



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOAR PADA DAERAH "X", SUMATERA SELATAN**

SKRIPSI

Yonas Ariyanto

0606068801

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



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOAR PADA DAERAH “X”,
SUMATERA SELATAN**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains


Yonas Ariyanto

0606068801

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

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Yonas Ariyanto
NPM : 0606068801
Tanda Tangan : 
Tanggal : 13 Juni 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Yonas Ariyanto
NPM : 0606068801
Program Studi : Fisika S-1 Reguler
Judul Skripsi : Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoar pada Daerah "X", Sumatera Selatan.

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr. rer. nat. Abdul Haris

(.....)

Pembimbing II : Rusalida Raguwanti, Msc

(.....)

Penguji I : Dr. Eng. Supriyanto, Msc

(.....)

Penguji II : Ir. Anggoro, MT

(.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 13 Juni 2011

KATA PENGANTAR

Terimakasih atas berkat dan kasih karunia yang Tuhan Yesus berikan kepada penulis, sehingga dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul **“Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoar pada Daerah “X”, Sumatera Selatan.”** tepat pada waktunya. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu persyaratan kelulusan program Peminatan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku dosen pembimbing I yang telah banyak memberikan arahan, pengetahuan dan waktu pada saya untuk menyelesaikan penelitian tugas akhir ini.
2. Ibu Rusalida Raguwanti, Msc selaku pembimbing II yang telah menyediakan waktu dan bimbingan selama menjalankan penelitian tugas akhir di PT. Pertamina EPTC.
3. Bapak Dr. Eng. Supriyanto, Msc selaku penguji I dan ketua sidang yang bersedia meluangkan waktunya dalam sidang tugas akhir ini.
4. Bapak Ir. Anggoro, MT, selaku penguji II yang telah bersedia berdiskusi dan menjadi penguji dalam sidang tugas akhir ini.
5. Kedua orang tua atas dukungan doa, materiil, dan semangat kepada penulis.
6. Mas Muin, selaku pembimbing teknis yang telah menyediakan waktunya untuk berdiskusi.
7. Mbak Mini, geophysicisist PT Pertamina EPTC yang telah mengajarkan penulis dalam pengenalan software dan menyediakan waktu untuk diskusinya selama mengerjakan penelitian tugas akhir ini.
8. Mas Angkasa, mas Pram, Rasyid (Universitas Diponegoro) , Fatimah (Universitas Gadjahmada) dan seluruh jajaran staf PT. Pertamina EPTC yang memberikan bantuan baik moril dan pengetahuan.

9. Aridy Prasetya (Universitas Brawijaya) yang telah membagikan informasi dan pengetahuan mengenai penelitian tugas akhir ini.
10. Ng Bei Berger, Ariyo, Erlankwibz, dan mas Amar selaku jajaran PURI base yang telah menyediakan tempat, waktu, bimbingan dan masukan selama pengerjaan laporan penelitian tugas akhir ini.
11. Seluruh dosen maupun staf karyawan Departemen Fisika UI
12. Mas Budi, Mbak Esti, dan adek Haniel, yang telah menjadi tempat berkeluh kesah dan memberikan semangat.
13. Pak Anas, Mbak Upi, dan Egi yang telah memberi dukungan moril dan materiil dalam pelaksanaan Tugas Akhir ini.
14. Rekan dan sahabat Aditya Wira, Aviandra, Arfizaldi, Mika Hadi, Andri Eddy, Achmad Yoshi, Yusuf Hadi, Immanuel Bobby, Gemmy Adyendra, Syahrial, Asrikin, Andrew Jo dan teman-teman seperjuangan di fisika UI terutama angkatan 2006. Tetap gapai impianmu rekan-rekan.
15. Teman-teman senior Miftah, Gerry, Abdul Affan, yang telah menyediakan waktu untuk berdiskusi selama pengerjaan penelitian tugas akhir ini.
16. Teman-teman junior 2007,2008 dan 2009 yang memberi semangat dan dukungan moriil terhadap penulis. Tetap semangat rekan-rekan
17. Seluruh pihak yang membantu dalam pengerjaan tugas akhir ini baik secara langsung dan tidak langsung yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Akhir dari kata pengantar ini, penulis berharap semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca ataupun bagi penyusun dimasa sekarang ataupun masa yang akan datang. Kami juga berharap adanya kritik dan saran yang bersifat membangun. Atas perhatiannya kami ucapkan terimakasih. Selamat membaca.

Penulis
2011

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

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

Nama : Yonas Ariyanto
NPM : 0606068801
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Skripsi

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

**PEMODELAN IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOAR PADA DAERAH “X”, SUMATERA SELATAN.**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada Tanggal : 13 Juni 2011

Yang menyatakan,



(Yonas Ariyanto)

ABSTRAK

Nama : Yonas Ariyanto
Program Studi : Fisika
Judul : Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoir pada Daerah “X”, Sumatera Selatan

Pemodelan impedansi akustik dapat memberikan gambaran fisis batuan dalam karakterisasi reservoir. Metode inversi yang diterapkan untuk mendapatkan model impedansi akustik pada Daerah “X”, Sumatera Selatan menunjukkan bahwa litologi karbonat *platform* pada formasi Batu Raja dan batuan pasir (*sand*) pada formasi Gumai dan Talang Akar dapat terpisahkan dengan baik. Reservoir karbonat yang memenuhi kriteria pada formasi Batu Raja terlihat pada nilai anomali impedansi akustik yang cukup rendah (11000-12100 m/s.gr/cc) dengan nilai porositas sekitar 8-11%. Analisis terintegrasi berdasarkan model impedansi akustik, data sumur, model estimasi porositas, data seismik dan data geologi regional menunjukkan bahwa zona persebaran reservoir terkonsentrasi pada bagian barat laut hingga tenggara daerah penelitian.

Kata kunci : impedansi akustik, karbonat *platform*, inversi *model based*, porositas.
xv + 68 halaman ; 44 Gambar; 2 tabel
Daftar Acuan : 13 (1990-2010)

ABSTRACT

Name : Yonas Ariyanto
Study Program : Physics
Title : Acoustic Impedance Modeling for Characterization
of reservoirs in the region "X", South Sumatra

Modeling acoustic impedance is applied to describe physical properties of rocks in the reservoir characterization. Inversion method which is used to obtain acoustic impedance model on the Region "X", South Sumatra shows that the lithology of carbonate platforms in the Batu Raja and rock formations of sand on Gumai and Talang Akar formation can be separated well. Carbonate reservoir that meets the criteria in the formation of the Batu Raja looks at the value anomaly with low acoustic impedance (11000-12100 m / s.gr / cc) with a porosity value about 8 to 11%. Integrated analysis based on acoustic impedance model, well data, the model porosity estimation, seismic data and regional geological data indicate that the distribution of reservoir zones are concentrated in the northwest to the southeast area of research.

Keywords : Acoustic Impedance, Carbonate Platforms, Model based
Inversion, porosity.
xv+68 pages ; 44 pictures; 2 tables
Bibliography : 13 (1990-2010)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	1
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Metodologi Penelitian	3
1.5 Sistematika Penulisan	4

BAB II TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI REGIONAL

2.1 Geologi Regional	5
2.2 Geologi Struktur Cekungan Sumatera Selatan	6
2.2.1 <i>Syn-Rift Megasequence</i> (c. 40 - c. 29 Ma)	8
2.2.2 <i>Post Rift Megasequence</i> (c. 29 - c. 5 Ma)	8
2.2.3 <i>Syn-Orogenic/Inversion Megasequence</i> (c. 5 Ma - Sekarang)	8
2.3 Stratigrafi Struktur Cekungan Sumatera Selatan	9
2.3.1 Batuan Dasar (<i>Basement</i>)	9
2.3.2 Formasi Lahat	10
2.3.3 Formasi Talang Akar	10

2.3.4 Formasi Batu Raja	11
2.3.5 Formasi Gumai	12
2.3.6 Formasi Air Benakat	12
2.3.7 Formasi Muara Enim	13
2.3.8 Formasi Kasai	13
2.4 <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan	15
2.4.1 Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	15
2.4.2 Reservoir	15
2.4.3 Batuan Penutup (<i>Seal</i>)	16
2.4.4 <i>Trap</i>	16
2.4.5 Migrasi	17

BAB III DASAR TEORI

3.1 Prinsip Metode Seismik	18
3.2 Komponen Seismik Refleksi	18
3.2.1 Impedansi Akustik	19
3.2.2 Koefisien Refleksi	19
3.2.3 Polaritas	20
3.2.4 Resolusi Vertikal Seismik	20
3.2.5 Wavelet	21
3.2.6 Seismogram Sintetik	21
3.3 Klasifikasi Gelombang Seismik	22
3.4 <i>Checkshot</i>	24
3.5 Fisika Batuan	24
3.5.1 Porositas	24
3.5.2 Densitas	26
3.5.3 Permeabilitas	26
3.6 Data Sumur (<i>Well Log</i>)	27
3.6.1 Log Gamma Ray	27
3.6.2 Log <i>Spontaneous Potential</i> (SP)	28
3.6.3 Log Induksi	29
3.6.4 Log Lateral	29

3.6.5 Log Sonic	29
3.6.6 Log Neutron Porositas	30
3.6.7 Log Densitas	30
3.7 Prinsip Dasar Atribut Seismik	31
3.8 Prinsip Dasar Inversi Seismik	34
3.8.1 Inversi Seismik Rekursif (<i>bandlimited</i>)	36
3.8.2 Inversi Seismik Berbasis model (<i>model based inversion</i>)	37
3.8.3 Inversi Seismik <i>sparse spike</i>	37

BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data	38
4.2 Pengolahan Data	40
4.2.1 Analisa Data Log	40
4.2.2 Pengikatan Data Sumur dengan Data Seismik (<i>Well Seismic Tie</i>)	41
4.2.3 Uji Sensitivitas	45
4.2.4 Analisa Tuning	45
4.2.5 Interpretasi Seismik atau Penulusuran Horison (<i>Picking Horizon</i>)	45
4.2.6. Pembuatan Model Awal (<i>Initial Model</i>)	48
4.3. Inversi Seismik	50
4.3.1. Inversi <i>Maximum Likelihood Sparse Spike</i>	50
4.3.2. Inversi <i>Model Based</i>	52

BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Sensitivitas Log	54
5.1.1. <i>Crossplot</i> dan <i>Crosssection</i> Log Impedansi Akustik dan Log Porositas	54
5. 1.2. <i>Crossplot</i> dan <i>Crosssection</i> Log Impedansi Akustik dan Log Gamma Ray	56
5.2 Analisis Inversi	57
5.2.1 Inversi <i>Maximum Likelihood Sparse Spike</i>	57

5.2.2 Inversi Berbasis Model (<i>Model Based Inversion</i>)	58
5.3 Analisis dan Estimasi Porositas	60
5.4 Interpretasi Hasil	62

BAB VI KESIMPULAN

Kesimpulan	68
------------------	----

DAFTAR ACUAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Lapangan “X” ditunjukkan dengan tanda panah	2
Gambar 1.2	Diagram alir untuk karakterisasi reservoir	4
Gambar 2.1	Lokasi cekungan Sumatra Selatan dan batas-batasnya	5
Gambar 2.2	Elemen-elemen struktur utama cekungan Sumatera Selatan	7
Gambar 2.3	Peta distribusi facies formasi Batu Raja	12
Gambar 2.4	Kolom stratigrafi sub-cekungan Palembang	14
Gambar 3.1	Sketsa survey seismik	18
Gambar 3.2	(1) <i>Zero Phase Wavelet</i>	21
	(2) <i>Maximum Phase Wavelet</i>	21
	(3) <i>Minimum Phase Wavelet</i>	21
	(4) <i>Mixed Phase Wavelet</i>	21
Gambar 3.3	Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan wavelet	22
Gambar 3.4	Arah gerak partikel dan arah penjalaran gelombang longitudinal (v_p)	23
Gambar 3.5	Arah gerak partikel dan arah penjalaran gelombang transversal (v_s)	23
Gambar 3.6	Survei Checkshot	24
Gambar 3.7	Klasifikasi atribut seismik	31
Gambar 3.8	(a) Palung seismik real ber-fasa -180 derajat s/d 180 derajat ...	32
	(b) Fasa Sesaat	32
Gambar 3.9	Skema umum proses inversi	33
Gambar 3.10	Proses inversi dari data seimik menjadi model AI	34
Gambar 4.1	Peta basemap lapangan “X”	39
Gambar 4.2	Tampilan log pada sumur PDW-5wst pada zona target formasi Batu Raja	41
Gambar 4.3	Wavelet hasil ekstraksi pada data seismik pada (a) domain frekuensi dan fasa	42
	(b) domain waktu	42

Gambar 4.4	Well seismic tie pada sumur PDW-5wst	44
Gambar 4.5	Well seismic tie pada sumur PDW-6wst	44
Gambar 4.6	Arbitrary line yang memotong sumur PDW-5wst dan PDW-6wst	46
Gambar 4.7	Penelusuran horison berdasarkan tampilan amplitudo seismik ..	47
Gambar 4.8	Penelusuran horison berdasarkan ekstraksi atribut fasa sesaat .	47
Gambar 4.9	Peta struktur waktu horison BRF, TAF, BASEMENT	48
Gambar 4.10	Model awal impedansi akustik lapangan “x” pada inline 1402	49
Gambar 4.11	Analisis pre-inversi metode maximum likelihood sparse spike .	51
Gambar 4.12	Analisis pre-inversi metode model based	53
Gambar 5.1	Crossplot impedansi akustik terhadap porosity sumur PDW- 5wst	55
Gambar 5.2	Crosssection log impedansi akustik terhadap log porositas pada sumur PDW-5wst	55
Gambar 5.3	Crossplot log impedansi akustik terhadap log gamma ray pada sumur PDW-5wst	56
Gambar 5.4	Crosssection log impedansi akustik terhadap log gamma ray sumur PDW5-wst	57
Gambar 5.5	Hasil inversi <i>maximum likelihood sparse spike</i> lapangan “X” yang melalui arbitrary line	58
Gambar 5.6	Hasil inversi Model Based lapangan “x” yang melalui arbitrary line	59
Gambar 5.7	Analisis log porositas terhadap log impedansi akustik pada marker DST1 dan DST2 pada sumur PDW-5wst	60
Gambar 5.8	Hubungan antara porositas dan impedansi akustik pada sumur PDW-5wst untuk mendapatkan model estimasi porositas	61
Gambar 5.9	Hasil model estimasi porositas pada inline 1402	62
Gambar 5.10	Penampang lateral impedansi akustik dibawah 25 ms formasi Batu Raja	63
Gambar 5.11	Peta struktur waktu dibawah 25 ms formasi Batu Raja	64
Gambar 5.12	Peta sebaran porositas dibawah 25 ms formasi Batu Raja	65
Gambar 5.13	Inline 1402 yang memotong sumur PDW-5wst	66

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Skala kualitas porositas reservoir	36
Tabel 4.1 Data marker penelitian	36

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan minyak dan gas bumi yang terus meningkat diikuti dengan perkembangan teknologi dan industri yang semakin pesat. Seiring kebutuhan masyarakat dan industri terhadap hidrokarbon, semakin sulit menemukan hidrokarbon pada jebakan atau beberapa bentuk struktur yang dikenal sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon. Oleh karena itu peningkatan teknologi eksplorasi hidrokarbon melalui metode seismik sangat diperlukan untuk memaksimalkan pencarian hidrokarbon tersebut.

Metode seismik merupakan salah satu metode geofisika yang mampu menggambarkan keadaan bawah permukaan secara lateral dengan baik, Dengan memanfaatkan parameter-parameter fisis dan ditunjang dengan data sumur yang merepresentasikan informasi bawah permukaan secara kedalaman lalu menginterpretasikannya melalui pengetahuan geologi maka diperoleh analisis yang cukup akurat. Atribut seismik merupakan metode atau proses yang sangat bermanfaat dalam memberikan tampilan seismik yang lebih baik dalam membantu interpretasi seismik, sedangkan inversi seismik merupakan salah satu metode yang menggunakan seluruh informasi baik itu data seismik maupun data sumur.

Penggunaan berkesinambungan kedua metode tersebut dapat merepresentasikan karakteristik reservoir yang cukup akurat dan lebih lanjutnya dapat mengidentifikasi distribusi dari reservoir tersebut.

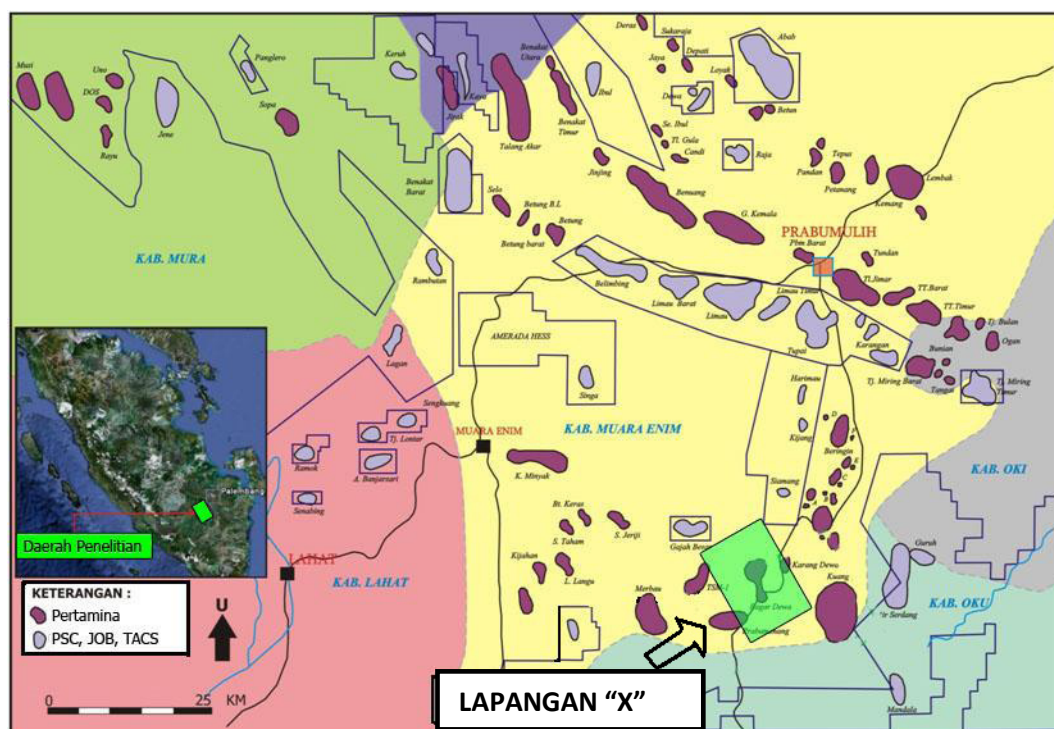
1.2 Tujuan Penelitian

1. Mempelajari dan memahami prinsip dasar atribut untuk membantu interpretasi seismik.
2. Melakukan karakterisasi reservoir dengan pendekatan seismik inversi

- Interpretasi hasil yang diekstrak dari inversi seismik dalam penentuan distribusi reservoir secara lateral.

