



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON
LAPANGAN SEJATI, CEKUNGAN KUTAI,
KALIMANTAN TIMUR BERDASARKAN INVERSI DATA
*VERTICAL SEISMIC PROFILING (VSP)***

SKRIPSI

**A S R I M
0606039713**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
MEI 2010**



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON
LAPANGAN SEJATI, CEKUNGAN KUTAI,
KALIMANTAN TIMUR BERDASARKAN INVERSI DATA
*VERTICAL SEISMIC PROFILING (VSP)***

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

**A S R I M
0606039713**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA
DEPOK
MEI 2010**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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



**Nama : Asrim
NPM : 0606039713
Tanda Tangan :
Tanggal : 18 Mei 2010**

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :
Nama : Asrim
NPM : 0606039713
Departemen : Fisika
Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Lapangan
Sejati, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur
Berdasarkan Inversi Data *Vertical Seismic
Profiling* (VSP)

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

DEWAN PENGUJI

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

Penguji I : Dr. Eng. Yunus Daud Dipl. Tech., M.Sc ()

Penguji II : Ir. Anggoro, MT ()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 18 Mei 2010

KATA PENGANTAR



Alhamdulillah, puji syukur kehadiran Allah Yang Maha Kuasa yang telah melimpahkan segala rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini. Penulisan skripsi ini dibuat untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Fisika Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Penulis menyadari bahwa laporan ini tidak mungkin akan terselesaikan tanpa adanya bantuan dan peran serta dari berbagai pihak. Oleh karena itu pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Dr. rer.nat. Abdul Haris selaku pembimbing tugas akhir yang telah banyak memberikan masukan, diskusi yang sangat berharga dan kesediaan waktunya selama penulis melakukan tugas akhir.
2. Bapak Teguh Nugraha selaku pembimbing VICO yang telah banyak membantu, meluangkan waktu, memberikan saran, serta diskusi selama penulis melakukan tugas akhir di VICO Indonesia.
3. Bapak Dr. Eng. Yunus Daud Dipl. Tech., M.Sc selaku pembimbing akademik yang telah banyak memberikan nasehat dan bimbingan selama kuliah di geofisika UI.
4. Bapak Dono H Mulyono selaku *Team Leader* Eksplorasi yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melakukan tugas akhir di bagian Eksplorasi, VICO Indonesia.
5. Bapak Bambang Irawan selaku Manager Development Planning yang telah memberikan saran-saran tentang studi, terutama tentang pengaturan waktu dalam pengerjaan tugas akhir.
6. Bapak Arya Ambara selaku Section Head PTDM (*Petro Technical Data Management*) yang telah memberi kesempatan untuk tugas akhir di luar PTDM.
7. Pak Agus Murcahyono (*Geophysicist VICO*), Mas Usman Jauhari (*Geologist VICO*), Pak Erick (*Borehole Geophysicist Halliburton*), yang telah banyak

memberi masukan dan *sharing* ilmu selama proses pengerjaan tugas akhir di VICO.

8. Mas Adde Avrino yang telah memberikan saran dan masukan tentang masalah tugas akhir, khususnya VSP dan reservoir seismik.
9. Para Dosen fisika ekstensi, khususnya dosen-dosen geofisika, terimakasih atas segala ilmu yang telah diajarkan.
10. Mas Rizki, Mbak Ratna dan pengurus administrasi Fisika UI yang telah banyak membantu dalam proses pengurusan administrasi di kampus.
11. Teman-teman geofisika regular, ekstensi fisika, khususnya ekstensi geofisika 2006 (Fithri "*gravity-iron*", Kang Indra-Riri-Candra "*geothermal*", Irul-Rachman-Mr. Rohadi-Aziz-Susan" *seismic*", Haekal "*resistivity*", Ridwan).
12. Mas Edward, Ibu Damai, Pak Iwan dan Mas Putra selaku HRD VICO yang telah membantu banyak dalam urusan administrasi tugas akhir.
13. Mas Didik yang telah memberikan saran-saran tentang HRS khususnya e-Log.
14. Pak Yadi yang telah membantu dalam penjilidan laporan tugas akhir.
15. Semua teman-teman di PTDM, Dev. Planning, Eksplorasi, Resources Management dan SCM& ICT.
16. Seluruh staf karyawan VICO dan semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu yang telah memberi kemudahan selama melakukan tugas akhir.
17. Kakak dan adik atas nasehat dan dukungannya yang membawa semangat.

Ucapan terimakasih yang spesial untuk kedua orang tua saya, papa "Abdul Kadir" dan mama "Waode Sarufa" yang telah banyak memberikan banyak hal dan terimakasih atas diberinya kebebasan dalam menentukan jalan hidup untuk masuk dalam jurusan ilmu kebumihan (geofisika).

Penulis sangat mengharapkan saran yang sifatnya mendidik & membangun bila dalam isi laporan ini terdapat kekurangan. Mudah - mudahan isi laporan ini dapat bermanfaat bagi diri penulis dan semua yang membacanya.

Depok, 18 Mei 2010

Asrim

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

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

Nama : Asrim
NPM : 0606039713
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 Royalti-Free Right)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON LAPANGAN SEJATI, CEKUNGAN KUTAI, KALIMANTAN TIMUR BERDASARKAN INVERSI DATA *VERTICAL SEISMIC PROFILING* (VSP)

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 : 18 Mei 2010
Yang menyatakan

(Asrim)

ABSTRAK

Nama : Asrim
Departemen : Fisika
Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Lapangan Sejati, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur Berdasarkan Inversi Data *Vertical Seismic Profiling* (VSP)

Skripsi ini membahas tentang metode *vertical seismic profiling* (VSP) dan aplikasinya dalam karakterisasi reservoir. VSP merupakan pengukuran seismik yang dilakukan dengan menempatkan *receiver* di lubang bor. Karakter reservoir yang akan diteliti yaitu batu pasir pada lapangan Sejati, yang merupakan salah satu lapangan minyak dan gas VICO Indonesia yang terletak di Cekungan Kutai, Kalimantan Timur. Data yang tersedia dalam penelitian ini yaitu data VSP (*near & far offset*) dan *well log* dari satu sumur eksplorasi. Karakterisasi reservoir berdasarkan metode inversi data VSP. Langkah-langkah pengerjaan yaitu *crossplot, correlation, picking horizon, initial model, inversion analysis (QC)*, dan *final inversion*. Dari hasil inversi memperlihatkan adanya sebaran impedansi rendah pada zona target. Karena besarnya *tuning thickness* maka perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk memastikan apakah impedansi rendah tersebut mengindikasikan lapisan *sand* atau bukan.

Kata kunci : VSP, *vertical seismic profiling*, karakterisasi reservoir, reservoir hidrokarbon, seismik inversi

xiv+42 halaman ; 38 gambar; 2 tabel

Daftar Acuan : 4 (1999 – 2007)

ABSTRACT

Name : Asrim
Department : Physics
Title : Hydrocarbon Reservoir Characterization of Sejati Field, Kutai Basin, East Kalimantan Based on Vertical Seismic Profiling (VSP) Inversion

This study are about vertical seismic profiling (VSP) and it's application for reservoir characterization. VSP is an seismic measurement which is put some receivers in borehole. The character of reservoir will be studied is sandstone in Sejati field, which is one of VICO's oil and gas fields at Kutai Basin, East Kalimantan. The data available of this study are VSP (near & far offset) and well log from one exploration well. Reservoir characterization based on VSP inversion method. The sequence step of this study are crossplot, correlation, picking horizon, initial model, inversion analysis (QC), and final inversion. The inversion result show low impedance at target zone. Because tuning thickness is very high, so it is needed detailed study for identifying sand distribution at target zone.

Key words : VSP, vertical seismic profiling, reservoir characterization, hydrocarbon reservoir, inversion seismic

xiv+42 pages ; 38 pictures; 2 tables

Bibliography : 4 (1999 – 2007)

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	vi
ABSTRAK	vii
<i>ABSTRACT</i>	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan Penelitian	2
1.5 Metodologi	2
1.6 Sistematika Penulisan.....	3
BAB II TEORI DASAR.....	4
2.1 <i>Vertical Seismic Profiling (VSP)</i>	4
2.1.1 Akusisi VSP.....	5
2.1.2 Gelombang VSP	7
2.1.3 Pengolahan Data VSP.....	9
2.2 Model Konvolusional	11
2.2.1 Reflektifitas	11
2.2.2 Model Seismik.....	12

2.3 Inversi Seismik	13
2.3.1 <i>Bandlimited (Recursive)</i>	15
2.3.2 <i>Model Based</i>	17
2.3.3 <i>Sparse Spike</i>	18
BAB III GEOLOGI REGIONAL	19
3.1 Geologi Cekungan Kutai	19
3.1.1 Tatanan Tektonik Cekungan Kutai	20
3.1.2 Stratigrafi Cekungan Kutai	21
3.2 Sistem <i>Petroleum</i> Cekungan Kutai	24
3.2.1 Batuan Induk	24
3.2.2 Batuan Reservoir.....	24
3.2.3 Batuan Penutup (<i>Seal</i>)	24
3.2.4 Perangkap (<i>Trap</i>)	25
3.2.5 <i>Proper time of migration</i>	25
3.3 Geologi Lapangan Sejati	26
3.3.1 Stratigrafi Lapangan Sejati	26
3.3.2 Geologi Struktur Lapangan Sejati	26
BAB IV METODOLOGI	28
4.1 Tahap Pendahuluan	28
4.2 Tahap Pengumpulan Data.....	28
4.3 Tahap Interpretasi Data	30
4.4 Tahap Akhir.....	30
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN	31
5.1 <i>Crossplot</i>	31
5.2 <i>Correlation</i>	32
5.3 <i>Picking Horizon</i>	36
5.4 <i>Initial Model</i>	37
5.5 <i>QC Inversion</i>	38
5.6 <i>Final Inversion</i>	39
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN	41
DAFTAR ACUAN	42

DAFTAR TABEL

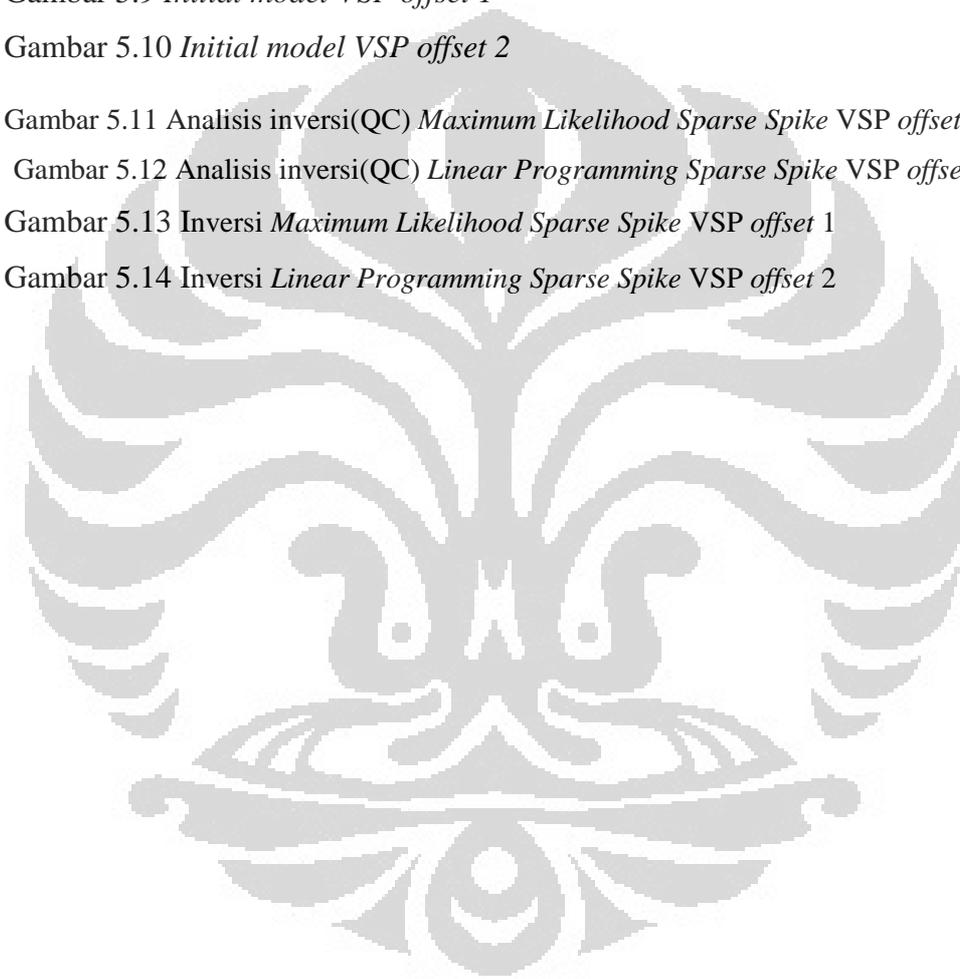
	Halaman
Tabel 2.1 Perbandingan antara VSP dan seismik permukaan	4
Tabel 4.1 Ketebalan Tuning Zona I080B	35



DAFTAR GAMBAR

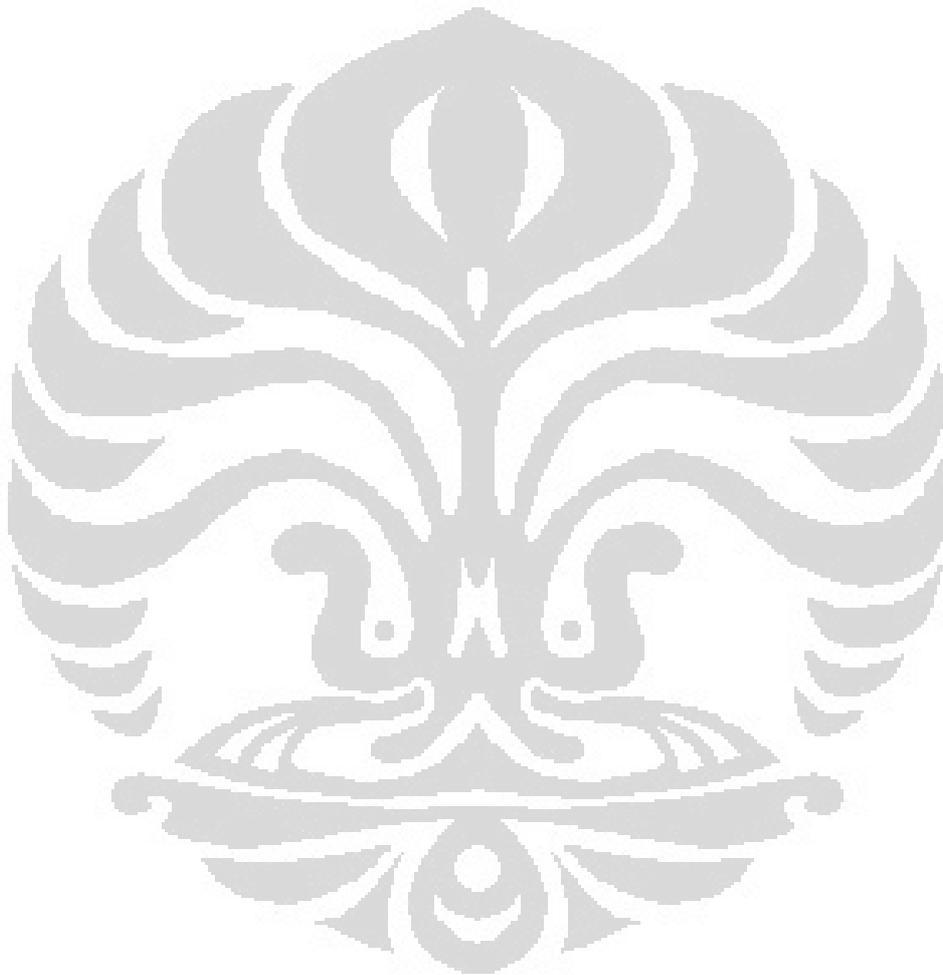
	Halaman
Gambar 2.1 Konfigurasi <i>source-receiver</i> pada VSP dan seismik permukaan	4
Gambar 2.2 Konfigurasi survei <i>near offset</i> dan <i>far offset</i>	5
Gambar 2.3 Survei <i>deviated borehole</i> untuk <i>far offset</i> dan <i>near offset</i>	6
Gambar 2.4 Survei <i>deviated borehole</i> untuk <i>near offset</i>	6
Gambar 2.5 Survei VSP dengan konfigurasi <i>WalkAway</i>	6
Gambar 2.6 Pengukuran dan perekaman VSP (DiSiena et al., 1984)	7
Gambar 2.7 Jenis dan slope gelombang dalam rekaman VSP	8
Gambar 2.8 Pergerakan gelombang dalam pengukuran VSP	8
Gambar 2.9 Diagram dasar pengolahan data VSP	9
Gambar 2.10 Skema <i>forward modeling</i> seismik (VHR, 2006)	12
Gambar 2.11 Model konvolusi dalam domain frekuensi	13
Gambar 2.12 Pemodelan Data Seismik (Russel, 1988)	14
Gambar 2.13 Skema <i>inversi modeling</i> seismik (VHR, 2006)	14
Gambar 2.14 Teknik inversi seismik (Russel, 1988)	15
Gambar 2.15 Diagram alir teknik inversi rekursif (Sukmono, 2000)	16
Gambar 2.16 Diagram alir teknik inversi <i>model based</i> (Sukmono, 2000)	17
Gambar 3.1 Fisiografi dan unsur-unsur struktural mayor Kalimantan (Allen & Chambers, 1998)	19
Gambar 3.2 Struktur regional Kalimantan dan blok Sanga Sanga (McClay et al., 2000)	21
Gambar 3.3 Stratigrafi daerah Samarinda, cekungan Kutai (Chambers & Daley, 1995 dalam Allen & Chambers, 1998)	23
Gambar 3.4 Stratigrafi lapangan penelitian	26
Gambar 3.5 Peta struktur waktu lapangan penelitian	27
Gambar 4.1 <i>Basemap</i> lapangan penelitian yang menunjukkan lintasan VSP dan sumur	28
Gambar 4.2 Data <i>log</i> sumur SEM-85	29
Gambar 4.3 Bagan alir interpretasi data	30
Gambar 5.1 <i>Crossplot P-Impedansi x Gamma Ray</i> zona I080B	31

Gambar 5.2 Wavelet dengan fasa nol (a) <i>Offset 1</i> (b) <i>Offset 2</i>	32
Gambar 5.3 Korelasi VSP <i>offset 1</i> dan sumur, dengan nilai koefisien korelasi 0.745	33
Gambar 5.4 Korelasi VSP <i>offset 2</i> dan sumur, dengan nilai koefisien korelasi 0.606	33
Gambar 5.5 Kecepatan interval zona I080B	34
Gambar 5.6 Frekuensi dominan (a) <i>VSP offset 1</i> (b) <i>VSP offset 2</i>	35
Gambar 5.7 <i>Picking horizon</i> pada VSP <i>offset 1</i>	36
Gambar 5.8 <i>Picking horizon</i> pada VSP <i>offset 2</i>	36
Gambar 5.9 <i>Initial model VSP offset 1</i>	37
Gambar 5.10 <i>Initial model VSP offset 2</i>	37
Gambar 5.11 Analisis inversi(QC) <i>Maximum Likelihood Sparse Spike VSP offset 1</i>	38
Gambar 5.12 Analisis inversi(QC) <i>Linear Programming Sparse Spike VSP offset 2</i>	39
Gambar 5.13 Inversi <i>Maximum Likelihood Sparse Spike VSP offset 1</i>	40
Gambar 5.14 Inversi <i>Linear Programming Sparse Spike VSP offset 2</i>	40



DAFTAR LAMPIRAN

1. Ketebalan tuning pada VSP *offset* 1
2. Ketebalan tuning pada VSP *offset* 2



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Keanekaragaman karakter reservoir membutuhkan kemampuan dan metoda yang efektif dan efisien untuk memperoleh informasi yang diinginkan dari suatu reservoir. Hal ini berkaitan dengan kemampuan reservoir tersebut untuk dapat menghasilkan minyak dan gas yang maksimal.

