



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN PENDEKATAN
PEMODELAN IMPEDANSI AKUSTIK DAERAH “Y”, PAPUA**

SKRIPSI

**Achmad Yoshi S.
0606067950**

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



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN PENDEKATAN
PEMODELAN IMPEDANSI AKUSTIK DAERAH “Y”, PAPUA**

SKRIPSI

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh
Gelar Sarjana Sains**

**Achmad Yoshi S.
0606067950**

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

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah karya saya sendiri,

Dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk

Telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Achmad Yoshi S.

NPM : 0606067950

Tanggal : 14 Desember 2011

Tanda Tangan : 

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Achmad Yoshi S.
NPM : 0606067950
Program Studi : Fisika S-1 Reguler
Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoar Dengan Pendekatan
Pemodelan Impedansi Akustik Daerah “Y”,
Papua

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 Rangunwati, M.Sc

(.....)

Penguji I : Dr. Dede Djuhana

(.....)

Penguji II : Dr. Waluyo

(.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 14 Desember 2011

KATA PENGANTAR

Terimakasih atas rahmat dan karunia yang Allah SWT berikan kepada penulis, sehingga dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul **“Karakterisasi Reservoir Dengan Pendekatan Pemodelan Impedansi Akustik Daerah “Y”, Papua.”** 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.

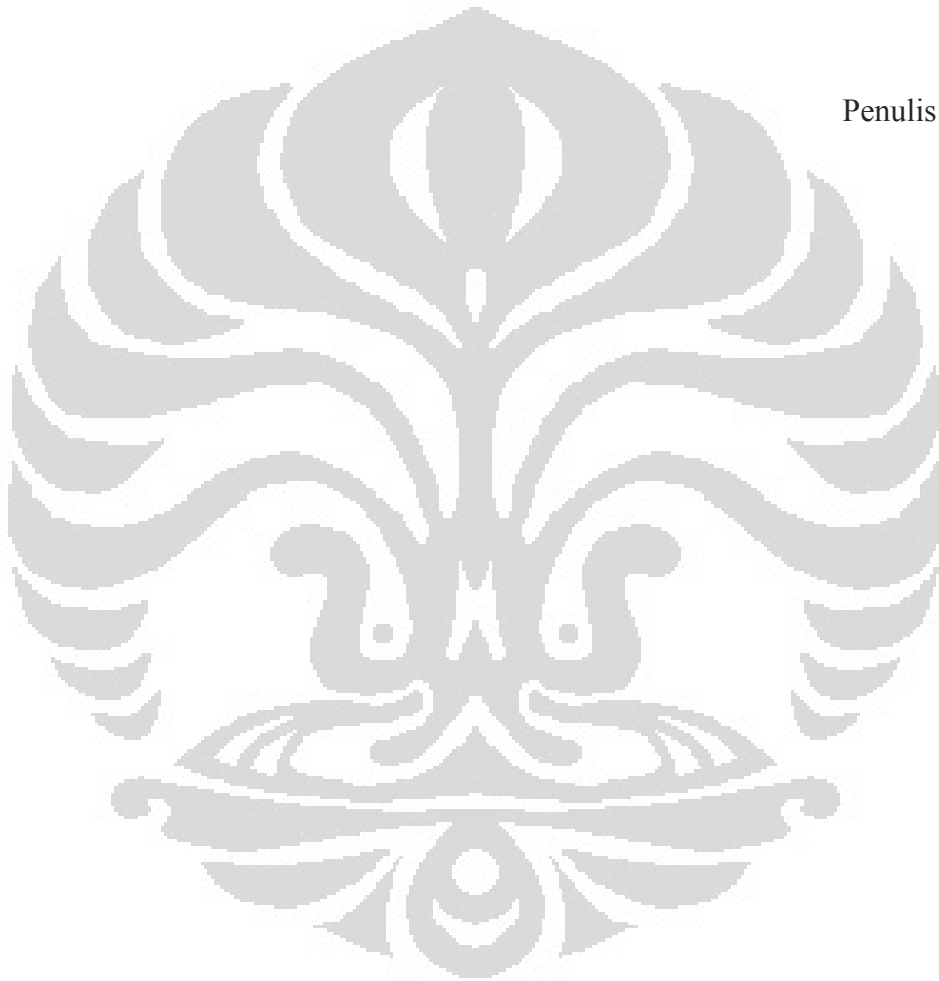
Penulis mengucapkan terimakasih kepada:

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, M.Sc selaku pembimbing II yang telah menyediakan waktu dan bimbingan selama menjalankan penelitian tugas akhir di PT. Pertamina EPTC.
3. Kedua orangtua atas dukungan doa, materil, dan semangat kepada penulis.
4. Mba Mini, Mas Angkasa, mas Pram, Yarris Cakra (ITB) , Farid (UPN) dan seluruh jajaran staf PT. Pertamina EPTC yang memberikan bantuan baik moril dan pengetahuan.
5. Seluruh dosen maupun staf karyawan Departemen Fisika UI
6. Palupi Damarini yang telah menjadi tempat berkeluh kesah dan selalu memberikan semangat kepada penulis.
7. Rekan dan sahabat Yonas, Aviandra, Bei, Igor, Rotua, Arfizaldi, Mika Hadi, Yusuf Hadi, Gemmy Adyendra, Yaya, Arfan, Asrikin, Michael JB, Ai dan teman-teman seperjuangan di fisika UI terutama angkatan 2006.
8. Teman-teman junior 2007,2008 dan 2009 yang memberi semangat dan dukungan moril terhadap penulis.
9. 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. Saya juga mengharapkan adanya kritik dan saran yang bersifat membangun. Atas perhatiannya Saya ucapkan terima kasih. Selamat membaca.

Jakarta, Desember 2011

Penulis



HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Achmad Yoshi S.
NPM : 0606067950
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 Non eksklusif** (*Non-exclusive Royalty- Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

Karakterisasi Reservoir Dengan Pendekatan Pemodelan Impedansi Akustik Daerah “Y”, Papua.

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non eksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/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 : 14 Desember 2011

Yang menyatakan,



(Achmad Yoshi S.)

Nama : Achmad Yoshi S.
Program Studi : Fisika
Judul : Karakterisasi Reservoir Dengan Pendekatan
Pemodelan Impedansi Akustik Daerah “Y”, Papua

Abstrak

Karakterisasi reservoir dengan menggunakan pendekatan impedansi akustik dapat digunakan untuk mengetahui distribusi lateral dari reservoir. Metode inversi impedansi akustik dapat memisahkan dua reservoir yang terdapat pada Formasi Kais Cekungan Salawati Lapangan “Y”, Papua. Analisa hasil impedansi akustik serta pendekatan estimasi porositas, menunjukkan bahwa pada daerah *Top Kais* dan *Base Reef* merupakan daerah yang berpotensi sebagai reservoir.

Daerah prospek pada *Top Kais* relatif terdapat pada bagian tengah yang ditunjukkan dengan nilai AI rendah berkisar 7300-8500 g.m/s.cc dan porositas tinggi berkisar 17.4 – 19.8%. Sedangkan potensi reservoir *Base Reef* berada pada daerah selatan dengan nilai AI berkisar 8100-8900 g.m/s.cc dan porositas berkisar 16,0 - 18,3%.

Kata kunci : Reservoir, impedansi akustik, porositas, cekungan Salawati.

Name : Achmad Yoshi S.
Study Program : *Physics*
Topic : *Reservoir Characterization Using Acoustic Impedance Modeling Approaches in “Y” region, Papua”*

Abstract

Reservoir characterization using acoustic impedance approaches can be used to determine the lateral distribution of the reservoir. Acoustic impedance inversion method is able to show the separating of two reservoirs, which is located at Kais Formation Salawati Basin Field "Y", Papua. The analysis, which is based on acoustic impedance result and porosity estimation approaches, indicate that Top Kais and Base Reef are an area that has potential as reservoir.

Top Kais prospect area is relatively centered in the middle indicated by the low AI values ranging from 7300 - 8500 g.m/s.cc and high porosity ranges from 17,4 to 19,8%, While the potential reservoir Base reef located on the south by the AI range 8100-8900 g.m/s.cc and porosity ranges from 16.0 to 18.3%.

Keywords : *Reservoir, Acoustic Impedance, Porosity, Salawati basin.*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
LEMBAR PENGESAHAN DRAFT SKRIPSI	iv
KATA PENGANTAR	v
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	vii
ABSTRAK	viii
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Ruang Lingkup Penelitian	2
1.4 Metodologi Penelitian	2
1.5 Sistematika Penulisan	5
BAB II TINJAUAN UMUM GEOLOGI	6
2.1 Geologi Regional	7
2.1.1 Tataan Tektonik Cekungan Salawati Papua	8
2.1.2 Tataan Stratigrafi Cekungan Salawati Papua	9
2.2 Kerangka Struktur Cekungan Salawati Papua	11
2.2.1 Evolusi Cekungan Salawati Papua	12
2.2.2 Evolusi dan Perkembangan Tahapan Karbonat Kais	13
2.2.3 Fasies Karbonat Kais	14
2.3 <i>Petroleum System</i> Cekungan Salawati Papua	15
BAB III DASAR TEORI	17
3.1 Konsep Dasar Metode Seismik	17
3.2 Metode Seismik Refleksi	18
3.2.1 Resolusi Seismik	20
3.2.2 Seismogram Sintetik	23
3.2.3 Efek Interferensi	24
3.2.4 Polaritas	25
3.2.5 Wavelet	26
3.2.6 <i>Checkshot</i>	26
3.3 Metode Seismik Dalam Eksplorasi Hidrokarbon	27
3.4 Metode Inversi Akustik Impedansi	27
3.5 Fisika Batuan	30
3.5.1 Densitas	30
3.5.2 Kecepatan	31
3.5.3 Porositas	32
BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA	34

4.1 Data.....	34
4.1.1 Data seismik	34
4.1.2 Data Sumur.....	34
4.1.3 Peta Dasar (<i>Base Map</i>)	35
4.1.4 Data Geologi.....	36
4.2 Pengolahan Data.....	36
4.2.1 Pemeriksaan dan Editing Data Log.....	37
4.2.2 <i>Loading</i> Data.....	37
4.2.3 Penentuan Daerah Prospek (<i>Zone of Interest</i>)	38
4.2.4 Uji Kelayakan.....	39
4.2.5 Pembuatan Seismogram Sintetik	40
4.2.6 Pengikatan Data Seismik Terhadap Data Sumur	41
4.2.7 <i>Picking Horizon</i>	42
4.2.8 Pembuatan Model Awal.....	43
4.2.9 Kontrol Kualitas Model Awal (QC).....	44
4.2.10 Proses Inversi Seismik.....	45
4.2.11 Kontrol Kualitas Inversi Seismik.....	47
4.2.12 Penentuan Metode Inversi Terbaik.....	47
4.2.13 Model Porositas.....	48
4.2.14 Interpretasi.....	48
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN	50
5.1 Analisa Uji Kelayakan	50
5.2 Analisa Pengikatan Data Sumur Terhadap Data Seismik.....	52
5.3 Analisa Model Awal	54
5.4 Analisa Inversi Model Based	55
5.5 Analisa Inversi Sparse Spike.....	55
5.6 Penentuan Metode Inversi Terbaik.....	56
5.7 Model Porositas.....	58
5.8 Interpretasi.....	59
BAB VI KESIMPULAN	72
6.1 Kesimpulan	72
DAFTAR ACUAN	

DAFTAR GAMBAR

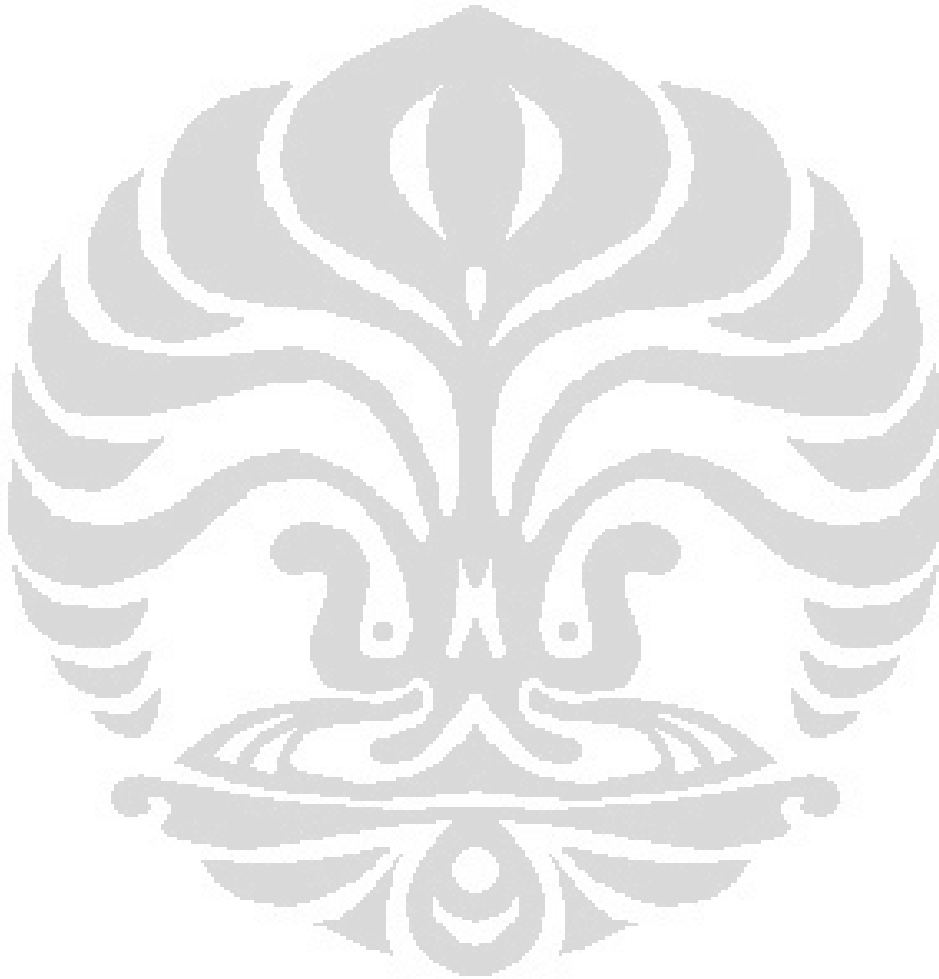
Gambar 1.1 Diagram alir penelitian.....	3
Gambar 1.2 Diagram alir inversi seismik	4
Gambar 2.1 Peta Tatanan Tektonik di daerah Kepala Burung Papua.....	8
Gambar 2.2 Diagram stratigrafi Cekungan Salawati	9
Gambar 2.3 Evolusi Cekungan Salawati bagian barat.....	13
Gambar 2.4 Ilustrasi perkembangan Karbonat Kais	14
Gambar 2.5 Ilustrasi perkembangan Karbonat kais	14
Gambar 2.6 <i>Petroleum System</i> Cekungan Salawati	16
Gambar 3.1 Lintasan gelombang seismik saat melewati batas antara dua medium.....	17
Gambar 3.2 Penjalaran gelombang seismik refleksi dari sumber ke penerima	18
Gambar 3.3 Penyusunan jejak seismik dengan * adalah operator konvolusi	20
Gambar 3.4 Efek interferensi	
(a) ketebalan lapisan $> \textit{tuning thickness}$	21
(b) ketebalan lapisan = <i>tuning thickness</i>	21
(c) ketebalan lapisan $< \textit{tuning thickness}$	21
Gambar 3.5 Target yang tidak terlihat karena interval jejak yang terlalu besar ...	22
Gambar 3.6 Bentangan yang terlalu panjang akan menyamarkan indikasi perubahan lateral	22
Gambar 3.7 Ilustrasi terjadinya difraksi.....	23
Gambar 3.8 Konvolusi koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> menghasilkan seismogram sintetik.....	24
Gambar 3.9 Konvensi polaritas gelombang seismic menurut SEG dan standar Eropa	25
Gambar 3.10 Jenis-jenis wavelet	26
(1) <i>Zero Phase Wavelet</i>	26
(2) <i>Maximum Phase Wavelet</i>	26
(3) <i>Minimum Phase Wavelet</i>	26
(4) <i>Mixed Phase Wavelet</i>	26
Gambar 3.11 Survei Checkshot	26

Gambar 3.12	Skema proses konvolusi dan dekonvolusi	28
Gambar 3.13	Pengaruh beberapa factor terhadap kecepatan gelombang seismik	31
Gambar 3.14	Hubungan antara kecepatan gelombang seismik dengan litologi ...	32
Gambar 4.1	Peta dasar lapangan “Y”	36
Gambar 4.2	Penampang data seismik 3D x-line 600 pada lapangan “Y”	38
Gambar 4.3	Data log yang terdapat pada sumur Dota_4	38
Gambar 4.4.	Daerah prospek pada lapangan “Y” di Formasi Kais Cekungan Salawati pada data sumur yang melewati Sumur Dota_4	39
Gambar 4.5	Hasil <i>picking horizon Top Kais, Base Kais, dan Base reef</i>	43
Gambar 4.6.	<i>Time structure map</i> pada <i>horizon Top Kais</i> (kiri) dan <i>horizon Base Reef</i> (kanan)	46
Gambar 5.1	Crossplot (atas) dan crosssection (bawah) pada sumur Dota_4 sebagai feasibility test pada lapangan “Y”.	52
Gambar 5.2.	Bentuk geometri dari wavelet Wave1 berupa respon waktu, fasa dan amplitude waktu serta frekuensi (bawah) yang digunakan dalam proses well seismic tie yang menghasilkan nolai korelasi sebesar 0.769 (atas)	53
Gambar 5.3	Model awal menggunakan 2 sumur dan 3 buah horizon	54
Gambar 5.4	Hasil inversi menggunakan metode <i>Model Based</i> pada sumur Dota_4 dan Dota_5	55
Gambar 5.5	Hasil inversi menggunakan metode <i>sparse spike</i> pada sumur Dota_5	56
Gambar 5.6	Penampang hasil inversi pada sumur Dota_5 menggunakan metode <i>Sparse Spike</i> dan <i>Model Based</i>	57
Gambar 5.7	<i>Crossplot</i> impedansi akustik dan porositas yang menghasilkan persamaan hubungan antara impedansi akustik dan porositas	58
Gambar 5.8	Model porositas hasil konversi pada sumur Dota_4 dan Dota_5	59
Gambar 5.9	(a) Sayatan vertikal data seismik yang melewati sumur Dota_4	60
	(b) Sayatan impedansi akustik yang melewati sumur Dota_4	60
	(c) Sayatan Porositas yang melewati sumur Dota_4	61
Gambar 5.10	(a) Sayatan vertikal data seismik yang melewati sumur Dota_5	61
	(b) Sayatan impedansi akustik yang melewati sumur Dota_5	62

(c) Sayatan Porositas yang melewati sumur Dota_5	62
Gambar 5.11 Sayatan impedansi akustik (a) dan porositas (b) secara horizontal pada time 5ms di bawah <i>horizon</i> Top Kais	65
Gambar 5.12 Sayatan impedansi akustik (a) dan porositas (b) secara horizontal pada time 5ms di bawah <i>horizon Base Reef</i>	66
Gambar 5.13 Sayatan impedansi akustik secara horisontal yang menunjukkan zona yang berwarna hijau sampai kuning sebagai zona potensial pada time 5 ms di bawah horizon Top Kais	67
Gambar 5.14 Sayatan impedansi akustik secara horisontal yang menunjukkan zona yang berwarna hijau sampai kuning sebagai zona potensial pada time 5 ms di bawah horizon <i>Base Reef</i>	68
Gambar 5.15 Sayatan impedansi akustik secara horizontal pada beberapa kedalaman dengan interval 5ms di bawah horizon Top Kais.	69
Gambar 5.16 Sayatan porositas akustik secara horizontal pada beberapa kedalaman dengan interval 5ms di bawah horizon Top Kais.	70

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir	33
Tabel 5.1 Nilai korelasi <i>well to seismic tie</i> menggunakan <i>wavelet</i> statistic pada masing-masing sumur.....	53
Tabel 5.2 Nilai korelasi antara trace sintetik hasil inversi dan trace seismik riil..	56



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Didalam usaha pengembangan reservoir minyak dan gas bumi, sangat dibutuhkan informasi tentang karakter dari sebuah reservoir yang nantinya dibutuhkan sebagai dasar dan masukan untuk melakukan analisa petrofisika untuk mengembangkan suatu reservoir, seperti penentuan dari sumur baru.

Kemajuan dari teknologi eksplorasi memungkinkan untuk melakukan analisa karakterisasi reservoir secara lebih akurat dengan memadukan dan memanfaatkan semaksimal mungkin data-data yang tersedia dari lapangan, seperti data seismik dan data log. Metode inversi seismik merupakan salah satu metode yang paling berkembang dan banyak diminati oleh perusahaan-perusahaan minyak dan gas bumi saat ini.

Dengan menggunakan metode inversi seismik, data jejak seismik dapat diubah menjadi sifat fisis dari batuan yang berupa impedansi akustik sehingga akan mempermudah untuk diinterpretasikan kedalam parameter-parameter petrofisik reservoir. Dengan menggabungkan antara data *log* sumur yang memiliki akurasi baik pada arah vertikal dan nilai dari impedansi akustik yang diperoleh dari hasil inversi seismik yang memiliki akurasi yang baik pada arah lateral akan menghasilkan parameter petrofisik reservoir yang lebih akurat dengan tingkat kesalahan yang relatif kecil.

1.2 Tujuan Penelitian

1. Memahami dan mempelajari prinsip dasar pemodelan inversi untuk karakterisasi reservoir.
2. Melakukan karakterisasi Reservoir untuk mengetahui penyebaran lateral dari reservoir batuan karbonat formasi kais dengan pendekatan Impedansi Akustik.

1.3 Ruang Lingkup Penelitian

Untuk lebih memfokuskan pembahasan pada penelitian ini maka dilakukan pembatasan pada beberapa hal:

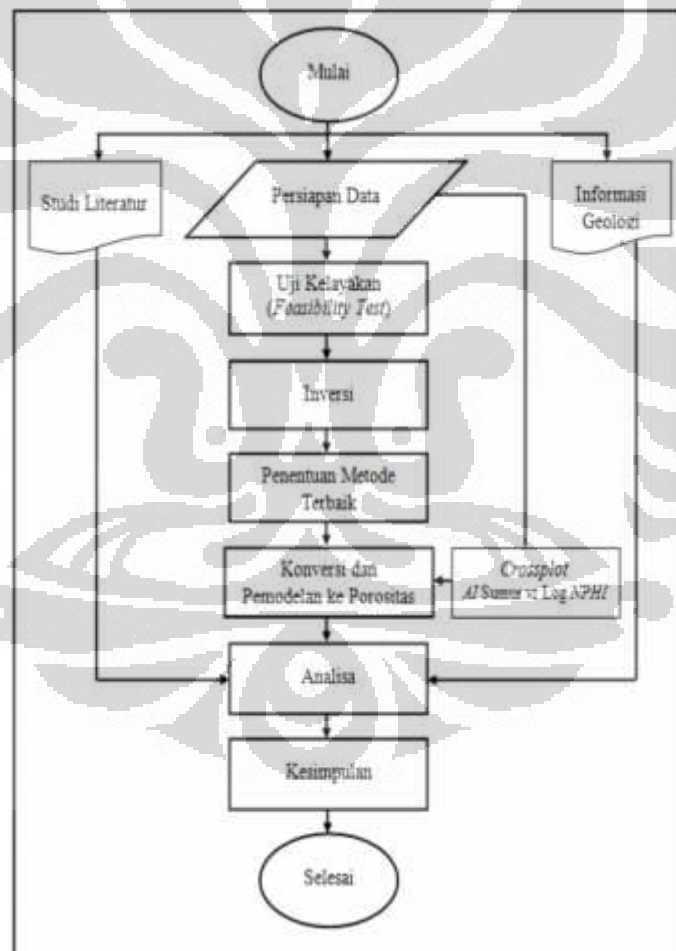
1. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Sparse Spike inversion* dan *Model Based inversion* untuk menghasilkan output *Acoustic Impedance*.
2. Karakterisasi reservoir hanya dilakukan terbatas pada objektif reservoir formasi Kais.

1.4 Metodologi Penelitian

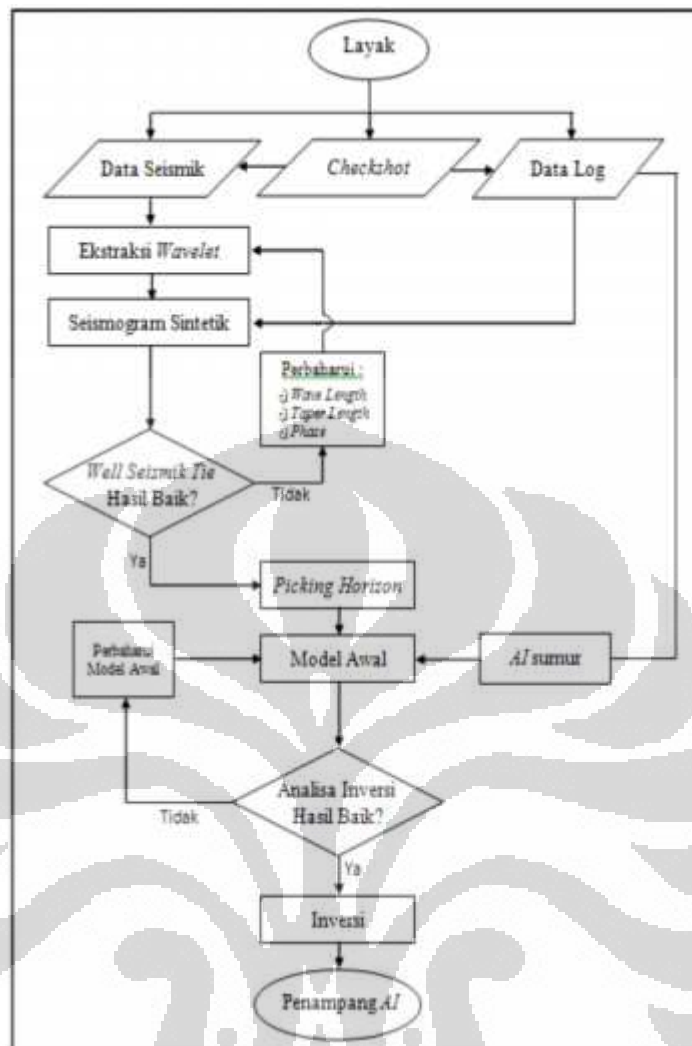
Tahapan-tahapan kerja yang dilakukan dalam penelitian ini secara garis besar meliputi persiapan data, analisa uji kelayakan (*feasibility test*), pembuatan model awal, inversi, analisa inversi dan interpretasi. Impedansi akustik yang diperoleh dari hasil inversi tersebut kemudian dikonversi ke dalam parameter porositas dengan tujuan parameter porositas tersebut mampu menggambarkan karakter reservoir pada Lapangan “Y” Formasi Kais, Cekungan Salawati Papua secara langsung. Tahapan-tahapan secara garis besar tersebut dapat dilihat pada diagram alir **Gambar 1.1**, sedangkan tahapan-tahapan proses inversi secara khusus pada penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 1.2**, yang antara lain terdiri dari ekstraksi *wavelet*, pembuatan seismogram sintetik, *well seismic tie*, *picking horizon* (penelusuran horison), pembuatan model awal dan inversi.

