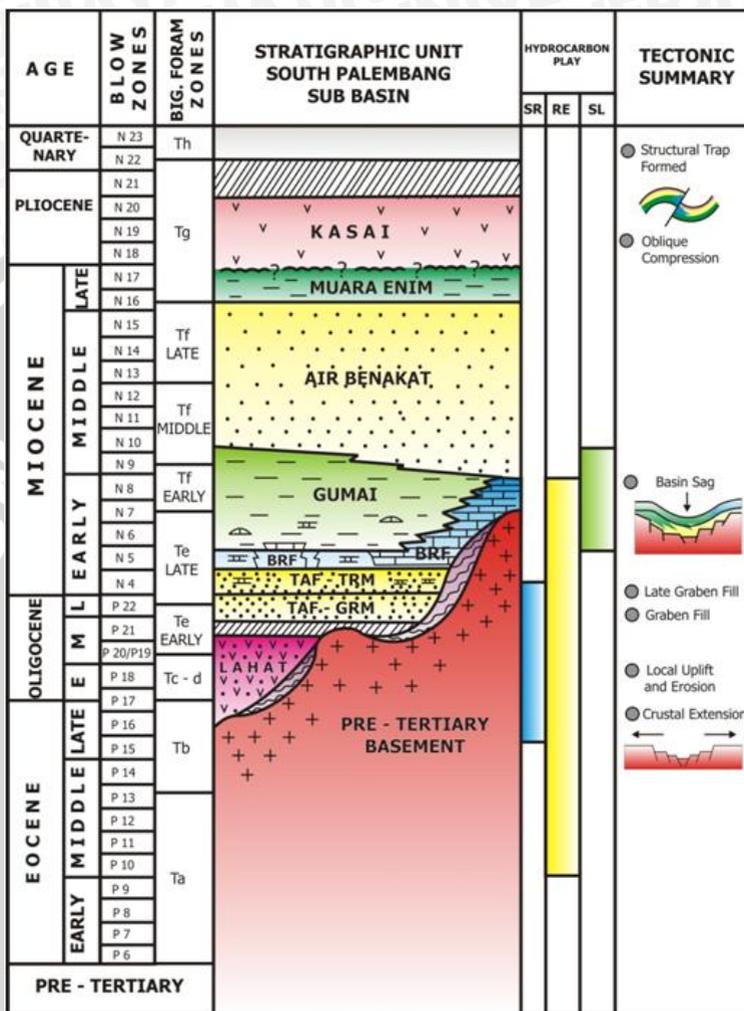
Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa kongresi-kongresi dan *silicified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan formasi

ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

h. Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai pada miosen akhir. Kontak formasi ini dengan formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik.

Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas *tuffaceous sandstone* dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous claystone* dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan *tuff*, batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung yang terdapat *tuff*.



Gambar 2.15 Kolom stratigrafi sub-cekungan Palembang Selatan (Modifikasi dari Sardjito dkk, 1991).

2.13.4 *Petroleum System* Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang produktif sebagai penghasil minyak dan gas. Hal itu dibuktikan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang dihubungkan oleh adanya antiklin. Letak rembesan ini berada di kaki bukit Gumai dan pegunungan Barisan. Sehingga dengan adanya peristiwa rembesan tersebut, dapat digunakan sebagai indikasi awal untuk eksplorasi adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*.

a. Batuan Induk (*Source Rock*)

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas *half-graben*. Selain itu pada batu gamping formasi Batu Raja dan *shale* dari formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001).

Gradien temperatur di cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam. Formasi Batu Raja dan formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system* (Bishop, 2001).

b. Reservoir

Dalam cekungan Sumatera Selatan, beberapa formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada *basement*, formasi Lahat, formasi Talang Akar, formasi Batu Raja, dan formasi Gumai. Sedangkan untuk sub cekungan Palembang Selatan produksi hidrokarbon terbesar berasal dari formasi Talang Akar dan formasi Batu Raja.

Basement yang berpotensi sebagai reservoir terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang didalamnya mengalami rekahan

dan pelapukan. Batuan pada *basement* ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7 %. Untuk formasi Talang Akar secara umum terdiri dari *quarzone sandstone*, *siltstone*, dan pengendapan *shale*. Sehingga pada *sandstone* sangat baik untuk menjadi reservoir. Porositas yang dimiliki pada formasi talang Akar berkisar antara 15-30 % dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001).

Pada reservoir karbonat formasi Batu Raja, pada bagian atas merupakan zona yang *porous* dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (*tight*). Porositas yang terdapat pada formasi Batu Raja berkisar antara 10-30 % dan permeabilitasnya sekitar 1 Darcy.

c. Batuan Penutup (*Seal*)

Batuan penutup cekungan Sumatra Selatan secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoir formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*). *Seal* pada reservoir batu gamping formasi Batu Raja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari formasi Gumai. Pada reservoir batupasir formasi Air Benakat dan Muara Enim, *shale* yang bersifat *intraformational* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon.

d. *Trap*

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001).

Selain itu jebakan hidrokarbon pada cekungan Sumatra Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada cekungan Sumatra Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda

terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (pliosen sampai pleistosen).

e. Migrasi

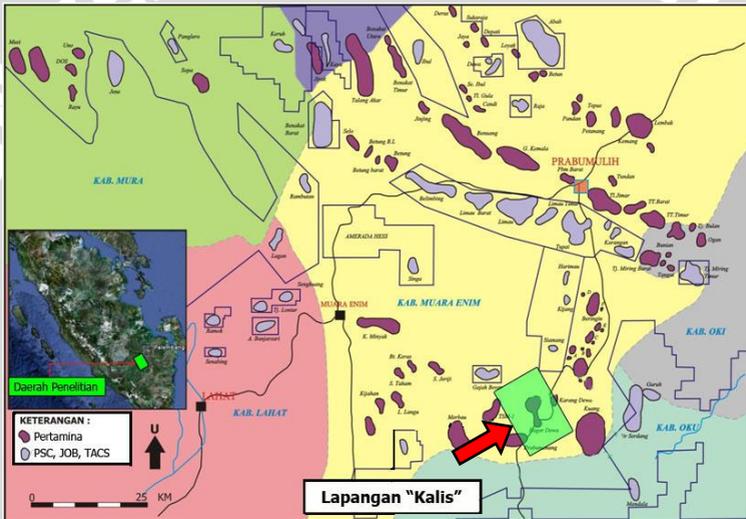
Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horisontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horisontal terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoir dari formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Plietosen.



BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada tanggal 20 September 2010 sampai dengan 23 November 2010 di *Eksplorasi & Production Technology Centre* (EPTC), Direktorat Hulu P.T Pertamina (Persero) – Jakarta Pusat. Sedangkan daerah yang menjadi target penelitian adalah lapangan “Kalis” (Gambar 3.1) yang terletak di sub-cekungan Palembang Selatan, cekungan Sumatera Selatan.



Gambar 3.1 Daerah penelitian lapangan “Kalis” ditunjukkan dengan tanda panah.

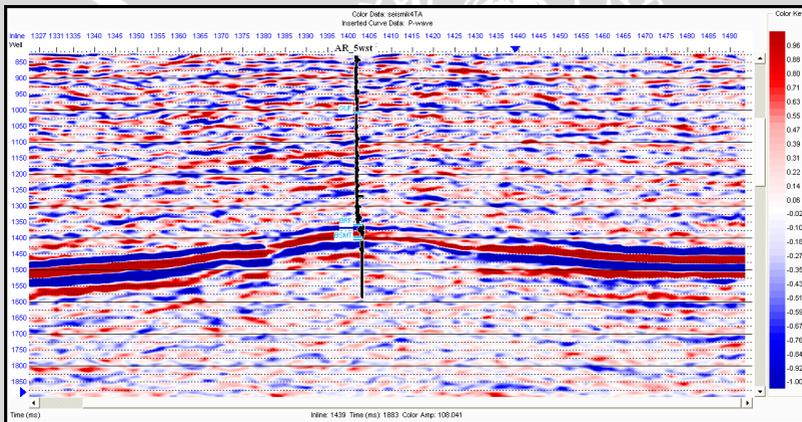
3.2 Data Penelitian

Dalam penelitian ini data yang digunakan dibagi menjadi dua kelompok, yaitu data utama dan data pendukung. Data utama ini terdiri dari data seismik 3D yang meliputi peta dasarnya (*base map*) dan data sumur (*well log*). Sedangkan untuk data pendukung yaitu data informasi geologi daerah penelitian, data *marker* dan data *check shot*.

3.2.1 Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 3D *post-stack* yang menggambarkan bawah permukaan dengan konsep volume. Polaritas yang digunakan adalah polaritas normal dan fase minimum standard SEG (Gambar 3.2). Dalam data seismik terdiri dari potongan-potongan dari data volume. Potongan vertikal yang arahnya sejajar dengan *geophone* atau lintasan kabel pada saat akuisisi data disebut *inline*, sedangkan potongan vertikal yang tegak lurus dengan lintasan tersebut disebut *crossline*.

Pada lapangan “Kalis” terdiri dari 178 *inline* dan 268 *crossline*, yang meliputi *inline* 1316 sampai *inline* 1493 dan dari *crossline* 5175 dan *crossline* 5442. Spasi antar *line* adalah sebesar 25 meter dan *sampling rate* 2 ms.



Gambar 3.2 Data seismik 3D pada *crossline* 5312.

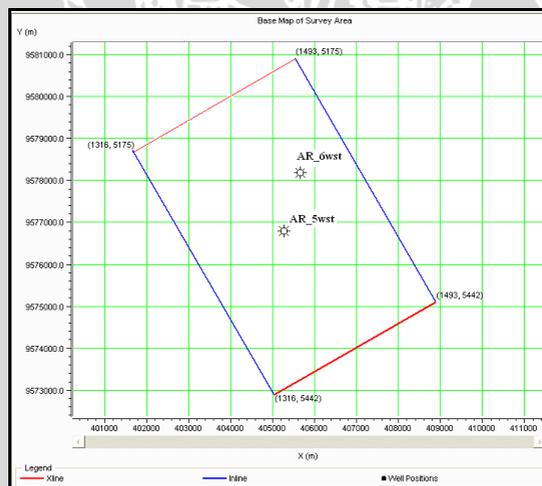
3.2.2 Data Sumur

Pada penelitian ini digunakan dua buah sumur, yaitu sumur AR_5wst dan AR_6wst. Posisi sumur AR_5wst terletak pada perpotongan *inline* 1402 dan *crossline* 5312, sedangkan sumur AR_6wst terletak pada perpotongan *inline* 1444 dan *crossline* 5271. Dalam masing-masing sumur tersebut terdapat beberapa macam data log, antara lain log gamma ray yang dapat digunakan untuk mengetahui batas litologi, log *caliper* yang digunakan untuk

mengetahui kondisi lubang bor, log resistivitas untuk mengetahui kandungan fluida, log porositas untuk estimasi besarnya porositas pada zona vertikal dan lateralnya, log densitas dan log kecepatan gelombang (*p-wave*) digunakan untuk mengetahui besarnya impedansi akustik dari masing-masing litologi. Apabila terdapat perbedaan impedansi akustik dari dua per lapisan litologi, maka akan didapatkan besarnya koefisien reflektivitas yang menunjukkan kontras dari litologinya.

3.2.3 Peta Dasar (*Base Map*)

Peta dasar ini digunakan untuk memberikan gambaran 2D secara lateral tentang daerah penelitian, dalam hal ini adalah Lapangan “Kalis” (Gambar 3.3). Gambaran tersebut dapat dilihat secara lateral yang terdiri dari grid lintasan-lintasan *inline* (garis biru) dan *crossline* (garis merah), sehingga dapat digunakan juga untuk menentukan posisi sumur dan zona prospek setelah dilakukan pengolahan pada data seismik. Hasil dari pengolahan ini yang dapat terlihat dari peta dasar adalah peta sebaran struktur waktu, peta sebaran impedansi akustik dan peta sebaran porositasnya.



Gambar 3.3 Peta dasar lapangan “Kalis”.

3.2.4 Data Geologi

Data geologi digunakan untuk mengetahui informasi tentang daerah penelitian dan untuk membantu interpretasi dalam karakterisasi reservoir. Di dalam data geologi tersebut terdapat informasi geologi regional, tektonik, stratigrafi dan *petroleum system* dari sub cekungan Palembang Selatan, sehingga perpaduan antara data geologi dan geofisika sangat penting untuk mengetahui kondisi bawah permukaan, terutama untuk karakterisasi reservoir.

3.2.5 Data Marker

Data *marker* adalah data yang di dalamnya terdapat indikator batas atas formasi dan informasi adanya *Drill Stem Test* (DST) yang didapat dari data sumur. Oleh karena itu dari *top marker* formasi, dapat digunakan sebagai acuan penelusuran horizon. Dalam data yang tersedia terdapat *marker* dari top formasi ABF, GUF, BRF, TAF dan BSMT. *Marker* yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

Tabel 3.1 Data *top marker* penelitian.

Well	Top	MD (m)	Time (ms)
AR_5wst	BRF	1529	1361.98
	TAF	1595	1406.13
	BSMT	1610	1416.41
AR_6wst	BRF	1470.5	1391.94
	TAF	1536.5	1419
	BSMT	1573.5	1434.61

3.2.6 Data Check Shot

Data *check shot* ini digunakan untuk konversi antara data kedalaman sumur terhadap data waktu seismik. Selain itu data ini juga digunakan untuk koreksi log kecepatan gelombang (*p-wave*) sebelum pembuatan seismogram sintetik. Hasil dari data *check shot* adalah berupa *time-depth curve* yang nantinya dapat digunakan untuk

mekalukan pengikatan data seismik dan data sumur (*well seismic tie*).

3.3 Perangkat Penelitian

Dalam penelitian ini perangkat penelitian dibedakan menjadi dua, yaitu perangkat keras dan perangkat lunak. Untuk perangkat keras digunakan satu set *Workstation* dengan OS Widows XP SP 3, sedangkan perangkat lunak yang digunakan untuk pengolahan data adalah *Hampson Russell CE8/R 4.2*. Program yang digunakan adalah *Geoview*, *Elog*, dan *Strata*. *Geoview* berfungsi untuk menyimpan *database* yang digunakan dalam penelitian dan mengontrol data sumur supaya lebih mudah ditransfer ke program-program *Hampson Russell* lainnya. *Elog* berfungsi untuk menganalisis data log, *crossplot* antar sumur, dan pengikatan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*). *Strata* berfungsi untuk melakukan inversi seismik *post-stack* yang meliputi pembuatan model impedansi akustik dan estimasi model porositas.

