

**PENGGUNAAN METODA DEKOMPOSISI SPEKTRAL DAN EKSTRAKSI  
ATRIBUT SEISMİK RMS DALAM PENENTUAN DELINIASI DAN DISTRIBUSI  
RESERVOAR BESERTA ANALISA FACIESNYA PADA LINGKUNGAN  
PENGENDAPAN LAUT DALAM LAPANGAN XYZ**



**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains**

**R HERASTYA IMAN PRIYONGGO  
0606001456**

**KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR  
PROGRAM PASCASARJANA FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS INDONESIA  
JAKARTA 2009**

**PENGGUNAAN METODA DEKOMPOSISI SPEKTRAL DAN EKSTRAKSI  
ATRIBUT SEISMIK RMS DALAM PENENTUAN DELINIASI DAN DISTRIBUSI  
RESERVOAR BESERTA ANALISA FACIESNYA PADA LINGKUNGAN  
PENGENDAPAN LAUT DALAM LAPANGAN XYZ**



**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains**

**R HERASTYA IMAN PRIYONGGO  
0606001456**

**KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR  
PROGRAM PASCASARJANA FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS INDONESIA  
JAKARTA 2009**

## LEMBAR PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : R Herastya Iman Priyonggo

NPM : 0606001456

Program Studi : Geofisika Reservoir

Judul Tesis : Penggunaan Metoda Dekomposisi Spektral dan Ekstraksi Atribut Seismik RMS dalam Penentuan Deliniasi dan Distribusi Reservoir beserta Analisa Faciesnya pada Lingkungan Pengendapan Laut Dalam

**Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Sains pada Program Kekhususan Geofisika Reservoir, Program Pascasarjana Fisika, Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.**

**MENYETUJUI :**

**PEMBIMBING**

Dr. Abdul Haris  
NIP : 132 090 909

**PENGUJI**

PENGUJI

PENGUJI

PENGUJI

*Dr. Suprajitno Munadi*

*Dr. Basuki Puspoputro*

*Dr. Ukat Sukanta*

**PROGRAM PASCASARJANA**  
**KETUA SIDANG**

Dr. DEDI SUYANTO  
NIP : 130 935 271

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Tuhan Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayahNya sehingga penulis bisa menyelesaikan penyusunan tesis ini. Tesis ini merupakan salah satu syarat untuk menyelesaikan jenjang pendidikan pada Program Magister Fisika di Universitas Indonesia.

Penelitian dan penulisan tesis ini tidak mungkin terlaksana tanpa adanya bantuan baik moril maupun spirituil dari berbagai pihak. Untuk itu, penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Kedua orang tua saya tercinta yang telah mendidik dan membesarkan saya.
2. Istri dan Anakku : Nur Wachyuningsih dan Fachry Athaullah Priyonggo.
3. Keluarga besar penulis yang sudah banyak memberi support secara moral.
4. Bapak Abdul Haris selaku pembimbing, yang sudah bersedia meluangkan waktu dalam membimbing penulis menyelesaikan thesis ini.
5. Pihak ENI Indonesia, yang telah memberikan bantuan pendidikan dan dalam rangka memperoleh data yang dibutuhkan penulis.
6. Teman-teman Geofisika Reservoir UI angkatan 2006, khususnya Budi, Tiur, Nina, Roy, Ilham dkk yang telah banyak memberikan dukungan dan dukanya serta sukacita dalam menyelesaikan studi.
7. Teman-teman sekantor di ENI Indonesia, Abah Ukat, Kang Yuyus, Didin, Indra, Gama, Edo, Johnny dll, yang telah banyak memberikan dorongan dan nasehat kepada penulis serta diskusi-diskusi yang dibutuhkan dalam penulisan tesis ini.

Penulis sangat menyadari banyaknya kekurangan dalam tesis ini, karenanya kritik dan saran sangatlah dibutuhkan untuk melengkapi tulisan ini. Namun demikian penulis berharap semoga tesis ini dapat berguna bagi rekan-rekan yang tertarik dalam ilmu geofisika reservoir dan menjadi satu sumbangan ilmiah yang berguna bagi bangsa ini. Akhir kata, semoga Allah SWT memberikan rahmat dan hidayahNya bagi kita semua. Amin.

Jakarta, Mei 2009,

Penulis

**LEMBAR PERNYATAAN  
PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH  
UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

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

Nama : R Herastya Iman Priyonggo  
NIM : 0606001456  
Program Studi : Geofisika Reservoir  
Jurusan : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam

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:

**Penggunaan Metoda Dekomposisi Spektral dan Ekstraksi Atribut Seismik RMS dalam Penentuan Deliniasi dan Distribusi Reservoir beserta Analisa Faciesnya pada Lingkungan Pengendapan Laut Dalam**

beserta perangkat yang ada (bila diperlukan) dengan Hak Bebas Royalti Non-Eksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmediakan, mengelola dalam bentuk pangkalan data, mendistribusikannya, dan menampilkan di internet atau media lain untuk kepentingan akademis tanpa perlu meminta ijin dari saya selama telah mencantumkan nama saya sebagai penulis dan pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Jakarta, Mei 2009

(R Herastya Iman Priyonggo)

## ABSTRAK

Nama : R Herastya Iman Priyonggo  
Pembimbing : Dr. Abdul Haris  
Program Studi : Geofisika Reservoir  
Judul : Penggunaan Metoda Dekomposisi Spektral dan Ekstraksi Atribut Seismik RMS dalam Penentuan Deliniasi dan Distribusi Reservoir beserta Analisa Faciesnya pada Lingkungan Pengendapan Laut Dalam Lapangan XYZ.

Lapangan XYZ adalah lapangan gas yang berada di Selat Makasar Kalimantan Timur. Lapangan ini terletak di bagian timur dari laut dalam Delta Mahakam dan kedalaman rata-rata air laut di daerah ini kurang lebih 6000 feet. Reservoir di lapangan ini dipercaya sebagai endapan turbidite laut dalam, dan dikenal sebagai "deep water channelized system" yang berumur antara Pliosen bawah – Miosen Atas. Oleh karena itu reservoir di daerah ini memiliki kuantitas dan kualitas yang sangat bervariasi.

Dalam penelitian ini dipilih metoda dekomposisi spektral yang hasilnya diharapkan akan dapat digunakan dalam mendeliniasi, dan analisa facies reservoir dengan pendekatan model yang telah ada sebelumnya dan telah dilakukan oleh Slatt 2006. Sementara ekstraksi atribut RMS dilakukan untuk melihat distribusi kandidat reservoir sekaligus menjadi pembanding dan pendukung informasi yang didapat dari metoda dekomposisi spektral.. Hasil penelitian ini pada akhirnya akan sangat berguna bagi perhitungan cadangan rinci, yang akan sangat tergantung pada geometri dan kualitas reservoir. Selain itu juga akan berguna bagi perencanaan produksi pada fase eksploitasi.

Dari hasil penelitian ini, didapatkan tiga facies reservoir dan hubungan korelasi yang kuat antara metode dekomposisi spektral dengan ekstraksi atribut RMS tersebut. Dengan ekstraksi atribut RMS dapat dilihat distribusi reservoir secara umum berdasarkan tingginya nilai atribut RMS. Sementara untuk deliniasi reservoir secara lebih rinci diperoleh dari hasil analisis dekomposisi spektral.

## ABSTRACT

Name : R Herastya Iman Priyonggo  
Lecture : Dr. Abdul Haris  
Study Program : Reservoir Geophysics  
Subject : Utilization of Spectral Decomposition method and RMS Seismic Attribute to determine Reservoir Deliniation and Distribution with Facies Analysis in Deep Water Depositional Environment of XYZ Field.

The XYZ Field is one of the gas fields located in Makasar Strait-East Kalimantan. It lies in the Eastern part of deepwater Mahakam Delta. The average water depth in the area is about 6000 feet. The reservoir of this field is believed to be the product of deepwater turbidite sedimentation as "deep water channelized system" of Lower Pliocene to Upper Miocene in age. As a consequence reservoir of this area has great variations in quality and quantity.

In this research the spectral decomposition method was chosen and expected to be used in reservoir deliniation and facies analysis based on previous model approaches Slatt, 2006. While RMS attribute extraction carried out in order to analyze the distribution of reservoir candidate as well as the benchmark and supporting information for the spectral decomposition method. The result of this study will be very important for detail reserved calculations, which will be very rely on to the reservoir geometry and quality. Moreover it will be very useful for the production planning at the exploitation phase.

From this study, it is concluded there are 3 (three) main facies of reservoir in the area, and there is a strong correlation between result of spectral decomposition and RMS attribute. From the RMS attribute extraction, the author found a general reservoir distribution based on the height of RMS value. Meanwhile for more detail reservoir deliniation, it has been achieved from the spectral decomposition analysis

## DAFTAR ISI

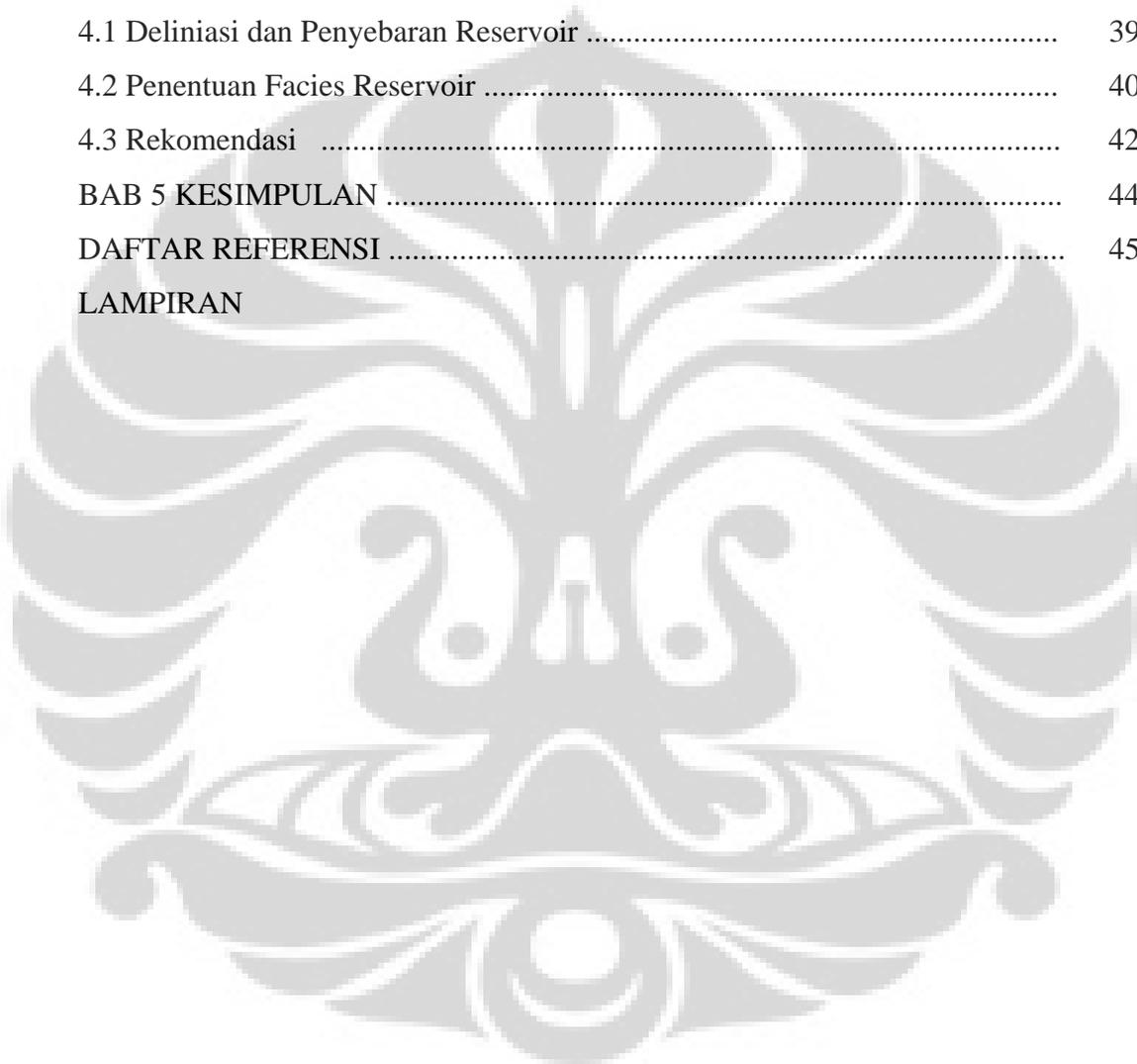
LEMBAR PENGESAHAN

KATA PENGANTAR

LEMBAR PERNYATAAN

ABSTRAK.....	i
DAFTAR ISI.....	iii
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Tujuan dan Batasan Studi.....	2
1.2 Metodologi .....	2
1.4. Sistem Penulisan .....	3
BAB 2 GEOLOGI REGIONAL LAPANGAN DAN TEORI DASAR .....	3
2.1 Perkembangan Tektonik Cekungan Kutai.....	4
2.2. Stratigrafi .....	5
2.3. Petroleum System .....	6
2.3.1. Sealing .....	6
2.3.2. Source Rock .....	6
2.3.3. Kematangan dan Migrasi .....	7
2.3.4. Trap (Cebakan) .....	7
2.4 Teori Dasar Dekomposisi Spektral .....	8
2.4.1 Tuning Cube .....	10
2.4.2 Volume Recon .....	12
2.5 Sistem Lingkungan Pengendapan Laut Dalam (Deep Water Depositional System) .....	13
BAB 3 PENGOLAHAN DATA DAN HASIL .....	19
3.1. Data.....	19
3.2. Pengikatan Sumur dengan Seismik (Kalibrasi).....	19
3.3 Korelasi Marker Seismik/Intepretasi Horison Seismik.....	22
3.4 Aplikasi Dekomposisi Spektral pada Intepretasi Horison Seismik .....	26

3.4.1. (SpecDeomp) Tunning Cube .....	27
3.4.2. (SpecDecomp) Volume Recon .....	30
3.4.3. Volume Composer .....	32
3.5 Ekstraksi Atribut Seismik RMS (Root Mean Square) .....	35
<b>BAB 4 PEMBAHASAN DAN ANALISA HASIL PENGOLAHAN DATA..</b>	<b>39</b>
4.1 Deliniasi dan Penyebaran Reservoir .....	39
4.2 Penentuan Facies Reservoir .....	40
4.3 Rekomendasi .....	42
<b>BAB 5 KESIMPULAN .....</b>	<b>44</b>
<b>DAFTAR REFERENSI .....</b>	<b>45</b>
<b>LAMPIRAN</b>	

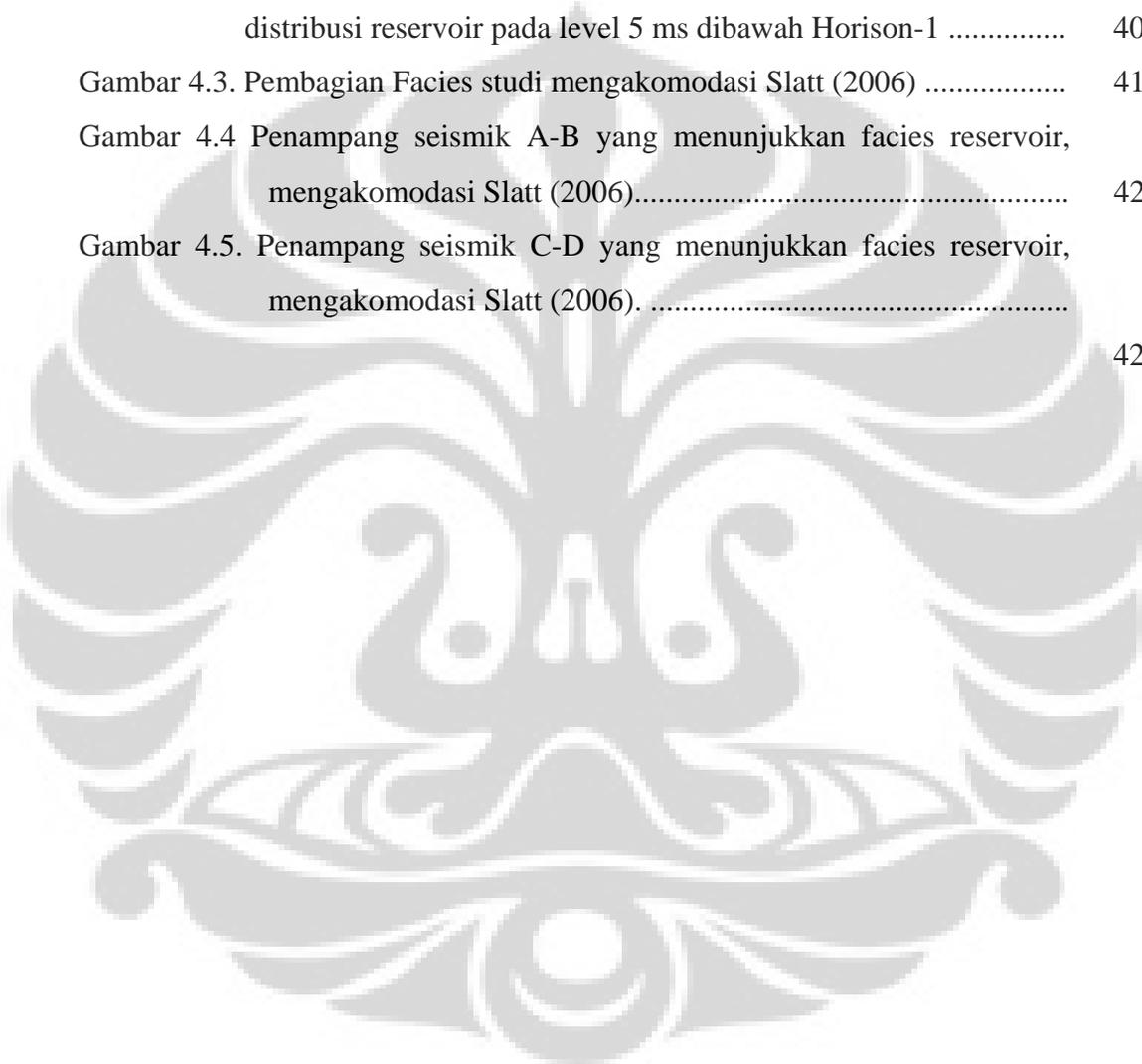


## DAFTAR GAMBAR

Gambar. 1.1. Diagram alur metodologi penelitian studi .....	2
Gambar 2.1. Peta Lokasi daerah telitian (Lapangan migas XYZ) .....	4
Gambar 2.2. Peta Struktur Regional daerah telitian .....	5
Gambar 2.3. Stratigrafi daerah telitian .....	6
Gambar 2.4. Zone of interest tuning cube .....	8
Gambar 2.5. Model tuning dan wedge dari lapisan tipis (Partyka, 2001) .....	9
Gambar 2.6. Efek "thin bed" menurut Partyka (1999) .....	10
Gambar 2.7. Analisa window panjang menurut Partyka (1999) .....	11
Gambar 2.8. Analisa window pendek menurut Partyka (1999) .....	12
Gambar 2.9. Discrete Frequency Volumes menurut Partyka (1999) .....	13
Gambar 2.10. Arsitektur lingkungan pengendapan laut dalam (Slatt, 2006) .....	14
Gambar 2.11. Skala pembagian sedimen "deep water" berdasarkan kebutuhannya menurut Slatt (2006) .....	15
Gambar 2.12. Pembagian sedimen laut dalam menurut elemen-elemen dan lokasi pengendapannya (Slatt, 2006) .....	15
Gambar 2.13. Menunjukkan elemen-elemen arsitektural laut dalam berdasarkan intepretasi seismik dan peta amplitudo .....	16
Gambar 2.14. Model umum dari sistem-sistem laut dalam "fine-grained" (Bouma, 2000) .....	17
Gambar 2.15. Model umum leaved channel dan kenampakannya di seismik (Model penampang seismik diambil dari Gulf of Mexico) .....	18
Gambar 3.1. Kalibrasi seismik untuk sumur-A .....	20
Gambar 3.2. Kalibrasi seismik untuk sumur-B .....	21
Gambar 3.3. Kalibrasi seismik untuk sumur-C .....	22
Gambar 3.4. Penampang seismik dengan spektrum frekwensi yang melewati ketiga sumur telitian .....	23
Gambar 3.5. Penampang Seismik A-B yang melewati Well-C, beserta posisi Horison-1 pada penampang seismik tersebut .....	24