Penelitian menggunakan inversi seismik impedansi akustik atau *acoustic impedance* (AI) yang bertujuan untuk mengidentifikasi penyebaran porositas reservoir pada Lapangan “Y” ini dilakukan dengan mengolah dan memadukan

antara data sumur dan data seismik. Data-data tersebut memiliki fungsi masing-masing dan saling berkaitan erat antara satu data dengan data lainnya. Data seismik dan data sumur masing-masing memiliki tingkat resolusi yang berbeda. Data seismik memiliki tingkat resolusi lateral yang tinggi diintegrasikan dengan data sumur yang memiliki tingkat resolusi vertikal tinggi dalam proses inversi. Setiap tahapan pengolahan data di atas harus dilakukan dengan baik sebelum melakukan tahapan selanjutnya, karena hasil pengolahan tahapan sebelumnya akan mempengaruhi hasil tahapan selanjutnya. Hal ini tentunya akan mempengaruhi pula hasil akhir yang diinginkan.



1.1. Diagram alir penelitian.



Gambar 1.2. Diagram alir inversi seismik.

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan studi ini terdiri dari beberapa bab yang bisa dideskripsikan sebagai berikut:

- Bagian pertama dari skripsi ini terangkum dalam **BAB I**, dalam bab ini membahas latar belakang dilakukannya studi ini, tujuan penelitian, pembatasan masalah, metode yang dilakukan pada studi serta sistematika penulisan.
- Pembahasan berikutnya akan dijelaskan pada **BAB II**, berisi pembahasan geologi dan geofisika secara umum berikut persiapan data.
- Teori dasar akan dijelaskan dalam **BAB III**, yang akan mencakup teori dasar seismik dan seismik inversi.
- Data dan pengolahan data terdapat pada **BAB IV**, dalam bab ini ditampilkan data yang digunakan di dalam penelitian serta langkah – langkah di dalam pengolahan data.
- Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini diberikan hasil dan analisa yang diperoleh dari keseluruhan penelitian ini, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam **BAB V**.
- Kesimpulan dari hasil penelitian dan analisa terangkum pada **BAB VI**

BAB II

TINJAUAN UMUM GEOLOGI

Daerah Indonesia Timur merupakan daerah yang kompleks secara geologi. Hingga saat ini penelitian yang dilakukan di daerah Indonesia Timur dan sekitarnya masih belum komprehensif sehingga studi dan penelitian lebih lanjut terus dilakukan. Eksplorasi yang dilakukan di daerah Indonesia Timur semakin intensif seiring dengan berkembangnya tuntutan pengetahuan geologi di daerah ini. Bertambahnya informasi mengenai daerah baru yang memiliki prospek juga semakin menambah pengetahuan geologi di daerah Indonesia Timur ini. Data baru yang menjadi panduan untuk eksplorasi lebih mendalam di daerah Indonesia Timur diharapkan dapat memberikan jawaban atas berbagai pertanyaan yang sering muncul akibat belum komprehensifnya penelitian-penelitian di daerah Indonesia Timur (Riadini, 2009).

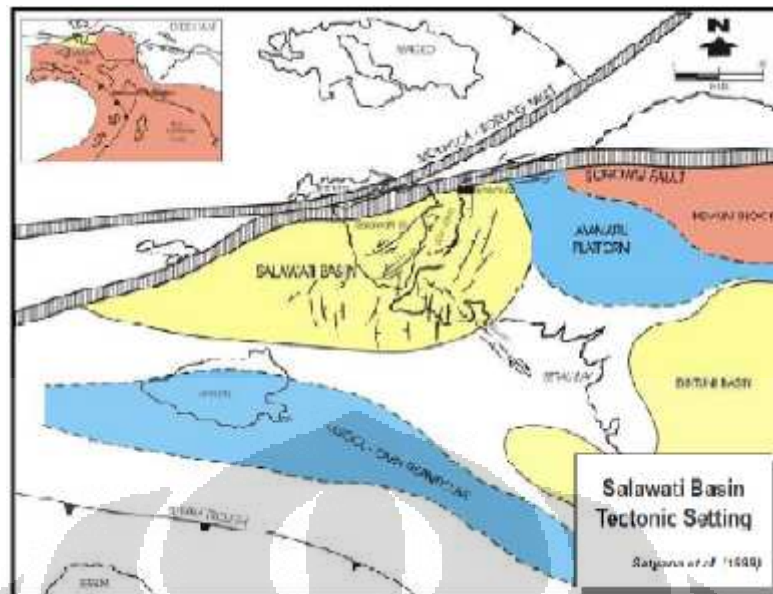
Penelitian-penelitian yang terus dilakukan di daerah Indonesia Timur, khususnya di daerah Kepala Burung, memberikan berbagai hipotesis mengenai struktur dan tektonik yang berkembang di daerah tersebut. Hipotesis bahwa Kepala Burung mengalami rotasi atau merupakan suatu *micro-continent* masih terus dikembangkan. Charlton (2000), menyatakan adanya rotasi berlawanan arah jarum jam dari Kepala Burung yang terjadi sekitar 5 juta tahun lalu (jtl). Hal tersebut memberikan asumsi bahwa terdapat struktur aktif pada umur 5 jtl dan menjelaskan bahwa fenomena pergerakan Lempeng Pasifik terhadap Lempeng Baratlaut Australia masih terus aktif hingga saat ini, mengingat relatif mudanya struktur yang mempengaruhi rotasi Kepala Burung tersebut.

Zona Sesar Sorong (SFZ) merupakan struktur muda yang berkembang di bagian utara Papua, memanjang hingga 1000 km dari bagian timur hingga barat Kepala Burung. Umur pembentukannya yang relatif muda (Miosen Akhir) mengasumsikan bahwa SFZ ini merupakan struktur yang berpengaruh pada pembentukan Cekungan Salawati, yang juga berkaitan dengan rotasi Kepala Burung serta rotasi Pulau Salawati dari Kepala Burung, sehingga diasumsikan bahwa rotasi yang terjadi di Kepala Burung tersebut berkaitan dengan aktifnya SFZ (Riadini, 2009).

2.1. Geologi Regional

Cekungan Salawati merupakan salah satu cekungan sedimentasi yang terletak di wilayah Papua Barat, yang sudah dikenal sebagai cekungan Tersier penghasil minyak yang besar di kawasan Indonesia Bagian Timur. Cekungan ini berarah timur-barat terletak di batas utara Lempeng Benua Australia yang bergerak ke arah utara sebagai passive margin yang berbatasan dengan Lempeng Samudera Pasifik yang bergerak relatif ke arah barat dan dibatasi oleh adanya sesar mendatar regional yaitu Sesar Sorong. Cekungan Salawati berkembang di sebelah selatan Sesar Sorong dan perkembangan cekungannya dikontrol oleh pergerakan sesar besar mendatar ini (Hamilton, 1979). Cekungan Salawati masih tergolong sebagai suatu cekungan sedimentasi yang relatif muda karena mulai terbentuknya baru pada kala Miosen Tengah dan cekungannya mengalami penurunan yang sangat intensif pada Kala Pliosen hingga Pleistosen yang diasumsikan sebagai akibat dari aktifnya pergerakan sesar mendatar Sorong. Adanya kenampakan beberapa ketidakselarasan pada kala Pliosen dan Plio-Pleistosen di garis seismik ini diduga sebagai akibat dari adanya pergerakan sesar yang periodik atau yang tidak bergerak secara terus menerus (Pireno, 2008).

Dalam perkembangannya, Cekungan Salawati di bagian utara dibatasi oleh patahan mendatar besar yaitu Sesar Sorong yang juga merupakan batas antara Lempeng Benua Australia dengan Lempeng Samudera Pasifik. Di bagian timur, cekungan ini di batasi oleh paparan Ayamaru pada daerah tinggian Kemum dan di bagian selatan di batasi oleh adanya pengangkatan geantiklin Misool-Onin (**Gambar 2.1**).



Gambar 2.1. Peta Tatanan Tektonik di daerah Kepala Burung Papua yang memperlihatkan bahwa Cekungan Salawati dibatasi oleh Sesar Sorong di bagian utaranya (Hamilton, 1979).

2.1.1 Tatanan Tektonik Cekungan Salawati Papua

Secara regional, tektonik Indonesia Timur dikontrol oleh adanya interaksi antara Lempeng Indo-Australia, Eurasia dan Pasifik yang mengakibatkan telah terjadinya deformasi tektonik di daerah Kepala Burung, Papua. Lempeng Benua Indo-Australia yang bergerak ke utara sebagai passive margin bertemu dengan Lempeng Samudera Pasifik yang bergerak relatif ke arah barat sejak kala Miosen Tengah yang diasumsikan telah mengakibatkan berkembangnya sesar mendatar sinistral Sorong (Hamilton, 1979). Adanya interaksi antara pergerakan Lempeng Australia dan Lempeng Samudera Pasifik ini yang menyebabkan terjadinya pergerakan mendatar Sesar Sorong, yang diduga juga sebagai penyebab terbentuknya Cekungan Salawati.

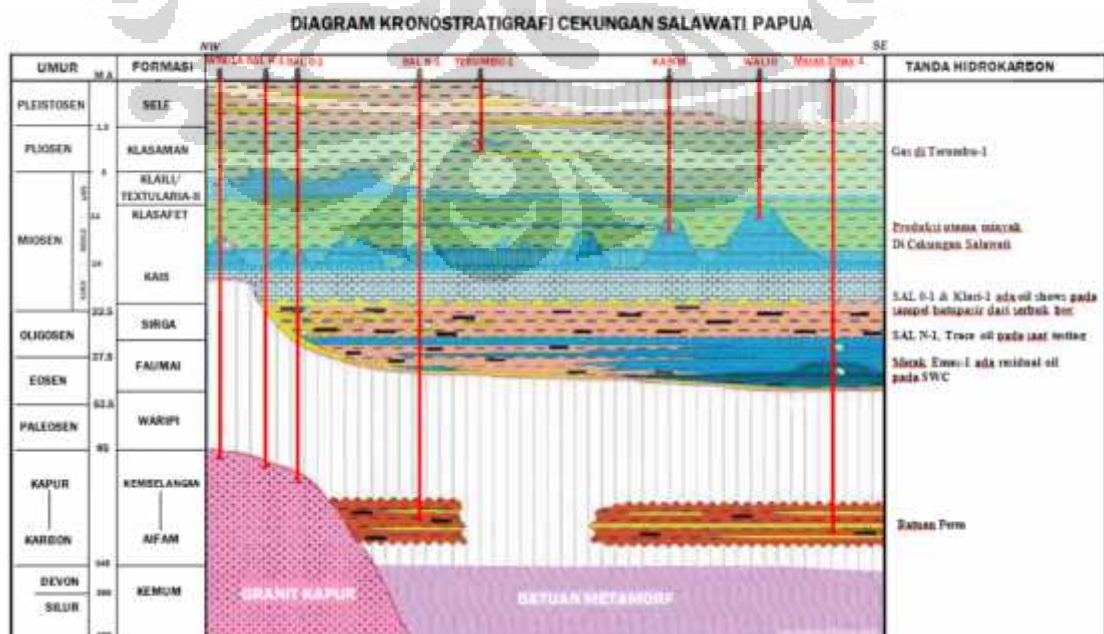
Beberapa sumur pemboran eksplorasi di Cekungan Salawati telah menembus batuan dasar yang jenisnya bervariasi yaitu terdiri dari batuan beku granit yang berumur Kapur, batuan meta-sedimen atau metamorf yang berumur Perm juga berumur Silur yang mengidentifikasikan bahwa Cekungan Salawati masih merupakan bagian dari Lempeng Indo-Australia. Pada **Gambar 2.1** dapat ditunjukkan bahwa Lempeng Indo-Australia berada di sebelah selatan dari zona Sesar Sorong sedangkan Lempeng Samudera Pasifik berada di sebelah utara zona Sesar Sorong yang ditunjukkan adanya singkapan batuan ultra-mafic di Pulau

Waigeo (Redmond dan Koesoemadinata, 1976; Vincellelte dan Soeparyadi, 1976) Adanya interaksi antara pergerakan Lempeng Australia dan Lempeng Samudera Pasifik ini yang menyebabkan terjadinya pergerakan mendatar Sesar Sorong, yang diduga juga sebagai penyebab terbentuknya Cekungan Salawati.

Ada beberapa periode patahan teridentifikasi dalam cekungan Salawati, tetapi yang paling ekstensif berkembang adalah patahan-patahan yang terjadi pada kala Pliosen hingga Pleistosen (Harper et al., 1978). Dinterpretasikan bahwa patahan patahan yang sifatnya tensional ini bisa bertindak sebagai jalur-jalur migrasi vertikal bagi hidrokarbon dari dapur hidrokarbon ke struktur perangkap yang mempunyai reservoir berkualitas baik, seperti batu pasir Sirga, batu gamping terumbu Kais bawah dan batu gamping terumbu Kais bagian atas, batu pasir dan batu gamping terumbu Formasi Klasaman yang berumur Pliosen.

2.1.2. Tatanan Stratigrafi Cekungan Salawati Papua

Urutan stratigrafi batuan Tersier di Cekungan Salawati telah ditulis oleh Visser dan Hermes (1962), Vincelette dan Soeparyadi (1976), Soedirdja dan Gibson-Robinson (1986). **Gambar 2.2** memperlihatkan diagram kronostratigrafi Cekungan Salawati yang disarikan oleh Pireno (2005) dan yang memperlihatkan urutan-urutan sejarah pengendapan di cekungan ini.



Gambar 2.2. Diagram stratigrafi yang memperlihatkan urutan-urutan stratigrafi pada Cekungan Salawati, Papua Barat (Pireno, 2005).

Cekungan Salawati Papua termasuk di dalam Formasi Kais (Miosen Awal-Miosen Akhir) Setelah pengendapan Formasi Sirga, kemudian disusul terjadinya fase transgresi mulai akhir Kala Oligosen Akhir, dimana muka air laut kembali naik dan menggenangi wilayah Cekungan Salawati. Pada fase transgresi ini diendapkan secara tidak selaras batulempung gampingan, batu gamping paparan dan batu gamping terumbu Formasi Kais.

Secara seismik, Formasi Kais dapat dibedakan menjadi 2 bagian yaitu Formasi Kais bagian bawah dan Formasi Kais bagian atas (Pireno, 2008). Formasi Kais bagian bawah yang berumur Miosen Awal terdiri dari batu gamping paparan dan batu gamping terumbu yang disebut sebagai *horizon* intra-Kais dan hanya berkembang di daerah sub-cekungan Matoa di bagian utara Cekungan Salawati. Batuan-batuan karbonat ini diendapkan di daerah paparan laut dangkal yang luas. Pada daerah yang mempunyai energi gelombang yang lebih besar batu gampingnya tumbuh sebagai batu gamping terumbu dan pada daerah yang mempunyai energi rendah berkembang sebagai batu gamping paparan dan batu lempung gampingan.

Pada saat pengendapan Formasi Kais bagian bawah ini, telah terjadi penurunan muka air laut yang singkat sehingga batu gamping Formasi Kais bagian bawah ini tersingkap ke permukaan yang telah mengakibatkan berkembangnya porositas sekunder, karena adanya proses pelarutan oleh air tawar di bagian permukaan. Berkembangnya porositas sekunder ini telah terbukti dengan ditemukannya baik minyak maupun gas dalam perangkap batu gamping dan juga batu gamping paparan seperti di lapangan Matoa, dan di daerah Walio-Jaya di bagian selatan cekungan, batu gamping ini berkembang sebagai batu gamping paparan.

Pada periode-periode yang lalu hanya dengan menggunakan data seismik 2D tidak mampu mengidentifikasi kenampakan batu gamping terumbu Formasi Kais bagian bawah ini, tetapi dengan makin majunya teknologi, dengan data seismik 3D mampu mendeteksi dan merefleksikan pertumbuhan batu gamping terumbu ini. Pada kala Miosen Tengah hingga Miosen Akhir terjadi lagi

fase transgresi sehingga dengan naiknya muka air laut ini kemudian disusul lagi dengan pengendapan batu gamping Formasi Kais bagian atas. Di daerah tinggian Matao, batu gamping ini diendapkan sebagai batu gamping paparan yang menutupi batu gamping terumbu Formasi Kais bawah dan bisa berfungsi sebagai batuan penutup bagi batu gamping terumbunya.

Di daerah Kasim-Jaya-Walio batu gamping ini berkembang sebagai batu gamping terumbu dan *carbonate bank*, sebagai batuan reservoir utama di wilayah ini. Dan di lepas pantai bagian selatan di lapangan minyak STA-STC batu gamping Formasi Kais bagian atas ini berkembang sebagai batu gamping terumbu yang berkembang menjadi batuan reservoir utama di lapangan ini. Lapangan-lapangan yang juga berproduksi baik minyak maupun gas dari Formasi Kais bagian atas ini antara lain adalah Klalin, Kasim, Walio dan STA (Pireno, 2008).

Pada saat akhir pengendapan batu gamping Formasi Kais bagian atas ini, mulai terjadi transgresi sehingga di atas batu gamping Kais ini diendapkan batu lempung yang diendapkan di lingkungan pengendapan laut dangkal secara membaji di atas batu gamping Kais. Fasies batu lempung ini kemudian disebut sebagai Formasi Klasafet.

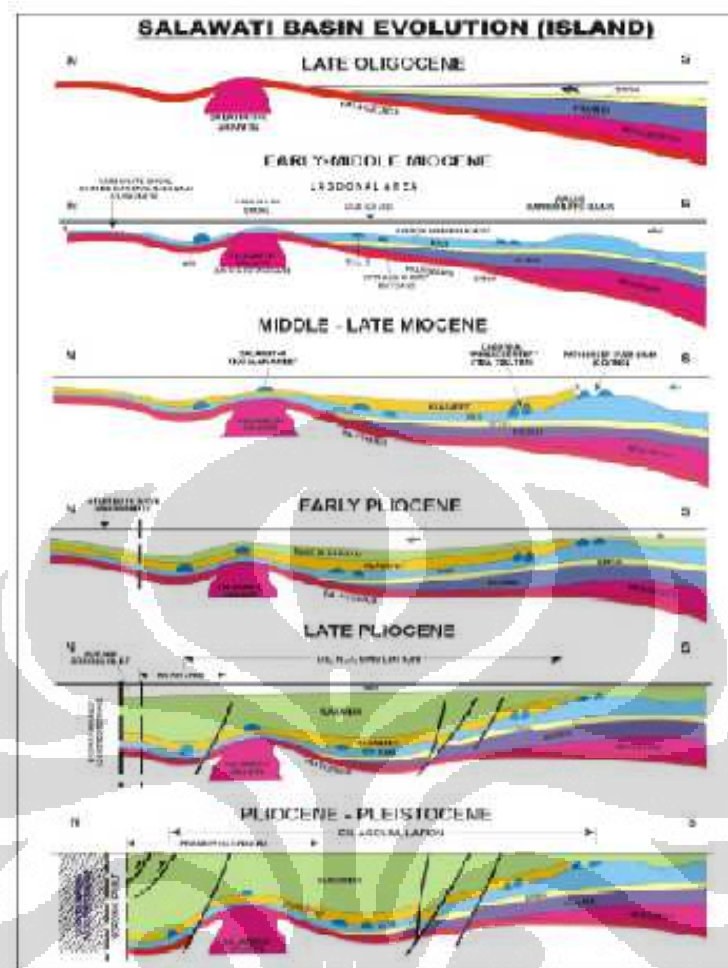
2.2. Kerangka Struktur Cekungan Salawati Papua

Elemen struktur utama Cekungan Salawati adalah Sesar Sorong, yang membatasi cekungan di sebelah utara. Sesar ini merupakan sesar mendatar-kanan yang aktif sejak Pliosen Awal. Kondisi struktur cekungan pada masa sekarang didominasi oleh sesar-sesar normal yang berarah *NNE-SSW* sebagai konjugasi dari Sesar Sorong. Pergerakan sepanjang Sesar Sorong telah menghasilkan lipatan-lipatan dan sesar mendatar-kanan dengan kecenderungan pergerakan normal melalui Pulau Sawalati. Pergerakan ini telah mengaktifkan kembali sesar normal purba yang terbentuk akibat *rifting* pada Paleozoik Akhir-Mesozoik, seperti Sesar Cendrawasih, menjadi sesar mendatar-kanan antitetik (Satyana, 2003).

2.2.1. Evolusi Cekungan Salawati Papua

Menurut Satyana (2003) berdasarkan penelitian regional yang dilakukannya dari 1997 hingga 2000, mengenai evolusi cekungan, struktur, geokimia, paleogeografi Kais, dan sedimentologi disimpulkan bahwa Cekungan Salawati telah mengalami perubahan arah cekungan dari yang berarah selatan selama Paleozoik hingga Pliosen Awal menjadi berarah utara sejak Pliosen Akhir. **Gambar 2.3** menyimpulkan tentang evolusi cekungan dan perubahan arah cekungan. Perubahan arah ini berhubungan dengan aktifitas tektonik Sorong terhadap Cekungan Salawati.

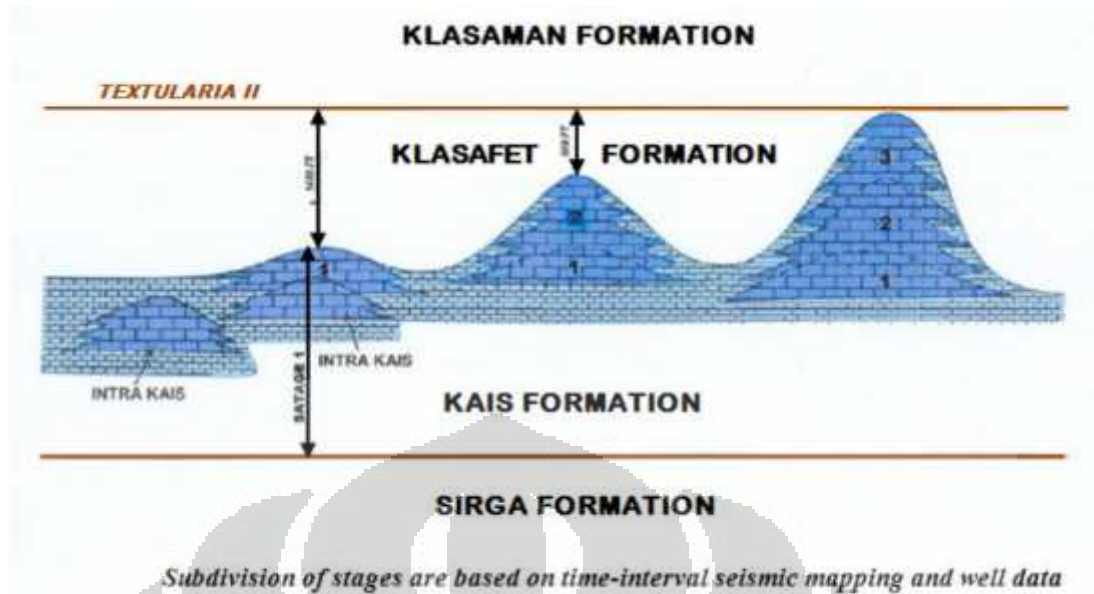
Susunan stratigrafi cekungan sebelum perubahan arah adalah Kelompok Aifam dan Kemum yang berumur Paleozoik, Tipuma dan kelompok Kembelengan yang berumur Mesozoik, dan pada Tersier Awal hingga Mio-Pliosen diendapkan Faumai, Sirga, Kais, Klasafet serta Klasaman bagian bawah. Setelah perubahan arah cekungan ini pada Mio-Pliosen sangat berpengaruh terhadap perkembangan dan evolusi paparan karbonat Kais.



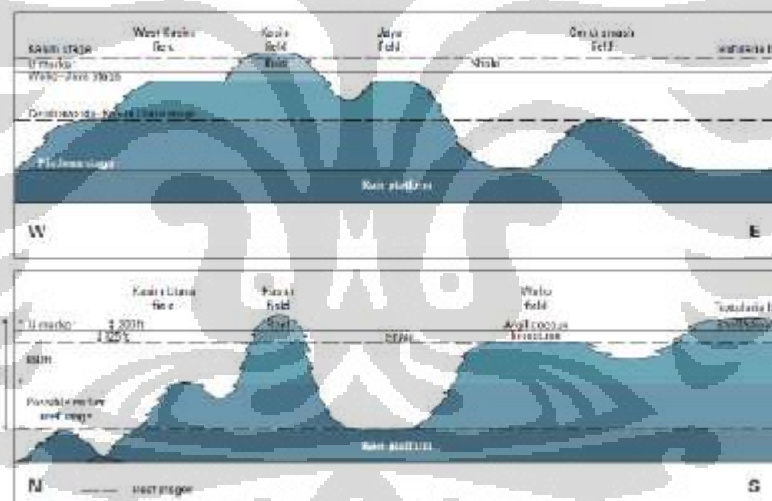
Gambar 2.3. Evolusi Cekungan Salawati bagian barat. Perubahan arah cekungan terjadi bagian barat antara Miosen dan Pliosen Awal. Bagian timur dan tengah cekungan mengalami penurunan akibat respon terhadap pengangkatan di utara dan selatan, sehingga menghasilkan daerah *lagoon* yang dalam (Satyana, 2003).

2.2.2. Evolusi dan perkembangan Tahapan Karbonat Kais

Satyana (2003) membagi perkembangan Formasi Kais menjadi 3 tahapan. Tahapan pertama meliputi paparan karbonat, *build-up* dalam paparan (intra-Kais), dan terumbu Kais dengan *relief* rendah dengan ketebalan tutupan Klasafet 1.400 kaki seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.4**. Tahapan kedua meliputi *build-up* karbonat dengan *relief* tinggi moderat dengan tebal tutupan Klasafet kira-kira 1.400-1.800 kaki. Tahapan ketiga meliputi *build-up* karbonat yang berelief tinggi dengan tebal tutupan Kalsafet kurang dari 800 kaki (**Gambar 2.5**).



Gambar 2.4. Ilustrasi perkembangan Karbonat Kais terhadap formasi-formasi di sekitarnya (Satyana, 2003).



Gambar 2.5. Ilustrasi perkembangan Karbonat Kais berdasarkan pemetaan interval seismik (Satyana, 2003).

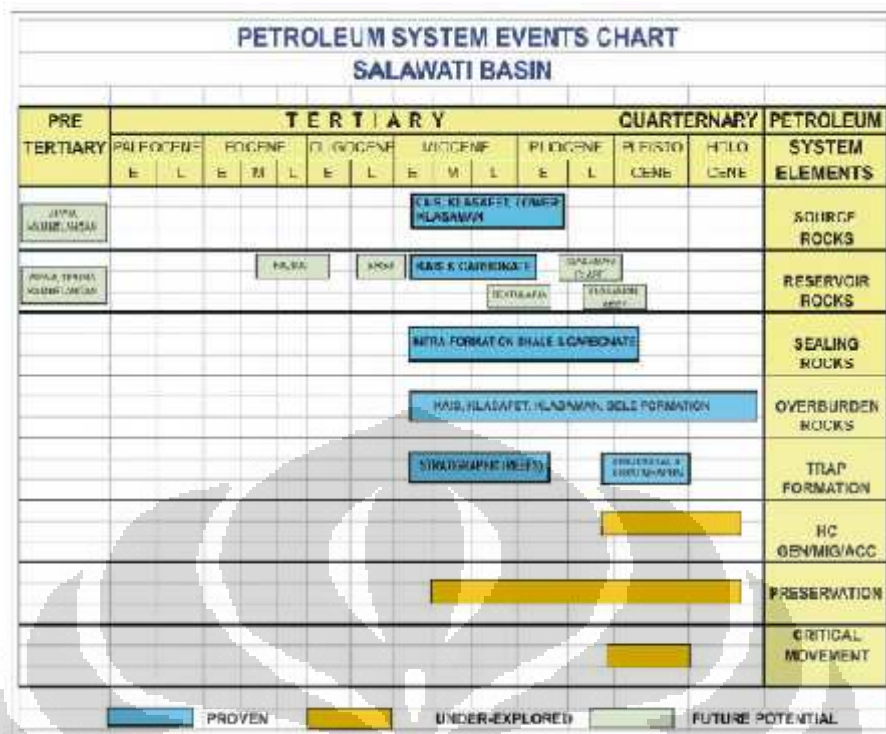
2.2.3. Fasies Karbonat Kais

Satyana (2003) melakukan identifikasi fasies karbonat Kais berdasarkan kehadiran fosil dan ukuran cangkang (mikrofasies). Sekurang-kurangnya didapatkan lima pembagian fasies yaitu *patch reef* sepanjang Tinggian Arar, lagoon mud atau *reef mound*, Terumbu sepanjang punggung Salawati, dan *patch reef* sepanjang Walio Bank.