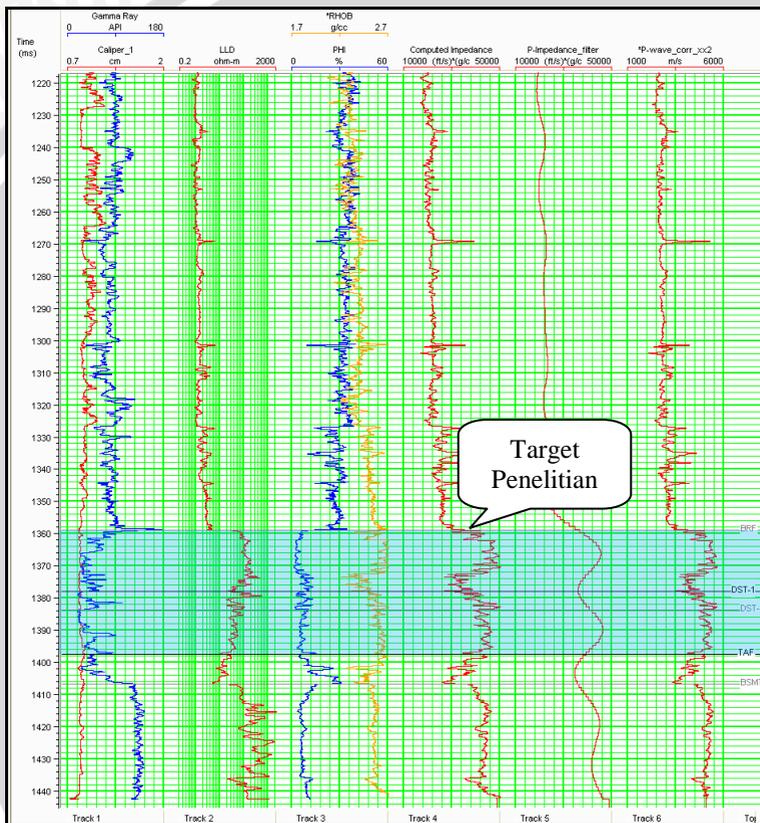
3.4 Pengolahan Data

Pengolahan data dalam penelitian ini dilakukan dengan beberapa tahapan, antara lain:

3.4.1 Analisis Respon Log

Analisis respon log ini dilakukan untuk mendapatkan zona target penelitian yang akan dilakukan proses inversi. Target penelitian ini adalah pada formasi Batu Raja yang terdiri dari batuan karbonat. Analisis ini dilakukan dengan menggunakan log yang tersedia dalam sumur. Pada log gamma ray dapat diketahui bahwa respon untuk zona karbonat cenderung rendah jika dibandingkan dengan lapisan sebelumnya yang terdiri dari batuan pasir. Log kecepatan gelombang (*p-wave*) juga mengindikasikan kecepatan yang lebih besar. Sedangkan pada log densitasnya indikasi adanya batuan karbonat dapat terlihat dari nilai densitasnya yang lebih rendah karena tipe batuan karbonat pada umumnya memiliki densitas lebih rendah dari batu pasir.

Selain dengan menggunakan analisis dari masing-masing log, dapat diketahui batas masing-masing formasi dari data *top marker*-nya setelah dimasukkan dalam komponen log. Sehingga didapatkan zona target karbonat yang dibatasi dengan formasi Talang Akar dan formasi Gumai seperti pada Gambar 3.4.



Gambar 3.4 Respon log pada formasi Batu Raja sumur AR_5wt.

3.4.2 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas ini dilakukan dengan membuat *crossplot* dari data sumur pada target penelitian. Tujuannya adalah untuk menganalisis distribusi dari batuan karbonat dan litologi yang berperan sebagai pemisah batuan karbonat. Litologi pemisah tersebut terdiri dari *shale* dan batu pasir. Selain itu *crossplot* ini juga digunakan untuk mengidentifikasi karakteristik dari porositas reservoirnya, jika dibandingkan dengan litologi lainnya. Dalam penelitian ini *crossplot* dilakukan dengan menggunakan log impedansi akustik, log porositas dan log gamma ray. Log tersebut berasal dari sumur AR_5wst dan AR_6wst, sehingga dari hasil *crossplot* tersebut, dianalisis sensitivitas berdasarkan impedansi akustik dari batuan karbonat formasi Batu Raja untuk menjadi reservoir hidrokarbon.

3.4.3 Pengikatan Data Seismik dan Data Sumur (*Well Seismic Tie*)

Pengikatan antara data seismik dan data sumur ini digunakan untuk memperoleh resolusi yang baik ke arah vertikal dan lateralnya, Tahap ini menjadi sangat penting sebelum melakukan inversi seismik, karena pemodelan dilakukan dari data seismik dan dikontrol dengan dua buah data sumur yaitu AR_5wst dan AR_6wst.

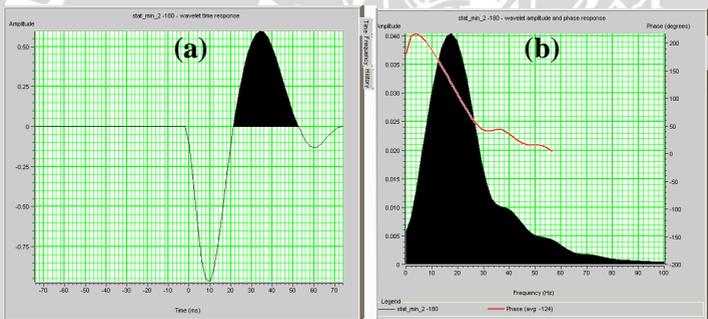
Langkah awal yang dilakukan pada sebelum melakukan *well seismic tie* adalah dengan melakukan koreksi *check shot*. Koreksi ini untuk konversi data sumur ke dalam domain waktu seperti data seismik. Data yang dibutuhkan untuk melakukan konversi ini adalah log *p-wave* dan *check shot*. Hasil yang diperoleh setelah koreksi adalah berupa *time depth curve*, yang berarti data log *p-wave* telah dikonversi terhadap domain waktu. Dan besarnya koreksi *check shot* terhadap log *p-wave* menghasilkan *drift curve*.

Jika log *p-wave* telah dikoreksi, maka tahap selanjutnya adalah estimasi *wavelet*. Dalam penelitian ini estimasi *wavelet* dilakukan dengan ekstraksi *wavelet* dengan metode *statistical*. Metode pemilihan *wavelet* dengan cara *statistical* dilakukan dengan mengekstrak dari data seismik pada lebar *window* tertentu. Estimasi *wavelet* dibuat dengan fase minimum seperti karakteristik dari data

seismiknya. Parameter yang digunakan dalam estimasi *wavelet* ini meliputi :

- ❖ *Time Window* = 1350 – 1500 ms
- ❖ *Wavelet Length* = 150 ms
- ❖ *Taper Length* = 20 ms
- ❖ *Sample rate* = 2 ms
- ❖ *Phase* = -180°

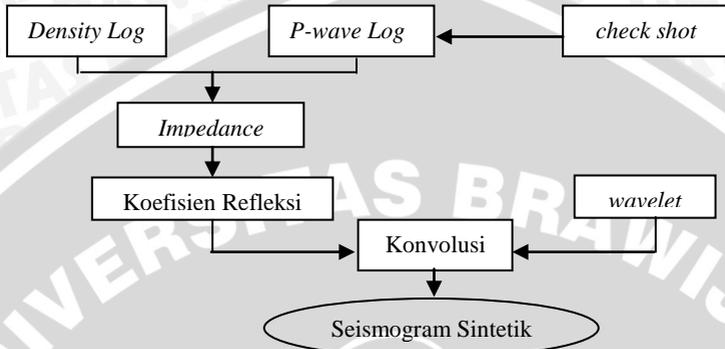
Setelah dilakukan ekstraksi, *wavelet* yang dihasilkan adalah pada zona *peak* yang dimulai pada *zero crossing*. Sedangkan untuk batas lapisan yang memiliki koefisien reflektivitas yang positif standar SEG *wavelet*-nya akan berupa lembah (*trough*) yang dimulai pada *zero crossing*. Sehingga *wavelet* tersebut di rotasi sebesar -180° dan menjadi *trough* seperti pada Gambar 3.5 sebagai berikut.



Gambar 3.5 *Wavelet* hasil ekstraksi pada data seismik
(a) Domain waktu (b) Domain amplitudo dan fase.

Setelah didapatkan *wavelet* optimum dari proses ekstraksi, maka dapat dibuat seismogram sintetik dengan menkonvolusikan *wavelet* dengan koefisien reflektivitas dari data sumur. Data sumur yang digunakan adalah log densitas dan log kecepatan gelombang (*p-wave*) untuk membuat log impedansi akustik. Seismogram sintetik ini nantinya yang akan dipakai dalam pengikatan dengan data seismik, dengan asumsi bahwa seismogram sintetik harus memiliki kecocokan dan korelasi yang baik dengan *trace* seismiknya. Untuk

langkah kerja pembuatan seismogram sintetis dapat dilihat seperti pada Gambar 3.6.



Gambar 3.6 Tahapan kerja pembuatan seismogram sintetis.

Tahap selanjutnya adalah dilakukan pengikatan antara data seismik dengan data sumurnya. Data sumur ini diwakili dengan seismogram sintetis yang optimum. Apabila pada saat dikorelasikan didapatkan besar koefisien korelasi yang masih belum maksimum, maka dilakukan penggeseran (*shifting*). Yang perlu diperhatikan dalam melakukan *shifting* ini adalah tidak berlebihan, maksudnya adalah *shifting* hanya dilakukan jika terjadi perbedaan sekitar 10 ms saja terhadap domain waktunya. Selain itu untuk melihat kecocokan antara *trace* sintetiknya dan seismogram sintetiknya, dapat dilakukan dengan melihat *top marker* formasinya.

Selain itu untuk mendapatkan korelasi yang baik antara *trace* seismik dan seismogram sintetis dilakukan juga *stretch* (peregangan) sekaligus *squeeze* (perapatan). Hal ini bertujuan untuk lebih mendapatkan kecocokan yang baik pada data *marker* sumurnya dan horizon seismiknya. Disamping itu proses *stretch* (peregangan) dan *squeeze* (perapatan) ini juga dapat mengakibatkan perubahan pada data log kecepatan gelombangnya, sehingga ada batasan perubahan supaya tidak terjadi kesalahan pengikatan. Batasan tersebut diperkirakan maksimal sekitar 10% dari perubahan terhadap log kecepatan gelombangnya.

3.4.4 Penelusuran Horizon (*Picking Horizon*)

Penelusuran horizon dapat dilakukan Apabila hasil *well seismic tie* dianggap baik. Penelusuran horizon ini digunakan untuk membatasi formasi batuan, dalam penelitian ini adalah batuan karbonat formasi Batu Raja. Selain itu hasil pelusuran horizon ini juga digunakan untuk kontrol lateral saat akan melakukan proses seismik inversi. Penelusuran horizon ini dilakukan dengan melihat kemenerusan refleksi secara lateral dari data seismik pada masing-masing batas formasi batuan dan dikontrol oleh *marker* data sumur yang sebelumnya telah diikat dengan data seismik. Untuk membatasi zona target di formasi Batu Raja, penelusuran dilakukan pada batas atas dan batas bawah. Pada batas atas formasi Batu Raja penelusuran dilakukan saat perubahan kontras impedansi yang berbatasan dengan formasi Gumai dan memiliki reflektivitas positif. Sedangkan pada batas bawah formasi Batu Raja penelusuran dilakukan saat perubahan kontras impedansi yang berbatasan dengan formasi Talang Akar dan memiliki reflektivitas negatif.

3.4.5 Pembuatan Model Awal (*Initial Model*)

Model awal ini merupakan model volume impedansi akustik yang nantinya digunakan sebagai acuan untuk membuat prediksi awal sebelum melakukan proses inversi. Model awal ini didapatkan dari data sumur yang tersedia kemudian dilakukan interpolasi serta ekstrapolasi dengan kontrol lateral dari horizon yang sebelumnya telah dilakukan penelusuran. Kualitas model awal ini sangat dipengaruhi oleh proses yang dilakukan sebelumnya, yaitu *well seismic tie* dan hasil kemenerusan horizonnya. Dalam penelitian ini digunakan dua buah sumur, yaitu AR_5wst dan AR_6wst. Sedangkan parameter yang digunakan adalah dengan *high cut frequency* sebesar 10/15 Hz

3.4.6 Inversi Seismik

Dalam inversi seismik ini digunakan tiga komponen masukan utama yang digunakan untuk membuat model impedansi akustik yang absolut, antara lain adalah data seismik, model awal dan *wavelet*. Ketiga komponen ini nantinya akan digunakan dalam seluruh metode inversi. Dalam penelitian ini inversi dilakukan dengan menggunakan 3 metode, antara lain adalah dengan inversi *Rekursif*, *Model based*, dan *Maximum Likelihood Sparse Spike*. Dari ketiga metode tersebut dipilih yang terbaik untuk menghasilkan model impedansi akustik dari hasil inversi. Pemilihan ini didasarkan pada korelasi antara hasil dari *trace* sintetik inversi dan *trace* seismik riil yang dianggap terbaik dan memiliki kesalahan yang terkecil.

Sebelum melakukan proses inversi dari ketiga metode tersebut, dilakukan analisis inversi dengan *input* parameter masing-masing yang berbeda. Dari setiap metode inversi yang digunakan memiliki algoritma masing-masing untuk memodelkan volume impedansi akustik bawah permukaan bumi. Dari parameter yang telah ditentukan, maka dilakukan QC (*quality control*) untuk melihat korelasi dari *trace* sintetik hasil inversi dengan *trace* seismiknya pada masing-masing sumur. Koefisien korelasi berada pada jangkauan 0 sampai dengan 1, jadi korelasi yang terbaik dihasilkan saat koefisien korelasinya mendekati nilai 1 dan kesalahannya mendekati nilai 0. Selain itu *quality control* juga dilakukan pada penampang impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik yang berasal dari log berdasarkan kecocokan hasilnya.

3.4.6.1 Inversi Rekursif

Pada inversi ini prinsipnya menggunakan algoritma rekursif klasik. Hal ini dimaksudkan bahwa *trace* seismik dianggap sebagai deret reflektivitas, dari deret ini akan didapatkan besarnya impedansi akustik dari masing-masing lapisan. Dalam proses inversi rekursif komponen frekuensi rendah dalam hasil impedansi akustik dianggap telah hilang, sehingga digunakan parameter tertentu untuk menambahkannya. Parameter tersebut adalah *constraint high cut frequency* sebesar 10 Hz dan lebar *window* antara horizon BRF TOP dikurangi dengan 30 ms dan BRF BASE ditambahkan dengan 40 ms.

3.4.6.2 Inversi Model Based

Inversi ini didasarkan pada pembuatan model impedansi akustik secara *blocky* didapatkan dari kontrol data seismik dan model awal yang sebelumnya telah dibuat. Apabila saat dikorelasikan antara model impedansi akustik dengan *trace* seismiknya masih belum mendapatkan korelasi yang baik, dilakukan proses iterasi. Tujuannya adalah untuk mengubah secara bertahap sedemikian rupa untuk terus meningkatkan kesesuaian antara *trace* sintetik dan *trace* seismik.

Untuk mengontrol pemodelannya, terdapat parameter *constraint*. Parameter ini digunakan untuk membatasi model impedansinya bergerak dari model awalnya sehingga akan diperoleh hasil akhir. Dalam penelitian ini digunakan parameter *soft constraint* sebesar 0,5. Selain itu parameter yang digunakan adalah *priwhitening* 1%, *average block size* 2 ms, iterasi sebanyak 45 dan lebar *window* adalah horizon BRF TOP dikurangi dengan 30 ms dan BRF BASE ditambahkan dengan 40 ms.

3.4.6.3 Inversi Maximum Likelihood Sparse Spike

Pada inversi ini hanya menganggap *spike-spike* yang besar saja untuk dimodelkan menjadi impedansi akustik, sedangkan *spike-spike* yang kecil tidak digunakan. Algoritma yang digunakan hampir sama dengan model based, yaitu adanya proses iterasi dan *constraint*. Parameter yang digunakan adalah *maximum number of spike* sebanyak 500, *Spike detection threshold* 10%, dan *maximum impedance change* sebesar 15 %, iterasi sebanyak 10 dan lebar *window* adalah horizon BRF TOP dikurangi dengan 30 ms dan BRF BASE ditambahkan dengan 40 ms.

3.4.7 Estimasi Porositas

Setelah didapatkan inversi seismik yang terbaik, maka dilakukan estimasi porositas dengan menggunakan metode statistik dengan membuat hubungan linier antara log porositas dari data sumur dan impedansi akustik hasil inversinya. Hubungan impedansi akustik batuan merupakan sifat fisik dari lapisan batuan, sehingga

dapat dengan mudah dikonversi secara langsung menjadi sifat fisik batuan lainnya seperti porositas batuan.