Gambar 3.6. Penampang Seismik C-D dan Horison-1 yang melewati Sumur- C .....	24
Gambar 3.7. Hasil intepretasi Horison-1 dalam domain waktu .....	25
Gambar 3.8. Peta Struktur (Waktu) Horison-1 dalam Peta 3 Dimensi .....	26
Gambar.3.9 Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 5 hz ..	27
Gambar.3.10. Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 10 hz .....	28
Gambar 3.11. Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 15 hz .....	28
Gambar 3.12. Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 20 hz .....	28
Gambar 3.13. Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 25 hz .....	29
Gambar 3.14. Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 30 hz .....	29
Gambar 3.15. Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 35 hz .....	29
Gambar 3.16 Menunjukkan hasil Volume Recon pada frekwensi 5 hz .....	31
Gambar 3.17 Menunjukkan hasil Volume Recon pada frekwensi 20 hz .....	31
Gambar 3.18 Menunjukkan hasil Volume Recon pada frekwensi 35 hz.....	31
Gambar 3.19. Parameter dalam Volume Composer yang menunjukkan color blending mode dengan seismik frekwensi yang sudah dipilih.....	33
Gambar 3.20. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 0 ms .....	33
Gambar 3.21. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 5 ms .....	34
Gambar 3.22. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 15 ms .....	34
Gambar 3.23. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 35 ms.....	35
Gambar 3.24. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 40 ms.....	35
Gambar 3.26. Menunjukkan ekstrasi RMS window 50 ms di bawah Horison-1	37
Gambar 3.27. Menunjukkan ekstrasi RMS window 80 ms di bawah Horison-1	37

Gambar 4.1. Perbandingan antara metode dekomposisi spektral 5 ms dibawah Horison-1 dengan ekstraksi atribute RMS pada widow 50 ms di bawah Horison-1 .....	39
Gambar 4.2. Analisa dari peta dekomposisi spektral dan ekstraksi atribute RMS berdasarkan anomali untuk menentukan deliniasi dan distribusi reservoir pada level 5 ms dibawah Horison-1 .....	40
Gambar 4.3. Pembagian Facies studi mengakomodasi Slatt (2006) .....	41
Gambar 4.4 Penampang seismik A-B yang menunjukkan facies reservoir, mengakomodasi Slatt (2006).....	42
Gambar 4.5. Penampang seismik C-D yang menunjukkan facies reservoir, mengakomodasi Slatt (2006). .....	42



## BAB I PENDAHULUAN

Lapangan XYZ adalah lapangan gas yang berada di Selat Makasar Kalimantan Timur. Berada pada daerah laut dalam Timurlaut dari Delta Mahakam dengan kedalaman air laut lebih kurang 6000 feet. Reservoir yang berkembang merupakan produk turbidite laut dalam, dan berumur antara Pliosen bawah – Miosen Atas.

Dengan semakin menurunnya cadangan migas di Indonesia, mengharuskan kita untuk mencari alternatif lapangan/prospek baru, tempat terakumulasinya hidrokarbon, untuk menggantikan lapangan minyak tua yang selama ini menjadi andalan produksi migas nasional. Sebagian besar lapangan migas yang sudah dieksplorasi dan eksploitasi saat ini berada di darat (*onshore*) dan sebagian di laut dangkal (*shallow offshore*). Hal ini wajar, karena di daerah-daerah tersebut mempunyai resiko kegiatan yang kecil. Adapun lapangan/prospek di daerah laut dalam (*deep water offshore*) masih sangat sedikit dilakukan eksplorasi, dikarenakan resiko yang sangat besar dan biaya operasional yang jauh lebih mahal. Akan tetapi, dalam rangka meningkatkan produksi nasional dan memberi wawasan baru tentang prospek migas yang lebih maju, maka pengetahuan tentang reservoir ataupun *petroleum system* di daerah laut dalam (*Deep Water Offshore*). Reservoir yang berkembang di laut dalam biasanya cukup sulit untuk diidentifikasi. Hal ini disebabkan oleh geologi dan system pengendapan reservoir yang rumit, dasar laut yang bervariasi dan kehadiran gas dangkal (*hydrates*) yang mempengaruhi resolusi dari seismik yang dilakukan di daerah tersebut. Sehingga dibutuhkan beberapa metoda baru dan terdepan, untuk membantu kita dalam eksplorasi hidrokarbon di laut dalam.

Salah satu metoda yang digunakan adalah dekomposisi spektral dan ekstraksi atribut seismik RMS (*root mean square*) yang diyakini dapat membantu menentukan distribusi reservoir dan perkiraan facies dari reservoir itu sendiri.

Hasil dari penggunaan kedua metoda tersebut akan menghasilkan pola reservoir yang digunakan dalam penentuan deliniasi reservoir.

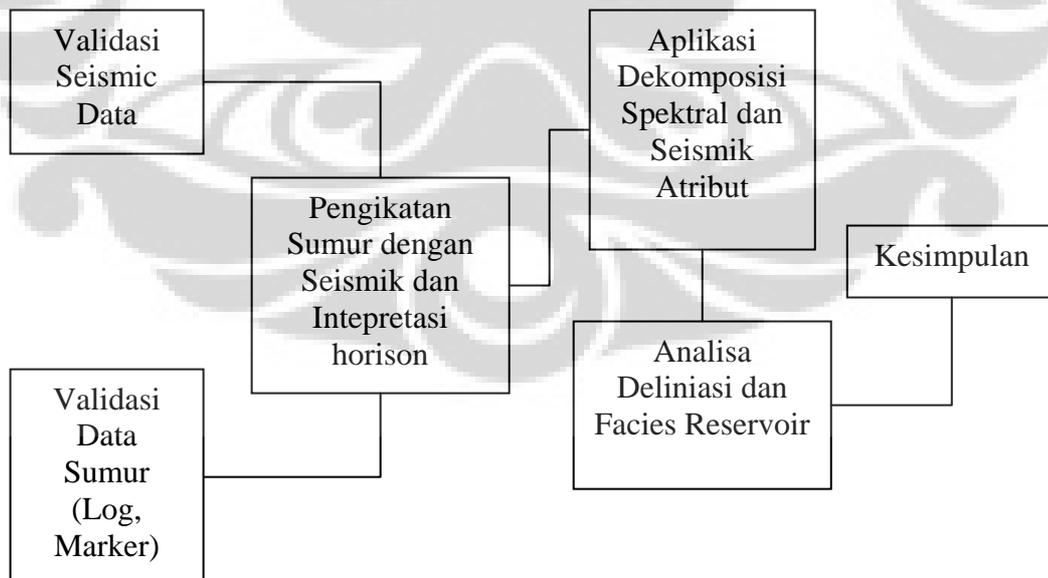
## I.2. Tujuan dan Batasan Studi

Penelitian ini dimaksudkan untuk mendapatkan gelar Magister Sains pada Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia tahun ajaran 2008/2009. Disamping itu dilakukan untuk mengetahui distribusi dan facies dari reservoir yang berkembang di daerah ini.

Studi ini terbatas pada pelamparan Marker-1, yang berdasarkan data log merupakan salah satu reservoir yang penting untuk lapangan ini.

## I.3. Metodologi.

Dalam studi ini dibagi beberapa tahap yang dimulai dari validasi data sampai pada tahap kesimpulan. Pada tahap validasi, diperlukan pemahaman yang lebih mengenai data yang dipergunakan. Hal ini penting dikarenakan kualitas hasil akhir dari studi ini akan sangat tergantung pada kualitas data yang ada. Bagan alur metodologi penelitian dapat dilihat pada gambar 1.1.



Gambar. 1.1. Diagram alur metodologi penelitian studi.

#### **I.4. Sistematika Penulisan**

Sistematika penulisan penelitian ini terdiri dari lima bab. Kelima bab ini menjelaskan latar belakang, landasan teori, proses pengolahan, analisis, dan kesimpulan.

Pada bab satu akan menjelaskan obyek penelitian, latar belakang, tujuan dan batasan studi. Di dalam bab ini akan menggambarkan secara umum permasalahan yang ada dan tujuan dari penelitian ini.

Pada bab dua akan mendeskripsikan metodologi dan dasar-dasar teori yang digunakan untuk mendukung penelitian mulai dari geologi regional, teori dasar dekomposisi spektral dan software/aplikasi yang digunakan dalam pengolahan data.

Pada bab tiga akan memaparkan tentang data yang digunakan dan pengolahan data yang terdiri dari : well tie seismic, intepretasi horison (dalam time) serta penerapan atribut seismik dan dekomposisi spektral terhadap horison tersebut.

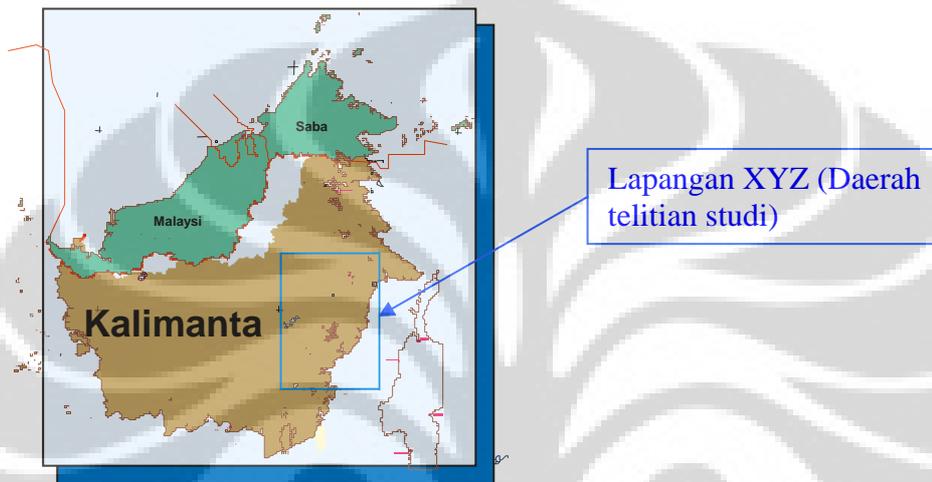
Pada bab empat merupakan pembahasan dari hasil studi yang mencakup penentuan / deliniasi reservoir serta analisa facies dari hasil pengolahan data yang telah dilakukan.

Pada bab lima berisi tentang kesimpulan-kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini.

## BAB II

### GEOLOGI REGIONAL LAPANGAN DAN TEORI DASAR

Lapangan XYZ merupakan bagian dari cekungan Kutai dan terletak di Selat Makasar Kalimantan Timur. Merupakan salah satu lapangan gas yang berlokasi di lepas pantai dan mempunyai lingkungan pengendapan laut dalam. (Gambar 2.1)



Gambar 2.1. Peta Lokasi daerah telitian (Lapangan migas XYZ)

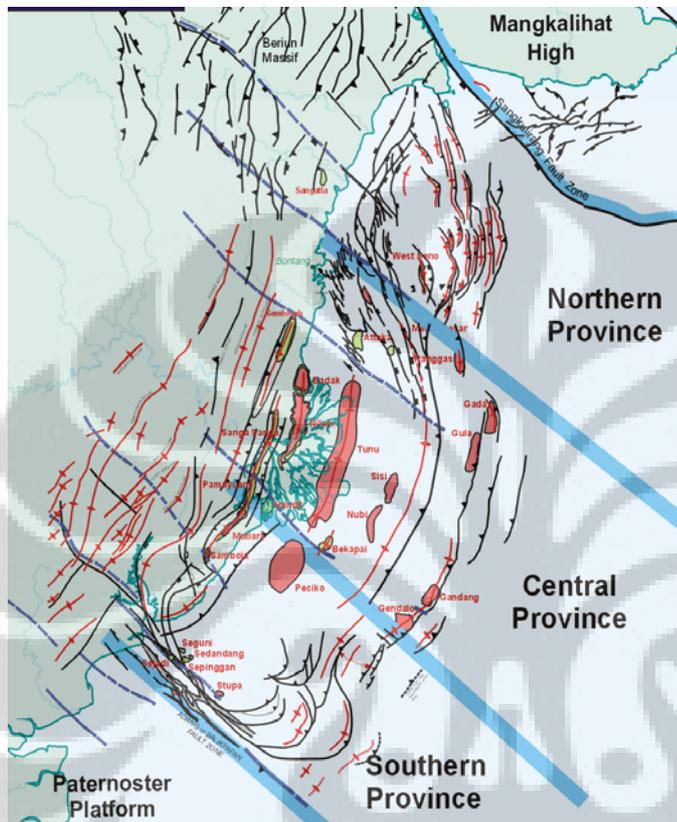
#### 2.1. Perkembangan Tektonik Cekungan Kutai

Menurut Moss (2000) berdasarkan interpretasi seismic data yang melewati utara selat Makasar dan laut dalam Delta Mahakam, ekstensi Miosen Tengah di daerah ini berasosiasi dengan *oceanic crust*.

Perkembangan half graben terisi secara cepat oleh sedimentasi *syn-rift* yang diikuti oleh pembukan cekungan yang terjadi sebagai fase sag selama periode Eosen Akhir sampai Oligosen. Pada periode ini NW-SE zona transfer *basement* terbentuk. (gambar 2.2)

Dari Miosen Tengah terjadi perubahan dari fase ekstensi menjadi kompresi, yang diakibatkan dari uploft pada daerah Kalimantan Tengah yang dikombinasi dengan tubrukan antara lempeng Australia dan kontinen mikro Indonesia Timur. Pada

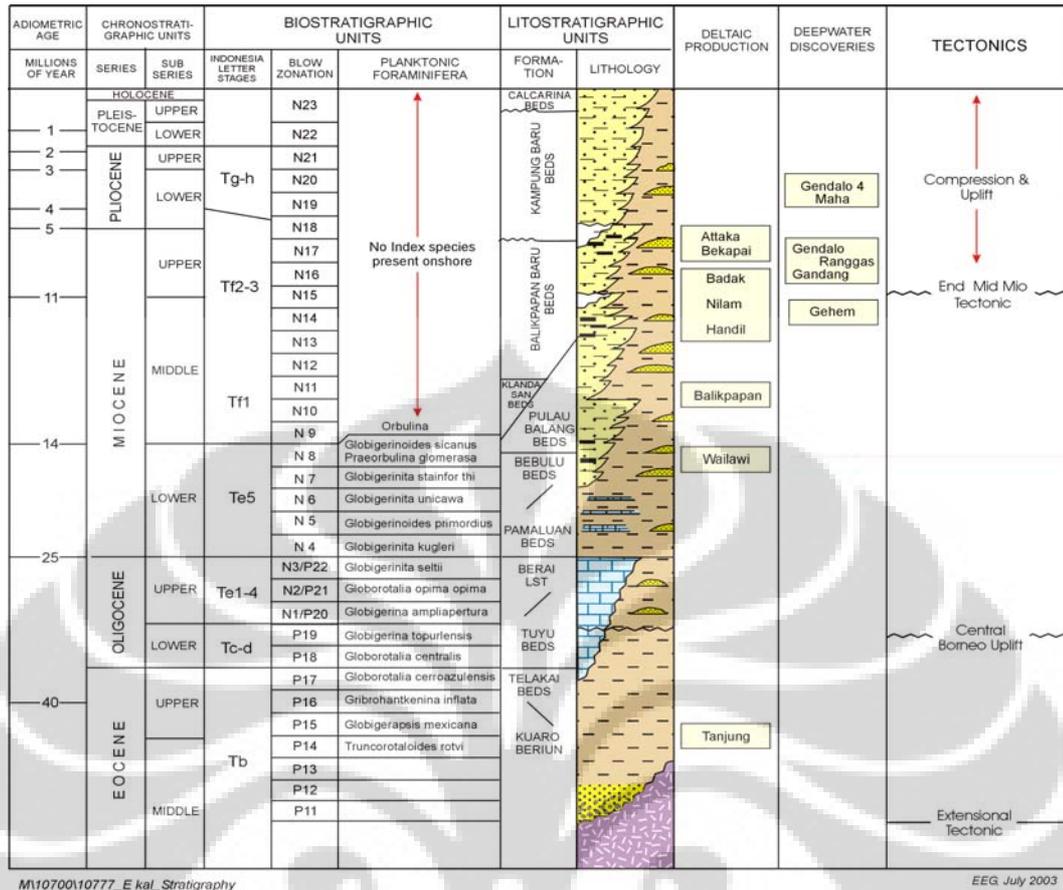
Fase kompresi ini pula membalikkan bentuk-bentuk ekstensional sebelumnya pada area *shelf* dan daratan serta membentuk antiklin-antiklin di daerah laut dalam. *Toe-thrust* area mulai terbentuk semakin muda ke arah timur.



Gambar 2.2. Peta Struktur Regional daerah telitian.

## 2.2. Stratigrafi

Secara umum, hampir semua reservoir yang ditemukan di daerah ini berumur Miosen Atas sampai Pliosen. Pada bagian atas Miosen Tengah hanya berhasil ditembus oleh beberapa sumur saja di daerah ini. Berdasarkan hasil pemboran sumur-sumur disekitar daerah telitian, ketebalan reservoir batupasir berumur Miosen Atas bisa mencapai 1000 feet, dengan memperhitungkan juga reservoir tambahan dari Pliosen dan Miosen Tengah. Reservoir batupasir yang ada, diinterpretasikan sebagai deposit yang diendapkan pada *proximal basin floor*. Gambar 2.3 menunjukkan kolom stratigrafi di daerah telitian.



Gambar 2.3. Stratigrafi daerah telitian.

## 2.3. Petroleum System

### 2.3.1. Sealing.

Sealing yang bagus di daerah telitian terbentuk oleh intra formasi *mudstone* dan hemipelagic *mudstone*. Unit-unit batupasir dibungkus oleh intra formasi *mudstone* pada umumnya menunjukkan rezim tekanan yang merdeka. Top seal muncul tidak menjadi sebuah resiko bagi sebagian besar sumur yang ada, terkecuali pada daerah *sand prone* di depan delta mahakam. Pada akhirnya dapat dilihat bahwa *hemipelagic mudstone* dapat menjadi sealing yang efektif untuk terbentuknya kolom hidrokarbon, meskipun untuk reservoir yang dangkal (minimum 2000 feet di bawah *sea bottom*)

### 2.3.2. Source Rock

Pada umumnya permasalahan utama resiko investasi di laut dalam dari beberapa perusahaan minyak adalah *source rock* (batuan induk) Lepas laut cekungan Kutai tidak pernah diasumsikan mengandung marine atau *lacustrin source rock* dan batubara yang menjadi *source* dari hidrokarbon pada *proflitic* onshore sampai ke daerah *shelf*, seharusnya tidak melampar sampai ke laut dalam. Pada tahun 1998, terjadi penemuan lapangan West Seno dan Merah Besar yang berimplikasi pada *oil prone source rock pada upper slope*. Pengambilan sample geokimia secara detail menunjukkan konfirmasi bahwa material *source* berasosiasi dengan *sand* dan *siltstone* dan bukan dengan *shale*. Fragmen-fragmen organik tersebar secara chaotic di dalam sand dan tersusun menjadi parallel laminasi, yang secara mekanika dikontrol oleh arus turbidit.