2.3. *Petroleum System* Cekungan Salawati Papua

Beberapa syarat *petroleum system* antara lain adanya batuan induk (*source rock*), batuan reservoir (*reservoir*), migrasi (*migration*), jebakan (*trap*), batuan penutup (*seal*) dan batuan *overburden*. Selain syarat di atas, terdapat juga kriteria lain seperti temperatur, berat jenis minyak, porositas, dan permeabilitas reservoir dan parameter lainnya (Sitorus, S.L., 2008). Batuan sumber daerah Cekungan Salawati berasal dari batu lempung dan serpih Formasi Klasafet, batu gamping pada Formasi Kais dan batu lempung dan serpih pada Formasi Klasaman awal. Formasi yang diperhitungkan akan menghasilkan hidrokarbon adalah Formasi Kais.

Hidrokarbon yang terakumulasi di Formasi Kais juga selain dari Formasi Kais itu sendiri, juga berasal dari Formasi Klasafet dan Formasi Klasaman. Batuan reservoir lainnya adalah Klasafet yang berumur Miosen akhir. Jebakan hidrokarbon di Cekungan Salawati terdapat di Formasi Kais berupa kompleks terumbu karbonat dan karbonat paparan yang tersesarkan. Jebakan dalam jumlah yang lebih kecil ada di Formasi Klasafet dan Klasaman. Batuan penutup (*seal rock*) berupa serpih karbonat dari formasi Klasafet dan batu gamping kristalin Formasi Kais. Batuan yang menjadi *overburden* adalah batuan gamping (*limestone*) pada Formasi Kais, dan *clay* pada Formasi Klasafet, Klasaman dan Sele. *petroleum system* Cekungan Salawati dapat dilihat pada **Gambar 2.6** sebagai berikut :

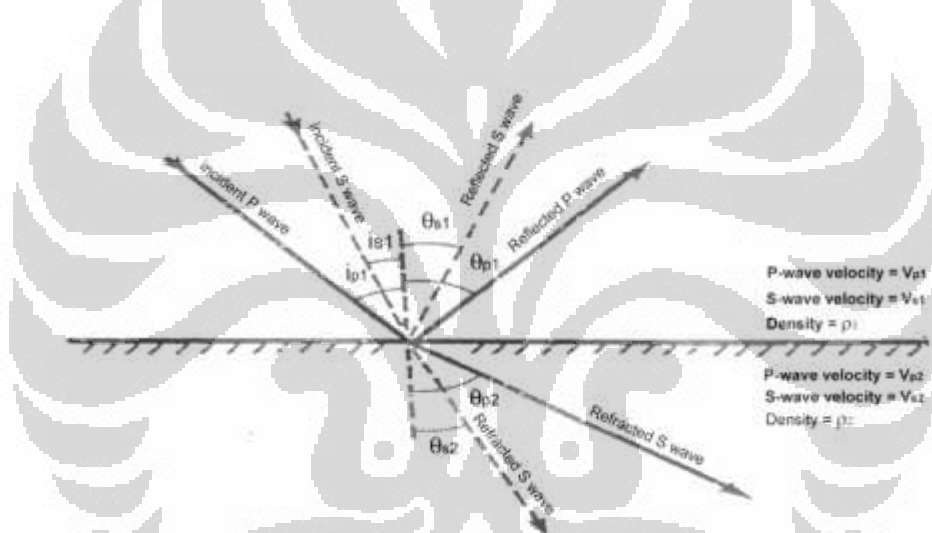


Gambar 2.6. Petroleum System Cekungan Salawati (Satyana, dkk, 2000).

BAB III TEORI DASAR

3.1 Konsep dasar Metode Seismik

Metode seismik adalah salah satu metode geofisika, metode ini berdasar pada sifat-sifat gelombang seismik. Gelombang seismik sendiri adalah gelombang akustik yang merambat dalam medium bumi. Dikarenakan medium bumi terdiri dari lapisan-lapisan batuan yang memiliki densitas dan kecepatan yang berbeda pada setiap lapisannya, maka gelombang yang melewati bidang batas antar lapisan akan terpantulkan atau terbiaskan (hukum Snell), diilustrasikan pada gambar 3.1.



Gambar 3.1. Lintasan gelombang seismik saat melewati batas antara dua medium (Sheriff, 1991)

Maka gelombang seismik yang melewati bidang batas antar medium akan memenuhi persamaan hukum Snellius :

$$\frac{\sin i}{V_1} = \frac{\sin \theta_{p1}}{V_{p1}} = \frac{\sin \theta_{s1}}{V_{s1}} = \frac{\sin \theta_{p2}}{V_{p2}} = \frac{\sin \theta_{s2}}{V_{s2}} = p \quad (3.1)$$

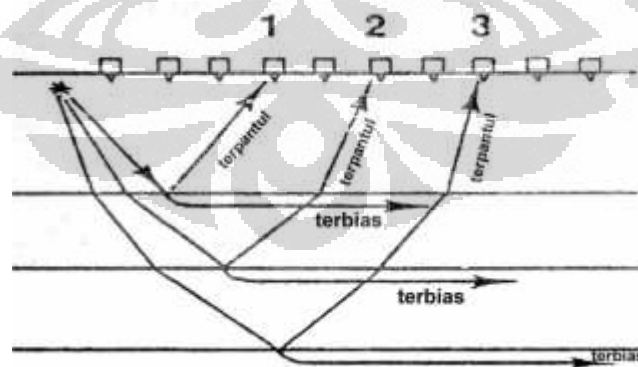
Dengan :

- i_{p1} dan i_{s1} = sudut datang gelombang P dan S
- θ_{p1} dan θ_{s1} = sudut pantul gelombang P dan S
- θ_{p2} dan θ_{s2} = sudut bias gelombang P dan S
- V_{p1} dan V_{s1} = kecepatan gelombang P dan S pada medium pertama.
- V_{p2} dan V_{s2} = kecepatan gelombang P dan S pada medium kedua.
- ρ_1 dan ρ_2 = Densitas medium 1 dan 2.

Berdasarkan sifat tersebut maka dikembangkan dua jenis metode seismik yaitu metode seismik refleksi/pantul yang berdasar pada sifat gelombang terpantul dan metode seismik refraksi/bias yang berdasar pada sifat gelombang terbiaskan. Kedua jenis metode tersebut memiliki karakteristik dan kegunaan masing-masing. Dalam eksplorasi hidrokarbon metode yang sering digunakan adalah metode seismik refleksi (pantul).

3.2. Metode Seismik Refleksi

Dalam eksplorasi hidrokarbon, metode seismik refleksi dilakukan dengan cara menggenerasikan sumber gelombang yang akan menyebabkan gelombang menjalar kebawah permukaan dan terpantul oleh bidang batas medium, akhirnya sampai ke permukaan dan diterima oleh *geofon* (gambar 3.2).



Gambar 3.2. Penjalaran gelombang seismik refleksi dari sumber ke penerima (Subiyanto dan Murhantoro, 2004)

Berdasarkan sifat gelombang pantul tersebut, metode seismik refleksi pada dasarnya menganalisa gelombang pantul dari bidang batas medium yang diterima

pada geofon. Dengan demikian dapat diketahui karakteristik perlapisan batuan bawah permukaan yang merupakan kunci utama dalam eksplorasi hidrokarbon.

Setiap medium akan mempunyai nilai impedansi akustik yang berbeda. Impedansi akustik adalah parameter yang menggambarkan kemampuan medium untuk menjalankan gelombang akustik. Nilai impedansi akustik dinyatakan dengan persamaan :

$$Z = \rho \cdot V_p \quad (3.2)$$

Dimana : $Z = \text{Acoustic Impedance}$ (Impedansi Akustik)

ρ = densitas medium

V_p = kecepatan gelombang P

Perbedaan impedansi akustik antar medium akan mempengaruhi koefisien refleksi, yaitu nilai perbandingan antara amplitudo gelombang datang dan amplitudo gelombang pantul atau disebut juga reflektifitas. Nilai koefisien refleksi dinyatakan sebagai berikut :

$$KR = \frac{(IA_2 - IA_1)}{(IA_2 + IA_1)} = \frac{(\rho_2 \cdot V_2) - (\rho_1 \cdot V_1)}{(\rho_2 \cdot V_2) + (\rho_1 \cdot V_1)} \quad (3.3)$$

Dimana :

KR = Koefisien Refleksi

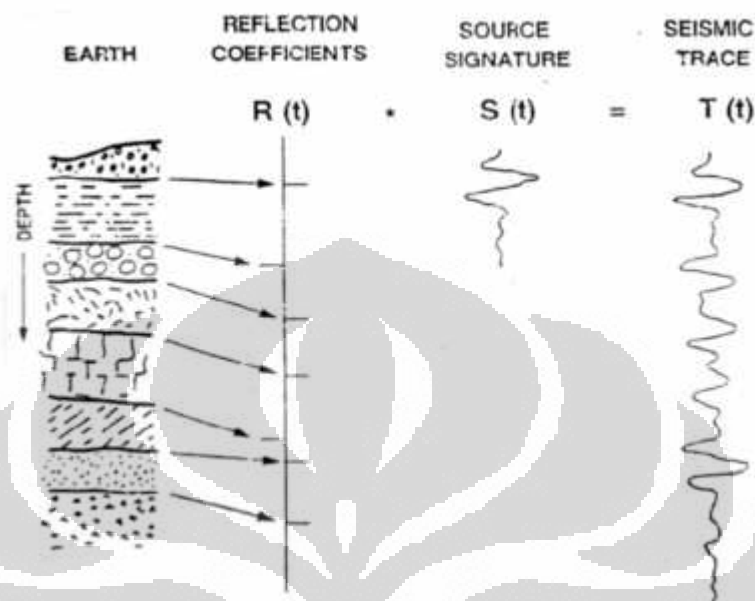
IA1 = Impedansi akustik lapisan atas

IA2 = Impedansi akustik lapisan bawah

Posisi koefisien refleksi mencerminkan posisi perlapisan geologi. Koefisien refleksi dapat bernilai positif maupun negatif tergantung pada besarnya impedansi akustik kedua medium yang bersangkutan dan nilai mutlaknya tidak lebih dari 1.

Karena dalam metode seismik menggunakan sumber energi yang digambarkan sebagai wavelet, jejak seismik diasumsikan sebagai hasil konvolusi

antara koefisien refleksi dengan wavelet sumber. Hubungan antara medium, koefisien refleksi dan jejak seismik ditunjukkan pada **gambar 3.3**.



Gambar 3.3. Penyusun jejak seismik, dengan adalah operator konvolusi (Subiyanto dan Murhantoro, 2004)

Setiap bidang batas yang menjadi bidang pantul (reflektor) akan digambarkan sebagai puncak (*peak*) atau lembah (*trough*) pada penampang seismik tergantung dari nilai koefisien refleksinya (KR). Namun ada saat dimana seismik tidak dapat memberi gambaran secara jelas pada saat memisahkan even satu dengan even yang lain. Keadaan tersebut terjadi saat jarak antara dua even tersebut dibawah resolusi seismik.

3.2.1 Resolusi Seismik

Resolusi seismik adalah kemampuan seismik untuk memisahkan dua even yang berdekatan. Resolusi seismik dibedakan menjadi dua, yaitu resolusi vertikal dan resolusi horisontal.

a. Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan atau membedakan dua buah reflektor secara vertikal. Resolusi vertikal sangat tergantung pada ketebalan dan panjang

gelombang. Dua refleksi akan terpisah dengan baik jika ketebalan lapisan sama atau lebih besar dari seperempat panjang gelombang (*tuning thickness*). Saat ketebalan lapisan kurang dari seperempat panjang gelombang, maka dua refleksi akan menumpuk (*overlap*) dan terjadi interferensi. Panjang gelombang λ dapat dituliskan dalam persamaan :

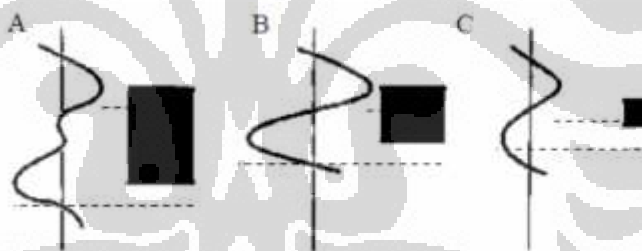
$$\lambda = \frac{V}{f} \quad (3.4)$$

Dengan, λ = panjang gelombang seismik (m)

V = kecepatan (m/s)

f = frekuensi (Hz)

dilihat pada gambar 3.4. Pada gambar 3.4(c). terlihat bahwa batas antar lapisan tidak dapat lagi diinterpretasikan dari data seismik, sedang pada gambar 3.4(a) batas lapisan dapat dipetakan secara maksimal oleh seismik.



Gambar 3.4. Efek interferensi, (a) ketebalan lapisan $>$ *tuning thickness*, (b) ketebalan lapisan = *tuning thickness*, (c) ketebalan lapisan $<$ *tuning thickness* (Kartika, dkk., 2003)

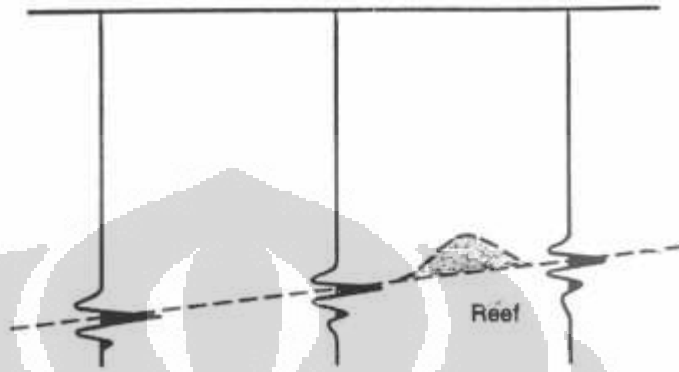
b. Resolusi Horisontal

Resolusi horisontal berhubungan dengan pemisahan kenampakan-kenampakan di sepanjang refleksi seismik yang diukur secara lateral. Ada tiga faktor utama yang mempengaruhi resolusi horisontal menurut Anstey (1986) dalam Swastikarani (2005), yaitu :

a) Kerapatan interval jejak pada penampang seismic.

Jika interval terlalu besar, maka kenampakan-kenampakan kecil (*reef*, lensa, sesar, *channel*) yang menarik akan hilang atau tidak

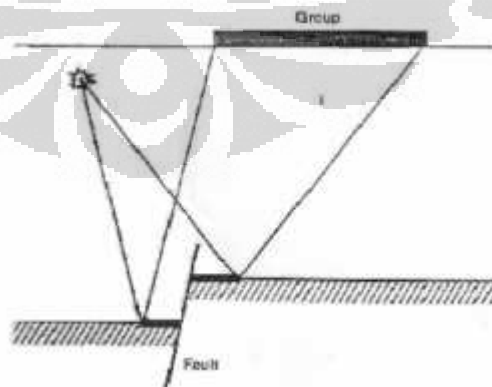
terlihat seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.5**. Jadi untuk mendapatkan target yang kecil, interval jejak seismiknya harus disesuaikan.



Gambar 3.5. Target yang tidak terlihat karena interval jejak yang terlalu besar (Anstey, 1986 dalam Swastikarani, 2005)

b) Panjang bentangan.

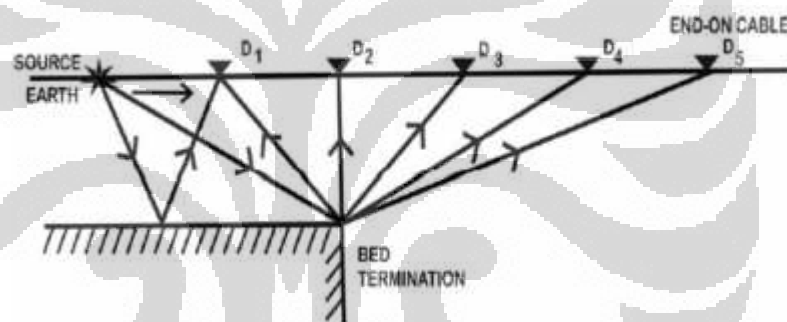
Pengambilan panjang bentangan sebaiknya proporsional dengan luas area survey karena dapat mempengaruhi perubahan kenampakan lateral pada reflektor, hal ini ditunjukkan pada **gambar 3.6**. Kenampakan struktur sesar menjadi samar karena perubahan amplitudo yang sebenarnya sepanjang reflektor menjadi tereduksi, sehingga batas-batas suatu *channel* maupun *reef* menjadi tidak jelas.



Gambar 3.6. Bentangan yang terlalu panjang akan menyamarkan indikasi perubahan lateral (Anstey, 1986 dalam Swastikarani, 2005)

c) Difraksi

Difraksi dapat timbul akibat perubahan yang tiba-tiba dari bidang reflektor, misalnya sesar, intrusi, dan karst. Bidang kontak yang berubah tiba-tiba akan menghamburkan energi ke seluruh arah dan terekam dalam jejak seismik yang berbentuk hiperbolik dengan sumber difraksi sebagai puncaknya (*apex*). Meskipun penyederhanaan sering dilakukan dengan mengasumsikan bahwa gelombang seismik pantul berasal dari satu titik, tetapi sebenarnya refleksi tersebut dapat berasal dari daerah di mana terjadi interaksi antara muka gelombang dan bidang reflektor. Efek difraksi biasanya dihilangkan dengan teknik migrasi. Ilustrasi terjadinya difraksi pada sebuah sesar ditunjukkan pada **gambar 3.7**.



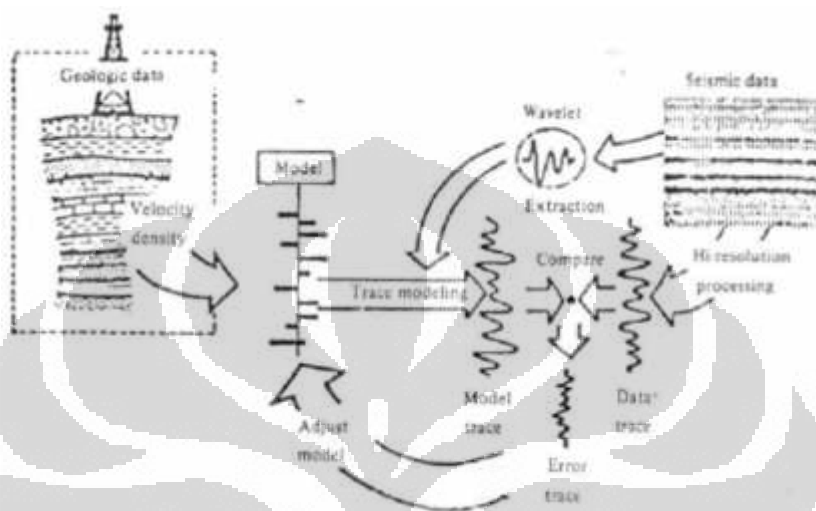
Gambar 3.7. Ilustrasi terjadinya difraksi (Subiyanto dan Murhantoro, 2004).

3.2.2 Seismogram Sintetik

Dalam penerapannya, metode seismik selalu didukung oleh data sumur. Hal ini dimaksudkan untuk mengontrol interpretasi seismik dengan data sebenarnya yang diperoleh dari data sumur. Pada dasarnya data sumur adalah data parameter-parameter fisis batuan yang diukur dalam fungsi kedalaman pada sebuah sumur. Data sumur dapat dipercaya kebenarannya karena diukur langsung. Jenis data yang sering digunakan diantaranya data densitas, data kecepatan, data potensial diri dan lain-lain.

Dari data densitas dan data kecepatan pada sumur dapat diketahui nilai impedansi akustik dan nilai koefisien refleksi, sehingga dapat diketahui juga deret koefisien refleksi pada sumur tersebut. Dengan mengkonvolusikan wavelet yang

tepat, diharapkan bisa didapatkan jejak sintetik yang sama dengan jejak yang terekam pada seismik. Seismogram sintetik adalah jejak seismik buatan hasil konvolusi antara reflektifitas dengan yang diperoleh dari data sumur dengan wavelet tertentu (**gambar 3.8**).



Gambar 3.8. Konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* menghasilkan seismogram sintetik (Sheriff, 1991)

Setelah mendapat seismogram sintetik, langkah selanjutnya adalah pengikatan antara data sumur yang dalam hal ini adalah seismogram sintetik dengan jejak seismik. Hal ini dimaksudkan untuk mengetahui even-even yang terlihat pada data sumur agar bisa diketahui kenampakannya di jejak seismik sehingga memudahkan interpretasi.

3.2.3 Efek Interferensi

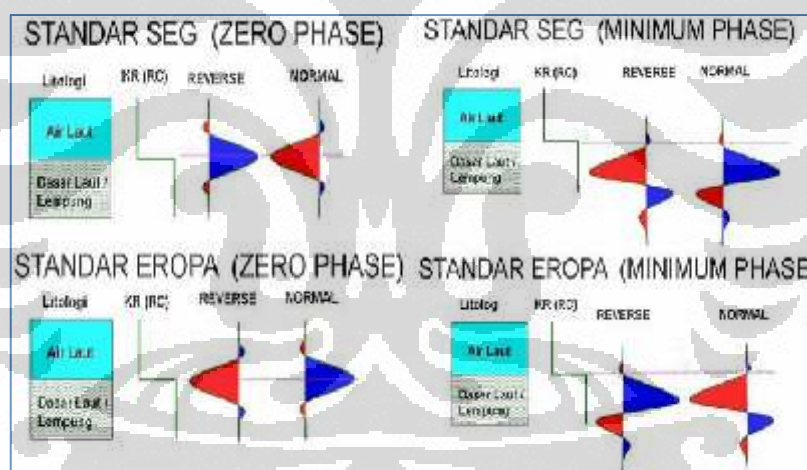
Refleksi gelombang seismik akan timbul setiap terjadi perubahan nilai IA. Meskipun begitu perubahan nilai IA yang cukup signifikan untuk dapat menghasilkan refleksi akan tergantung pada sensitivitas alat perekam dan pemrosesan datanya. Salah satu masalah utama metode seismik refleksi adalah timbulnya interferensi respon seismik dari batas IA yang sangat rapat. Idealnya pulsa gelombang akan berupa *spike* dan akan mengakibatkan refleksi *spike* juga, tapi dalam prakteknya pulsa input akan terdiri atas satu atau dua *peak* dan satu-dua *trough* yang berdurasi sekitar 20-100 ms. Kenyataan bahwa wavelet sering

terdiri atas beberapa siklus gelombang bukannya *spike* menunjukkan bahwa sebuah reflektor tunggal dapat menghasilkan sebuah refleksi yang terdiri atas refleksi primer yang diikuti oleh satu atau lebih *half-cycle*.

3.2.4 Polaritas

Polaritas adalah penggambaran suatu bentuk koefisien refleksi pada gelombang seismik yang bernilai positif maupun negatif. Pemahaman mengenai polaritas ini adalah penting untuk menganalisis anomali amplitudo pada penampang seismik yang berhubungan dengan hidrokarbon terutama gas. SEG mendefinisikan polaritas normal sebagai:

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



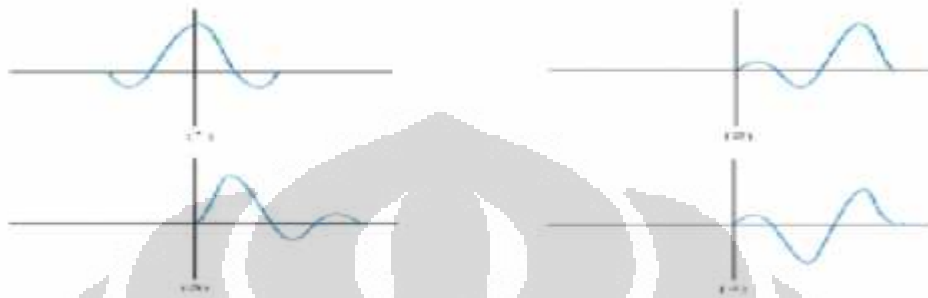
Gambar 3.9. Konvensi polaritas gelombang seismik menurut SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) dan standar Eropa (ensiklopediseismik.blogspot.com).

Oleh karenanya dengan menggunakan konvensi ini, maka pada penampang seismik yang menggunakan konvensi SEG akan didapatkan:

1. Pada bidang batas refleksi dimana $IA_2 > IA_1$ akan berupa *trough*.
2. Pada bidang batas refleksi dimana $IA_2 < IA_1$ akan berupa *peak*.

3.2.5 Wavelet

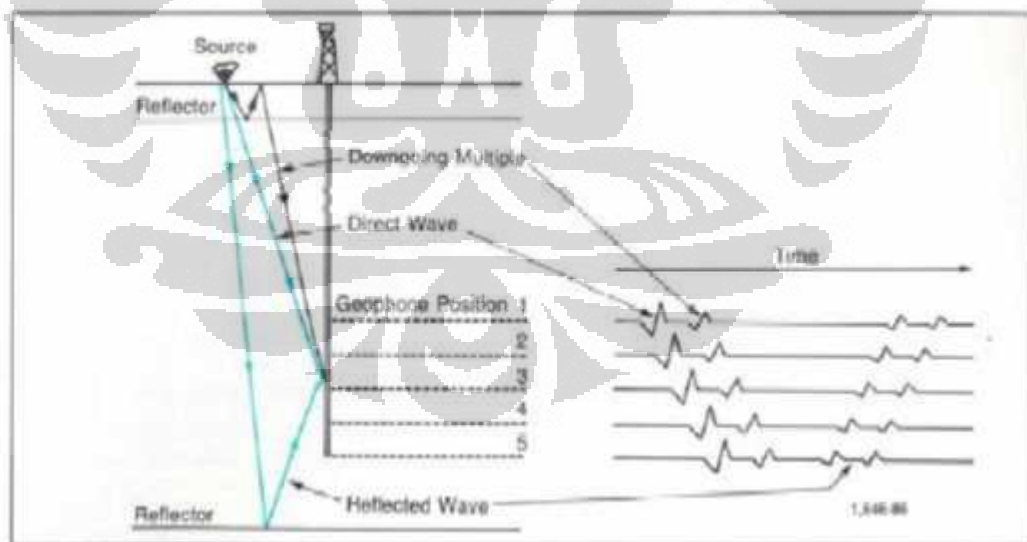
Wavelet adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.10**.



Gambar 3.10. Jenis-jenis wavelet (1) *Zero Phase Wavelet*, (2) *Maximum Phase Wavelet*, (3) *Minimum Phase Wavelet*, (4) *Mixed Phase Wavelet* (Sukmono, 1999)

3.2.6 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 3.11**.



Gambar 3.11. Survei *Checkshot*

Survei ini memiliki kesamaan dengan akuisisi data seismik pada umumnya namun posisi geofon diletakkan sepanjang sumur bor, atau dikenal dengan survey *Vertical Seismik Profilling (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.