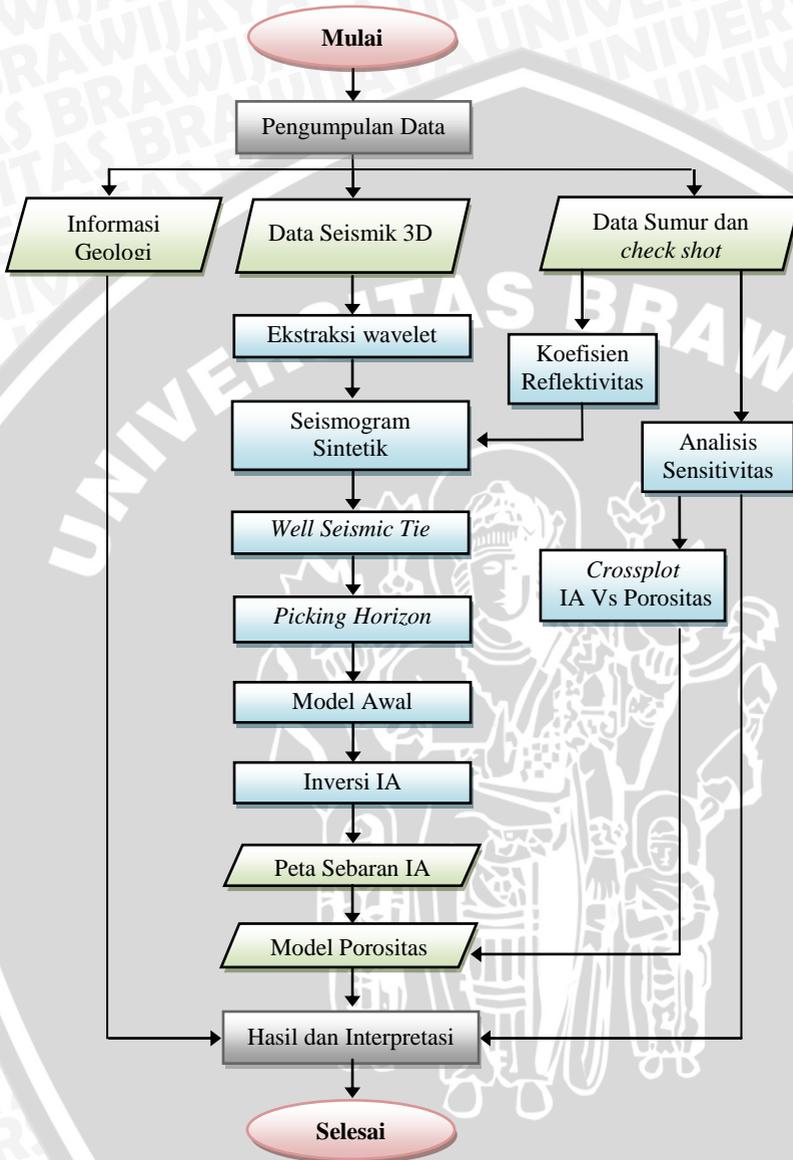
Hubungan tersebut dapat diperoleh dari persamaan linier hasil *crossplot* antara log porositas pada sumbu y dan log impedansi akustik pada sumbu x yang berasal dari data sumur. Sehingga dari persamaan tersebut, dapat dilakukan estimasi porositas pada sekitar sumur dengan peubah x diubah menjadi impedansi akustik hasil inversinya.

3.4.8 Interpretasi Hasil

Interpretasi hasil ini dilakukan setelah pengolahan data dan didapatkan hasil yang optimum. Interpretasi bertujuan untuk memperkirakan karakteristik dari reservoir batuan karbonat formasi Batu Raja dan analisis indikasi adanya hidrokarbon pada lapangan “Kalis”. Hasil yang digunakan meliputi dari model impedansi akustik yang terbaik, model volume porositas, dan dari data seismik konvensional. Analisis dilakukan juga secara lateral dari hasil *slice* peta struktur waktu, sebaran porositas dan sebaran impedansi akustiknya. Selain itu interpretasi ini juga menggunakan acuan dari informasi geologi yang diantaranya tentang *petroleum system* dari sub cekungan palembang selatan. Sehingga dari integrasi beberapa data tersebut dapat diketahui zona yang prospek untuk pengembangan eksplorasi selanjutnya.

3.4.9 Alur Penelitian

Secara umum alur penelitian yang dilakukan dapat digambarkan seperti pada Gambar 3.7.



Gambar 3.7 Diagram alir penelitian.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

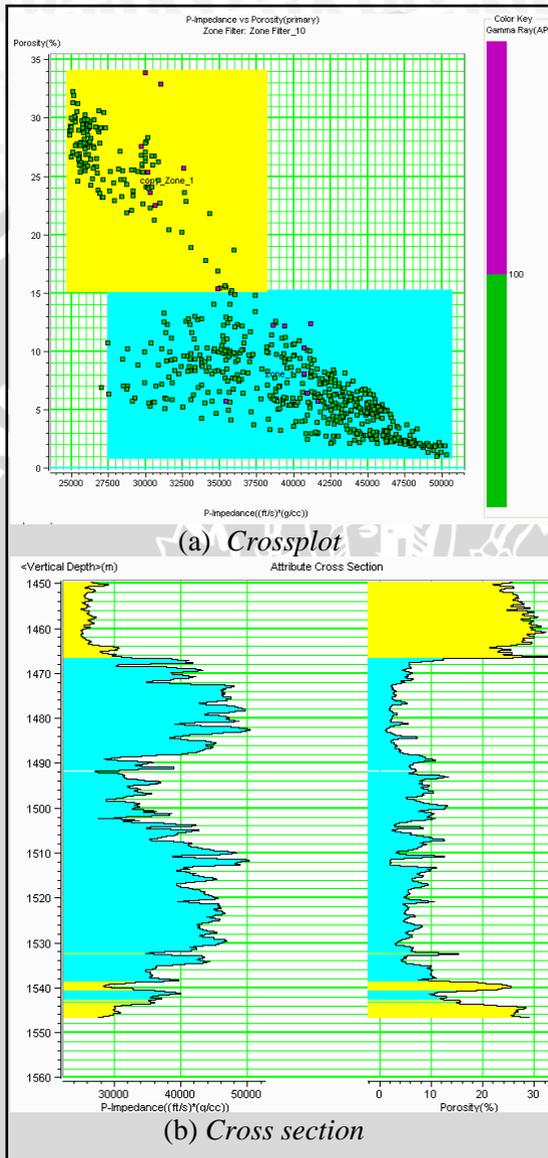
4.1 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas bertujuan untuk mengetahui distribusi litologi dan karakteristik reservoir dari target penelitian. Distribusi litologi ini dapat dilihat dengan memisahkan zona batuan karbonat dan *shale* pada formasi Batu Raja. Sedangkan untuk melihat karakteristik dari reservoirnya, dilakukan dengan menganalisis besarnya porositas pada batuan karbonat yang dipisahkan terhadap batuan pasir yang berada di formasi Gumai dan formasi Talang Akar.

Analisis sensitivitas ini dilakukan dengan *crossplot* menggunakan data log dari sumur. Log utama yang dipakai adalah dengan menggunakan log impedansi akustik. Hal ini dikarenakan pemodelan dengan metode inversi seismik pada dasarnya adalah untuk pemodelan bawah permukaan dengan parameter impedansi akustik dari masing-masing litologi batuan. Sehingga diperlukan analisis awal untuk melihat sensitivitas log tersebut dengan data log lainnya. Dalam analisis ini yang digunakan adalah log porositas total dan log gamma ray. Kedua log ini masing-masing berfungsi sebagai pembanding dari log impedansi akustik untuk mengetahui sensitivitas dari sumur secara vertikal.

a. *Crossplot* antara log impedansi akustik dan log porositas

Pada *crossplot* ini dilakukan pada zona yang mencakup target penelitian pada kedalaman 1450-1458 m dari sumur AR_5wst.

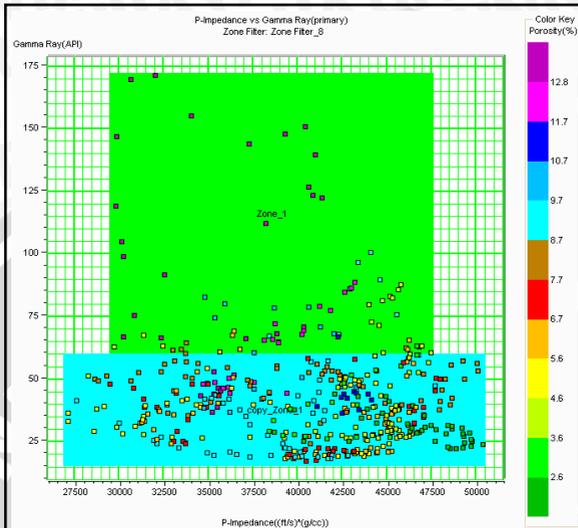


Gambar 4.1 Analisis sensitivitas log IA dan log porositas pada sumur AR_5wst.

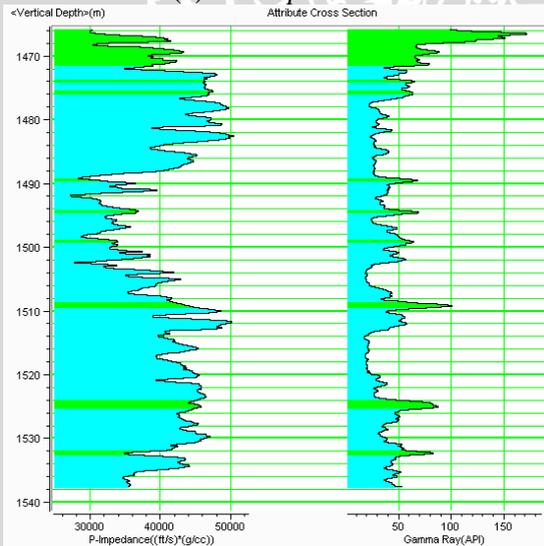
Dari hasil *crossplot* dan *cross section*, didapatkan dua zona yang dibedakan dengan warna birulaut (*aquamarine*) dan kuning. Zona yang berwarna birulaut merupakan zona target yang terdiri dari batuan karbonat dan zona berwarna kuning merupakan zona batu pasir yang terletak pada bagian atas (formasi Gumai) dengan batas pada kedalaman 1466 m. Sedangkan bagian bawah batuan karbonat berbatasan dengan batu pasir dari formasi Talang Akar dengan kedalaman 1538 m. Distribusi porositas pada batuan karbonat lebih kecil jika dibandingkan dengan porositas pada batu pasir. Untuk *cutt off* porositas antara batuan karbonat dan batuan batu pasir adalah sebesar 15%. Hal ini dikarenakan tidak ada porositas dari batuan karbonat yang sesarnya lebih dari 15%. Jika dilihat dari zona karbonatnya, nilai impedansi akustik yang rendah terletak pada kedalaman 1490-1550 m. Nilai impedansi rendah ini dapat diindikasikan sebagai reservoir karena pada zona tersebut memiliki porositas yang besar jika dibandingkan dengan zona karbonat bagian atas dan bawah.

b. *Crossplot* antara log impedansi akustik dan log gamma ray

Pada *crossplot* ini dilakukan pada target penelitian batuan karbonat formasi Batu Raja yang berada pada kedalaman 1466-1538 m dari sumur AR_5wst.



(a) Crossplot



(b) Cross Section

Gambar 4.2 Analisis sensitivitas log IA dan log gamma ray pada sumur AR_5wst.

Dari hasil *crossplot* dan *cross section*, dibagi menjadi dua zona yang dibedakan dengan warna hijau dan birulaut. Zona berwarna hijau merupakan perselingan adanya *shale* dan zona berwarna birulaut merupakan zona batuan karbonat. *Shale* yang menjadi perselingan di dalam zona batuan karbonat ini tergolong dalam *calcareous shale* atau batu serpih yang mengandung kapur dengan besar porositasnya yang bervariasi. Adanya indikasi perselingan *calcareous shale* ini dapat dilihat dengan nilai gamma ray yang nilainya lebih besar dari batuan karbonat dan lebih kecil dari 100 API. Sedangkan untuk *shale* yang besarnya diatas 100 API dan yang berada di bagian atas batuan karbonat, diindikasikan *shale* yang berfungsi sebagai batuan penutup (*seal*). Hal ini dikarenakan *shale* tersebut digolongkan sebagai lapisan yang tidak permeabel karena memiliki gamma ray yang tinggi, sehingga untuk zona yang diindikasikan sebagai reservoir adalah zona berwarna birulaut (batuan karbonat). Untuk menjadi reservoir yang efektif zona tersebut juga harus memiliki porositas yang besar dan permeabilitas yang baik, karena untuk batuan karbonat yang memiliki porositas kecil digolongkan dengan batuan karbonat yang *tight* dan tidak prospek menjadi reservoir.

4.2 Pengikatan Data Seismik dengan Data Sumur (Well Seismic Tie)

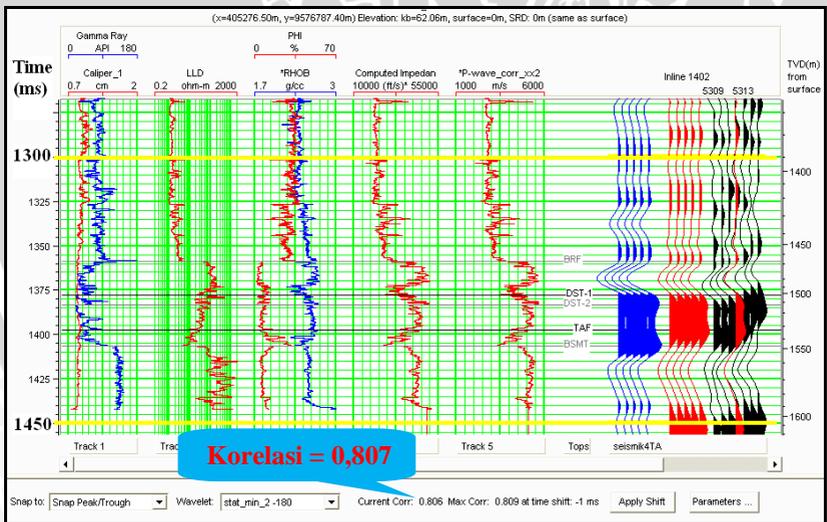
Sebelum melakukan proses seismik inversi, harus didapatkan hasil yang optimum terlebih dahulu dari pengikatan data seismik dan data sumurnya. Hasil tersebut dapat diketahui berdasarkan korelasi yang dihasilkan antara *trace* seismik dan *trace* sintetiknya.

Untuk langkah awal sebelum melakukan *well seismic tie* dilakukan estimasi *wavelet* yang diekstrak dari data seismik dengan metode *statistical*. Ekstraksi data seismik ini dilakukan pada *time* 1300 ms sampai dengan 1500 ms yang mencakup zona target yang akan dilakukan proses pengikatan. Sedangkan untuk panjang gelombang yang digunakan adalah 150 ms, dan *taper length* 20 ms.

Untuk tipe fase dari *wavelet* digunakan fase minimum, pemilihan fase ini berdasarkan pada tipe fase dari data seismiknya dan dapat diketahui dari informasi pada saat pemrosesan data seismik. Untuk tipe reflektivitas dari target penelitian, pada batas

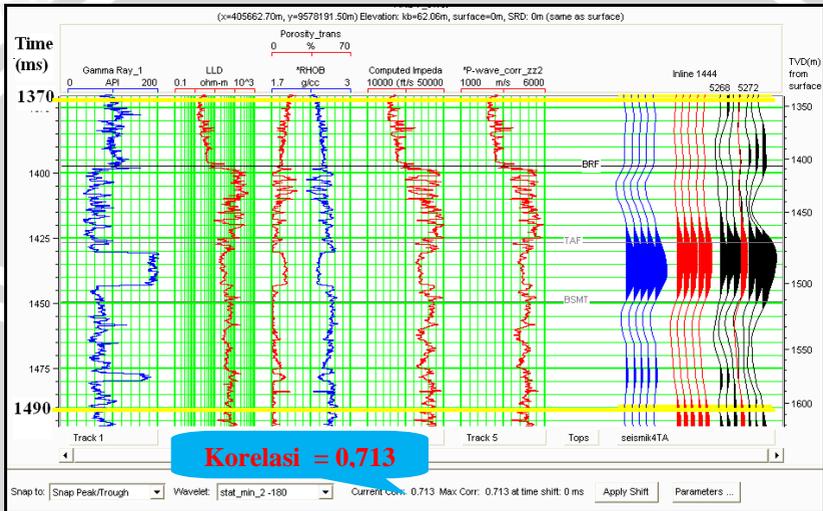
antara zona formasi Gumai memiliki impedansi akustik lebih kecil dibandingkan formasi Batu Raja, sehingga reflektivitas yang dihasilkan adalah positif dan karakteristik dari *wavelet*-nya akan berupa palung (*trough*). Maka untuk menyesuaikan bentuk *wavelet* dilakukan rotasi fasenya sebesar -180° .