1.3 Batasan Masalah

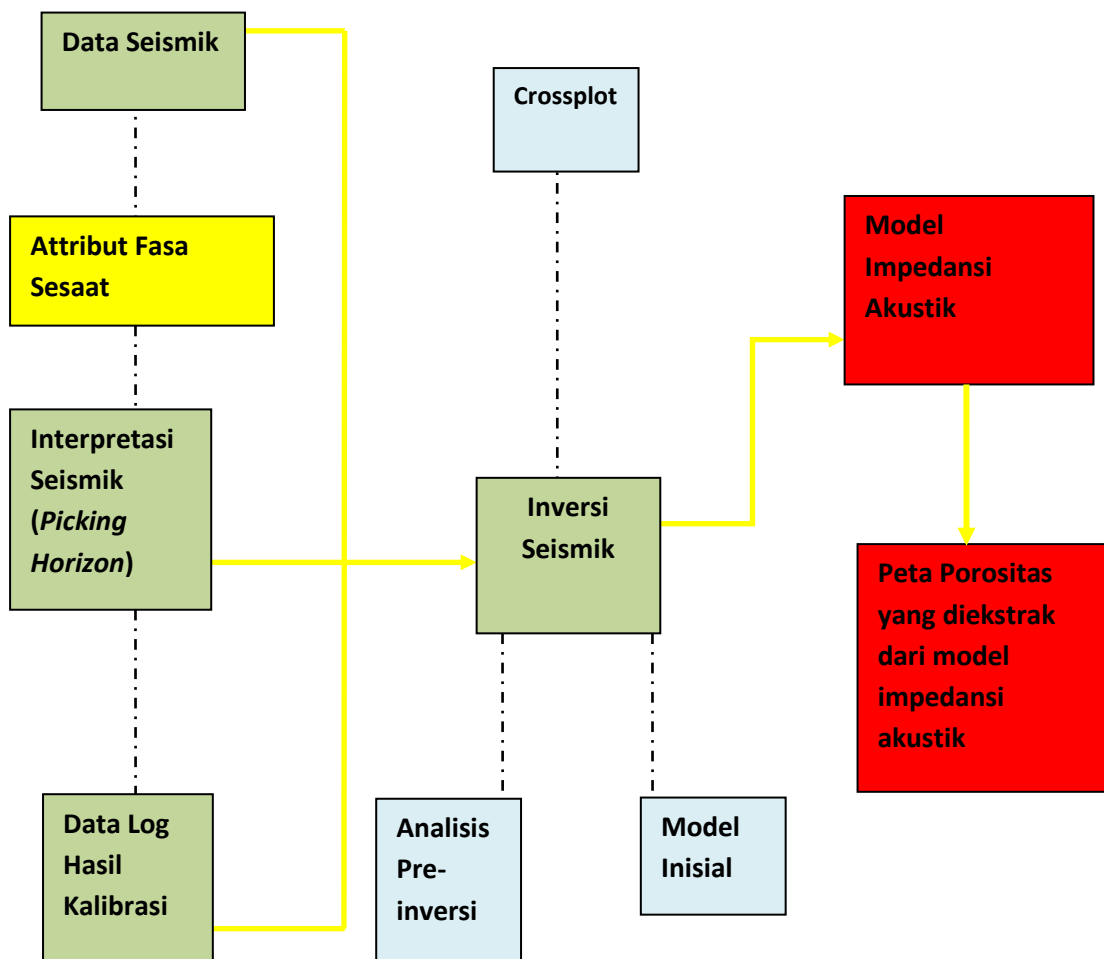
Data yang digunakan dalam inversi ini adalah data seismik *post-stack time migration* pada lapangan “X”, Sumatera Selatan yang dianggap amplitudonya masih dijaga keasliannya (*preserved*) beserta dua data sumur yaitu pdw-5 dan pdw-6 yang digunakan untuk menghasilkan model impedansi akustik. Studi karakterisasi reservoir ini hanya dibatasi pada reservoir formasi Batu Raja.



Gambar 1.1 Lapangan “X” ditunjukkan dengan tanda panah (Pertamina).

1.4 Metodologi Penelitian

Penelitian ini secara umum melewati beberapa proses yaitu persiapan data (*load data*) baik data seismik, data sumur, data *marker* atau *top*, data *checkshot* selanjutnya data seismik dilakukan proses atribut untuk memudahkan interpretasi seismik (*picking horizon*), kemudian dilakukan pengikatan data sumur dengan seismik (*well to seismic tie*) yang membutuhkan ekstraksi wavelet, dan pada akhirnya melalui beberapa proses tahapan sebelum inversi untuk mendapatkan model impedansi akustik.



Gambar 1.2 Diagram alir penelitian

1.5 Sistematika Penulisan

Pada penulisan BAB I membahas mengenai pendahuluan yang menerangkan bagaimana latar belakang penulisan ini, batasan masalah yang akan dibahas, tujuan dari penelitian, serta sistematika penulisan.

BAB II membahas mengenai tinjauan geologi regional yang meliputi kondisi geologi, sejarah struktural, tinjauan stratigrafi, batuan sumber, migrasi hidrokarbon dari batuan sumber menuju reservoir, reservoir, dan konsep petroleum sistem.

BAB III menerangkan mengenai teori dasar yang berhubungan dengan penelitian yang mencakup teori dasar penjalaran gelombang seismik, pembuatan sintetik seismogram, atribut seismik, fisika batuan dan metode inversi seismik..

Pembahasan mengenai proses pengolahan data sampai siap untuk dianalisa dijabarkan pada BAB IV yaitu dengan melakukan analisa data log, pembuatan sintetik seismogram, pengikatan sumur dan data seismik, ekstraksi atribut, penelusuran horison, parameter inversi, analisis preinversi.

Proses selanjutnya pada BAB V adalah menganalisa uji sensitivitas, analisis hasil inversi, analisis dan estimasi porositas, dan interpretasi hasil berkesinambungan.

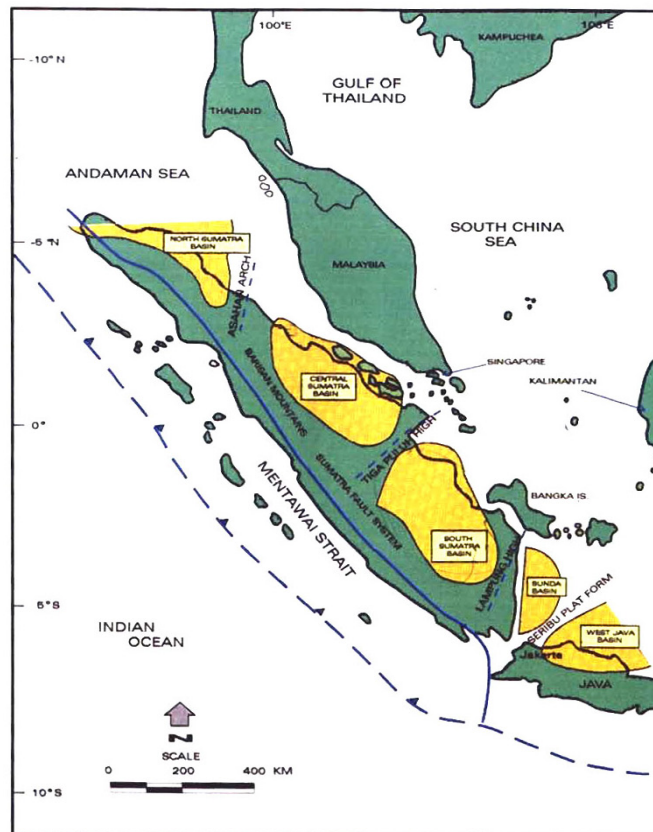
Sedangkan BAB VI menyimpulkan semua hasil analisa penelitian, melihat hubungan model impedansi akustik yang didapatkan dengan karakterisasi reservoir.

BAB II

TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI REGIONAL

2.1 Geologi Regional

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 2.1 Lokasi Cekungan Sumatera Selatan dan batas-batasnya (Pertamina BPPKA)

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 timur, 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:

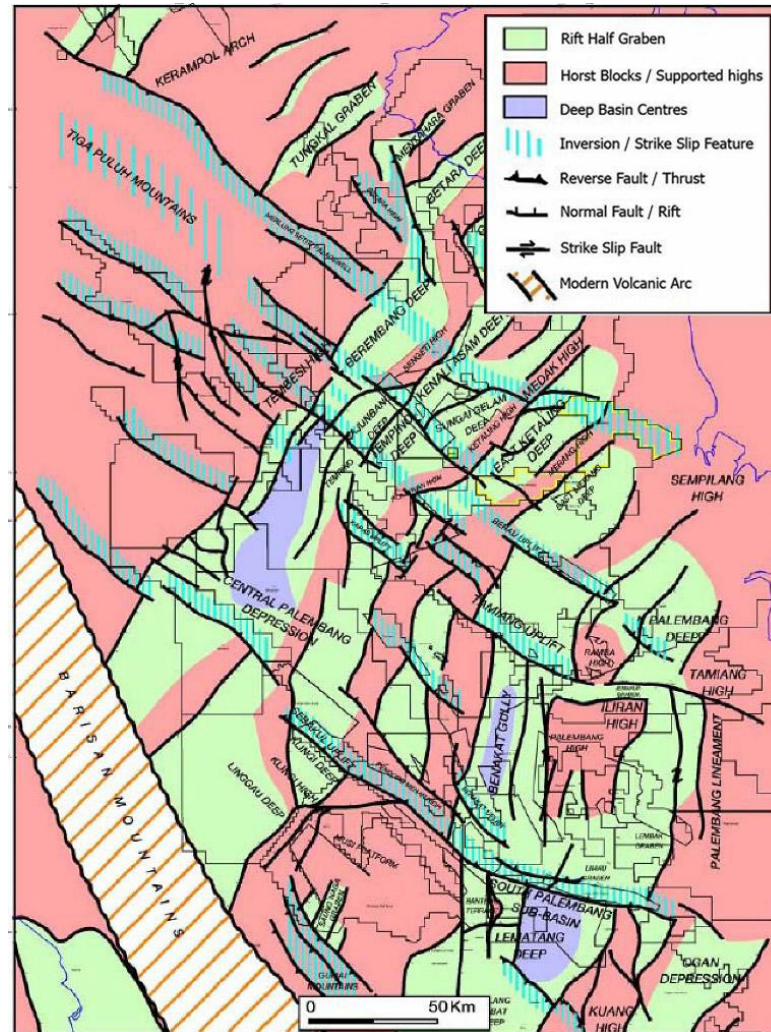
1. Tinggian Meraksa, yang terdiri dari Kuang, Tinggian Palembang, Tinggian Tamiang, Tinggian Palembang bagian utara dan Tinggian Sembilang.
2. Depresi Lematang (Muaraenim Dalam)
3. Antiklinorium Pendopo Limau dan Antiklinorium Palembang bagian utara.

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.

2.2 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-tercier (Pulunggono dan Cameron, 1984). *Basement* pre-tercier pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa *micro-plate* kontinen dan samudra. Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan (Gambar 2.2) menunjukkan orientasi regangan berarah timurlaut-baratdaya pada eosen-oligosen yang kemudian dipotong oleh inversi pliosen-pleistosen.



Gambar 2.2 Elemen-elemen struktur utama cekungan Sumatera Selatan (Ginger,2005).

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

2.2.1. *Syn-Rift Megasequence (c. 40 - c. 29 Ma)*

Sebagai hasil dari subduksi di sepanjang Parit Sumatra Barat, kerak kontinental di Sumatera Selatan menjadi sasaran dari kegiatan ekstensional utama dari waktu Eocene ke awal Oligocene. Ekstensi ini mengakibatkan membukanya sejumlah *half-grabens* dimana geometri dan orientasi dipengaruhi oleh keheterogenan basement. Awalnya, ekstensi muncul berorientasi dari timur-barat menghasilkan urutan *horst* dan *graben* dari utara-selatan. Sumatra Selatan telah berputar sekitar 15 derajat searah jarum jam sejak Miocene menurut Hall (1995) dan menghasilkan orientasi graben di utara-timur laut selatan-barat daya.

2.2.2 *Post Rift Megasequence (c. 29 - c. 5 Ma)*

Rifting berhenti sekitar 29 Ma lalu, bagaimanapun, *thinned the continental crust* di bawah cekungan Sumatera Selatan terus turun sebagai keseimbangan lithospheric thermal. Dalam bagian dari cekungan, seperti pusat Sub-cekungan Palembang, Megasequence ini mencapai ketebalan melebihi 13.000 ft. Tingginya penurunan dan relatif permukaan laut menghasilkan transgresi yg lama dari cekungan yang mencapai taraf maksimum sekitar 16 Ma yang lalu dengan banjir yang hampir diseluruh cekungan. Perlambatan penurunan dan peningkatan masukan endapan ke dalam cekungan dari 16 Ma sampai 5 Ma menghasilkan regresi.

2.2.3 *Syn-Orogenic/Inversion Megasequence (c. 5 Ma - Sekarang)*

Meluasnya *orogenic*, Barisan Orogeny, terjadi di Sumatera Selatan dari 5 Ma sampai sekarang, walaupun terdapat beberapa bukti pengangkatan lokal selama awal 10 Ma (Chalik dkk, 2004). Perpanjangan barat laut-tenggara berorientasi pada lipatan transpresional yang besarnya bervariasi yang dibentuk di seluruh cekungan dan melintasi banyak syn-rift. Sejumlah perangkat struktural *Hydrocarbone-bearing* dipusat cekungan dibentuk saat ini, meskipun dalam beberapa daerah yang terakumulasi minyak telah terlihat. Di balik perpanjangan

lipatan transpressional, penurunan cekungan berlanjut dan diisi oleh sediment dan disempurnakan oleh erosi baru dibentuk Bukit Barisan di selatan dan barat.

2.3 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*.

2.3.1 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).

2.3.2 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).

2.3.3 Formasi Talang Akar

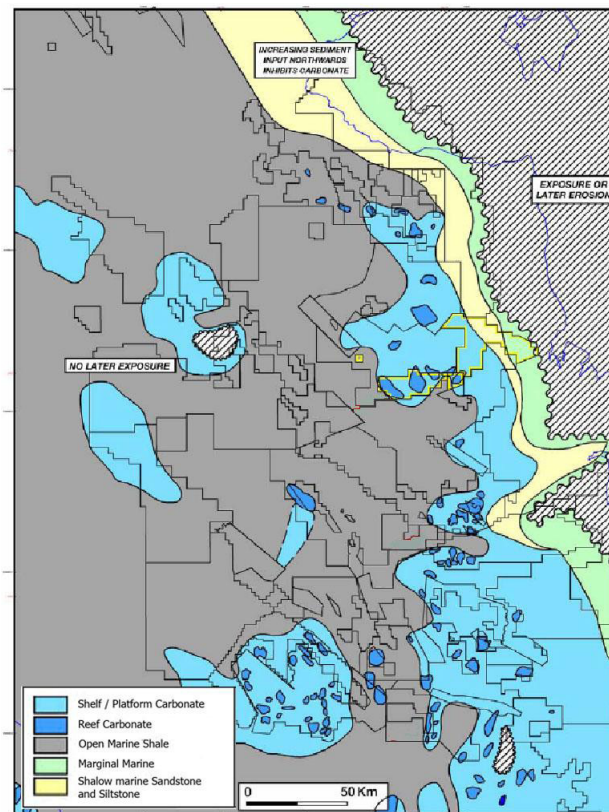
Formasi Talang Akar diperkirakan berumur oligosen akhir sampai miosen awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/formasi Batu Raja. Formasi Talang Akar pada cekungan Sumatera Selatan 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).

2.3.4 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 pinggiran 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 2.3 Peta distribusi *facies* formasi Batu Raja (Bishop, 2001).

2.3.5 Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Batu Raja pada kala oligosen sampai dengan tengah miosen. Formasi ini tersusun oleh *fossiliferous 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.

2.3.6 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.

2.3.7 Formasi Muara Enim

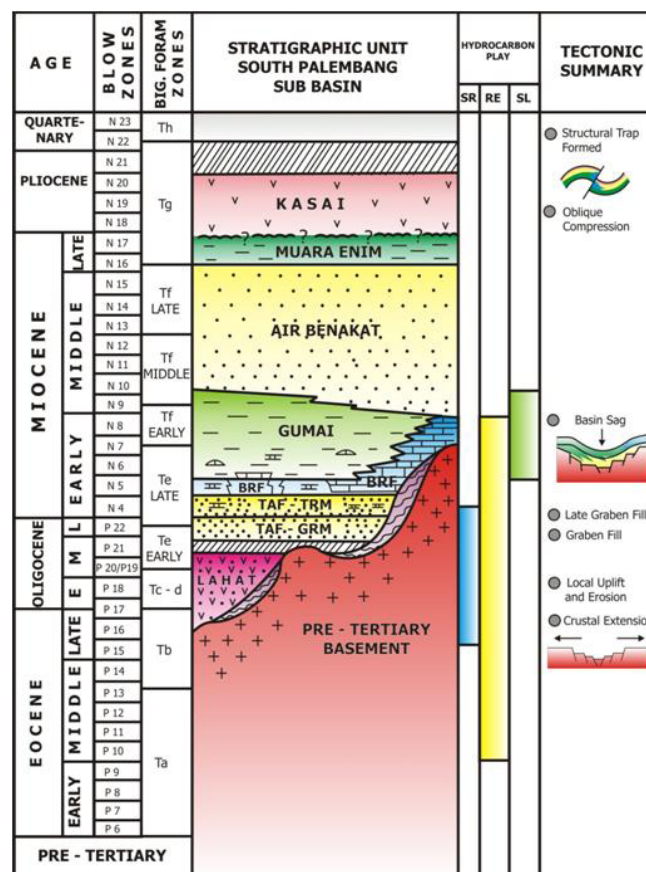
Formasi ini diendapkan pada kala akhir miosen sampai pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir 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 konkresi-konkresi 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).

2.3.8 Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan

pegunungan Tiga puluh, 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 2.4 Kolom stratigrafi sub-cekungan Palembang Selatan (Modifikasi dari Sardjito dkk, 1991). 42

2.4 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*.

2.4.1 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).

2.4.2 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.

2.4.3 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.

2.4.4 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).

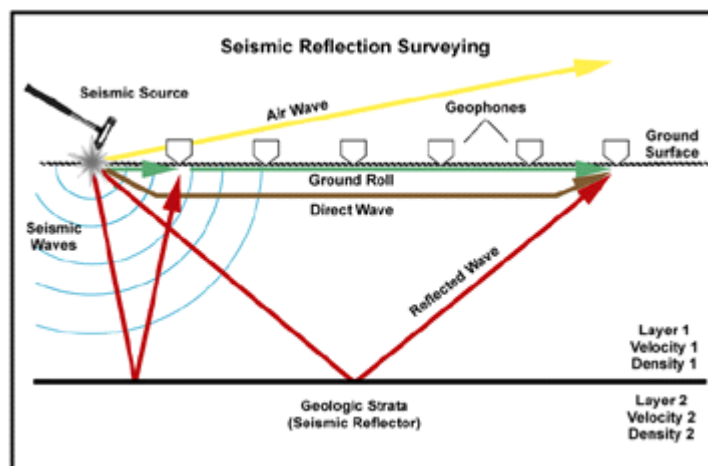
2.4.5 Migrasi

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 DASAR TEORI

3.1 Prinsip Metode Seismik

Metode seismik merupakan metode yang banyak dipakai dalam menentukan lokasi minyak bumi. Dengan metode ini, orang memperoleh informasi - informasi tentang struktur lapisan ddi bawah permukaan tanah. Prinsip metode seismik yaitu pada tempat atau tanah yang akan diteliti dipasang geophone yang berfungsi sebagai penerima getaran. Sumber getar antara lain bisa ditimbulkan oleh ledakan dinamit atau suatu pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*Weight Drop*). Gelombang yang dihasilkan menyebar ke segala arah. Ada yang menjalar di udara, merambat di permukaan tanah, dipantulkan lapisan tanah dan sebagian juga ada yang dibiaskan, kemudian diteruskan ke geophone – geophone yang terpasang dipermukaan (lihat gambar 3.1).