Untuk mengetahui karakter reservoir berbagai metoda telah diterapkan. Dalam metoda seismik permukaan berbagai teknik interpretasi tingkat lanjut telah diterapkan untuk karakterisasi reservoir. Namun karena reservoir memiliki karakter yang sangat kompleks maka metoda tertentu tidak dapat diterapkan secara maksimal untuk kasus geologi yang berbeda. Sehingga suatu metoda akan memberikan hasil yang maksimal bila digunakan untuk kasus yang sesuai.

Biasanya karakterisasi reservoir dilakukan dengan menggunakan data seismik permukaan dan *well log* serta data pendukung lainnya. Namun untuk kasus tertentu yang kompleks metoda ini kurang efektif. Hal ini disebabkan adanya “gap” antara resolusi data seismik dan *well log*. Data *well log* mempunyai *interval sampling* yang sangat kecil (skala cm), sedangkan data seismik memiliki *interval sampling* yang besar (skala meter) pada interval reservoir. Adanya gap ini bisa menjadi salah satu penghalang dalam melakukan karakterisasi reservoir.

Dalam penelitian ini karakterisasi reservoir dilakukan dengan menggunakan data *vertical seismic profiling* (VSP) sebagai data utama. Dalam eksplorasi hidrokarbon, penggunaan data VSP biasanya hanya digunakan untuk proses koreksi *time-depth* antara data seismik dan data sumur (*well seismic tie*). Namun dengan semakin berkembangnya ilmu pengetahuan memungkinkan VSP digunakan untuk analisa reservoir. Hal ini ditunjang dengan adanya teknologi pemrosesan data VSP sehingga hasil akhir pengolahan data yang berupa penampang VSP lebih mudah untuk diinterpretasi dan dianalisis.

Metoda VSP merupakan pengukuran seismik yang dilakukan dengan menempatkan *receiver* di lubang bor. Pada pengukuran VSP standar biasanya hanya dilakukan dengan metode *zero offset* yang bertujuan untuk mendapatkan

koreksi *time-depth* yang nantinya akan digunakan dalam proses *well seismic tie*. Namun untuk analisa lateral reservoir pengukuran VSP dilakukan dengan metode *offset VSP*.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas maka yang menjadi permasalahan dalam penelitian ini adalah:

1. Bagaimana karakter reservoir hidrokarbon berdasarkan analisa data VSP?
2. Sejauh mana data VSP dapat diinversi?

1.3 Batasan Masalah

Pada penelitian ini dibatasi pada hal-hal berikut:

1. Data utama yang dipakai untuk karakterisasi reservoir adalah data VSP dengan kontrol sumur.
2. Karakter reservoir yang akan diteliti yaitu litologi.
3. Zona *interest* reservoir yang akan diteliti yaitu zona I080B.
4. Teori dasar difokuskan pada VSP dan metode inversi.

1.4 Tujuan Penelitian

1. Mengetahui proses karakterisasi reservoir hidrokarbon.
2. Mengidentifikasi sebaran litologi berdasarkan inversi data VSP.

1.5 Metodologi

Dalam penelitian ini langkah-langkah yang dilakukan terbagi atas beberapa tahap seperti berikut.

1. Tahap Pendahuluan

Tahap pendahuluan meliputi studi pustaka tentang VSP, metode seismik inversi, karakterisasi reservoir dan geologi regional lapangan penelitian.

2. Tahap Pengumpulan Data

Data-data yang tersedia dalam penelitian ini yaitu data VSP (*zero* dan *far offset VSP*) dan *well log* dari satu sumur.

3. Tahap Interpretasi Data

Merupakan proses interpretasi data dan karakterisasi reservoir.

4. Tahap Akhir

Merupakan tahap pengambilan kesimpulan, keputusan serta saran atas hasil penelitian yang telah diperoleh.

1.6 Sistematika Penulisan

Laporan penelitian tugas akhir ini dibuat dan disusun atas bab-bab sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN menjelaskan tentang latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian, tempat dan waktu penelitian, metodologi serta sistematika penulisan.

BAB II TEORI DASAR menjelaskan mengenai *vertical seismic profiling* (VSP), model konvolusi, dan inversi seismik.

BAB III GEOLOGI REGIONAL menjelaskan mengenai geologi regional yang meliputi cekungan, sistem *petroleum* dan geologi lapangan penelitian.

BAB IV METODOLOGI menjelaskan metode penelitian yang dimulai dari studi pustaka, pengumpulan data-data dan diagram alir dalam proses penelitian.

BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN menjelaskan proses kerja diagram alir dimulai dari tahap awal hingga analisis.

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN menjelaskan kesimpulan terhadap hasil yang diperoleh dalam penelitian dan saran yang diperlukan untuk mendapatkan hasil yang maksimal.

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Keanekaragaman karakter reservoir membutuhkan kemampuan dan metoda yang efektif dan efisien untuk memperoleh informasi yang diinginkan dari suatu reservoir. Hal ini berkaitan dengan kemampuan reservoir tersebut untuk dapat menghasilkan minyak dan gas yang maksimal.

Untuk mengetahui karakter reservoir berbagai metoda telah diterapkan. Dalam metoda seismik permukaan berbagai teknik interpretasi tingkat lanjut telah diterapkan untuk karakterisasi reservoir. Namun karena reservoir memiliki karakter yang sangat kompleks maka metoda tertentu tidak dapat diterapkan secara maksimal untuk kasus geologi yang berbeda. Sehingga suatu metoda akan memberikan hasil yang maksimal bila digunakan untuk kasus yang sesuai.

Biasanya karakterisasi reservoir dilakukan dengan menggunakan data seismik permukaan dan *well log* serta data pendukung lainnya. Namun untuk kasus tertentu yang kompleks metoda ini kurang efektif. Hal ini disebabkan adanya “gap” antara resolusi data seismik dan *well log*. Data *well log* mempunyai *interval sampling* yang sangat kecil (skala cm), sedangkan data seismik memiliki *interval sampling* yang besar (skala meter) pada interval reservoir. Adanya gap ini bisa menjadi salah satu penghalang dalam melakukan karakterisasi reservoir.

Dalam penelitian ini karakterisasi reservoir dilakukan dengan menggunakan data *vertical seismic profiling* (VSP) sebagai data utama. Dalam eksplorasi hidrokarbon, penggunaan data VSP biasanya hanya digunakan untuk proses koreksi *time-depth* antara data seismik dan data sumur (*well seismic tie*). Namun dengan semakin berkembangnya ilmu pengetahuan memungkinkan VSP digunakan untuk analisa reservoir. Hal ini ditunjang dengan adanya teknologi pemrosesan data VSP sehingga hasil akhir pengolahan data yang berupa penampang VSP lebih mudah untuk diinterpretasi dan dianalisis.

Metoda VSP merupakan pengukuran seismik yang dilakukan dengan menempatkan *receiver* di lubang bor. Pada pengukuran VSP standar biasanya hanya dilakukan dengan metode *zero offset* yang bertujuan untuk mendapatkan

koreksi *time-depth* yang nantinya akan digunakan dalam proses *well seismic tie*. Namun untuk analisa lateral reservoir pengukuran VSP dilakukan dengan metode *offset VSP*.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas maka yang menjadi permasalahan dalam penelitian ini adalah:

1. Bagaimana karakter reservoir hidrokarbon berdasarkan analisa data VSP?
2. Sejauh mana data VSP dapat diinversi?

1.3 Batasan Masalah

Pada penelitian ini dibatasi pada hal-hal berikut:

1. Data utama yang dipakai untuk karakterisasi reservoir adalah data VSP dengan kontrol sumur.
2. Karakter reservoir yang akan diteliti yaitu litologi.
3. Zona *interest* reservoir yang akan diteliti yaitu zona I080B.
4. Teori dasar difokuskan pada VSP dan metode inversi.

1.4 Tujuan Penelitian

1. Mengetahui proses karakterisasi reservoir hidrokarbon.
2. Mengidentifikasi sebaran litologi berdasarkan inversi data VSP.

1.5 Metodologi

Dalam penelitian ini langkah-langkah yang dilakukan terbagi atas beberapa tahap seperti berikut.

1. Tahap Pendahuluan

Tahap pendahuluan meliputi studi pustaka tentang VSP, metode seismik inversi, karakterisasi reservoir dan geologi regional lapangan penelitian.

2. Tahap Pengumpulan Data

Data-data yang tersedia dalam penelitian ini yaitu data VSP (*zero* dan *far offset VSP*) dan *well log* dari satu sumur.

3. Tahap Interpretasi Data

Merupakan proses interpretasi data dan karakterisasi reservoir.

4. Tahap Akhir

Merupakan tahap pengambilan kesimpulan, keputusan serta saran atas hasil penelitian yang telah diperoleh.

1.6 Sistematika Penulisan

Laporan penelitian tugas akhir ini dibuat dan disusun atas bab-bab sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN menjelaskan tentang latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian, tempat dan waktu penelitian, metodologi serta sistematika penulisan.

BAB II TEORI DASAR menjelaskan mengenai *vertical seismic profiling* (VSP), model konvolusi, dan inversi seismik.

BAB III GEOLOGI REGIONAL menjelaskan mengenai geologi regional yang meliputi cekungan, sistem *petroleum* dan geologi lapangan penelitian.

BAB IV METODOLOGI menjelaskan metode penelitian yang dimulai dari studi pustaka, pengumpulan data-data dan diagram alir dalam proses penelitian.

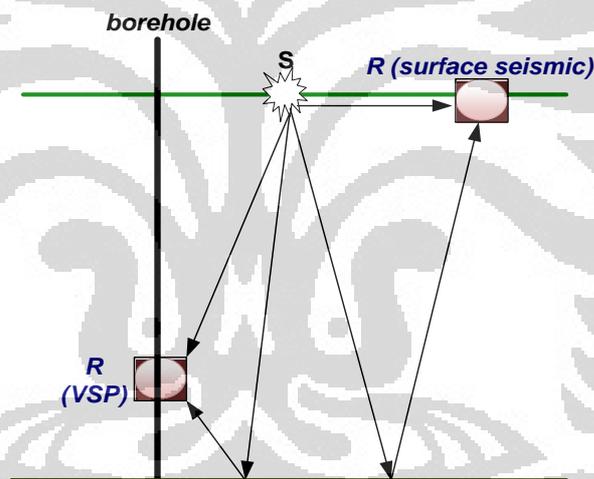
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN menjelaskan proses kerja diagram alir dimulai dari tahap awal hingga analisis.

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN menjelaskan kesimpulan terhadap hasil yang diperoleh dalam penelitian dan saran yang diperlukan untuk mendapatkan hasil yang maksimal.

BAB II TEORI DASAR

2.1 Vertical Seismic Profiling (VSP)

Vertical seismic profiling (VSP) adalah pengukuran seismik yang dilakukan dengan menempatkan *receiver* di lubang bor. Walaupun dianggap sebagai disiplin ilmu khusus, pada dasarnya VSP merupakan pengembangan dari metoda seismik refleksi permukaan dengan perbedaan konfigurasi sumber dan penerima (*receiver*). Pada VSP *receiver* diletakkan di lubang bor, penempatan *receiver* pada lubang bor ini memberikan efek yang berbeda terhadap zona target dibandingkan dengan seismik permukaan terutama masalah resolusi. Dalam VSP rekaman yang diperoleh merupakan hubungan antara waktu dan kedalaman sehingga memberikan data dan informasi yang akurat.



Gambar 2.1 Konfigurasi *source-receiver* pada VSP dan seismik permukaan

Hasil rekaman VSP dan perbandingannya dengan rekaman seismik permukaan dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 2.1 Perbandingan antara VSP dan seismik permukaan

	VSP	Seismik Permukaan
Sumber	Permukaan	Permukaan
Penerima	Sumur bor	Permukaan
Rekaman Data	<i>upgoing, down going, dan gelombang lubang bor</i>	<i>upgoing, ground roll, air blast, dan refraksi</i>

2.1.1 Akuisisi VSP

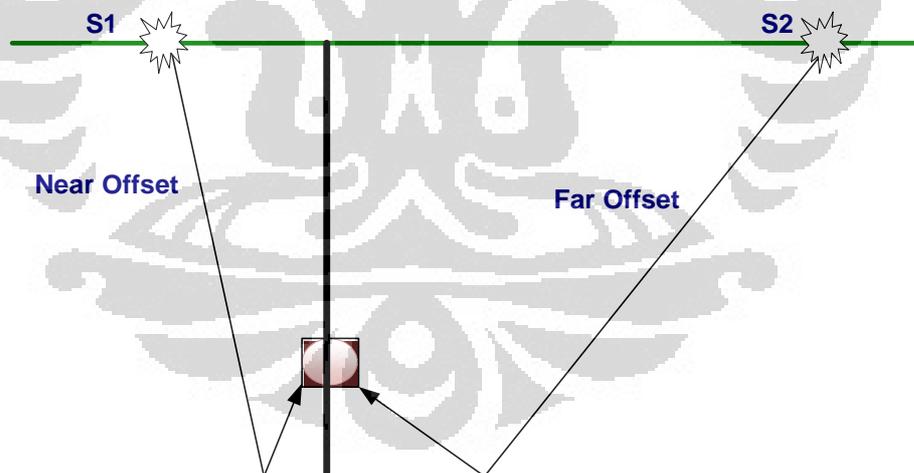
Geometri survei VSP mendefinisikan lokasi sumber di permukaan dan penerima di lubang bor. Penempatan sumber dan penerima dilakukan untuk mengevaluasi zona target bawah permukaan. Satu ide yang sangat penting dalam VSP adalah konfigurasi antara sumber dan penerima. Konfigurasi survei VSP dibuat dan dilakukan sesuai dengan tujuan dan target yang diinginkan.

1. *Near Offset*

Near offset merupakan pengukuran VSP dengan menempatkan sumber di dekat sumur. Survei *near offset* digunakan untuk koreksi *depth-time* saat dilakukan proses korelasi antara data seismik atau *offset* VSP dengan data sumur.

2. *Far Offset*

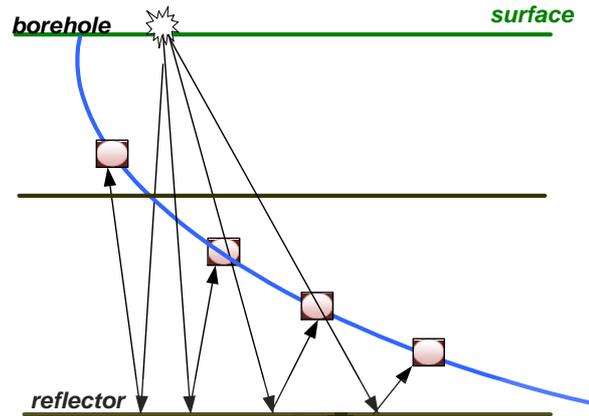
Far offset merupakan pengukuran VSP dengan menempatkan sumber jauh dari sumur. Survei *far offset* digunakan untuk mendapatkan gambaran *lateral* bawah permukaan dekat zona target.



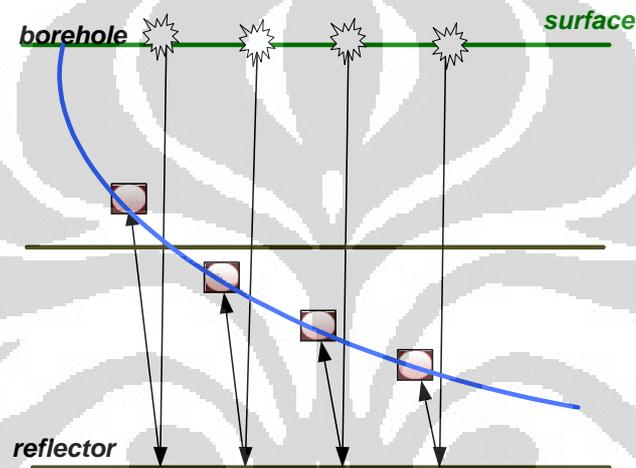
Gambar 2.2 Konfigurasi survei *near offset* dan *far offset*

3. *Deviated Borehole*

Deviated borehole merupakan pengukuran VSP yang dilakukan pada sumur deviasi (sumur yang tidak vertikal).



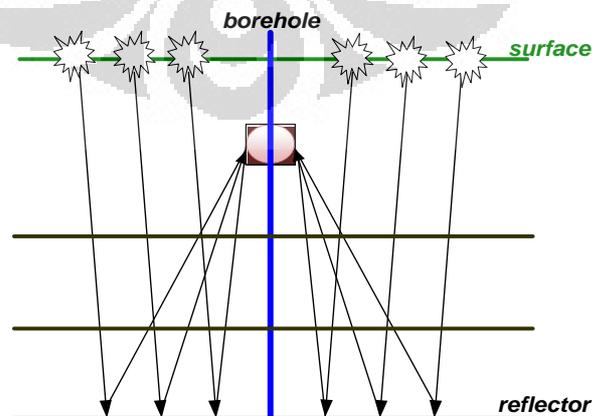
Gambar 2.3 Survei *deviated borehole* untuk *far offset* dan *near offset*



Gambar 2.4 Survei *deviated borehole* untuk *near offset*

4. WalkAway

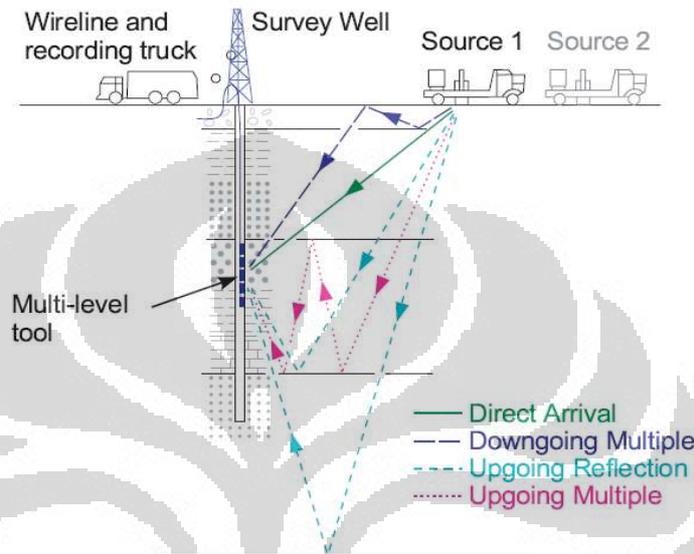
Merupakan pengukuran VSP dengan menempatkan sumber pada *zero offset* untuk selanjutnya bergerak ke arah menjauhi sumur.



Gambar 2.5 Survei VSP dengan konfigurasi *WalkAway*

2.1.2 Gelombang VSP

Dalam VSP penempatan *receiver* di lubang bor menyebabkan jenis gelombang yang direkam memiliki sedikit perbedaan dengan rekaman pada seismik permukaan. Jenis gelombang yang direkam pada pengukuran VSP terlihat pada gambar berikut.