Wavelet ini selanjutnya akan konvolusikan dengan koefisien reflektivitas untuk mendapatkan seismogram sintetik dan *well seismic tie*. Pada saat *well seismic tie* korelasi yang dihasilkan masih belum optimum, sehingga dilakukan proses penggeseran (*shifting*). Setelah itu dilakukan proses peregangan (*stretch*) dan perapatan (*squeeze*) untuk mendapatkan hasil yang lebih baik, akan tetapi hal ini dilakukan seminimal mungkin dikarenakan untuk menghindari perubahan besarnya log kecepatan gelombang. Pada sumur AR-5wst didapatkan besarnya korelasi antara seismogram sintetik dan *trace* seismik sebesar 0,806 dengan lebar *window* 1300-1450 ms dan dianggap memiliki korelasi terbaik (Gambar 4.3). Hal ini didasarkan pada kesesuaian bentuk *wiggle* seismik dengan seismogram sintetiknya dan karakteristik reflektivitas terhadap perubahan litologinya.



Gambar 4.3 Hasil pengikatan data seismik dengan sumur AR_5wst.

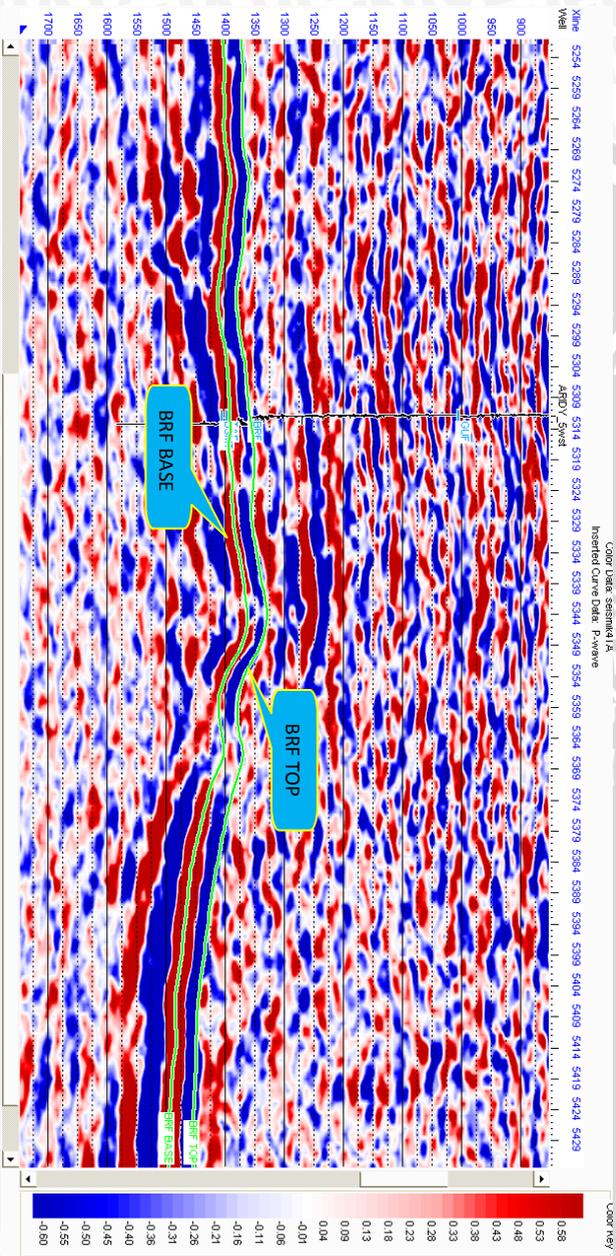
Untuk pengikatan data seismik dengan sumur AR_6wst digunakan lebar window 1370-1490 ms dan dihasilkan korelasi sebesar 0,713 (Gambar 4.4). Sehingga dari kedua hasil tersebut maka dapat digunakan untuk membuat model impedansi akustiknya, karena diasumsikan sudah didapatkan korelasi yang optimum baik secara lateral maupun vertikalnya.



Gambar 4.4 Hasil pengikatan data seismik dengan sumur AR_6wst.

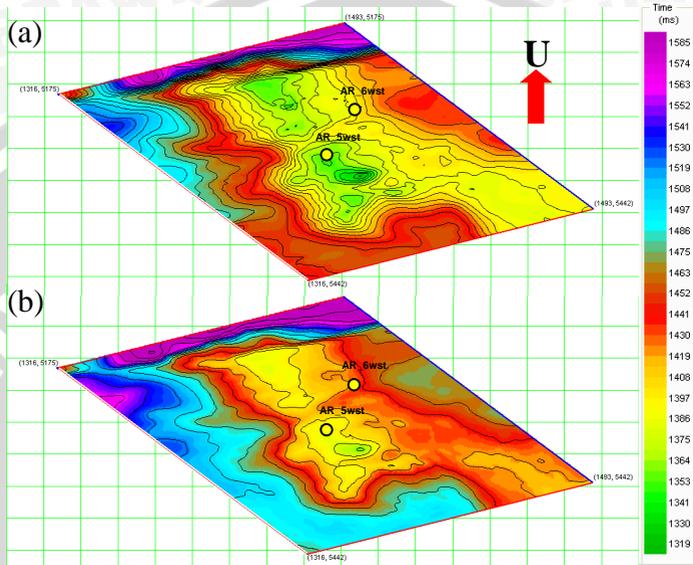
4.3 Penelusuran (*Picking*) Horizon

Penelusuran horizon dilakukan pada batas atas formasi Batu Raja (BRF TOP) dan batas bawah formasi Batu Raja (BRF BASE). Penelusuran pada kedua horizon ini didasarkan pada kemenerusan amplitudo atau batas reflektor yang sudah ditentukan berdasarkan data *marker* sumur dan dapat dilihat horizonnya dengan warna hijau. Selain itu pada batas atasnya, penelusuran horizon dilakukan pada saat *zero crossing* karena berada saat *wiggle* seismik akan mulai membentuk palung (*trough*). Kedua horizon ini (Gambar 4.5) berfungsi sebagai kontrol lateral pada pemodelan inversi dan sebagai pembatas formasi, dalam penelitian ini batas formasi Gumai dengan formasi Batu Raja dan formasi Batu Raja dengan Formasi Talang Akar.



Gambar 4.5 Hasil penelusuran horizon.

Sehingga jika dilihat dalam peta struktur waktu pada masing-masing horizon akan terlihat seperti pada Gambar 4.6 berikut ini.



Gambar 4.6 Peta struktur waktu
(a) Horizon BRF TOP (b) Horizon BRF BASE.

Dari hasil peta struktur waktu masing-masing horizon tersebut terlihat bahwa struktur daerah penelitian membentuk suatu struktur tinggian di bagian tengah yang mengarah pada baratlaut ke tenggara. Struktur tinggian ini dapat terlihat berdasarkan besar waktunya yang cenderung lebih cepat dibanding daerah sekitarnya. Besarnya waktu ini merupakan waktu yang dibutuhkan gelombang saat menembus bawah permukaan bumi hingga terpantulkan dan direkam oleh *geophone* (*two way time*), sehingga semakin lama TWT maka semakin dalam juga batas refleksinya. Dalam peta struktur waktu, zona tinggian ini ditunjukkan dengan warna hijau yang memiliki penjalaran waktu tercepat jika dilihat dari *slice* BRF TOP.

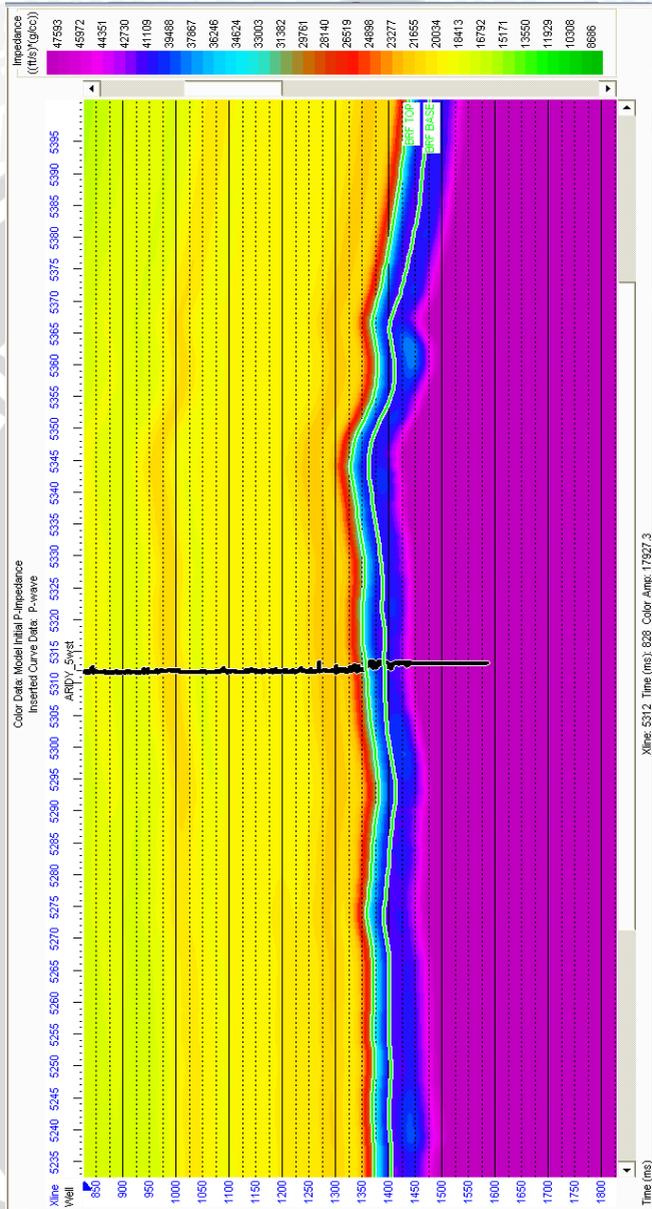
Dari Gambar 4.6 dapat dibuktikan bahwa daerah penelitian terdiri dari karbonat *platform*, karena penyebaran batuan karbonatnya cenderung datar dan tidak terlihat indikasi adanya karbonat *build up*

pada lapangan “Kalis”. Struktur karbonat *platform* ini dikontrol dengan adanya indikasi patahan normal besar yang berada di sebelah barat laut dan beberapa patahan kecil yang tersebar pada seluruh daerah penelitian. Dari patahan-patahan kecil tersebut dapat diindikasikan sebagai pengontrol untuk zona yang dapat menjadi reservoir yang prospek hidrokarbon.

4.4 Model Awal (*Initial Model*)

Pembuatan model awal ini dilakukan dari data seismik yang sebelumnya telah diikat dengan data sumur yang digunakan. Kedua data sumur tersebut adalah sumur AR_5wst dan AR_6wst. Log yang digunakan dalam sumur adalah log impedansi akustik yang didapatkan dari log kecepatan gelombang P dan log densitas. Pada pembuatan model awal ini wavelet yang digunakan adalah seperti pada saat *well seismic tie* yaitu *wavelet statistical* fase minimum yang telah dirotasi -180° . Parameter yang digunakan adalah dengan *high cut frequency* sebesar 10/15 Hz, ini berarti pada model awal frekuensi yang berada di atas nilai tersebut dipotong/dihilangkan sehingga hanya tinggal frekuensi rendahnya saja. Sehingga dapat dikatakan model awal ini merupakan suatu model impedansi yang relatif karena hanya terdapat komponen frekuensi rendah saja dan frekuensi tingginya telah hilang. Model awal impedansi akustik pada penampang *inline* 1402 ditunjukkan pada Gambar 4.7.

Dari hasil tersebut, ekstrapolasi yang dilakukan dari dua data sumur cukup untuk memisahkan zona target formasi Batu Raja dari litologi yang berbatasan pada bagian atas dan bagian bawahnya. Sehingga dari model awal ini dapat digunakan pengontrol untuk membuat model impedansi akustik absolut yang lebih detail dengan parameter dan algoritma tertentu.



Xline_5312, Time (ms): 828, Color Amp: 17927.3

Gambar 4.7 Model awal impedansi akustik pada inline 1402.

4.5 Analisis Inversi

Dalam penelitian ini digunakan tiga jenis metode pendekatan inversi yaitu Inversi *Bandlimited*, Inversi *Model based*, dan Inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike*. Hasil inversi yang memiliki pendekatan yang baik dapat terlihat dari besarnya korelasi yang dihasilkan, sehingga salah satu metode yang dianggap terbaik akan digunakan untuk mengestimasi besarnya sebaran porositas berdasarkan impedansi akustik pada formasi Batu Raja dan dibandingkan dengan data seismik konvensional.

4.5.1 Inversi Rekursif (*Bandlimited*)

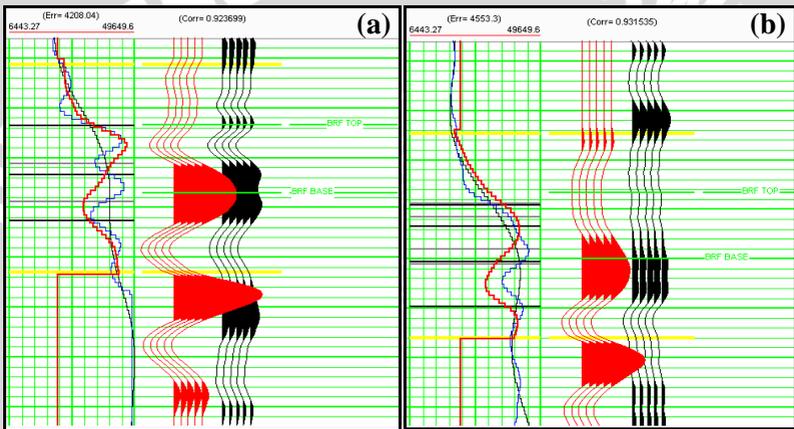
Inversi rekursif ini menggunakan data masukan dari *trace* seismik yang dapat diperkirakan reflektivitasnya pada batas perlapisan, sehingga dari koefisien reflektivitas dapat ditentukan besarnya impedansi akustik. Besarnya nilai impedansi akustik pada lapisan berikutnya sangat dipengaruhi oleh besarnya nilai impedansi akustik pada lapisan sebelumnya. Pada data seismik, komponen frekuensi rendahnya dianggap telah hilang. Untuk membuat impedansi akustik yang absolut perlu ditambahkan frekuensi rendah yang berasal dari data sumur, sehingga akan dihasilkan model impedansi akustik yang sudah tidak memiliki efek kekurangan frekuensi rendah seperti dalam data seismik. Untuk aplikasi dari penjelasan tersebut digunakan beberapa parameter, yaitu:

- ❖ Lebar *Window* : Horizon BRF TOP (-30) dan horizon BRF BASE (+40)
- ❖ *Constraint High-cut Frequency* : 10 Hz

Besar nilai masukan untuk *Constraint High-cut Frequency* adalah sebesar 10 Hz. Hal ini dimaksudkan untuk mengontrol filter frekuensi dari data log yang akan ditambahkan ke dalam model. Jadi frekuensi yang besarnya diatas 10 Hz dihilangkan dari model awal, dan frekuensi dibawah nilai ini dihilangkan dari *trace* inversi rekursif. Keduanya kemudian ditambahkan bersama-sama untuk membuat model inversi rekursifnya.