Tipe material organik yang dominan adalah kerogen *non fluorescing amorphouse herbaceous* (45%-70%). Sisanya adalah kerogen *liptinik* (sampai 10%), kerogen vitrinik penghasil gas (20%) dan kerogen *interinit* (sampai 40%).

### **2.3.3. Kematangan dan Migrasi.**

Migrasi adalah faktor kunci yang lain yang mempengaruhi distribusi minyak ke arah gas. Model kematangan terhadap section Miosen Atas menunjukkan bahwa sebuah rute migrasi sederhana dari kitchen dalam sinklin biasanya tidak matang. Selain itu sebuah perubahan facies lateral dalam setting turbidit laut dalam yang membuat sebuah migrasi lateral tidaklah efektif. Yang memungkinkan dari rute migrasi mature kitchen di dalam section Miosen tengah ke reservoir yang tidak matang dari Miosen atas dan Pliosen adalah melalui fault-fault yang vertikal dan mekanisme ini menambah proporsi minyak ke arah gas.

### **2.3.4. Trap (Cebakan)**

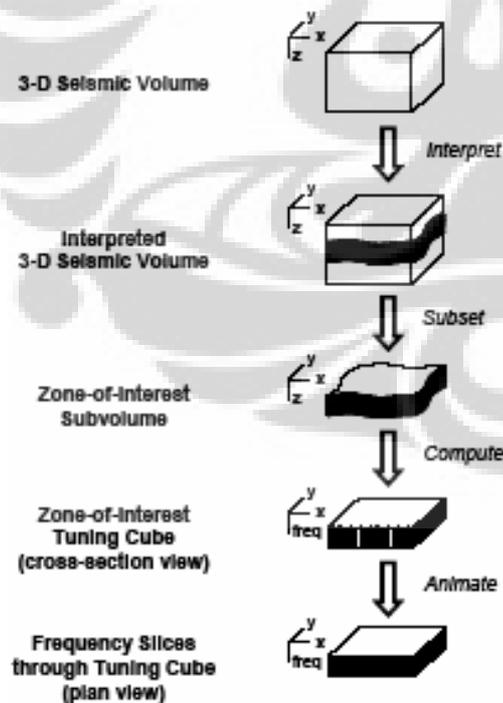
Disebelah utara dari daerah telitian terdapat "*toe-thrust*" area yang terbentuk secara baik daripada di daerah telitian dan sebelah selatan. Hasil dari antiklin hanging wall dari area ini membentuk tinggian-tinggian yang diidentifikasi sebagai cebakan reservoir.

Sedangkan cebakan-cebakan stratigrafi terbentuk pada *pinchout* batupasir kanal atau fan dan pada umumnya menyebar sampai ke puncak dari antiklin-antiklin di *toe thrust* area ini.

#### 2.4. Teori Dasar Dekomposisi Spektral.

Dekomposisi spektral adalah metode transformasi data seismik menjadi domain melalui sebuah *Discrete Fourier Transform* (DFT) atau melalui sebuah metode transformasi maksimum entropi (*Maximum Entropy Method transform/MEM*). Transformasi *amplitude spectra* ini digunakan untuk mendeliniasi sementara lapisan ketebalan yang bervariasi, sementara *phase spectra* digunakan untuk mengindikasikan adanya ketidakterusan even geologi secara lateral. Teknik ini telah terbukti menjadi pendekatan yang kuat untuk memperkirakan ketebalan dan mendefinisikan keberadaan fault.

Adapun pendekatan yang paling umum untuk mengkarakterisasi reservoir dengan dekomposisi spektral adalah melalui "zone of interest tuning cube"

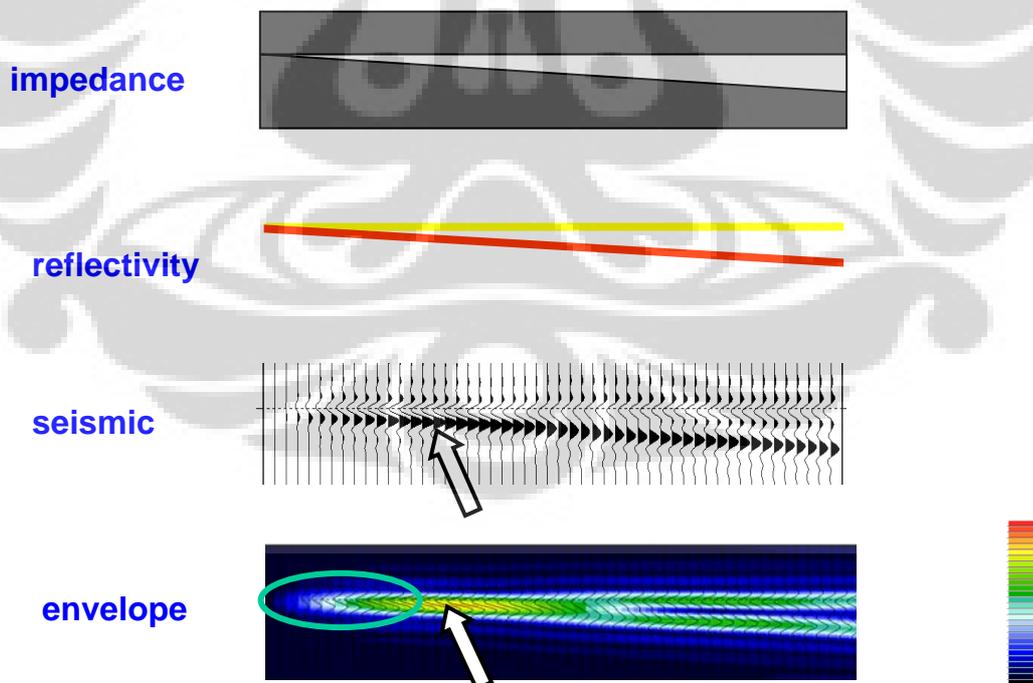


Gambar 2.4. Zone of interest tuning cube (Partyka 1999)

Penggunaan metode ini dimulai dengan pembuatan peta batas sementara dan vertikal dari zona yang diinginkan. Zona yang telah ditentukan tadi akan ditransformasi dari domain waktu menjadi domain frekwensi pada *window* tertentu.

Dekomposisi spektral dapat digunakan untuk menentukan secara kualitatif tubuh stratigrafi dan batas struktural sebagaimana juga penebalan/penipisan lapisan secara relatif.

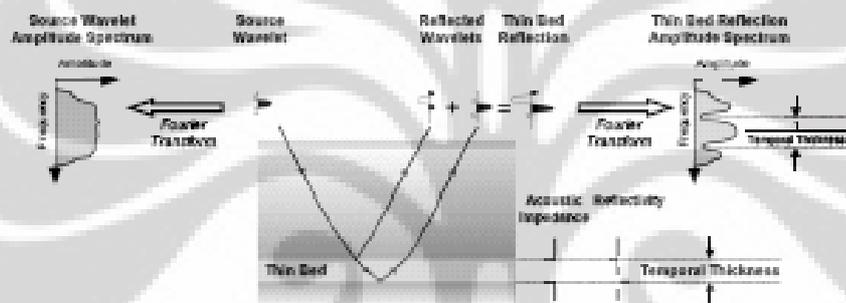
Dekomposisi Spektral adalah penggambaran reservoir dan teknologi intepretasi yang dapat membantu kita melihat resolusi yang lebih baik dari properti reservoir daripada apa yang biasa kita lihat pada display seismik biasa. Metode ini akan menghasilkan gambar yang lebih detail dengan mengekstrak suite dari map amplitude pada *slice*/potongan frekwensi di zona reservoir. Tiap peta yang dibuat dari metode ini akan menonjolkan/memperjelas respon puncak amplitude pada ketebalan lapisan yang berbeda.



Gambar 2.5 Model tuning dan wedge dari lapisan tipis (Partyka, 2001)

### 2.4.1. Tuning Cube

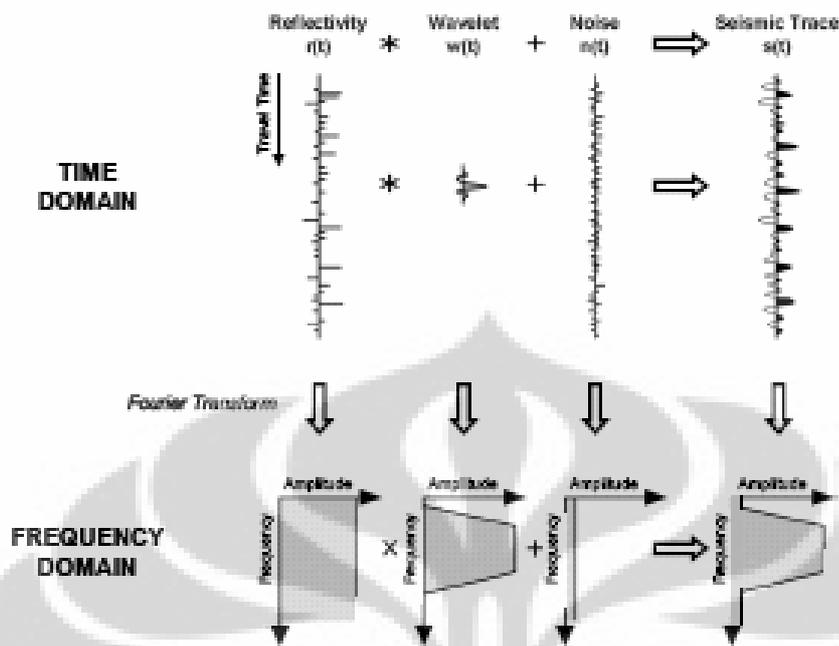
Konsep dasar dari analisa tuning cube ini adalah sebuah refleksi dari sebuah lapisan tipis mempunyai sebuah ekspresi karakteristik dalam domain frekwensi. Ekspresi karakteristik ini adalah indikasi ketebalan lapisan sementara dan dapat ditentukan dibawah seperempat dari panjang gelombang. Berdasarkan pada pemisahan waktu dari *peak* dan *trough wavelet*, estimasi tradisional ketebalan hanya dapat menentukan ketebalan jika lebih besar dari seperempat panjang gelombang.



Gambar 2.6 Efek "thin bed" menurut Partyka (1999)

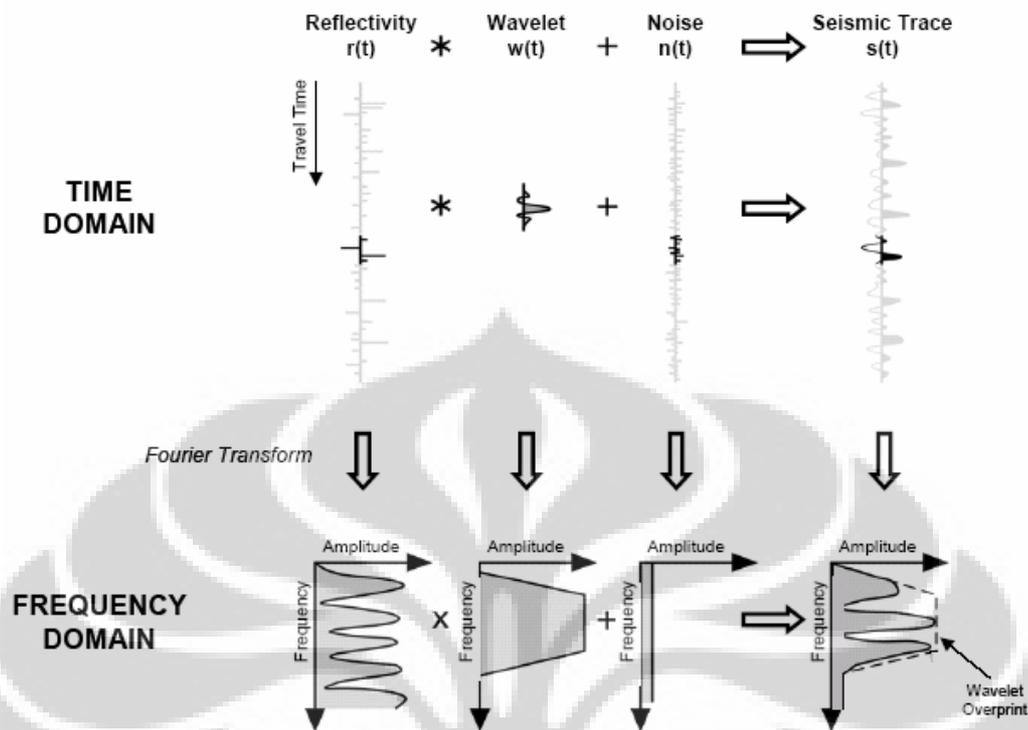
Pola interferensi spektral dari sebuah lapisan tipis akan muncul dengan distribusi dari properti akustik didalam analisa *window* yang pendek.

Sebelum melakukan dekomposisi spektral kita harus memahami perbedaan di dalam *response amplitude* spektra frekwensi antara *window* yang panjang dengan *window* yang pendek. Transformasi dari *window* yang panjang lebih kurang dari spektrum dari wavelet dan akan ditunjukkan dalam gambar berikut :



Gambar 2.7. Analisa window panjang menurut Partyka (1999)

Dikarenakan panjang window geologi tidak bisa diprediksi, maka spektrum reflektivitasnya adalah putih/flat. Sedangkan transformasi dari *window* yang pendek, terdiri dari sebuah *wavelet overprint* dan pola lokal interferensi dari properti akustik dan ketebalan rentang lapisan geologi oleh *window*.



Gambar 2.8. Analisa window pendek menurut Partyka (1999).

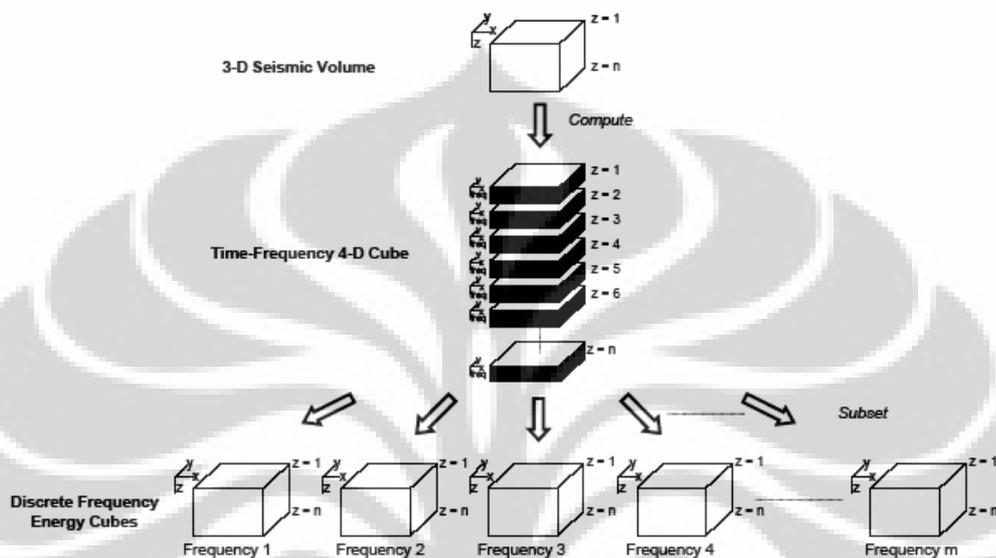
Penyaringan geologi non-random wavelet refleksi menyebabkan spectrum refleksi bukan putih/non-white. Reflektifitas spektrum ini menghasilkan pola interferensi didalam analisa *window* pendek.

Melalui analisa *tuning cube*, kita dapat melihat beberapa kasus, diantaranya hilangnya frekwensi tinggi pada batuan porous (atau batuan yang mengandung hidrokarbon) yang disebabkan oleh tuning dan tidak hanya atenuasi.

#### 2.4.2. Volume Recon

Volume Recon akan membuat suatu "Discrete Frequency Volumes" menggunakan pendekatan sebuah "running-window" pada setiap seismik tras pada suatu volume sesimik waktu. Parameter untuk Volume Recon ini biasanya ditentukan dengan melakukan Tuning Cube pada zona yang diinginkan. Peta *Tuning* akan menunjukkan problem tuning pada skala zona yang diinginkan

secara lokal. Karakterisasi seismik yang lebih besar membutuh pendekatan yang sedikit berbeda. Untuk dekomposisi diluar paket single reflektifitas atau zona yang diinginkan direkomendasikan menggunakan "Discrete Frequency Energy Cubes" atau dengan organisasi data yang berbeda, "Time Frequency 4-D Cube". Kedua tipe cube tersebut dapat dilihat dalam gambar 2.9 .



Gambar 2.9. Discrete Frequency Volumes menurut Partyka (1999)

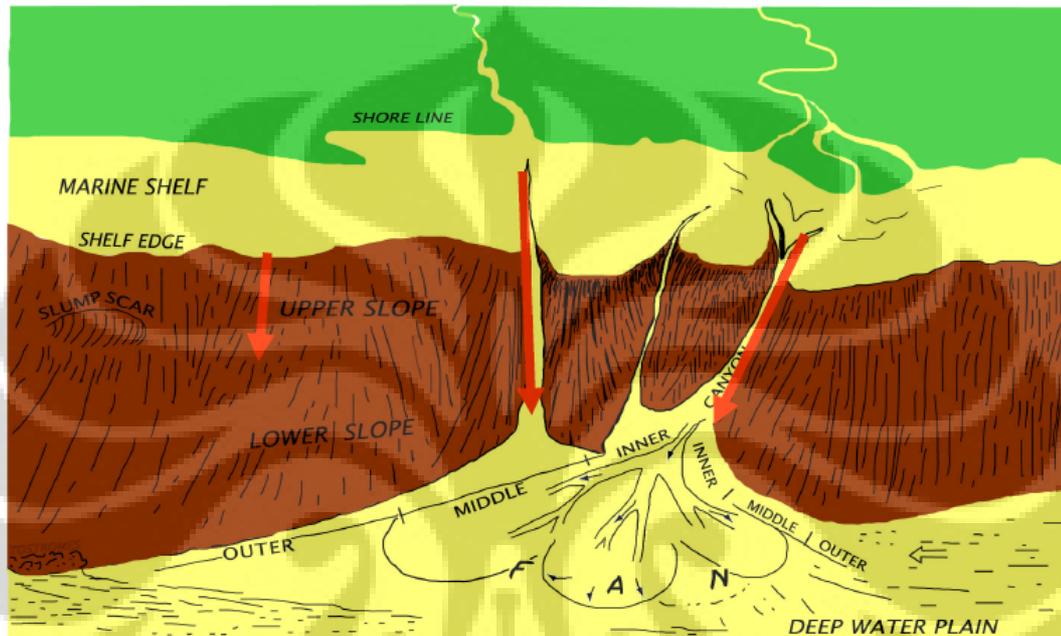
"Discrete frequency energy cubes" dilakukan dari sebuah *volume input single* untuk kemudian menjadi "*multiple discrete frequency amplitude*" dan volume fasa. Komputasi dari tiap sample dapat dilakukan melalui analisa spectral window yang mengkalkulasi amplitudo atau spektrum fasa. Metoda ini pada umumnya dilakukan hanya setelah menganalisa dan membuat parameterisasi di zona target.

## 2.5. Sistem Lingkungan Pengendapan Laut Dalam (Deep Water Depositional System)

Pendefinisian secara geologi dari proses pengendapan laut dalam adalah sedimen klastik yang tertransport sampai diluar batas shelf area oleh suatu proses arus gravitasi dan terendapkan di continental slope dan di dalam basin itu sendiri. Sediment ini kemudian terkubur dan menjadi bagian dari isi basin/*basin fill* ( Slatt, 2007).