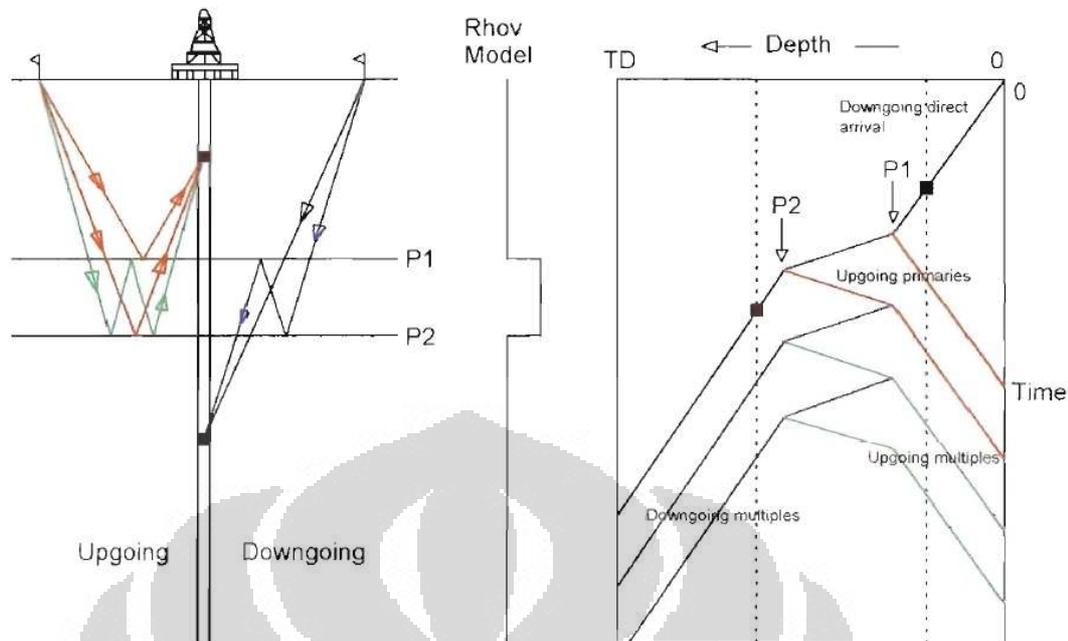
Gambar 2.6 Pengukuran dan perekaman VSP (DiSiena et al., 1984)

Jadi secara garis besar gelombang yang direkam dan digunakan dalam VSP berdasarkan lintasannya adalah gelombang *downgoing* dan gelombang *upgoing*.

Gelombang *downgoing* merupakan gelombang yang mengarah ke bawah yang menjalar ke *receiver* baik dalam bentuk gelombang langsung maupun berbentuk multipel. Gelombang *downgoing* yang langsung menuju ke *receiver* tanpa mengalami multipel biasa dikenal dengan data *check shot*.

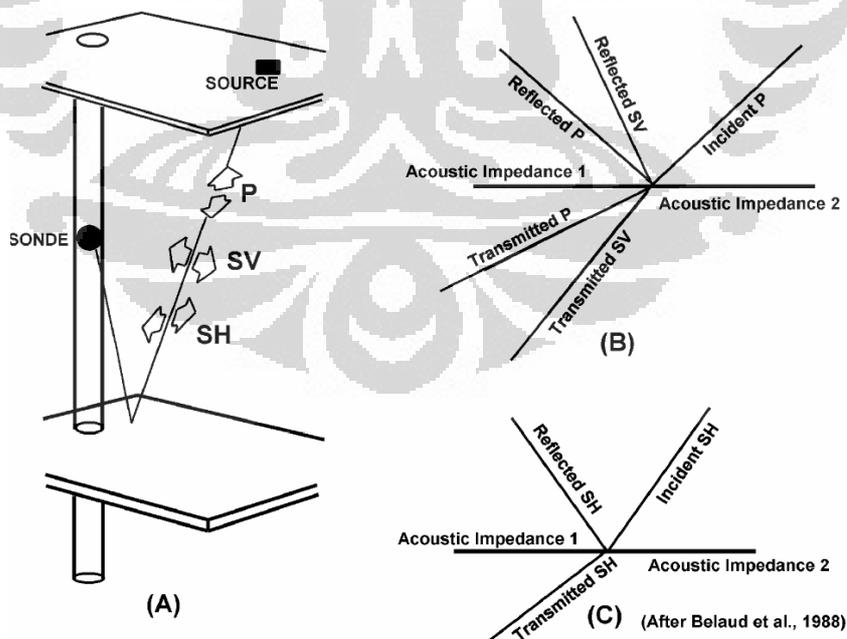
Sedangkan gelombang *upgoing* merupakan gelombang refleksi yang mengarah ke atas yang menjalar ke *receiver*. Gelombang *upgoing* berasal dari refleksi gelombang yang ada di bawah *receiver*. Gelombang *upgoing* bisa berupa refleksi biasa maupun dari proses multipel.

Diagram gelombang dan *slope* untuk membedakan gelombang *upgoing* dan *downgoing* dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 2.7 Jenis dan *slope* gelombang dalam rekaman VSP

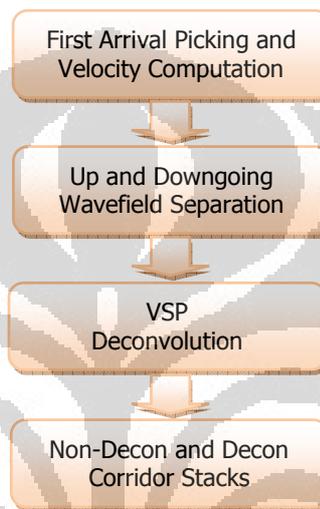
Dalam pergerakannya gelombang VSP dapat berbentuk gelombang P(primary), SH(*shear horizontal*) dan SV(*shear vertical*). Skematik pergerakan gelombang dalam pengukuran VSP terlihat pada gambar berikut.



Gambar 2.8 Pergerakan gelombang dalam pengukuran VSP

2.1.3 Pengolahan Data VSP

Data VSP hasil pengukuran merupakan kumpulan dari bermacam-macam gelombang, mulai dari yang diharapkan berupa gelombang P & S hingga gelombang yang mengganggu berupa *multiple*, *tubwave* dan *noise* lainnya. Olehkarena itu data VSP harus diproses dengan baik sebelum dilakukan interpretasi dan analisa tingkat lanjut. Pengolahan data VSP secara garis besar terdiri atas diagram berikut.



Gambar 2.9 Diagram dasar pengolahan data VSP

1. *First Arrival Picking and Velocity Computation*

Merupakan *picking* waktu tiba pertama dan proses penghitungan kecepatan gelombang. Informasi dasar yang diperoleh dari data VSP adalah hubungan antara waktu dan kedalaman yang biasanya disajikan dalam bentuk kurva *time-depth*. Pada penampang VSP informasi ini diperoleh dengan melakukan *picking first break time*. Kurva *time-depth* digunakan untuk kalibrasi log sonik atau *well seismic tie*. Dari *picking time-depth* ini dapat diekstrak informasi kecepatan. Kecepatan bisa digunakan untuk membuat data base *rock physics*, *surface seismic imaging*, atau sebagai *constraint* dalam seismik inversi. Dalam analisa tingkat lanjut informasi kecepatan ini dapat digunakan dalam estimasi anisotropi batuan.

2. *Up and Downgoing Wavefield Separation*

Merupakan proses pemisahan gelombang *upgoing* dan *downgoing*. Pemisahan gelombang *upgoing* dan *downgoing* ini karena beberapa hal berikut.

- a. Gelombang *upgoing* mengandung informasi bawah permukaan yang terkait dengan akustik impedansi dan struktur. Sehingga gelombang ini harus diolah dan ditingkatkan resolusinya.
- b. Gelombang *downgoing* mengandung informasi yang terkait dengan multipel.

Ada beberapa teknik yang digunakan untuk melakukan pemisahan gelombang *upgoing* dan *downgoing* yaitu dengan metoda *median filter*, *K-L*, *f-k*, dan *tau-p*.

3. *VSP Deconvolution*

Merupakan proses penerapan dekonvolusi pada data VSP. Dekonvolusi akan meng"compress" wavelet, atenuasi dan multipel. Hal ini akan meningkatkan resolusi dan menghasilkan interpretasi yang lebih baik. Yang menjadi fokus utama dalam proses dekonvolusi data VSP yaitu untuk menganalisa *event* multipel yang ada dalam rekaman VSP karena multipel dapat mengakibatkan kesalahan dalam interpretasi geologi.

4. *Non – Decon and Decon Corridor Stacks*

Merupakan proses *stacking* data VSP yang nantinya akan menghasilkan penampang VSP. *Corridor* dalam pengolahan data VSP didesain untuk memisahkan gelombang P dan gelombang multipel. Dalam penjarannya menuju *receiver* gelombang P lebih dulu terrekam dari pada multiple, walaupun ada beberapa *event* gelombang P yang memiliki waktu tiba yang sama dengan multipel. Sehingga dalam prosesnya *corridor* di desain dalam dua tahap *stacking* yaitu *stacking* gelombang P-multipel dan *stacking* gelombang P.

Bila ternyata dalam *corridor* tidak terdapat multipel maka hal ini sangat bermanfaat dalam proses interpretasi.

2.2 Model Konvolusional

2.2.1 Reflektifitas

Reflektifitas atau koefisien refleksi (KR) merupakan konsep fundamental dalam metode seismik karena KR merepresentasikan besarnya energi gelombang seismik yang menjalar pada lapisan batuan bawah permukaan bumi. Pantulan gelombang seismik terjadi disebabkan oleh perubahan impedansi lapisan batuan. Perubahan energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal adalah:

$$E(\text{pantul})/E(\text{datang}) = KR \times KR \quad (1.1)$$

Setiap KR dapat dianggap sebagai respon dari wavelet seismik terhadap perubahan impedansi di dalam bumi. Secara matematis konversi impedansi ke reflektifitas meliputi pembagian beda impedansi dengan jumlah impedansi tersebut. Hal ini akan memberikan KR pada batas antara kedua lapisan tersebut.

$$KR = (I_2 - I_1)/(I_1 + I_2) \quad (1.2)$$

Di mana:

KR = koefisien refleksi

I_1 = Impedansi lapisan atas

I_2 = Impedansi lapisan bawah

Pada dasarnya impedansi merupakan respon bumi (keadaan bawah permukaan) terhadap penjaran gelombang seismik. Impedansi bisa berupa *acoustic impedance (AI)*, *shear impedansi(SI)*, maupun *elastic impedance(EI)*. Secara sederhana impedansi dirumuskan sebagai berikut.

$$I = \rho \cdot V \quad (1.3)$$

Dimana:

P = densitas batuan

V = kecepatan gelombang

Bila V berupa kecepatan gelombang P, impedansinya merupakan *acoustic impedance* (AI) dan bila V berupa kecepatan gelombang S, impedansinya merupakan *shear impedance* (SI). Sedangkan untuk *elastic impedance* merupakan turunan dari keduanya dan memiliki persamaan yang sangat kompleks.

2.2.2 Model Seismik

Model satu dimensi yang paling sederhana dan paling sering digunakan untuk tras seismik adalah model konvolusional yang menyatakan bahwa tras seismik secara sederhana merupakan hasil konvolusi antara reflektifitas bumi dengan suatu fungsi sumber seismik dengan tambahan komponen *noise*. Hal ini dirumuskan sebagai berikut.

$$st = wt * rt + nt \quad (1.4)$$

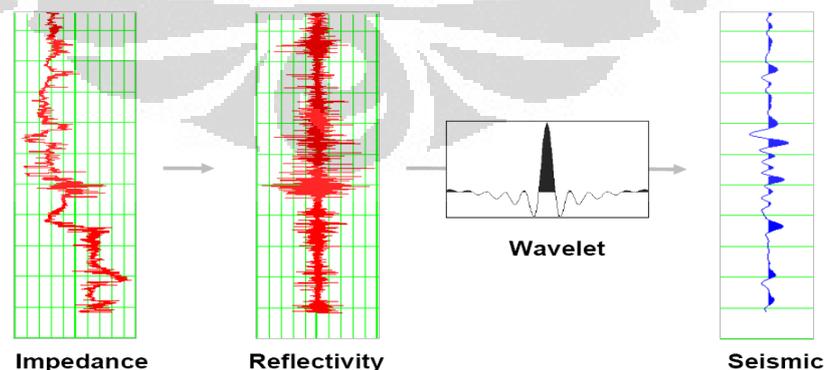
Di mana:

$$\begin{aligned} st &= \text{tras seismik} & wt &= \text{wavelet seismik} \\ rt &= \text{reflektifitas bumi} & nt &= \text{noise} \end{aligned}$$

Dan terkadang dilakukan simplikasi dimana komponen *noise* dianggap nol, sehingga menghasilkan:

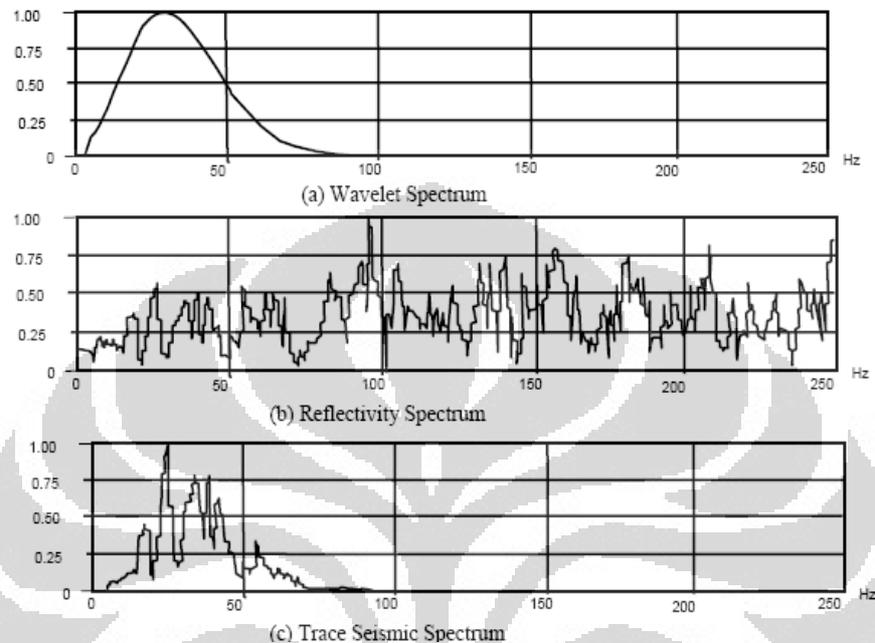
$$st = wt * rt \quad (1.5)$$

Perubahan dari reflektifitas menjadi tras seismik adalah konsep *forward modeling* yang merupakan konvolusi antara wavelet dan reflektifitas.



Gambar 2.10 Skema *forward modeling* seismik (VHR, 2006)

Dari gambar di atas terlihat bahwa efek dari konvolusi antara wavelet dan reflektifitas menghilangkan frekuensi tinggi pada tras seismik. Konvolusi dalam domain frekuensi terlihat pada gambar berikut.



Gambar 2.11 Model konvolusi dalam domain frekuensi

Jadi untuk meng-*cover* frekuensi yang hilang di atas dilakukan dengan metode inversi seismik.

2.3 Inversi Seismik

Ada beberapa pengertian mengenai inversi seismik. Tapi secara umum inversi seismik adalah suatu teknik untuk membuat model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000).

Dalam metode seismik, dikenal ada 2 pemodelan data seismik, yaitu pemodelan ke depan (*forward modeling*) dan pemodelan ke belakang (*inverse modeling*). *Forward modeling* adalah pembuatan jejak seismik (*synthetic seismic trace*) dari data impedansi (akustik) sintetik yang telah diubah menjadi deret koefisien refleksi dan dikonvolusikan dengan wavelet tertentu, sedangkan *inverse*

modeling adalah proses dekonvolusi, yaitu mengembalikan jejak seismik sintetik menjadi deret koefisien refleksi dengan menggunakan persamaan:

$$R_t = W_t * S_t \quad (1.6)$$

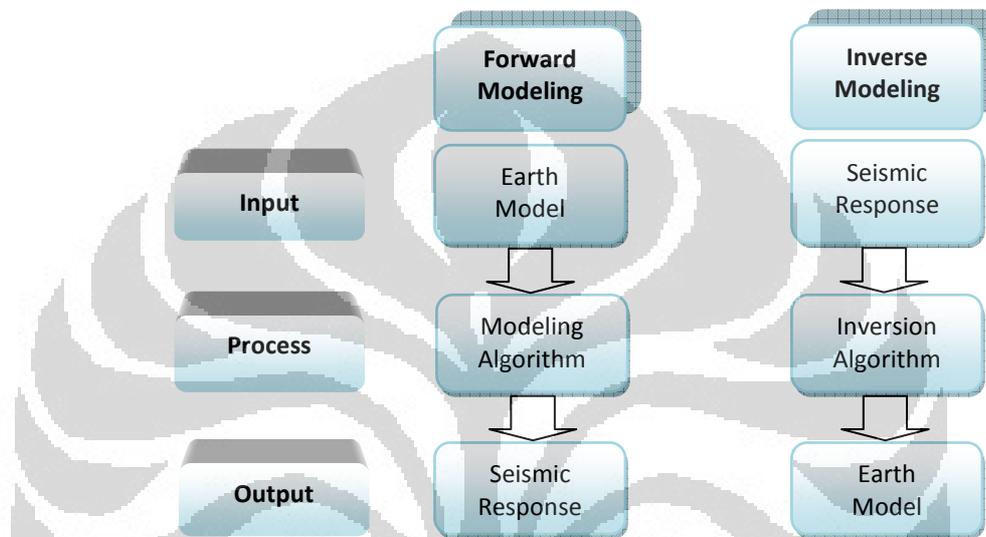
Dimana:

$R_t =$ reflektifitas bumi tras seismik

$W_t =$ wavelet seismik

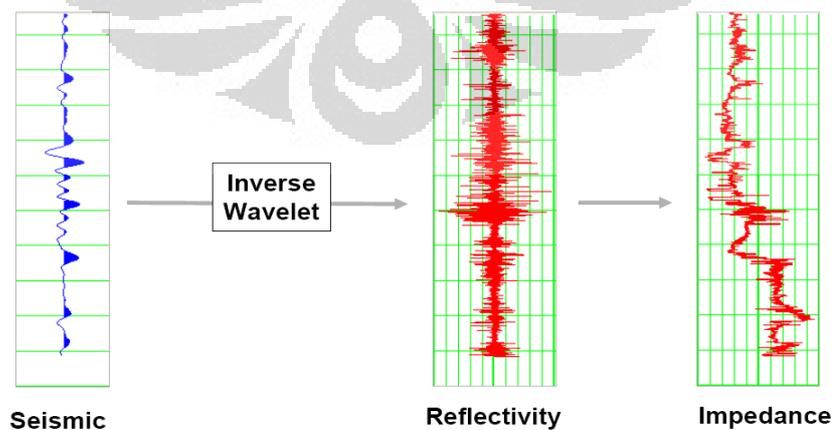
$S_t =$ trace Seismik

$*$ = dekonvolusi



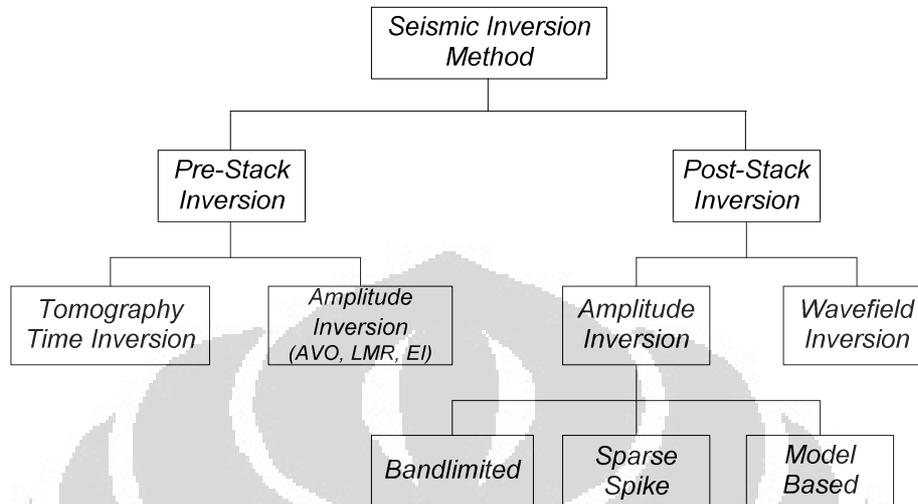
Gambar 2.12 Pemodelan Data Seismik (Russel, 1988)

Sehingga bila prinsip inversi diterapkan pada data seismik maka model konvolusi pada *forward modeling* akan berbentuk seperti berikut.