Gambar 3.1 Sketsa survey seismik (Landmark, 1995)

3.2 Komponen Seismik Refleksi

Komponen yang dihasilkan disini adalah hal-hal yang dapat dihasilkan atau diturunkan (*derivative value*) dari parameter dan data dasar seismik refleksi.

3.2.1 Impedansi Akustik

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah impedansi akustik (IA) yang merupakan hasil perkalian antara densitas media rambat dan kecepatan media rambat, dinyatakan dalam **persamaan 3.1**.

$$IA = \rho \cdot v \quad (3.1)$$

Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Sukmono, (1999) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras ("hard rock") dan sukar dimampatkan, seperti batu gamping mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah.

3.2.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat, dapat dihitung menggunakan **persamaan 3.2** sebagai berikut:

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (3.2)$$

Dimana :

KR = Koefisien refleksi

IA1= Impedansi akustik lapisan atas

IA2= Impedansi akustik lapisan bawah

Persamaan 3.2 menunjukkan bahwa nilai koefisien refleksi besarnya berada antar -1 sampai 1.

3.2.3 Polaritas

Meskipun penggunaan kata polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan dan tidak mempunyai makna khusus tersendiri, dalam rekaman seismik, penentuan polaritas sangat penting. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

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

Menggunakan konvensi ini, dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG kita akan mengharapkan :

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika $IA_2 > IA_1$
2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika $IA_2 < IA_1$

3.2.4 Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Range frekuensi dari seismik hanya antara 10-70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik. Nilai dari resolusi vertikal adalah :

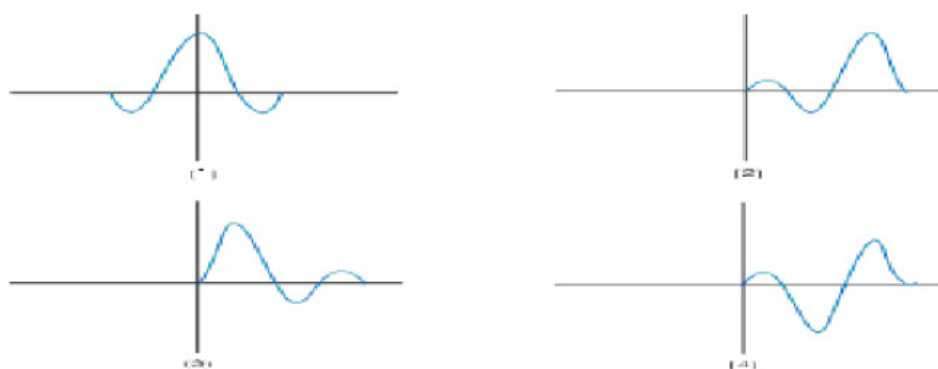
$$rv = \frac{v \cdot f}{4} \quad (3.3)$$

Dapat dilihat dari **persamaan 3.3** bahwa hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas $\frac{1}{4}\lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning (*tuning thickness*).

Dengan bertambahnya kedalaman, kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan tuning bertambah besar.

3.2.5 Wavelet

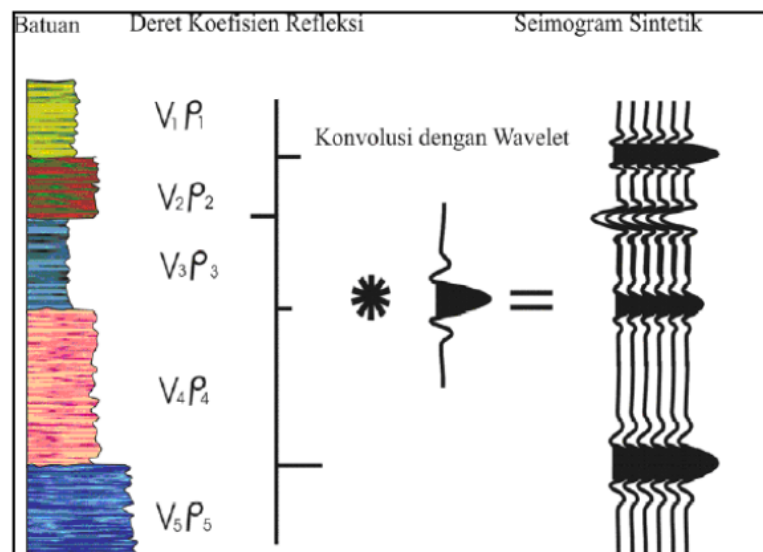
Wavelet adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.2**.



Gambar 3.2. Jenis-jenis wavelet (1) *Zero Phase Wavelet*; (2) *Maximum Phase Wavelet*; (3) *Minimum Phase Wavelet*; (4) *Mixed Phase Wavelet* (Sukmono, 1999)

3.2.6 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan wavelet, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.3**. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap trace seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.



Gambar 3.3 Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan wavelet (Brown, 2004)

3.3 Klasifikasi Gelombang Seismik

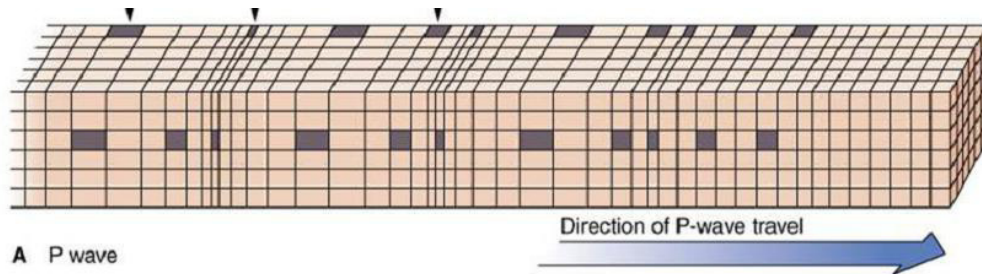
Gelombang seismik berdasarkan tempat penjarangannya terdiri dari dua tipe yaitu (Ibrahim dan Subardjo, 2005):

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 3.4). Gelombang ini disebut juga sebagai

gelombang kompresi (*compressional wave*) karena terbentuk dari osilasi tekanan yang menjalar dari satu tempat ke tempat yang lain.

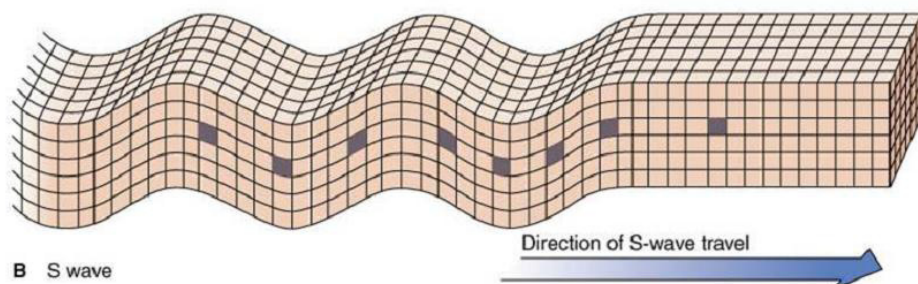


Gambar 3.4 Arah gerak partikel dan arah penjaralan gelombang longitudinal (v_p) (Brown, 2005).

Dan persamaan kecepatannya adalah sebagai berikut:
(3.4) Dimana v_p adalah kecepatan gelombang longitudinal, k adalah modulus bulk, μ adalah modulus geser dan ρ adalah densitas.

$$v_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (3.4)$$

2. Gelombang transversal merupakan gelombang yang arah getar (osilasi) partikel-partikel mediumnya tegak lurus dengan arah perambatannya (Gambar 3.2).



Gambar 3.5 Arah gerak partikel dan arah penjaralan gelombang transversal (v_s). (Brown, 2005)

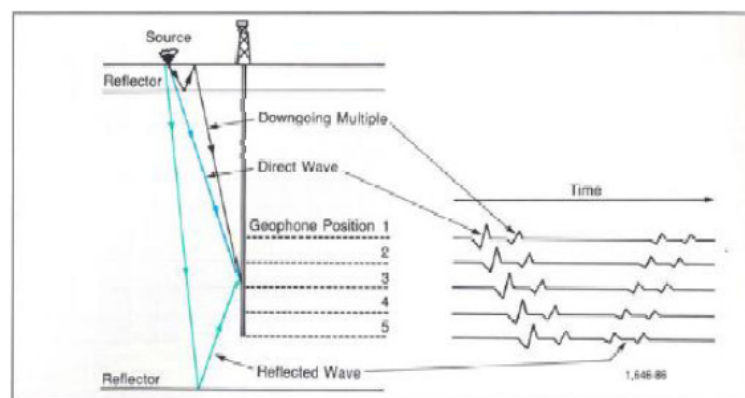
Dan persamaan kecepatannya adalah sebagai berikut:

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.5)$$

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

3.4 Checkshot

Checkshot dilakukan bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Prinsip kerjanya dapat dilihat pada **gambar 3.6**.



Gambar 3.6 Survei *Checkshot* (Brown, 2005)

Survei ini memiliki kesamaan dengan akuisisi data seismik pada umumnya namun posisi geofon diletakkan sepanjang sumur bor, atau dikenal dengan survey *Vertical Seismik Profiling (VSP)*. Sehingga data yang didapatkan berupa *one way time* yang dicatat pada kedalaman yang ditentukan sehingga didapatkan hubungan antara waktu jalar gelombang seismik pada lubang bor tersebut.

3.5 Fisika Batuan

3.5.1 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:

$$\Phi = \frac{\text{volume pori-pori}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (3.6)$$

□

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

$$\Phi_{\text{efektif}} = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (3.7)$$

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

Skala Tabel 3.1 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 batuanannya 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).

3.5.2 Densitas

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

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (3.8)$$

Satuan densitas dalam SI adalah kg/m³. 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 :

$$\rho = (1 - \Phi)\rho_m + \Phi\rho_f \quad (3.9)$$

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

3.5.3 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.

3.6 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)

3.6.1 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*.

3.6.2 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.

3.6.3 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.

3.6.4 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.

3.6.5 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.

3.6.6 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.

3.6.7 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 batuan 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

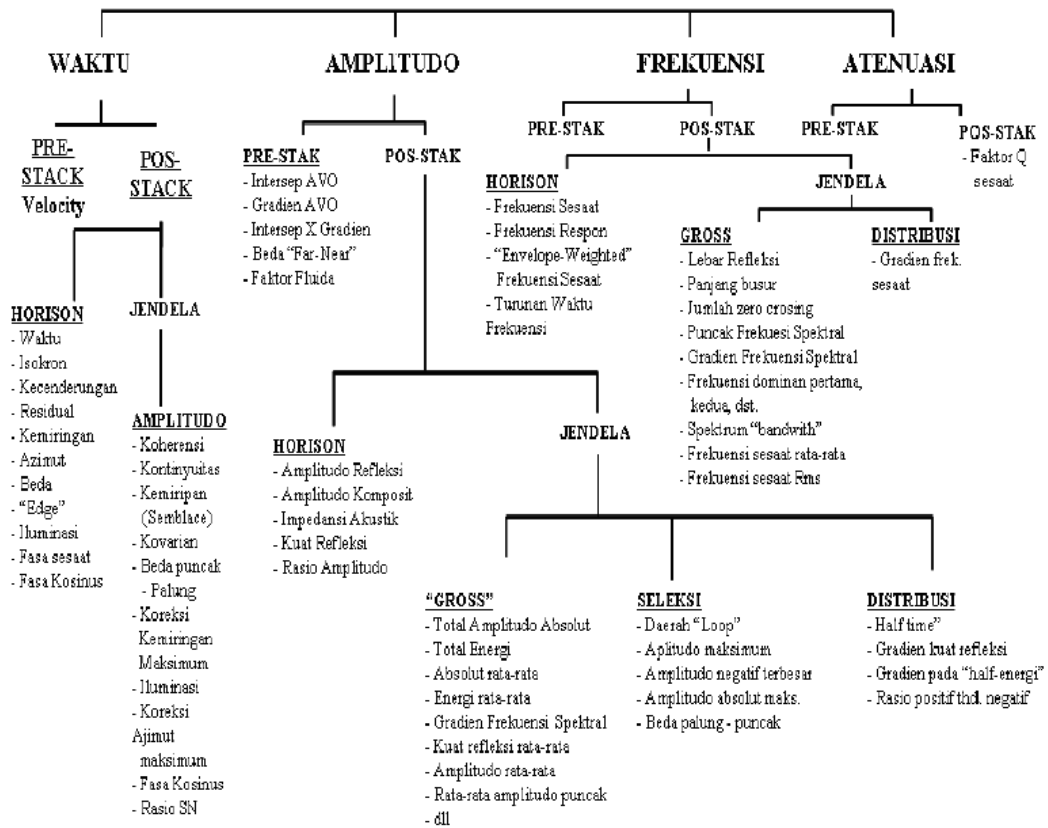
porositas, litologi dan jenis kandungan fluida. Log densitas dapat digunakan untuk membedakan kandungan minyak dan gas (Harsono, 1997).

3.7 Prinsip Dasar Atribut Seismik

Atribut seismik (*Seismic Attributes*) didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Sukmono, 2007). Dengan kata lain seismik atribut merupakan pengukuran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika dan juga analisis statistik yang diturunkan dari data seismik.

Informasi yang dihasilkan dari ekstraksi atribut akan memberikan tampilan yang berbeda dari data seismik berdasarkan fungsi matematis yang kita inginkan. Informasi yang diberikan dapat memudahkan kita untuk memberikan interpretasi seismik (seperti penentuan *horizon*) pada penampang seismik.

Informasi utama dari seismik atribut adalah amplitudo, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar pengklasifikasian atribut lainnya seperti ditunjukkan pada **gambar 3.7**.



Gambar 3.7. Klasifikasi atribut seismik (Brown, 1999)

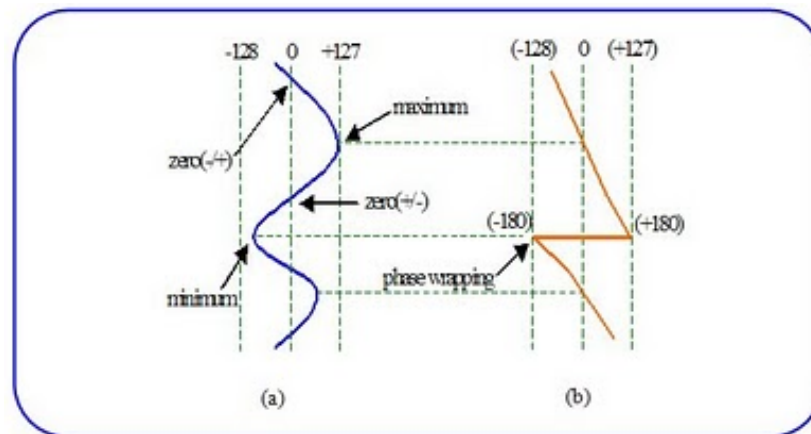
Fasa sesaat (*instantaneous phase*) parameter dari kemenerusan reflektor pada penampang seismik. Fasa adalah besar sudut antara "fasor" (vektor yang berputar dan terbentuk oleh komponen riil dan imajiner pada seri waktu) dan sumbu riil sebagai fungsi waktu. Oleh karena itu ia akan selalu mempunyai nilai antara -180 dan +180. Persamaan matematis yang bekerja pada atribut ini adalah:

$$\theta(t) = \tan^{-1} [h(t) / f(t)] \quad (3.10)$$

dimana $h(t)$ merupakan jejak kuadratur dan $f(t)$ jejak real.

Saat tras (trace) seismic riil berpindah dari puncak ke palung, maka fasa sesaat berubah dari 0 hingga +180. Pada palung fasa sesaat "terlipat tajam" dari 180 ke -180. Perlipatan tajam fasa terlihat jelas terjadi saat tras berubah dari fasa

positif menjadi negative. Saat tras riil berubah dari suatu palung menjadi suatu puncak, fasa sesaat berubah dari -180 menjadi 0.



Gambar 3.8. (a) Fasa Sesaat (b)Palung seismik real ber-fasa -180 derajat s/d 180 derajat. (Landmark, 1996).

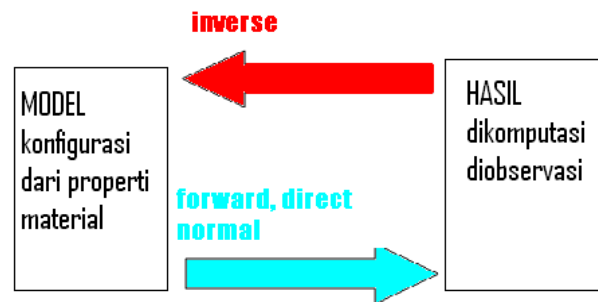
Perubahan dari tras amplitudo menjadi tras fasa sesaat akan membuat tras tidak tergantung pada nilai amplitudo puncak atau palung, nilai magnitudo fasa sesaat akan selalu sama (0 untuk amplitudo puncak, dan $+180$ untuk palung). Dengan kata lain, fsa sesaat cenderung untuk menyamakan reflector lemah dan kuat dan oleh karenanya lebih mudah untuk menginterpretasi reflektor koheren yang lemah. Perlakuan atribut ini terhadap refleksi koheren yang lemah karena atribut ini independen terhadap kuat refleksi.

Atribut ini akan menonjolkan kemenerusan lapisan oleh karenanya sangat berguna:

1. Mendeteksi sesar
2. Pembajian
3. Ketidakselarasan
4. "channel"
5. Kipas-kipas
6. Geometri pengendapan internal
7. Perlapisan sedimen
8. Identifikasi batas sekuen

3.8. Prinsip Dasar Inversi Seismik

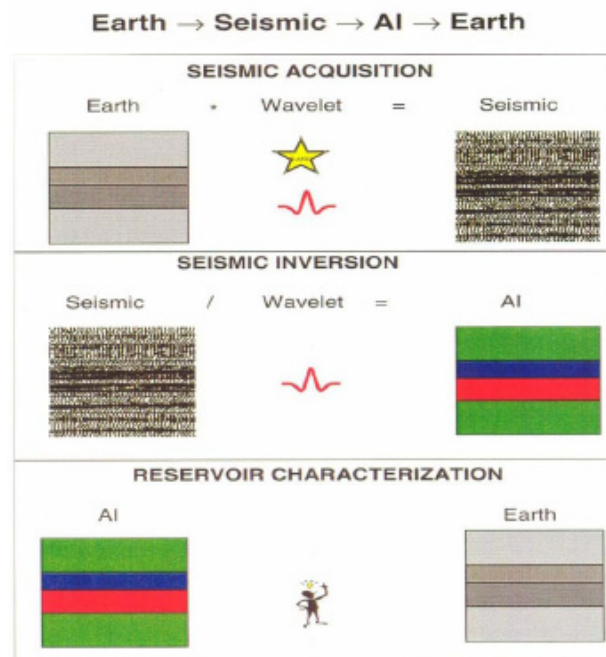
Proses inversi merupakan proses pembalikan data seismik yang berupa *time* (domain waktu) menjadi model fisis yang kita inginkan. Dalam hal ini kita akan melakukan proses inversi untuk mendapatkan model impedansi akustik.