3.3. Metode Seismik Refleksi Dalam Eksplorasi Hidrokarbon

Dalam eksplorasi hidrokarbon, metode seismik terdiri atas tiga tahap, yaitu akuisisi, pemrosesan data dan interpretasi data. Pada tahap akuisisi data atau pengumpulan data dilakukan survei seismik untuk mendapatkan data seismik pada suatu daerah yang menurut informasi geologi mempunyai kemungkinan besar mengandung cadangan hidrokarbon. Parameter-parameter pengambilan data disesuaikan dengan target agar hasilnya maksimal.

Pada Tahap pengolahan, data seismik yang didapatkan pada tahap akuisisi selanjutnya diolah agar menjadi data yang siap diinterpretasi pada tahap selanjutnya. Pada dasarnya tahap ini dimaksudkan untuk meningkatkan kualitas data dan menghilangkan semua gangguan yang ada. Keluaran dari tahap ini adalah data seismik yang sudah termigrasi.

Tahap interpretasi bertujuan untuk menerjemahkan data seismik ke dalam pengertian geologi. Pada tahap ini keluaran dari tahap pengolahan dapat langsung diinterpretasikan maupun diolah secara lanjut untuk memudahkan penginterpretasian yang sering disebut dengan *advance processing*. Metode yang sering digunakan pada *advance processing* adalah metode atribut seismik dan inversi.

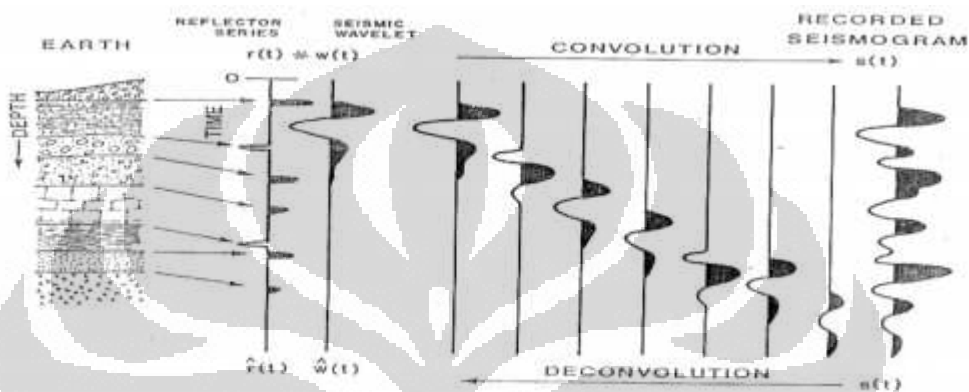
3.4 Metode Inversi Akustik Impedansi

Impedansi akustik (perkalian antara percepatan dan densitas) adalah salah satu metoda yang sangat penting di dalam melakukan karakterisasi reservoir. Inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh atau dengan kata lain merupakan suatu proses konversi dari data seismik menjadi data Impedansi Akustik.

Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kedalaman, tekanan dan temperatur. Hal tersebut menyebabkan impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi. Data seismik

impedansi akustik dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo.

Hasil akhir dari inversi seismik adalah impedansi. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa inversi seismik merupakan suatu usaha untuk merubah data seismik yang semula merupakan amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi impedansi akustik sebagai fungsi waktu, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 3.12**.



Gambar 3.12. Skema proses konvolusi dan dekonvolusi

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

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

Apabila data seismik konvensional melihat batuan di bawah permukaan sebagai batas antar lapisan batuan, maka data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Oleh karena itu, data impedansi akustik lebih mendekati gambaran nyata lapisan di bawah permukaan sehingga menjadi lebih mudah untuk dimengerti. Data impedansi akustik hasil impedansi ini mampu memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai penyebaran batuan baik secara vertikal maupun secara lateral.

Terdapat beberapa metode dalam melakukan inversi seismik, yaitu:

1. Metode Inversi *Recursive*

Metode *recursive* sering disebut juga *band limited inversion*. Metode ini mengabaikan efek dari wavelet dan memperlakukan tras seismik koefisien yang telah difilter oleh *zero phase wavelet*.

2. Metode Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse Spike* adalah metode inversi dengan mengekstrapolasi spektrum frekuensi di luar batas filter untuk menghindari hilangnya frekuensi rendah. Metode *Sparse Spike* ini mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari spike-spike besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background*. Parameter yang menjadi masukan tambahan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap trace seismik dan *threshold* pendeteksian seismik. Metode *Sparse Spike* mengasumsikan bentuk tertentu reflektivitas serta memperkirakan wavelet dari asumsi model tersebut. Teknik yang dilakukan dalam metode *Sparse Spike* meliputi:

- a. Inversi dan dekonvolusi norma L-1 (*Linear Programming*)
- b. Inversi dan dekonvolusi *Maksimum Likelihood*
- c. Dekonvolusi Entropi Minimum (MED)

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

3. Metode Inversi *Model Based*

Metode ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang telah dibuat dari hasil konvolusi reflektivitas (model geologi) dengan wavelet tertentu dengan data seismik riil. Penerapan metode ini dimulai dengan asumsi awal yang diperbaiki secara iteratif. Metode ini dapat dilakukan dengan anggapan tras seismik dan wavelet diketahui, *noise* tidak berkorelasi dan acak.

3.5. Fisika Batuan

Sifat fisika batuan dapat digunakan untuk menggambarkan kondisi batuan suatu reservoir. Sifat fisis ini akan menentukan bagaimana kelakuan penjalaran gelombang di dalam batuan. Sifat fisis batuan tersebut diantaranya kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S dan densitas yang besarnya ditentukan oleh tipe matrik, porositas dan fluida pengisi pori. Penjalaran gelombang seismik pada material porous yang terisi fluida mempunyai perilaku yang kompleks, untuk mempelajari hal ini, Gassman (1951) menggunakan teori elastik untuk memprediksi hubungan antara variasi parameter-parameter batuan, dan Biot (1956) menggunakan teori penjalaran gelombang melalui media terisi fluida (fluid filled medium) dan Greestma dan Smith (1961) menurunkan persamaan-persamaan Biot-Gassman yang berhubungan dengan pengaruh kompresibilitas bulk batuan.

3.5.1. Densitas

Densitas merupakan properti fisika yang berubah secara signifikan pada berbagai jenis batuan yang memiliki perbedaan dalam mineralogi dan porositas. Dengan mengetahui distribusi densitas batuan bawah permukaan, maka banyak informasi mengenai geologi bawah permukaan yang dapat dipelajari. Densitas didefinisikan sebagai hasil bagi massa (m) dengan volume (vol) material:

$$\rho = m/vol \quad (3.5)$$

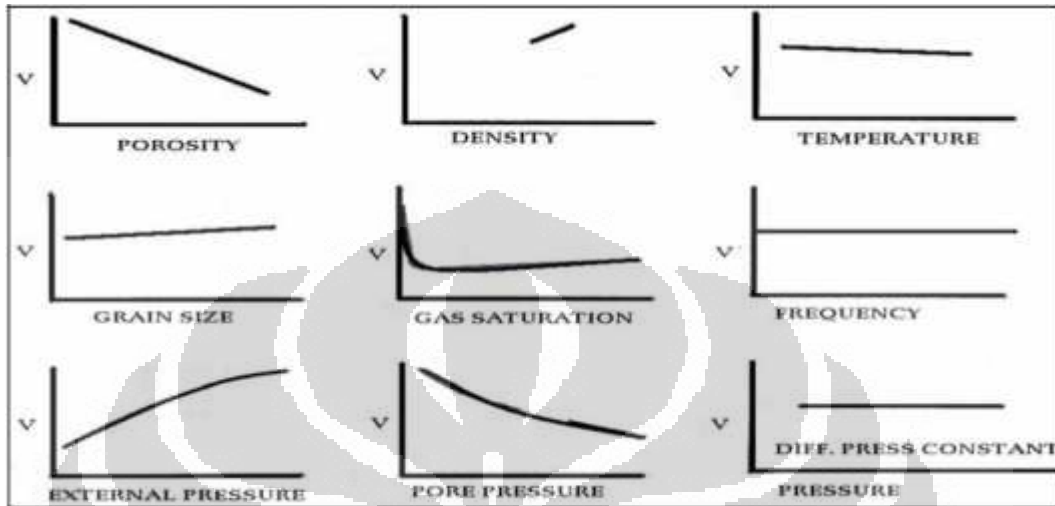
dengan satuan densitas adalah $kg \cdot m^{-3}$.

Besarnya densitas batuan suatu material dipengaruhi oleh :

- Jenis dan jumlah mineral serta persentasenya.
- Porositas batuan.
- Fluida pengisi rongga.

3.5.2. Kecepatan

Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik yang berperan penting dalam interpretasi data seismik, yaitu kecepatan gelombang P (gelombang kompresi) dan gelombang S (gelombang shear).



Gambar 3.13. Pengaruh beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Hilterman, 1997).

Hubungan antara kecepatan gelombang seismik dan litologi dapat dilihat pada **Gambar 3.13** dan **Gambar 3.14**. Kecepatan gelombang P dapat diterangkan sebagai fungsi dari sifat elastik:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 4/3\mu}{\rho}} \quad (3.6)$$

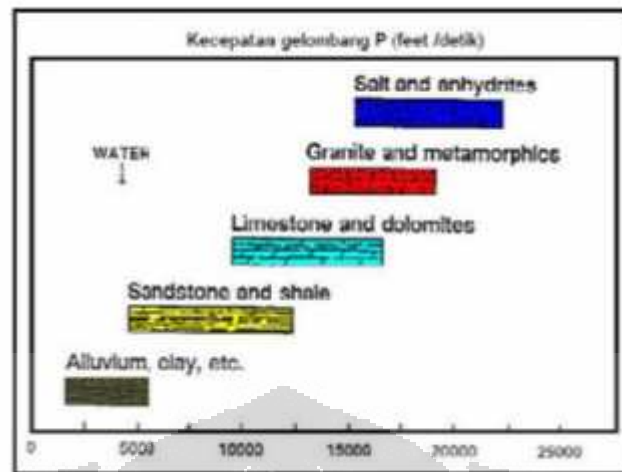
dengan

V_p = kecepatan gelombang P

K = modulus bulk

μ = modulus geser

ρ = densitas



Gambar 3.14. Hubungan antara kecepatan gelombang seismic dengan litologi (Abdullah, 2007a)

3.5.3 Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian rongga-rongga dalam batuan saling berhubungan dan biasanya lebih kecil dari rongga pori-pori total. Ada 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif.

Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut :

$$\text{Porositas absolut } (\phi) = \frac{(\text{Volume pori - pori total})}{(\text{Volume total batuan})} \times 100\% \quad (3.7)$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai :

$$\text{Porositas efektif } (\phi_e) = \frac{(\text{Volume pori - pori berhubungan})}{(\text{Volume total batuan})} \times 100\% \quad (3.8)$$

Pada dasarnya perbedaan dari kedua jenis porositas tersebut hanyalah untuk mempermudah dalam pengidentifikasi jenis porositas. Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir adalah seperti yang terlihat pada **Tabel 3.1**.

Tabel 3.1.

Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1978).

Harga 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>)

Nilai porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data log sumur, yaitu dari data log densitas, log neutron, dan log kecepatan. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya. Faktor-faktor utama yang mempengaruhi nilai porositas adalah:

- a) Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi).
- b) Proses diagenesa dan kandungan semen.
- c) Kedalaman dan tekanan.

BAB IV

DATA dan PENGOLAHAN DATA

4.1. Data

Data-data utama yang digunakan dalam penelitian menggunakan metode inversi seismik *AI* pada lapangan “Y” di Formasi Kais, Cekungan Salawati Papua ini antara lain data seismik post-stack 3D, data sumur yang memuat beberapa informasi sifat fisis batuan. Selain itu, juga digunakan data pendukung untuk kedua data tersebut di atas antara lain data informasi geologi dan stratigrafi, peta dasar (*base map*), data *checkshot* dan data *marker*. Semua data tersebut saling terintegrasi dan saling mendukung satu sama lain dalam menghasilkan analisa dan interpretasi yang baik.

4.1.1. Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 3D yang telah termigrasi atau post-stack 3D (telah melalui pengolahan data awal meliputi *demultiplex*, *labeling*, *editing*, *muting*, *NMO correction*, *velocity analysis*, *refraction static* dan pengolahan akhir seperti *stacking*, *dekonvolusi* dan migrasi). Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 4.2**. Informasi penting yang terdapat pada data seismik yang digunakan dalam penelitian ini meliputi :

- *Sampling rate* : 2 ms
- Polaritas : polaritas normal
- Fasa : fasa minimum (*minimum phase*)
- *Inline* : 9-146
- *Crossline* : 537-661

4.1.2. Data Sumur

Penelitian pada Lapangan “Y” ini memiliki 2 buah sumur yang masing-masing bernama Dota_4 dan Dota_5. Data log yang tersedia pada sumur-sumur tersebut yaitu *Gamma Ray (GR)*, Porositas Efektif, *Sonic (P-wave)*, dan Densitas (RHOB). Selain log-log tersebut, pada penelitian ini juga digunakan log turunan

yaitu log *P-impedance* atau log *AI* yang didapatkan dari hasil perkalian antara log *sonic* dengan log *density* seperti pada **Gambar 4.3**.

Data Checkshot

Data *checkshot* yang diperoleh dari survei lapangan berisi informasi tentang kedalaman dan waktu. Pada survei lubang bor, kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang dipermukaan dan *receiver* berada di sepanjang lubang bor (sumur). Data *checkshot* menghubungkan antara data waktu dari seismik dengan data kedalaman dari sumur sehingga akan menghasilkan *time depth curve* yang digunakan untuk mengkalibrasi kedalaman seismik dalam *time* (*milli second* atau *second*) menjadi kedalaman dalam *depth* (kaki atau meter) atau sebaliknya, yang akan digunakan untuk pengikatan data seismik dan data sumur (*well seismic tie*).

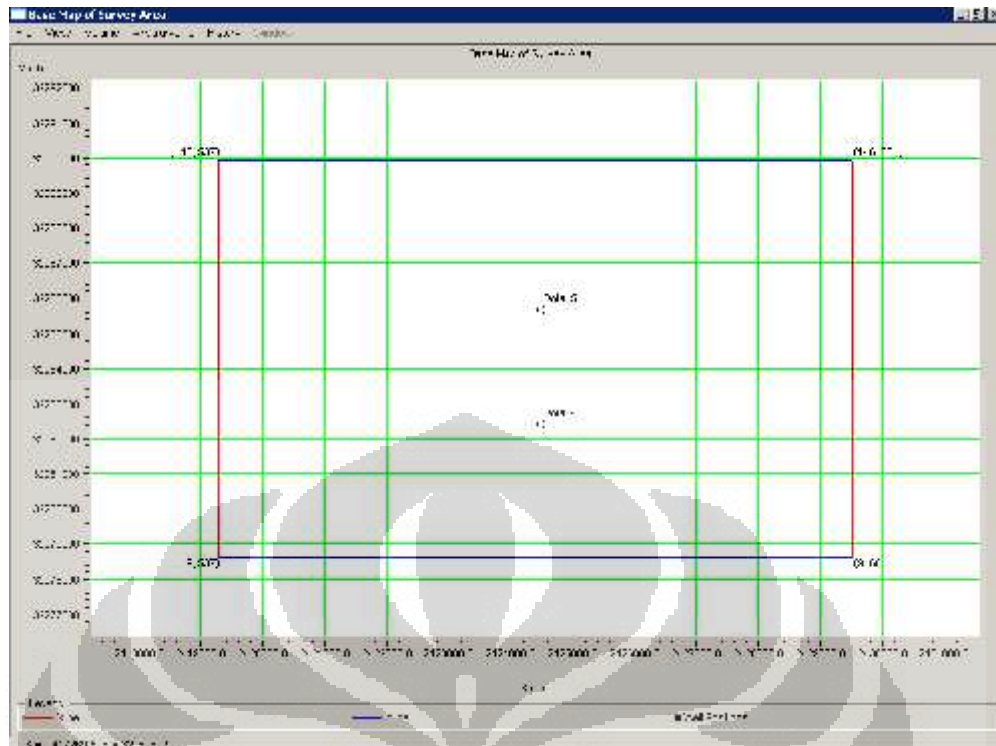
Data *checkshot* yang tersedia pada penelitian ini sebanyak dua buah yaitu *checkshot* Dota_4 dan *checkshot* Dota_5.

Data Marker

Data marker diperoleh dari analisa geologi berupa *sampel cutting* dari lubang bor dan evaluasi petrofisika yang terdapat pada sumur (lubang bor). Data *marker* berfungsi sebagai penunjuk atau pembatas antar suatu formasi dengan formasi lain yang akan digunakan pada saat melakukan pengikatan data seismik. Data *marker* yang terdapat pada area penelitian ini adalah *Top_Kais*, *Top_Reef*, *Top main-zone* dan *Top_lower-zone* seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 4.3**.

4.1.3. Peta Dasar (*Base Map*)

Peta dasar (*Base Map*) seismik menggambarkan grid posisi *inline* dan *crossline* lintasan-lintasan area survei seismik 3D. Peta dasar ini digunakan untuk mengetahui arah dan letak perpotongan lintasan seismik dan posisi sumur yang terdapat pada daerah penelitian, selain itu peta dasar juga digunakan untuk mengetahui luasan daerah penelitian. Peta dasar yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada **Gambar 4.1** di bawah ini.



Gambar 4.1. Peta dasar Lapangan “Y”.

4.1.4. Data Geologi

Data geologi regional meliputi informasi geologi secara regional, meliputi informasi-informasi berupa proses tektonik (*tectonic setting*), stratigrafi dari formasi-formasi yang terdapat di Cekungan Salawati. Informasi geologi (regional) dan stratigrafi, serta informasi tektonik memberikan tinjauan umum terhadap sejarah pembentukan cekungan akibat proses-proses alam (tektonik). Proses tektonik ini menyebabkan deformasi seperti sesar, antiklin, subduksi, dan cekungan. Adapun informasi stratigrafi memberikan uraian mengenai perlapisan formasi, proses dan bentuk pengendapan, material penyusun suatu formasi. Informasi geologi dan stratigrafi ini sangat membantu dalam melakukan interpretasi dan analisa.

4.2. Pengolahan Data

Pengolahan data yang dilakukan dalam penelitian menggunakan inversi seismik impedansi akustik dan pemodelan hasil inversi tersebut yang bertujuan mengkarakterisasi reservoir pada lapangan “Y” Formasi Kais, Cekungan Salawati

ini dilakukan menggunakan perangkat lunak (software) paket Humpson– Russell versi CE8/R4.2 yang terdiri dari :

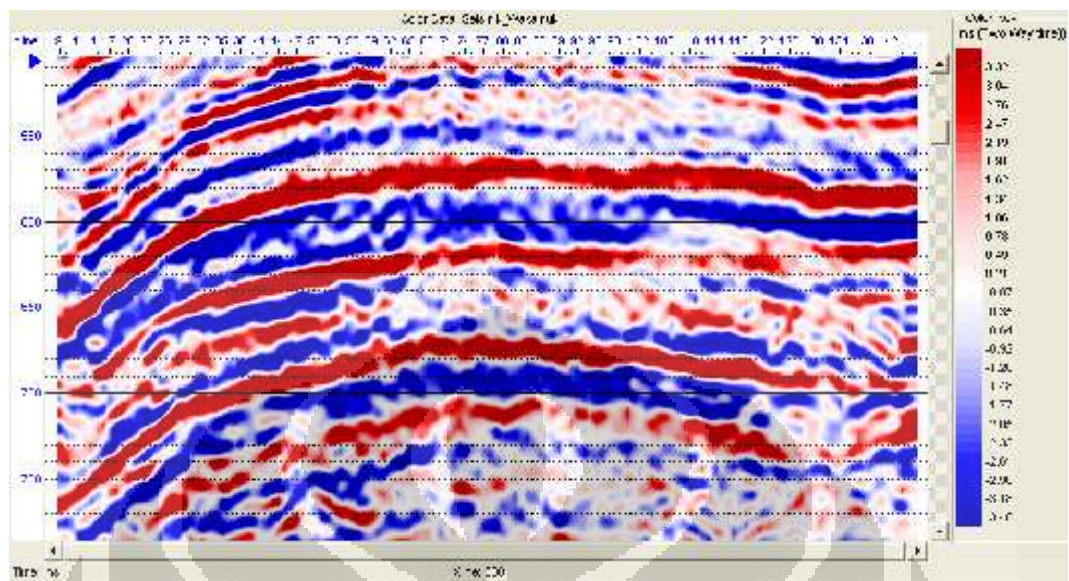
1. Geoview digunakan sebagai data base yang berguna untuk menyimpan data sumur hasil olahan, baik berupa loading data sumur, satuan data sumur, dan marker sumur.
2. *Elog* digunakan untuk pengolahan data sumur (data log), yang dapat berupa crossplot, konversi dari waktu ke kedalaman (*time to depth conversion*), *ekstraksi wavelet*, dan *well seismic tie*.
3. *Strata* digunakan untuk melakukan inversi seismik.
4. *Microsoft office* digunakan untuk pembuatan laporan dan *editing*.

4.2.1. Pemeriksaan dan Editing Data Log

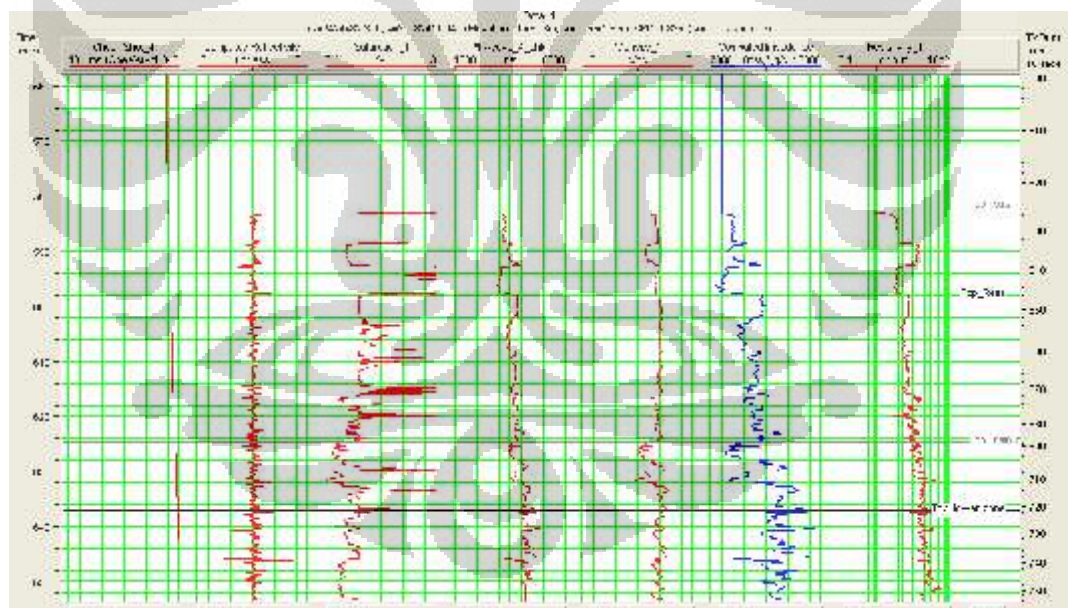
Data-data sumur yang tersedia pada area penelitian ini sebelum diolah harus dipilah dan diperiksa terlebih dahulu. Dalam proses ini, yang dilakukan adalah dengan memeriksa nilai serta satuan masing-masing log pada tiap sumur, penentuan *Kelly Bushing*, dan koordinat sumur. Pemeriksaan dan *editing* data log ini penting untuk dilakukan sebelum melakukan *loading* data terkhusus pada penentuan satuan dan geometri (navigasi) data log.

4.2.2. Loading Data

Loading data merupakan proses memasukkan data yang tersedia sebelum dilakukan pengolahan lebih lanjut. Dalam loading data ini, proses yang dilakukan adalah memasukkan data seismik 3D (seismic cube), data log sumur ke dalam data base dengan menggunakan Geoview, dan juga termasuk memasukkan data marker ke dalam data log. Hasil proses loading data seismik 3D tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.2**, sedangkan untuk hasil dari proses loading data log dan marker dapat dilihat pada **Gambar 4.3** berikut :



Gambar 4.2. Penampang data seismic 3D x-line 600 pada lapangan “Y”



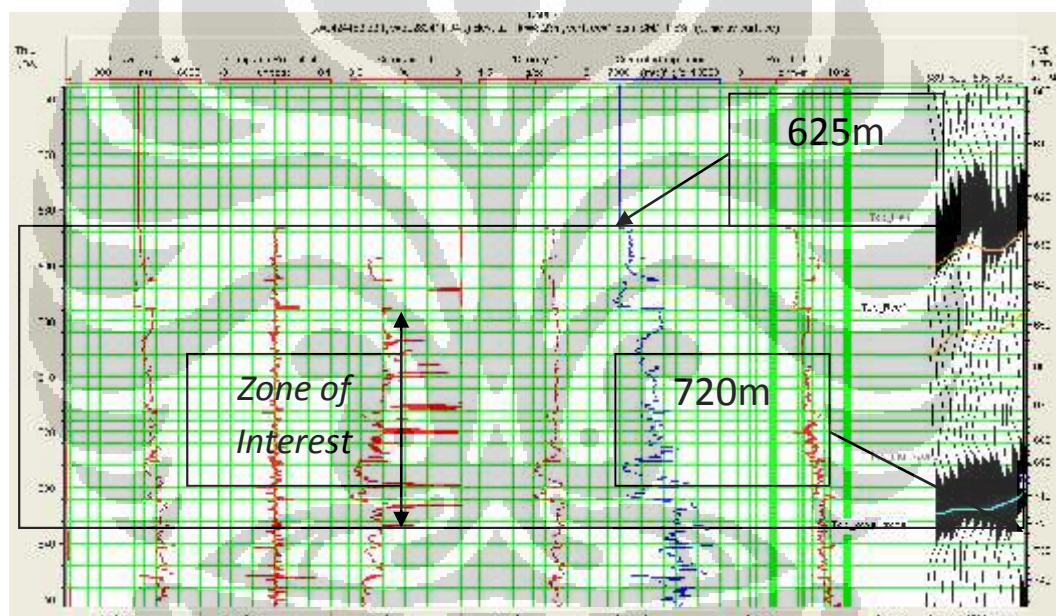
Gambar 4.3. Data log yang terdapat pada sumur Dota_4

4.2.3. Penentuan Daerah Prospek (*Zone of interest*)

Langkah awal yang harus dilakukan sebelum melakukan inversi seismik adalah mencari dan menentukan daerah prospek (*zone of interest*) yang terdapat pada area penelitian ini. Berdasarkan informasi dan publikasi serta penelitian terdahulu,

diketahui bahwa *zone of interest* pada area penelitian ini adalah Lapangan “Y” Formasi Kais Cekungan Salawati Papua.

Berdasarkan data lubang bor dan informasi geologi maka daerah prospek atau *zone of interest* terletak pada kedalaman sekitar (625-720) meter dari permukaan. *Zone of interest* tersebut terletak di sekitar *Top_Kais* (di bawah horison *Top_Kais*) dan sekitar bagian atas horison *Top_Lower-Reef* seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 4.4**. Penentuan daerah prospek dilakukan secara kualitatif dengan menganalisa respon log yang ada pada area penelitian. Respon log yang menunjukkan daerah prospek adalah respon log yang memiliki nilai porositas tinggi berdasarkan Log Porositas Efektif, untuk Log Densitas (RHOB) akan memiliki nilai densitas yang rendah.