Gambar 2.13 Skema *inversi modeling* seismik (VHR, 2006)

Beberapa teknik inversi yang digunakan dalam metode seismik antara lain terlihat seperti gambar berikut.



Gambar 2.14 Teknik inversi seismik (Russel, 1988)

Pada penelitian ini metode inversi yang digunakan yaitu metode inversi *post stack*.

2.3.1 *Bandlimited (Recursive)*

Merupakan metode inversi sederhana yang mengasumsikan bahwa trace seismik merepresentasikan besarnya reflektifitas bumi, kemudian reflektifitas ini di inversi untuk mendapatkan impedansi akustik. Salah satu masalah utama dari inversi rekursif data seismik adalah masalah hilangnya komponen frekuensi rendah. Untuk menangani komponen frekuensi rendah biasanya didapat dengan cara sebagai berikut.

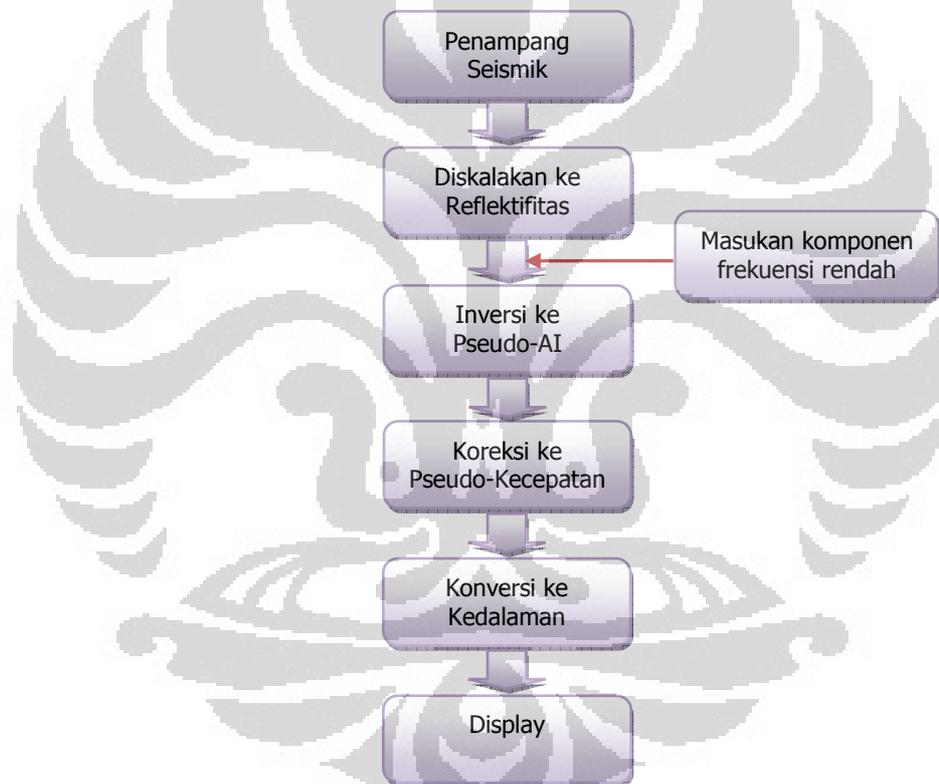
a. Dari log sonik yang difilter

Log sonik merupakan sumber data terbaik untuk mendapatkan informasi frekuensi rendah dekat sumur. Meskipun begitu cara ini mempunyai dua kelemahan: log tersebut biasanya telah *stretched* terhadap data seismik dan tidak mengandung komponen lateral. Pemecahan masalah ini didiskusikan secara rinci oleh Galbraith dan Millington (1979), yaitu dengan cara menggunakan algoritma *stretching* sehingga informasi log sonik cocok dengan data seismik pada titik-titik kontrol yang ditentukan.

b. Dari analisa kecepatan seismik

Pada kasus ini, kecepatan interval diturunkan dari fungsi kecepatan *stacking* sepanjang penampang seismik dengan menggunakan persamaan Dix. Fungsi hasil akhir akan relatif “berisik (*noisy*)”.

Komponen frekuensi rendah ini dapat ditambahkan pada frekuensi tinggi baik dengan cara menambahkannya saat tahapan reflektifitas maupun tahapan impedansi dengan hasil yang tidak terlalu berbeda. Pada metode inversi rekursif hasilnya sangat dipengaruhi oleh bising, pemerolehan amplitudo yang buruk dan keterbatasan *band* data seismik. Artinya semua masalah yang terdapat dalam data itu sendiri akan terikutkan pada hasil akhir inversi.



Gambar 2.15 Diagram alir teknik inversi rekursif (Sukmono, 2000)

2.3.2 Model Based

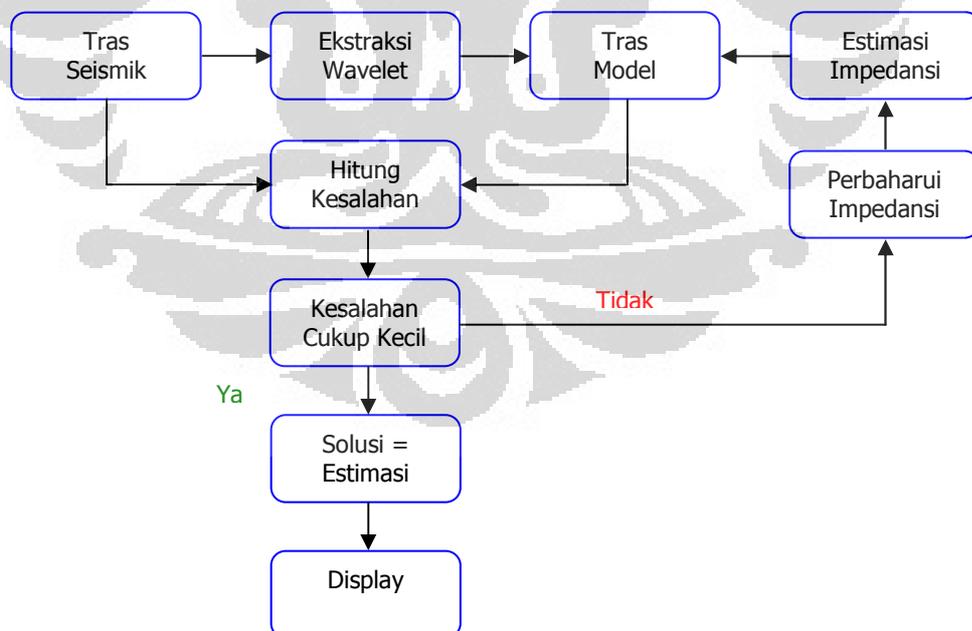
Pada prinsipnya metode ini merupakan pembaruan metode geologi secara iterasi sampai memiliki nilai residual yang kecil antara sintetik model tersebut dengan data riil seismik. Metode ini mengasumsikan suatu model tertentu mengenai nilai deret reflektifitas, kemudian memperbaharui bentuk wavelet berdasarkan model tersebut.

Kelebihan metode *model based*:

- Menghasilkan solusi yang lengkap, termasuk informasi frekuensi rendah.
- Secara intuitif metode ini cukup menjanjikan karena dapat menghindari inversi langsung data seismik.
- Outputnya bisa berupa suatu model yang sangat sesuai dengan input data.
- Nilai eror dapat didistribusi dalam solusi inversi.

Sedangkan kekurangan metode *model based* yaitu:

- Solusinya didasarkan pada proses iterasi.
- Kemungkinan yang tidak terbatas untuk mendapatkan pasangan kecepatan atau kedalaman untuk nilai waktu sama atau dikenal juga dengan permasalahan ketidakunikan solusi.



Gambar 2.16 Diagram alir teknik inversi *model based* (Sukmono, 2000)

2.3.3 Sparse Spike

Pada metode *sparse spike* reflektifitas dimodelkan sebagai sebuah spike besar yang diikuti oleh spike kecil. Spike kecil *diignore* dan spike besar akan dicocokkan dengan tras seismik. Spike akan ditambahkan hingga tras ini cukup *match*. Metode *sparse spike* terdiri atas metode *linear programming* dan *maximum likelihood*.

a. Linear Programming

Pada metode ini diekstrak sebuah estimasi reflektifitas dengan menggunakan teknik pemrograman linear yang menggunakan batas domain frekuensi untuk meng-*cover* frekuensi tinggi dan rendah dari spektrum seismik. Kemudian reflektifitas ini diintegrasikan ke dalam batas model awal. Ini membuat sebuah reflektifitas jarang yang menghasilkan kesesuaian yang baik antara sintetik dan seismik riil. Ini diasumsikan bahwa wavelet pada data seismik diketahui. Metode ini bertujuan untuk memperoleh sebuah model impedansi dengan reflektifitas yang jarang dengan *error* kecil antara tras model dan tras seismik.

b. Maximum Likelihood

Metode ini menggunakan model untuk mengiterasi sebuah seri reflektifitas yang diestimasi dari data seismik. Ini diasumsikan wavelet pada data seismik diketahui. Untuk tiap tras, sebuah sekuen reflektifitas yang jarang diestimasi dengan menambahkan koefisien refleksi satu persatu hingga diperoleh kumpulan reflektifitas yang optimal. Reflektifitas ini kemudian dimodifikasi secara berangsur-angsur hingga menghasilkan tras sintetik yang sesuai dengan tras riil dengan level kesalahan yang ditoleransi. Harus dikontrol seberapa jauh algoritma dapat berpindah dari model awal agar sesuai dengan real data.

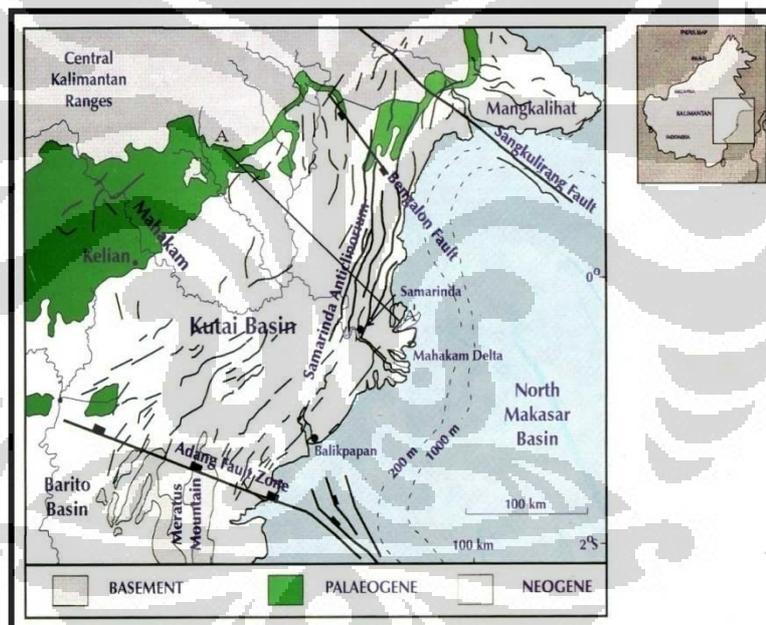
Kelebihan metode *sparse spike* yaitu dapat menghasilkan inversi secara geologi.

Kelemahan metode *sparse spike* yaitu secara statistik subyek metode inversi jenis ini digunakan untuk data yang mempunyai problem *noise*.

BAB III GEOLOGI REGIONAL

3.1 Geologi Cekungan Kutai

Daerah kontrak kerja VICO Indonesia yang dikenal dengan sebutan blok Sanga Sanga berlokasi di Kalimantan Timur yang merupakan bagian dari cekungan Kutai. Cekungan Kutai terletak di tepi bagian timur dari Paparan Sunda, yang dihasilkan dari gaya ekstensi di bagian selatan lempeng Eurasia. Cekungan ini dibatasi oleh *Kucing High* dan *Central Range* pada bagian utara dan barat, Cekungan Tarakan-*Mangkalihat Ridge* pada bagian timur laut, Cekungan Barito-*Meratus High* pada bagian barat daya serta selat Makasar pada bagian timur (Gambar 3.1).



Gambar 3.1 Fisiografi dan unsur-unsur struktural mayor Kalimantan
(Allen & Chambers, 1998)

Cekungan Kutai memiliki luas mencapai 60,000 km² dengan tebal sedimentasi sekitar 14 km dengan kandungan minyak diperkirakan sekitar 11 milyar barrel. Cekungan Kutai memiliki produksi kumulatif sekitar 800 MMBO sejak tahun 1970 dan produksi dewasa ini berkisar 330.000 BOPD. Selain minyak dan gas bumi, cekungan Kutai juga menyimpan cadangan batubara dan berbagai mineral yang relatif besar (Howes, 1997 dalam Allen & Chambers, 1998).

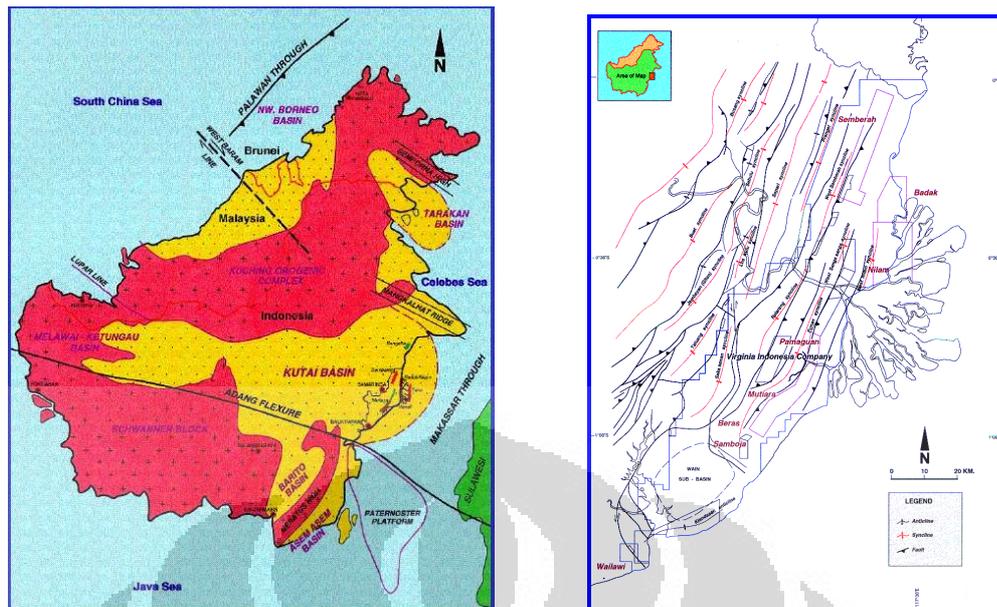
3.1.1 Tatanan Tektonik Cekungan Kutai

Cekungan Kutai merupakan hasil dari adanya tumbukan antara kerak samudra Filipina, kerak benua Indo-Australia dan kerak benua Eurasia yang berlangsung dari Paleogen hingga sekarang. Cekungan ini berupa graben yang terjadi dari fase tektonik ekstensional.

Fase pembentukan cekungan Kutai dimulai dari fase deformasi Cretaceous yang ditandai dengan intrusi batuan plutonik terhadap batuan dasar yang terdiri dari fragmen mikrokontinen, ofiolit dan endapan sedimen prisma akresi. Pada kala Eosen Tengah sampai Oligosen Awal terjadi fase *rifting* dengan arah barat daya yang disebabkan karena pemekaran laut Celebes. Pada fase *rifting* ini dihasilkan sistem sesar ekstensional dengan kemiringan lapisan ke arah timur yang membentuk *half graben* yang kemudian terisi oleh endapan klastik daratan hingga lautan (Moss et al., 1997 dalam McClay et al., 2000). Pada kala Oligosen Akhir merupakan fase *post rift* dan terjadi deformasi dan pengangkatan di bagian barat cekungan Kutai (Chambers & Dalley, 1997 dalam McClay et al., 2000).

Pada Miosen Awal hingga Miosen Tengah terjadi penyesuaian dari lempeng Eurasia yang menyebabkan Kalimantan mengalami rotasi (dari 20-10 Ma) (Hall, 1997 dalam McClay et al., 2000). Hal ini menyebabkan terjadinya deformasi dan pengangkatan pulau Kalimantan dan pengisian endapan vulkanik klastik ke dalam cekungan Kutai dari bagian barat cekungan yang telah terangkat. Kolisi antara blok mikrokontinental dengan zona subduksi sepanjang tepi barat laut Kalimantan (*Palawan Trough*) menghasilkan pembentukan lipatan di Kalimantan bagian tengah (McClay et al., 2000).

Pada awal Miosen Tengah merupakan awal dari fase inversi cekungan Kutai. Deformasi berpindah dari barat ke timur dengan terbentuknya sesar inversi berpasangan pada bagian timur. Pada kala ini, juga terjadi progradasi delta ke arah timur. Fase ini terus berlangsung hingga Pliosen Awal. Pada kala Pliosen-Pleistosen terjadi inversi dan pengangkatan dari pegunungan Meratus, bagian selatan dari cekungan Kutai yang mengindikasikan terjadi kontraksi struktural regional pada kala itu (McClay et al., 2000).



Gambar 3.2 Struktur regional Kalimantan dan blok Sanga Sanga (McClay et al., 2000)

3.1.2 Stratigrafi Cekungan Kutai

Cekungan Kutai dapat dibagi menjadi beberapa fase pengendapan yaitu fase pengendapan transgresif yang berumur Paleogen dan fase pengendapan regresif berumur Neogen. Fase pengendapan transgresif dimulai dengan tektonik ekstension dan pengisian celah selama Eosen dan mencapai titik kulminasi pada fase *post rift* dengan pengendapan *deep marine shale* secara regional dan *platform* karbonat selama akhir Oligosen. Urutan transgresi dapat ditemukan dengan baik di sepanjang daerah pinggir cekungan yang berupa lapisan klastik dengan ukuran butir kasar dan serpih yang diendapkan pada lingkungan paralik hingga laut dangkal. Fase Neogen dimulai selama Miosen Bawah dan menerus hingga sekarang, menghasilkan progadasi delta yang memotong Cekungan Kutai di atas bagian transgresi yang berumur Paleogen (Allen & Chambers, 1998).

Urutan stratigrafi cekungan Kutai dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

a. Formasi Pamaluan

Formasi Pamaluan tersusun oleh batulempung dengan sisipan napal, batupasir dan batugamping. Berdasarkan data paleontologi (foraminifera besar, planktonik dan bentonik) diketahui bahwa formasi ini berumur Oligosen akhir sampai Miosen tengah. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dalam. Formasi ini

memiliki ketebalan berkisar antara 1500 hingga 2500 meter. Formasi Pamaluan merupakan fase regresif. Pada saat bagian atas formasi ini diendapkan, delta mahakam mengalami progradasi ke arah timur dan tenggara. Sedimen yang dihasilkan adalah *shelftal shale* dan batupasir silangsiur.

b. Formasi Bebulu

Formasi Bebulu tersusun oleh batugamping dengan sisipan napal dan lanau karbonatan. Formasi ini merupakan endapan karbonat susut laut. Berdasarkan data paleontologi yang berupa foraminifera besar yang ditemukan, formasi ini diperkirakan berumur Miosen awal sampai Miosen tengah dengan lingkungan pengendapan berupa laut dangkal. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Pamaluan.

c. Formasi Pulaubalang

Formasi Pulaubalang tersusun oleh *graywacke* dan batupasir kuarsa dengan sisipan lapisan batugamping, serpih, lapisan batubara dan tuf dasitan. Berdasarkan data paleontologi yang berupa foraminifera besar, formasi ini diperkirakan berumur Miosen Tengah dengan lingkungan pengendapan berupa laut dangkal. Ketebalan formasi ini berkisar antara 1500-1750 meter. Formasi Pulaubalang diendapkan secara selaras di atas Formasi Bebulu dan menjari dengan Formasi Balikpapan yang berada di atasnya.