Gambar 3.9. Skema umum proses inversi (Sheriff, 2006)

Dalam melakukan proses inversi kita memerlukan data log (sumur) yang harus kita korelasikan dengan data seismik, proses pengikatan data log (sumur) dengan data seismik ini memerlukan pengekstraksian wavelet (*wavelet extracting*) yang digunakan untuk merubah data sonic log menjadi data sintetik seismogram.

Seperti kita ketahui RC (*Reflectivity coefficient*) merupakan perubahan koefisien dari perubahan impedansi antar batuan. Maka untuk merubah data log sonic menjadi data sintetik seismogram diperlukan proses dekonvolusi yang merubah data log sonic (*depth domain*) menjadi data sintetik seismic (*time domain*).



Gambar 3.10. Proses inversi dari data seismik menjadi model AI (Jason Manual, 2003)

Impedansi Akustik dapat digunakan dalam:

1. Sebagai indikator litologi batuan.
2. Memetakan litologi dan persebarannya dengan cukup akurat.
3. Sebagai indikator porositas.
4. Identifikasi fasies seismik.
5. Pembentukan model geologi bawah permukaan dengan berdasarkan data seismik dengan data sumur sebagai pembatas.
6. Sebagai *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI)

Ada beberapa hal yang harus dipersiapkan untuk mendapatkan data seismik impedansi akustik, yaitu:

1. Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya (*preserved amplitude*)
2. Hasil interpretasi horison
3. Data log sumur, minimal data log sonik dan densitas, data *checkshot*
4. *Wavelet*

Data seismik pada umumnya hanya menggambarkan batas lapisan (*interface layer*), namun setelah dilakukan proses inversi impedansi akustik hasil yang didapat merepresentasikan data bawah permukaan yang sesungguhnya. Data impedansi akustik ini cukup akurat untuk menggambarkan lapisan baik secara vertikal maupun lateral.

Pengertian secara lebih spesifik tentang inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (*constraints*). Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode kedepan (*forward modeling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Russel (1988) membagi metode seismik inversi dalam dua kelompok yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Pada penelitian ini metode yang digunakan adalah metode seismik inversi *post-stack* karena hasil model impedansi akustik didapat dari inversi data seismik amplitudo. Dalam metode seismik inversi ini dibagi menjadi inversi *bandlimited* (rekursif), inversi *model based* (berbasis model) dan inversi *sparse spike* (maximum likelihood).

3.8.1 Inversi seismik rekursif /bandlimited

Inversi seismik rekursif merupakan algoritma inversi yang mengabaikan efek wavelet seismik dan memperlakukan seolah-olah trace seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh wavelet berfasa nol. Persamaan dasar dari inversi jenis ini adalah:

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (3.11)$$

Impedansi lapisan ke- $i + 1$ dapat dihitung dari lapisan ke- i dengan persamaan:

$$Z_{i+1} = Z_i * \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (3.12)$$

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

$$Z_n = Z_1 * \prod \left(\frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right) \quad (3.13)$$

3.8.2 Inversi seismik berbasis model (*model based inversion*)

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan oleh metode rekursif.

Keuntungan menggunakan metode inversi berbasis model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik namun menginversi model geologinya.

3.8.3 Inversi seismik sparse spike

Jenis metode inversi ini mengasumsikan bahwa reflektifitas yang sebenarnya merupakan seri dari spike-spike besar yang bertumpukan dengan spike-spike yang kecil sebagai background. Kemudian dilakukan estimasi wavelet berdasarkan asumsi model tersebut. Sparse-spike mengasumsikan bahwa hanya spike yang besar yang penting. Inversi ini mencari lokasi spike yang besar dari tras seismik. Spike-spike tersebut terus ditambahkan sampai tras dimodelkan secara cukup akurat. Amplitudo dari blok impedansi ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi model based. Input parameter tambahan dalam jenis inversi ini adalah menentukan jumlah maksimum spike yang akan dideteksi.

BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Data seismik 3 D

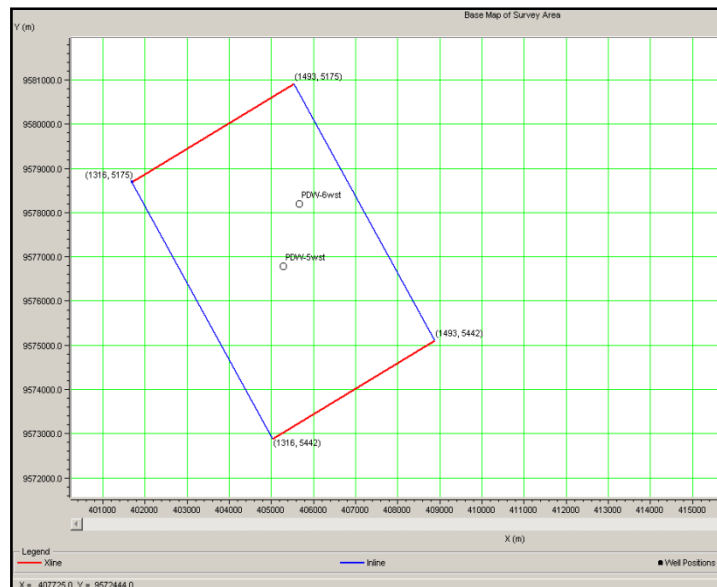
Data seismik yang digunakan adalah data seismik *post stack time migration* (PSTM) dengan polarity normal fase minimum (standar SEG) dengan jumlah 178 *inline* (1316-1493) dan 268 *crossline* (5175-5442). Spasi antar *inline* sebesar 25 m dan *sampling rate* sebesar 2 ms.

2. Data sumur

Pada penelitian ini digunakan dua data sumur produksi, yaitu sumur PDW-5wst dan PDW-6wst. Sumur PDW-5wst terletak pada perpotongan *inline* 1402 dan *crossline* 5271, sedangkan sumur PDW 6wst terletak pada perpotongan *inline* 1444 dan *crossline* 5271. Didalam data sumur ini terdapat beberapa log yang digunakan dalam penelitian ini. Log caliper yang digunakan untuk mengetahui kondisi lobang bor, log gamma ray yang digunakan untuk mengetahui kandungan zat radioaktif pada batuan didalam lubang bor serta dapat mengetahui batas lapisan atau litologi, log porositas yang digunakan untuk melihat nilai porositas pada zona lateral dan vertikal, log resistivitas untuk mengetahui kandungan fluida, log sonic (kecepatan gelombang *p-wave*) dan density untuk mengetahui nilai impedansi akustik dari masing-masing lapisan batuan.

3. Peta basemap

Peta basemap digunakan untuk melihat posisi sumur terhadap *base* atau daerah pengukuran seismik. Peta basemap juga digunakan untuk melihat posisi *inline* dan *crossline*, yang nantinya juga digunakan sebagai acuan analisis dalam peta persebaran impedansi akustik dan porositasnya.



Gambar 4.1. Peta basemap lapangan “X”

4. Data geologi regional

Data geologi regional digunakan untuk mengetahui gambaran umum mengenai kondisi geologi yang ada daerah target lapangan “x” ,Sumatera Selatan. Didalam data geologi tersebut terdapat beberapa data mengenai kondisi umum regional cekungan sumatera selatan yang berupa kondisi stratigrafi, tektonik, stratigrafi dan *petroleum system*. Data geologi ini digunakan untuk menunjang dan menjadi perpaduan yang efektif dengan data geofisika untuk memberikan gambaran dan karakterisasi reservoir daerah target.

5. Data checkshot

Data checkshot digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman. Pada dasarnya data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik masih dalam domain waktu. Oleh karena itu data checkshot sangat bermanfaat dalam proses pengikatan sumur dan seismik (*well seismic tie*)

6. Data marker

Marker merupakan data yang menyediakan informasi dari suatu batas atas suatu formasi. Dalam data marker ini terdapat data time dan

measured depth (kedalaman terukur) sebagai informasi top dari formasi tersebut terukur. Data marker juga menyediakan informasi mengenai *Drill Stem Test* (DST) yang didapat dari data sumur. Dalam data yang tersedia terdapat *marker* dari top formasi ABF, GUF, BRF, TAF dan BSMT. *Marker* yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

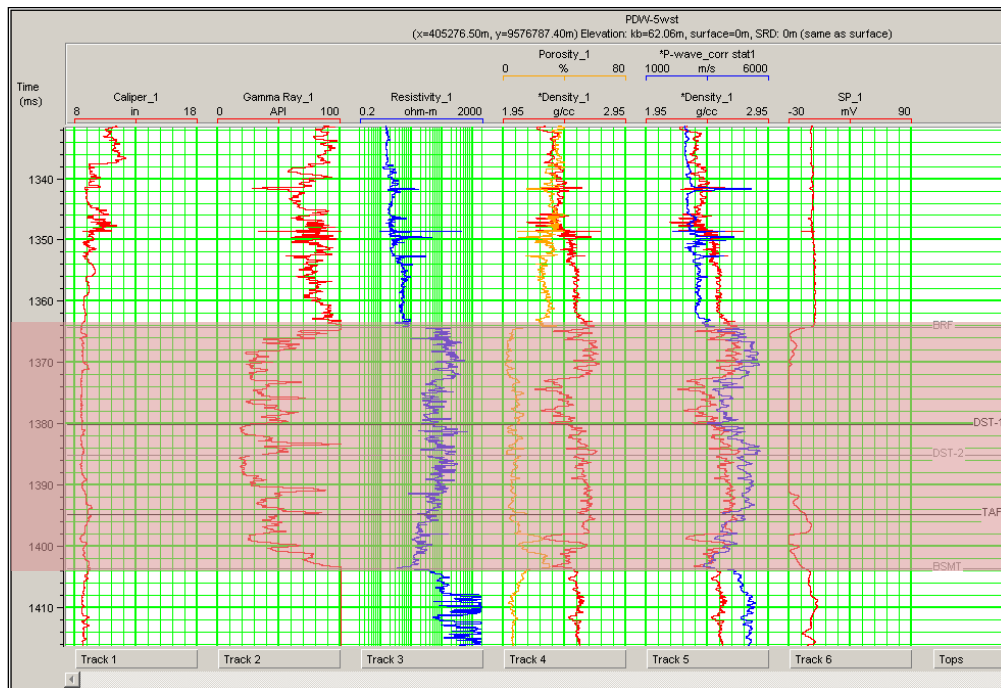
Tabel 4.1. Data marker penelitian

Well	Top	MD (m)	Time (ms)
PDW_5wst	BRF	1529	1361.98
	TAF	1595	1406.13
	BSMT	1610	1416.41
PDW_6wst	BRF	1470.5	1391.94
	TAF	1536.5	1419
	BSMT	1573.5	1434.61

4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Analisa Data Log

Analisis data log digunakan untuk melihat bagaimana anomali yang dapat dilihat dengan data log yang pada daerah target penelitian. Seperti kita ketahui bahwa target penelitian yang terdapat di formasi baturaja yang merupakan daerah karbonat memiliki anomali gamma ray yang lebih rendah dibandingkan dengan batuan pasir di atasnya. Kita juga dapat melihat dari log sonic bahwa memiliki anomali yang lebih tinggi dibandingkan lapisan batu pasir di atasnya.



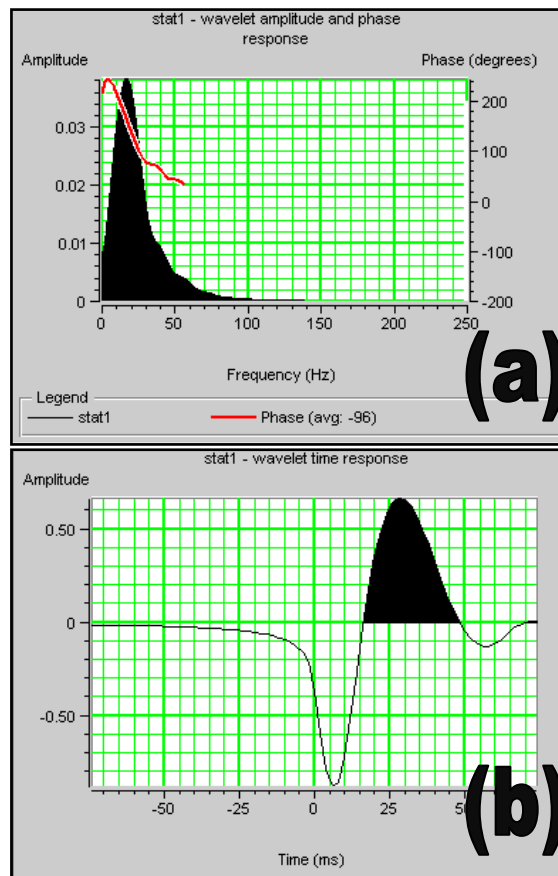
Gambar 4.2. Tampilan log pada sumur PDW-5wst pada zona target formasi Batu Raja

4.2.2 Pengikatan Data Sumur dengan Data Seismik (*Well Seismic Tie*)

Pengikatan data sumur dengan data seismik digunakan untuk memperoleh korelasi antara keduanya. Sehingga menempatkan hasil sintetik seismogram agar memiliki kemiripan *event* dengan seismik aslinya.

Langkah pertama dalam pengikatan data sumur dengan data seismik adalah melakukan checkshot. Pada langkah ini, data yang digunakan adalah data sonic (*p-wave*) dan data *checkshot*. Kegunaan dari koreksi checkshot ini adalah untuk melakukan konversi antara data sumur yang merupakan data dengan domain (kawasan) kedalaman terhadap data seismik yang memiliki domain waktu. Setelah melakukan checkshot akan didapatkan time-depth curve (kurva waktu-kedalaman) yang mengindikasikan bahwa kedalaman telah dikonversi dengan waktu.

Setelah melakukan checkshot, hal yang dilakukan ekstraksi wavelet, wavelet yang digunakan dalam hal ini adalah wavelet statistik fase minimum sesuai dengan tipe data seismiknya.



Gambar 4.3 Wavelet hasil ekstraksi pada data seismik pada domain frekuensi dan fasa (a) dan domain waktu (b)

Parameter yang digunakan dalam proses ekstraksi wavelet ini adalah:

- *Time Window* = 1300 – 1500 ms
- *Wavelet Length* = 150 ms
- *Taper Length* = 20 ms
- *Sample rate* = 2 ms
- *Phase* = -180°

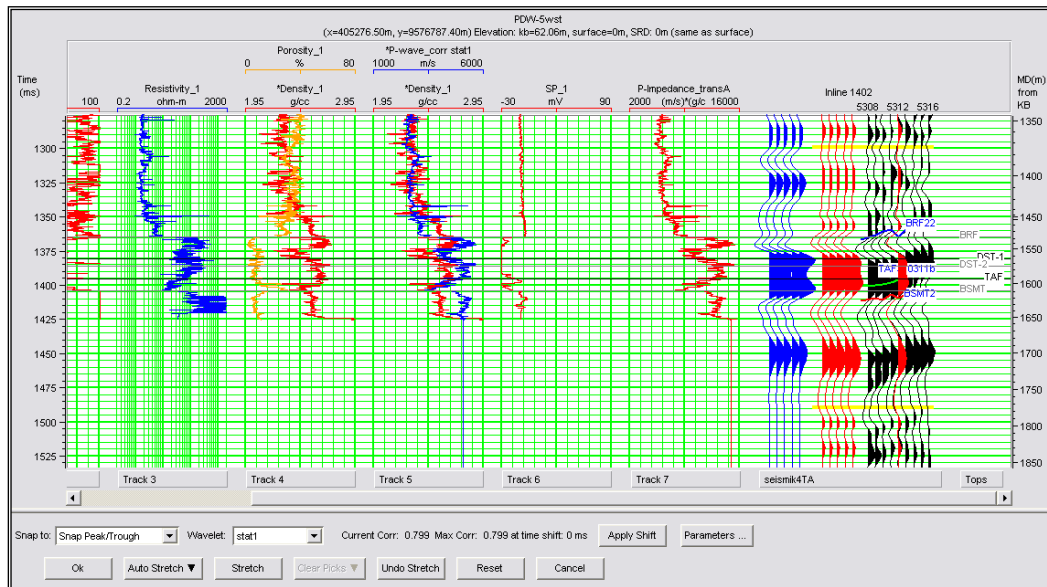
Fasa dari wavelet diputar 180° agar perubahan koefisien reflektivitas yang positif terletak pada zona lembah (*trough*) zero crossing seperti terlihat pada gambar. Setelah melakukan proses ekstraksi wavelet lalu dapat dibuat hasil sintetik seismogram yang merupakan hasil konvolusi dari koefisien reflektivitas

terhadap wavelet. Koefisien reflektifitas didapatkan dari hasil perubahan impedansi akustik (*p-impedance*). Nilai perubahan impedansi akustik didapatkan dari perkalian log densitas terhadap log kecepatan gelombang (p-wave). Hasil sintetik seismogram ini yang dianggap telah mirip dengan bentuk trace seismik aslinya akan dipakai untuk pengikatan. Proses perenggangan dan perapatan akan membuat TVD (*True Vertical Depth*) akan berubah oleh karena itu perubahan hanya diperbolehkan 10% dari data lognya.

Proses *well seismic tie* diawali dengan penentuan wavelet yang tepat untuk mendapatkan sintetik seismogram yang memiliki kecocokan atau korelasi yang cukup baik dengan trace seismik. Wavelet yang digunakan dalam *well seismic tie* ini adalah wavelet statistik dengan dengan panjang gelombang 150 ms dan *taper length* 20 ms. Ekstraksi data seismik yang ditentukan adalah 1300-1500 ms. Pemilihan ini didasarkan pada zona daerah target reservoir. Fasa wavelet yang digunakan adalah fasa minimum yang disesuaikan dengan tipe data seismiknya yang merupakan fasa minimum. Wavelet di rotasi sebesar 180° untuk menyesuaikan bentuk trace seismiknya karena pada Formasi Gumai yang berada diatas formasi Batu Raja memiliki nilai impedansi akustik yang lebih rendah sehingga akan menghasilkan koefisien reflektifitas positif, maka tipikal waveletnya akan berupa palung (*through*).