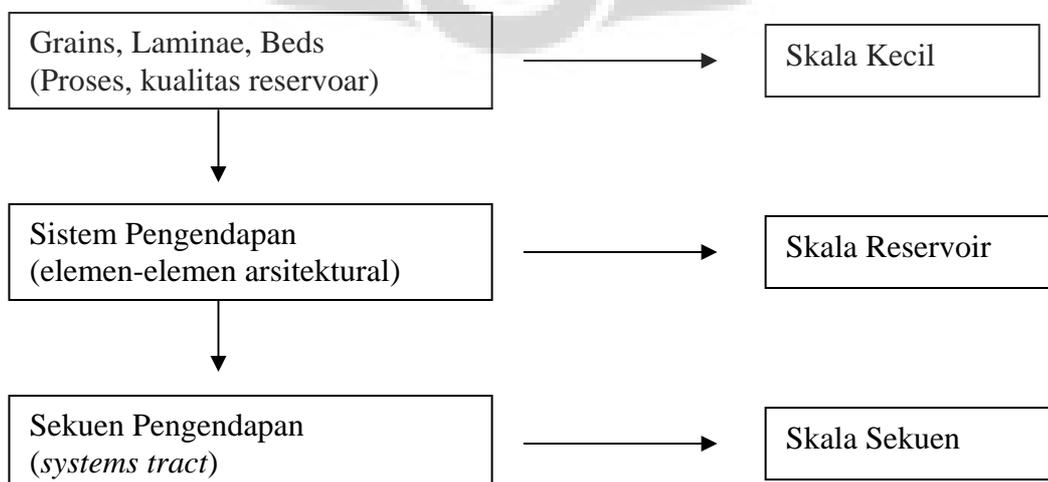
Dari definisi geologi di atas, dapat disimpulkan bahwa proses yang dominan dari lingkungan pengendapan laut dalam adalah proses gravitasi. Dalam pengertian geologi sendiri, pengendapan yang dipengaruhi oleh proses gravitasi tersebut didominasi oleh suatu proses yang disebut pengendapan turbidit.

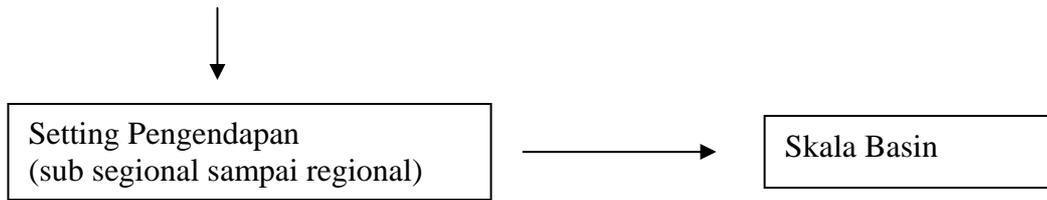
Secara morfologi, arsitektur sistem lingkungan pengendapan laut dalam ini bisa dilihat pada gambar 2.10:



Gambar 2.10 Arsitektur lingkungan pengendapan laut dalam. (Slatt, 2006)

Menurut Slatt (2006) pendeskripsian sedimen dalam lingkungan laut dalam dapat dibagi menjadi beberapa skala, berdasarkan pada kebutuhannya. Pembagiannya sendiri dapat dilihat dalam gambar 2.12





Gambar 2.11. Skala Pembagian sedimen "deep water" berdasarkan kebutuhannya menurut Slatt (2006)

Dari pembagian di atas, penulis memilih skala reservoir yaitu melihat lebih detail lingkungan pengendapan laut dalam berdasarkan elemen-elemen arsitekturalnya, yang kemudian dapat dibagi menjadi dua bagian :

1. Updip
2. Downtip

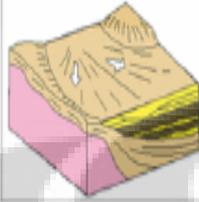
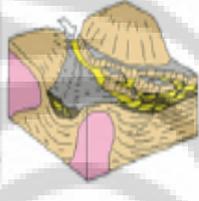
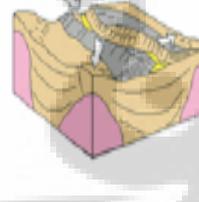
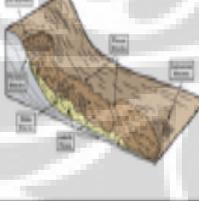
Dari kedua definisi di atas dapat kita lihat lebih detail lagi elemen-elemen arsitekturalnya dalam gambar di bawah ini :

Updip	Channel-fill Mass transport deposits
Down dip	Channel-fill Levee-overbank deposits Sheet sands (also splays) Mass transport deposits

Gambar 2.12. Pembagian sedimen laut dalam menurut elemen-elemen arsitektural dan lokasi pengendapannya (Slatt, 2006)

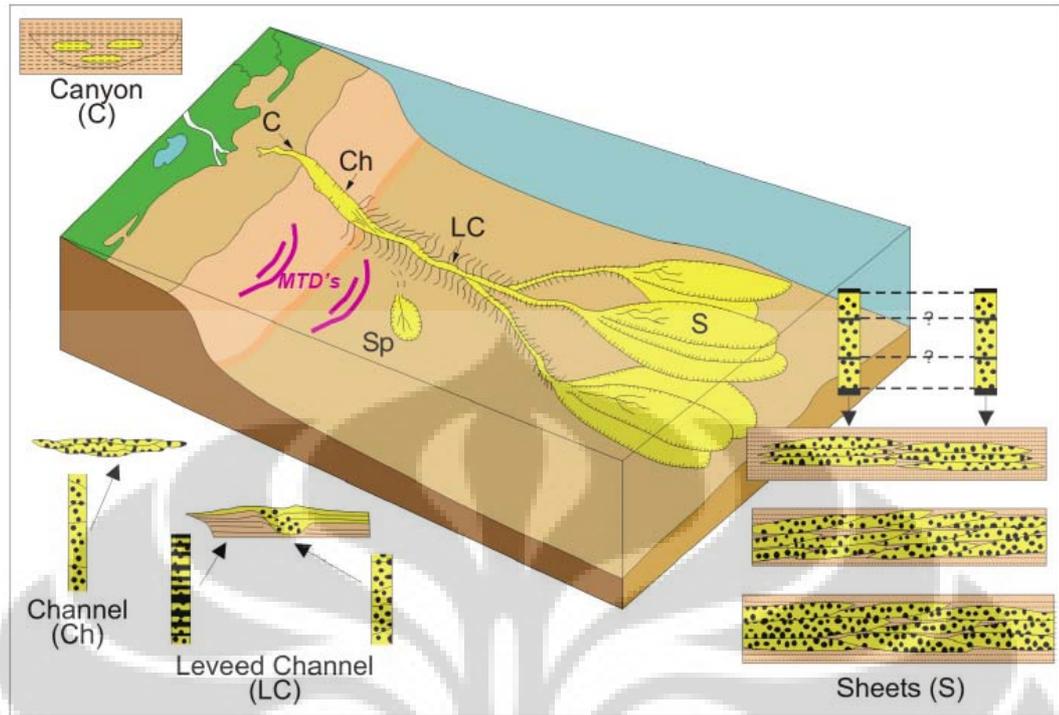
Selanjutnya pendefinisian arsitektural ini dapat dibagi menjadi facies-facies yang berbeda, tergantung pada karakteristik yang diinterpretasi dari seismik dan peta amplitudo. Pendefinisian ini akan berguna bagi penulis dalam penentuan facies-

facies yang mungkin terlihat dari interpretasi seismik di daerah telitian, dan menjadi data pendukung pada kesimpulan akhir dari studi ini.

Architectural Element	Diagram	Geometry and trend	Seismic expression	Amplitude map signature
<b>Layered and amalgamated sheets.</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>-Tabular external form</li> <li>-Lateral continuous</li> <li>-Layered sheets are interbedded sand and mud layers</li> <li>-Amalgamated sheets are thick sand beds interbedded with thin mud layers or with sand-on-sand contacts</li> </ul>	They present a characteristic high amplitude seismic reflection (HAR). Can be aerially extensive and have mounded appearance in cross-sectional view.	"Lobate deposits at the termini of channels" <sup>1</sup> . Amplitudes vary from high to moderate depending on the sand content.
<b>Channel fill deposits</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>-Straight (updip) to sinuous (downdip)</li> <li>-Laterally discontinuous</li> <li>-Vary from erosional to erosional/aggradational to aggradational.</li> </ul>	Discontinuous, fenticular or wavy with subparallel reflections.	Sinuuous or straight. Can show lateral migration, abandoned meanders, tributaries and terminal lobes. High amplitude indicates high sand content and low amplitude values indicate high shale content.
<b>Levee-Overbank sediments</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>-Proximal levees and distal levee-overbank are elongated and trend parallel to channels</li> <li>-Crevasse splays are elongated and fan shaped.</li> </ul>	Levees are gull wing shaped. Overbank deposits are semitransparent zones (high shale content)	Most of these sediments are present in low amplitude areas because of their high shale content. Crevasse splays have high amplitudes and are associated to channel spills in the outer bend.
<b>Mass Transport Complexes (MTC)</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Slightly elongated downdip and external mounded form</li> <li>- Comprise slide blocks, rotated blocks and thrusts</li> </ul>	Chaotic, mounded, hummocky and highly discontinuous with some faulted intervals. Sharp and erosive boundaries.	Alternating facies from high amplitude, irregularly bedded reflections (slide blocks) embedded in a relatively low and chaotic amplitude background.

<sup>1</sup> and figures taken from Weimer, P., Slatt, R.M., 2007. Petroleum Geology of Deepwater Settings AAPG Studies in Geology No. 57

Gambar 2.13 Menunjukkan elemen-elemen arsitektural laut dalam berdasarkan interpretasi seismik dan peta amplitudo.

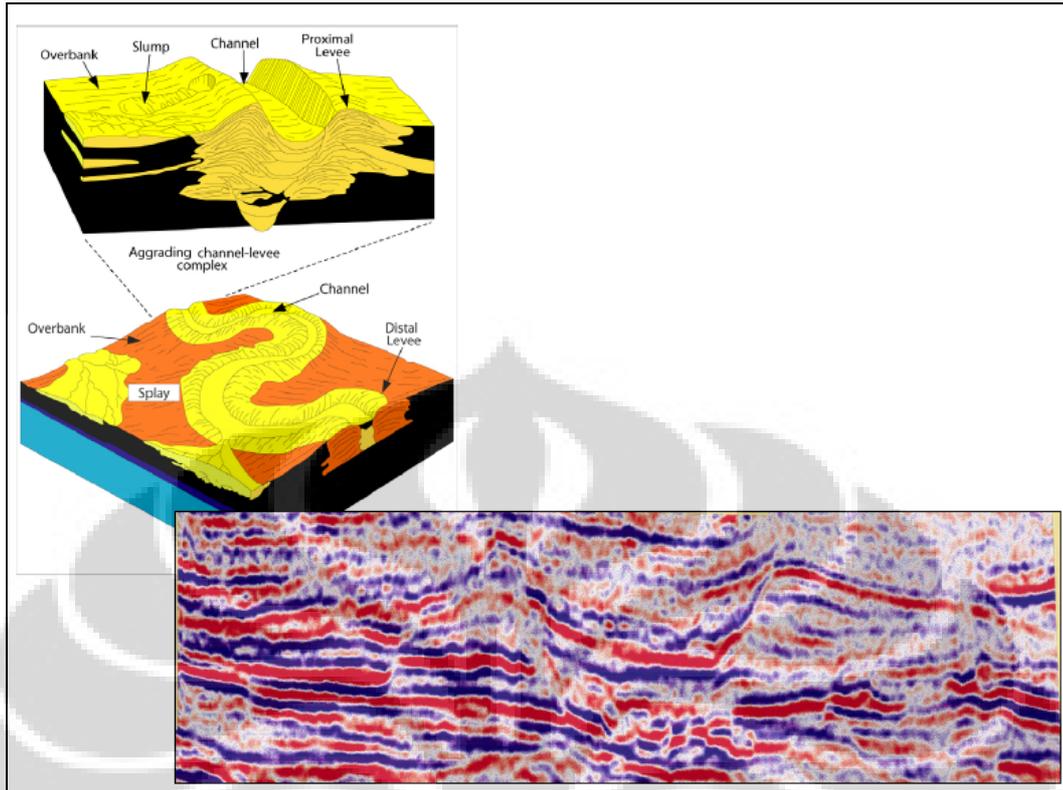


Gambar 2.14 Model umum dari sistem-sistem laut dalam "fine-grained" (Bouma, 2000)

Dari sekian banyak model yang dipakai, *Leveed Channel* (kanal yang terbenjung) adalah model yang cocok untuk daerah telitian. Terdapat dua facies dari leveed channel ini (Slatt 2006), yaitu :

1. *Proximal levee*, relatif mempunyai reservoir yang bagus
2. *Distal levee*, didominasi shale deposit, kurang bagus sebagai reservoir.

Adapun bentuk model kedua levee channel tersebut dan contoh kenampakannya di seismik dapat dilihat dalam gambar berikut :



Gambar 2.15. Model umum leaved channel dan kenampakannya di seismik (Model penampang seismik diambil di Gulf of Mexico)

Dengan teori dasar facies pengendapan laut dalam ini, diharapkan pada bab ke empat nanti, penulis dapat menentukan facies apa saja yang berkembang di daerah telitian tersebut.

## BAB 3

### PENGOLAHAN DATA DAN HASIL

#### 3.1. Data

Dalam penelitian ini menggunakan data-data sebagai berikut:

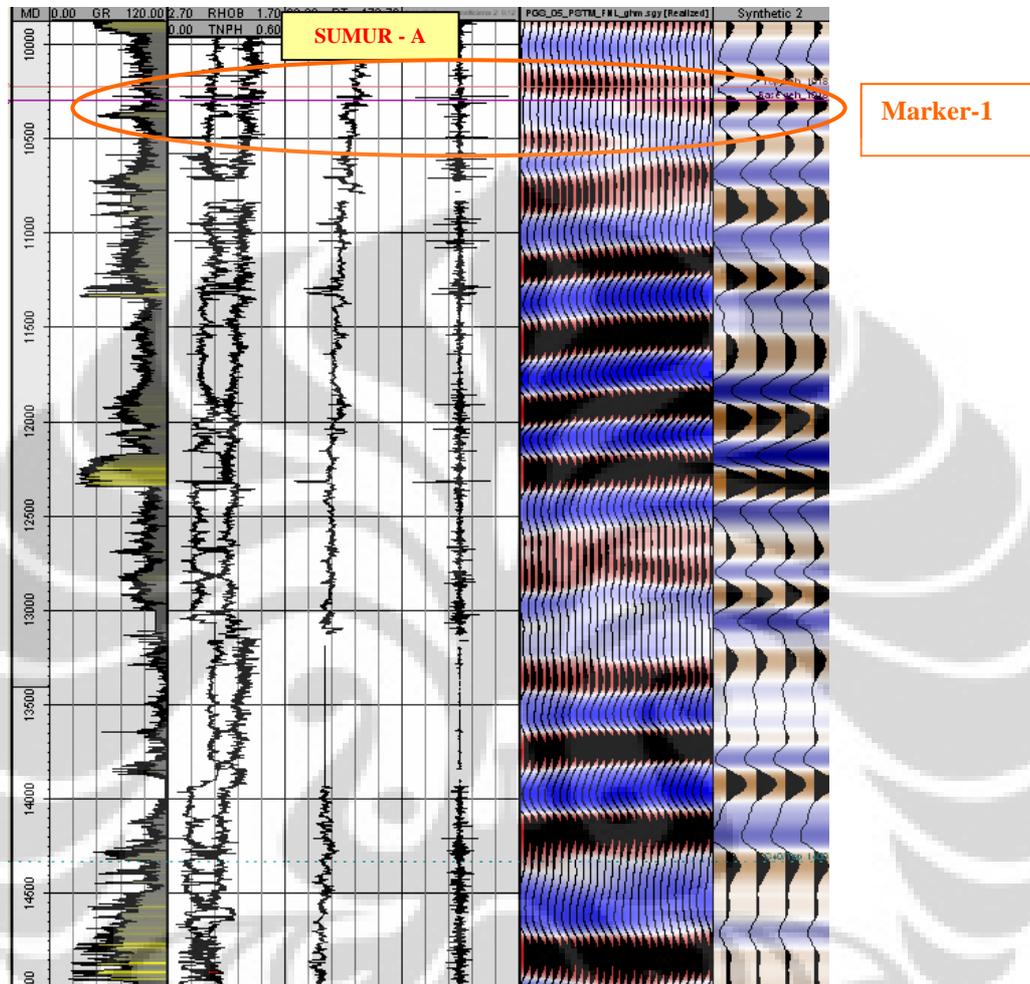
- Data seismik 3 PSTM (*PreStack Time Migration*) yang diakuisisi pada tahun 1999.
- Data sumur sebanyak 3 sumur (Sumur A, B dan C) beserta *wireline log* yang terdiri dari *gamma ray*, *resistivity*, *neutron*, *density* dan *sonic* dari tiap-tiap sumur.
- Marker data, yang menunjukkan korelasi yang sama di tiap-tiap sumur. Khusus untuk penelitian ini, digunakan hanya satu marker data, yaitu Marker-1, dimana diinterpretasikan sebagai reservoir batupasir bagian dari suatu kanal laut dalam, yang ditemukan di Sumur-3.

#### 3.2 . Pengikatan Sumur dengan Seismik (Kalibrasi)

Data seismik yang berupa informasi sinyal refleksi pada suatu seismik *section* baru bisa dimaknai lebih berdasarkan sudut pandang geologi ataupun petrofisik perlu diikatkan dengan sumur. *Wiggle* akan tetap sebagai *wiggle* jika kita tidak berusaha mengkorelasikannya dengan susunan litologi secara vertikal yang mana akan sangat diperlukan untuk diartikan lebih lanjut dan sangat berhubungan dengan proses pengendapan ataupun sekuen stratigrafinya.