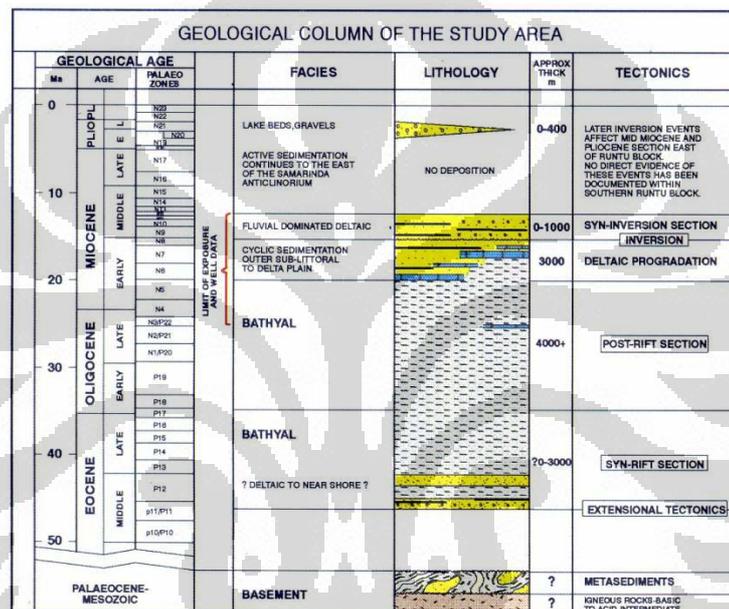
d. Formasi Balikpapan

Formasi Balikpapan tersusun oleh batupasir dan serpih dengan sisipan lapisan batulempung, batulanau, batugamping dan batubara. Litologi penyusun formasi ini bersifat keras dan kompak. Formasi ini berumur Miosen Tengah hingga Miosen Atas bagian bawah. Formasi ini terbentuk dari endapan *delta front* hingga *delta plain* dengan ketebalan sekitar 1000-1500 meter.

Berdasarkan studi yang dilakukan VICO Indonesia, formasi ini dibagi lagi menjadi 3 unit stratigrafi lokal yaitu sikuen Badak Bawah dan sikuen Badak Tengah yang merupakan bagian dari Formasi Balikpapan dan sikuen Badak Atas yang merupakan bagian dari Formasi Kampung Baru yang terendapkan di atas Formasi Balikpapan.

e. Formasi Kampung Baru

Formasi Kampung Baru tersusun atas batupasir kuarsa dengan beberapa sisipan batulempung, serpih dan lignit serta lapisan batulanau. Formasi ini dibedakan dari Formasi Balikpapan dilihat dari sifat litologinya yang bersifat lebih lunak dan relatif mudah hancur dibandingkan Formasi Balikpapan. Berdasarkan perkiraan lenyapnya fosil *Lepidocyclina*, formasi ini diperkirakan berumur Miosen Atas sampai Plio-Plistosen. Lingkungan pengendapannya berupa delta susut laut sampai laut dangkal dengan ketebalan kurang lebih 500 meter.



Gambar 3.3 Stratigrafi daerah Samarinda, cekungan Kutai (Chambers & Daley, 1995 dalam Allen & Chambers, 1998)

f. Endapan Kuartar

Endapan kuartar tersusun oleh pasir, lumpur, kerikil dan endapan pantai yang terbentuk pada lingkungan pengendapan sungai, rawa, pantai dan delta. Endapan ini memiliki penyebaran sepanjang pantai timur dan merupakan produk dari Delta Mahakam modern.

3.2 Sistem *Petroleum* Cekungan Kutai

3.2.1 Batuan Induk

Batuan induk merupakan batuan yang mengandung material-material organik yang selanjutnya dapat menghasilkan hidrokarbon akibat perubahan tekanan, temperatur serta waktu. Material organik yang terdistribusi pada cekungan Kutai berumur Miosen. Cekungan Kutai memiliki 3 macam batuan yang berpotensi sebagai batuan induk. Ketiga batuan tersebut yaitu batubara (*black* dan *brown coal*), *marine shale* dan *deep marine shale*. Lingkungan pembentuk batuan induk ini berkisar antara fluvial *delta plain* sampai *delta front*. Lingkungan lainnya yang berpotensi menghasilkan batuan induk yaitu lingkungan laut yang lokasinya jauh dari lingkungan pengendapan *delta front*, seperti laut terbuka yang memiliki potensi yang jelek untuk menjadi batuan induk.

Batuan induk ini mempunyai konsentrasi TOC (*Total Organic Carbon Content*) yang konstan yaitu 1%. Hal ini disebabkan batuan ini merupakan endapan delta di daerah ekuator.

3.2.2 Batuan Reservoir

Batuan reservoir merupakan batuan porous dan permeabel yang dapat menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon yang dihasilkan oleh batuan induk.

3.2.3 Batuan Penutup (*Seal*)

Batuan penutup (*seal/caprock*) merupakan batuan dengan porositas rendah serta antar butirnya saling berhubungan sehingga membentuk lapisan *impermeabel* sehingga bertindak sebagai penyekat hidrokarbon yang berada pada reservoir disekitarnya. Ada 2 jenis batuan penutup yaitu batuan penutup regional sebagai dasar dari migrasi hidrokarbon dan batuan penutup lokal yang menutup akumulasi hidrokarbon. Pada cekungan Kutai, batuan penutupnya berupa batulanau dan serpih yang terbentuk pada lingkungan laut.

3.2.4 Perangkap (*Trap*)

Perangkap dalam suatu sistem *petroleum* merupakan tempat jebakan dari hidrokarbon yang mengalir. Oleh karena itu, perangkap haruslah terbentuk lebih dahulu sebelum hidrokarbon mengalami migrasi. Ada 4 macam tipe perangkap yaitu perangkap struktur, perangkap stratigrafi, perangkap kombinasi struktur dan stratigrafi serta perangkap *sealing surface*.

Tipe perangkap yang terdapat pada cekungan Kutai adalah perangkap kombinasi struktur dan stratigrafi. Sistem sedimentasinya berada pada daerah delta yang dipengaruhi oleh aktivitas fluvial serta pasang surut. Cekungan Kutai secara struktural terkena tektonik yang menghasilkan struktur lipatan dan sesar.

3.2.5 *Proper time of migration*

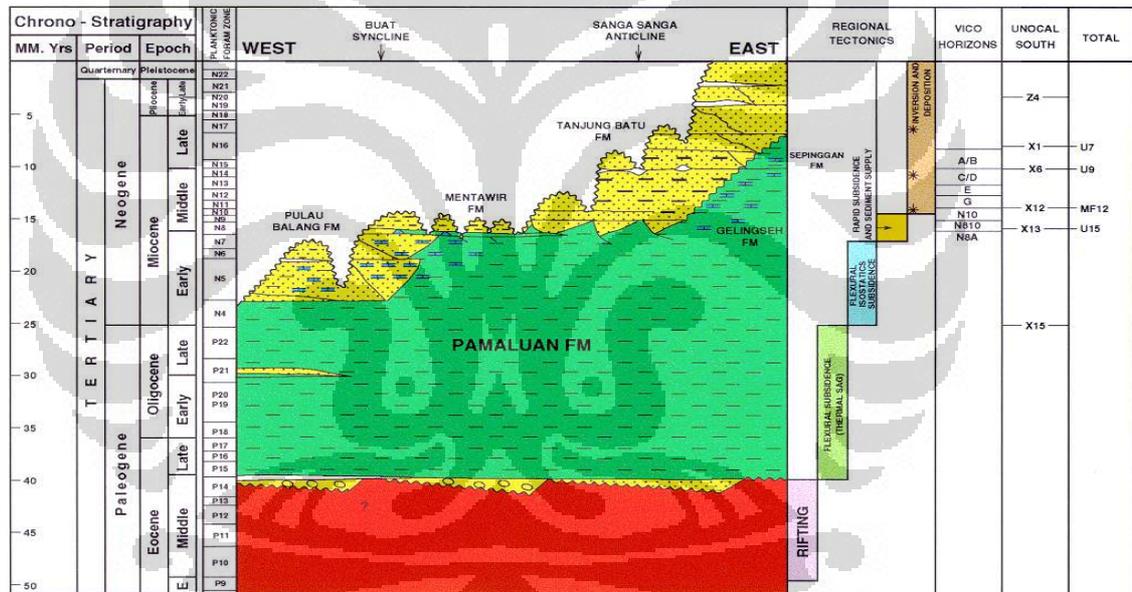
Migrasi hidrokarbon dibagi menjadi dua, yaitu: migrasi primer dan migrasi sekunder. Migrasi primer adalah proses keluarnya hidrokarbon dari batuan induk menuju ke batuan yang lebih permeabel. Migrasi primer pada cekungan Kutai disebabkan karena adanya *microfracturing* dari batuan induk yang disebabkan oleh tekanan internal akibat transformasi dari minyak ke gas. Migrasi primer umumnya hanya terbatas beberapa puluh meter hingga beberapa ratus meter.

Migrasi sekunder merupakan perpindahan hidrokarbon melalui lapisan yang permeabel menuju ke batuan reservoir dalam sebuah sistem perangkap. Proses keluarnya hidrokarbon ini karena adanya daya apung akibat perbedaan densitas antara hidrokarbon dengan fluida disekitarnya yaitu air. Migrasi sekunder dapat terjadi pada jarak yang lebih jauh dibandingkan migrasi primer. Migrasi sekunder cekungan Kutai dominan ke arah lateral dengan jarak kurang dari 10 km.

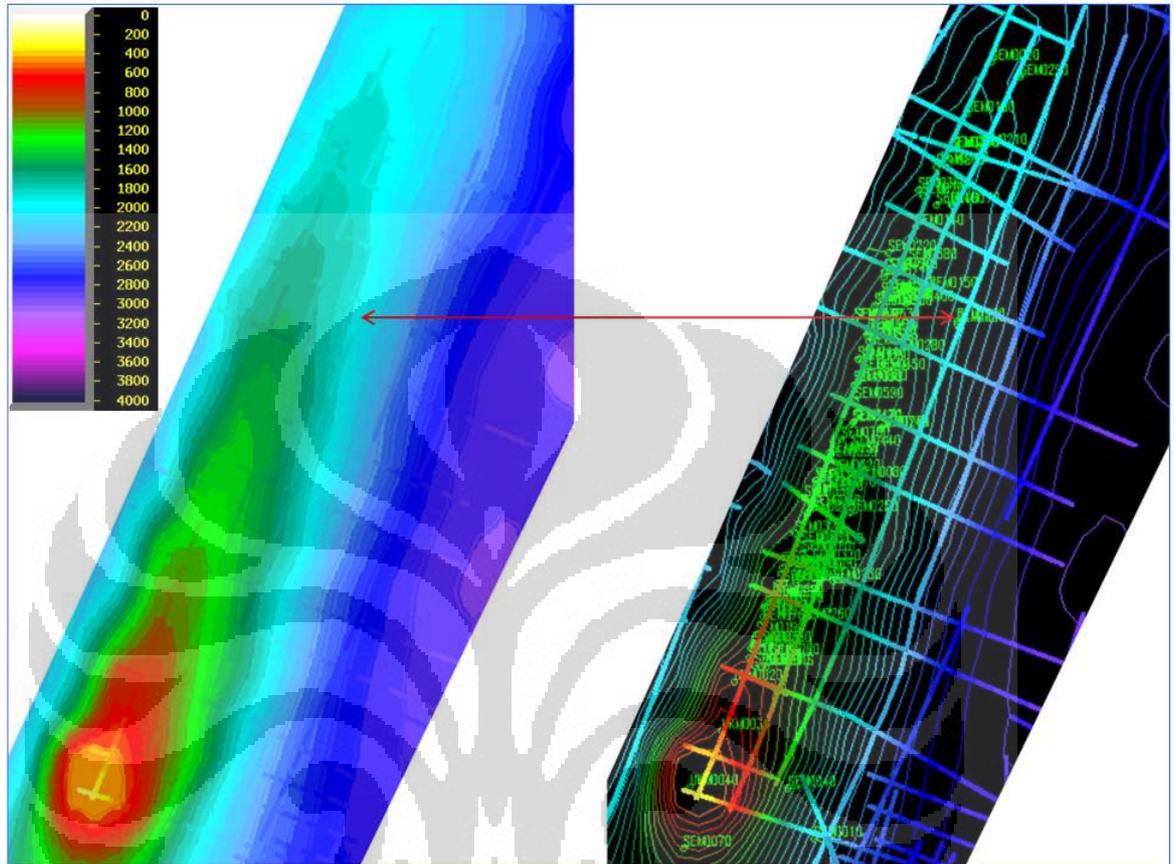
3.3 Geologi Lapangan Sejati

3.3.1 Stratigrafi Lapangan Sejati

Stratigrafi penyusun dari lapangan sejati terdiri dari Formasi Mentawir yang masuk dalam Kelompok Balikpapan dan diendapkan pada Miosen Tengah. Formasi ini terdiri dari batupasir kuarsa dengan ukuran butir halus-sedang, berselingan dengan batulempung, batulanau, serpih dan batubara. Sedangkan untuk *seal* dari daerah ini merupakan *shale* dari *facies delta front* dan *deltaic-plain splays*. Secara umum, reservoir produktif cekungan kutai berupa batupasir yang berasosiasi dengan *facies distributary channel* dan *delta-front mouth bar* dari sistim Paleo Delta Mahakam yang berumur Miocene-Pliocene yang secara litologi termasuk Kelompok Balikpapan.



arah NNE-SSW. Rangkaian sesar normal dan naik yang berkembang pada daerah lapangan ini umumnya berarah NNE-SSW.



Gambar 3.5 Peta struktur waktu lapangan penelitian

Dari gambar peta struktur waktu terlihat bahwa target terletak pada daerah sayap antiklin dari struktur lapangan penelitian.

BAB IV METODOLOGI

4.1 Tahap Pendahuluan

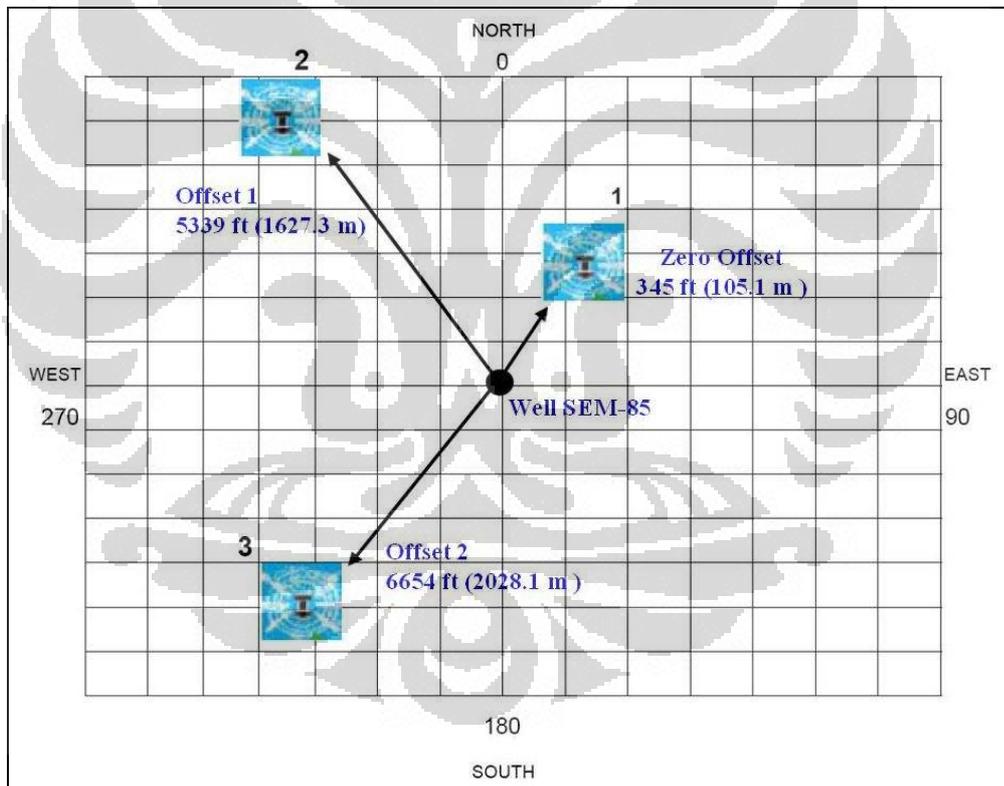
Tahap pendahuluan meliputi studi pustaka tentang VSP, metode seismik inversi, dan geologi regional lapangan penelitian.

4.2 Tahap Pengumpulan Data

Data yang tersedia dalam penelitian ini yaitu sebagai berikut.

1. Peta Dasar (*basemap*)

Merupakan peta yang memberikan informasi lintasan VSP dan letak sumur di lapangan pada daerah survei VSP.



Gambar 4.1 *Basemap* lapangan penelitian yang menunjukkan lintasan VSP dan sumur

2. VSP (*Vertical Seismic Profiling*)

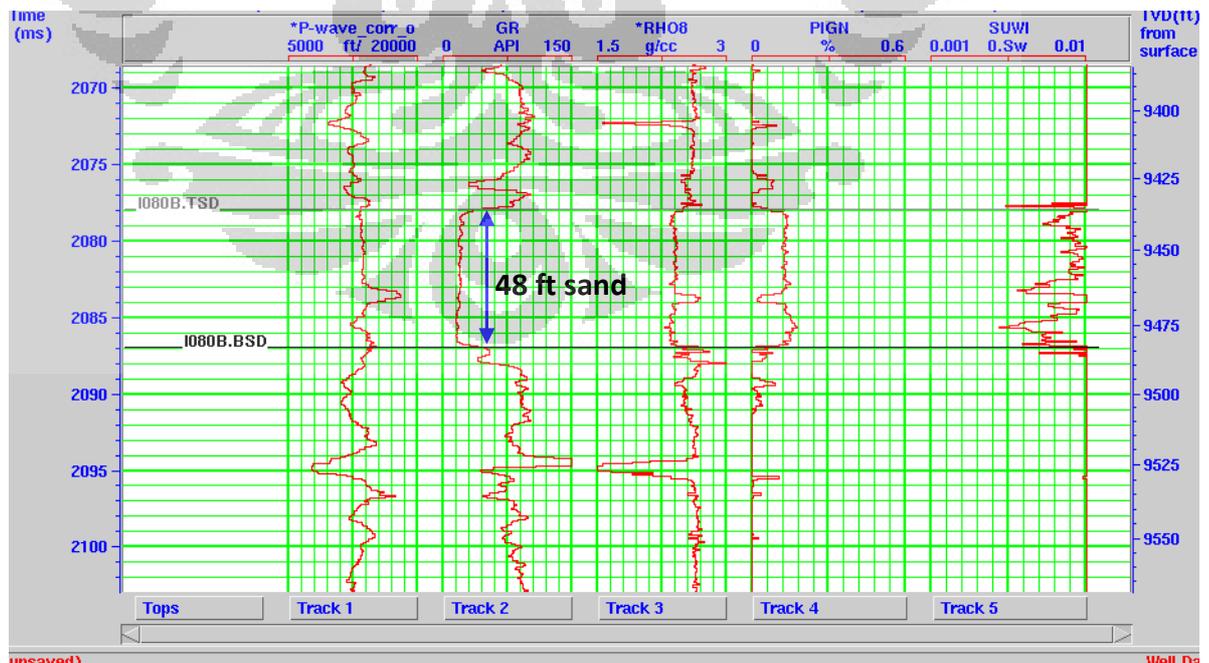
Data VSP yang digunakan terdiri dari 1 *near offset* (*zero offset*) dan 2 *far offset*.