Gambar 4.4. Daerah prospek pada Lapangan “Y” di Formasi Kais Cekungan Salawati pada data sumur yang melewati Sumur Dota_4

4.2.4. Uji Kelayakan

Tahapan kerja ini biasa juga disebut dengan uji kelayakan atau *feasibility test*. Proses ini memiliki arti bahwa sebelum melakukan proses inversi, data yang tersedia harus diperiksa terlebih dahulu untuk memperkirakan apakah hasil inversi mampu menggambarkan atau memisahkan karakter tertentu (misalnya: porositas) dari suatu reservoir atau tidak. Analisa ini dilakukan dengan membuat crossplot antara log impedansi akustik (*Log P-Impedance*) dengan Log Porositas Efektif.

Hasil crossplot tersebut akan memperlihatkan bagaimana hubungan antara impedansi akustik dengan nilai porositas reservoir pada daerah tersebut. Apabila *crossplot* tersebut mampu memisahkan atau membedakan litologi atau sebuah karakter tertentu pada reservoir tersebut, maka dapat diambil kesimpulan awal bahwa hasil inversi seismik mampu mengkarakterisasikan reservoir tersebut.

4.2.5. Pembuatan Seismogram Sintetik

Informasi geologi bawah permukaan (litologi, densitas, porositas serta sifat-sifat fisis lainnya) yang lengkap dan komprehensif hanya diperoleh dari data sumur, sehingga untuk mendapatkan informasi geologi tersebut dari data seismik maka dilakukan pengkorelasian data sumur terhadap data seismik. Pengkorelasian ini disebut pengikatan data seismik terhadap sumur (*well seismic tie*) yang dilakukan dengan membuat seismogram sintetik (Sumirah, 2007). Tahapan yang dilakukan untuk mendapatkan seismogram sintetik adalah sebagai berikut :

Pembuatan Log Impedansi Akustik (P-Impedance)

Log impedansi akustik adalah nilai impedansi pada lokasi sumur. log ini merupakan log turunan yang diperoleh dari hasil perkalian antara Log Densitas dengan Log Sonic (*P-wave* atau V_p).

Konversi Data Log ke Domain Waktu

Dalam pembuatan seismogram sintetik, data log yang terekam dalam domain kedalaman (*depth*) dikonversi ke kedalam domain waktu (TWT) menggunakan data *checkshot* atau *tabel time depth* dari tiap-tiap sumur. Hal ini dilakukan karena data log yang terukur di lapangan terekam dalam domain *depth* (kaki atau meter), sedangkan seismogram sintetik yang akan digunakan untuk mengikat data seismik harus dibuat dalam domain waktu.

Penentuan Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi bumi diperoleh dari penurunan nilai impedansi akustik yang telah dikonversi ke domain waktu dari tahapan sebelumnya pada tiap-tiap sumur.

Ekstraksi *Wavelet*

Wavelet seismik yang digunakan untuk membuat seismogram sintetik diasumsikan sama dengan *wavelet* dari data seismik, sedangkan pada kenyataannya *wavelet* tersebut mengalami perubahan, sehingga untuk mengatasi hal tersebut, maka proses pembuatan *wavelet* yang digunakan dalam menghasilkan seismogram sintetik dan proses inversi hanya dilakukan dengan berorientasi pada daerah target. Dengan asumsi bahwa *wavelet* yang diekstrak pada daerah target adalah sama dengan *wavelet* pada data seismik.

Ekstraksi *wavelet* pada penelitian ini dilakukan secara deterministik dan statistik pada masing-masing sumur. Pada penelitian ini, *wavelet* yang dipilih dan yang akan digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik dan proses pengikatan data seismik terhadap sumur (*well seismic tie*) adalah *wavelet* yang menghasilkan nilai korelasi yang paling optimal dengan nilai tertinggi yang memberikan hasil lebih mirip dengan *wavelet* seismik. Estimasi spektrum amplitudo pada zona target digunakan untuk memperkirakan besarnya frekuensi statistik yang akan diekstrak dengan harapan hasil yang diperoleh dapat mendekati *wavelet* data seismik. Parameter utama yang digunakan dalam proses ekstraksi *wavelet* adalah panjang gelombang, *taper length*, dan fasa.

Konvolusi

Koefisien refleksi yang diperoleh dari tahapan sebelumnya dikonvolusikan dengan sebuah *wavelet* masukan yang telah diperoleh dari tahapan ekstraksi *wavelet*. *Wavelet* yang digunakan dalam konvolusi tersebut adalah *wavelet* yang memiliki spektrum lebar pita (*bandwidth*) frekuensi yang sama dengan *bandwidth* pada data seismik.

4.2.6. Pengikatan Data Seismik Terhadap Data Sumur (*Well Seismic Tie*)

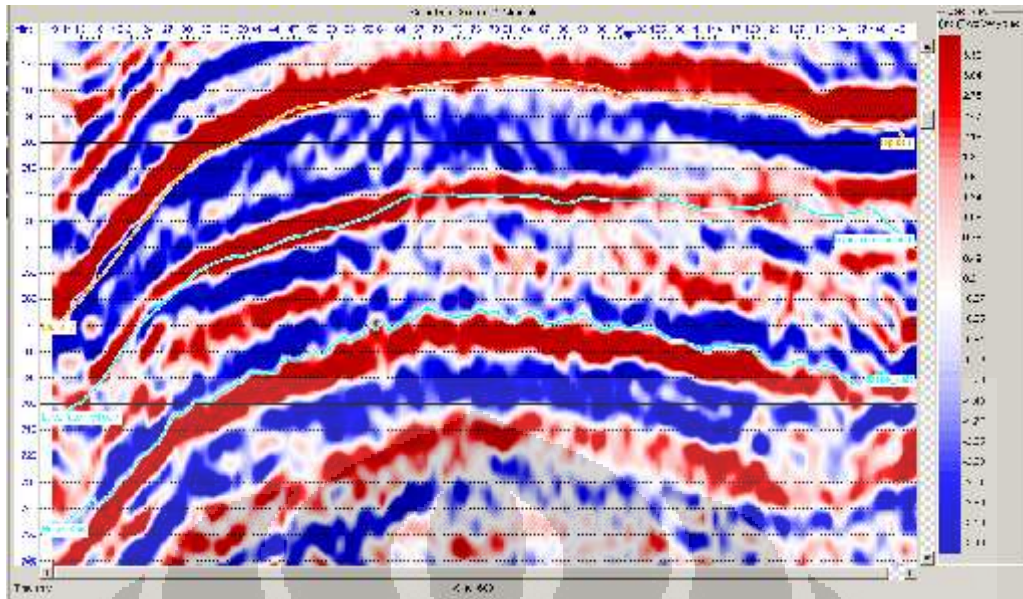
Pada dasarnya proses *well seismic tie* adalah proses mencocokkan antara *trace* seismik sebenarnya (*riil*) dengan *trace* seismik sintetik hasil konvolusi reflektivitas dari data sumur dengan *wavelet* yang telah diekstrak pada tahapan

sebelumnya dengan suatu bidang batas yang bersesuaian. Proses ini digunakan untuk menempatkan *event reflektor* seismik pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasikan informasi geologi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik. Pencocokan dilakukan dengan mengkorelasi nilai *tabel time-depth* dari data *checkshot* tiap sumur agar *TWT event-event* pada seismogram sintetik sama dengan data seismik.

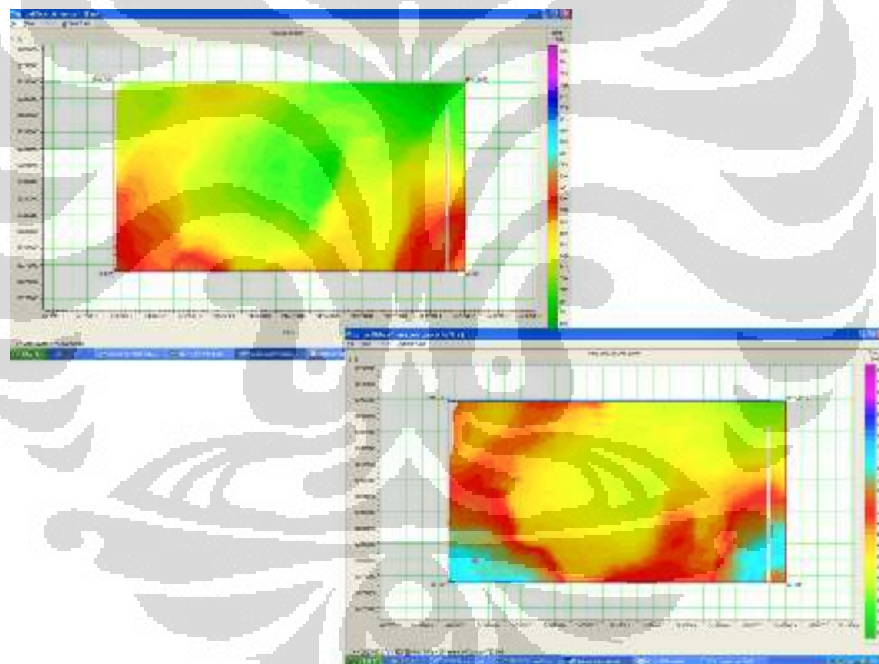
Kesesuaian antara *trace* seismik pada daerah sekitar sumur dengan *trace* sintetik dinilai dengan tingkat korelasi yang mempunyai nilai antara 0 sampai 1. Semakin baik korelasi antara seismik dengan sintetik, maka nilai korelasinya akan semakin mendekati 1.

4.2.7. Picking Horizon (Penelusuran Horison)

Picking horizon atau penelusuran horison adalah menelusuri jejak seismik dan kemenerusannya pada penampang seismik dari sebuah reflektor atau bidang batas ke arah lateral. Tahapan ini bertujuan untuk menelusuri daerah yang akan diinterpretasi. Horison yang diperoleh dari picking interpretasi ini akan digunakan pada proses pembuatan model awal atau *Earth Model*. *Horizon* yang didapatkan merupakan area *subsurface* yang akan berfungsi sebagai kontrol lateral yang sangat berpengaruh pada proses pembuatan model awal. *Picking horizon* pada lapisan batuan pada data seismik yang akan ditelusuri sangat bergantung pada informasi dari data marker dan informasi geologi pada zona target. Penarikan atau penelusuran (*picking*) terhadap horison-horison refleksi pada bidang batas (reflektor) masing-masing horison, yaitu *Top Kais*, *Base Reef* dan *Base Kais*. Horison hasil *picking* ini akan digunakan untuk interpolasi dan ekstrapolasi pada proses pembuatan model awal. Hasil *picking horizon* tersebut berupa peta *time structure* yang akan digunakan dalam interpretasi dan analisa. **Gambar 4.5** menunjukkan hasil *picking horizon* masing-masing dari atas ke bawah adalah horison *Top Kais*, *Base Reef* dan *Base Kais* yang dilakukan di sepanjang lintasan seismik. Sedangkan untuk peta *time structure* ditunjukkan **Gambar 4.6**.



Gambar 4.5. Hasil *picking horizon* Top Kais, Base Kais dan Base Reef



Gambar 4.6. *Time structure map* pada horizon Top Kais (kiri) dan horizon Base Reef(kanan).

4.2.8. Pembuatan Model Awal

Model awal berupa model volume impedansi akustik yang dibuat berdasarkan data log impedansi akustik pada tiap sumur kemudian dilakukan interpolasi serta ekstrapolasi dengan kontrol lateral dari horison data seismik. Model awal ini secara vertikal dikontrol langsung oleh data log impedansi akustik

yang telah diikat dengan data seismik. Untuk menghasilkan model yang baik, maka secara ideal diperlukan titik-titik kontrol yang banyak (Ariadmana, 2006). Selain itu, terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi kualitas model awal (*initial model*), faktor yang paling penting adalah kualitas pengikatan data seismik terhadap data sumur (*well seismic tie*) dan *picking horizon*. Data sumur digunakan sebagai acuan nilai impedansi, sedangkan horison digunakan sebagai panduan dalam melakukan interpolasi dan ekstrapolasi nilai impedansi gelombang P.

Model awal yang baik sangat bergantung dengan parameter masukan yang dipilih. Semakin banyak sumur yang digunakan maka resolusi vertikal yang dihasilkan juga akan semakin baik, sedangkan untuk penyebaran secara lateral sangat bergantung dengan *picking horizon* yang dilakukan. Selain itu, hasil pemodelan awal juga sangat tergantung pada wavelet yang digunakan *sample rate*.

Titik-titik kontrol vertikal yang digunakan dalam pembuatan model awal dalam penelitian ini berjumlah 2 sumur vertikal yang terdapat pada daerah penelitian, sedangkan untuk kontrol lateral atau interpolasinya menggunakan 3 horison, yaitu: horison *Top Kais*, *Base Kais*, dan *Base Reef*. Wavelet yang digunakan dalam pembuatan model awal ini adalah wavelet minimum phase yang dihasilkan dari ekstaksi *wavelet* statistik dengan *sample rate* yang sama dengan data seismik, yaitu 2 ms. Adapun lebar *window* yang digunakan adalah *window* yang mencakup zona target, yaitu 600-800 ms. Parameter masukan yang digunakan dalam pembuatan model awal pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

- Sumur : 2 Sumur
- *Horizon* : *Horizon Top Kais*, *Base Kais*, dan *Base Reef*
- Wavelet : *Wavelet* “Wave1” dengan wave length 128 ms, *taper length* 25 ms
- Sample rate : 2 ms

4.2.9. Kontrol Kualitas Model Awal (QC)

Langkah selanjutnya setelah pembuatan model awal adalah melakukan kontrol kualitas model awal (QC). Tujuan kontrol kualitas model awal ini adalah untuk mengontrol hasil inversi yang akan dilakukan selanjutnya. Sehingga

semakin tinggi koefisien korelasi antara *trace* sintetik dengan *trace* seismik pada model awal, hasil inversi seismik juga akan semakin baik. *Quality Control* (QC) ini dilakukan pada tiap sumur dengan jalan mengkorelasikan antara impedansi akustik hasil inversi dengan log impedansi akustik sumur dan *trace* seismik hasil inversi dengan data seismik sebenarnya, yang bertujuan untuk memprediksi hasil inversi yang dilakukan nantinya.

4.2.10. Proses Inversi Seismik

Model awal atau *intial model* akan diterapkan untuk proses inversi. Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu dilakukan proses analisa inversi (*inversion analysis*) dari ketiga metode inversi tersebut. Tujuan *inversion analysis* adalah agar diperoleh parameter inversi yang paling bagus yang memiliki *trend* impedansi yang hampir sama dengan aslinya, begitu pula antara *trace* sintetik dan *trace* seismiknya.

Iterasi merupakan parameter inversi yang digunakan untuk mengetahui kualitas hasil inversi yang dapat ditunjukkan dari nilai korelasi dan tingkat *error*. Nilai korelasi dan tingkat *error* tergantung seberapa besar jumlah iterasi yang digunakan. Semakin besar jumlah iterasi, semakin besar pula nilai korelasi antara *trace* sintetik dengan *trace* seismik yang diperoleh, akan tetapi penggunaan iterasi yang terlalu besar secara teknis hanya akan membuang-buang waktu, dan dibeberapa kasus, iterasi yang besar akan menurunkan nilai korelasi antara impedansi asli dengan impedansi hasil inversi.

Metode yang digunakan dalam penelitian ini memiliki parameter-parameter masukan yang berbeda-beda. Parameter masukan yang diterapkan pada tiap metode inversi yang dilakukan dianggap sebagai parameter masukan yang terbaik. Berikut penjelasan parameter masukan pada masing-masing metode inversi tersebut (metode inversi *Model Based*, dan *Sparse Spike*). Parameter masukan yang digunakan pada masing-masing metode inversi yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Parameter Inversi *Model Based*

- *Window* : *horizon Top Kais* -50 ms dan *Base Kais* +50 ms Window dapat diartikan sebagai batasan waktu atau batasan wilayah secara vertikal dalam kawasan waktu dari proses inversi yang akan dilakukan.
- *Model Constraint* : 0,5
Model constraint dipilih 0,5, artinya hasil inversi diperoleh dari 50% model dan 50% dari seismik.
- *Prewhitening* : 1%
 Parameter ini digunakan untuk menyeimbangkan proses inversi yang pada hakekatnya adalah suatu proses dekonvolusi, sebab data seismik yang digunakan adalah *bandlimited*, sehingga nilai dari amplitudo dan frekuensi wavelet harus dinaikkan atau diperlebar dari nilai maksimumnya (Ariadmana, 2006).
- *Avarage block size* : 2 ms
 Parameter ini (ukuran blok rata-rata) akan menentukan resolusi yang ingin diperoleh, semakin kecil ukuran blok rata-rata, maka resolusi yang diperoleh akan semakin tinggi. Model awal pada awalnya memiliki ukuran blok rata-rata yang sama, namun hasil akhir inversi dapat menghasilkan ukuran blok yang berbeda-beda. Ukuran blok dapat mengecil dan membesar, namun jumlah blok tersebut tetap sama.
- *Iterations* : 10
 Parameter ini menentukan seberapa banyak jumlah perulangan atau iterasi yang akan dilakukan untuk mendapatkan hasil inversi dengan kesalahan yang terkecil dibandingkan dengan data seismik.

3. Parameter Inversi *Sparse Spike*

- *Window* : *horizon Top Kais* -50 ms dan *Base Kais* +50 ms
- *Maximum number of spike* : 150
 Parameter *maximum number of spike* membatasi jumlah *spike* maksimum pada setiap *trace* seismik.
- *Spike detection threshold* : 5%

Parameter *Spike detection threshold* merupakan pengontrol amplitudo *spike*. Setiap *spike* ditambahkan, amplitudo *spike* tersebut dibandingkan dengan nilai rata-rata amplitudo *spike* yang ada. Jika amplitudo *spike* yang baru kurang dari nilai rata-rata amplitudo yang telah ditentukan, maka penambahan *spike* dihentikan.

- *Maximum impedance change* : *lower* 25% dan *upper* 25%
Maximum impedance sebesar 25% memiliki arti batas atas dan batas bawah impedansi akustik yang bisa berubah sebesar 25%.

4.2.11. Kontrol Kualitas Inversi Seismik

Inversi seismik yang telah dilakukan pada proses sebelumnya perlu untuk dianalisa seberapa baik hasil inversi tersebut. Pada *Software* Humpson-Russell, proses ini biasa disebut dengan *inversion analysis*. Proses ini menganalisa seberapa besar nilai korelasi dan *trace error* dari *log* original dengan *log* hasil inversi dan juga *trace* sintetik hasil inversi dengan *trace* seismik riil. Apabila menghasilkan korelasi yang bagus dengan kesalahan yang relatif kecil, maka hasil tersebut dapat dikatakan berhasil dan digunakan untuk proses selanjutnya. Namun jika ternyata hasil yang diberikan tidak memuaskan, maka proses inversi dilakukan ulang dengan parameter masukan yang baru.

4.2.12. Penentuan Metode Inversi Terbaik

Dari kedua metode inversi yang telah dilakukan, berupa metode *Model Based* dan *Sparse Spike* hanya akan diambil satu metode saja untuk interpretasi dan analisa lebih lanjut. Penentuan metode inversi terbaik dilakukan dengan cara membandingkan hasil inversi kedua metode tersebut. Metode inversi yang terbaik adalah metode inversi yang memiliki nilai korelasi yang paling besar, yaitu nilai korelasi antara *trace error* dari *log original* dengan *log* hasil inversi (korelasi impedansi total) dan juga *trace* sintetik hasil inversi dengan *trace* seismik riil (korelasi sintetik total).

4.2.13. Model Porositas

Model porositas ini diperoleh dari hasil *crossplot* antara log impedansi akustik hasil inversi dengan Log Porositas Efektif yang merupakan properti sumur. Dimana log impedansi akustik hasil inversi berada pada sumbu X, sedangkan Log Porositas Total berada pada sumbu Y. *Crossplot* kedua log tersebut akan menghasilkan sebuah persamaan linier yang digunakan untuk mendapatkan nilai porositas yang kemudian digunakan dalam proses pembuatan model porositas. Persamaan tersebut kemudian diproses dalam *software* Hampson Russell dengan aplikasi STRATA dimana volume impedansi akustik hasil inversi sebagai input dan porositas sebagai *output*. Langkah selanjutnya adalah dengan memasukkan volume impedansi akustik hasil inversi kedalam persamaan yang telah diperoleh dari *crossplot*. Proses tersebut akan menghasilkan sebuah model porositas yang dapat digunakan untuk mempresentasikan penyebaran porositas reservoir target.

4.2.14. Interpretasi

Secara umum, interpretasi yang dilakukan untuk menganalisa penyebaran porositas batuan karbonat menggunakan inversi seismik impedansi akustik 3D pada penelitian ini antara lain interpretasi dan analisa kelayakan data untuk dilakukan inversi, analisa pengikatan data sumur terhadap data seismik, analisa model awal, analisa hasil inversi seismik pada ketiga metode inversi yang digunakan, analisa hasil pemodelan porositas, dan analisa penyebaran porositas dan impedansi akustik serta penentuan daerah-daerah pengembangan yang dianggap prospek.

Analisa uji kelayakan dilakukan terhadap data yang akan digunakan dalam inversi, berupa analisa karakteristik sebuah reservoir seperti impedansi akustik dan porositas, apakah data yang digunakan mampu memisahkan karakter-karakter tersebut atau tidak. Apabila karakter reservoir (impedansi akustik dan porositas) dapat dipisahkan pada data yang akan digunakan, maka dapat disimpulkan bahwa data tersebut layak untuk dilakukan inversi.

Tahapan selanjutnya setelah analisa uji kelayakan data adalah analisa pengikatan data sumur terhadap data seismik (*well seismic tie*). Tahapan ini

menganalisa seberapa baik hasil pengikatan data sumur terhadap data seismik, dengan melihat nilai korelasi antara kedua data tersebut.

Pada tahapan analisa inversi seismik, analisa dilakukan dengan melihat dan menghitung seberapa baik hasil inversi pada kedua metode yang digunakan (*Model Based* dan *Sparse Spike*) berdasarkan nilai korelasi antara sintetik dari *log original* dengan *log* hasil inversi (korelasi impedansi total) dan juga nilai korelasi antara *trace error* sintetik hasil inversi dengan *trace* seismik riil (korelasi sintetik total). Kemudian membandingkan kedua metode tersebut dan menentukan metode mana yang paling baik hasilnya berdasarkan nilai korelasi impedansi total dan nilai korelasi sintetik totalnya. Setelah mendapatkan metode terbaik dengan nilai korelasi yang paling tinggi, maka analisa selanjutnya adalah analisa model porositas yang diperoleh hasil *crossplot*. Analisa model porositas tersebut berupa seberapa baik hasil pemodelan tersebut dan bagaimana penyebarannya.

Interpretasi dan analisa yang dilakukan dengan mengintegrasikan data seismik, impedansi akustik hasil inversi, perkiraan porositas reservoir (dari pemodelan porositas), dan data geologi sebagai data pendukung. Untuk mengetahui penyebaran porositas reservoir dengan mudah, maka dilakukan pembuatan sayatan vertikal dan horisontal. Analisa dilakukan dengan membuat peta penyebaran porositas, dan *time structure*. Dengan mengetahui penyebaran porositas reservoir secara vertikal maupun lateral, maka diharapkan inversi ini mampu menunjukkan zona-zona yang potensial sebagai reservoir hidrokarbon yang pada akhirnya dapat menjadi pertimbangan untuk melakukan *recompletion* (penambahan zona pervorasi sumur) maupun pengeboran sumur pengembangan baru.

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

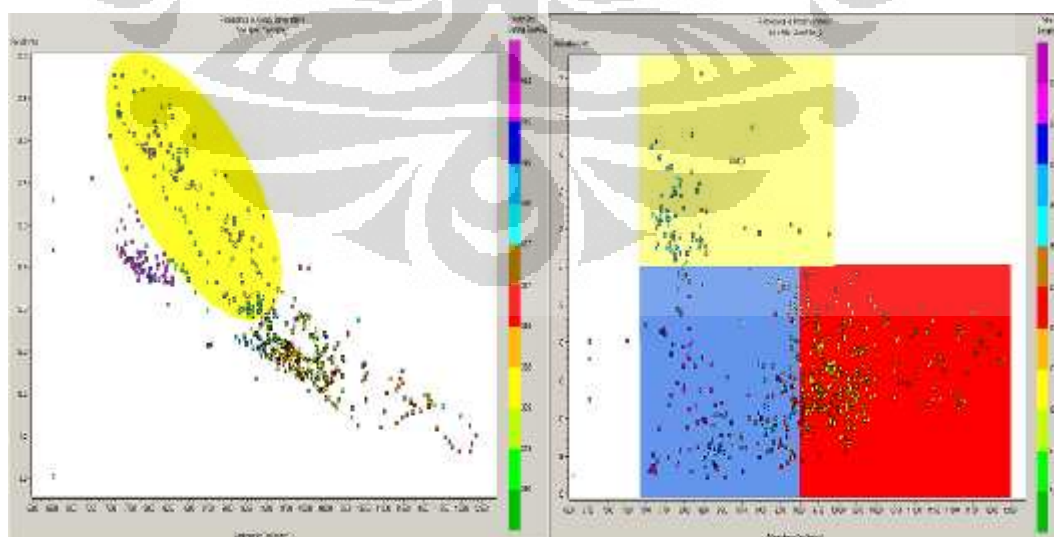
Metode inversi seismik pada dasarnya untuk meningkatkan resolusi data seismik 3D sehingga dapat dilihat dimensi dan delineasi penyebaran reservoir. Pada metode inversi seismik, data trace seismik refleksi akan diubah menjadi impedansi akustik yang merupakan sifat fisis batuan, sehingga akan lebih mudah untuk diinterpretasikan menjadi parameter-parameter petrofisika reservoir, misalnya untuk mengetahui porositas, menghitung ketebalan reservoir dan penyebarannya.

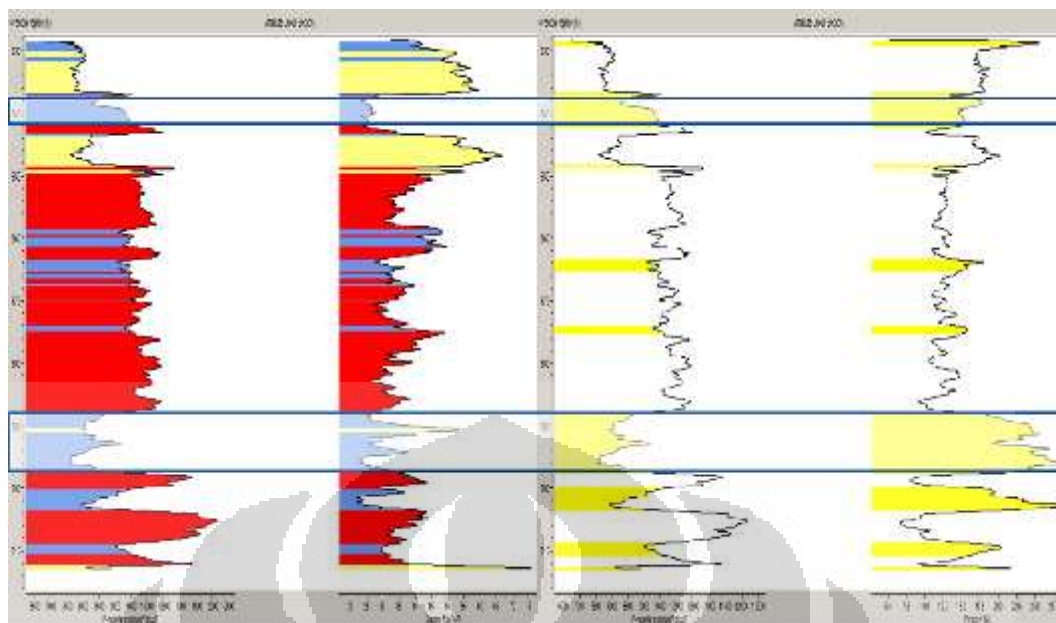
Pengetahuan yang terintegrasi antara sifat fisika batuan (*rock physics*), konsep seismic data *processing*, *seismic modeling*, *seismic interpretation*, *seismic inversion*, pengetahuan dan informasi tentang geologi daerah penelitian sangat diperlukan dalam melakukan hipotesa dan analisa. Untuk mendapatkan hasil penelitian yang optimal maka diperlukan perencanaan yang baik yang harus dilakukan pada penelitian ini, yang bertujuan untuk meminimalkan kesalahan baik pada tahap persiapan data, input data, pengolahan data dan membuat hipotesa atau analisa maupun dalam penarikan kesimpulan. Oleh karena itu, studi literatur yang terintegrasi dengan informasi geologi daerah penelitian sangat penting dilakukan baik sebelum maupun selama melakukan penelitian ini, untuk memperoleh hasil inversi seismik yang baik.