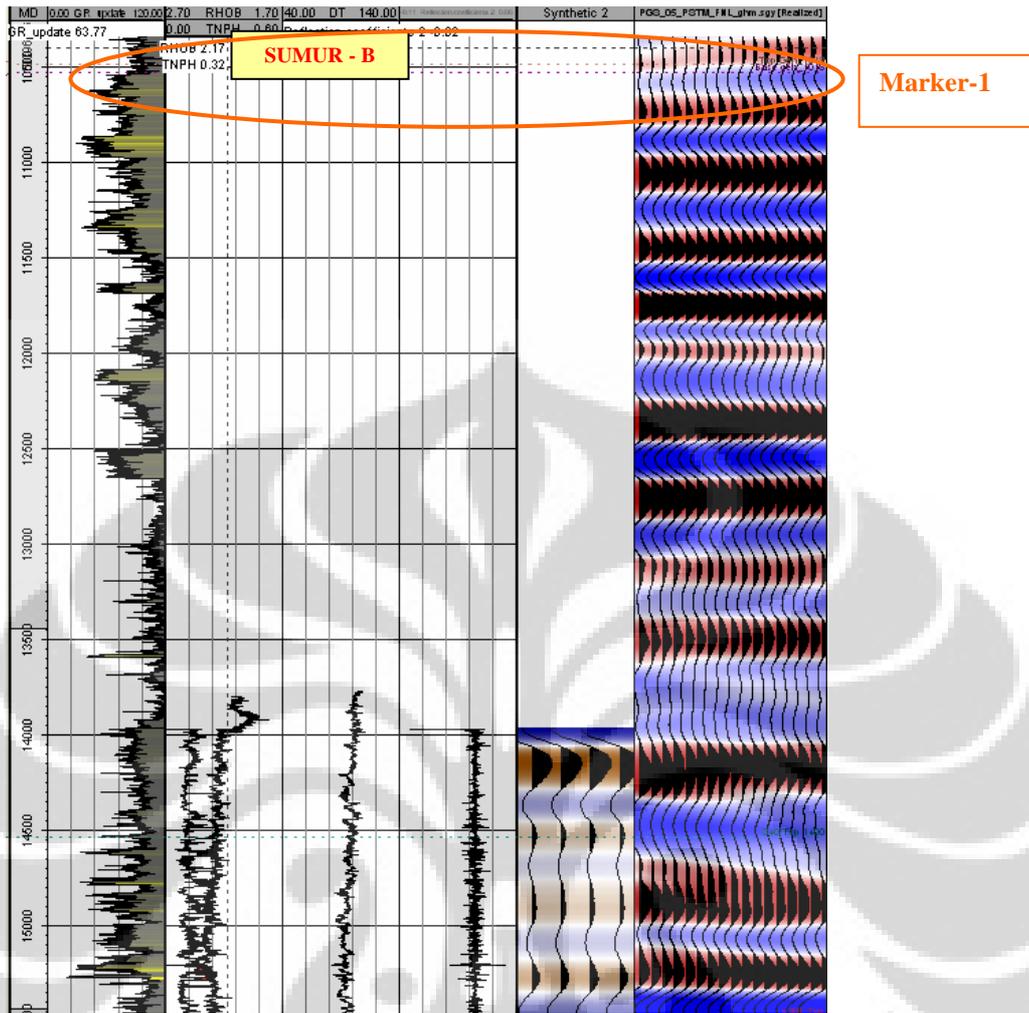
Pemaknaan secara lateral akan sangat bergantung dari korelasi antara data seismik dengan data sumur dengan cara transformasi data sumur yang berupa *sonic log* dan *density log* ke data seismik yang berupa deretan wavelet. Prosedur diatas lebih dikenal dengan pembuatan seismogram sintetik. Secara prinsip, hal yang harus diperhatikan dalam tahapan ini adalah kemiripan/matching dalam arti yang lebih universal baik tempat kedudukan, jenis wavelet, fasa dan frekuensinya. Gambar

3.1 sampai 3.2 menunjukkan hasil korelasi antara seismogram sintesis Sumur-A, B dan C



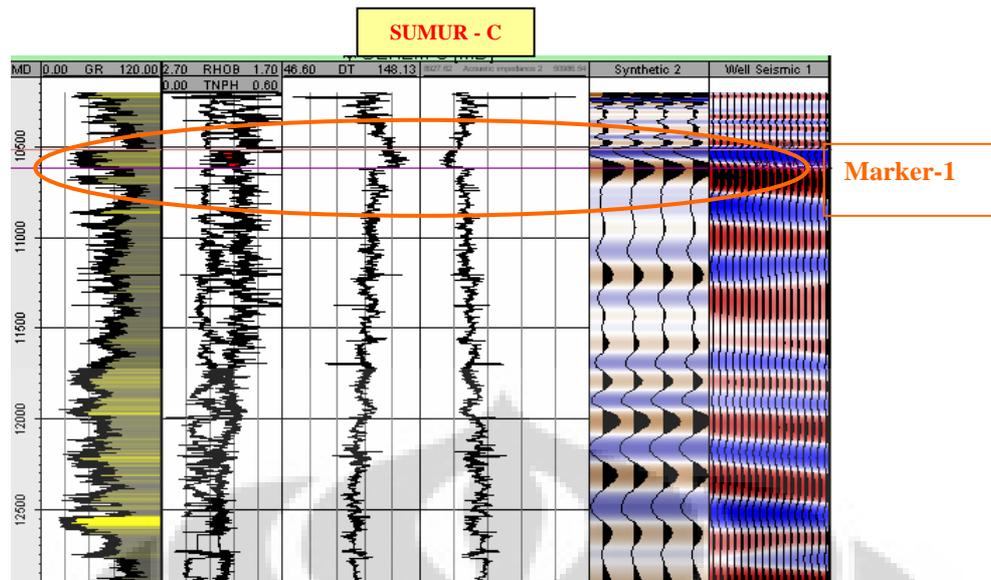
Gambar 3.1 Kalibrasi Seismik untuk Sumur-A

Dari kalibrasi seismik di sumur-A, teruma si sekitar marker-1 (kedalaman lebih kurang 10.000 – 11.000 feet) menampakkan korelasi yang cukup tinggi ( di atas 0,5) dengan data seismik yang ada. Pada sumur-A ini, marker-1 jatuh pada lithologi shale dengan kenampakan seismik wiggle minimum (*trough*).



Gambar.3.2 Kalibrasi Seismik untuk Sumur-B

Kalibrasi sumur-B juga menunjukkan korelasi yang cukup tinggi (lebih kurang 0,5), walaupun data log sumur yang digunakan dalam kalibrasi ini hanya sekitar 1500 feet saja dan tidak mencakup zona target, karena keterbatasan log densitas dan sonic yang tersedia. Dengan ketersediaan data yang terbatas, kalibrasi tetap bisa dilakukan terutama untuk mendapatkan korelasi yang baik antara data sumur dan seismik, meskipun tidak menghasilkan koefisien refleksi di zona target.



Gambar 3.3. Kalibrasi Seismik untuk Sumur-C

Kalibrasi di sumur-C merupakan kalibrasi yang terbaik, dengan melihat korelasi yang tinggi antara data seismik dan sumur. Dari kalibrasi di sumur ini tampak terlihat jelas posisi marker-1 yang berupa batupasir/sand, terletak pada *wiggle* minimum(*trough*) dan cukup representatif untuk dilakukan interpretasi.

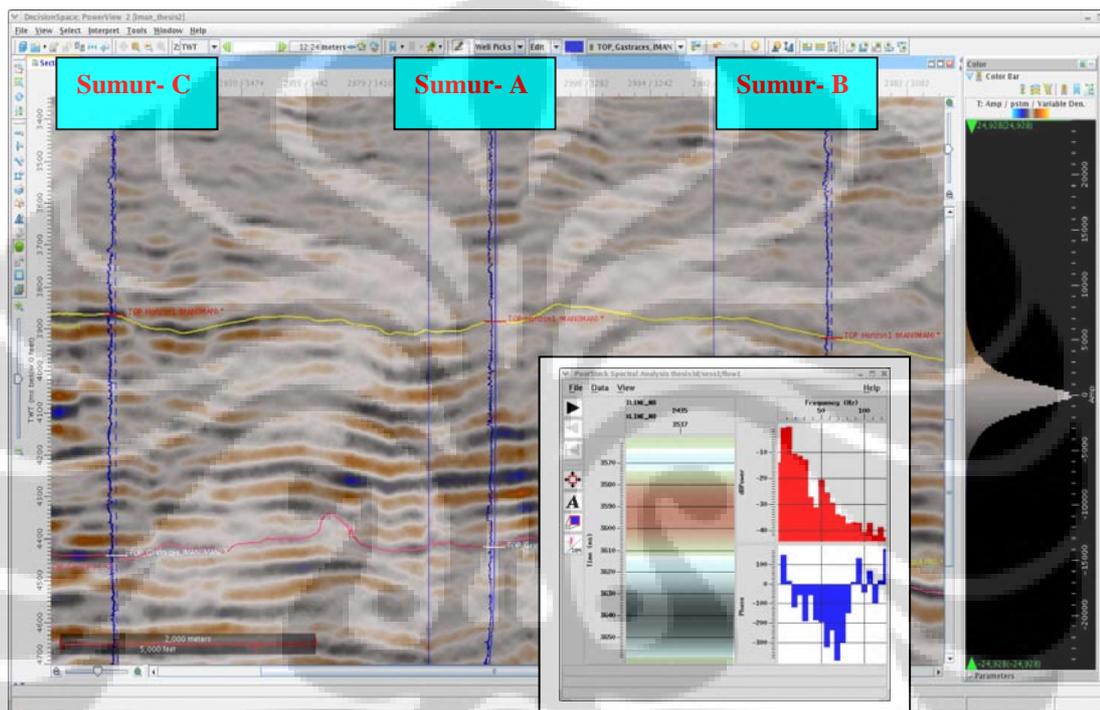
### 3.3 Metoda Korelasi Marker Seismik/Interpretasi Horison Seismik.

Metoda korelasi marker seismik pada dasarnya adalah pengkorelasi lateral atau penarikan horison antar sumur dengan menggunakan data seismik refleksi. Dalam studi ini, penarikan dan korelasi antar marker lebih di guide dengan konseptual model geologi seperti yang telah dipaparkan dalam sub bab sebelumnya dalam model korelasi antar sumur. Gambar 3.4 sampai 3.6 merupakan contoh model pengkorelasi penerusan horison berdasarkan referensi model korelasi antar sumur.

Intepretasi Horison-1 berdasarkan pada Marker-1 yang diidentifikasi sebagai reservoir gas di Sumur-C, namun tidak ditemukan di Sumur-A dan C. Sementara itu dengan memperhatikan kalibrasi seismik yang sudah dilakukan, Horison-1 berada pada *wiggle* negatif (*trough*) sedangkan posisi dasar laut menunjukkan ada pada *wiggle* positif/maksimum (Konvesi Amerika/ *SEG reverse polarity*). Kemudian intepretasi Horison-1 dipopulasikan ke semua area untuk mendapatkan

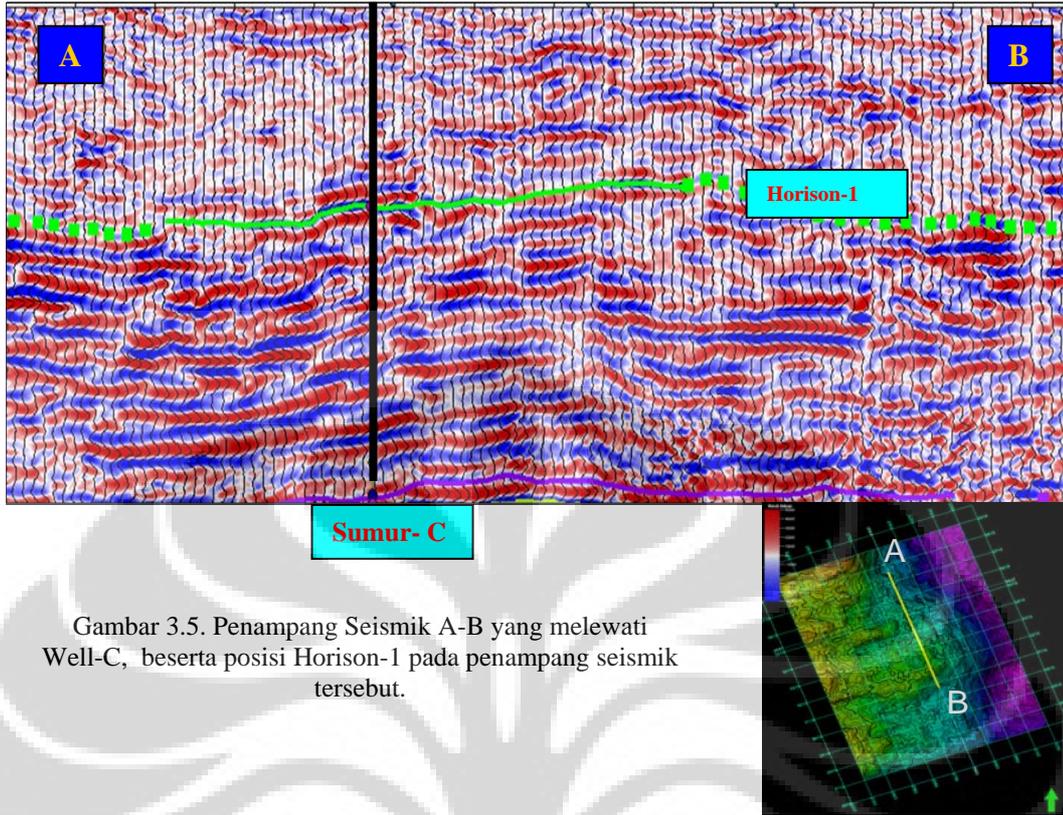
peta struktur dari Horison-1 dalam domain waktu. Hal ini penting untuk dilakukan, karena dari peta struktur ini akan diaplikasikan metoda dekomposisi spektral untuk kemudian dapat diketahui distribusi/penyebaran dari reservoir yang ditemukan dari data Sumur-C.

Adapun penampang seismik yang melewati Sumur-A, B dan C dapat dilihat dari gambar 3.4 :

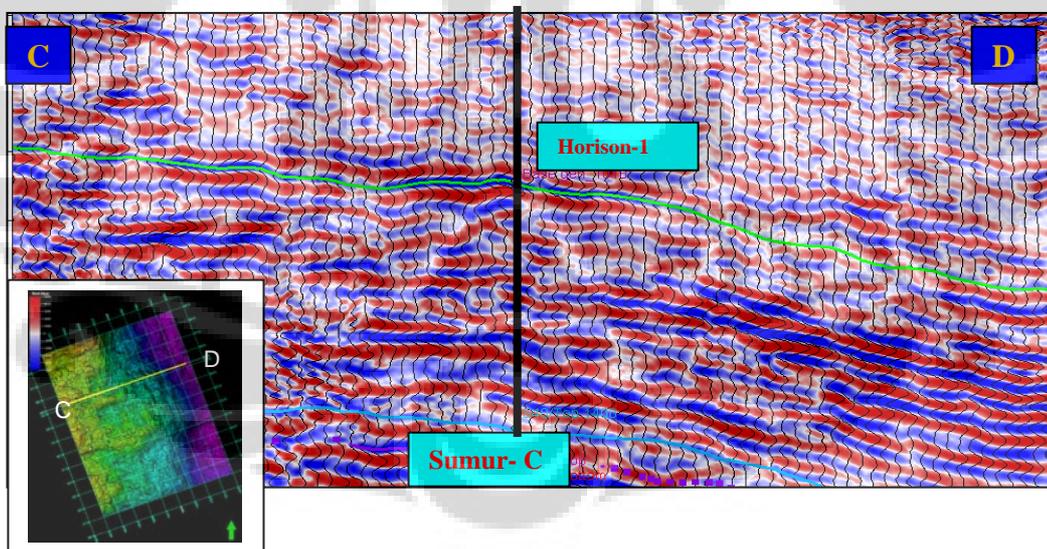


Gambar 3.4 Penampang seismik dengan spektrum frekwensi yang melewati ke tiga sumur telitian.

Dari Penampang di atas, tampak kenampakan seismik dengan amplitudo yang lebih kuat pada level di bawah horison-1. Selain itu, secara garis besar kandungan frekwensi pada seismik tampak rendah (sesuai dengan gambar spektrum frekwensi, yang menunjukkan  $f_{max}$  12,6 hertz) akan tapi masih cukup untuk dilakukan interpretasi.

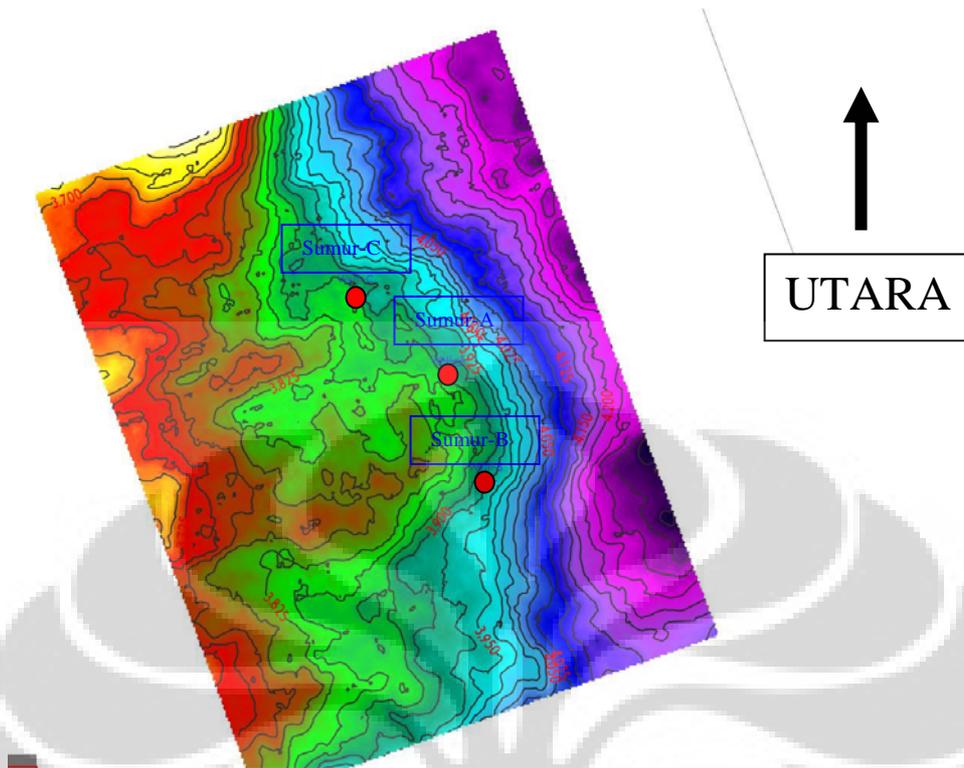


Gambar 3.5. Penampang Seismik A-B yang melewati Well-C, beserta posisi Horison-1 pada penampang seismik tersebut.



Gambar 3.6. Penampang Seismik C-D dan Horison-1 yang melewati Sumur-C

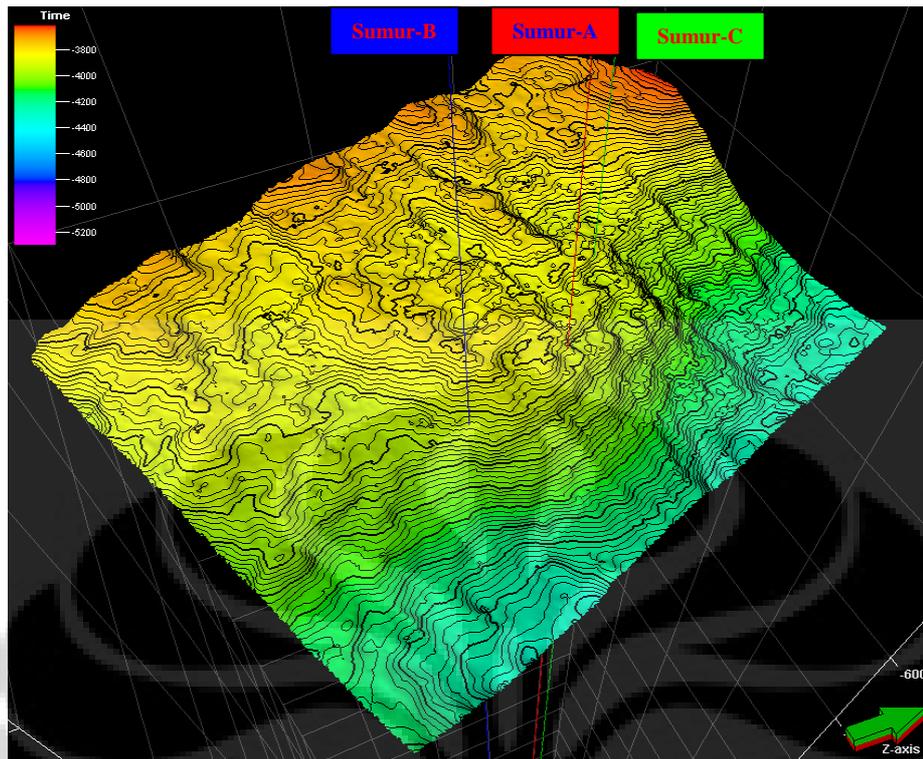
Dari penampang seismik, dapat dilihat bahwa frekwensi pada data seismik 3D di daerah telitian rendah, yang mungkin disebabkan oleh kandungan gas pada reservoir yang menyebabkan diserapnya energi sebelum mencapai zona target.