- a. *Zero offset*, dengan jarak 345 ft (105.1 m). Data *zero offset* memberikan informasi *time – depth* yang berguna untuk proses korelasi.
- b. *Far Offset 1* (OVSP 1), dengan jarak 5339 ft (1627.3 m).
- c. *Far Offset 2* (OVSP 2), dengan jarak 6654 ft (2028.1 m).

Data *far offset* merupakan data VSP hasil rekaman dalam lintasan VSP. Pada penelitian ini tidak dilakukan pengolahan data VSP. Data VSP yang digunakan telah diolah sampai tahap *stack*.

3. Well-Log

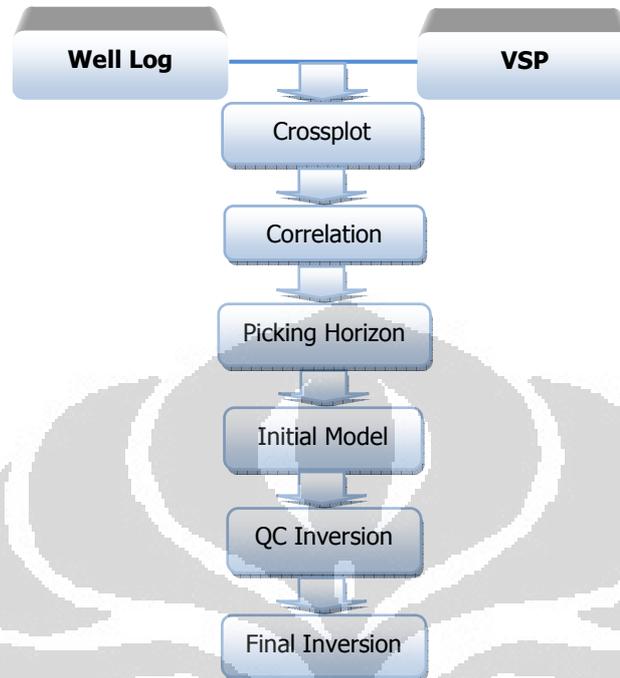
Data log yang digunakan terdiri dari *sonic (P-wave)*, *gamma ray (GR)*, densitas (*RHOB*), porositas (*PIGN*) dan saturasi air (*SUWI*). Log ini berasal dari satu sumur, yaitu SEM-85. Pada sumur ini yang menjadi target adalah zona I080B, yang berada di sekitar *time* 2080 ms. Zona ini mempunyai *sand* yang berisi gas dengan tebal *sand* 48 ft, lebih besar dibandingkan dengan zona lain sehingga sangat menarik untuk dievaluasi kemenerusannya. Indikasi keberadaan gas ini ditandai adanya *GR* yang rendah, porositas besar, dan saturasi air yang kecil di bandingkan dengan daerah sekitarnya. *Sonic* pada zona ini mempunyai kecepatan interval sebesar 15000 ft/s.



Gambar 4.2 Data log sumur SEM-85

4.3 Tahap Interpretasi Data

Pada tahap ini data-data yang tersedia kemudian diinterpretasi dan dianalisis.



Gambar 4.3 Bagan alir interpretasi data

Langkah-langkah tahapan interpretasi dalam penelitian ini yaitu:

1. **Crossplot**, dilakukan antara antara $AI(p\text{-impedance})$ dan GR (γ ray) untuk melihat pemisahan litologi pada zona target.
2. **Correlation**, dilakukan antara data VSP dan sumur bertujuan untuk mengetahui informasi zona target agar sesuai pada kedalaman yang sebenarnya.
3. **Picking Horizon**, merupakan penandaan reflektor pada penampang VSP.
4. **Initial Model**, merupakan impedansi input yang parameternya berdasarkan data sumur dan VSP.
5. **QC Inversion**, berguna untuk mendapatkan metode inversi terbaik dan parameter inversi yang cocok agar diperoleh hasil inversi yang maksimal.
6. **Final Inversion**, dilakukan untuk mendapatkan penampang impedansi VSP.

4.4 Tahap Akhir

Tahap akhir merupakan tahap pengambilan keputusan, kesimpulan serta saran-saran yang berguna dalam penelitian.

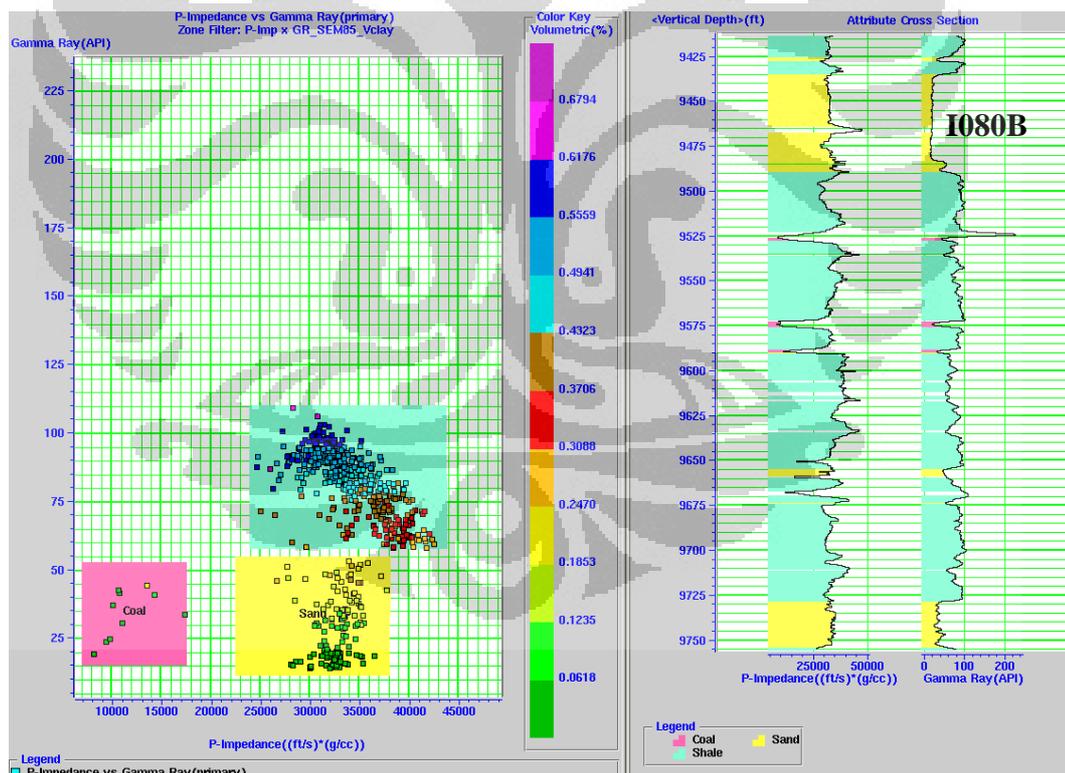
BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Crossplot

Crossplot bertujuan untuk mengetahui sensitifitas antara data, metode dan tujuan (obyek) yang akan diteliti. Pada penelitian ini dilakukan *crossplot* antara AI (*p-impedance*) dan GR (*gamma ray*). AI atau akustik impedansi merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh litologi, porositas dan lain sebagainya. Sedangkan log GR merupakan *well log* yang digunakan untuk mengetahui litologi.

Crossplot antara AI dan GR bertujuan untuk mengetahui apakah AI dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi atau tidak. Bila *crossplot* menunjukkan pemisahan litologi secara baik maka parameter AI dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi zona target. *Crossplot* difokuskan pada zona target yaitu zona I080B.



Gambar 5.1 *Crossplot* P-Impedansi x Gamma Ray zona I080B

Hasil *crossplot* antara AI dan GR menunjukkan hasil seperti berikut:

- Impedansi *coal* dan *sand* terpisah dengan baik.

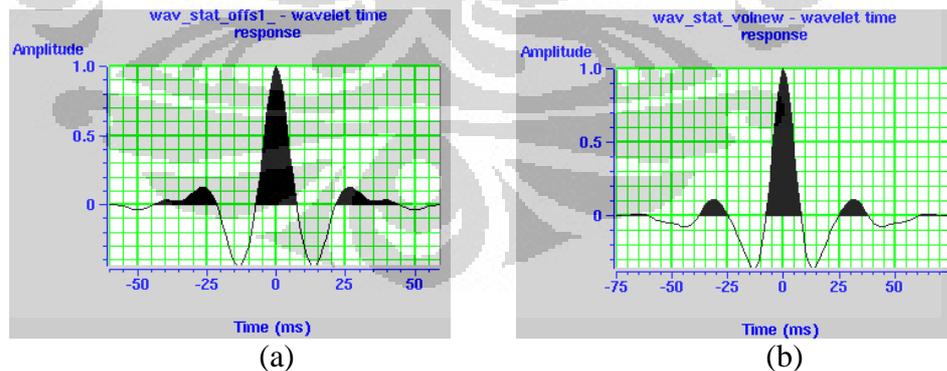
- b. Impedansi *coal* dan *shale* terpisah dengan baik.
- c. Impedansi *sand* dan *shale* kurang terpisah dengan baik, terjadi *overlapping* antara keduanya tetapi secara populasi impedansi *sand* lebih kecil dari pada impedansi *shale*.

Walaupun tidak terpisah secara sempurna namun sifat impedansi *sand* yang secara populasi lebih kecil dari impedansi *shale* dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi.

5.2 Correlation

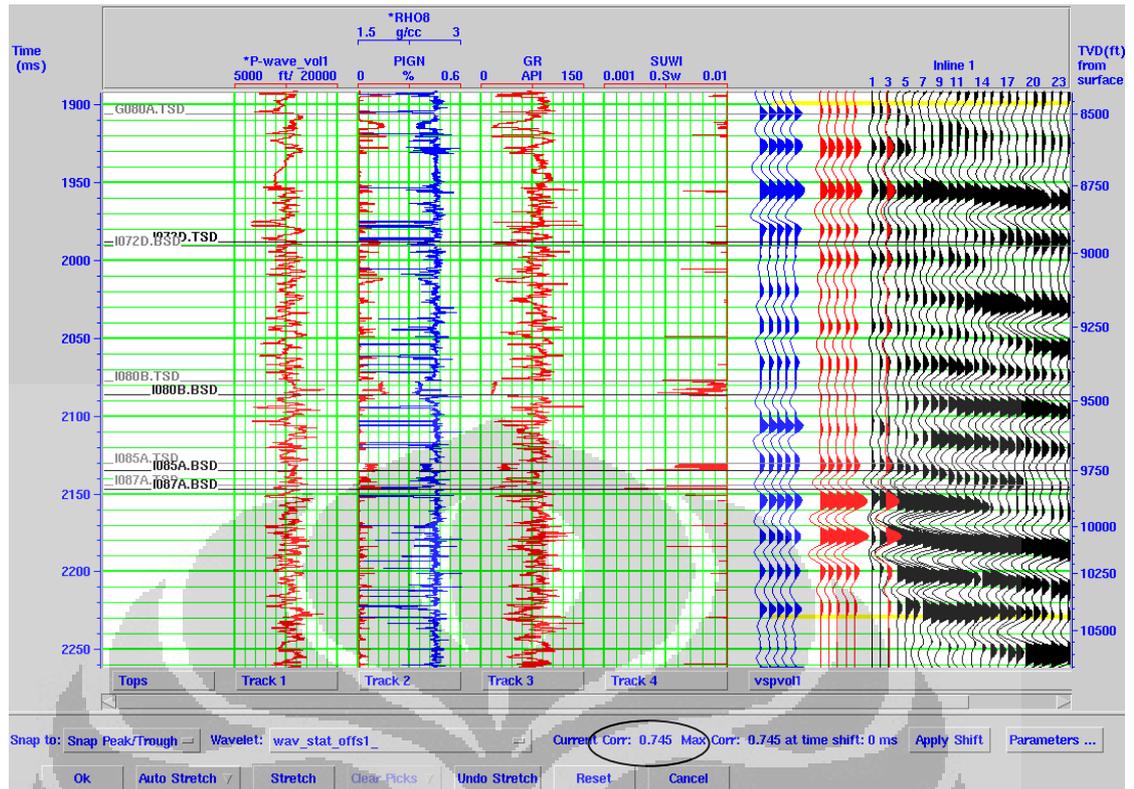
Korelasi yang dilakukan antara VSP dan sumur bertujuan untuk mengetahui karakteristik zona target. Langkah-langkah proses korelasi antara data VSP dan sumur yaitu:

1. *Checkshot correction*, merupakan proses penyesuaian data log agar *time* pada data VSP sesuai dengan *depth* pada sumur. Data *check shot* yang digunakan diperoleh dari data *zero (rig) offset* VSP yang merupakan hubungan antara *time-depth*.
2. Ekstraksi wavelet, digunakan dalam pembuatan sintetik seismogram. Wavelet sangat menentukan bagus atau tidaknya hasil korelasi. Wavelet yang digunakan diekstraksi dengan menggunakan metode *statistical* yaitu diekstrak dari data VSP itu sendiri.

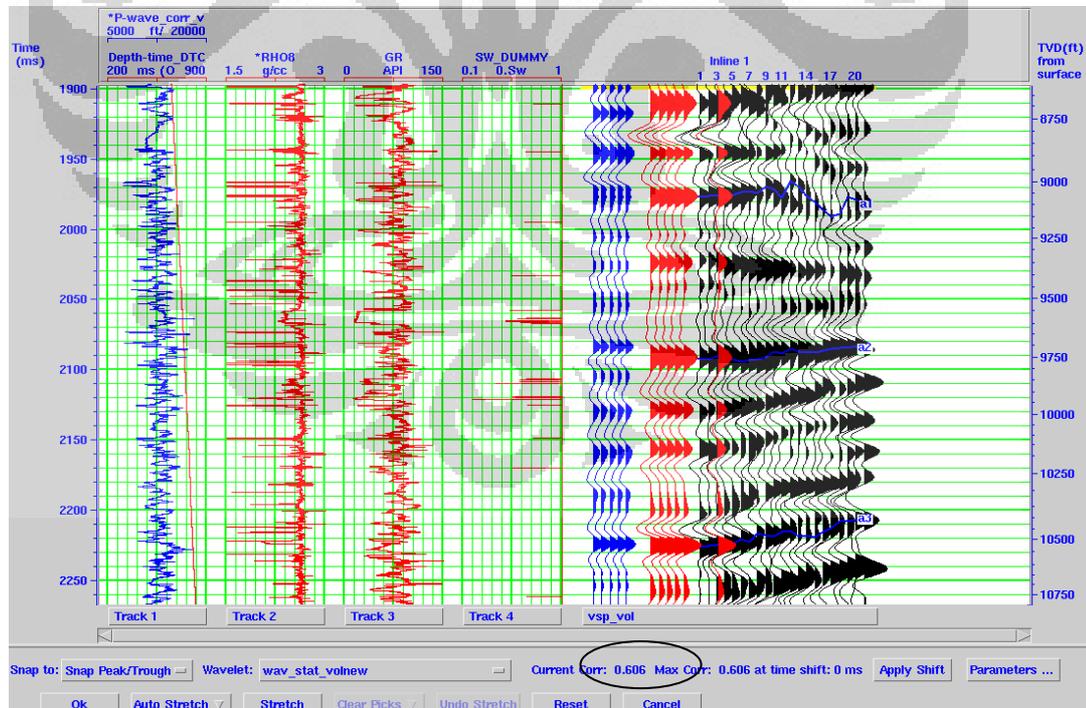


Gambar 5.2 Wavelet dengan fasa nol (a) *Offset 1* (b) *Offset 2*

3. Pembuatan seismogram sintetik (seismik buatan), diperoleh dari konvolusi antara wavelet dan reflektifitas sumur yang diikuti oleh proses korelasi. Sintetik seismogram ditunjukkan oleh *amplitude trace* berwarna biru, sedangkan *amplitude trace* warna merah menunjukkan *composite data* VSP.



Gambar 5.3 Korelasi VSP *offset 1* dan sumur, dengan nilai koefisien korelasi 0.745



Gambar 5.4 Korelasi VSP *offset 2* dan sumur, dengan nilai koefisien korelasi 0.606

Setelah dilakukan korelasi selanjutnya mengetahui ketebalan tuning. Ketebalan tuning merupakan ketebalan minimum yang dapat dideteksi oleh data VSP yang dihitung dengan persamaan:

$$\text{Ketebalan tuning (d)} = \frac{1}{4} \lambda \quad (4.1)$$

$$\lambda = \frac{V}{f} \quad (4.2)$$

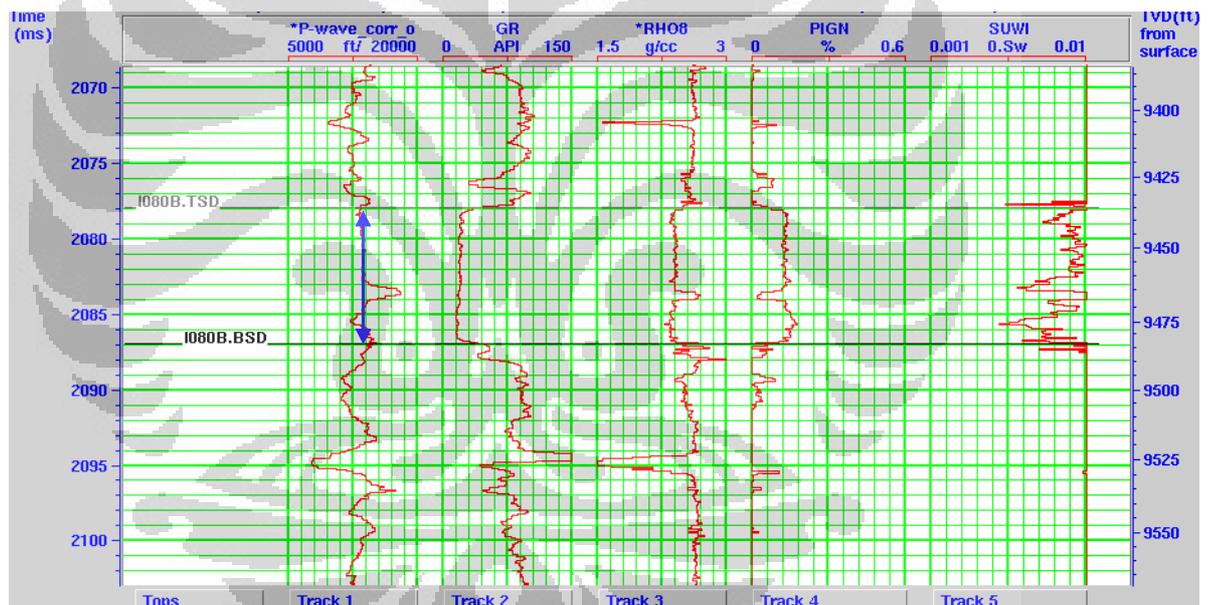
Keterangan:

λ = panjang gelombang (ft atau m)

V = kecepatan interval (m/s atau ft/s)

f = frekuensi dominan (Hz)

Kecepatan interval diperoleh dari rata-rata harga *p-wave* pada zona I080B.