5.1. Analisa Uji Kelayakan (*Feasibility Test*)

Hasil analisa pada tahap uji kelayakan atau *feasibility test* secara kualitatif dan kuantitatif dapat dilihat dari hasil *crossplot* dan *cross section* antara log AI dengan log porositas efektif formasi dengan *colour key* berupa kedalaman (vertical depth). Hasil *crossplot* dan *cross section* tersebut menunjukkan bahwa terdapat dua zona yang terpisah, yaitu zona yang berwarna merah dan biru kuning seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 5.1**. Kedua zona tersebut cenderung membentuk *trend* garis lurus yang menunjukkan AI rendah berasosiasi dengan porositas yang tinggi yang ditunjukkan oleh daerah berwarna biru dan kuning, sedangkan AI tinggi berasosiasi dengan porositas total yang bernilai rendah

seperti yang terlihat pada daerah yang diberi warna merah. Dengan kata lain, semakin tinggi nilai porositas maka nilai AI semakin rendah, demikian pula sebaliknya, semakin tinggi nilai AI semakin rendah nilai porositasnya. Berdasarkan data dan informasi geologi serta data analisa sumur (petrofisika), litologi daerah penelitian merupakan batu gamping seperti yang ditunjukkan penampang log gamma ray yang memiliki nilai 22-50 API. Pada **gambar 5.1** menunjukkan nilai AI yang relatif rendah berkisar antara (7000-7900) (m/s) * (g/cc) diinterpretasikan sebagai litologi batu gamping dengan porositas tinggi dengan nilai antara (18,8 – 27,1%). Nilai tersebut oleh Koesoemadinata (1979) digolongkan kedalam kategori baik sampai dengan istimewa. Nilai Ai yang relative tinggi berkisar antara (7900-11000) (m/s) * (g/cc) diinterpretasikan sebagai litologi batu gamping dengan porositas rendah dengan nilai porositas antara (10,1-17,2%), nilai porositas tersebut menurut Koesoemadinata (1979) dikategorikan sebagai porositas buruk sampai dengan baik. Hasil analisa ini menunjukkan data yang akan diinversi mampu memisahkan karakter reservoir atau sifat fisika batuan berupa AI dan porositas, yang berarti bahwa proses inversi yang akan dilakukan data yang digunakan dalam penelitian ini dapat memberikan solusi untuk mengetahui karakter reservoir pada lapangan ‘Y’ atau dengan kata lain, proses inversi layak untuk dilakukan pada data tersebut.

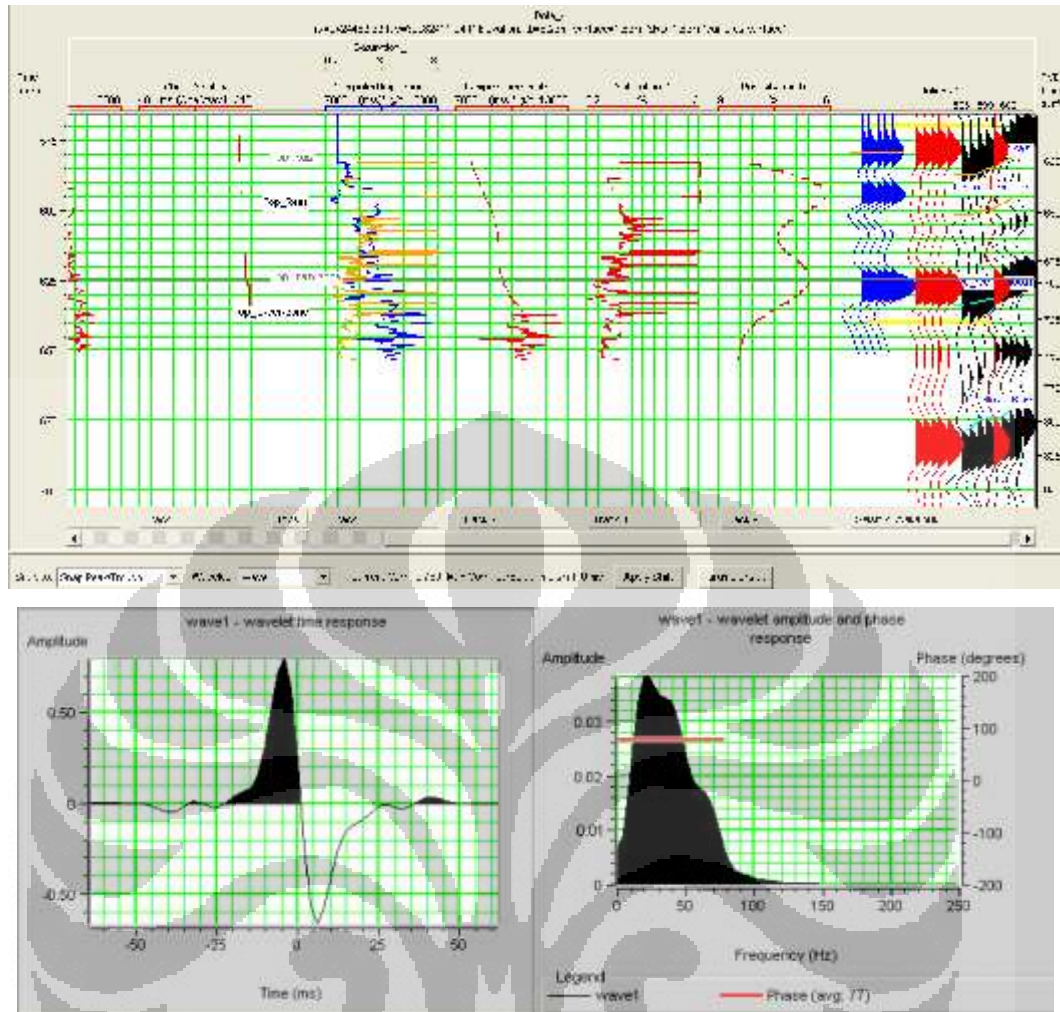




Gambar 5.1. Cross plot (atas) dan cross section (bawah) pada sumur Dota_4 sebagai *feasibility test* pada lapangan “Y”. Warna biru dan kuning menunjukkan impedansi akustik rendah, porositas tinggi. Warna merah menunjukkan impedansi akustik tinggi, porositas rendah.

5.2. Analisa Pengikatan Data Sumur Terhadap Data Seismik (Well Seismic Tie)

Gambar 5.2 menunjukkan hasil pengikatan *seismogram* sintetik sumur Dota_4 yang merupakan sumur tegak yang terletak pada *inline* 55 dan *crossline* 600 menggunakan *wavelet* Statistik. Gambar tersebut menunjukkan bahwa *seismogram* sintetik memiliki *event-event* refleksi yang terkorrelasi dengan baik terhadap horison-horison pada data seismik. Pola refleksi yang direpresentasikan dengan amplitudo *wavelet* *seismogram* sintetik bersesuaian dengan *wavelet* seismik, dimana marker top lapisan reservoir (Top Kais) pada sumur Dota_4 yang berada pada TWT 580 ms telah bersesuaian dengan horison Top Kais pada data seismik. Korelasi pengikatan data sumur dengan data seismik tersebut menunjukkan korelasi yang cukup baik, dengan nilai korelasi 0,769.



Gambar 5.2. Bentuk geometri dari *wavelet* Wave1 berupa respon waktu, fasa, dan amplitudo waktu serta frekuensi (bawah) yang digunakan dalam proses *well seismic tie* yang menghasilkan nilai korelasi sebesar 0,769 (atas).

Hasil proses *well seismic tie* tersebut sangat bergantung dengan jenis *wavelet* yang digunakan. *Wavelet* yang digunakan dalam proses *well seismic tie* ini adalah *wavelet* yang diekstrak secara statistik. Hasil Korelasi menggunakan *wavelet* secara statistik pada masing-masing sumur ditunjukkan pada **table 5.1**.

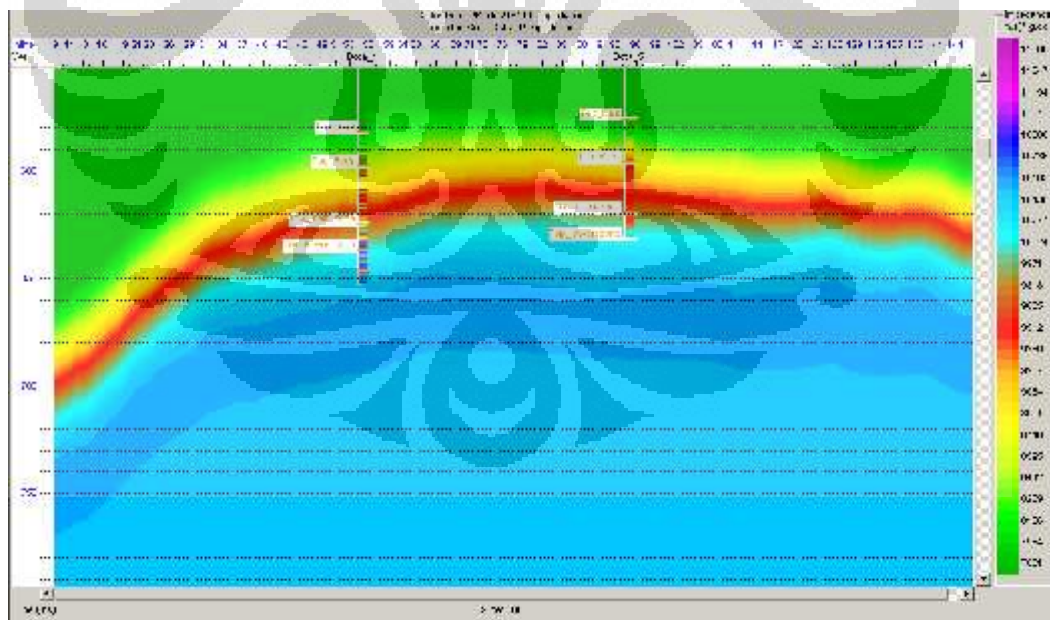
Tabel 5.1.

Nilai korelasi *well to seismic tie* menggunakan *wavelet* statistic pada masing-masing sumur.

Jenis Wavelet	Nilai Korelasi Sumur		Rata-rata
	Dota_4	Dota_5	
Statistik	0.769	0.866	0.8175

5.3. Analisa Model Awal

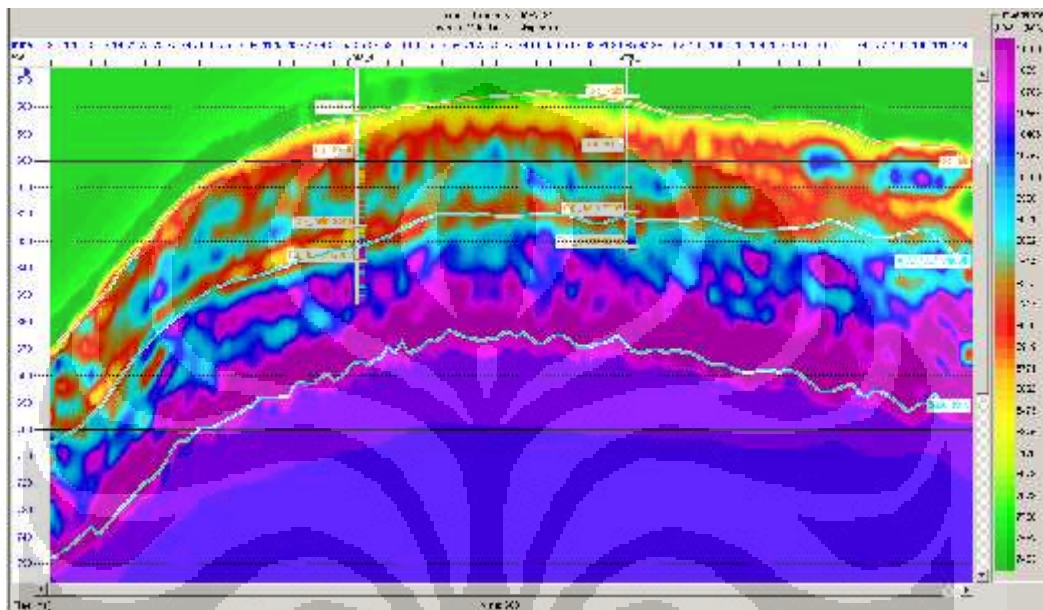
Gambar 5.3 menunjukkan hasil model awal yang telah dilakukan. Impedansi akustik model yang dibuat menunjukkan korelasi vertikal dan penyebaran secara lateral yang cukup baik, dimana ekstrapolasi nilai impedansi akustik mengikuti kontrol dari 2 sumur. Hasil yang baik tersebut sangat bergantung dengan *wavelet* dan *block size* serta *horizon-horizon* hasil *picking* yang digunakan. *Wavelet* yang digunakan dalam pembuatan model awal ini adalah Wave1, karena *wavelet* Wave1 memberikan hasil yang optimal meskipun nilai korelasi yang diberikan tidak merata pada seluruh sumur akan tetapi nilai-nilai tersebut sudah dianggap baik. Adapun *block size* yang digunakan adalah 2ms, hal ini karena *block size* tersebut sama dengan *sample rate* data seismik yaitu 2ms, sehingga resolusi vertikal antara model awal dengan seismik akan sama. Kedua parameter tersebut memberikan korelasi yang paling optimal, berupa korelasi yang baik antara *trace* sintetik dan *trace* seismik pada model dan juga benar-benar merepresentasikan keadaan bawah permukaan berdasarkan kontrol geologi. Model awal ini akan diterapkan untuk semua metode inversi yaitu metode inversi *Model Based*, dan inversi *Sparse Spike*.



Gambar 5.3. Model awal menggunakan 2 sumur dan 3 buah horizon.

5.4. Analisa Inversi *Model Based*

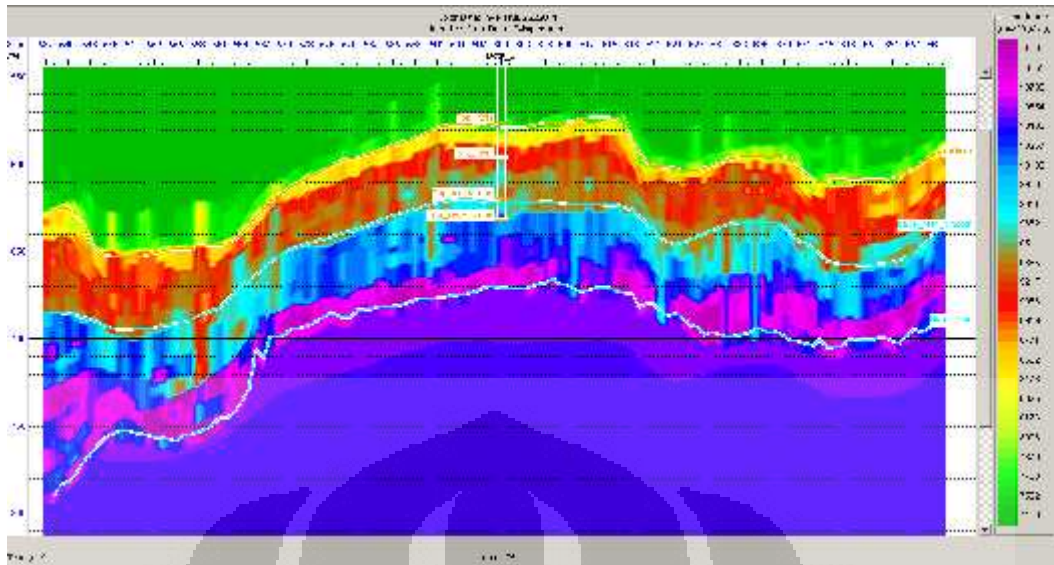
Gambar 5.4 menunjukkan bagaimana korelasi antara hasil inversi terhadap sumur menggunakan metode *Model Based* pada Sumur Dota_4 dan Dota_5. Pada gambar terlihat kesesuaian warna yang ada pada sumur dengan penampang seismik hasil inversi yang secara keseluruhan hampir sama (baik), dengan nilai korelasi sebesar 0,99 untuk sumur Dota_4 dan Dota_5.



Gambar 5.4. Hasil inversi menggunakan metode *Model Based* pada sumur Dota_4 dan Dota_5.

5.5. Analisa Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse Spike Maximum Likelihood* didasarkan pada algoritma dekonvolusi *maximum likelihood*, dimana untuk setiap *trace*, sekuen reflektivitas diestimasi dengan cara menambahkan koefisien refleksi satu persatu hingga hasil yang optimal diperoleh. **Gambar 5.5** menunjukkan hasil inversi menggunakan metode *Sparse Spike Maximum Likelihood* yang melewati sumur Dota_4 dan Dota_5. Meskipun nilai korelasi yang dihasilkan sudah cukup tinggi, dengan nilai korelasi 0,95 untuk sumur Dota_4 dan 0.84 untuk sumur Dota_5, akan tetapi pada gambar terlihat kesesuaian warna antara penampang hasil inversi dengan sumur masih kurang bersesuaian.



Gambar 5.5. Hasil inversi menggunakan metode *Sparse Spike* pada sumur Dota_5. AI rendah yang berwarna merah pada seismik tidak terkorelasi cukup baik dengan AI sumur dengan meskipun nilai korelasi total cukup tinggi, yaitu 0,89.

5.6. Penentuan Metode Inversi Terbaik

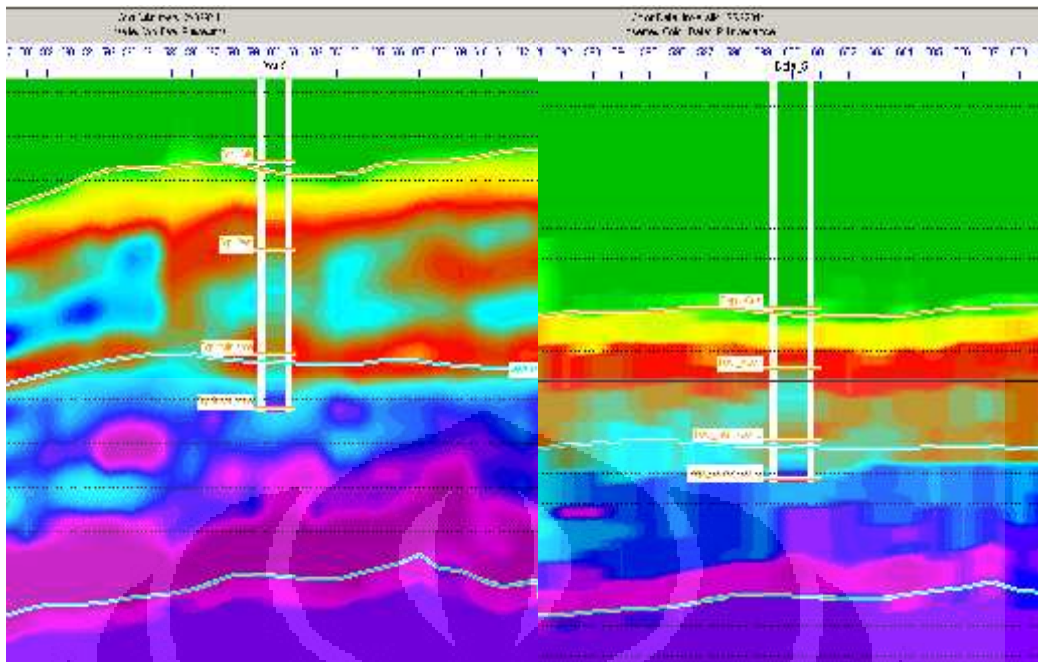
Hasil dari kedua proses inversi di atas secara keseluruhan menunjukkan bahwa *zone of interest* sudah dapat didelineasi dengan cukup baik jika dibandingkan dengan seismik awal atau seismik riil. Dimana zona-zona yang memiliki impedansi rendah dan tinggi sudah dapat dibedakan secara lateral dan vertikal dengan baik.

Berikut adalah hasil korelasi antara trace sintetis dan trace seismik dari hasil analisa metode inversi *Model Based* dan *Sparse Spike Maximum Likelihood* secara kuantitatif pada **table 5.2** dan secara kualitatif (berdasarkan kesesuaian warna) pada **Gambar 5.6** di bawah ini.

Tabel 5.2

Nilai korelasi antara *trace* sintetis hasil inversi dan *trace* seismik riil.

Total Korelasi Model Based	Total Korelasi Sparse Spike
0.99	0.89



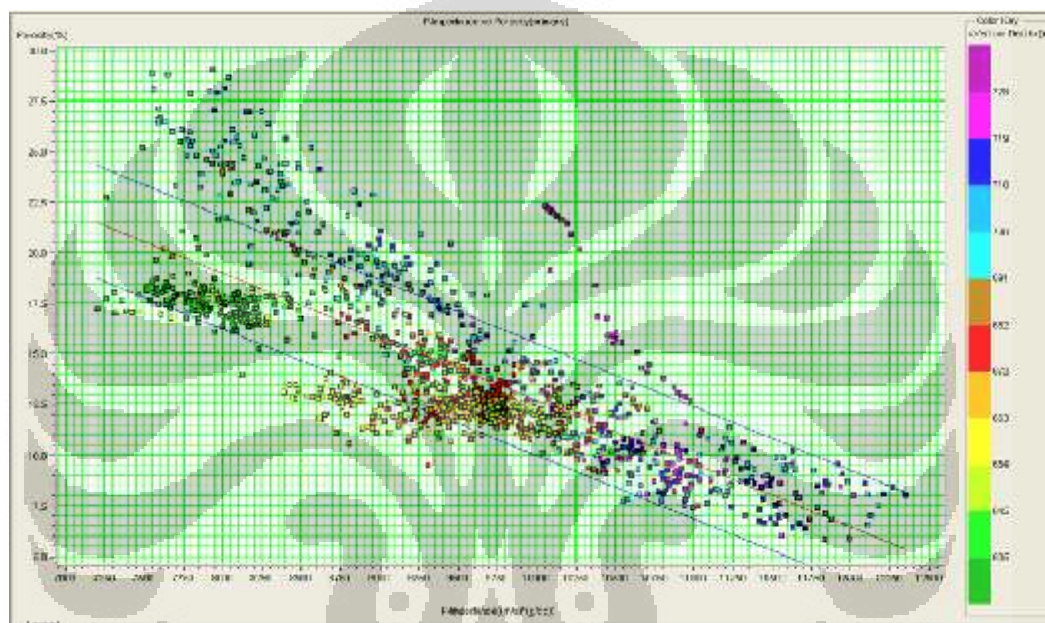
Gambar 5.6. Penampang hasil inversi pada sumur Dota_5 menggunakan metode *Model Based* (a), dan *Sparse Spike* (b).

Metode *Model Based* dan *Sparse Spike Maximum Likelihood* menunjukkan hasil yang cukup serupa. Metode *Sparse Spike* mengasumsikan bahwa reflektivitas bumi terdiri dari suatu urutan refleksi besar yang bersuperimpos dengan latar belakang Gaussian dari refleksi yang lebih kecil yang diperoleh dari model. *Spike-spike* (refleksi) kecil dapat dihasilkan oleh inversi *Sparse Spike*, begitupula dengan inversi *Model Based* yang memberikan hasil inversi yang baik yang bersesuaian dengan AI sumur. Hal ini dikarenakan inversi *Model Based* tidak semata-mata menggunakan reflektivitas dari seismik tapi juga sangat dipengaruhi oleh model.

Berdasarkan analisa hasil inversi di atas, metode inversi *Model Based* merupakan metode yang paling baik jika dibandingkan dengan metode inversi *Sparse Spike*. Dengan demikian, metode inversi *Model Based* mampu menunjukkan kesesuaian antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik sumur dengan nilai korelasi sebesar 0,99 seperti yang ditunjukkan pada **table 5.2**. Selain itu, metode ini juga dapat memisahkan batas antar lapisan dengan jelas. Oleh karena itu, volume hasil inversi *Model Based* inilah yang akan digunakan dalam interpretasi dan input dalam proses pembuatan model porositas.

5.7. Model Porositas

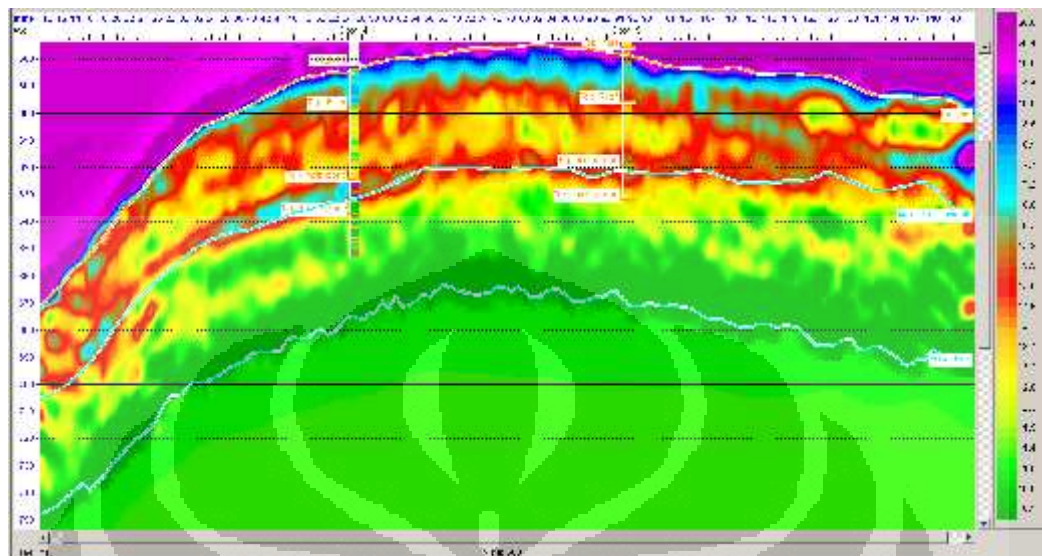
Pada dasarnya, pembuatan model porositas merupakan proses konversi dari model inversi AI menjadi model porositas. Parameter masukan dalam proses pembuatan model porositas adalah volume hasil inversi AI metode *Model Based* dan persamaan linier yang dihasilkan dari *crossplot* antara log porositas dengan impedansi akustik dari sumur (log *P-Impedance* yang merupakan log turunan dari nilai AI dari sumur) pada *zone of interest* yaitu pada window antara *Top Kais* dengan *Base Kais* seperti yang ditunjukkan pada **gambar 5.7**.