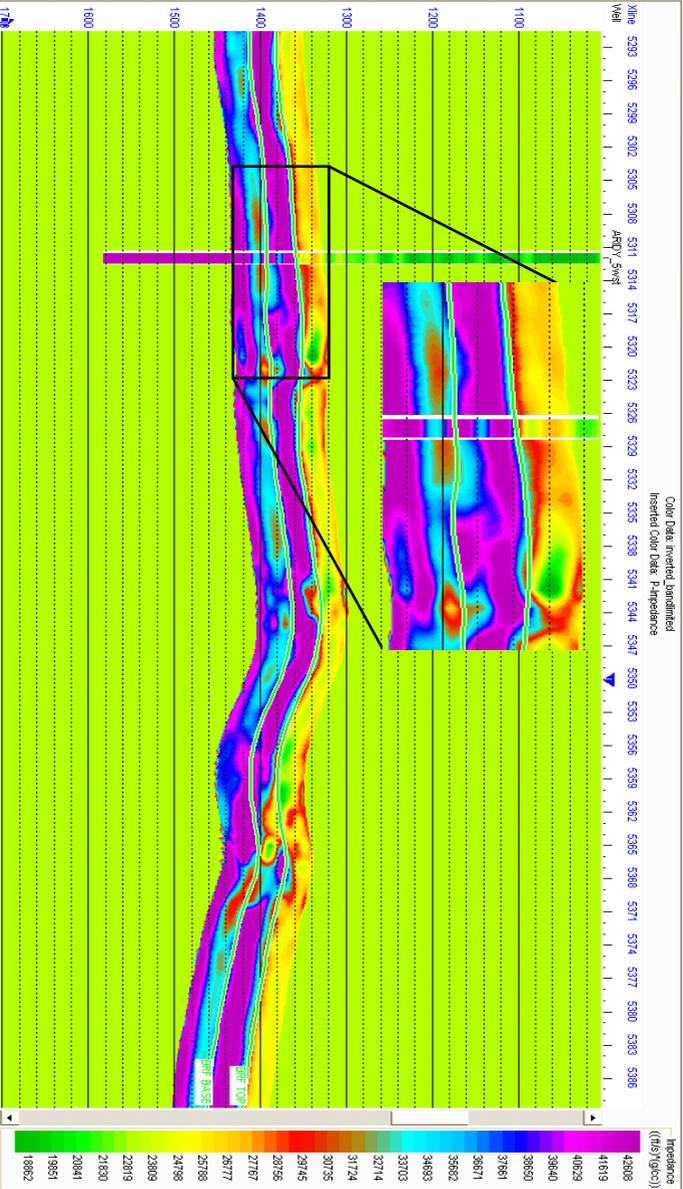
Dari hasil analisis inversinya, didapatkan korelasi pada sumur AR_5wst sebesar 0,92 dan pada sumur AR_6wst sebesar 0,93. Korelasi ini merupakan hasil perbandingan kesamaan antara *trace*

seismik riil dan *trace* sintetiknya (Gambar 4.8). Dapat diketahui juga kurva log setelah dilakukan inversi (merah), model awal (hitam), dan log impedansi akustik awal (biru), terlihat pendekatan dari log hasil inversi yang cenderung mendekati dari log impedansi akustik awalnya. Akan tetapi pada sumur AR_5wst korelasinya masih kurang baik jika dibandingkan pada sumur AR_6wst. Jadi dapat dikatakan hasil inversi impedansi akustik dapat dikatakan kurang maksimal, hal ini dapat disebabkan karena keterbatasan frekuensi yang dimiliki data seismik.



Gambar 4.8 Hasil analisis inversi Rekursif
(a) AR_5wst (b) AR_6wst.

Untuk hasil inversi dengan menggunakan metode rekursif ini dapat dilihat seperti pada Gambar 4.9. Dalam penampang tersebut, terlihat bahwa hasil inversi dengan menggunakan metode rekursif masih belum dapat memisahkan kontras impedansi akustik yang terdapat pada batuan karbonat. Hal ini dapat diketahui dari perbandingan impedansi akustik dari log dan dari penampang inversinya yang masih belum sesuai.



Gambar 4.9 Hasil inversi rekursif pada sumur AR_5wst Inline 1402.

4.5.2 Inversi Berbasis Model (*Model Based*)

Dalam inversi *Model Based* ini terdapat parameter utama yang digunakan dalam membuat model impedansi akustik, parameter tersebut adalah adanya *constraint*. Dalam penelitian ini digunakan *soft constraint*, hal ini berarti dalam parameternya tidak diatur batas mutlak seberapa jauh impedansi dapat berubah dari model awal yang telah dibuat. Oleh karena itu metode ini dapat digunakan dengan menyeimbangkan dua jenis informasi, yaitu *trace* seismik dan model awal impedansi akustik. Bobot relatif yang digunakan untuk keduanya ditentukan oleh parameter *constraint model*. Selain itu ada juga beberapa parameter lainnya yang digunakan untuk mengontrol hasil inversi dari impedansi akustiknya, antara lain adalah.

- ❖ Lebar *Window* : Horizon BRF TOP (-30) dan horizon BRF BASE (+40)
- ❖ *Soft constraint* : 0,5

Pemilihan besarnya 0,5 berarti model impedansi akustik yang dihasilkan 50% bergantung pada *trace* seismiknya, dan 50 % model awalnya. Ini dikarenakan nilai pembatas dalam parameter ini antara 0 sampai dengan 1. Dimana 0 berarti model akhir impedansi akustiknya bergantung pada *trace* seismik dan mengabaikan model awalnya, sedangkan nilai 1 berarti hasil model impedansi akustiknya bergantung pada model awalnya dan mengabaikan *trace* seismiknya.

- ❖ *Average block size* : 2 ms
- ❖ *Prewhitening* : 1%

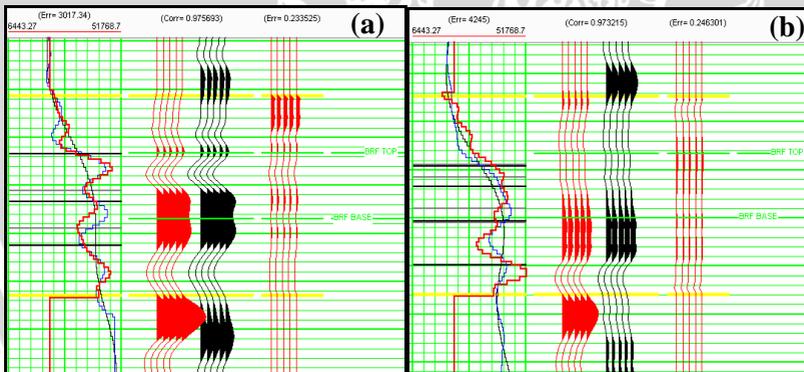
Parameter ini digunakan untuk menyeimbangkan proses pemodelan inversi.

- ❖ Iterasi : 45

Parameter ini digunakan untuk menentukan banyaknya iterasi yang dilakukan untuk memperbaiki *trace* sintetik saat dibandingkan dengan *trace* seismiknya, sampai

didapatkan korelasi yang terbaik atau kesalahan yang terkecil. Secara umum semakin besar jumlah iterasi maka korelasinya akan semakin baik dan error semakin kecil. Akan tetapi pada saat jumlah tertentu besarnya error sudah mulai konstan maka proses estimasi jumlah iterasi dihentikan.

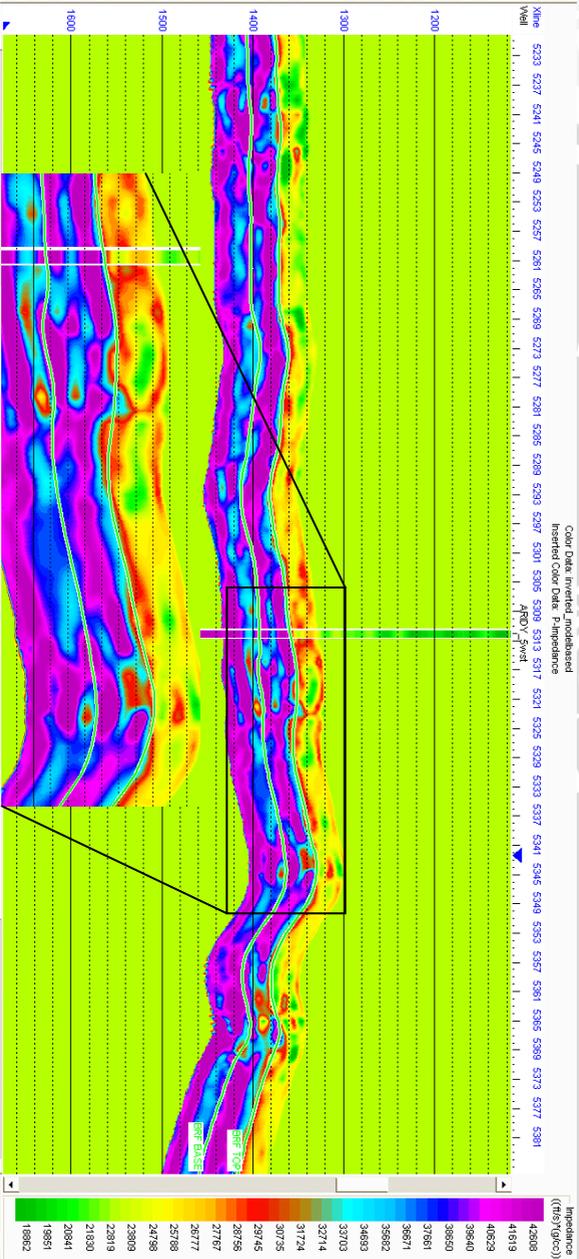
Dari hasil analisis inversinya, didapatkan nilai korelasi yang baik antara *trace* sintetik dengan *trace* seismiknya jika dibandingkan dengan metode rekursif. Pada sumur AR_5wst besarnya koefisien korelasi adalah 0,97 dan memiliki *error* sebesar 0,2. Untuk sumur AR_6wst juga didapatkan koefisien korelasi yang sama, yaitu sebesar 0,97 dan *error* 0,2. Berbeda dengan inversi rekursif, dalam inversi ini didapatkan hasil *error* yang berasal dari selisih antara *trace* sintetik dengan *trace* seismiknya (Gambar 4.10), sehingga dapat diketahui hasil penampang *error* jika dibandingkan dengan hasil penampang inversinya. Apabila dianalisis hasil inversinya, kurva log setelah dilakukan inversi (merah) cenderung memiliki korelasi yang hampir mendekati log impedansi akustik awal (biru), dan hanya terdapat sedikit simpangan.



Gambar 4.10 Hasil analisis inversi *Model Based*
(a) AR_5wst (b) AR_6wst.

Sehingga dengan hasil koefisien korelasi sebesar 0,97 pada kedua sumur dan nilai *error* yang dianggap kecil, maka dihasilkan penampang impedansi akustik dari inversi yang dilakukan dengan menggunakan kontrol dua sumur. Dari penampang impedansi akustik hasil inversinya (Gambar 4.11), didapatkan hasil yang baik karena dapat dilihat dari kesesuaian antara impedansi akustik dari sumur dan impedansi akustik hasil inversi yang dapat memperlihatkan adanya kontras impedansi akustik di dalam batuan karbonat.



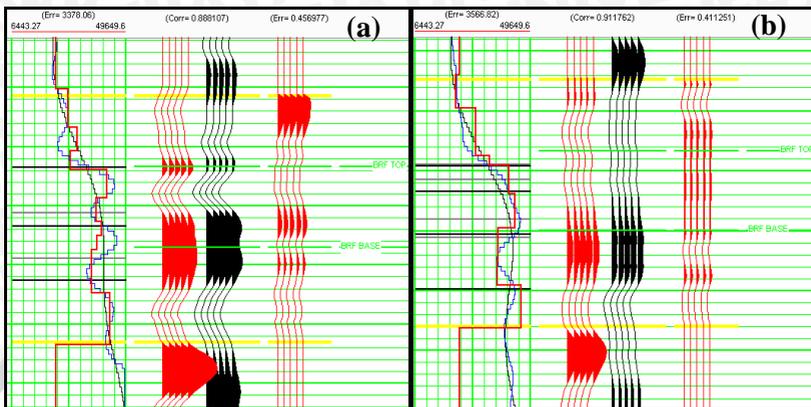


Gambar 4.11 Hasil inversi Model Based pada sumur AR_5wst inline 1402.

4.5.3 Inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike*

Inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike* ini pada dasarnya adalah memodelkan reflektivitas atau *spike* yang dianggap besar saja. *Spike* yang besar ini akan ditambahkan secara bertahap untuk mendapatkan model impedansi yang akurat sesuai dengan parameter yang digunakan. Algoritma yang digunakan dalam inversi ini hampir sama dengan inversi *model based* karena terdapat adanya iterasi didalamnya. Dan untuk parameter yang digunakan antara lain:

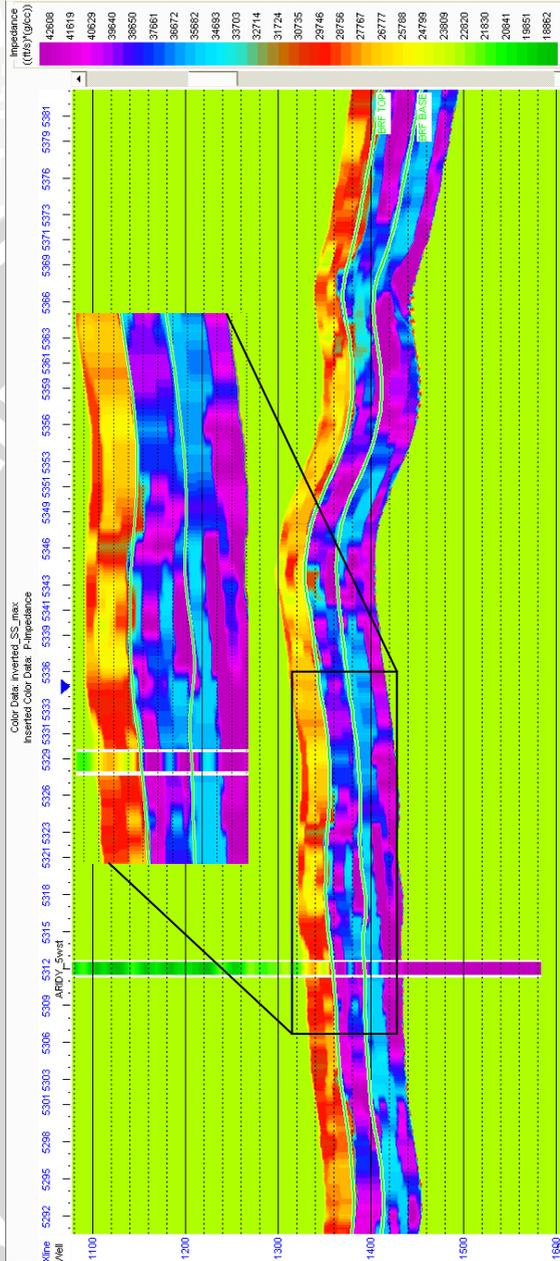
- ❖ *Maximum number of spike* : 500
Parameter ini digunakan untuk menentukan jumlah maksimal dari *spike* yang digunakan, sehingga diatur ke dalam jumlah yang besar.
- ❖ Iterasi : 10
- ❖ *Spike Detection Threshold* : 10%
Parameter ini digunakan untuk mengontrol penambahan *spike*, sehingga diperoleh hasil yang optimum. Pada prinsipnya algoritma ini menggunakan proses iterasi untuk menemukan *spike* dengan amplitudo kurang dari nilai *threshold*, dan dikalikan dengan amplitudo rata-rata semua *spike* yang sebelumnya. Jika amplitudo untuk *spike* yang baru kurang dari amplitudo rata-rata ini, maka algoritmanya akan berhenti menambahkan *spike*.
- ❖ *Maximum Impedance Change* : 15%
Parameter ini menentukan penyimpangan maksimum yang diperbolehkan untuk mendapatkan model impedansi akustik akhirnya. Dengan besar persentase sebesar 15%, ini berarti untuk menghasilkan model akhirnya maka perubahan hanya diperbolehkan pada 15% impedansi rata-ratanya dan ditambahkan dengan impedansi model awalnya.