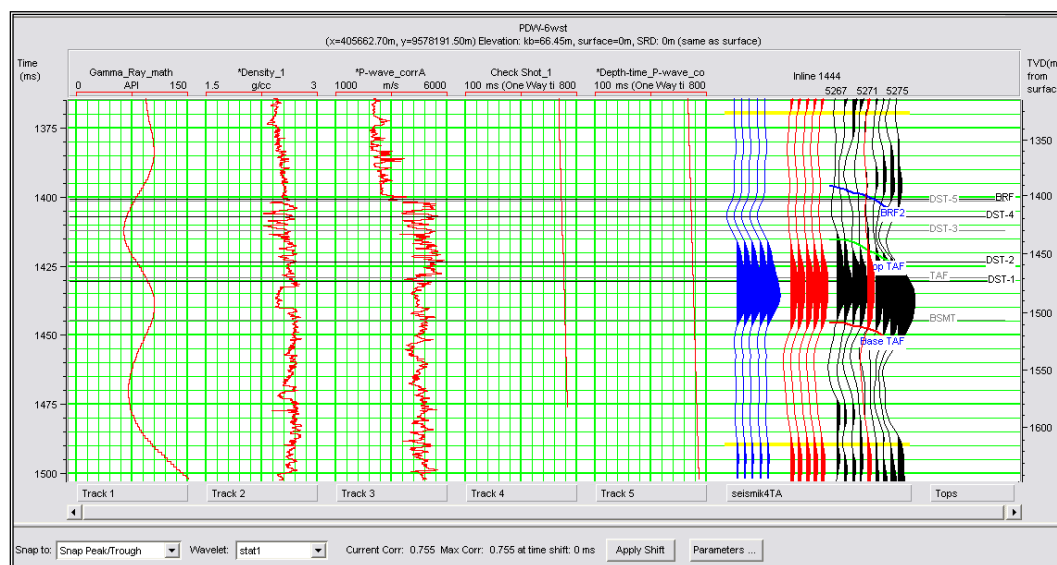
Pada saat *well seismic tie* korelasi yang dihasilkan masih belum optimum, sehingga dilakukan proses penggeseran (*shifting*). Setelah itu dilakukan proses peregangan (*stretch*) dan perapatan (*squeeze*) untuk mendapatkan hasil yang lebih baik, akan tetapi hal ini dilakukan seminimal mungkin dikarenakan untuk menghindari perubahan kedalaman akibat proses-proses tersebut. Karena pada proses pengikatan data sumur dan data seismik lebih tepat apabila kita hanya menggunakan *bulk shifting* (pergeseran log secara keseluruhan) saja.

Pada sumur PDW-5wst didapatkan nilai korelasi antara seismogram sintetik dengan trace seismiknya adalah 0.799. Nilai korelasi ini didasarkan pada kemiripan antara seismogram sintetik dengan trace seismiknya dan lebar analisis window yaitu 1300-1500 ms.



Gambar 4.4. Well seismic tie pada sumur PDW-5wst

Pengikatan data sumur terhadap data seismik pada sumur PDW-6wst didapatkan korelasi sebesar 0.755. Lebar analisis window yang digunakan adalah 1370-1490 ms. Setelah didapatkan korelasi yang dianggap optimum maka model impedansi akustik dapat dibuat.



Gambar 4.5 well seismic tie pada sumur PDW-6wst

4.2.3 Uji Sensitivitas

Uji sensitivitas digunakan untuk memperoleh distribusi litologi dan karakteristik dari reservoir atau zona *interest*. Pemisahan litologi ini berdasarkan hasil data crossplot antara *p-impedance*, *gamma ray*, *density*, dan *porosity*. Nilai *p-impedance* kita dapatkan dari perkalian antara *p-wave* dengan *density*. Hasil crossplot uji sensitivitas ini dapat melihat pemisahan antara zona interest (Batu Raja) yang merupakan batuan karbonat dengan lapisan shale dan sand di atasnya.

4.2.4 Analisa Tuning

Analisa tuning bertujuan untuk mengetahui ketebalan minimal dari reservoir yang masih dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Besarnya adalah seperempat gelombang seismik. Hal ini sangat penting sebagai dasar penentuan parameter dalam proses selanjutnya yaitu penelusuran horison.

Besarnya resolusi seismik adalah $\frac{1}{4} \lambda$, dimana $\lambda = v f$. Sedangkan kecepatan (*v*) didapatkan dari log *sonic* yaitu 4000 m/s dan frekuensinya (*f*) adalah 25 Hz, sehingga didapatkan resolusi seismiknya sebesar 40m. Sedangkan ketebalan dari reservoir rata-rata sekitar 30 m.

Meskipun ketebalannya dibawah resolusi seismik akan tetapi ketebalan reservoirnya lebih besar dari *limit of detectability* yaitu $\frac{1}{8} \lambda$ sebesar 20 m.

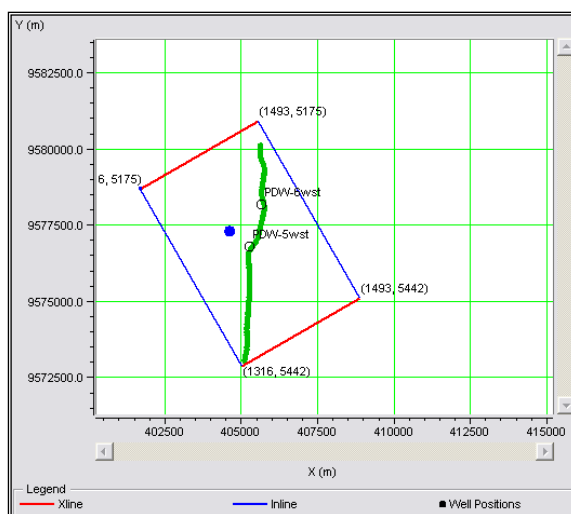
4.2.5 Interpretasi Seismik atau Penelusuran Horison (*Picking Horizon*)

Berdasarkan hasil analisa tuning didapatkan bahwa ketebalan reservoir dibawah dari nilai resolusi seismik, sehingga dalam penelusuran horison mengambil top dari formasi. Penelusuran horizon dilakukan pada batas atas formasi Batu Raja (BRF), batas atas formasi Talang Akar (TAF) dan Basement (BSMT). Pada batas atas formasi Batu Raja penelusuran horizon dilakukan pada saat *zero crossing* karena berada saat *wiggle* seismik akan mulai membentuk palung (*trough*) dan dapat dilihat dengan warna biru. Sedangkan penelusuran pada batas atas formasi Talang Akar ini didasarkan pada kemenerusan amplitudo atau

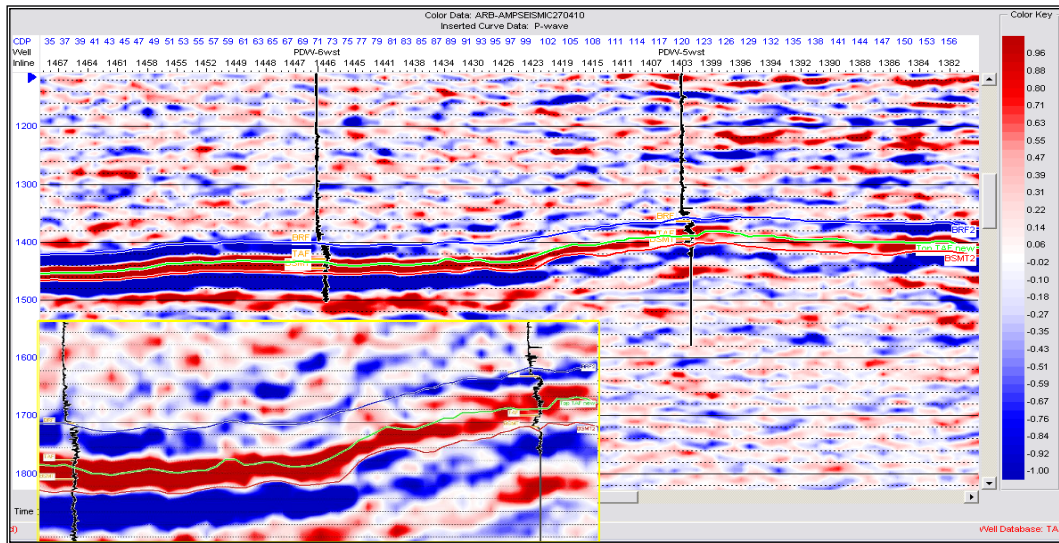
batas reflektor yang sudah ditentukan berdasarkan data *marker* sumur dan dapat dilihat horizonnya dengan warna hijau. Selanjutnya pada batas atas batuan basement diambil pada zero crossing saat wiggle seismik kembali membentuk palung (*through*). Ketiga horizon ini berfungsi sebagai kontrol lateral 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.

Interpretasi seismik merupakan tahapan untuk menentukan batas perlapisan (*interface layer*) dari penampang seismik yang diinterpretasi. Tahapan penelusuran horison dari data seismik pada penelitian ini didasarkan pada posisi marker setelah proses pengikatan sumur terhadap data seismik dan bantuan dari ekstraksi atribut fasa sesaat dan frekuensi sesaat. Selain itu dalam penelusuran horison ini digunakan sebagai kontrol lateral dari proses seismik inversi. Dalam interpretasi yang lebih mendalam dalam penelusuran horison ini dilakukan ekstraksi atribut fasa sesaat yang menunjukkan pembalikan fasa (*reverse*) dari fasa positif menjadi negatif pada perubahan formasi Batu Raja menuju Talang Akar. Hal ini juga dapat mengindikasikan bahwa perubahan fasa tersebut disebabkan oleh adanya penurunan impedansi akustik (koefisien reflektivitas negatif).

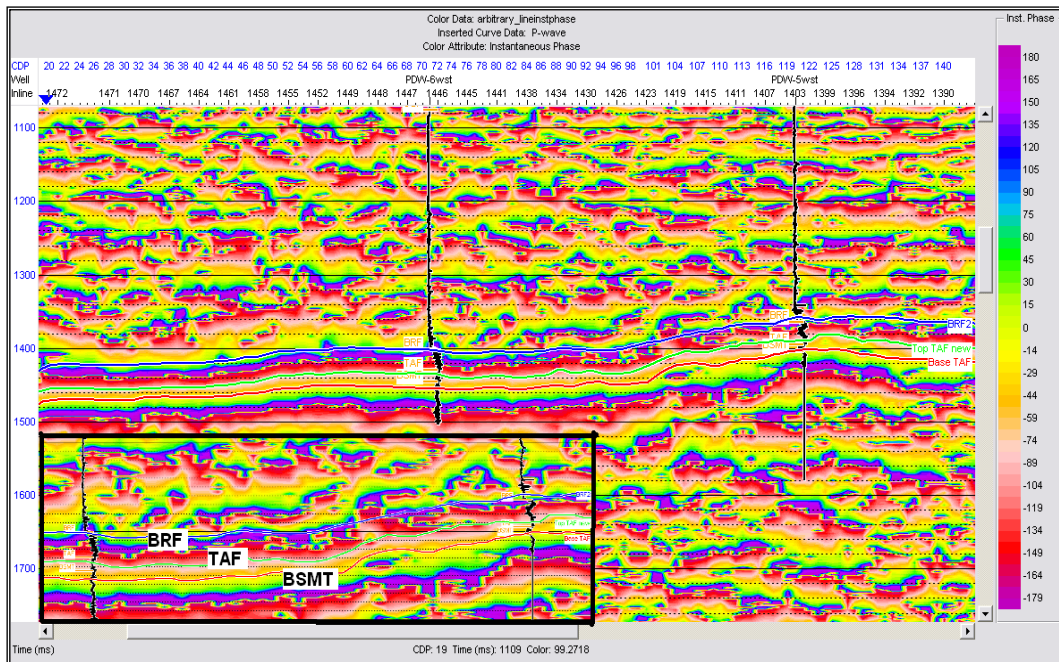
Tampilan dari penelusuran horison berikut pada gambar 4.6 dan 4.7 berdasarkan *arbitrary line* atau garis yang memotong posisi kedua sumur.



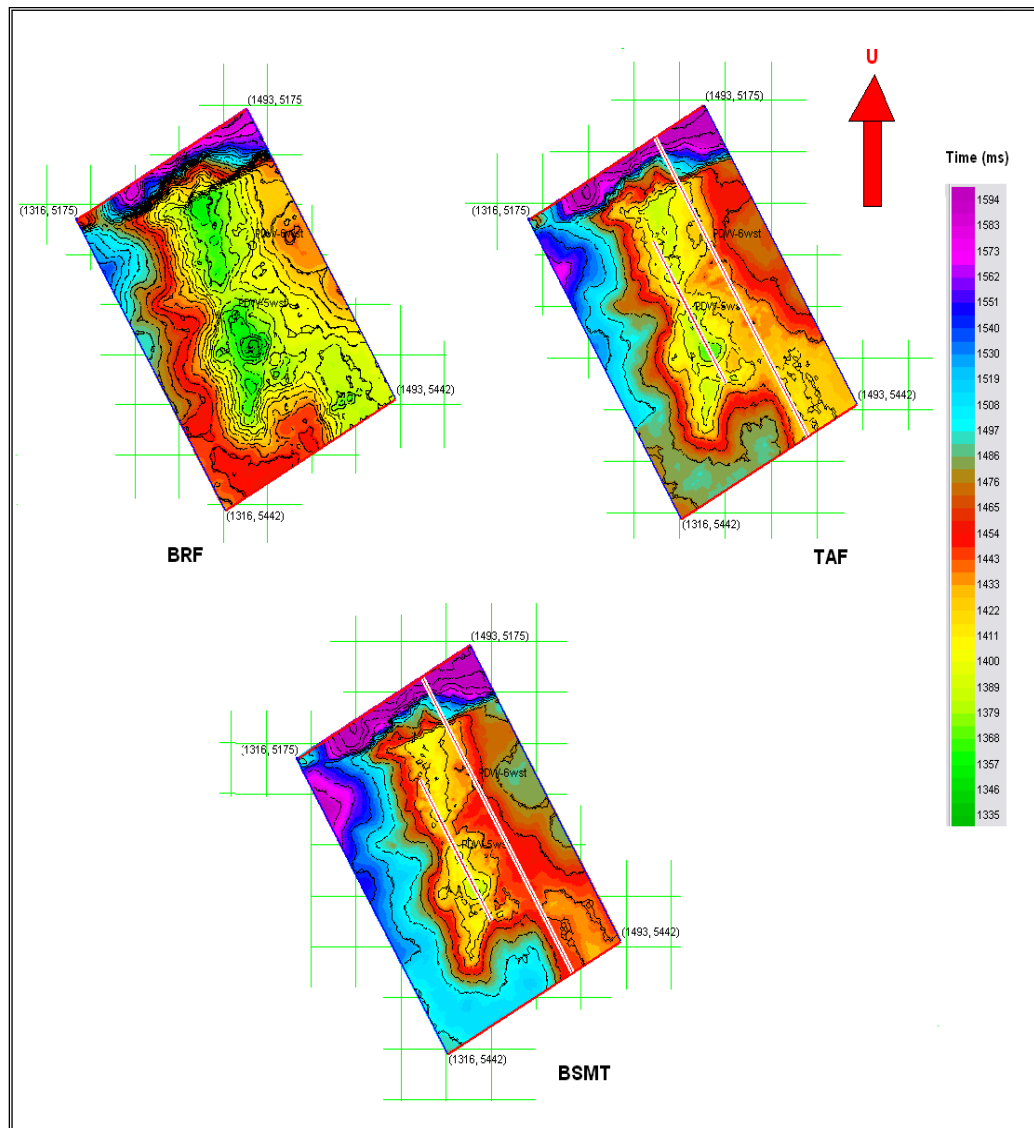
Gambar 4.6 *Arbitrary line* yang memotong sumur PDW-5wst dan PDW-6wst



Gambar 4.7 Penelusuran horison berdasarkan tampilan amplitudo seismik



Gambar 4.8 Penelusuran horison berdasarkan ekstraksi atribut fasa sesaat.

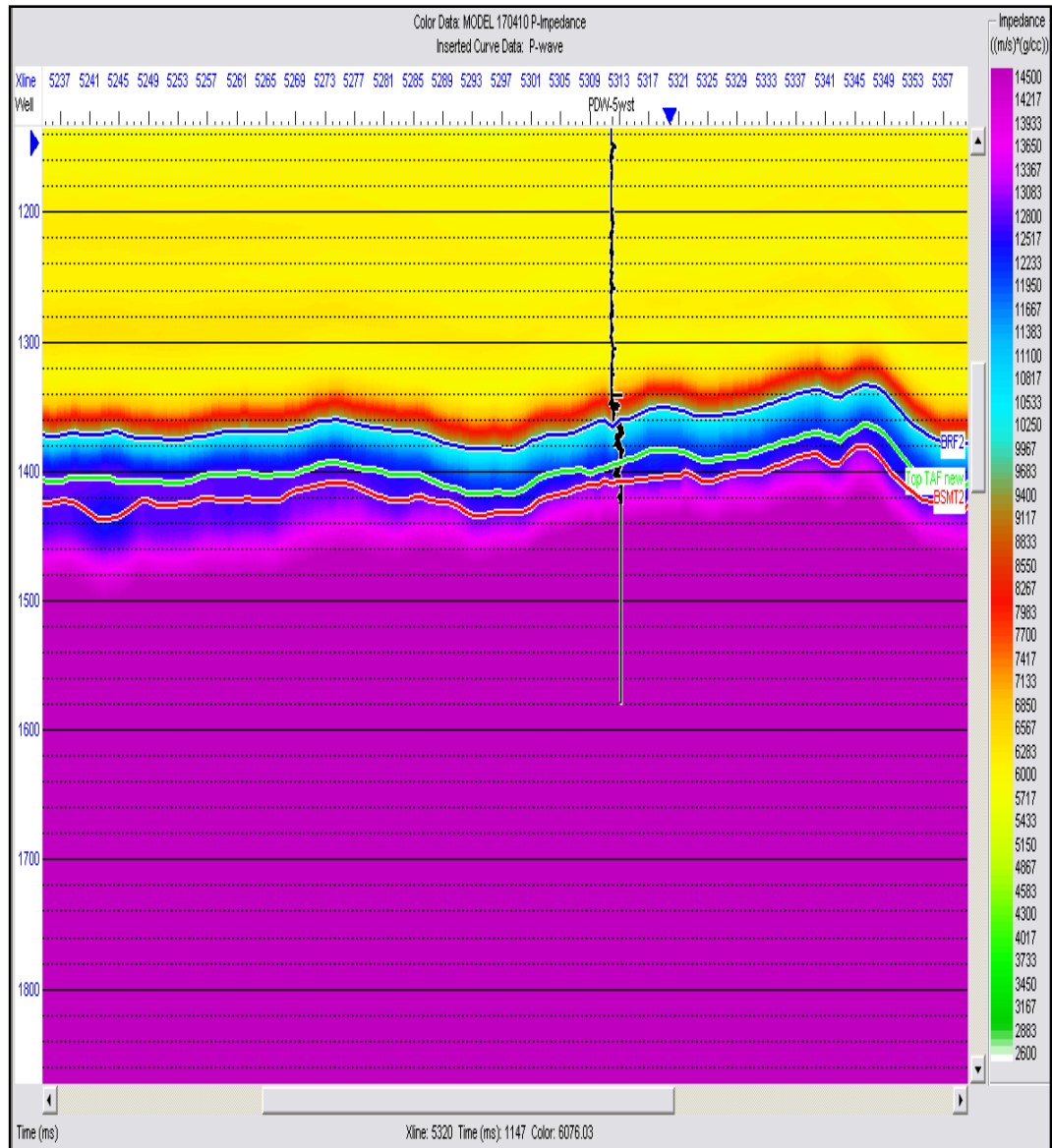


Gambar 4.9 Peta struktur waktu horison BRF, TAF, BASEMENT.