Gambar 5.7. *Crossplot* impedansi akustik dan porositas yang menghasilkan persamaan hubungan antara impedansi akustik dan porositas.

Gambar 5.10 menunjukkan hasil penurunan persamaan secara statistik dengan cara *crossplot*, dari *crossplot* tersebut didapat sebuah grafik. Grafik tersebut memberikan sebuah persamaan hubungan antara AI dan porositas yaitu $Y = -0.00313809x + 44.1216$ dengan normalisasi error standar 0,11 atau 1,1%, dengan Y adalah porositas, dan X adalah volume impedansi akustik hasil *inversi Model Based*. Hasil grafik tersebut juga memperlihatkan simpangan yang cukup besar, sehingga hasil konversi ke dalam nilai porositas akan menghasilkan kesalahan yang cukup berarti pula. Dengan keterbatasan ini, maka nilai porositas yang dihasilkan tidak bisa secara langsung digunakan untuk membuat sebuah volume porositas reservoir. Model ini merupakan sebuah pendekatann untuk merepresentasikan sifat fisis dari lapisan batuan pada reservoir, sehingga akan

lebih mudah untuk diinterpretasikan karena sudah menunjukkan nilai porositas. Hasil konversi atau pemodelan dari nilai impedansi akustik ke nilai porositas yang diaplikasikan pada seluruh volume dapat dilihat pada **Gambar 5.8**.



Gambar 5.8. Model porositas hasil konversi pada sumur Dota_4 dan Dota_5.

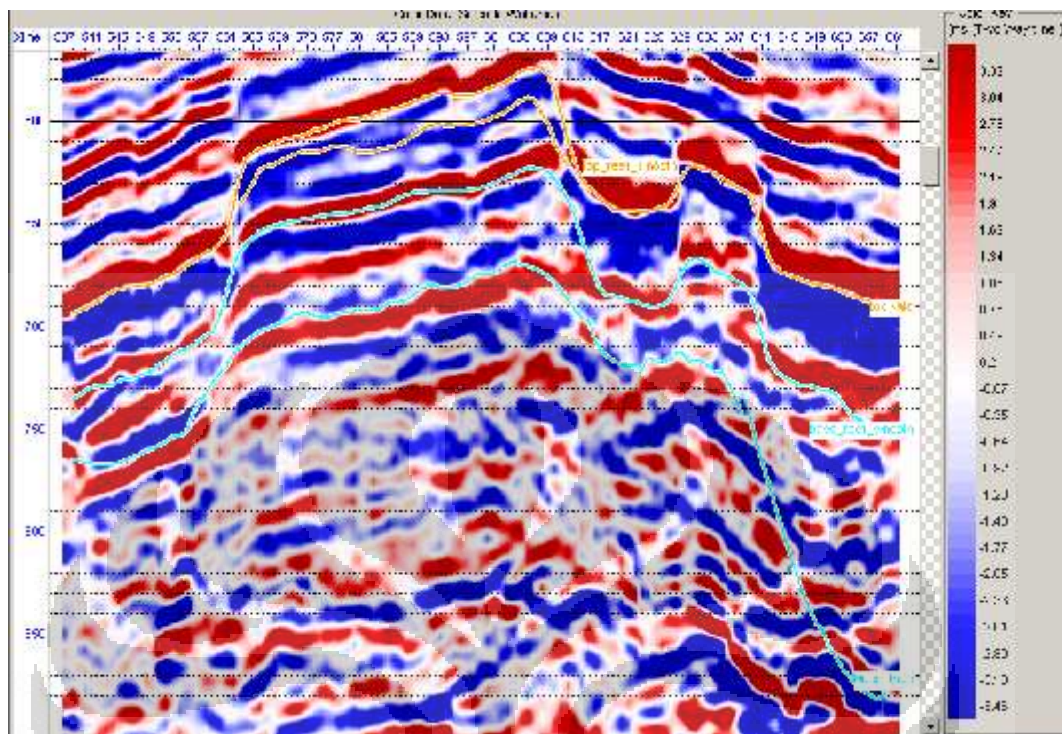
Model porositas tersebut menunjukkan sebaran porositas pada lapangan “Y” dengan *background* sumur Dota_4 dan Dota_5. **Gambar 5.8** menunjukkan kenampakan warna yang hampir sama dengan volume impedansi akustik pada **Gambar 5.4**. Volume porositas hasil konversi ini akan menunjukkan secara langsung kualitas reservoir. Porositas tinggi pada gambar ditunjukkan dengan warna merah sampai ungu.

5.8. Interpretasi

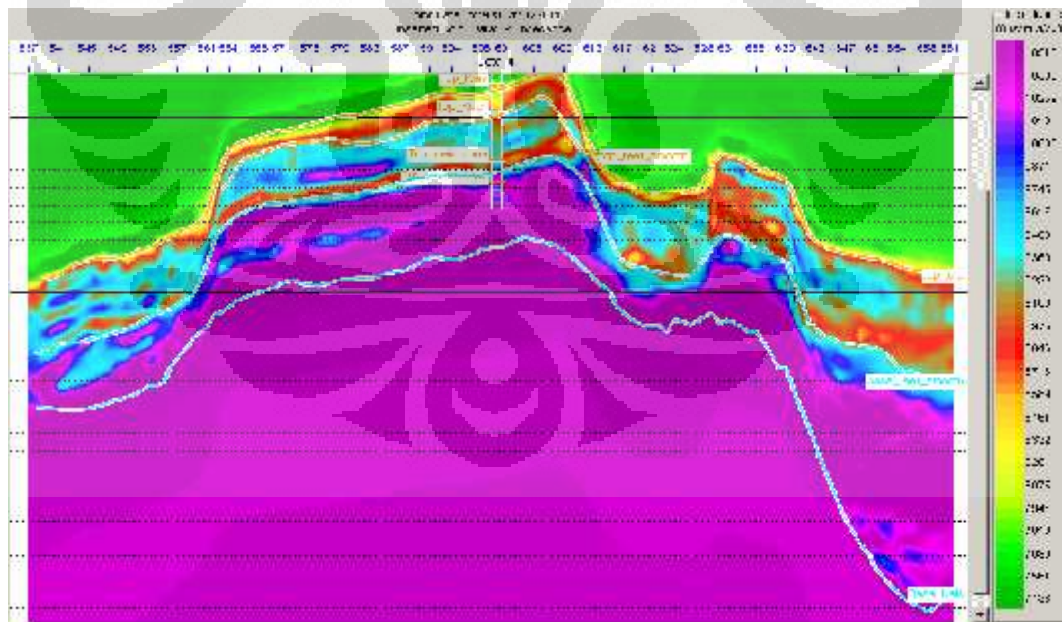
Interpretasi dilakukan dengan mengkombinasikan hasil inversi berupa impedansi akustik dan porositas total hasil konversi atau pemodelan serta menggunakan informasi geologi untuk membantu keakuratan hasil akhir yang akan diperoleh. Hasil inversi impedansi akustik dan porositas hasil pemodelan digunakan untuk memperkirakan karakter reservoir dengan cara membuat penampang dalam kawasan waktu secara lateral dan vertikal. Hal ini dimaksudkan untuk mengetahui penyebaran reservoir secara lateral dan vertikal.

Gambar 5.9 dan Gambar 5.10 di bawah ini merupakan gambar penampang (Sayatan) vertikal dari penampang seismik konvensional, hasil inversi impedansi

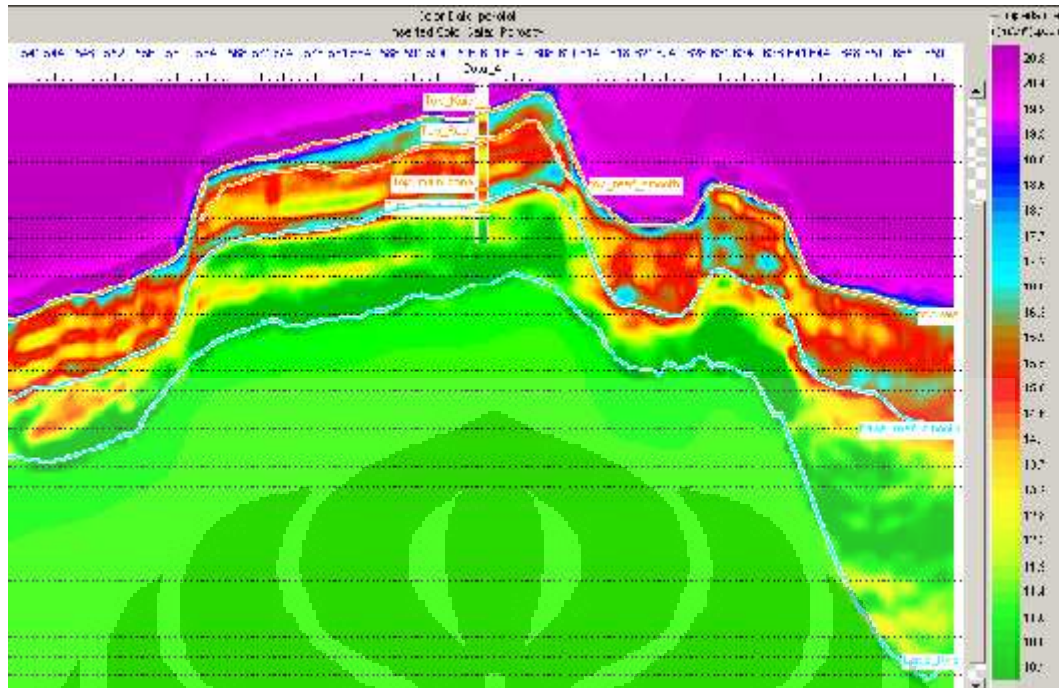
akustik dan hasil pemodelan porositas yang melewati Sumur Dota_4 pada *inline* 55 dan Dota_5 pada *inline* 95.



(a). Penampang seismik pada *inline* 55 yang melewati sumur Dota_4.

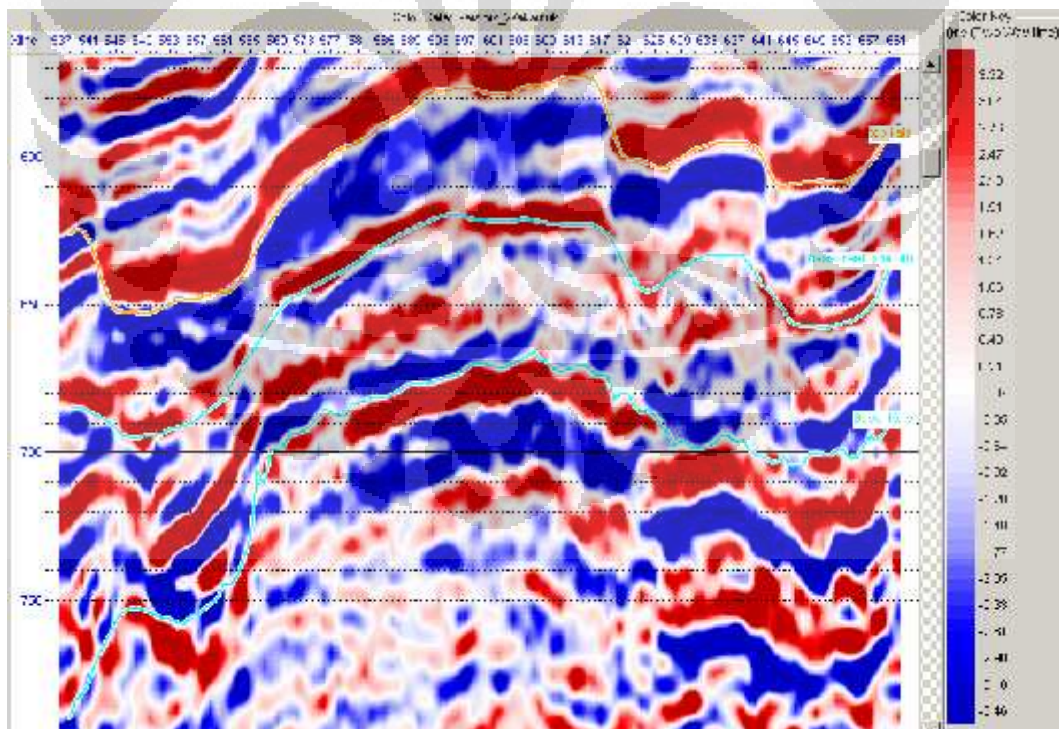


(b). Sayatan Impedansi akustik pada *inline* 55 yang melewati Sumur Dota_4.

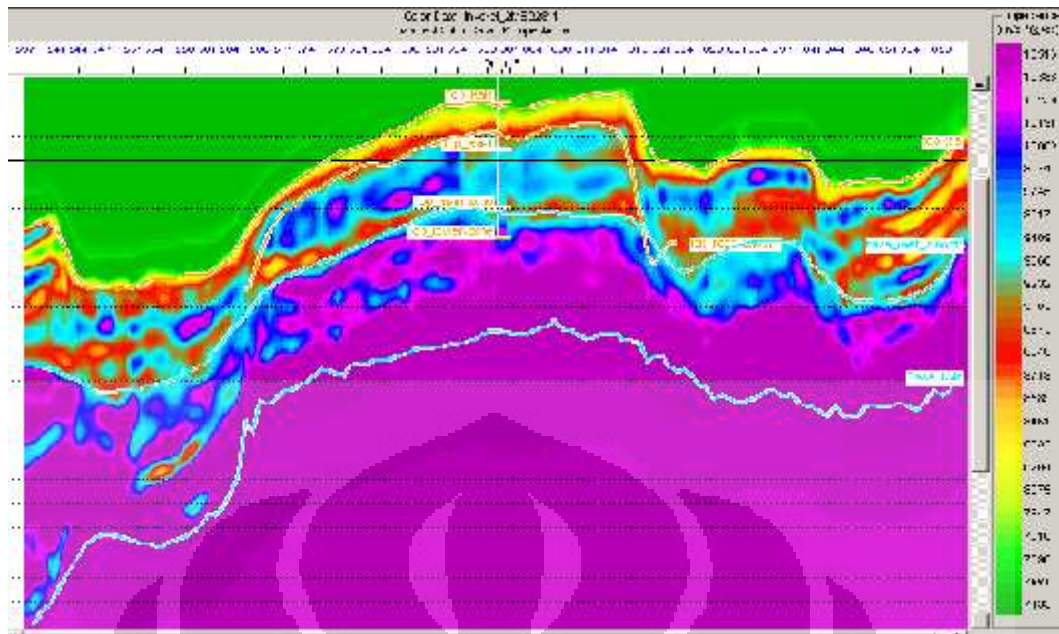


(c). Sayatan porositas pada *inline* 55 yang melewati Sumur Dota_4.

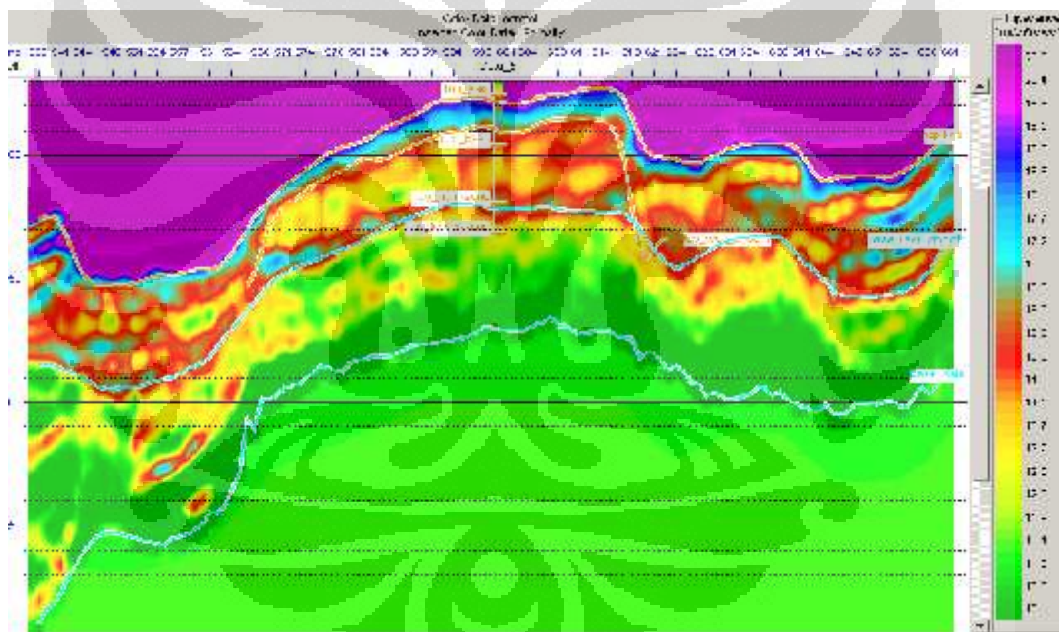
Gambar 5.9. Sayatan vertikal data seismik (a), impedansi akustik (b) dan porositas (c) sumur Dota_4.



(a). Penampang seismik pada *inline* 95 yang melewati sumur Dota_5.



(b). Sayatan Impedansi akustik pada *inline* 95 yang melewati sumur Dota_5.



(c). Sayatan porositas pada *inline* 95 yang melewati sumur Dota_5.

Gambar 5.10 Sayatan vertikal data seismik (a), impedansi akustik (b) dan porositas (c) sumur Dota 5.

Berdasarkan informasi geologi dan penelitian-penelitian yang pernah dilakukan di formasi ini menyatakan bahwa terdapat dua reservoir, yaitu reservoir build up Formasi Kais bagian atas (sekitar Top Kais) dan reservoir build up bagian bawah dari Formasi Kais (Sekitar *Base Reef*) seperti yang ditunjukkan pada gambar penampang vertikal baik dari penampang seismik

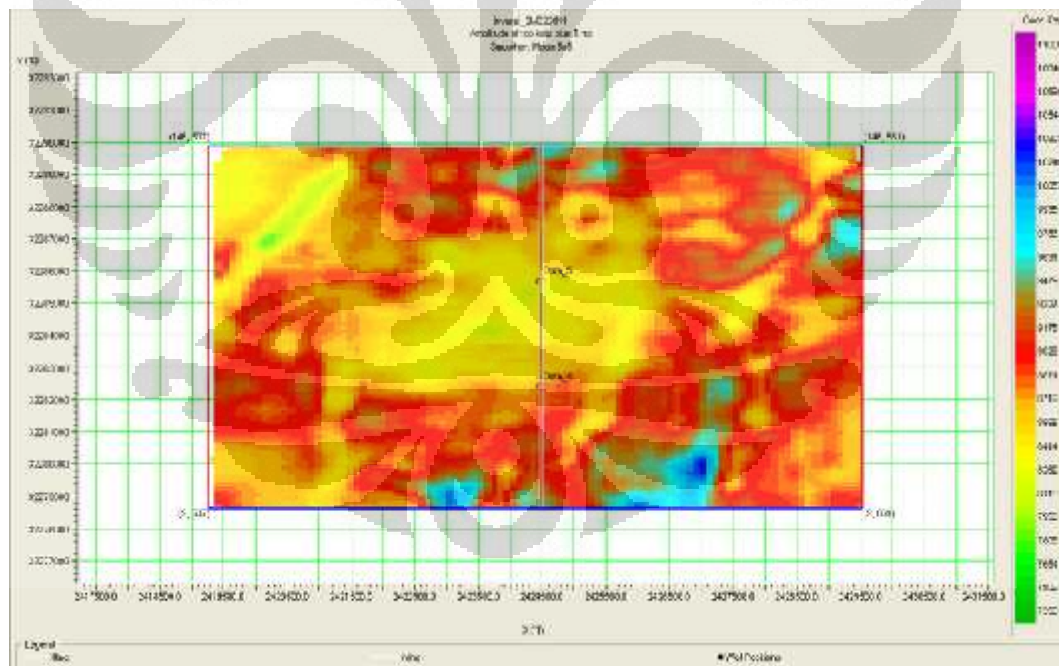
konvensional, hasil inversi maupun hasil pemodelan pada kedua sumur tersebut (**Gambar 5.9** dan **Gambar 5.10**). Pada *horizon* antara Top Kais dan *Base Reef* menunjukkan adanya dua zona impedansi akustik yang relatif rendah (berwarna hijau sampai jingga) dan porositas yang tinggi (jingga sampai biru) pula jika dibandingkan dengan nilai impedansi akustik dan porositas di sekitarnya. Walaupun secara keseluruhan pada kedua sumur mempunyai nilai impedansi akustik yang sangat bervariasi yaitu berkisar antara (6000-11000) (m/s)*(g/cc) dengan nilai porositas berkisar antara (13,3-20,8)%, akan tetapi zona-zona dengan nilai impedansi rendah dan porositas tinggi dapat dibedakan dengan jelas. **Gambar 5.9 (b)** dan **Gambar 5.10 (b)** menunjukkan bahwa Sumur Dota_4 dan Sumur Dota_5 pada *window* antara Top Kais dengan *Base Reef* terdapat dua zona AI rendah yang dipisahkan oleh zona AI yang tinggi (berada di antara keduanya). Kedua zona AI rendah tersebut bernilai (7800-8500) (m/s)*(g/cc) sedangkan untuk zona AI yang tinggi mempunyai nilai (9000-11000) (m/s)*(g/cc). Adapun **Gambar 5.9 (c)** dan **Gambar 5.10 (c)** menunjukkan adanya dua zona yang memiliki porositas tinggi, dengan nilai porositas berkisar antara (16-19,5)%. Kedua zona tersebut juga terpisahkan oleh zona porositas sedang dengan nilai antara (13,3-17,0)%.

Berdasarkan parameter AI dan porositas pada **Gambar 5.9** dan **Gambar 5.10** menunjukkan hubungan antara AI dan porositas saling berkebalikan pada kedua zona tersebut, yaitu zona sekitar Top Kais dan *Base Reef*. Zona yang memiliki nilai AI rendah tersebut berasosiasi dengan nilai porositas tinggi, begitupula sebaliknya zona yang memiliki nilai AI tinggi dengan porositas rendah. Hal ini sesuai sekaligus mendukung interpretasi awal pada penelitian ini.

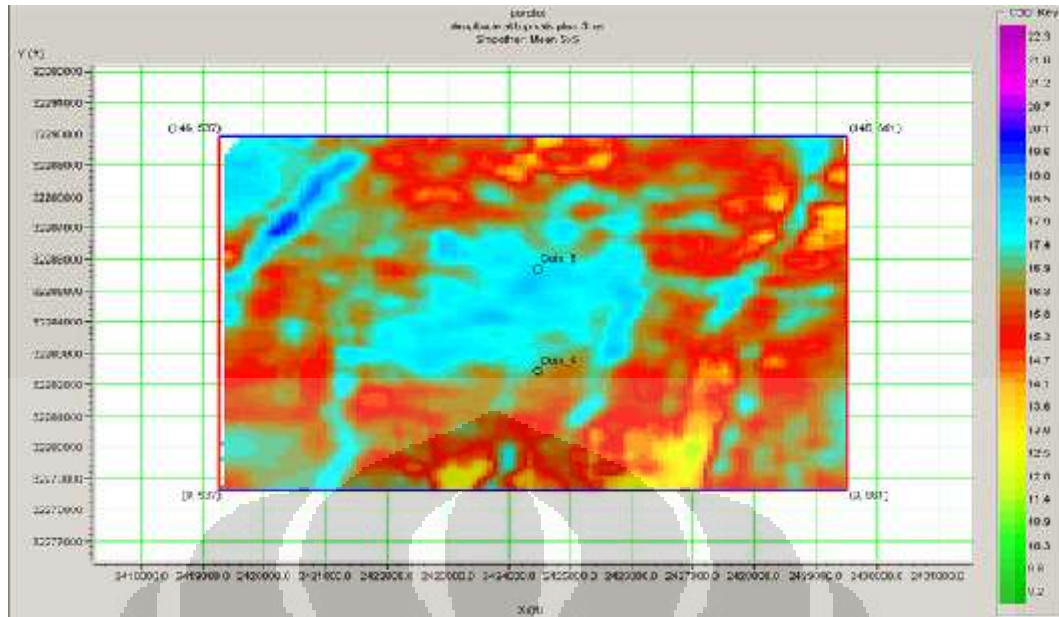
Gambar 5.11 merupakan sayatan horisontal pada horizon Top Kais +5 ms (time 5 ms di bawah horizon Top Kais) yang digunakan untuk melihat penyebaran nilai AI dan porositas secara lateral pada zona tersebut. Penyebaran nilai impedansi akustik rendah di tandai dengan warna hijau sampai dengan jingga, dengan nilai berkisar antara (7300-9600) (m/s)*(g/cc). Zona impedansi rendah tersebut cenderung menyebar hampir diseluruh Lapangan "Y". Sedangkan sayatan porositas pada 5 ms di bawah horizon Top Kais ditunjukkan pada **Gambar 5.11 (b)**. Gambar tersebut dibuat untuk melihat bagaimana penyebaran porositas batuan

pada Lapangan “Y”, sekaligus sebagai perbandingan nilai impedansi akustik. **Gambar 5.11 (b)** menunjukkan adanya nilai porositas yang tinggi dengan nilai berkisar antara (15,8-19,6)% yang ditandai dengan warna merah hingga biru muda.

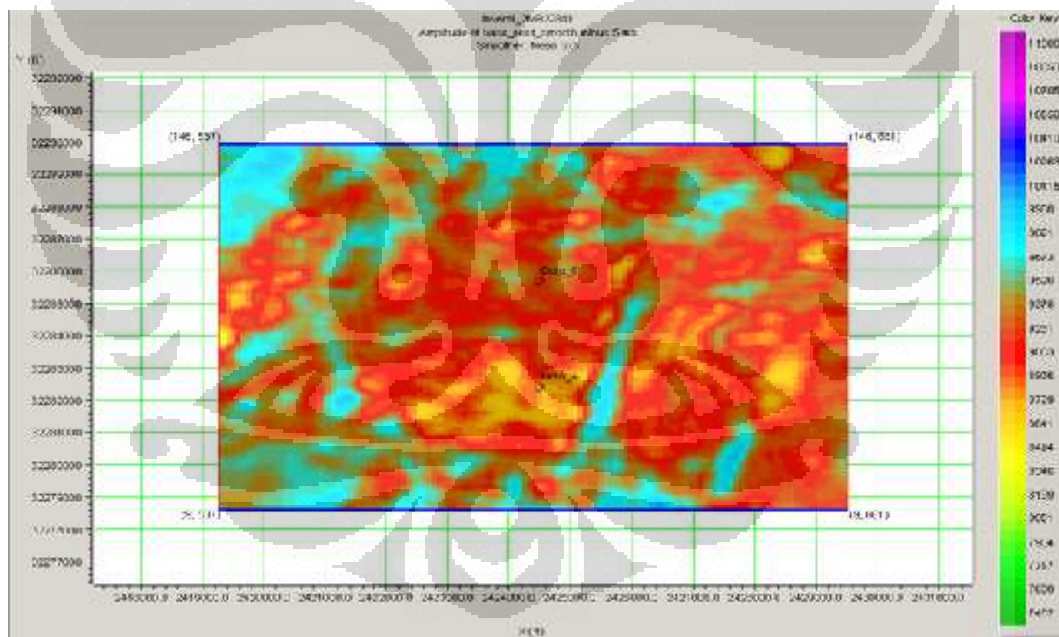
Sayatan horisontal untuk melihat penyebaran nilai AI dan porositas secara lateral pada *horizon Base Reef -5 ms* (5 ms di atas *horizon Base Reef*) dapat dilihat pada **Gambar 5.12**. Pada zona *Base Reef*, penyebaran nilai AI berkisar (8100-9600) (m/s)*(g/cc) seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 5.12 (a)**. Zona yang memiliki nilai AI rendah tersebut ditandai dengan warna jingga dengan nilai (8100-8900) (m/s)*(g/cc) yang mana arah penyebarannya cenderung mengarah ke selatan. Adapun penyebaran porositas di zona *Base Reef* ditunjukkan oleh **Gambar 5.12 (b)**. Zona ini memiliki porositas tinggi yang ditandai oleh warna biru tua sampai ungu dengan nilai antara (16,0-18,3)% yang arah penyebarannya juga cenderung ke arah selatan.