Gambar 4.12 Hasil analisis inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike* (a) AR_5wst (b) AR_6wst.

Hasil analisis inversinya didapatkan nilai korelasi berdasarkan *trace* sintetik hasil inversi dan *trace* seismik pada sumur AR_5wst adalah sebesar 0,88 dan AR_6wst sebesar 0,91. Sedangkan untuk hasil *error* yang didapatkan pada sumur AR_5wst sebesar 0,45 dan AR_6wst sebesar 0,41 (Gambar 4.12). Selain itu korelasi juga dapat dilihat antara kurva hasil inversi (merah) yang dibandingkan dengan log impedansi akustik awalnya (biru).

Dari kurva hasil inversi cenderung hampir sama dengan kurva log impedansi akustik awalnya, akan tetapi akibat algoritma yang memodelkan *spike* dianggap besar saja, maka kurva hasil inversi terlihat berbentuk *blocky*. Sedangkan untuk hasil inversi impedansi akustiknya dianggap cukup baik, akan tetapi hasil pemodelan impedansi akustiknya juga terlihat *blocky*, sehingga kontras impedansi akustik masih belum terpisahkan dengan baik.



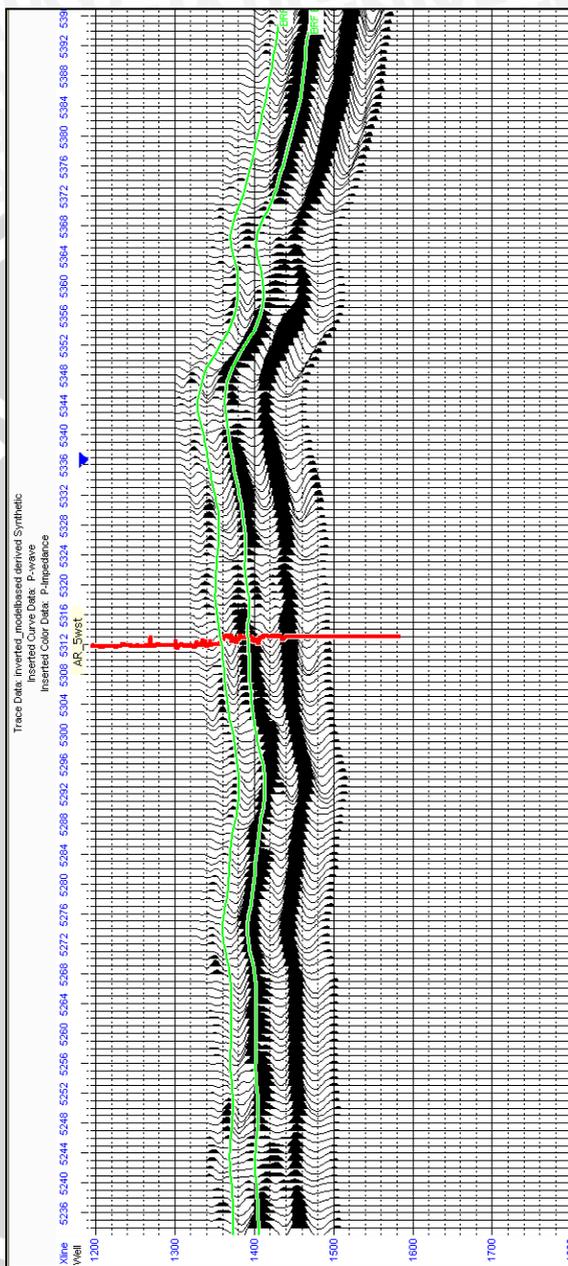
Gambar 4.13 Hasil inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike* sumur AR_5wst inline 1402.

Dari ketiga metode inversi yang telah dilakukan, yaitu dengan rekursif, *model based*, dan *maximum likelihood sparse spike*. Didapatkan hasil koefisien korelasi yang berbeda dari hasil korelasi antara *trace* sintetik hasil inversi dan *trace* seismiknya, sehingga dari ketiga metode tersebut, salah satu yang dianggap terbaik akan digunakan pada tahap selanjutnya yaitu untuk estimasi porositas dan interpretasi hasil. Untuk hasil yang diperoleh dari analisis inversi pada ketiga metode tersebut, dapat dilihat pada tabel berikut ini.

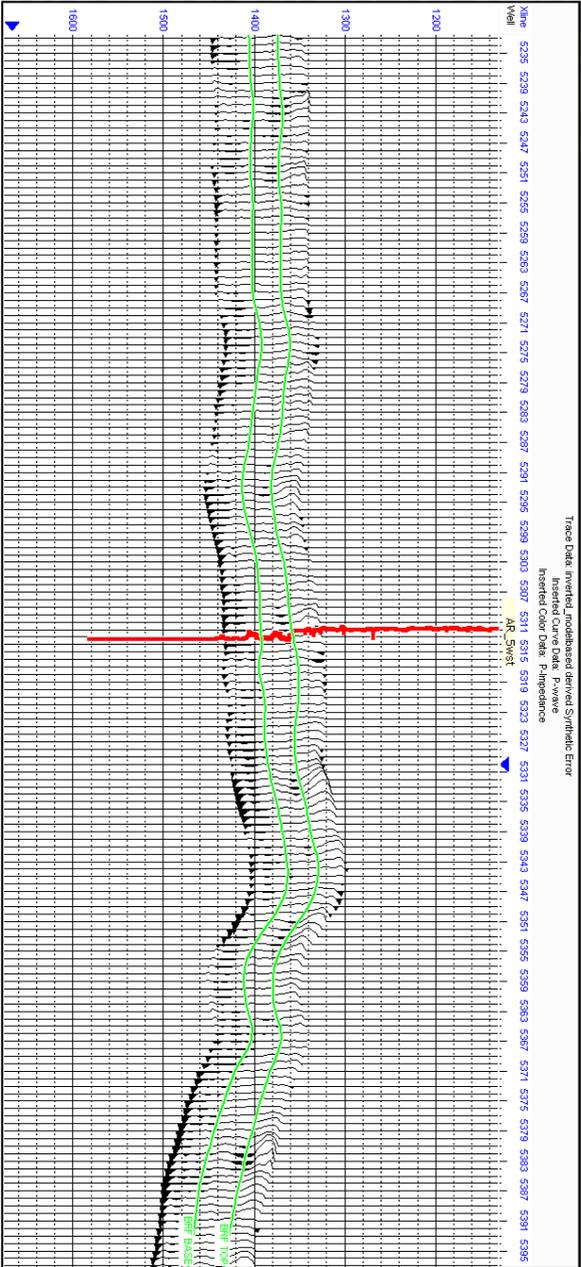
Tabel 4.1 Koefisien korelasi hasil inversi.

Inversi	Nilai Korelasi	
	AR_5wst	AR_6wst
Rekursif	0,92	0,93
<i>Model based</i>	0,97	0,97
<i>Maximum likelihood Sparse Spike</i>	0,89	0,91

Pada tabel hasil tersebut, metode inversi *model based* menghasilkan model impedansi akustik yang terbaik dengan koefisien korelasi masing-masing sebesar 0,97 pada sumur AR_5wst dan AR_6wst. Selain itu setelah dilakukan analisis inversi, besarnya *error* yang dihasilkan dalam inversi adalah sebesar pada sumur AR_5wst sebesar 0,23 dan sumur AR_6wst sebesar 0,24. Hasil nilai *error* ini dihasilkan dari selisih antara *trace* seismik dan *trace* sintetik hasil inversinya, sehingga didapatkan *trace error*.



Gambar 4.14 Trace sintetis hasil inversi *model based* pada sumur AR_5wst inline 1402.

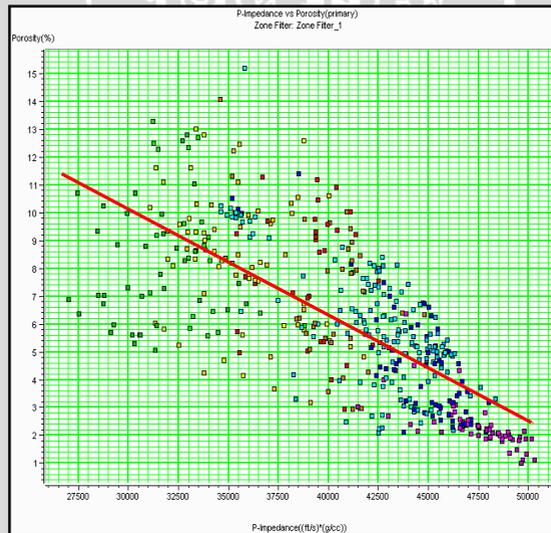


Gambar 4.15 Trace error hasil inversi model based pada sumur AR_5wst inline 1402.

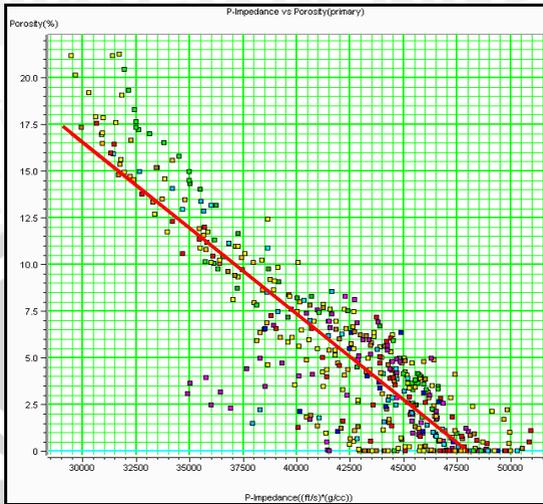
4.6 Estimasi Porositas

Estimasi porositas ini didapatkan dari hasil hubungan linier antara hasil inversi impedansi akustik *model based* terhadap log porositasnya. Hal tersebut dikarenakan porositas merupakan salah satu faktor yang dapat mempengaruhi besarnya impedansi akustik. Semakin besar impedansi akustiknya, maka dapat diperkirakan bahwa porositasnya akan semakin kecil, dan semakin kecil impedansi akustiknya maka porositasnya akan semakin besar.

Untuk mendapatkan hubungan linier tersebut dilakukan dengan *crossplot* antara log impedansi akustik dan log porositas dari data sumur. Data sumur yang digunakan adalah AR_5wst dan AR_6wst untuk memperoleh hubungan liniernya (Gambar 4.16 dan Gambar 4.16). Hubungan linier tersebut dapat diketahui dari persamaan linearnya yang dihasilkan. Dalam persamaannya, sumbu x merupakan log impedansi akustik dan sumbu y merupakan log porositasnya.



Gambar 4.16 *Crossplot* log impedansi akustik terhadap log porositas pada sumur AR_5wst.



Gambar 4.17 *Crossplot* log impedansi akustik terhadap log porositas pada sumur AR_6wst.

Dari hasil kedua *crossplot* tersebut diperoleh persamaan linier pada masing-masing sumur, yaitu :

Sumur AR_5wst :

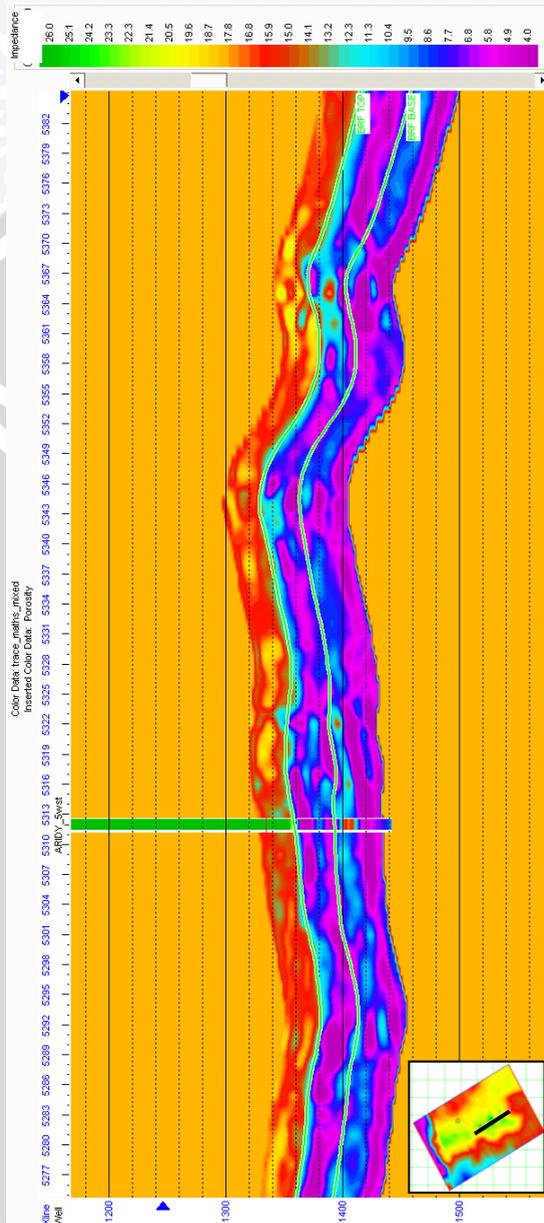
$$y = -3,79E - 04 x + 21,49 \quad (4.1)$$

Sumur AR_6wst :

$$y = -9,15E - 04 x + 43,89 \quad (4.2)$$

selain itu, normalisasi standard *error* yang didapatkan dari hubungan tersebut sebesar 0,14 untuk sumur AR_5wst dan 0,1 untuk sumur AR_6wst.

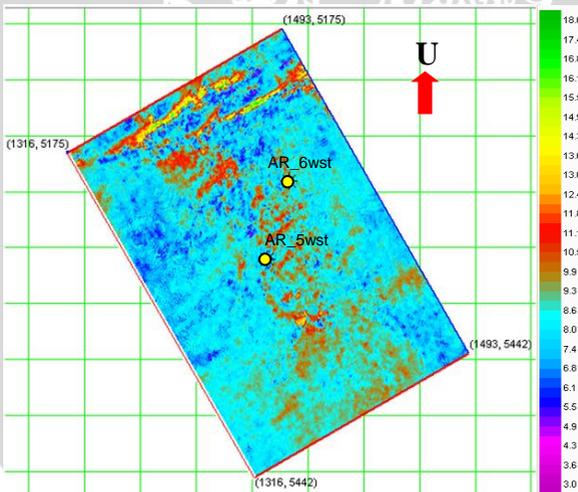
Untuk proses pemodelan estimasi porositas total, peubah x yang sebelumnya merupakan log impedansi akustik dari data sumur diubah menjadi hasil inversi pemodelan impedansi akustik. Dari persamaan tersebut, didapatkan besarnya peubah y yang merupakan hasil estimasi porositas total seperti pada Gambar 4.18.



Gambar 4.18 Hasil model porositas total dengan kontrol sumur AR_5wst inline 1402.

Dari hasil pemodelan penampang porositas, dapat diketahui besarnya porositas dari batuan karbonat setelah dilakukan hubungan linier. Sebagian besar batuan karbonat ini memiliki porositas yang kecil yang nilainya berkisar antara 0 - 9 % dengan warna penampang adalah ungu ke biru. Pada porositas yang kecil ini, batuan karbonat dapat diasumsikan bukan merupakan reservoir yang efektif untuk menjadi tempat akumulasi hidrokarbon. Selain itu pada bagian-bagian tertentu dari penampang porositas batuan karbonat, terdapat anomali adanya porositas yang cukup besar dan nilainya berkisar 9-20% dengan warna penampang yang dimulai dengan warna birulaut sampai dengan kuning. Pada porositas ini dapat diasumsikan bahwa batuan karbonat dapat menjadi reservoir yang efektif, walaupun hanya berada pada zona-zona tertentu.