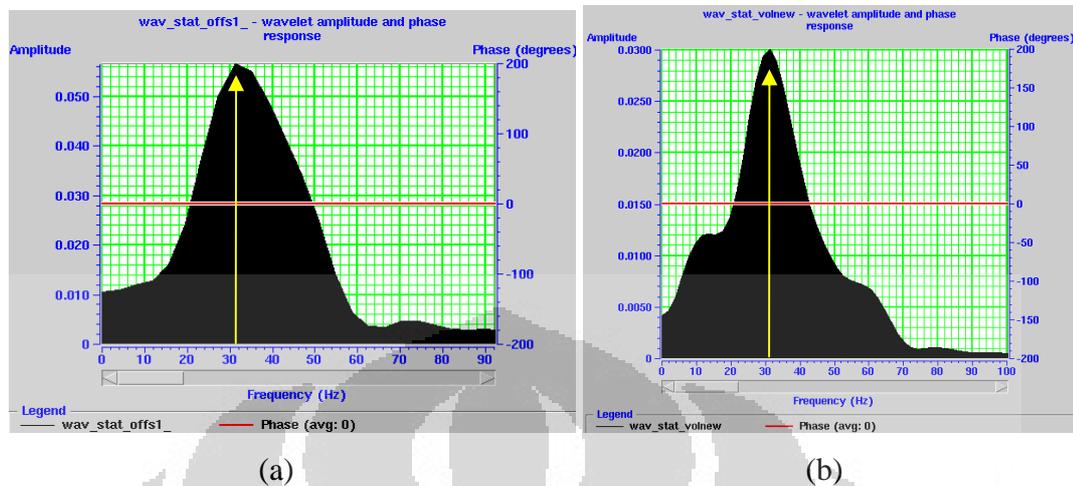


Gambar 5.5 Kecepatan interval zona I080B

Dari gambar di atas terlihat bahwa nilai *p-wave* berada pada range 5000-20000 ft/s. Nilai tengahnya sebesar 12500 ft/s. Maka tiap spasi akan bernilai 2500 ft/s. Berdasarkan data di atas maka rata2 *p-wave* zona I080B adalah:

$$12500 \text{ ft/s} + 2500 \text{ ft/s} = 15000 \text{ ft/s}$$

Frekuensi dominan diperoleh dari wavelet yang digunakan untuk korelasi.



Gambar 5.6 Frekuensi dominan (a) VSP *offset* 1 (b) VSP *offset* 2

Dari gambar di atas terlihat bahwa frekuensi dominan VSP *offset* 1 dan 2 mempunyai nilai yang sama yaitu 31 Hz. Selanjutnya panjang gelombang dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 4.2;

$$\begin{aligned} \text{Panjang gelombang} &= \text{kecepatan interval} / \text{frekuensi dominan} \\ &= 15000 / 31 \\ &= 483.8 \text{ ft} \end{aligned}$$

Dan ketebalan tuning dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 4.1;

$$\begin{aligned} \text{Ketebalan tuning} &= \frac{1}{4} \times \text{panjang gelombang} \\ &= \frac{1}{4} \times 483.8 \text{ ft} \\ &= 120.9 \text{ ft} \end{aligned}$$

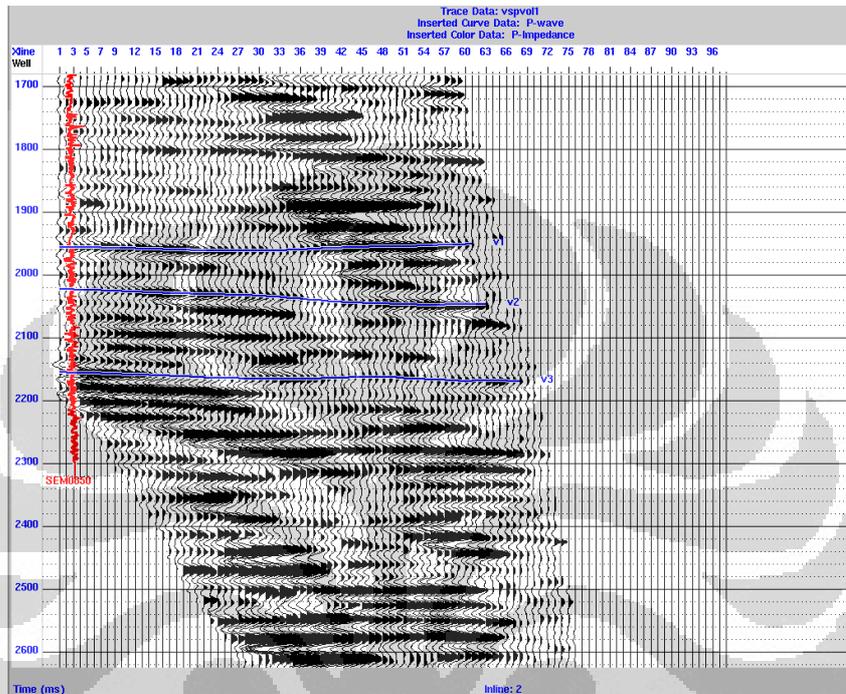
Tabel 4.1 Ketebalan Tuning Zona I080B

Kecepatan Interval	Frekuensi Dominan	Panjang Gelombang	Ketebalan Tuning	Ketebalan Reservoir
15000 ft/s	31 Hz	483.8 ft	120.9 ft	48 ft

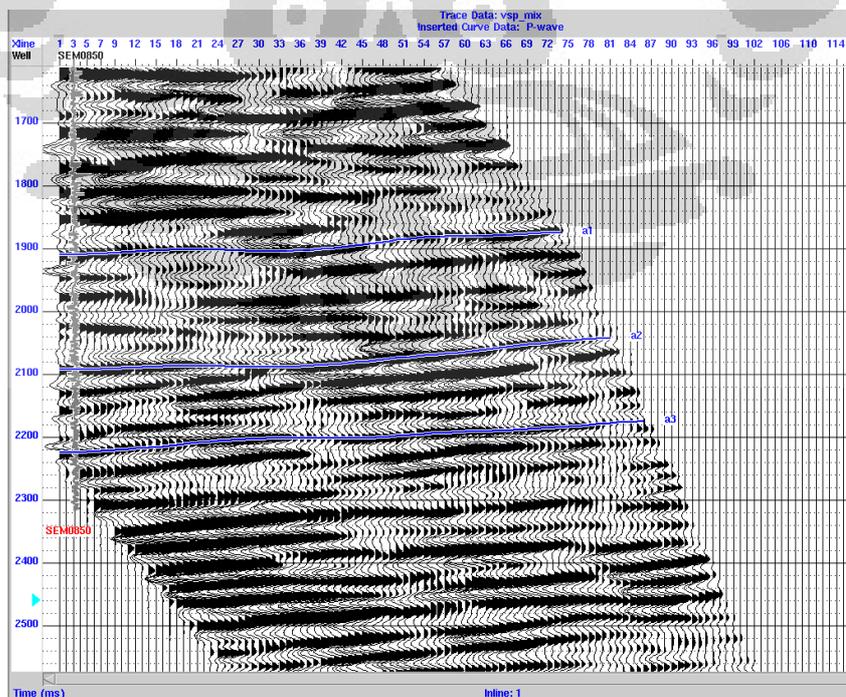
Dari tabel di atas terlihat bahwa tebal tuning lebih besar dari pada tebal reservoir zona I080B atau ketebalan reservoir adalah setengah dari ketebalan tuning. Sehingga satu lapisan impedansi hasil inversi VSP sebenarnya merupakan dua lapisan.

5.3 Picking Horizon

Untuk menandai daerah yang *interest* pada penampang VSP maka perlu dilakukan *picking horizon*. *Picking* dilakukan pada reflektor yang mempunyai kemenerusan yang baik, dan dilakukan pada tiga reflektor utama sekitar zona target. Selain itu juga *picking horizon* berguna untuk pengontrol inversi.



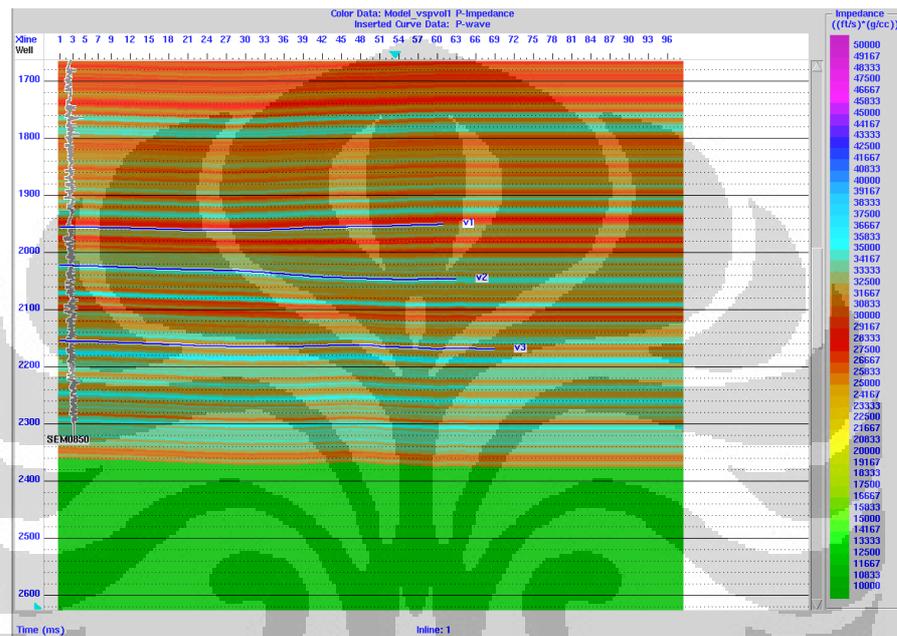
Gambar 5.7 Picking horizon pada VSP offset 1



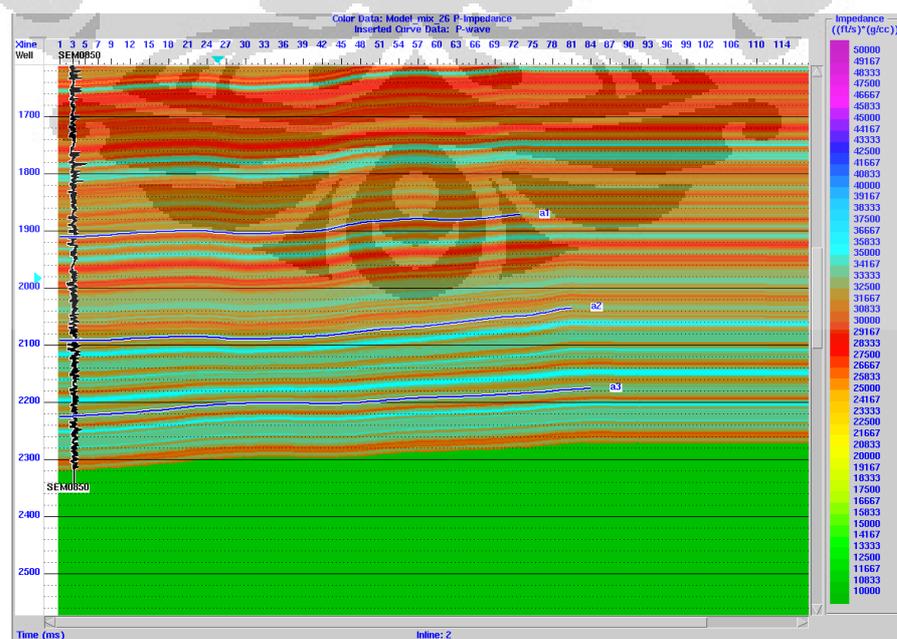
Gambar 5.8 Picking horizon pada VSP offset 2

5.4 Initial Model

Initial model merupakan input impedansi dalam proses inversi. Model ini kemudian diiterasi sedemikian rupa sehingga diperoleh kecocokan antara sintetik dan tras asli. Model p-impedansi merepresentasikan keadaan bawah permukaan berdasarkan data VSP dengan kontrol sumur yang ada. Model menggunakan *running average 10 sample*. Artinya tiap *smoothing 1 trace* VSP dilakukan dengan mengambil tiap 10 *trace*.



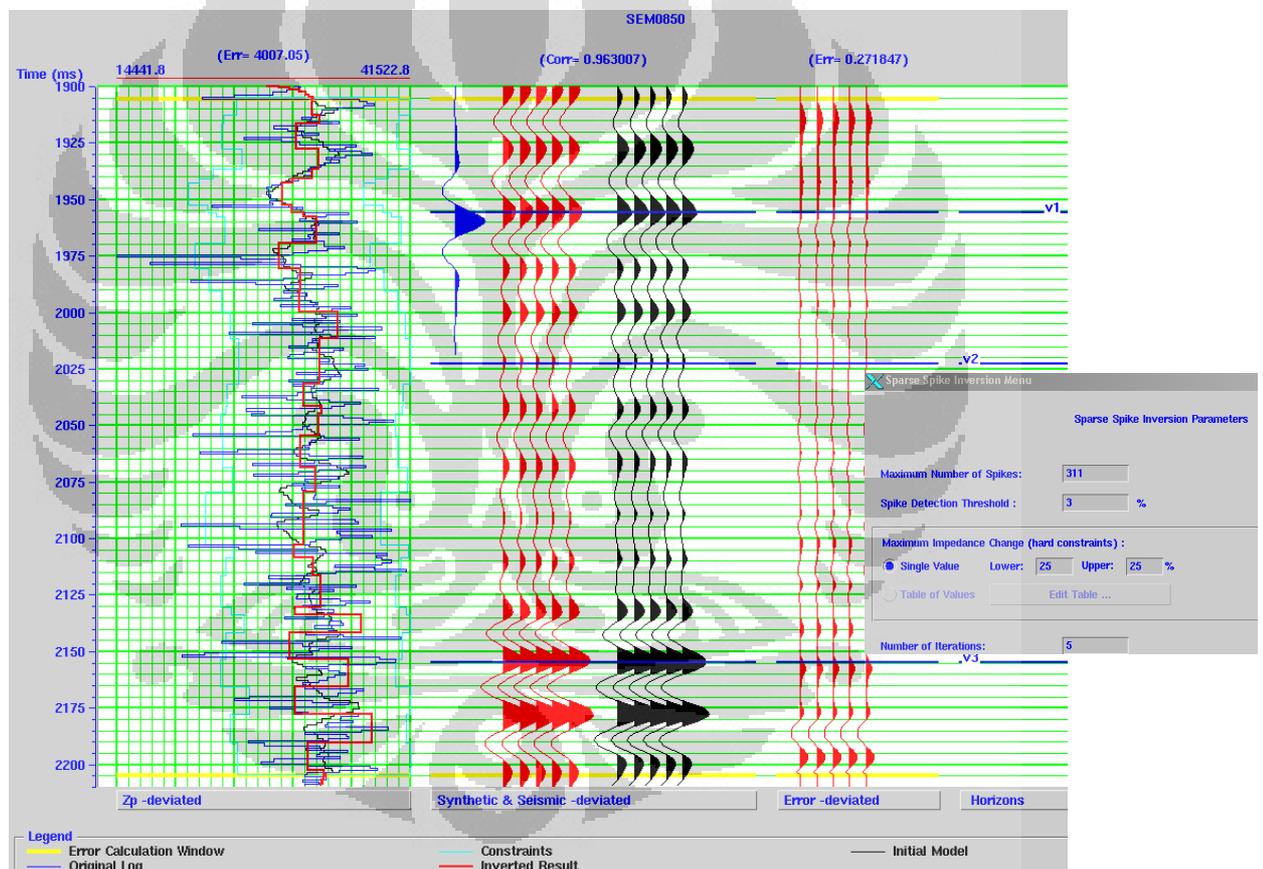
Gambar 5.9 Initial model VSP offset 1



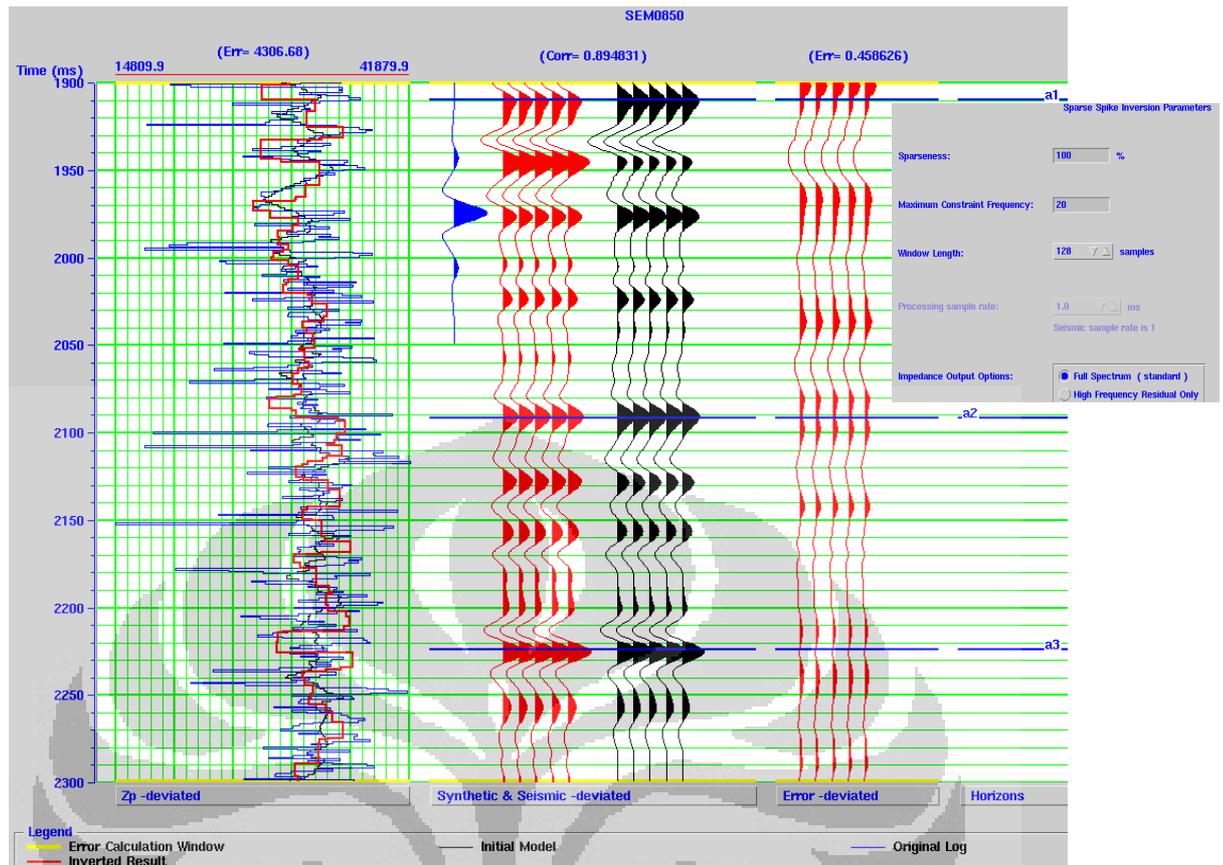
Gambar 5.10 Initial model VSP offset 2

5.5 QC Inversion

Sebelum dilakukan inversi terlebih dahulu dilakukan analisis (QC) inversi. Hal ini berguna untuk mendapatkan metode inversi terbaik dan parameter inversi yang cocok agar diperoleh hasil inversi yang maksimal. Dari hasil analisis inversi terlihat bahwa metode yang sesuai yang digunakan untuk inversi pada data VSP dalam penelitian ini yaitu metode *sparse spike*. Hal ini terlihat dari nilai *error* inversi yang kecil serta *trend* kecocokan antara *original log*, *initial model* dan hasil inversi pada saat analisis (QC) inversi. VSP *offset 1* menggunakan *Maximum Likelihood Sparse Spike* dan *offset 2* menggunakan *Linear Programming Sparse Spike*.