4.2.6. Pembuatan Model Awal (*initial model*)

Model awal (*initial model*) merupakan model volume impedansi akustik yang digunakan sebagai kontrol dari hasil inversi yang akan dilakukan. Model awal ini diperoleh dari kemenerusan penelusuran horison dan hasil pengikatan data sumur terhadap data seismik. Model awal ini juga akan menjadi acuan untuk melakukan inversi baik menggunakan metode model based maupun sparse spike. Parameter yang digunakan dalam pembuatan model awal ini adalah high cut frequency 10/15 Hz. Penentuan frekuensi yang dimaksud adalah menghilangkan frekuensi tinggi yang melebihi skala 10-15 Hz, sehingga *initial model* ini

merepresentasikan nilai impedansi akustik secara umum pada lapangan “x”. Gambaran umum nilai impedansi akustik ini menunjukkan adanya pemisahan antara lapisan formasi Gumai, formasi Batu Raja, formasi Talang Akar dan batuan Basement.



Gambar 4.10 Model awal impedansi akustik lapangan “x” pada inline 1402

4.3. Inversi Seismik

Terdapat tiga parameter yang mempengaruhi hasil model impedansi akustik, parameter tersebut adalah, data atau trace seismik, model awal (*initial model*) dan wavelet. Ketiga parameter tersebut akan menentukan hasil dari metode inversi. Dalam penelitian ini digunakan 2 metode inversi yaitu *Maksimum Likelihood Sparse Spike* dan *Model based*. Korelasi dan kesalahan terkecil antara tras sintetik seismik dan tras riil menentukan model impedansi terbaik yang akan diinterpretasi dan merepresentasikan keadaan bawah permukaan yang sesungguhnya.

Dalam penggunaan setiap metode inversi juga dilakukan penentuan input parameter untuk menentukan hasil korelasi yang terbaik. Setiap metode inversi memiliki algoritma masing-masing, dan korelasi sebagai kontrol kualitas dari hasil inversi yang kita peroleh. Nilai korelasi ini berkisar antara 0 sampai dengan 1. Nilai korelasi ini juga berdasarkan hasil perbandingan nilai impedansi akustik dari proses inversi dan nilai impedansi akustik yang terdapat didalam data sumur (log).

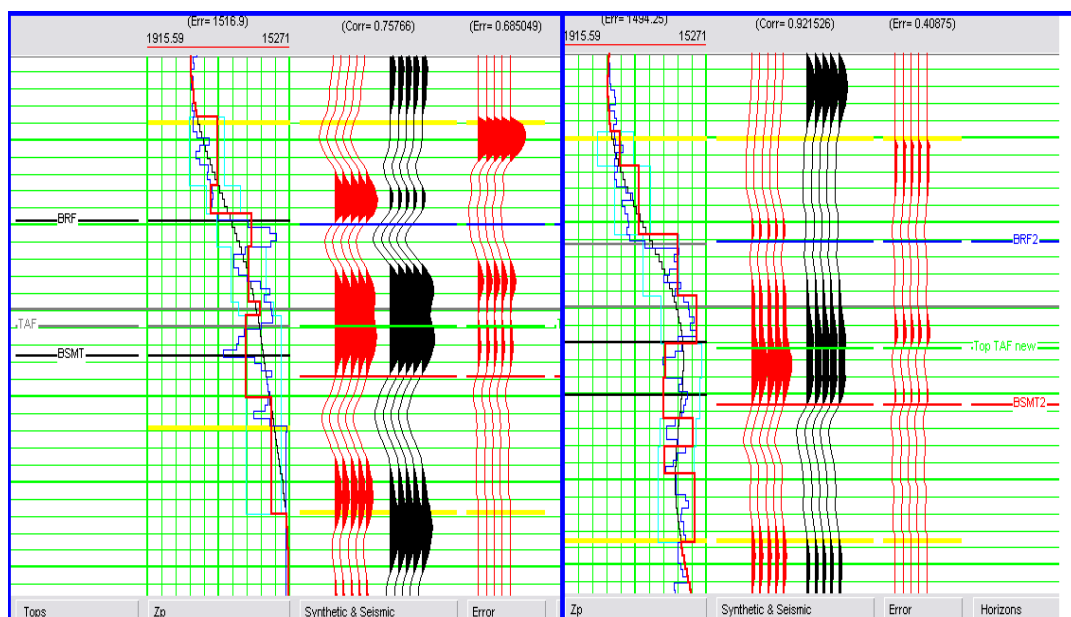
4.3.1. Inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike*

Proses inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike* 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 600, *Spike detection threshold* 10%, dan *maximum impedance change* sebesar 15 %, iterasi sebanyak 10 dan lebar *window* adalah horizon BRF dikurangi dengan 30 ms dan BASEMENT ditambahkan dengan 30 ms.

Maximum number of spike merupakan parameter yang digunakan untuk menentukan jumlah maksimal spike yang digunakan, oleh karena itu diatur dalam jumlah yang besar. *Spike detection threshold* merupakan parameter yang 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*. Sedangkan *maximum impedance change* merupakan parameter yang 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.

Hasil analisis inversinya didapatkan nilai korelasi berdasarkan *trace* sintetik hasil inversi dan *trace* seismik pada sumur PDW-5wst adalah sebesar 0,75 dan PDW-6wst sebesar 0,92. Sedangkan untuk hasil *error* yang didapatkan pada sumur PDW-5wst sebesar 0,68 dan PDW-6wst sebesar 0,40 (Gambar 4.10). 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*.



Gambar 4.11 Analisis pre-inversi metode *maximum likelihood sparse spike*

4.3.2. Inversi *Model Based*

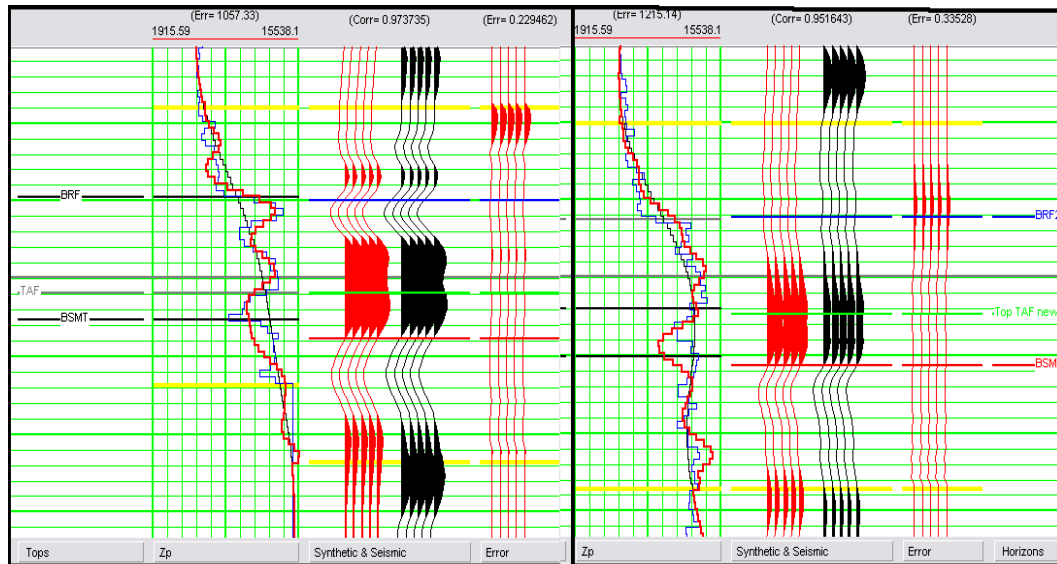
Prinsip dasar dari metode inversi *model based* adalah pembuatan model impedansi akustik secara *blocky* dimana model impedansi akustik yang dihasilkan berasal dari kontrol data seismik dan model awal yang sebelumnya telah dibuat. Proses iterasi dalam metode ini memiliki tujuan untuk mendapatkan korelasi yang baik antara tras seismik sintetis dengan tras seismik riil. Proses iterasi ini akan melakukan perubahan secara bertahap untuk mendapatkan hasil korelasi yang baik pada tras sintetis dan tras riil. 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 *prewhitening* 1%, *average block size* 2 ms, iterasi sebanyak 45 dan lebar *window* adalah horizon BRF dikurangi dengan 30 ms dan BASEMENT ditambahkan dengan 30 ms.

Penentuan nilai *soft constraint* sebesar 0.5 berarti model impedansi akustik yang dihasilkan 50% bergantung dari model awalnya, dan 50 % berasal dari trace seismiknya. *Average block size* merupakan parameter yang menentukan resolusi dari model impedansi akustik yang dihasilkan, semakin besar nilainya maka resolusi model impedansi akustik yang dihasilkan akan semakin detail dan baik. Parameter iterasi menentukan banyaknya jumlah iterasi agar trace seismik dan trace sintetis memiliki nilai korelasi terbesar atau kesalahan terkecil. Pada dasarnya semakin banyak proses iterasi maka akan dihasilkan nilai korelasi yang lebih baik, namun apabila kesalahan atau *error* yang dihasilkan telah mencapai nilai terkecil biasanya proses iterasi akan dihentikan.

Hasil dari analisis sebelum proses inversi dari metode inversi model based ini menunjukkan bahwa korelasi antara nilai impedansi akustik dari proses inversi dengan nilai impedansi akustik yang terdapat pada log sumur memiliki korelasi sebesar 0,97 dan error sebesar 0.22 pada sumur PDW5-wst dan 0.95 dan error sebesar 0.33 pada sumur PDW6-wst.

Dapat dilihat pula bahwa kurva merah yang merupakan log impedansi akustik setelah hasil inversi pada bagian sebelah kiri dari jendela analisis tersebut,

memiliki kecocokan bentuk dan sedikit simpangan terhadap log impedansi awal dari sumur .



Gambar 4.12 Analisis pre-inversi metode *model based*

BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN

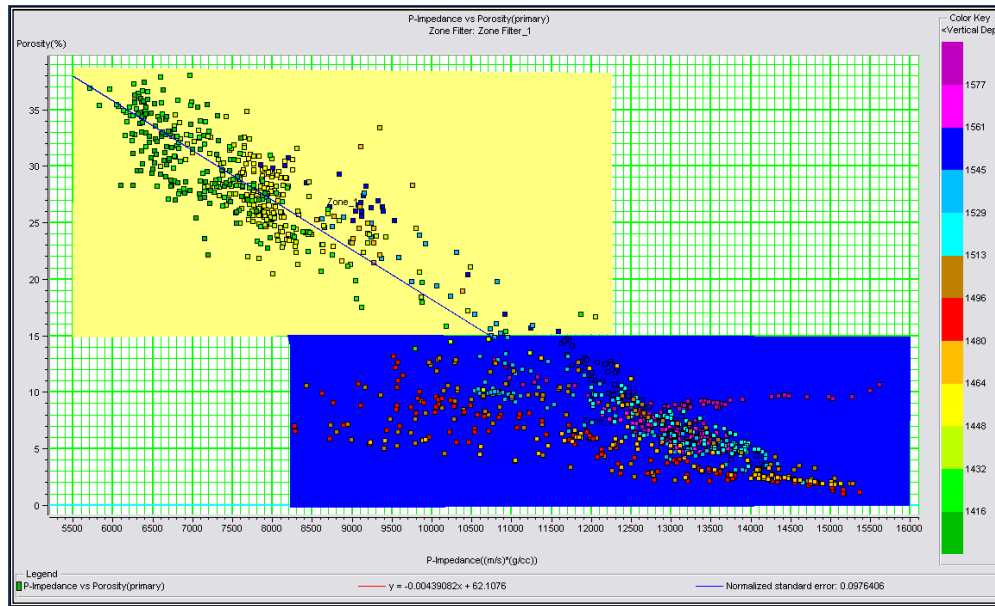
5.1. Analisis Sensitivitas Log

Tujuan dari analisis sensitivitas adalah untuk mengetahui distribusi litologi dan karakteristik reservoir pada daerah penelitian. Formasi Batu Raja yang terdiri atas batuan karbonat dan lempung (*shale*) dapat dipisahkan dengan analisis sensitivitas ini. Karakteristik dari reservoirnya dapat diamati dengan menganalisis besarnya porositas pada batuan karbonat yang dipisahkan terhadap batuan pasir (*sand*) 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 disebabkan karena seismik inversi impedansi akustik bertujuan untuk menentukan batas litologi secara vertikal.

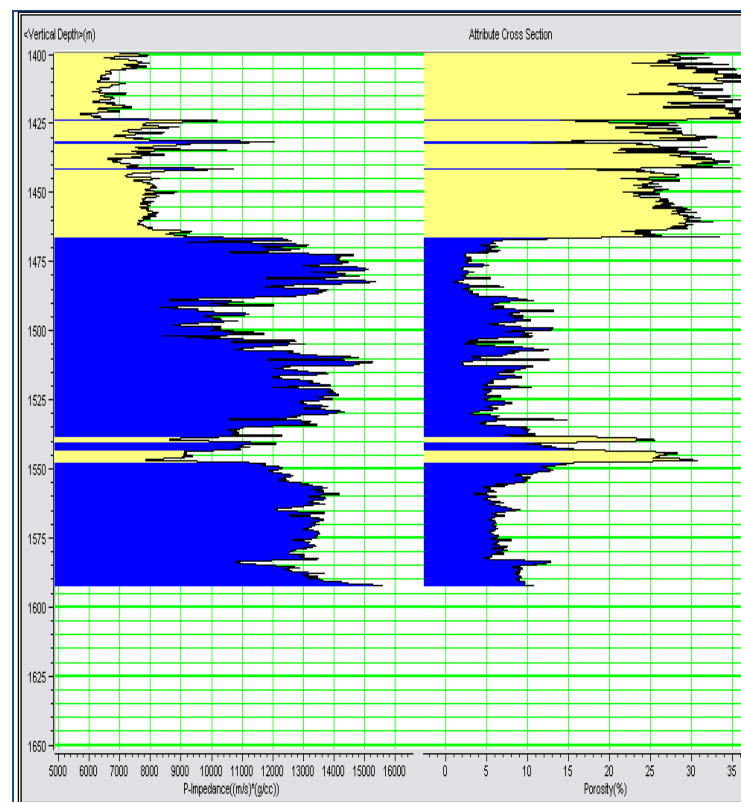
5.1.1. *Crossplot* dan *Crosssection* Log Impedansi Akustik dan Log Porositas

Pada *crossplot* ini dilakukan pada zona yang mencakup target penelitian pada kedalaman 1400-1593 m dari sumur PDW-5wst. Penentuan kedalaman ini berdasarkan posisi marker dari formasi Batu Raja dan marker Basement.

Dari hasil *crossplot* dan *crosssection*, didapatkan dua zona yang dibedakan dengan warna biru (zona 1) dan kuning (zona 2). Zona yang berwarna biru merupakan zona target yang terdiri dari batuan karbonat (formasi Batu Raja) dan zona berwarna kuning merupakan zona batu pasir yang terletak pada bagian atas (formasi Gumai) dengan batas pada kedalaman 1465 m. Zona tersebut dapat terlihat dengan perbedaan distribusi porositas pada zona target yang merupakan batuan karbonat dengan porositas yang lebih kecil dari formasi Gumai yang merupakan batuan pasir (*sand*).



Gambar 5.1 *Crossplot* impedansi akustik terhadap porosity sumur PDW- 5wst



Gambar 5.2 *Crosssection* log impedansi akustik terhadap log porositas pada sumur PDW-5wst

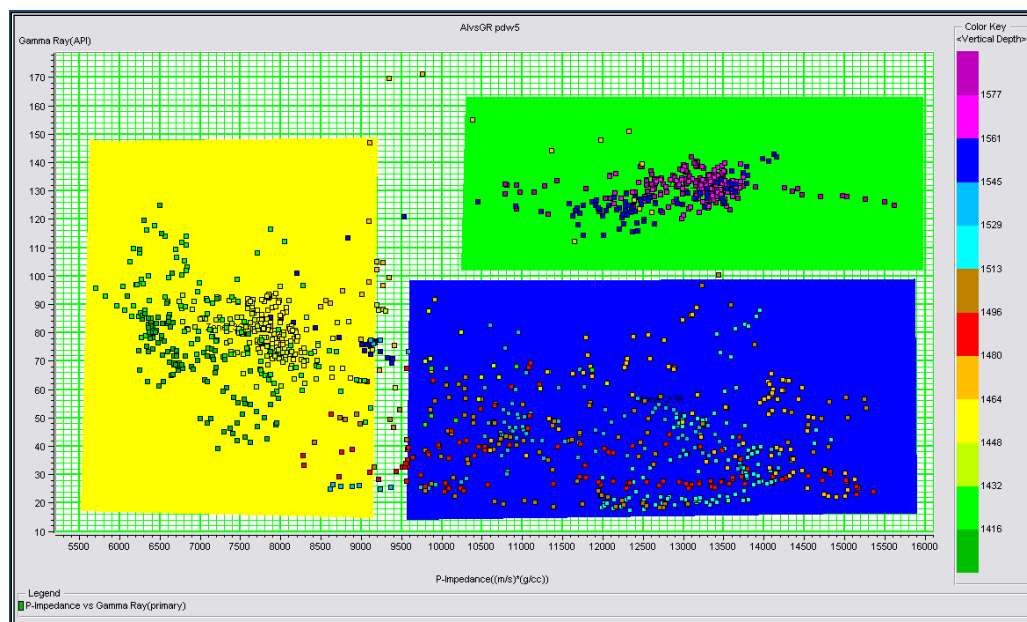
Nilai porositas dari batuan karbonat tidak melebihi dari nilai 15 %. Hasil *crosssection* ini terlihat nilai impedansi akustik rendah terdapat pada kedalaman 1490 hingga 1500. Dengan nilai impedansi yang relatif rendah ini diikuti dengan

nilai porositas yang berkisar 5-14% dapat menjadi indikasi bahwa pada kedalaman ini merupakan zona target reservoir pada formasi Batu Raja.

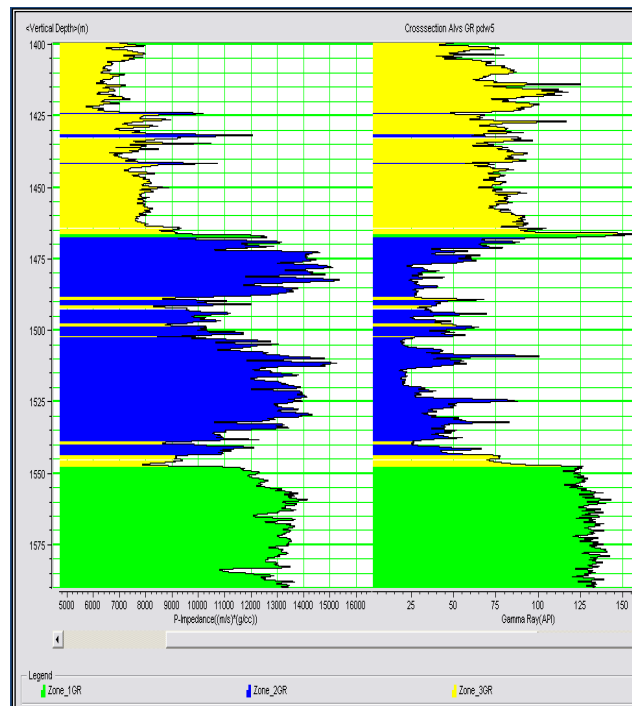
5.1.2. *Crossplot* dan *Crosssection* Log Impedansi Akustik dan Log *Gamma Ray*

Crossplot antara log impedansi akustik dan *gamma ray* dianalisis dari kedalaman yang sama yaitu 1400-1593 m. Pada *crossplot* ini dilakukan pada target penelitian batuan karbonat formasi Batu Raja yang berada pada kedalaman 1466-1538 m dari sumur PDW-5wst.