Gambar 3.7. Hasil intepretasi Horison-1 dalam domain waktu.

Dari hasil intepretasi, nampak bahwa secara struktural dapat dilihat di sebelah timur posisi Horison-1 (dalam domain waktu) relatif lebih tinggi daripada bagian barat. Dari sisi geologi, kondisi ini merefleksikan paleogeografi saat reservoir diendapkan. Di mana dapat pula diketahui arah pengendapan reservoir yang menunjukkan bergerak relatif dari arah barat ke timur, sesuai dengan kondisi aktual dari lepas pantai laut dalam Selat Makasar saat ini.

Pemahaman tentang Paleogeografi itu sendiri, nantinya sangat berguna untuk lebih memahami lingkungan pengendapan pada saat reservoir terendapkan beserta kondisi geologinya dan juga berguna dalam pemahaman yang lebih baik tentang model geologi dan model pengendapan dari reservoir. Hal ini penting jika kita ingin mengetahui tentang *facies* dari reservoir tersebut beserta arah penyebarannya.



Gambar 3.8. Peta Struktur (Waktu) Horison-1 dalam Peta 3 Dimensi

### 3.4. Aplikasi Dekomposisi Spektral pada Intepretasi Horison Seismik.

Tahap selanjutnya setelah intepretasi horison seismik adalah penerapan metoda Dekomposisi Spektral terhadap horison tersebut (Horison-1). Untuk melakukan ini, penulis menggunakan aplikasi/software buatan Landmark/Halliburton yang disebut sebagai : SpecDcomp. Dalam aplikasi ini terdapat 2 langkah yang biasa dilakukan dari 3 Fungsi yang bisa ditemukan dalam SpecDecomp. Adapun langkah-langkah tersebut adalah :

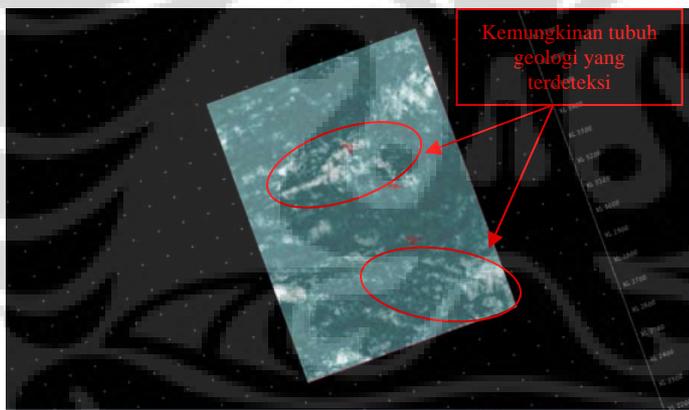
1. Tuning Cube
2. Volume Recon
3. Volume Composer

Tentang penjelasannya akan di jabarkan dalam sub bab berikutnya.

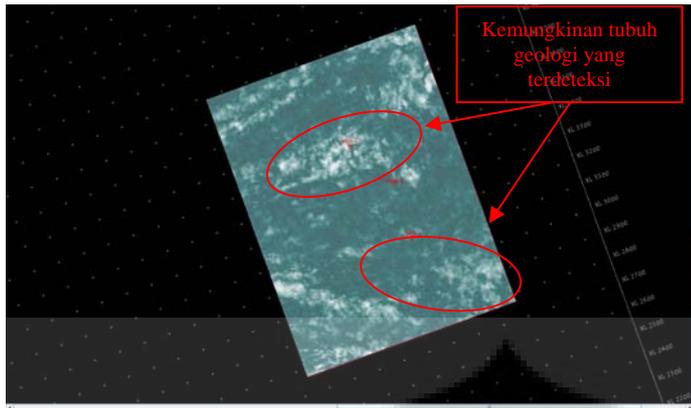
### 3.4.1 (SpecDecomp) Tuning Cube

Langkah standar dalam penggunaan dekomposisi spektral di dalam aplikasi *SpecDecomp Landmark* adalah mengeksekusi *Tuning Cube*. Dalam eksekusi ini, akan dilakukan sebuah inspeksi visual dari volume seismik tuning cube. Volume seismik tuning cube sendiri adalah volume seismik yang mempunyai pengukuran secara axis vertikal dalam domain frekwensi (hertz). Dengan melihat/malakukan pengamatan dalam volume seismik ini, satu diantara frekwensi di dalamnya akan diidentifikasi sebagai frekwensi khusus akibat efek tuning yang akan menunjukkan sebuah tanda/bentuk geologi.

Penulis melakukan langkah pertama ini pada Horison-1, untuk mengetahui frekwensi yang cukup bagus untuk kemudian dilakukan pencampuran warna dalam rangka mencari penyebaran reservoir pada langkah berikutnya. Dan berikut ini adalah hasilnya:



Gambar.3.9 Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekwensi 5 hz



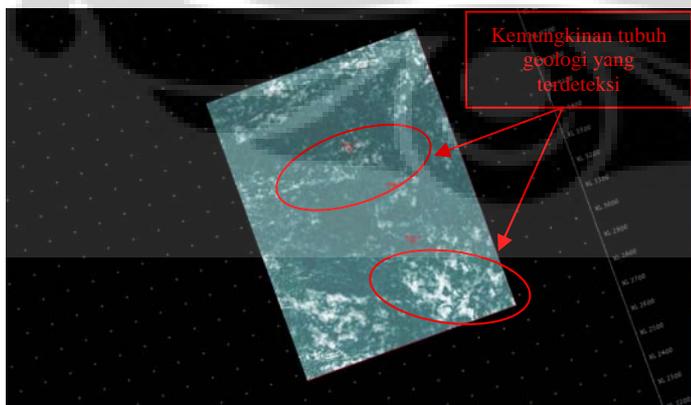
Horizon10 hz

Gambar.3.10 Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 10 hz



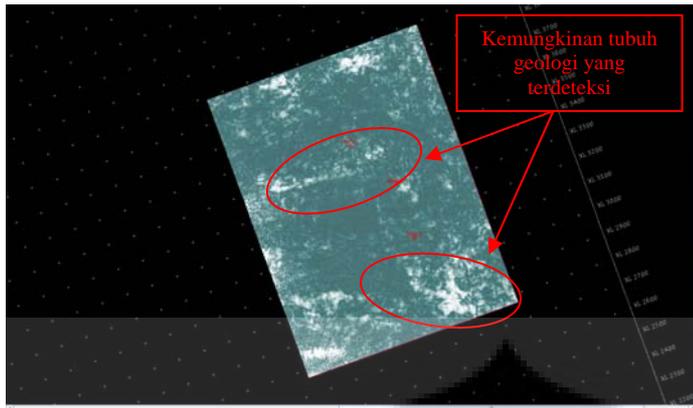
Horizon15 hz

Gambar.3.11 Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 15 hz



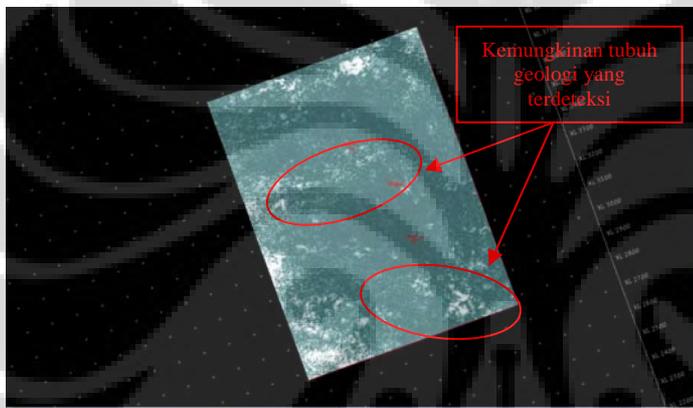
Horizon20 hz

Gambar.3.12 Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 20 hz



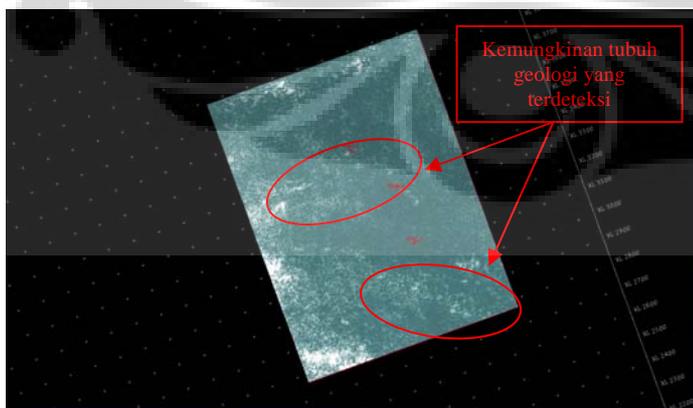
Horizon125 hz

Gambar.3.13 Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 25 hz



Horizon130 hz

Gambar.3.14 Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 30 hz



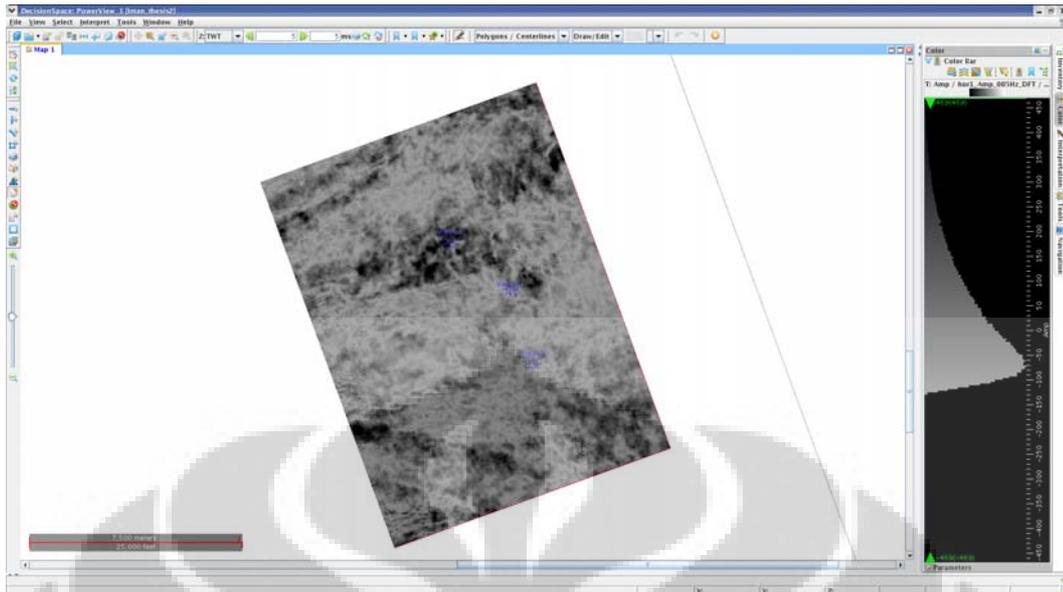
Horizon135 hz

Gambar.3.15 Potongan mendatar Horison-1 Volume Tuning frekewensi 35 hz

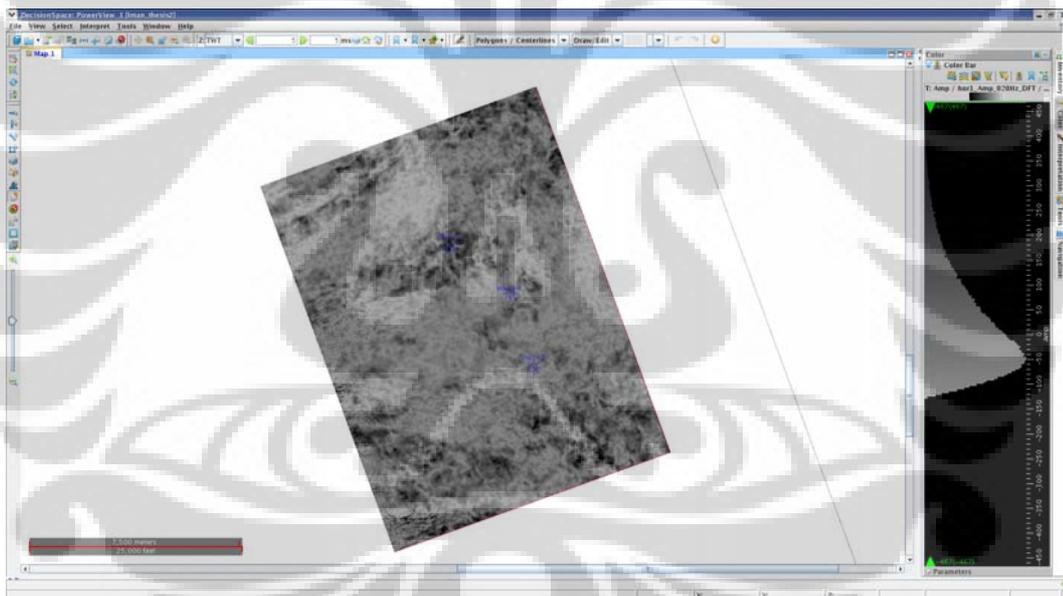
Dari semua frekwensi yang ada, penulis memilih frekwensi 5 hertz, 20 hertz dan 35 hertz, yang dianggap mewakili efek tuning dari bentukan geologi di horison-1 dan kemudian akan dikombinasikan pada langkah selanjutnya, dengan mempertimbangkan bahwa frekwensi-frekwensi tersebut mewakili distribusi frekwensi yang dapat dilihat pada Horison-1. Pemilihan ketiga frekwensi tersebut bersifat kualitatif dan berdasarkan pada kenampakan anomaly yang dihasilkan dari pengaplikasian metoda dekomposisi spektral yang mewakili frekwensi tertinggi, menengah dan terendah yang bisa dilihat.

#### **3.4.2. (SpecDecomp) Volume Recon.**

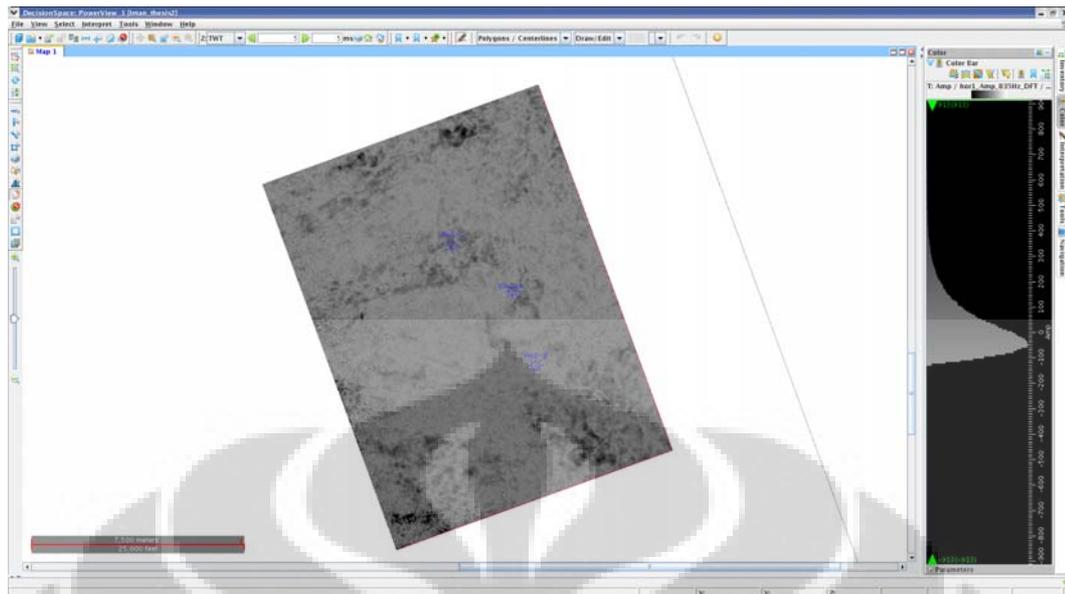
Setelah menetapkan 3 (tiga) frekwensi (5, 20 dan 35 hz) sebagai frekwensi yang bisa mewakili efek tuning dari bentukan geologi di horison-1 (berdasarkan anomaly kualitatif), penulis menggunakan aplikasi lain di dalam aplikasi *SpecDecomp Landmark*, yaitu *Volume Recon*. Aplikasi ini akan memberikan output sebuah frekwensi dari seismik data. Berbeda dengan Tuning Cube, yaitu sebuah volume di mana aksis vertikalnya merupakan frekwensi, *Volume Recon* adalah seismik volume di mana aksis vertikalnya adalah domain waktu ataupun kedalaman. Untuk membuat *Volume Recon*, aplikasi *SpecDecomp* akan melakukan analisis jendela terhadap data input yang mengekstrak informasi yang dibutuhkan untuk data outputnya. Tool ini dapat juga melakukan normalisasi data dengan melakukan *scaling* semua amplitude, sehingga median amplitude yang diberikan setara dengan satu. Ini akan mengubah *wevelet overprint* dari analisa yang dilakukan (jika terdapat *Signal-toNoise ratio* yang bagus) akan meninggalkan gangguan lapisan tipis sebagai bagian utama dari volume output. Flattening volume menyebabkan trace yang berdekatan memberikan kontribusi lebih tepat pada usaha untuk menormalisasi data.