Untuk melihat sebaran porositas daerah penelitian, dilakukan dengan membuat *slice* secara lateral pada besar waktu 20 ms dan dikontrol horizon BRF TOP di batas atasnya, sehingga didapatkan besarnya porositas rata-rata pada reservoir karbonat yang tersebar pada seluruh penampang. Dari sebaran ini diperoleh bahwa rata-rata nilai porositas yang besar berada pada kisaran 9-18% dan mengarah dari baratlaut ke tenggara di bagian tengah daerah penelitian.



Gambar 4.19 *Slice* porositas.

4.7 Interpretasi Hasil

Analisis yang dilakukan dalam interpretasi ini menggunakan beberapa data yang telah diperoleh. Data utama yang dijadikan acuan adalah hasil inversi impedansi akustik dengan menggunakan *model based* dan estimasi porositas secara regresi linier. Sedangkan data seismik konvensional dan data geologi digunakan sebagai kontrol tambahan untuk melakukan interpretasi. Analisis ini dilakukan untuk mengetahui kualitas reservoir secara vertikal dengan melihat penampang hasilnya dan dilakukan secara lateral dengan melihat peta sebarannya.

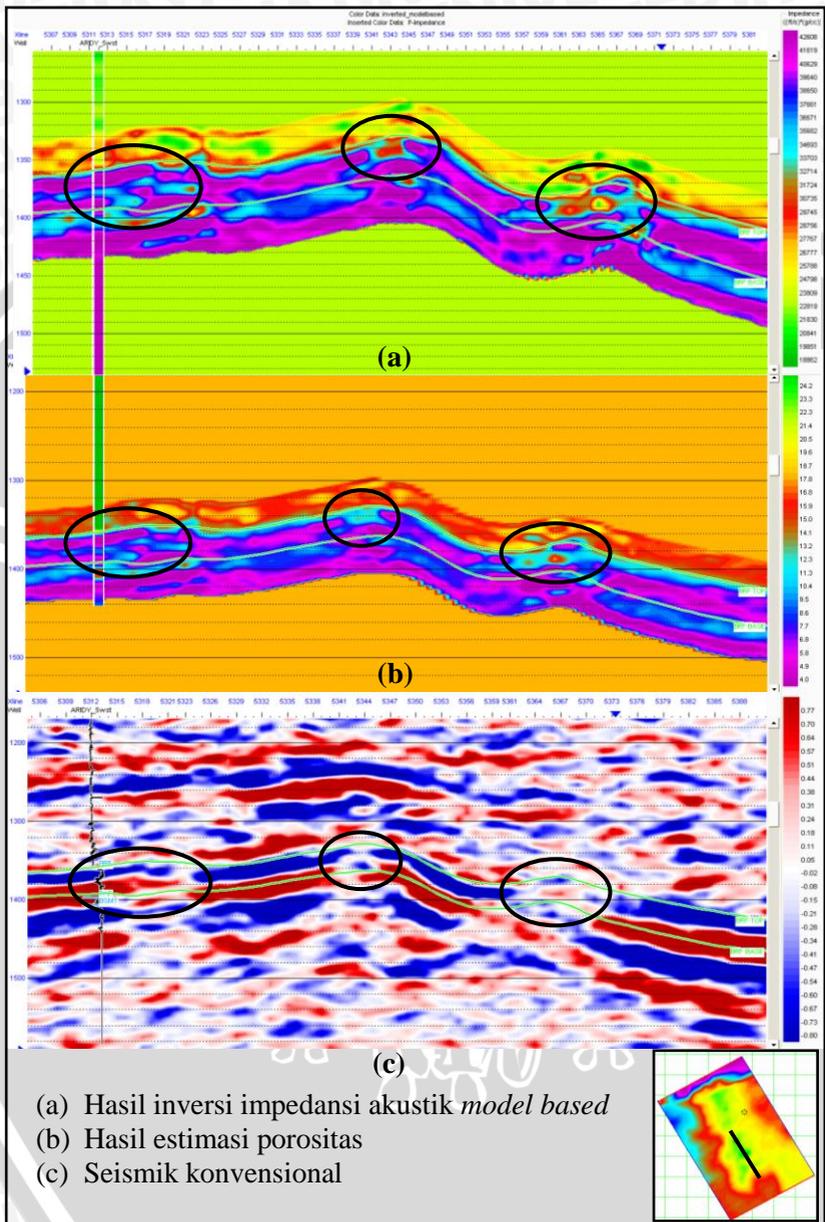
Untuk hasil inversi *model based*, dapat dilihat pada zona sekitar sumur AR_5wst menunjukkan nilai impedansi akustik rendah dan berada di tengah batuan karbonat, nilai tersebut berkisar antara 31000-39000 (ft/s).(g/cc). Sedangkan pada zona di sekitar sumur AR_6wst terdapat suatu anomali impedansi akustik yang besarnya berkisar 28000-39000 (ft/s).(g/cc). Hal ini dapat diindikasikan sebagai reservoir yang efektif pada batuan karbonat, karena nilai impedansi akustiknya rendah maka porositasnya cenderung akan besar. Besarnya porositas ini dapat dibuktikan dari log porositas totalnya yang terlihat zona batuan karbonat yang berada ditengah memiliki porositas yang cenderung lebih besar dibandingkan batuan karbonat yang berada di atas dan bawahnya. Secara keseluruhan, batuan karbonat *platform* ini merupakan batuan yang padat dan mengalami kompaksi, karena dalam penampang hasilnya sebagian besar nilai impedansi akustik bernilai sekitar 39000-42000 (ft/s).(g/cc) dan dapat dilihat pada penampang vertikalnya dengan warna ungu. Sedangkan untuk *shale* yang dapat berfungsi sebagai batuan penutup reservoir (*seal*) dapat ditunjukkan dengan warna birulaut (*aquamarine*) yang memiliki nilai impedansi akustik berkisar antara 33000-36000 (ft/s).(g/cc). *Shale* ini terdapat pada bagian atas dari lapisan batuan karbonat dan menjadi batas antara formasi Batu Raja dan formasi Gumai.

Selain itu, terdapat juga anomali impedansi akustik lain yang terlihat pada penampang *inline* 1402, bahkan nilai impedansi akustiknya lebih rendah dibandingkan anomali yang berada di sekitar sumur AR_5wst. Pada anomali tersebut nilai impedansi akustik berkisar antara 21000-39000 (ft/s).(g/cc) dan berada zona ketinggian,

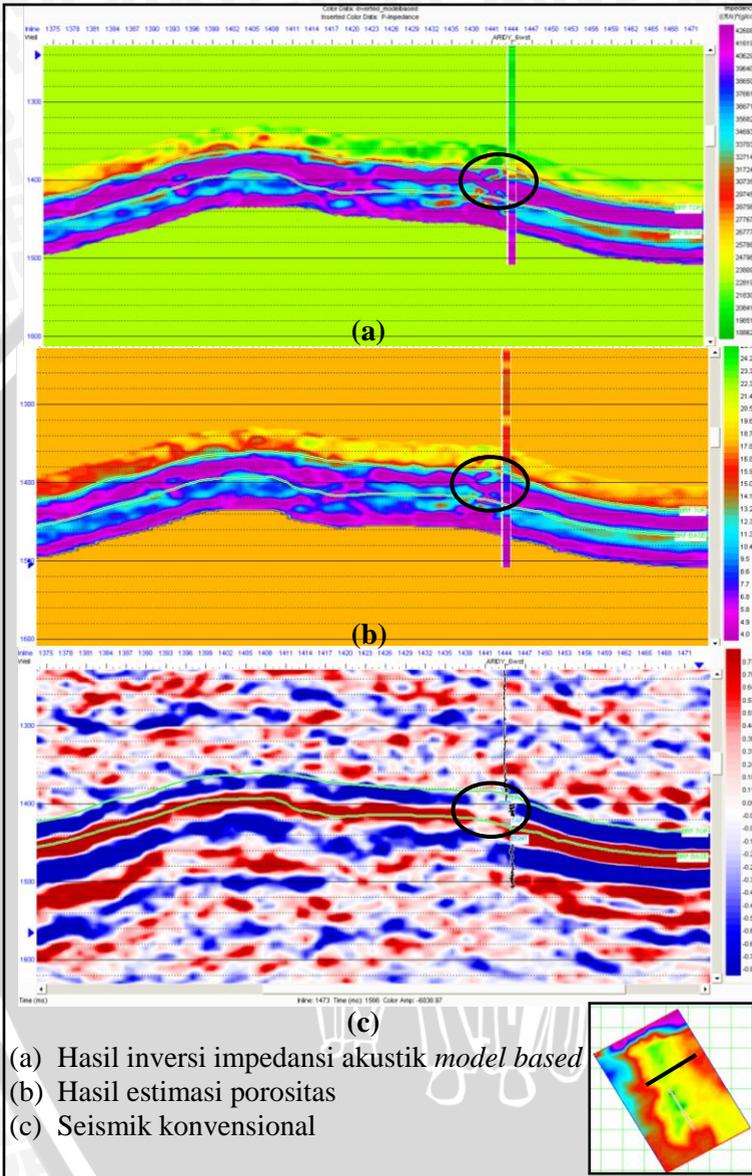
sehingga memungkinkan adanya akumulasi dari hidrokarbon dan menjadi reservoir yang efektif.

Untuk melihat besarnya porositas dari penampang, dianalisis dengan menggunakan hasil estimasi porositas yang telah dibuat berdasarkan besarnya impedansi akustik. Dari penampang porositas tersebut, dapat diperkirakan besarnya porositas dari zona di daerah dekat sumur dan zona-zona anomalnya. Pada zona di dekat sumur AR_5wst dan AR_6wst porositas yang dianggap efektif untuk menjadi reservoir berkisar antara 9-13%. Untuk zona anomali yang terlihat pada *inline* 1402 besarnya porositas berkisar antara 9-18%. Secara keseluruhan porositas dari batuan karbonat *platform* memiliki nilai yang kecil yang berkisar antara 0-9%, sehingga zona yang prospektif untuk menjadi reservoir adalah pada zona tertentu saja, dan dapat ditunjukkan dengan anomali porositas besar dan impedansi akustik yang rendah.

Untuk analisis dari penampang seismiknya, diperlihatkan respon amplitudo yang dihasilkan dari kontras reflektivitas pada batas antar litologinya. Dalam penampang pada *inline* 1402 dan *crossline* 5271 terlihat adanya anomali amplitudo pada penampang tersebut. Anomali ini terjadi akibat adanya pelemahan amplitudo pada batuan karbonat yang secara umum memiliki amplitudo yang kuat, sehingga dapat dianalisis amplitudo dari batuan karbonat yang awalnya kuat tiba-tiba melemah pada *trace-trace* tertentu. Pada batuan karbonat *platform* dalam penelitian ini, diperkirakan sebagian besar memiliki porositas kecil dan terkompaksi. Sehingga dapat diasumsikan bahwa ada kehadiran fluida, yang terutama gas dan akan mengakibatkan anomali berkurangnya amplitudo atau yang disebut juga efek *dim spot*.



Gambar 4.20 Penampang vertikal *inline* 1402 pada sumur AR_5wst.

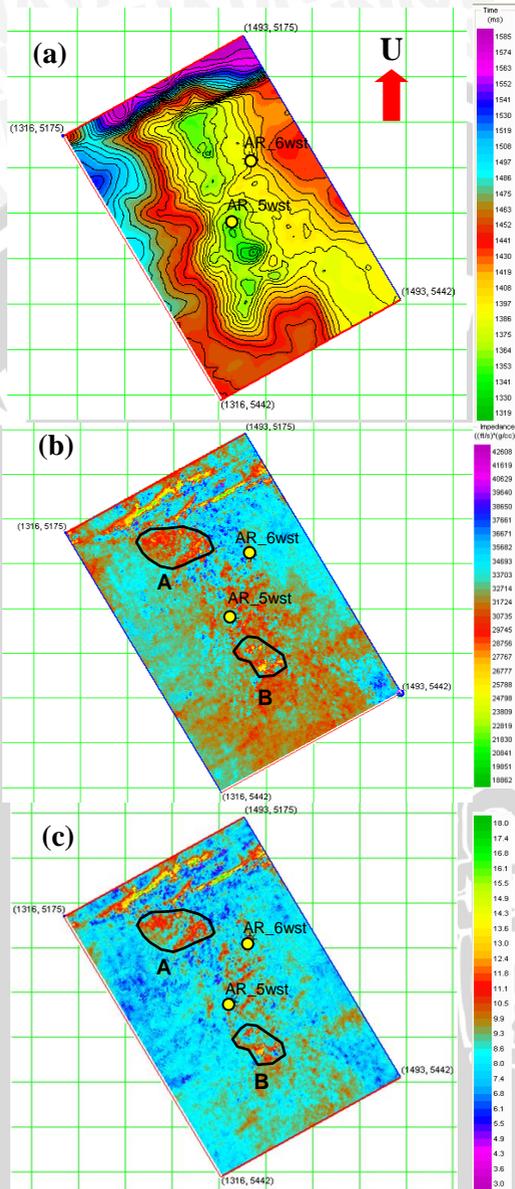


Gambar 4.21 Penampang vertikal *crossline* 5271 pada sumur AR_6wst.

Untuk melihat sebaran dari reservoirnya, identifikasi ini dilakukan dengan menggunakan *slice* struktur waktu, hasil impedansi akustik dan estimasi porositasnya. Identifikasi ini berdasarkan pada nilai impedansi akustik yang rendah dan porositas yang tinggi pada daerah penelitian. Selain itu dikontrol juga dengan melihat peta struktur waktu untuk mengetahui adanya struktur ketinggian dan rendahan, sehingga dapat diketahui gambaran arah migrasi dari hidrokarbon. Hidrokarbon biasanya akan migrasi dari struktur yang lebih dalam ke daerah lebih tinggi apabila terdapat batuan yang permeabel.

Dari peta struktur waktu zona ketinggian mengarah dari tenggara ke barat laut dan berada di sekitar tengah daerah penelitian. Pada zona ketinggian tersebut, secara keseluruhan terdiri dari batuan karbonat *platform* yang mengalami perubahan struktur akibat adanya patahan. Apabila dilihat secara overlay dengan peta sebaran hasil impedansi akustik dan porositasnya, pada zona ketinggian ini terlihat sebaran nilai impedansi akustik yang rendah dan porositas yang tinggi jika dibandingkan dengan zona rendahnya. Arah akumulasi hidrokarbon diperkirakan berasal dari arah timurlaut dan barat daya dari daerah penelitian, dan terakumulasi pada zona ketinggian yang memiliki karakteristik sebagai reservoir prospektif.

Peta sebaran impedansi akustik dan porositas ini didapatkan dengan rata-rata pada ketebalan 20 ms di bawah horizon BRF TOP. Untuk hasil *slice* dari impedansi akustik didapatkan sebaran nilai yang rendah berada pada daerah ketinggian dan diindikasikan dengan warna kuning. Nilai impedansi akustiknya berkisar antara 30000-34000 (ft/s).(g/cc). Sebaran ini dianggap sebagai indikasi reservoir yang prospektif berdasarkan peta sebaran impedansi akustiknya. Sedangkan berdasarkan peta sebaran porositas, rata-rata porositas tertinggi memiliki porositas berkisar antara 9-18% pada batuan karbonat. Untuk indikasi zona yang prospektif reservoir hasil integrasi dari nilai impedansi akustik dan porositasnya, dibagi menjadi zona A dan B. Zona ini diasumsikan menjadi zona prospektif baru untuk pengembangan eksplorasi hidrokarbon.



Gambar 4.22 Peta Sebaran (a) Struktur Waktu (b) Impedansi Akustik (c) Porositas.

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan pada lapangan “Kalis” dapat disimpulkan sebagai berikut.