Gambar 5.11 Analisis inversi(QC) *Maximum Likelihood Sparse Spike* VSP *offset 1*

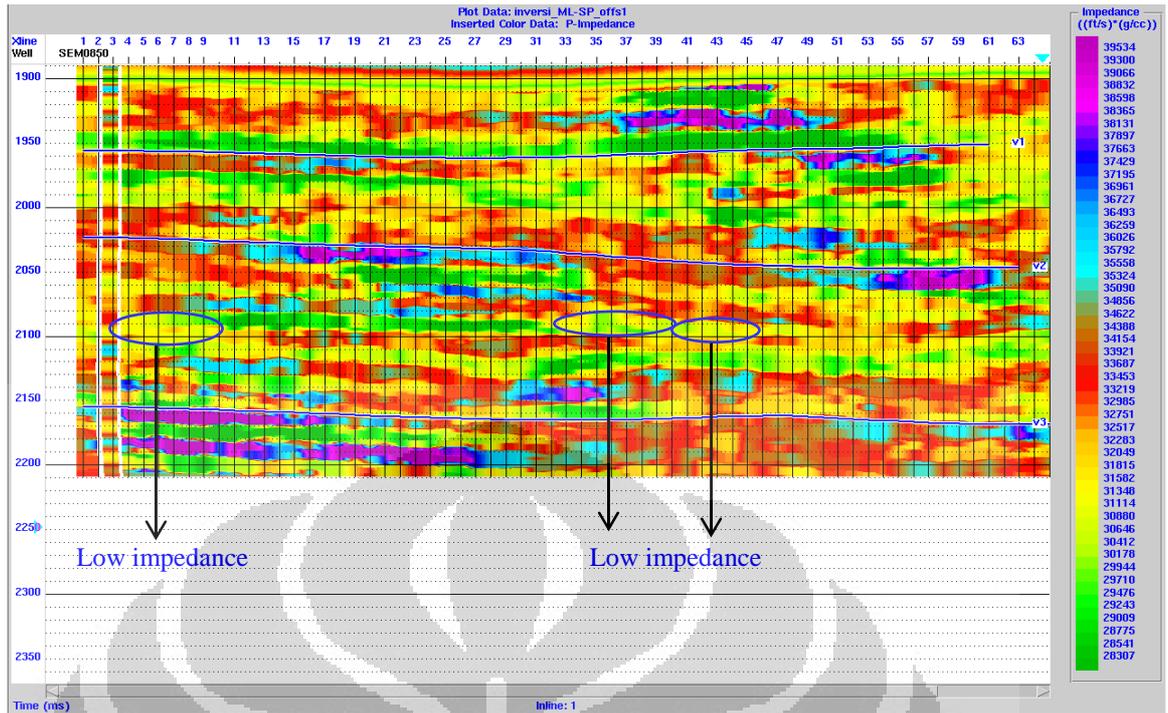


Gambar 5.12 Analisis inversi(QC) *Linear Programming Sparse Spike VSP offset 2*

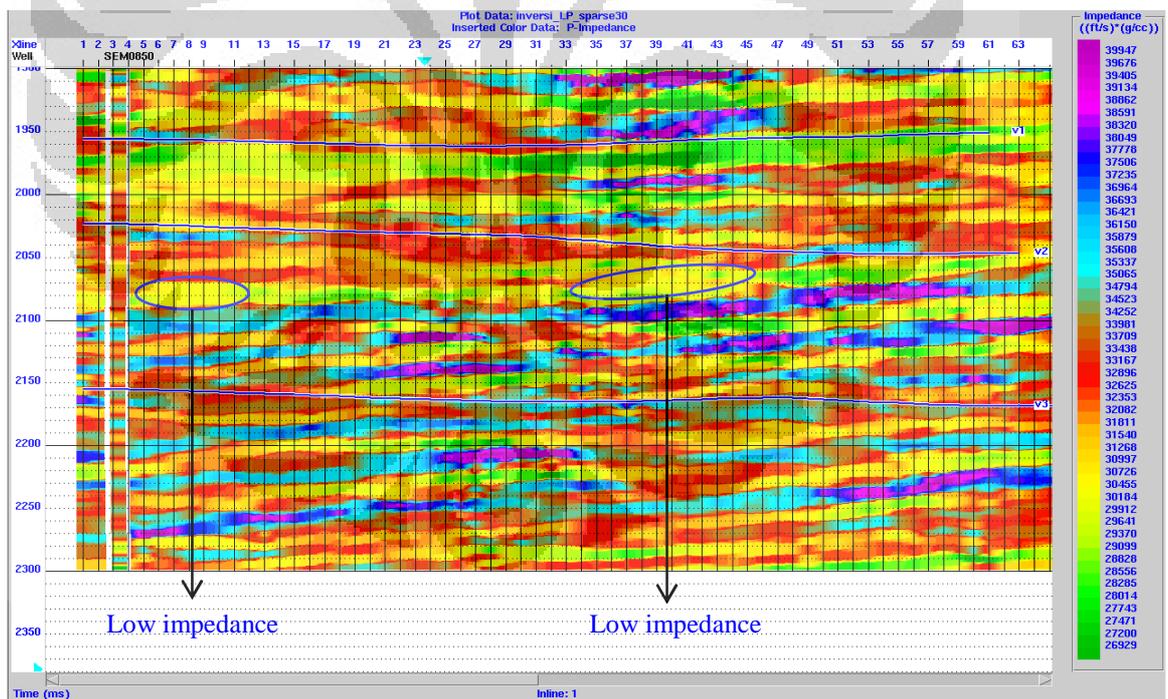
5.6 Final Inversion

Pada saat inversi final, dilakukan inversi *sparse spike*. Setelah dilakukan inversi maka diperoleh hasil berupa penampang impedansi akustik atau p-impedansi. Untuk menginterpretasi penampang impedansi hasil inversi maka perlu dilihat kembali hasil *crossplot* antara AI (p-impedansi) dan GR (*gamma ray*) yang telah dilakukan pada tahap awal. Hubungan antara p-impedansi dan GR akan memberikan keterangan bagaimana sifat p-impedansi suatu batuan.

Zona I080B berada di daerah sekitar 2080 ms pada penampang VSP. Pada daerah ini diperoleh kemenerusan lapisan dengan nilai impedansi yang rendah. Seperti yang telah dijelaskan di awal pada *crossplot* bahwa impedansi rendah mengindikasikan keberadaan lapisan *sand* dan *coal*. Dan karena besarnya tuning *thickness* pada zona ini maka satu lapisan pada penampang impedansi akan mengandung dua lapisan, baik litologi yang sama atau berbeda. Sehingga perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk identifikasi lapisan impedansi secara detail.



Gambar 5.13 Inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike* VSP offset 1



Gambar 5.14 Inversi *Linear Programming Sparse Spike* VSP offset 2

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari proses karakterisasi reservoir yang telah dilakukan maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

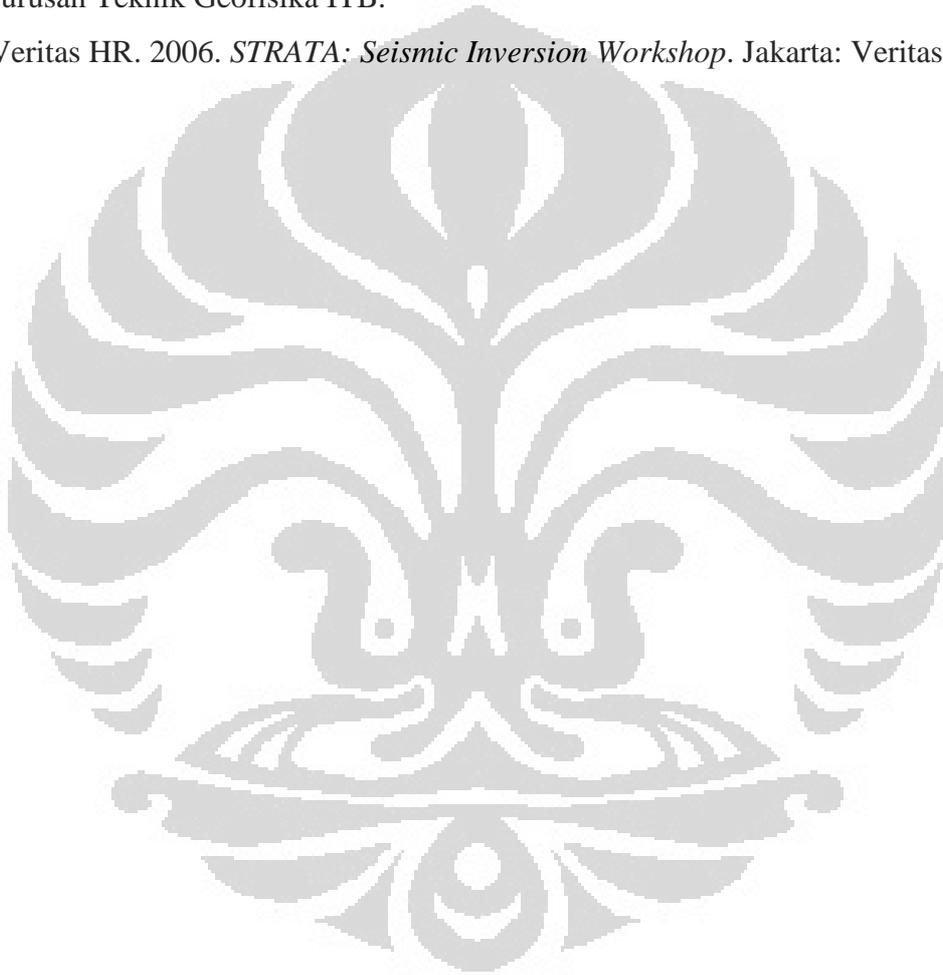
1. *VSP offset* dapat diaplikasikan dalam karakterisasi reservoir, salah satunya dengan menggunakan metode inversi.
2. Pada penampang inversi VSP, di area kemenerusan zona target (I080B) mempunyai impedansi rendah yang merupakan sifat lapisan *sand* dan *coal*.
3. Karena nilai *tuning thickness* yang besar dan banyaknya lapisan-lapisan reservoir tipis maka perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk memastikan adanya kemenerusan lapisan *sand* pada zona target.
4. Untuk mendapatkan hasil yang maksimal maka perlu digunakan metode lain selain inversi AI.

Saran yang perlu dipertimbangkan untuk mendapatkan hasil yang optimal dalam karakterisasi reservoir dengan menggunakan data *VSP Offset* yaitu:

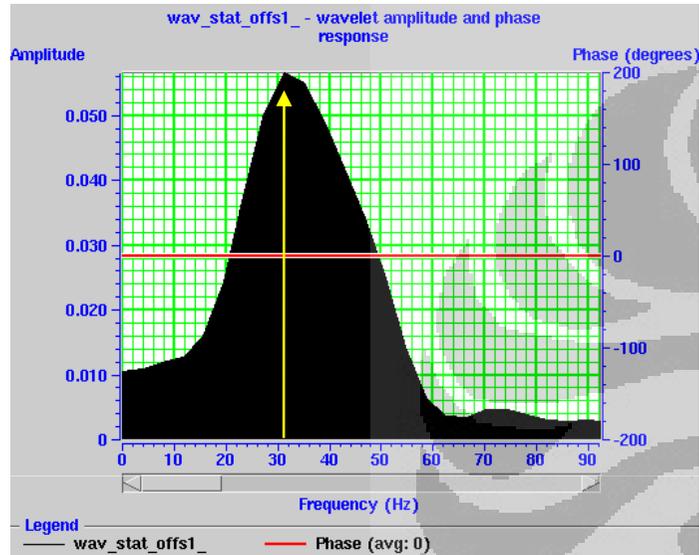
1. Hasil inversi yang diperoleh dalam penelitian ini merupakan hasil inversi yang diperoleh dengan melakukan optimasi dari berbagai macam parameter.
2. Oleh karena itu perlu dipertimbangkan parameter apa saja yang harus dioptimasi untuk mendapatkan hasil yang maksimal.
3. Untuk mendapatkan data *VSP Offset* yang baik maka perlu dilakukan optimasi awal dari tahap pemodelan *velocity* sebelum akuisisi *VSP Offset*.
4. Bila sumur yang digunakan dalam akuisisi *VSP Offset* adalah sumur deviasi maka lintasan *VSP Offset* yang dibuat harus sepenuhnya melewati sumur dan letak deviasinya. Karena jika lintasan tidak melalui deviasi sumur maka korelasi antara data *VSP Offset* dan sumur tidak dapat dilakukan.

DAFTAR ACUAN

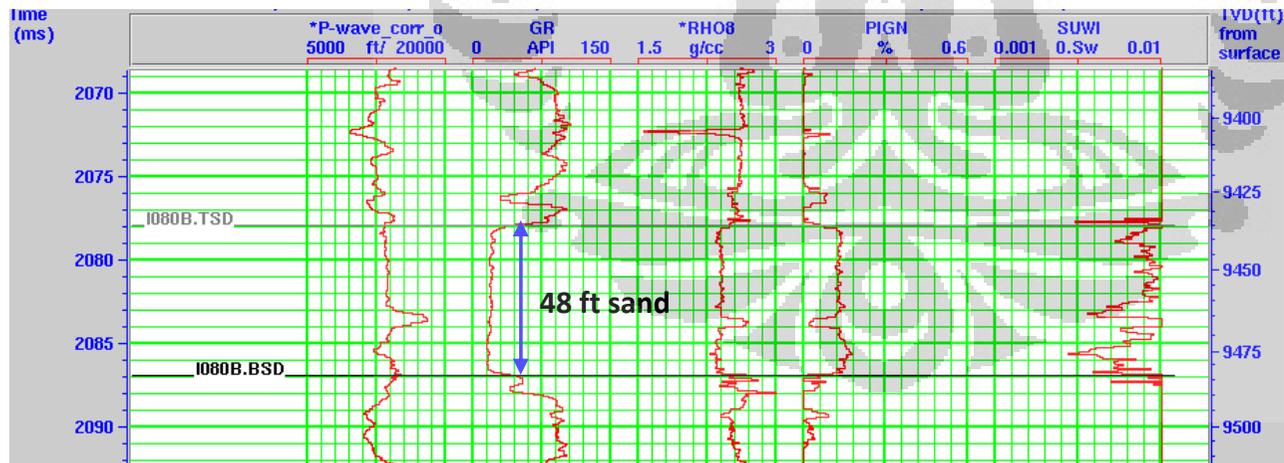
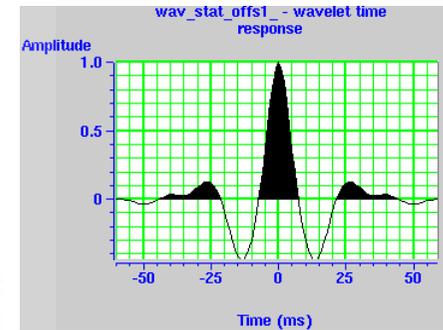
- Hinds, Ronald and Kuzmiski, Rick. 2007. *Borehole Geophysics:Teory and Practice*. Jakarta: Society Exploration of Geophysicist (SEG).
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Jurusan Teknik Geofisika ITB.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Jurusan Teknik Geofisika ITB.
- Veritas HR. 2006. *STRATA: Seismic Inversion Workshop*. Jakarta: Veritas HR.



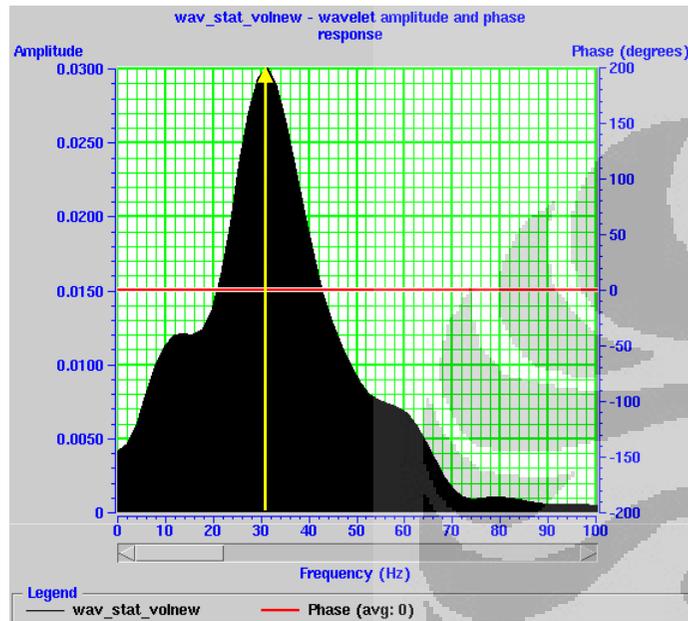




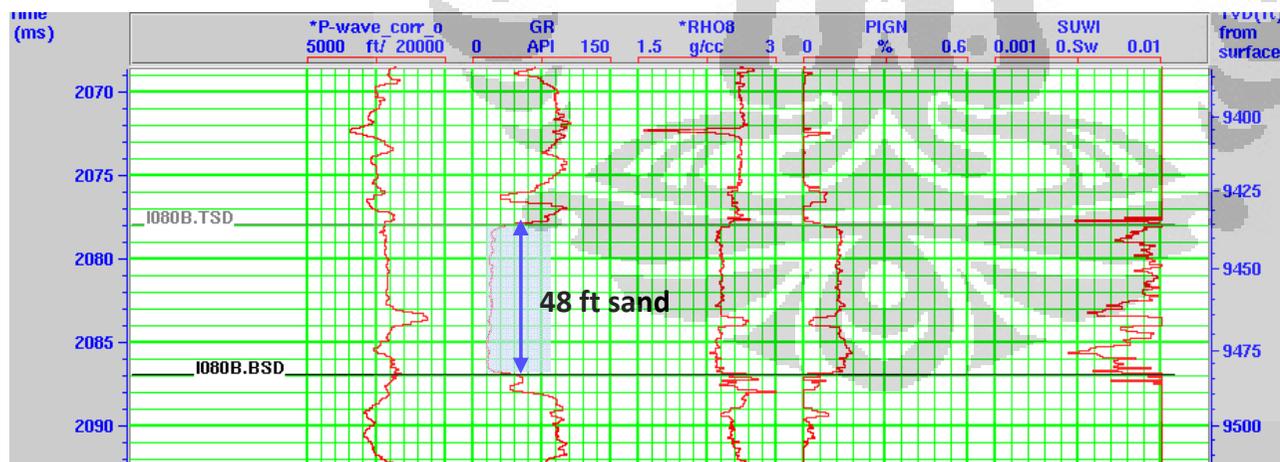
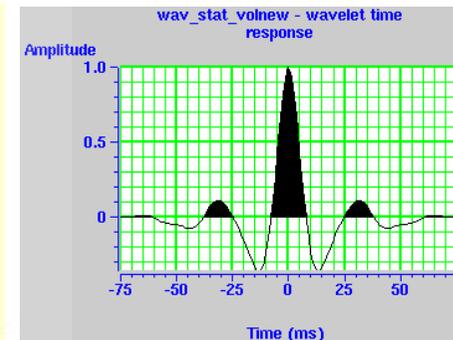
Frekuensi dominan (f) = ± 31 Hz
 Kecepatan interval (V) pada zona I080B:
 $V = 13000$ ft/s
 Thuning thickness = $\frac{1}{4} \lambda$
 $\lambda = V/f = 15000/31 = 483.8$ ft
 Thuning thickness = $\frac{1}{4} \times 483.8 = 120.9$ ft
 Wavelet statistical & fasa nol



1. Ketebalan tuning pada VSP offset 1



Frekuensi dominan (f) = ± 31 Hz
 Kecepatan interval (V) pada zona I080B:
 $V = 13000$ ft/s
 Thuning thickness = $\frac{1}{4} \lambda$
 $\Lambda = V/f = 15000/31 = 483.8$ ft
 Thuning thickness = $\frac{1}{4} \times 419.3 = 120.9$ ft
 Wavelet statistical & fasa nol



2. Ketebalan tuning pada VSP offset 2