Gambar 3.16 Menunjukkan hasil Volume Recon pada frekwensi 5 hz



Gambar 3.17 Menunjukkan hasil Volume Recon pada frekwensi 20 hz



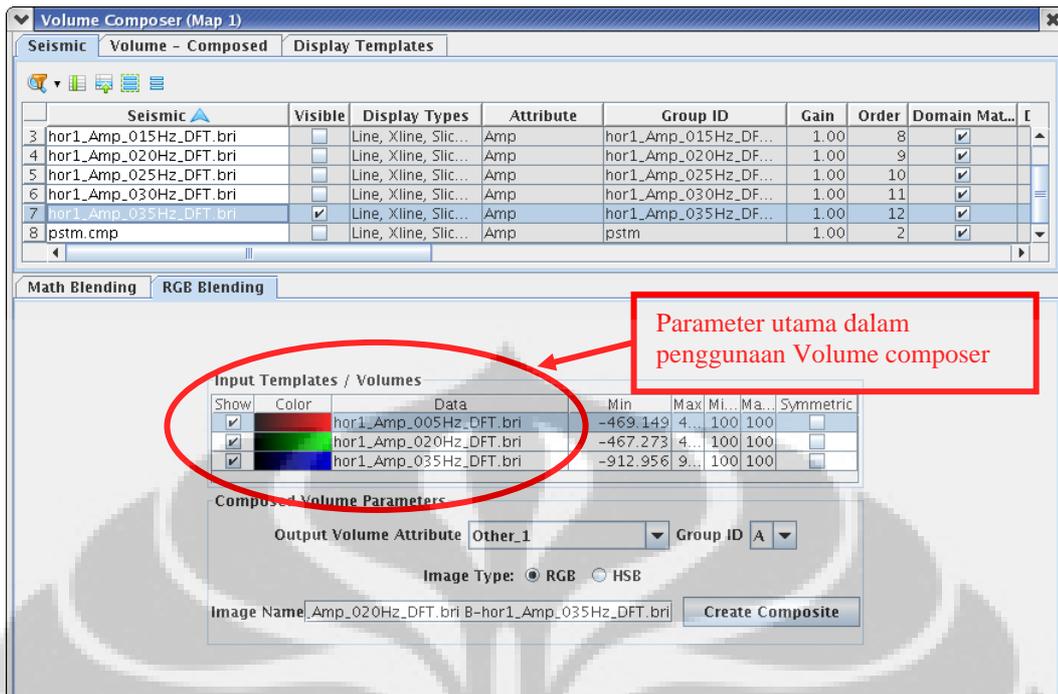
Gambar. 3.18 Menunjukkan hasil Volume Recon pada frekwensi 35 hz

### 3.4.3 Volume Composer

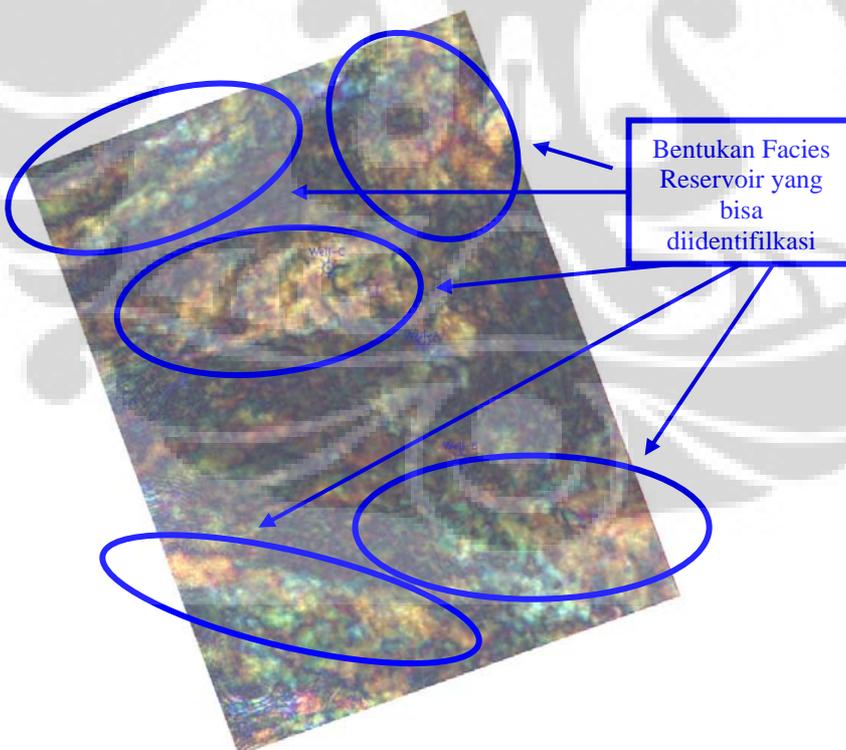
Langkah berikutnya adalah menggunakan aplikasi *Power View Landmark* untuk membuat seismik volume yang merupakan kombinasi dari 3 (tiga) volume seismik yang dihasilkan dari *Volume Recon*. Ketiga volume seismik tersebut akan diasosiasikan dalam tiga warna yang berbeda, yakni merah untuk frekwensi rendah (5 hertz), hijau untuk frekwensi menengah (20 hertz) dan biru untuk frekwensi tinggi (35 hertz). Pencampuran warna merah, hijau dan biru atau disebut juga sebagai RGB blending, akan memberikan warna terang (menuju putih) terhadap bentukan-bentukan geologi yang ada pada horison-1 dan juga ketebalan (subyektif) dari bentukan-bentukan geologi tersebut.

Dari hasil Volume Composer, akan dilakukan pemotongan horisontal (slicing) dan kemudian diturunkan ke bawah Horison-1 setiap 5 milisecond untuk melihat tubuh-tubuh kanal yang mungkin terlihat di sekitar horison tersebut. Hal ini dilakukan setelah melihat hasil log pada Sumur-C diidentifikasi adanya tubuh-tubuh batupasir yang memungkinkan untuk dianggap sebagai reservoir yang cukup potensial.

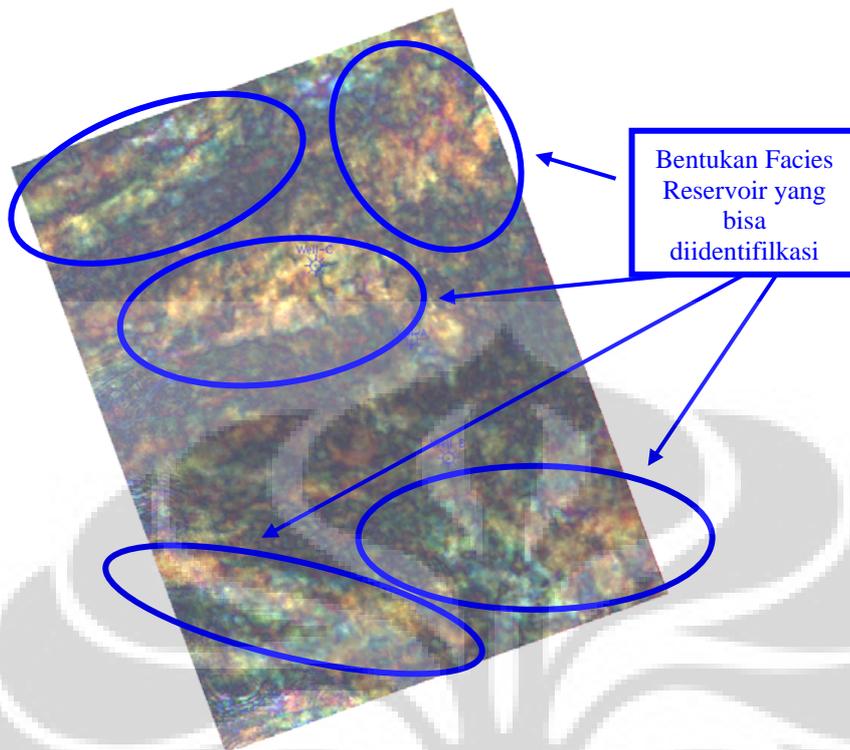
Hasil dari pembuatan Volume Composer dan pencampuran warna dari dari ketiga frekwensi yang ditentukan tersebut, dapat dilihat dari gambar 3.16 sampai 3.21



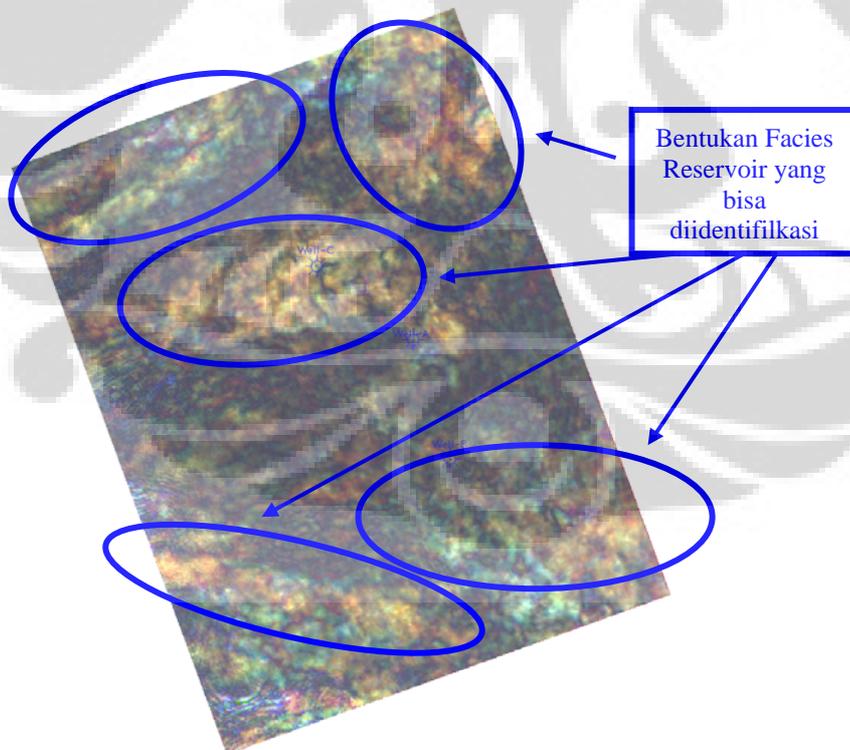
Gambar 3.19. Parameter dalam Volume Composer yang menunjukkan color blending mode dengan seismik frekwensi yang sudah dipilih.



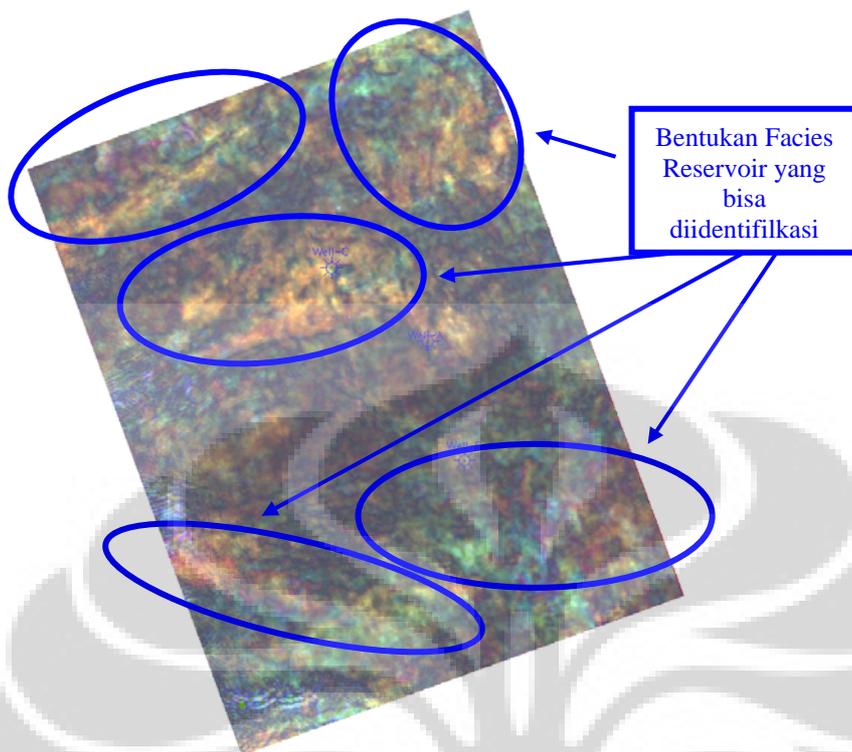
Gambar 3.20. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 0 ms



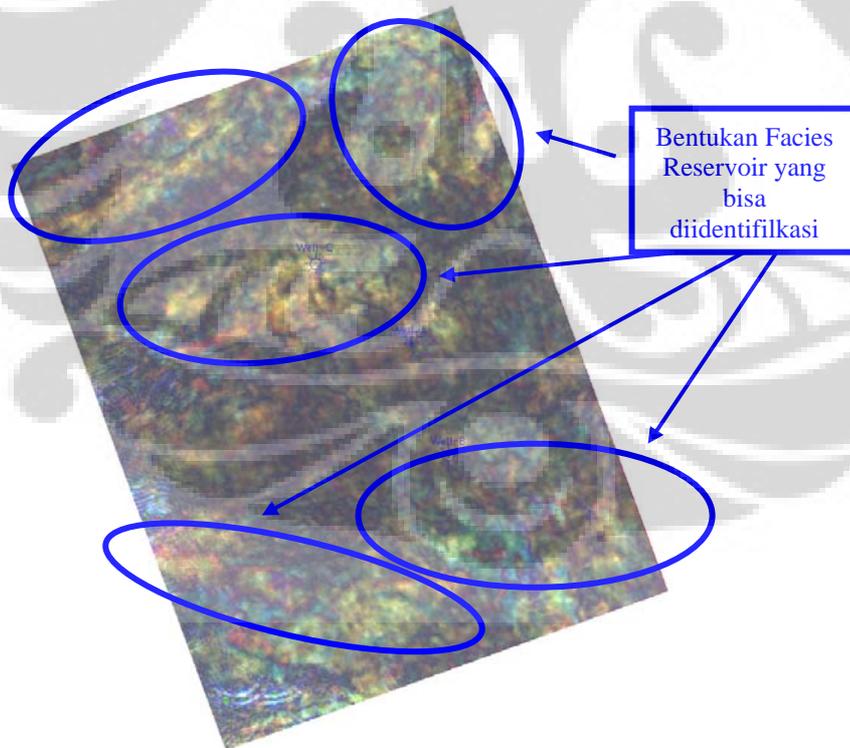
Gambar 3.21. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 5 ms



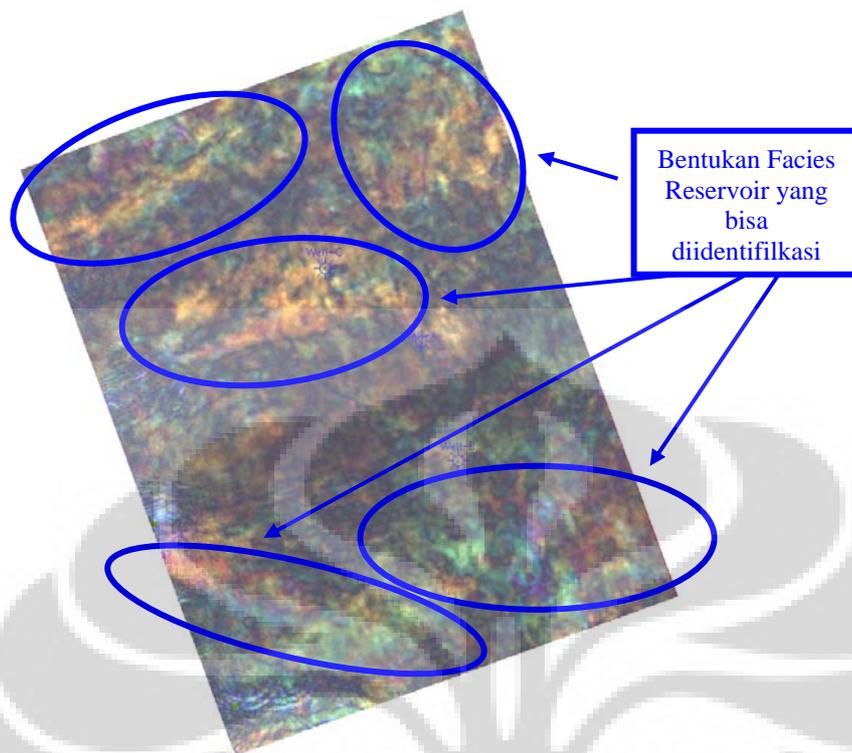
Gambar 3.22. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 15 ms



Gambar 3.23. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 35 ms



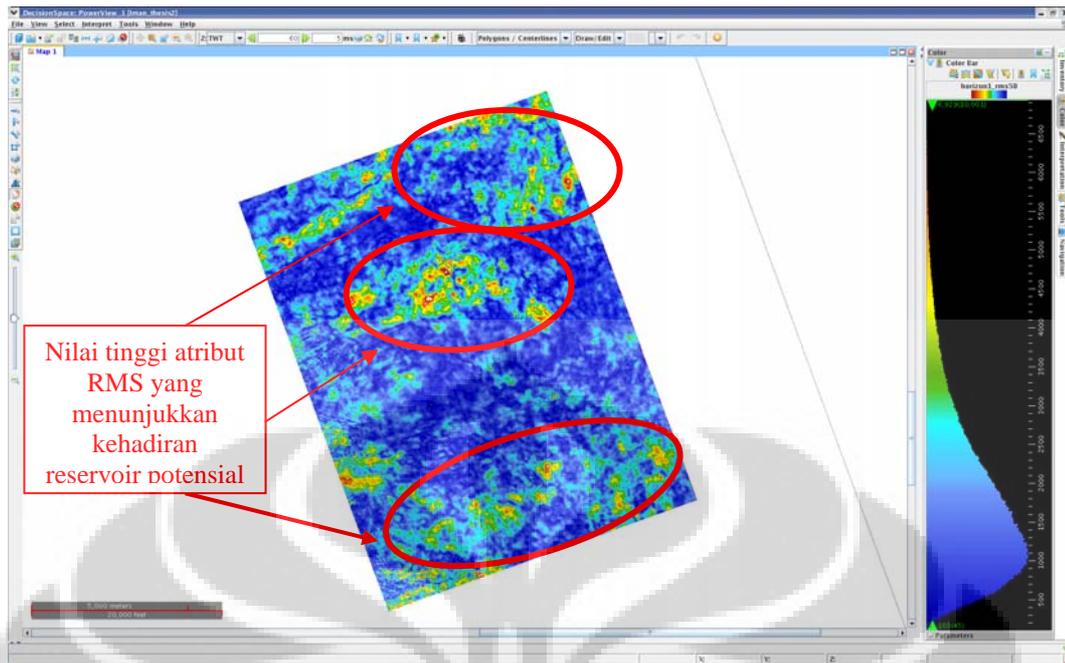
Gambar 3.24. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 40 ms



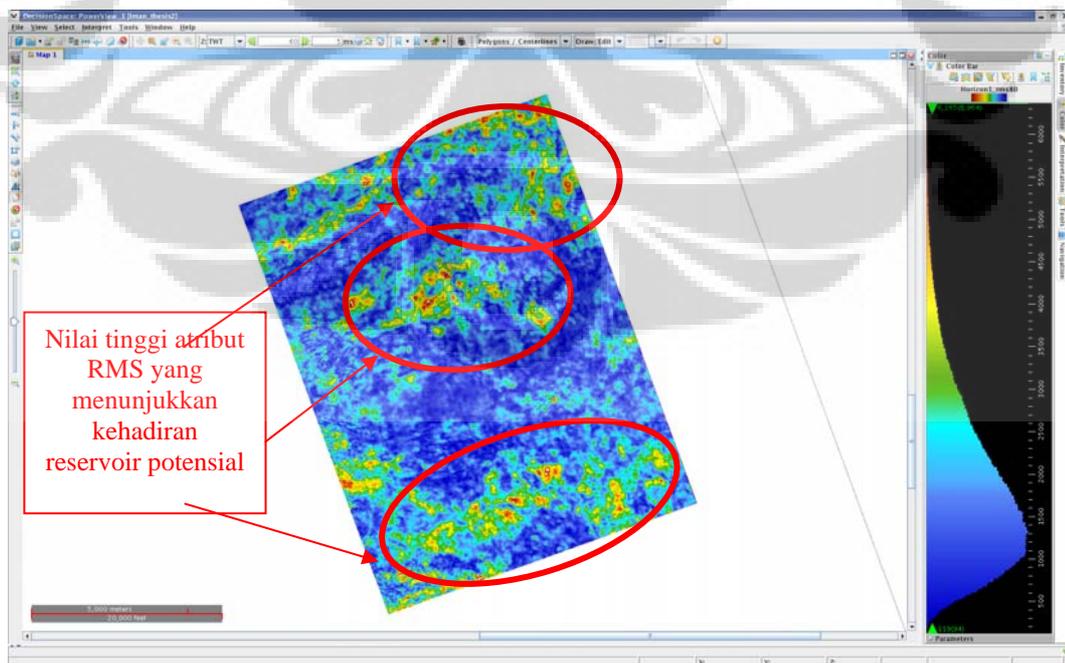
Gambar 3.25. Hasil Volume Composer terhadap Horison-1 pada 50 ms

### 3.5. Ekstraksi Atribut Seismik RMS (Root Mean Square)

Ekstraksi atribut RMS dilakukan pada Horison-1 dengan lebar window 50 (lima puluh) *millisecond* dan 80 (delapan puluh) *millisecond*, di bawah Horison-1. Pemilihan window sendiri berdasarkan pada analisa penampang seismik yang menunjukkan kemungkinan adanya reservoir batupasir, dan juga didasarkan pada intepretasi log di tiap-tiap sumur telitian. Hasil dari ekstraksi atribut RMS ini dapat dilihat pada gambar 3.22 dan 3.23.



Gambar 3.26. Menunjukkan ekstraksi RMS window 50 ms di bawah Horison-1



Gambar 3.27. Menunjukkan ekstraksi RMS window 80 ms di bawah Horison-1

Setelah semua data yang tersedia telah dilakukan pengolahan dengan metoda-  
metoda di atas, perlu dilakukan analisa lebih lanjut dari hasil pengolahan tersebut.  
Diharapkan nantinya akan bisa diketahui deliniasi dan penyebaran reservoir di  
daerah telitian dan juga kemungkinan facies reservoir tersebut sesuai dengan  
lingkungan pengendapannya. Hal ini akan dibahas dalam bab berikutnya.