1. Karakterisasi reservoir dengan menggunakan inversi seismik dapat mengidentifikasi besarnya impedansi akustik dari batuan. Dan metode seismik inversi yang dianggap terbaik dalam penelitian ini menggunakan *Model Based*, karena metode ini menghasilkan korelasi sebesar 0,97 dari masing-masing sumur dan tingkat kesalahan 0,23 pada sumur AR_5wst dan 0,24 pada sumur AR_6wst.
2. Reservoir karbonat yang diindikasikan sebagai reservoir yang efektif memiliki nilai impedansi akustik rendah sebesar 21000-39000 (ft/s).(g/cc) dan porositasnya sebesar 9-18%.
3. Reservoir karbonat yang memiliki indikasi terdapat fluida hidrokarbon adalah pada zona A dan B. Indikasi ini didasarkan pada peta struktur waktu, zona anomali yang memiliki impedansi akustik rendah dan porositas yang besar. Apabila dianalisis berdasarkan respon amplitudo, zona anomali menunjukkan adanya penurunan besarnya amplitudo pada batuan karbonat yang dapat diindikasikan adanya fluida.

5.2 Saran

1. Untuk identifikasi adanya fluida hidrokarbon, diperlukan adanya metode lain seperti analisis AVO (*Amplitude versus offset*).
2. Untuk menguatkan hasil karakterisasi berdasarkan impedansi akustik dan porositas ini sebaiknya dilakukan karakterisasi berdasarkan gamma ray dan densitasnya dengan metode lainnya. Terutama pada zona A dan B sebagai indikasi zona yang prospektif sebagai reservoir.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan

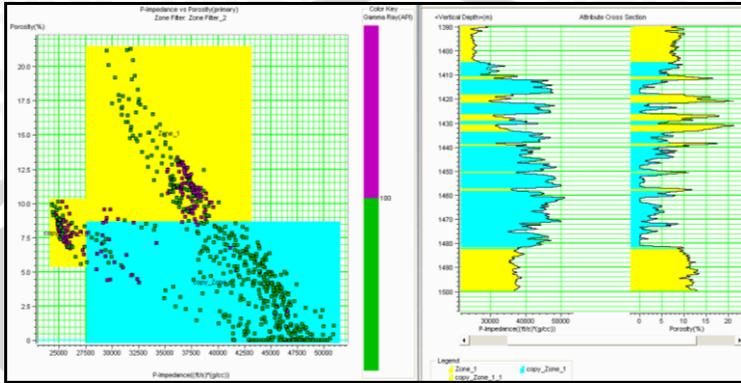


DAFTAR PUSTAKA

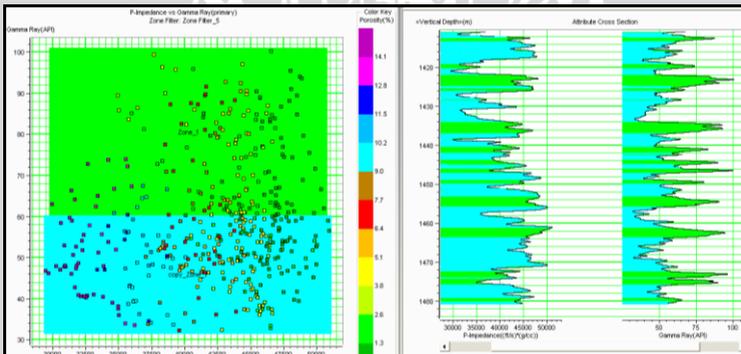
- Brown, A.R. 2004. *Interpretation of Three Dimensional Seismic Data*. AAPG Memoir 42 SEG Investigations in Geophysics. Tulsa.
- Bishop, M. G. 2001. *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. USGS. Colorado.
- Firdaus, M. dan A. Prabantara. 2004. *Interpretasi Petrofisika & Log Data management*. P.T Elnusa Geosains. Jakarta.
- Ginger, D. dan K. Fielding. 2005. *The Petroleum Systems And Future Potential Of The South Sumatra Basin*. Proceeding IPA 30th Annual Convention and Exhibition. Jakarta
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.
- Hendrick, T.L. dan K. Aulia. 1993. *Structural and Tectonic Model of Coastal Plain Block Central Sumatra Basin Indonesia*, Proceeding IPA 22nd Annual Convention. Jakarta.
- Ibrahim, G. dan Subardjo. 2005. *Pengetahuan seismologi*. Badan Meteorologi dan Geofisika. Jakarta
- Koesoemadinata, R. P. 1984. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. ITB. Bandung.
- Munadi, S. 2000. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Program Studi Geofisika UI. Depok.
- Munadi, S., D. Rubyanto dan B. Triharjanto. 1995. *Resolusi Seismik*. Lembaran Publikasi Lemigas No.2. Jakarta.
- Pulunggono, A., H.S. Agus dan C.G. Kosuma. 1992. *Pre-Tertiary And Tertiary Fault System As A Framework Of The South Sumatera Basin, A Study Of SAR Maps*. Proceeding IPA 21st Annual Convention. Jakarta.

- Pulunggono, A dan N.R. Cameron. 1984. *Sumatran Microplates, their characteristics and their role in the evolution of the Central and South Sumatra Basins*. Proceedings IPA 13th Annual Convention. Jakarta.
- Russell, B. H. 1991, *Introduction to Seismic Inversion Methods*, S.N. Domenico. Editor Course Notes Series. Volume 2 3rd edition. USA.
- Sardjito., E. Fadianto., Djumlati dan S. Hansen. 1991. *Hydrocarbon Prospect Of Pre Tertiary Basement In Kuang Area, South Sumatera*, Proceedings IPA 20th Annual Convention. Jakarta.
- Sismanto. 1996. *Modul 1: Akuisisi Data Seismik*. Laboratorium Geofisika UGM. Yogyakarta.
- Sismanto. 2006. *Dasar Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Laboratorium Geofisika UGM. Yogyakarta.
- Sudarmo. 2002. *Modul : Interpretasi Log*. P.T Elnusa Geosains. Jakarta.
- Sukmono, S. dan A. Abdullah. 2001. *Karakteristik Reservoar Seismik*. Lab. Geofisika Reservoar Teknik Geofisika ITB. Bandung.
- Umam, M. S. 2004. *Seismic Interpretation in Petroleum Exploration and Production* . UB AAPG Student Chapter One Day Course by Chevron. Pekanbaru.
- Yilmaz, O. 1988. *Seismic Data Processing*. Investigations in Geophysics No. 2. SEG. Tulsa

LAMPIRAN 1

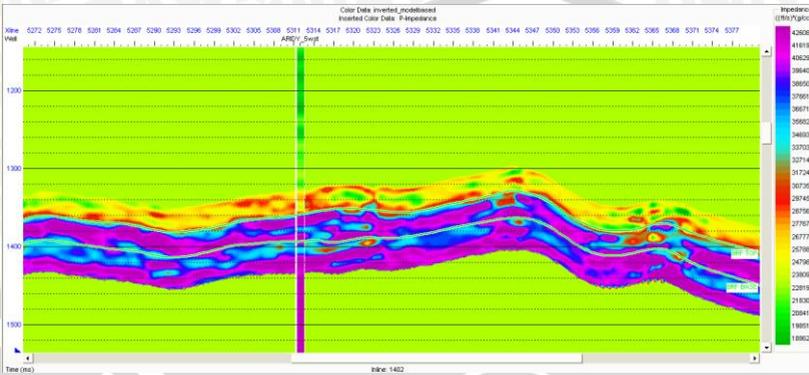


Gambar lampiran 1.1 Analisis sensitivitas log IA dan log porositas pada sumur AR_6wst, (a) *Crossplot* (b) *Cross Section*.

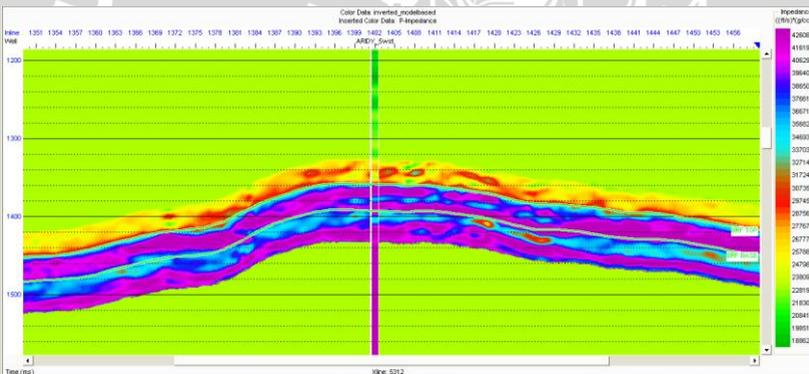


Gambar lampiran 1.2 Analisis sensitivitas log IA dan log Gamma Ray pada sumur AR_6wst, (a) *Crossplot* (b) *Cross Section*.

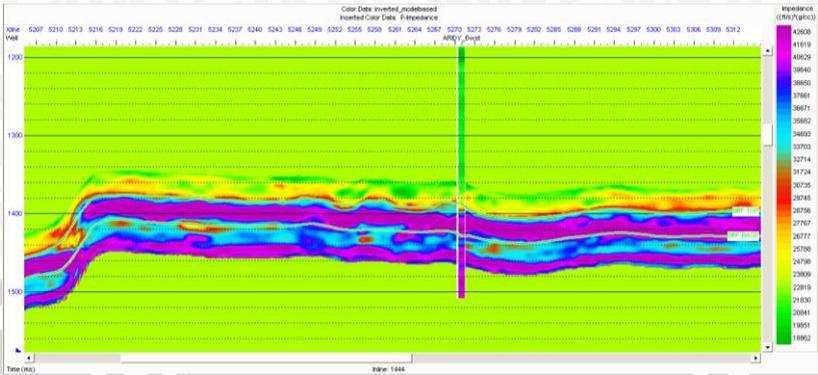
LAMPIRAN 2



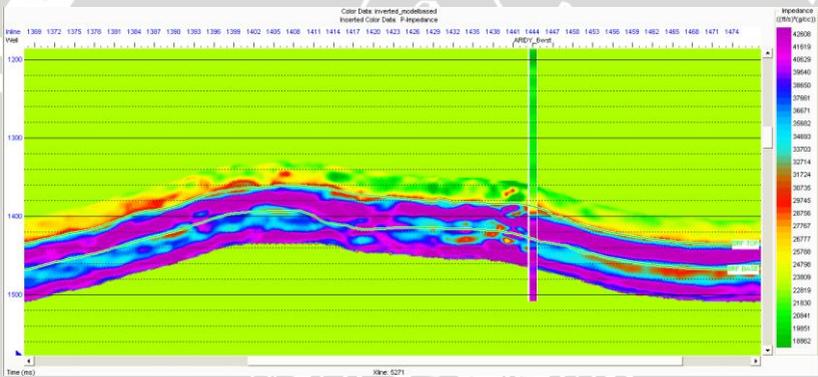
Gambar lampiran 2.1 Hasil inversi impedansi akustik dengan metode *Model Based* pada sumur AR_5wst inline 1402.



Gambar lampiran 2.2 Hasil inversi impedansi akustik dengan metode *Model Based* pada sumur AR_5wst crossline 5312.

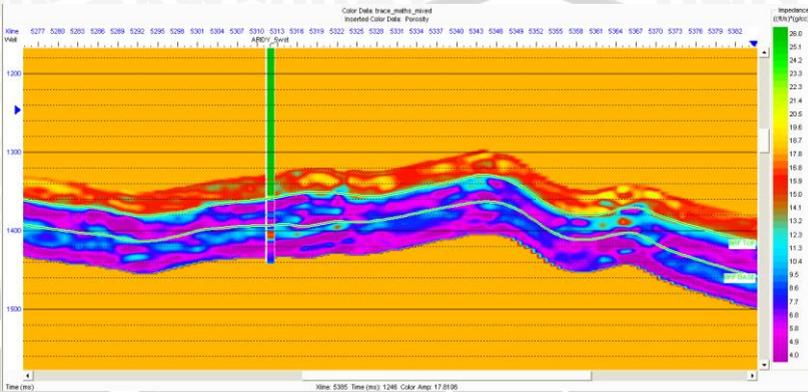


Gambar lampiran 2.3 Hasil inversi impedansi akustik dengan metode *Model Based* pada sumur AR_6wst inline 1444.

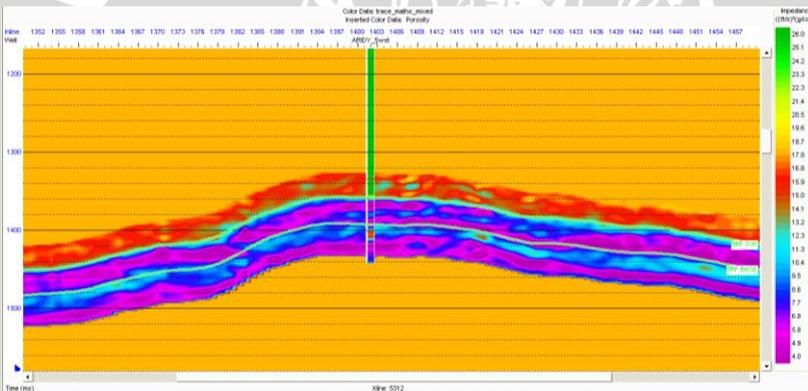


Gambar lampiran 2.4 Hasil inversi impedansi akustik dengan metode *Model Based* pada sumur AR_6wst crossline 5271.

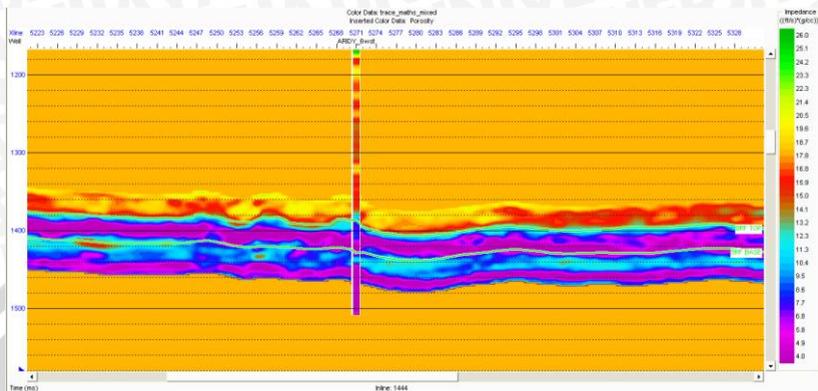
LAMPIRAN 3



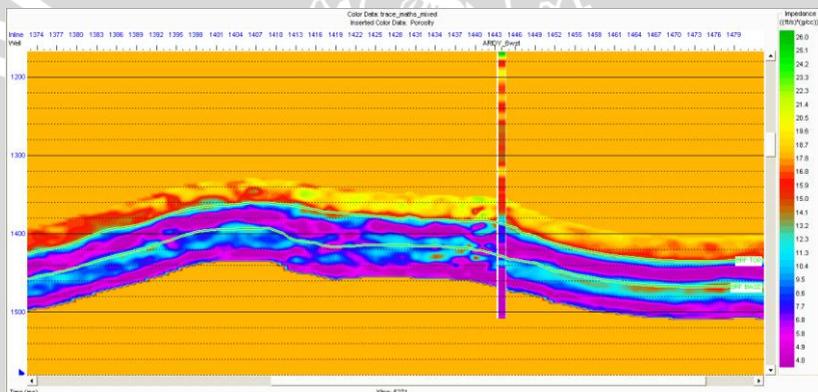
Gambar lampiran 3.1 Hasil model porositas total pada sumur AR_5wst inline 1402.



Gambar lampiran 3.2 Hasil model porositas total pada sumur AR_5wst crossline 5312.



Gambar lampiran 3.1 Hasil model porositas total pada sumur AR_6wst inline 1444.



Gambar lampiran 3.2 Hasil model porositas total pada sumur AR_6wst crossline 5271.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan