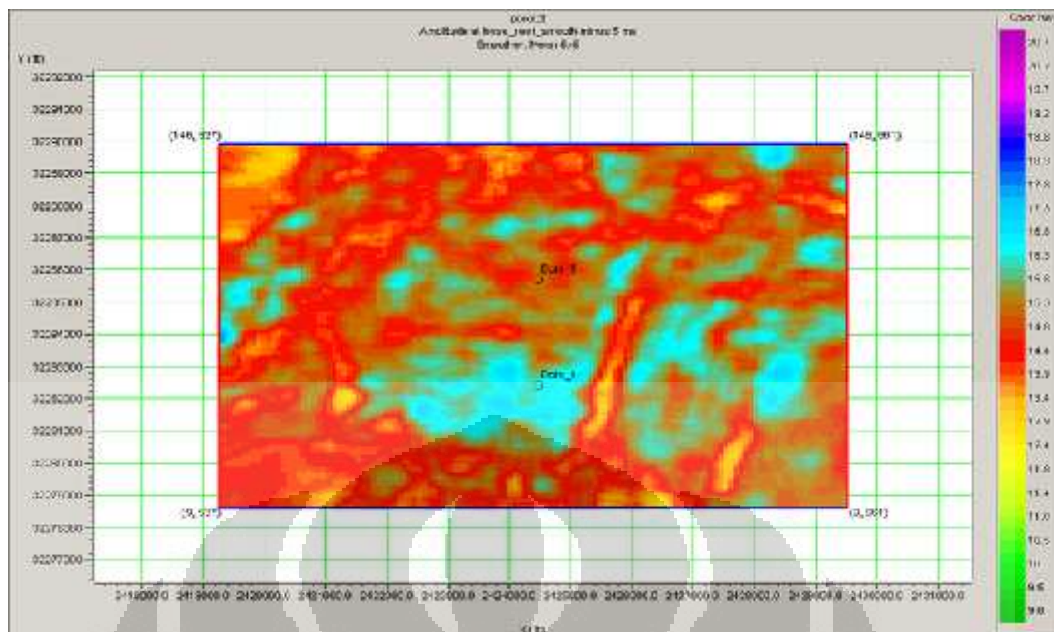
(a)



(b)
Gambar 5.11. Sayatan impedansi akustik (a) dan porositas (b) secara horisontal pada time 5 ms di bawah *horizon* Top Kais.



(a)

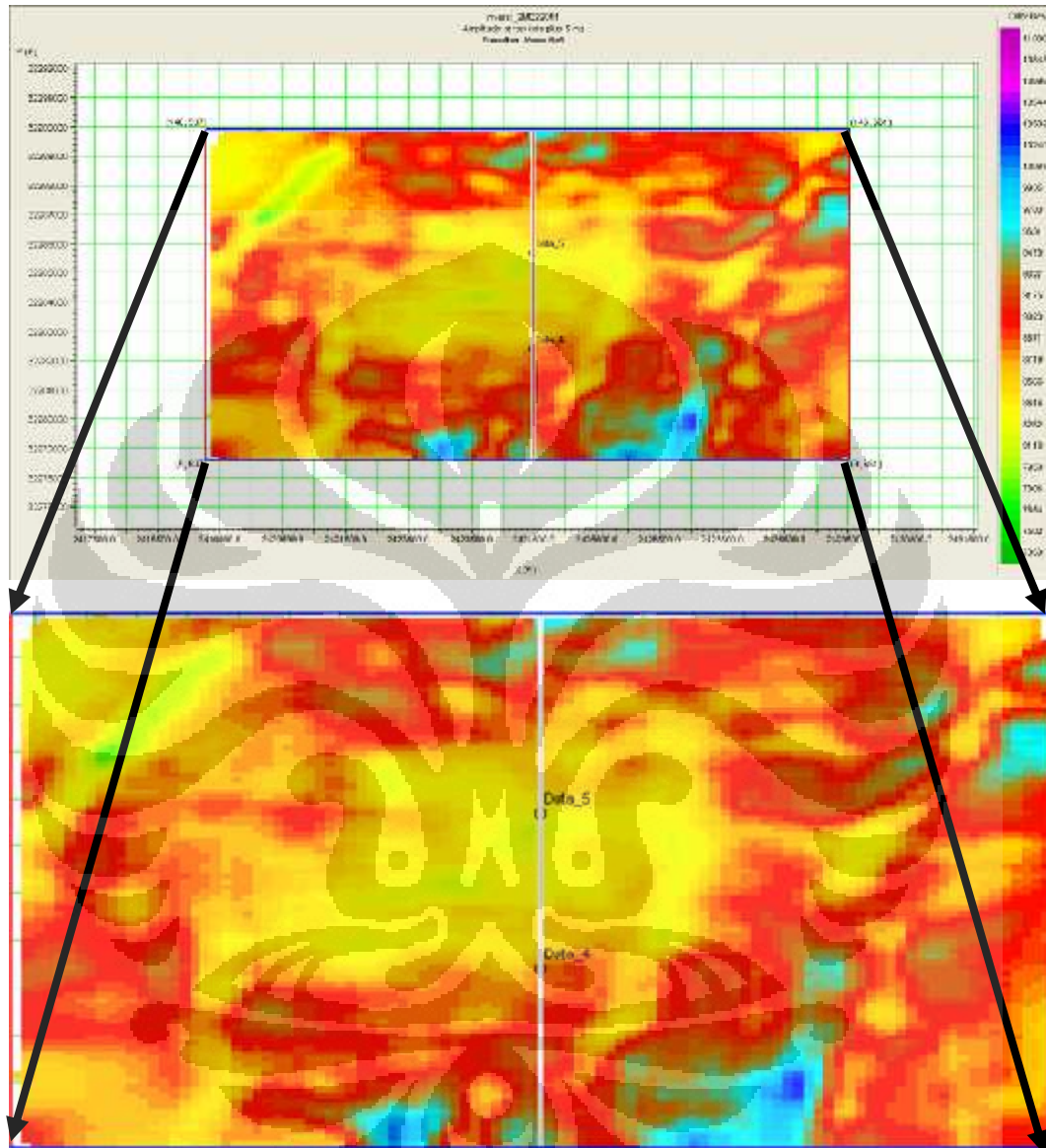


(b)

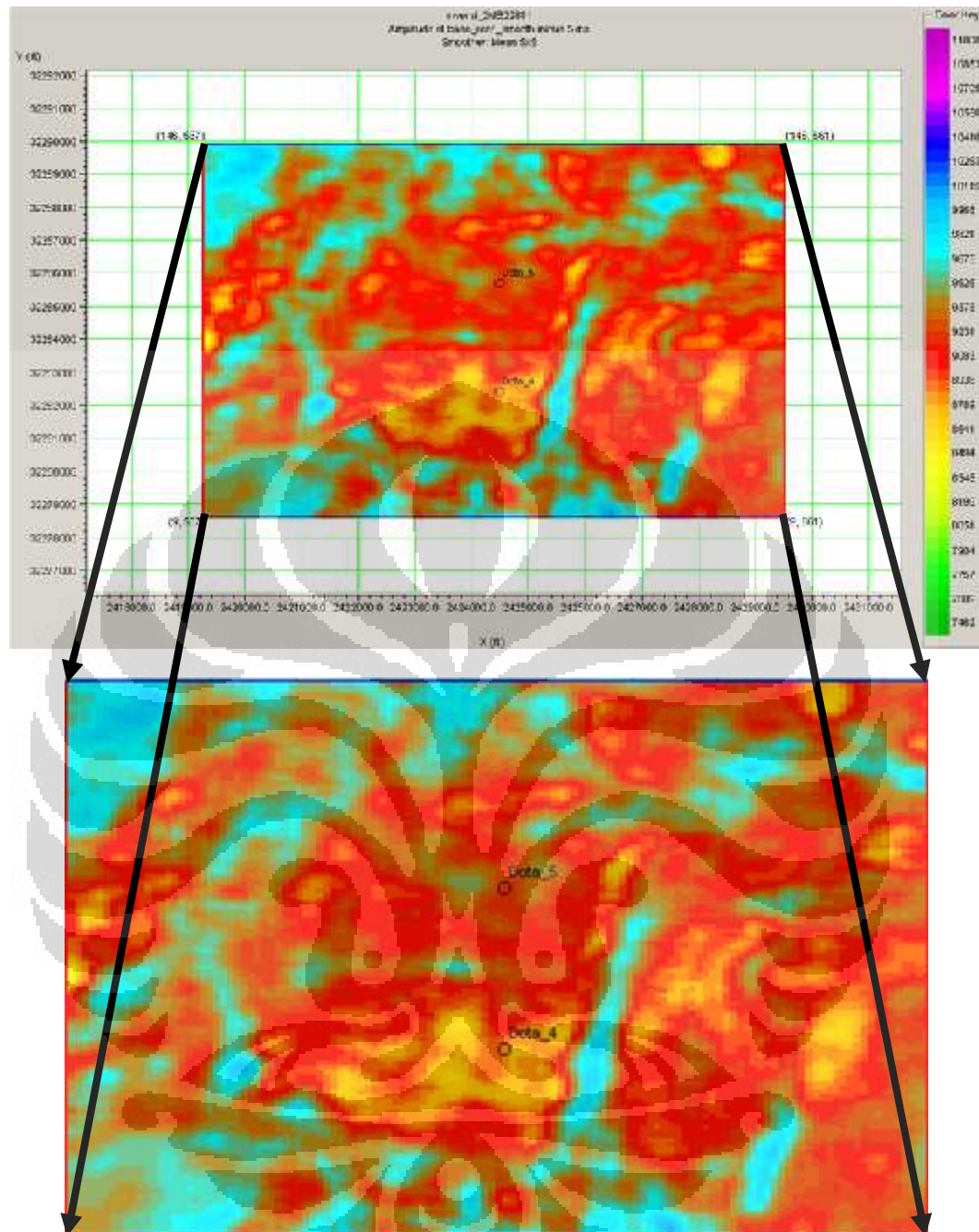
Gambar 5.12. Sayatan impedansi akustik (a) dan porositas (b) secara horisontal pada time 5 ms di atas *Base Reef*.

Identifikasi penyebaran reservoir pada Lapangan “Y” dilakukan dengan asumsi bahwa reservoir akan mempunyai kualitas baik jika mempunyai impedansi akustik rendah yang berasosiasi dengan porositas tinggi. Hal ini karena jenis fluida (hidrokarbon) pengisi reservoir tidak dapat dikenali oleh impedansi akustik secara langsung. Berdasarkan Gambar 5.11 dan Gambar 5.12, terlihat adanya zona-zona yang mempunyai nilai impedansi rendah yang berasosiasi dengan porositas tinggi, yaitu pada zona di atas horizon *Base Reef* dan pada zona di bawah horizon Top Kais. Penyebaran reservoir tersebut terkonsentrasi di puncak struktur batu gamping (bagian tengah Lapangan “Y”) yang berupa *reef (build up)* dengan sumbu orientasi cenderung mengarah ke arah utara-selatan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.11 dan Gambar 5.12 yang di *overlay* dengan peta struktur waktu (*time structure map*) pada horizon Top Kais dan horizon *Base Reef*. Dengan menggabungkan antara peta zona potensial sayatan horisontal impedansi akustik dan porositas dengan peta struktur waktu (Gambar 5.11 dan Gambar 5.12), dapat dilihat bahwa zona reservoir hidrokarbon yang potensial di sekitar Top Kais adalah zona yang berwarna hijau sampai kuning seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.11 dan Gambar 5.13, sedangkan untuk zona reservoir hidrokarbon yang potensial di sekitar *Base Reef* adalah zona yang

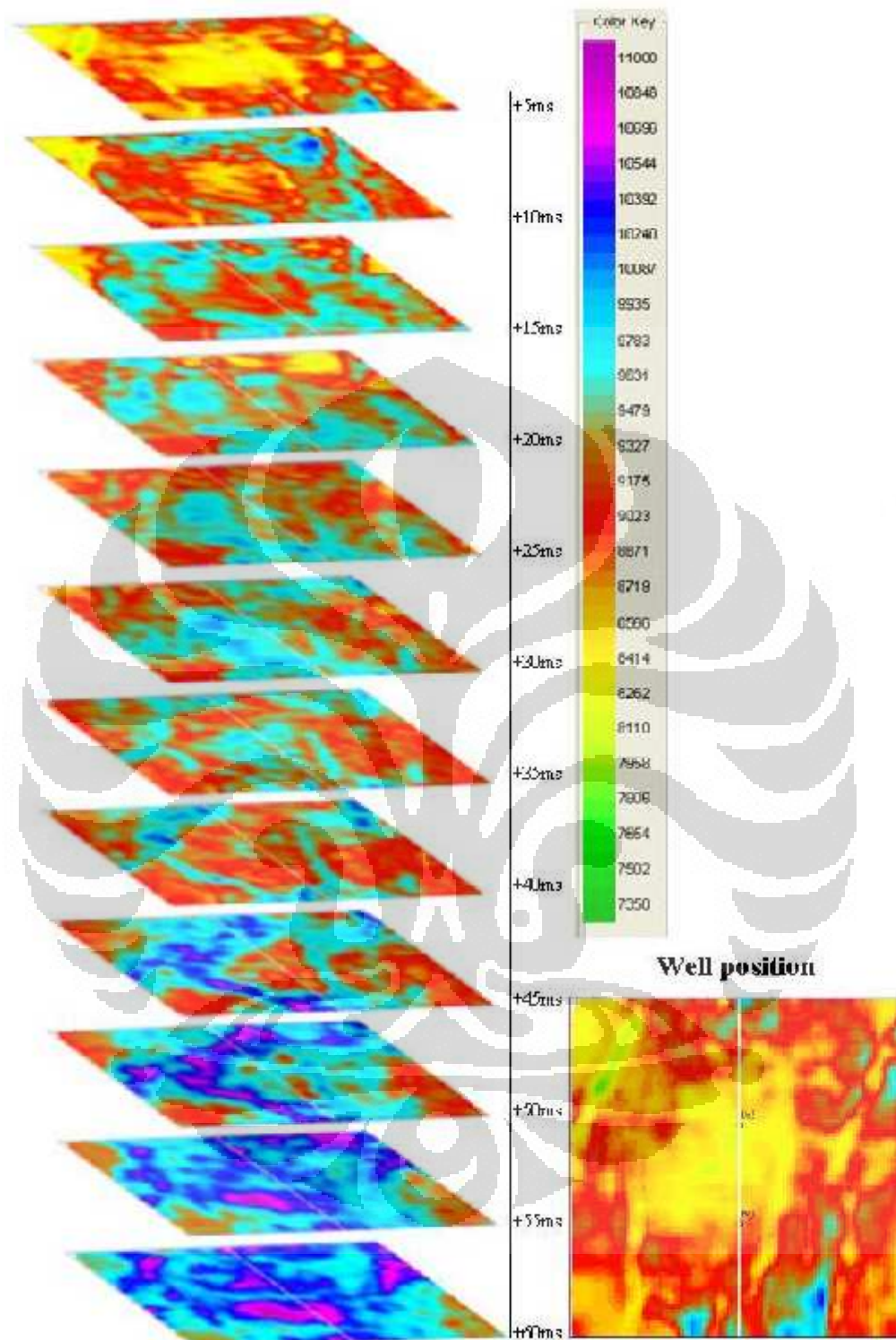
berwarna kuning sampai jingga yang cenderung terkonsentrasi di bagian selatan Lapangan “Y”, seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 5.12** dan **Gambar 5.14**.



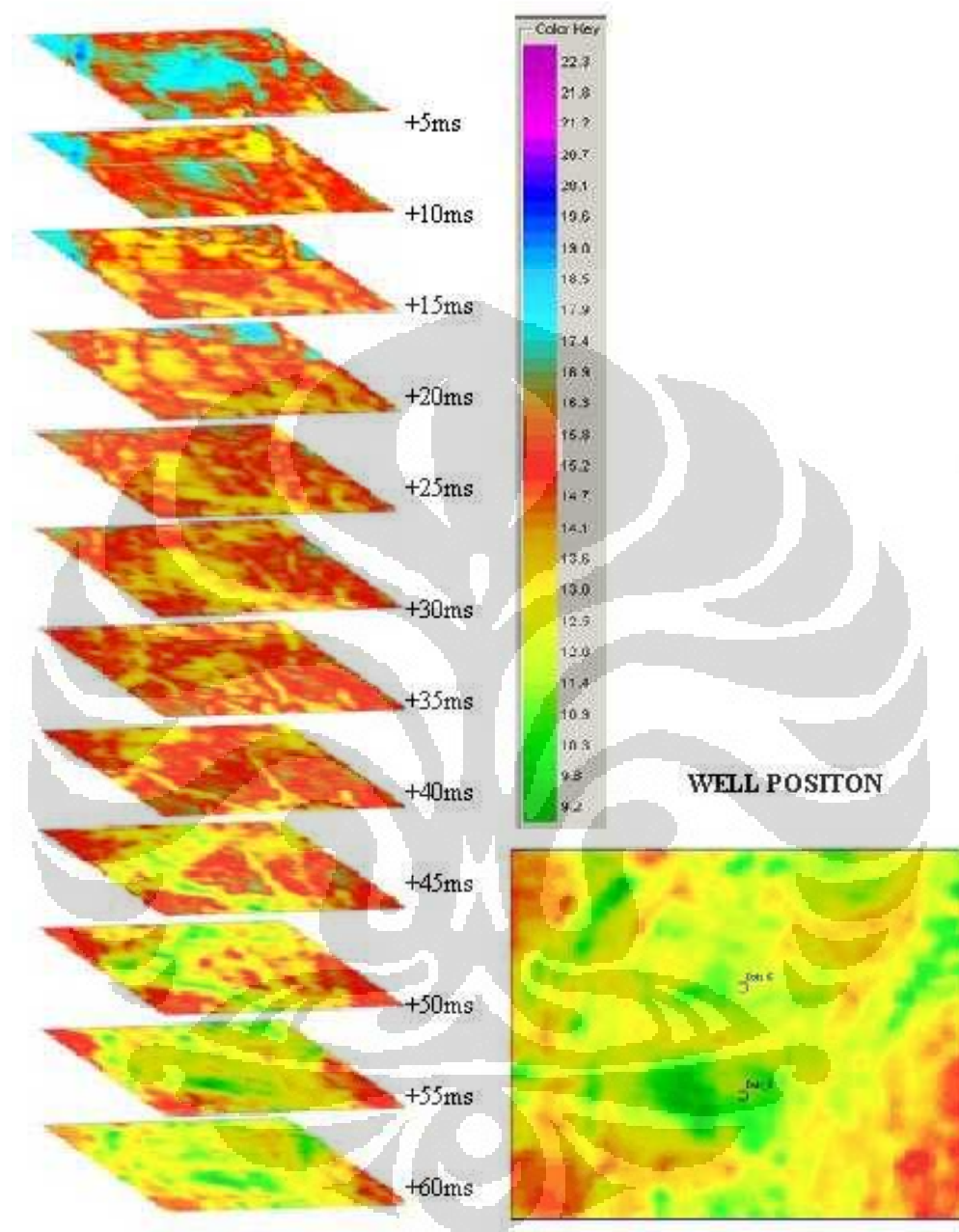
Gambar 5.13. Sayatan impedansi akustik secara horisontal yang menunjukkan zona yang berwarna hijau sampai kuning sebagai zona potensial pada time 5 ms di bawah horizon Top Kais.



Gambar 5.14. Sayatan impedansi akustik secara horisontal yang menunjukkan zona yang berwarna kuning sampai jingga sebagai zona potensial pada time 5 ms di atas horizon *Base Reef*.



Gambar 5.15. Sayatan impedansi akustik secara horizontal pada beberapa kedalaman dengan interval 5ms di bawah horizon Top Kais.



Gambar 5.16. Sayatan porositas secara horizontal pada beberapa kedalaman dengan interval 5ms di bawah horizon Top Kais.

Penyebaran nilai impedansi akustik dan porositas secara horisontal pada zona antara horizon Top Kais dan horizon *Base Reef* pada kedalaman tertentu dapat dilihat pada sayatan horisontal dengan interval time 5 ms hingga kedalaman 60 ms dari Top Kais, seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 5.15** dan **Gambar 5.16**.

Hasil sayatan pada **Gambar 5.15** dan **Gambar 5.16** menunjukkan penyebaran impedansi akustik rendah atau porositas tinggi berada pada lapisan bagian bawah Top Kais, yaitu sekitar 5-25ms. Penyebaran tersebut merata pada bagian atas hingga window sekitar 25-30ms yang berwarna kuning hingga jingga, kemudian menurun dengan bertambahnya kedalaman. Pada bagian bawah (sekitar time 30 ms dari Top Kais) impedansi akustik menjadi lebih tinggi yang ditandai dengan warna ungu dengan nilai impedansi diatas 10000 (m/s)*(g/cc), tetapi pada bagian selatan terdapat impedansi rendah yang penyebarannya sangat kecil (sedikit) yang ditandai dengan warna merah dengan nilai impedansi (8100-9000) (m/s)*(g/cc). Hal ini juga tampak pada **Gambar 5.16** bagian atas, dimana porositas relatif tinggi (warna biru muda sampai biru tua), kemudian menurun dengan bertambahnya kedalaman, hingga kedalaman sekitar 30 ms dari Top Kais. Nilai tersebut kemudian menurun kembali pada bagian bawah yang ditandai dengan warna biru sampai dengan ungu dengan nilai porositas yang lebih rendah bila dibandingkan dengan zona antara 5 ms sampai 30 ms dari Top Kais dengan nilai (15,0-17,0)%. Hasil ini juga didukung oleh penampang vertikal hasil inversi dan pemodelan porositas pada **Gambar 5.11** dan **Gambar 5.12** yang menunjukkan adanya dua zona AI rendah yang berasosiasi dengan porositas tinggi.

BAB VI

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisa inversi seismik pada Lapangan “Y” Formasi Kais Cekungan Salawati Papua secara keseluruhan dengan dukungan semua data maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Metode inversi impedansi akustik yang paling baik adalah metode Model Based, dengan nilai korelasi yang paling optimal yaitu sebesar 0,99 apabila dibandingkan dengan metode inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike* yang memiliki nilai korelasi sebesar 0.89.
2. Top Kais dan *Base Reef* merupakan daerah prospek di Lapangan “Y”, berdasarkan nilai AI dan Porositas (AI rendah-porositas tinggi). Daerah prospek sekitar Top Kais terdapat di bagian tengah dengan nilai AI dan porositas masing-masing adalah (7300-8500) (m/s)*(g/cc) dan (17,4-19,8%) (good), sedangkan daerah prospek di sekitar *Base Reef* adalah zona yang cenderung terkonsentrasi di bagian selatan dengan nilai AI dan porositas masing-masing adalah (8100-8900) (m/s)*(g/cc) dan (16,0-18,3%) (good).

DAFTAR ACUAN

- Abdullah, A., 2007a, Kecepatan Gelombang P, www.ensiklopediaonline.com
- Ariadmana, Y., 2006, *Karakterisasi Reservoar Batu gamping Pada Formasi Baturaja, Lapangan Raudatu, Cekungan Sunda Menggunakan Metode Inversi Seismik Berbasis Model*, Skripsi S-1 Program Studi Geofisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Biot, M.A., 1956, *Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid Saturated Porous Solid. J. Appl. Physics*, 12, 155–164.
- Charlton, T.R., 2000, *Tertiary Evolution of The Eastern Indonesia Collisional Complex. J. Asian Earth Sci*, 18.
- Gassmann, F., 1951, *Elastic Waves Through a Packing of Spheres: Geophysics*, 16, 673-685.
- Greestma, J. dan Smith, 1961, *Some Aspects of Elastic Wave Propagation in Fluid- Saturated Porous Solids*, geophysics, 169-181.
- Hamilton, W., 1979, *Tectonics of the Indonesian region* United States Geological Survey Professional Paper No. 1078, United States Geological Survey, Denver.
- Harper, J.D., Redmond, J.L., dan Whitaker, J.T., 1978, *Stratigraphic Seismic and hydrocarbon History, Salawati Basin, Irian Jaya*. Prepared for Petromer Trend.
- Hilterman, F.J., 1997, *Seismik Amplitude Interpretation*, Distinguished Instructor Short Course, EAGE.
- Koesoemadinata, R.P., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Jilid I Edisi kedua, ITB, Bandung.
- Pireno, G.E., 2008, *Potensi Formasi Sirga Sebagai Batuan Induk Di Cekungan Salawati Papua*, Skripsi S-1 Program Studi Teknik Geofisika Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan ITB, Bandung.
- Pireno, G.E., 2005, *Hydrocarbon Potential of the West Salawati Block, West Papua*, Prepared for PearlOil (Salawati) Ltd.
- Redmond, J.L., dan Koesoemadinata, R.P., 1976, *Walio Oil Field And The Miocene Carbonate Of Salawati Basin, Irian Jaya, Indonesia*, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 5th annu. Conv., hal.41-57.

- Riadini, P., 2009, *Kinematika Sesar Sorong Sebagai Implikasi Terhadap Evolusi Struktur Daerah Seram, Misool dan Cekungan Salawati*, Tesis Magister Teknik Geologi ITB, Bandung.
- Satyana, A.H., 2003, *Re-Evaluation of The Sedimentology and Evolution of The Kais Carbonate Platform, Salawati Basin, Eastern Indonesia: Exploration Significance*, Proceeding IPA 27th Annual Convention (DVD Version).
- Sheriff, R.E., and Geldart, L.P., 1995, *Exploration Seismology, 2nd Edition*, Cambridge University Press, USA.
- Sitorus, S.L., 2008, *Analisa Penyebaran Karbonat Build-Up menggunakan Atribut Seismik Pada Lapangan "Bulls" Block Kepala Burung Cekungan Salawati Propinsi Papua Barat Petrochina Internasional Ltd Indonesia*, Skripsi S-1 Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, Yogyakarta.
- Soedirdja, H., dan Gibson-Robinson, 1986, *Transgressive Development of Miocene Reefs, Salawati Basin, Irian Jaya*, Proceedings Indonesian Petroleum Association, 15th Annual Convention, hal.377-403.
- Sukmono, S., 1999. *Diktat Kuliah Interpretasi Data Seismik*, ITB, Bandung.
- Sumirah, 2007, *Deteksi Reservoir Gas Menggunakan Analisis AVO Dan Inversi Data Seismik 3D (Studi Kasus Di PT. Pertamina Doh JBB Cirebon)*, Skripsi S-1 Program Studi Geofisika Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Telford, W.M., Sheriff,R.E., Geldart,L.P., 1990. *Applied Geophysics*, Cambridge Univ. Press, MA.
- Vincelleete, R.R., and Soeparyadi, R.A., 1976, *Oil-Bearing Reefs in Salawati Basin of Irian Jaya, Indonesia*, AAPG Bulletin, V.60, No.9, hal.1448- 1462.
- Visser, W.A., dan Hermes, J.J., 1962, *Geological Result of The Exploration For Oil in Netherlands New Guinea*, Koninklijk Nederlands Geologisch Mijnbouwkundig Genootschap, Geologische Serie, 20.