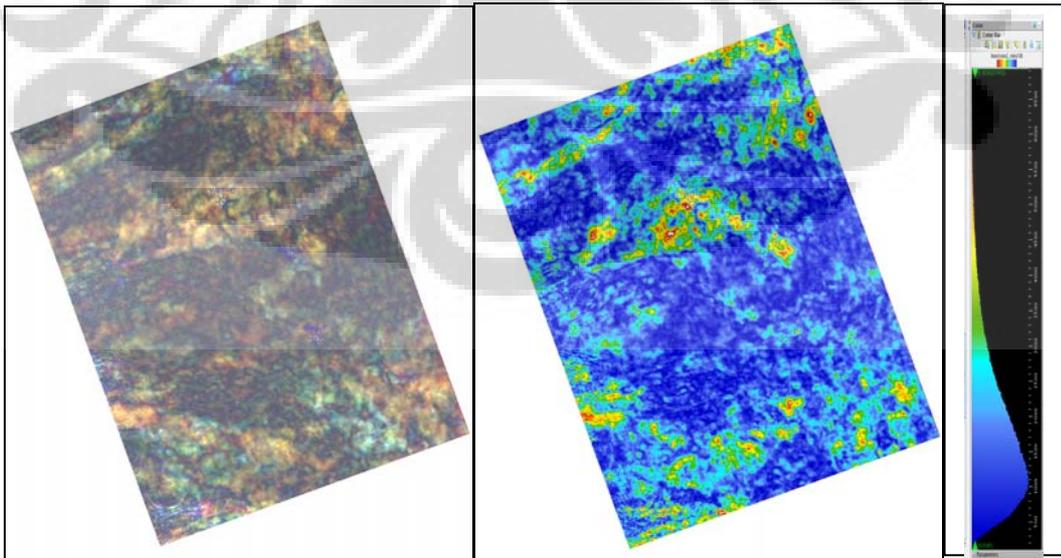


## BAB IV

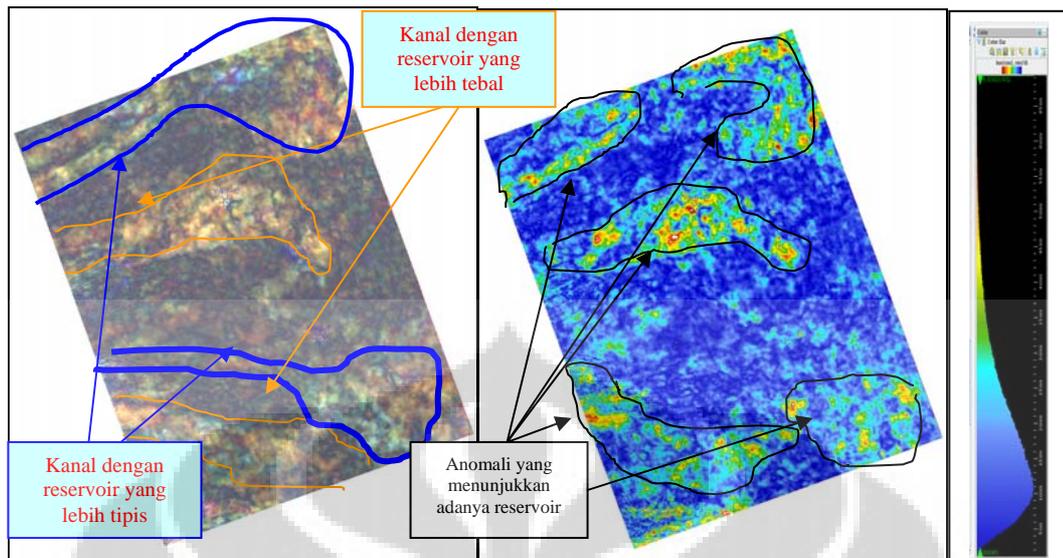
### PEMBAHASAN DAN ANALISA HASIL PENGOLAHAN DATA

#### 4.1. Deliniasi dan Penyebaran Reservoir

Berdasarkan penerapan metode dekomposisi spektral dan didukung dengan ekstraksi atribut seismik RMS (Root Mean Square), dapat dilihat terdapat tanda-tanda dan anomali yang cukup untuk mendeliniasi dan menentukan penyebaran reservoir di Horison-1. Dekomposisi spektral memberikan informasi bentuk-bentukan geologi yang dapat kita asumsikan sebagai reservoir dengan kenampakan yang relatif lebih cerah (putih) pada Horison-1. Semakin terang (putih) kenampakan yang dapat dilihat juga menunjukkan semakin tebalnya tubuh reservoir, karena menunjukkan reservoir tersebut mendapatkan efek tuning dari frekwensi yang terendah sampai tertinggi. Sementara itu ekstraksi atribut RMS memberikan gambaran kepada kita tentang penyebaran reservoir berdasarkan anomaly nilai RMS amplitudo yang tinggi yang diwakili dengan warna semakin mendekati warna merah. Semakin tinggi nilai RMS, semakin tinggi pula kemungkinan anomali tersebut adalah reservoir yang bagus. Kita akan coba lihat perbandingan dari kedua metode, yaitu dekomposisi spektral dengan ekstraksi atribut RMS dari gambar di bawah ini:



Gambar 4.1. Perbandingan antara metode dekomposisi spektral 5 ms dibawah Horison-1 dengan ekstraksi attribute RMS pada widow 50 ms di bawah Horison-1



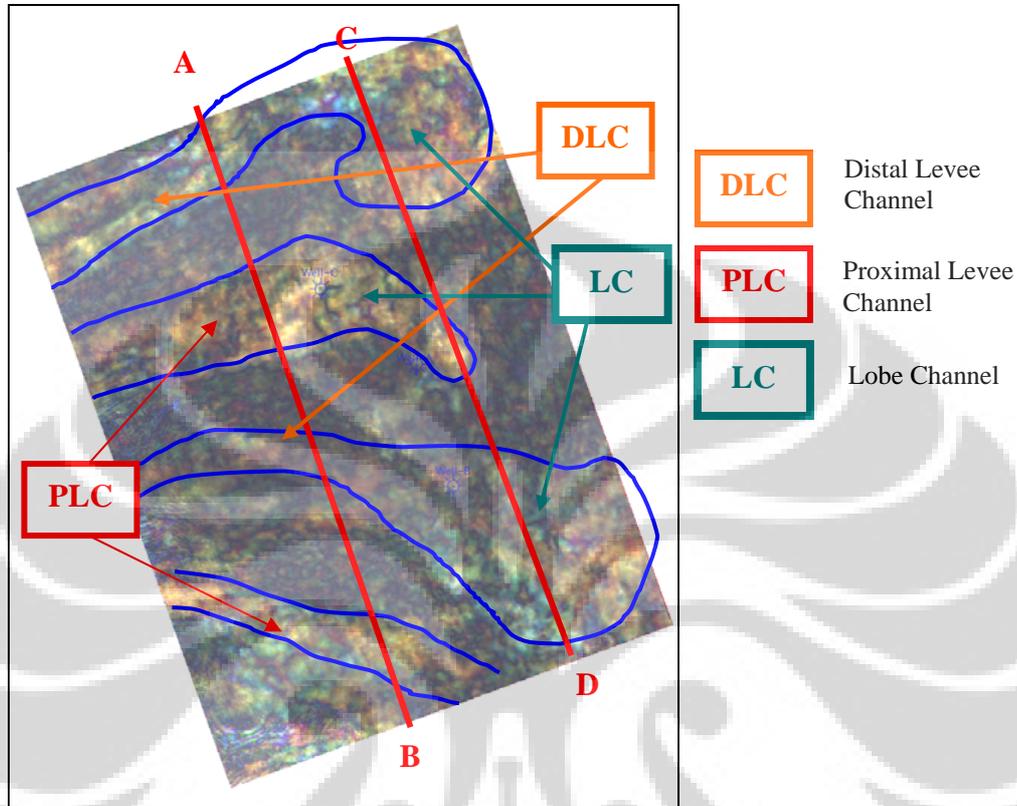
Gambar 4.2. Analisa dari peta dekomposisi spektral dan ekstraksi atribut RMS berdasarkan anomali untuk menentukan deliniasi dan distribusi reservoir pada level 5 ms dibawah Horison-1

#### 4.2. Penentuan Facies Reservoir

Pembagian facies reservoir pada studi ini mengakomodasi Slatt (2006) tentang penentuan facies dalam skala reservoir. Menurut Slatt, pembagian tersebut didasarkan pada elemen-elemen arsitektural dan lokasi pengendapannya, serta berdasarkan interpretasi seismik dan peta amplitude. Dari kriteria tersebut, penulis membagi facies reservoir di daerah telitian dalam 3 kategori, yakni:

1. **Facies Distal Levee Channel (DLC)**, ditandai dengan bentukan channel yang elongated dan terdapat levee yang didominasi oleh shale, karena letaknya lebih ke arah updip dari basin floor fan. Kenampakan amplitudnya cukup lemah karena kandungan shale tinggi.
2. **Facies Proximal Levee Channel (PLC)**, ditandai dengan bentukan channel yang elongated dan terdapat levee yang didominasi oleh sand yang letaknya lebih ke arah downdip dari basin floor sand. Amplitude tampak lebih kuat, dikarenakan terdapat kandungan batupasir/sand yang relatif lebih tinggi.
3. **Facies Lobe Channel (LB)**, ditandai dengan bentukan-bentukan lobe di ujung dari leveed channel, dengan kandungan sand yang tinggi sehingga kenampakan amplitud cukup kuat.

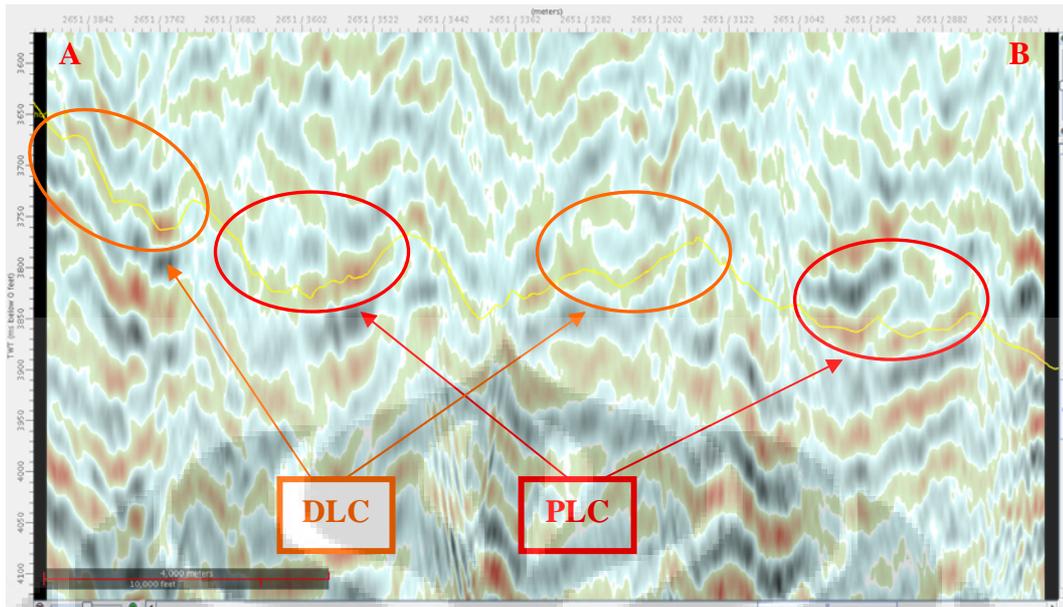
Dari definisi facies di atas, penulis mencoba mengaplikasikannya ke daerah telitian, dan hasilnya dapat dilihat dari gambar berikut ini :



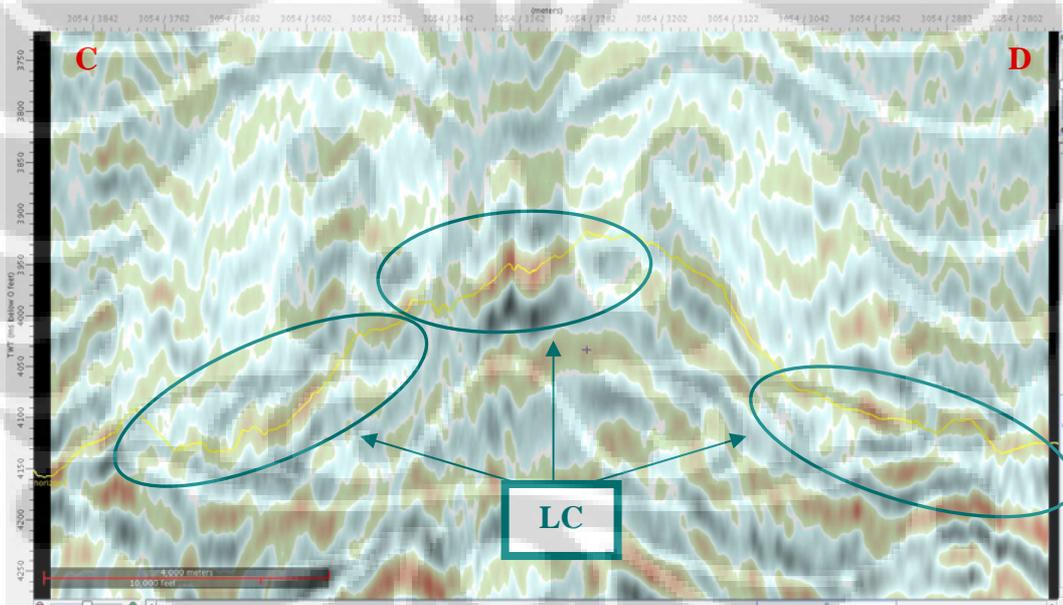
Gambar 4.3. Pembagian Facies studi mengakomodasi Slatt (2006)

Facies-facies tersebut juga didukung dengan data sumur yang ada, terutama pada Sumur-C dimana pada level horison-1/marker-1 menunjukkan adanya sand/batupasir. Sementara itu untuk Sumur-A dan B pada level tersebut ditunjukkan hadirnya shale.

Terdapat dua penampang yakni A-B dan C-D yang akan membantu dalam penentuan facies berdasarkan kenampakan geometri secara vertikal dan juga kuat lemahnya amplitude. Kenampakan seismiknya, sesuai penampang A-B, dapat dilihat seperti gambar di bawah ini :



Gambar 4.4 Penampang seismik A-B yang menunjukkan facies reservoir, mengakomodasi Slatt (2006).



Gambar 4.5. Penampang seismik C-D yang menunjukkan facies reservoir, mengakomodasi Slatt (2006).

### 4.3. Rekomendasi

Dari hasil analisa data berupa deliniasi, distribusi dan penentuan facies reservoir di daerah studi, penulis merekomendasikan untuk mengembangkan daerah telitian dengan mengajukan pemboran sumur baru pada facies-facies yang mempunyai

kandungan batupasir/sand yang lebih banyak, yakni Proximal Leveed Channel (PLC) dan Lobe Channel (LC). Sedangkan untuk facies Distal Leveed Channel, penulis menyarankan untuk menjadikannya sebagai area potensial tambahan, yang masih memungkinkan untuk dilakukan pemboran jika telah dilakukan studi lebih lanjut.

Rekomendasi yang lainnya adalah dilakukannya studi geofisika lebih lanjut, seperti AVO/Inversi untuk mendapatkan korelasi yang cukup baik antara reservoir dan fluida di daerah telitian dengan data seismik yang sudah ada sekarang.



## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

Dari studi ini dapat diambil beberapa kesimpulan yang berhubungan dengan studi tentang penggunaan metode dekomposisi spektral untuk menentukan deliniasi dan distribusi beserta analisa faciesnya di daerah xyz ini. Diantaranya:

1. Daerah telitian Lapangan XYZ secara geologi berada di lingkungan pengendapan laut dalam.
2. Reservoir yang berkembang didominasi oleh batupasir yang merupakan bagian-bagian chanel yang berkembang di daerah telitian.
3. Penggunaan metoda dekomposisi spektral di Horison-1, dilakukan dalam tiga langkah, yakni Tuning Cube, Volume Recon dan Volume Composer
4. Ekstraksi atribut RMS di horison-1 menggunakan window 50 dan 80 millisecond dibawah horison-1 agar mendapat gambaran secara vertikal reservoir di daerah telitian
5. Perbandingan antara ekstraksi atribut dengan dekomposisi spektral menunjukkan adanya korelasi yang tinggi, akan tetapi pengaplikasiannya berbeda, di mana dekomposisi spektral lebih ke arah deliniasi reservoir, sementara itu ekstraksi atribut RMS lebih ke arah distribusi reservoirnya.
6. Dengan mengakomodasi model yang dilakukan Slatt (2006), penulis membagi facies reservoir di daerah telitian menjadi 3, yakni : Proximal Levee Channel (PLC), Distal Levee Channel (DLC) dan Lobe Channel (LC).
7. Facies PLC dan LC diprediksi memiliki komposisi sand yang lebih baik. Hal ini didukung oleh kenampakan geometri dan seismik amplitudnya.
8. Perlu dilakukan studi geofisika lebih lanjut untuk memperkuat hasil studi ini terutama yang berkaitan dengan ketebalan dan kandungan fluida di reservoir daerah studi.

## DAFTAR REFERENSI

Bouma, A.H., Fine-grained, much-rich turbidite systems: model and comparison with coarse-grained, sand-rich systems. In A.H. Bouma and C.G. Stone (eds), "Fine-Grained Turbidite Systems". AAPG Memoir 72/SEPM, Publikasi spesial 69 (2000), hal. 9-19

Brown, A.R., 2003, Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data, *AAPG Memoir 42*.

Brown, A.R., 1996, Seismic attributes and their classification: The Leading Edge, 1090.

Fowler J.N., Guritno, E, Sherwood, P, Smith, MJ, 2002, Depositional Architectures of Recent Deep Water Deposits of the Kutei Basin, East Kalimantan, *IPA Conference 2002*

Munadi, Suprajitno DR., 2000, Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Indonesia, Depok 2000.

Munadi, Suprajitno DR., 2002, Pengolahan Data Seismik, Prinsip Dasar dan Metodologi, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Indonesia, Depok 2002

Munadi, Suprajitno DR., 2001, Instrumentasi Geofisika, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Indonesia, Depok 2001

Partyka, G., Gridley, J., Lopez, J., 1999, Interpretation Application of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization, *The Leading Edge*.

Partyka, G., Bottjer, R. and Peyton, L., 1998, Interpretation of incised valleys using new 3-D seismic techniques: A case history using spectral decomposition and coherency: *The Leading Edge*, 1294-1298.

Posamentier, H.P, Meizarwin, P.S.W., Plawman, T., 2000. Deepwater depositional systems-Ultra-deep Makassar Strait, Indonesia. GCSSEPM Foundation 20th Annual Research Conference, Deepwater Reservoirs of the World, hal. 806-816.

Samuel, A., Kneller, B., Raslan, S., Sharp, A., Parson, C., 2003, Prolific Deep-Marine Slope Channels of the Nile Delta, Egypt, *AAPG Bulletin*, vol. 87, no. 4 (April 2003) hal. 541-560

Slatt, R, 2006, *Petroleum Geology of Deep Water*, Kursus Profesional IPA

Slatt, R.M., S. Phillips, J.M. Boak, and M.B. Lagoe, Scales of geologic heterogeneity of a deep water sand giant oil field, Long Beach Unit, Wilmington field, California. In E.G. Rhodes and T.F. Moslow, (eds.), "Frontiers in Sedimentary Geology, Marine Clastic Reservoirs, Examples and Analogs." New York, Springer-Verlag, (1993), hal 263–292.