Hasil *crossplot* dan *cross section* log impedansi akustik terhadap log *gamma ray* pada sumur PDW-5wst menunjukkan terdapat 3 zona yang dibedakan dengan warna hijau, kuning dan biru. Zona berwarna kuning dapat diindikasikan merupakan perselingan *shale* dan zona berwarna biru merupakan zona batuan karbonat. *Shale* yang terdapat zona ini mengandung batu kapur karena nilai *gamma ray* dibawah 100 API. Nilai *gamma ray* dari zona ini juga lebih tinggi dari pada nilai *gamma ray* batuan karbonat dibawahnya.



Gambar 5.3 *Crossplot* log impedansi akustik terhadap log *gamma ray* pada sumur PDW-5wst



Gambar 5.4 *Crosssection* log impedansi akustik terhadap Log *gamma ray* sumur PDW5-wst

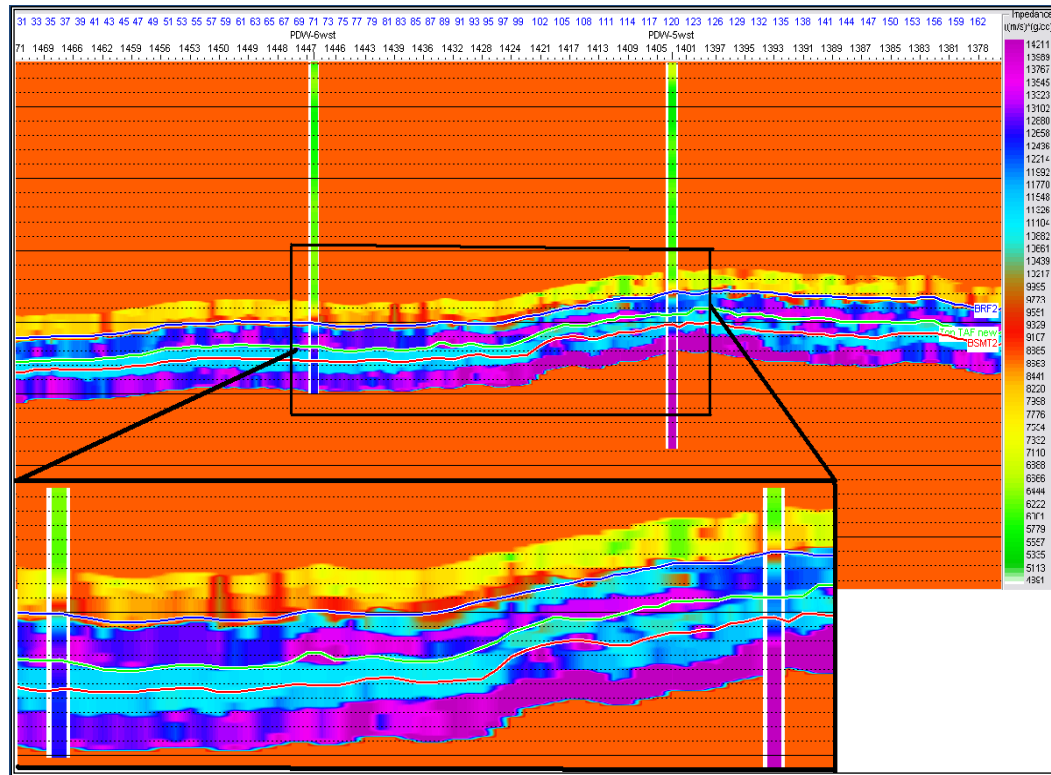
Nilai *gamma ray* yang lebih dari 100 API mengindikasikan bahwa *shale* tersebut merupakan *seal* (penutup) yang *impermeable*. Sedangkan untuk zona yang berwarna hijau merupakan batuan *basement* yang memiliki nilai *gamma ray* yang lebih tinggi dari lapisan di atasnya. Dari analisis *crossplot* dan *crosssection ini*, zona yang diindikasikan sebagai reservoir adalah zona berwarna biru (batuan karbonat). Reservoir yang efektif dapat terlihat dari nilai *gamma ray* yang rendah (lapisan tersebut tergolong permeabel) dan memiliki nilai porositas yang cukup tinggi.

5.2 Analisis Inversi

5.2.1 Inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike*

Analisis pra-inversi dari metode ini didapatkan nilai korelasi berdasarkan *trace* sintetik hasil inversi dan *trace* seismik pada sumur PDW-5wst sebesar 0,75 dan PDW-6wst sebesar 0,92. Sedangkan untuk hasil *error* yang didapatkan pada sumur PDW-5wst sebesar 0,68 dan PDW-6wst sebesar 0,40. 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.

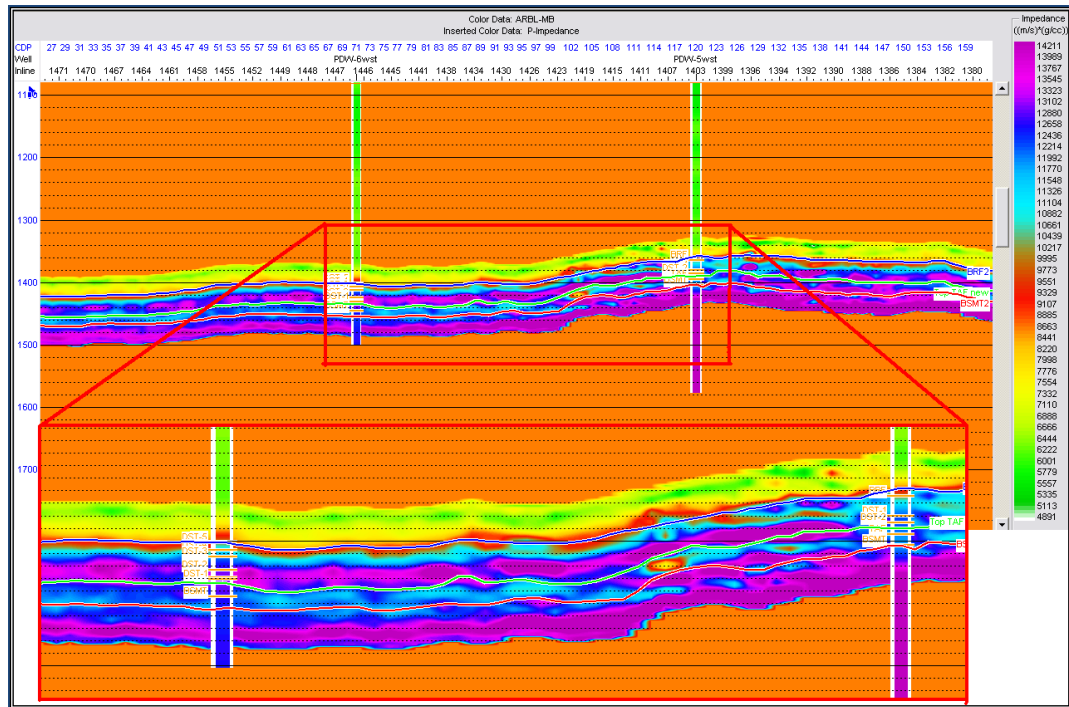


Gambar 5.5 Hasil inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike* lapangan “X” yang melalui *arbitrary line*

5.2.2 Inversi Berbasis Model (*Model Based Inversion*)

Hasil analisis pre inversi pada metode inversi *model based* didapatkan nilai korelasi 0.97 dan error 0.23 pada sumur PDW-5wst sedangkan nilai korelasi pada sumur PDW-6wst sebesar 0.95 dan error yang didapatkan 0.33. Nilai korelasi ini lebih baik dibandingkan dengan hasil korelasi yang didapatkan pada metode inversi *maximum likelihood sparse spike*. Selain memiliki kemiripan trace sintetik dan trace seismik yang lebih baik faktor kesalahan yang didapatkan juga relatif lebih kecil. Bila dibandingkan hasil model impedansi akustik yang dihasilkan, penampang impedansi akustik dari metode *model based* tampak lebih

halus dan lebih jelas jika dibandingkan dengan hasil inversi maximum likelihood sparse spike yang lebih *blocky*.



Gambar 5.6 Hasil inversi *Model Based* lapangan “x” yang melalui *arbitrary line*

Dari kedua metode inversi yang dilakukan yaitu metode *maximum likelihood sparse spike* dan metode *model based*, didapatkan bahwa korelasi yang terbaik yang didapatkan dan dianggap terbaik akan digunakan pada tahap selanjutnya yaitu untuk estimasi porositas dan interpretasi hasil merupakan metode inversi *model based*.

Tabel 5.1 Koefisien korelasi hasil inversi.

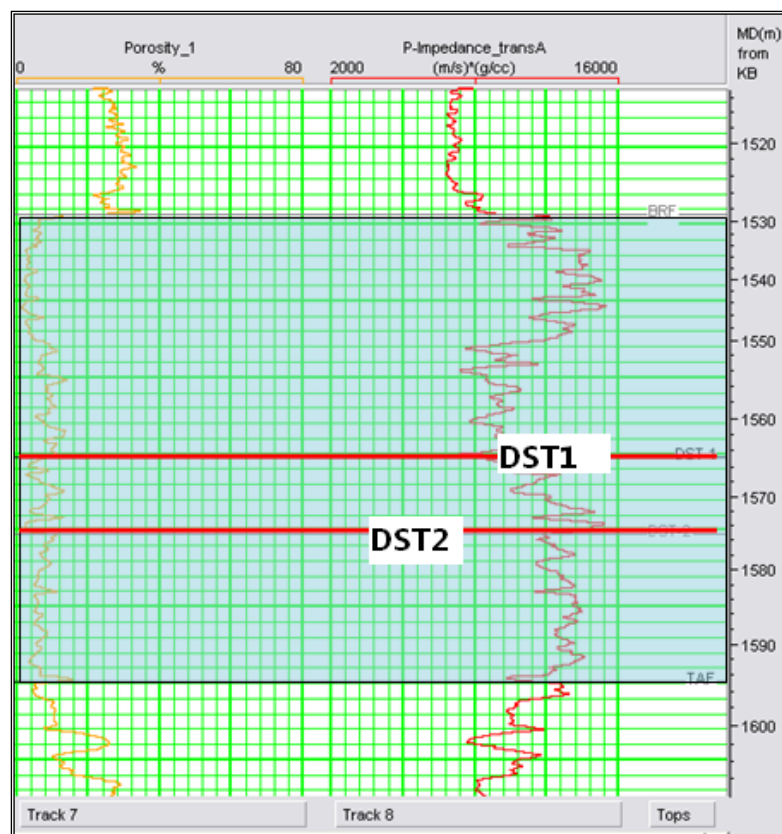
Metode Inversi	Nilai Korelasi	
	PDW-5wst	PDW-6wst
<i>Maximum Likelihood Sparse Spike</i>	0.75	0.92
<i>Model Based</i>	0.97	0.95

Pada tabel hasil tersebut, metode inversi *model based* menghasilkan model impedansi akustik yang terbaik dengan koefisien korelasi masing-masing sebesar

0,97 pada sumur PDW-5wst dan PDW-6wst. Selain itu setelah dilakukan analisis inversi, besarnya error yang dihasilkan dalam inversi adalah sebesar pada sumur PDW-5 wst sebesar 0,23 dan sumur PDW-6wst sebesar 0,33. Hasil nilai error ini dihasilkan dari selisih antara *trace* seismik dan *trace* sintetik hasil inversinya, sehingga didapatkan *trace* error.

5.3 Analisis dan Estimasi Porositas

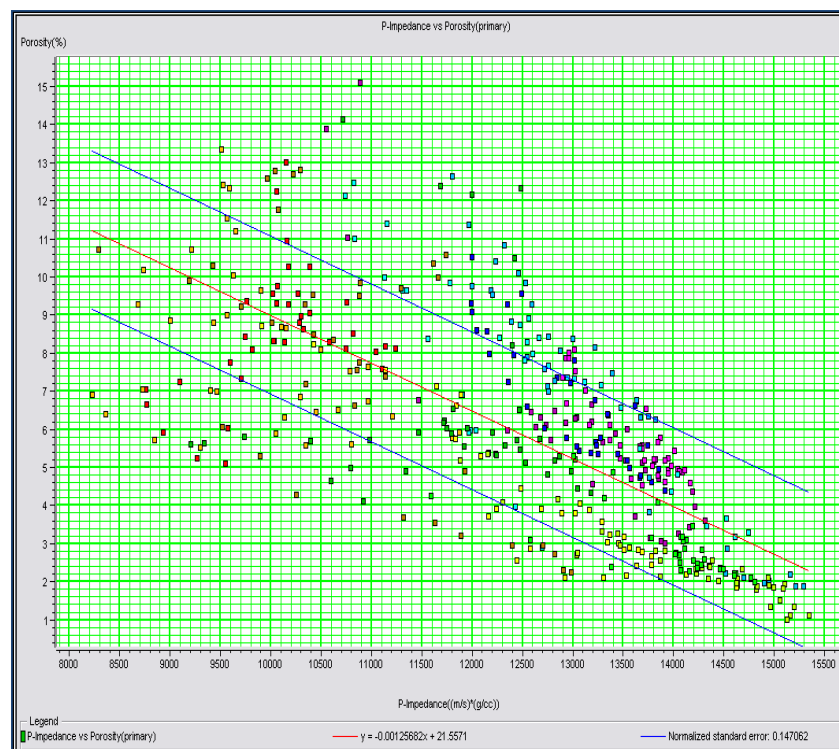
Pada analisis sensitivitas diperoleh hubungan antara log porositas dengan log impedansi akustik. Pada sumur PDW-5wst terdapat marker *drill stem test* (DST). Data marker tersebut merupakan data yang terdapat pada sumur produksi yang menandakan bahwa di posisi tersebut terdapat adanya hidrokarbon.



Gambar 5.7 Analisis log porositas terhadap log impedansi akustik pada marker DST1 dan DST2 pada sumur PDW-5wst

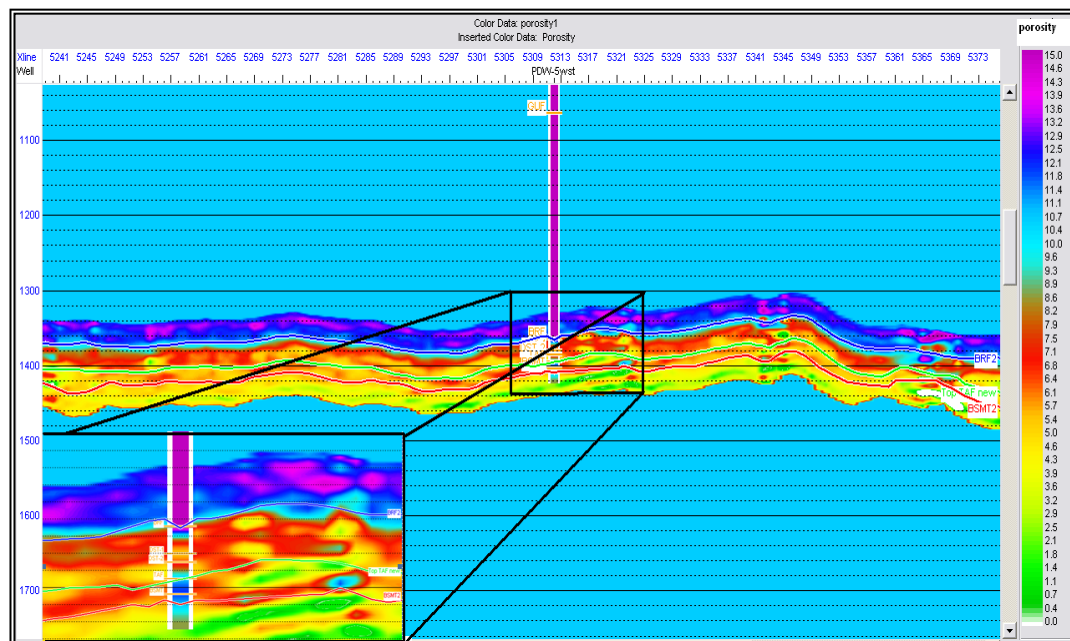
DST1 menunjukkan nilai log porositas sebesar 8.8 % dan nilai impedansi akustik sebesar 9996 m/s.gr/cc sedangkan pada marker DST2 menunjukkan nilai log porositas sebesar 10.88% dan nilai impedansi akustik sebesar 12300.5 m/s.gr/cc. Dari nilai-nilai ini menunjukkan hubungan nilai porositas dengan impedansi akustik yang diindikasikan sebagai reservoir hidrokarbon. Pada analisis secara keseluruhan dari nilai log porositas dan log impedansi akustik pada formasi Batu Raja terlihat bahwa posisi *drill stem test* terletak pada zona porositas menengah ke tinggi (*medium to high*) dan impedansi akustik rendah ke menengah (*low to medium*). Secara keseluruhan formasi Batu Raja memiliki nilai porositas yang rendah (2-9%) dan nilai impedansi akustik yang tinggi (1000 m/s.gr/cc-15000 m/s.gr/cc) , namun pada posisi DST1 dan DST2 terlihat bahwa reservoir yang baik dapat dilihat pada nilai impedansi akustik yang cukup rendah dan nilai porositas yang cukup tinggi.

Untuk mendapatkan model estimasi porositas, kita mendapatkan hubungan crossplot antara log porositas dan log impedansi akustik dari sumur PDW-5wst.



Gambar 5.8 Hubungan antara porositas dan impedansi akustik pada sumur PDW-5wst untuk mendapatkan model estimasi porositas

Terlihat dari hasil crossplot bahwa nilai impedansi akustik yang tinggi berasosiasi dengan nilai porositas yang rendah. Didapatkan persamaan $y = -0.00125682x + 21.5571$ dimana y merupakan porositas dan x merupakan nilai impedansi akustik dan standar error dari persamaan tersebut sebesar 0.14. Persamaan tersebut menjadi acuan untuk mengubah model impedansi akustik yang kita miliki dari hasil inversi model based menjadi model porositas untuk model estimasi porositas.



Gambar 5.9 Hasil model estimasi porositas pada inline 1402

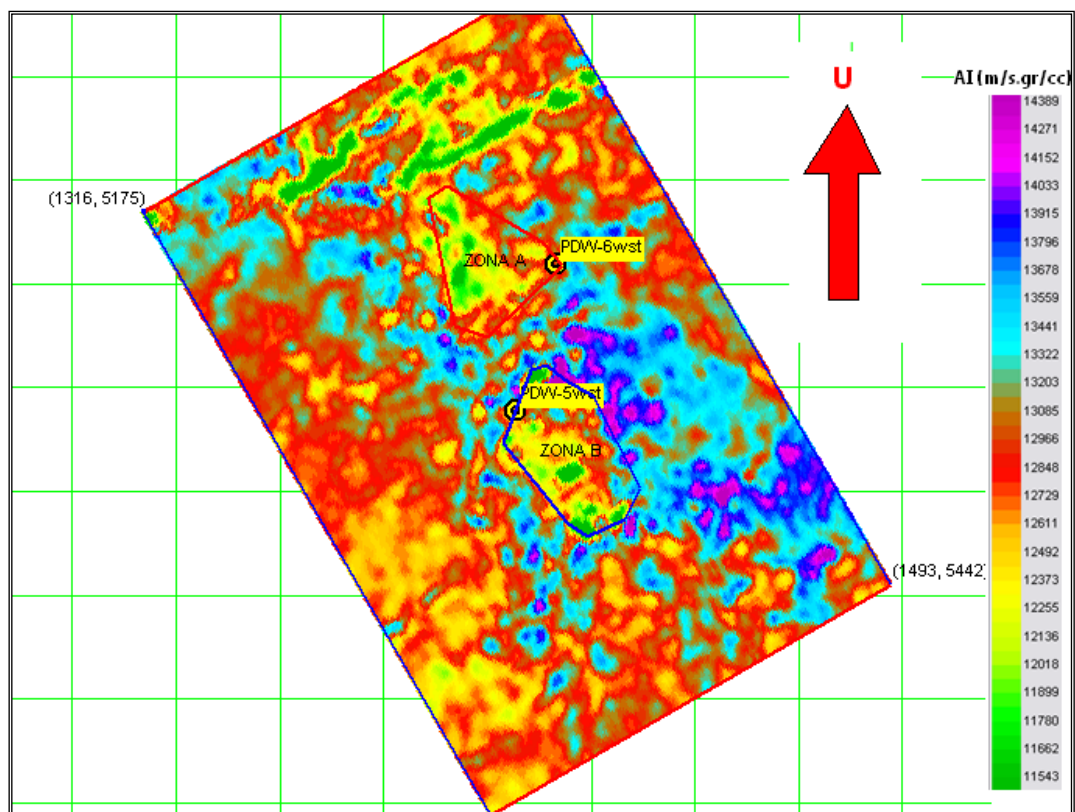
5.4 Interpretasi Hasil

Proses pengolahan data dan beberapa analisis yang telah dilakukan menjadi acuan dalam interpretasi ini. Model impedansi akustik yang dihasilkan dari metode inversi *model based* menjadi data utama yang menjadi acuan dalam interpretasi karakteristik reservoir lapangan “X”, sedangkan hasil model estimasi porositas, data seismik, data log atau sumur dan data geologi regional menjadi data pendukung dalam interpretasi.

Dalam analisis dan estimasi porositas terlihat bahwa posisi DST1 dan DST2 terletak pada nilai porositas yang relatif tinggi (9-11%) dibandingkan

dengan nilai porositas batuan karbonat lain pada formasi Batu Raja yang berkisar pada nilai 2-7%. Nilai porositas ini juga berasosiasi dengan nilai impedansi akustik yang cukup rendah 10000-12000 m/s.gr/cc. Formasi Batu Raja dibatasi oleh formasi Gumai pada bagian atas dan formasi Talang Akar pada bagian bawah yang merupakan batuan pasir (*sand*). Pada daerah peralihan antara formasi Gumai dan formasi Batu Raja terdapat daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang lebih rendah yang ditunjukkan dengan daerah yang berwarna merah hingga biru pada penampang model impedansi akustik. Daerah tersebut atau zona tersebut merupakan batuan shale yang tercampur batuan karbonat yang dapat menjadi *seal* (penutup) dari reservoir karbonat.

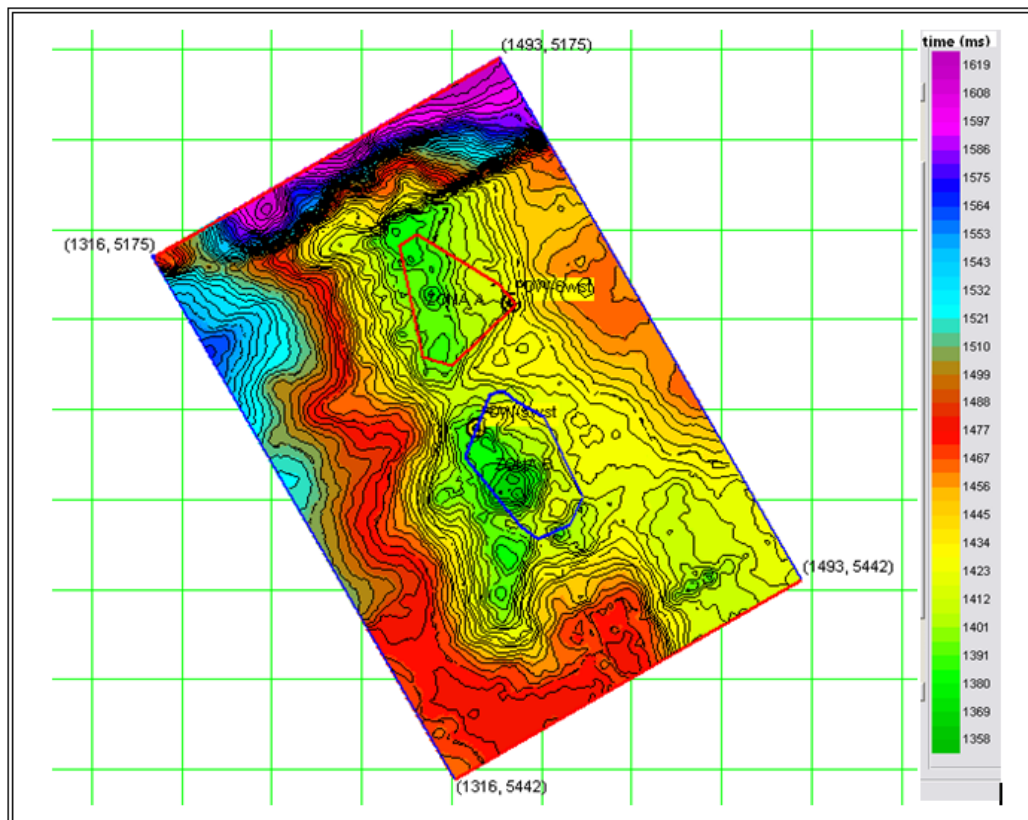
Interpretasi secara lateral model impedansi akustik di sekitar 25 ms dibawah formasi Batu Raja dilakukan dengan membuat potongan melintang dari model impedansi akustik *model based*.



Gambar 5.10 Penampang lateral impedansi akustik dibawah 25 ms formasi Batu Raja.

Hasil potongan melintang dari model impedansi akustik dibawah 25 ms formasi Batu Raja pada gambar 5.11 menunjukkan terdapat 2 tipe nilai impedansi

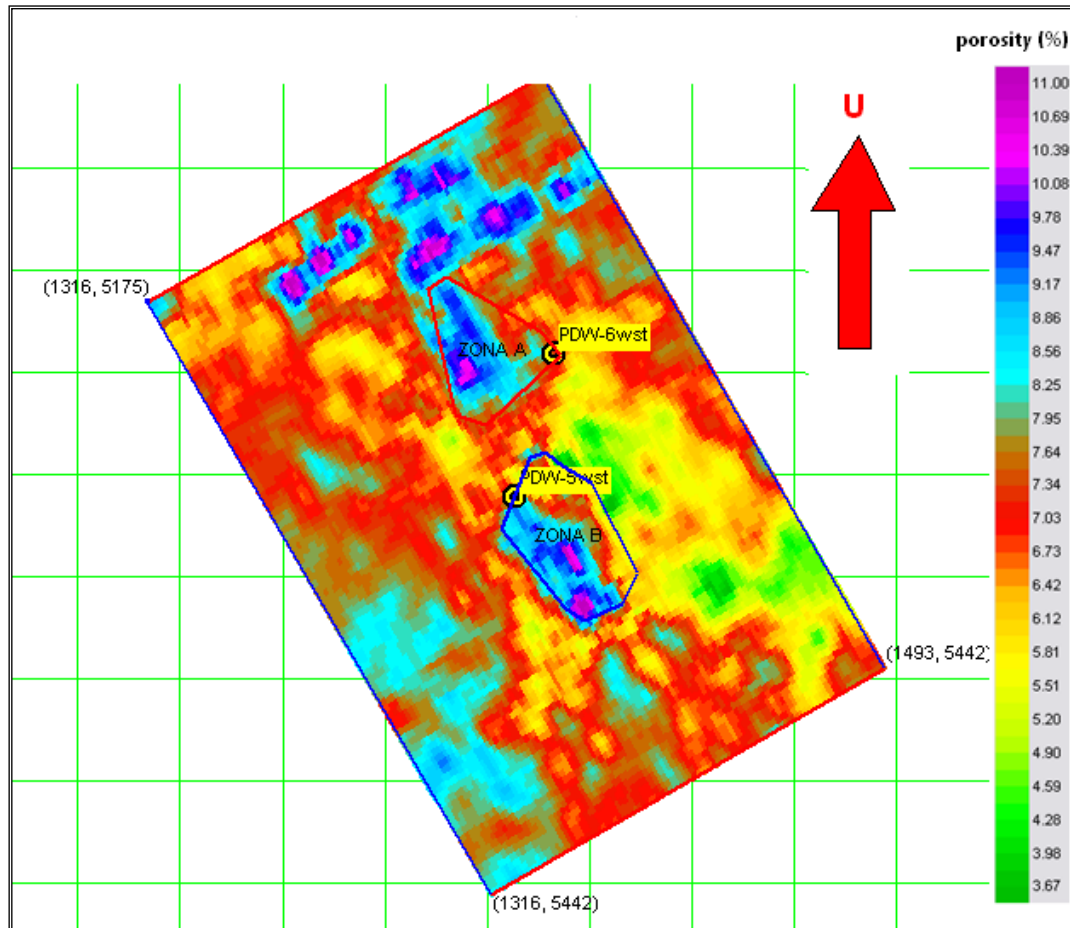
akustik dari batuan karbonat pada formasi Batu Raja. Batuan karbonat dengan skala warna hijau hingga kuning yang memiliki nilai impedansi rendah 11000-12100 m/s.gr/cc dan Batuan karbonat dengan nilai impedansi akustik menengah ke tinggi yang di tunjukkan dengan skala warna merah hingga ungu. Terlihat pada gambar 5.11 sebaran nilai impedansi akustik rendah yang ditunjukkan dengan warna biru tersebar dari arah barat laut menuju tenggara. Terdapat 2 zona nilai impedansi akustik yang rendah yaitu zona A yang berada disebelah barat laut sumur PDW-6wst dengan garis warna merah dan zona B yang terletak disebelah tenggara sumur PDW-5wst dengan garis warna biru.



Gambar 5.11 Peta struktur waktu dibawah 25 ms formasi Batu Raja.

Analisis pada peta struktur waktu tepat pada potongan melintang dibawah formasi 25 ms pada gambar 5.12 menunjukkan bahwa posisi zona A dan zona B merupakan daerah yang memiliki posisi yang lebih dalam dari pada daerah disekitarnya. Hal ini mungkin dapat menjadi indikasi bahwa kedalaman menjadi kontrol dari nilai impedansi akustik, dimana nilai impedansi akustik rendah

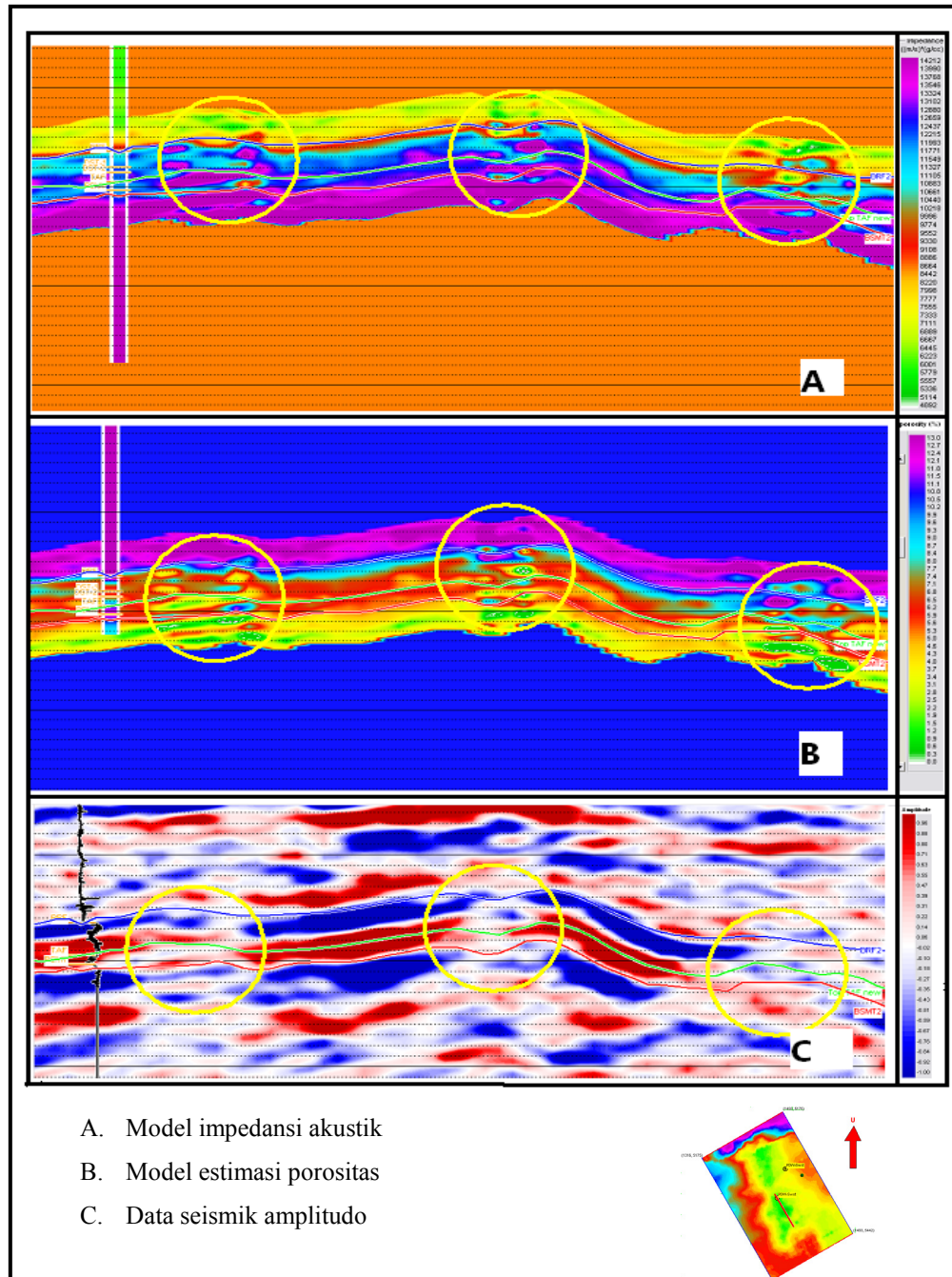
berasosiasi dengan nilai kedalaman yang lebih dalam dan nilai impedansi akustik tinggi berasosiasi dengan daerah yang lebih tinggi.



Gambar 5.12 Peta sebaran porositas dibawah 25 ms formasi Batu Raja.

Pada peta sebaran porositas yang ditunjukkan pada gambar 5.13 terlihat bahwa porositas pada formasi Batu Raja memiliki porositas dominan yang kecil 2-8%. Pada peta sebaran porositas tersebut zona A dan zona B yang memiliki nilai impedansi akustik rendah memiliki nilai porositas dengan skala 8-11 %. Hal ini menunjukkan bahwa dengan peta sebaran porositas yang didapat dari model estimasi porositas ini daerah atau zona tersebut memiliki potensi yang cukup baik untuk menjadi daerah pengembangan eksplorasi hidrokarbon. Hal ini menunjukkan kesesuaian antara nilai impedansi akustik yang rendah berasosiasi dengan nilai porositas yang cukup tinggi dalam untuk batuan karbonat.

Pada model impedansi akustik terlihat dalam beberapa sayatan seperti pada inline 1402 yang memotong sumur PDW-5wst, terdapat anomali nilai impedansi akustik rendah yang menunjukkan adanya indikasi keberadaan hidrokarbon. Anomali ini terletak pada daerah tinggian dari formasi Batu Raja.



Gambar 5.13 Efek *dim spot* pada Inline 1402 yang memotong sumur PDW-5wst

Pada gambar 5.14 merupakan penampang vertikal dari inline 1402 yang menunjukkan adanya anomali impedansi akustik rendah bila dibandingkan dengan penampang vertikal model estimasi porositas dapat dilihat bahwa pada daerah anomali tersebut terdapat titik atau (*spot*) yang memiliki porositas yang lebih tinggi dari daerah sekitarnya.

Pada penampang seismik amplitudo terlihat adanya ketidak menerusan amplitudo pada daerah-daerah tersebut. Amplitudo-amplitudo baik negatif maupun positif mengalami pelemahan sehingga tampak tidak begitu jelas. Hal tersebut dapat menjadi justifikasi untuk menginterpretasikan bahwa terdapat kemunculan efek *dim spot* yang merupakan titik kemunculan hidrokarbon terutama gas yang menyebabkan terjadinya pelemahan amplitudo.

BAB VI

KESIMPULAN

1. Ekstraksi atribut seismik fasa sesaat menunjukkan pembalikan fasa (*reverse*) dari fasa positif menjadi negatif pada perubahan formasi Batu Raja menuju Talang Akar yang memudahkan penelusuran horison atau interpretasi seismik.
2. Hasil model impedansi akustik dengan menggunakan metode inversi *Model Based* menunjukkan korelasi yang lebih baik dan error atau kesalahan yang lebih kecil dibandingkan dengan metode *Maximum Likelihood Sparse Spike*.
3. Potongan lateral model impedansi akustik pada formasi Batu Raja menunjukkan terdapat zona persebaran reservoir yang memiliki skala nilai sebesar 10000 m/s.gr/cc hingga 12000 m/s gr/cc dan tersebar dari arah barat laut hingga tenggara lapangan "X", Sumatera Selatan.
4. Hasil model impedansi akustik yang didukung dengan data seismik amplitudo dan model estimasi porositas menunjukkan pada daerah tinggian formasi Batu Raja terdapat daerah-daerah yang memiliki anomali impedansi akustik rendah dan porositas tinggi seperti pada inline 1402.

DAFTAR ACUAN

- Aviarto, Aryo, 2010, *Kombinasi Impedansi P dan S Untuk Memetakan Distribusi Litologi dan Fluida*, Universitas Indonesia, Depok: xv + 51.
- Brown, A.R. 2001, *Understanding Seismic Attribute*, Geophysics, vol 66, No1, P.47-48.
- Chopra, S., K.J. Marfurt, 2005, *Seismic Attributes – A Historical Perspective*. Geophysics, 70, no.5, 3SO – 28SO.
- Ginger, David., 2005 *The Petroleum System And Future Potensial Of The South Sumatera Basin*. Indonesian Petroluem Association.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2000, *Strata Analysis Tutorial*.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2006, *AVO Workshop: Theory and Exercises*.
- Haris, A. 2008, *Komputasi Geofisika*, Universitas Indonesia, Depok.
- Pertamina BPPKA, *Petroleum Geology Of Indonesia Basin*, Pertamina, Volume X.
- Sukmono,S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono,S., 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoar*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Telford, W.M., Sheriff,R.E., Geldart,L.P., 1990. *Applied Geophysics*, Cambridge Univ. Press, MA.
- Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion*, Society of Exploration Geophysics.