



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO SEISMİK UNTUK  
KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN-X PADA  
CEKUNGAN TARAKAN, KALIMANTAN TIMUR**

**CATRA A D**

**0305020217**

**DEPARTEMEN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS INDONESIA**

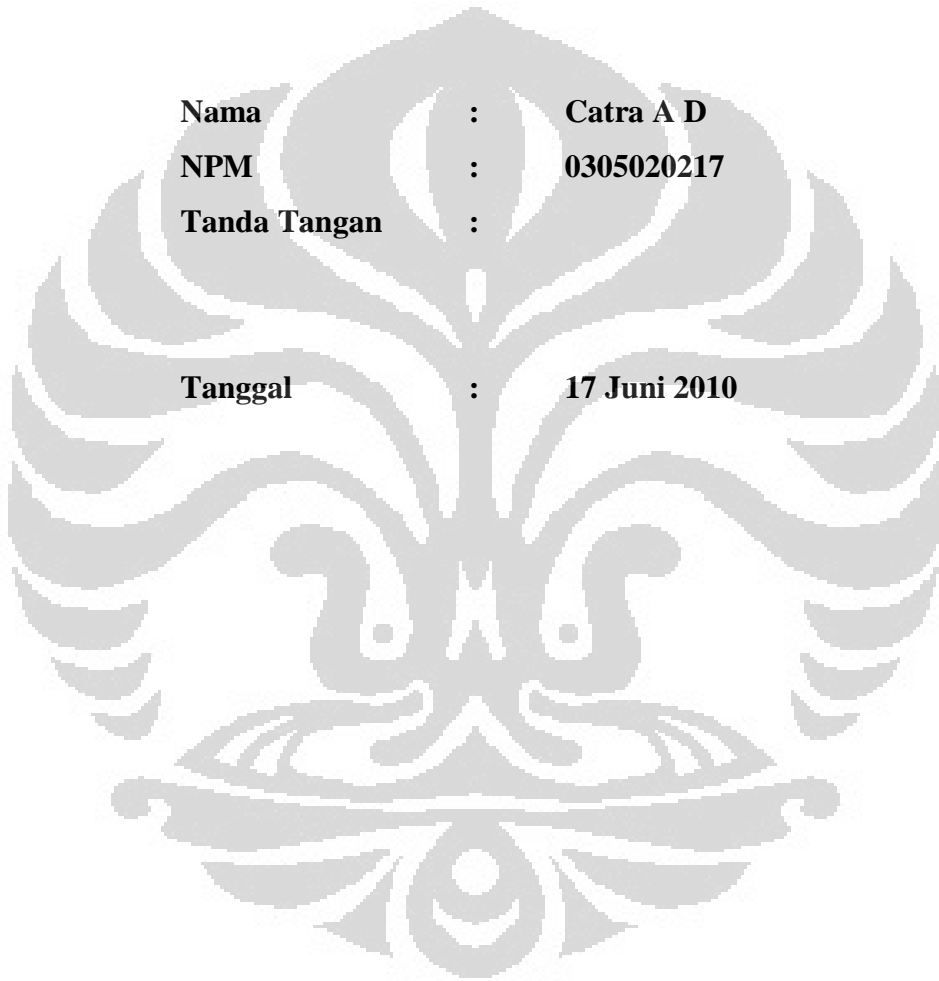
**2010**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

**Nama : Catra A D**  
**NPM : 0305020217**  
**Tanda Tangan :**

**Tanggal : 17 Juni 2010**



## HALAMAN PENGESAHAN

Nama Mahasiswa : Catra A D  
N P M : 0305020217  
Departemen : Fisika  
Peminatan : Geofisika  
Judul Skripsi : Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk  
Karakterisasi Reservoir Lapangan-X Pada  
Cekungan Tarakan, Kalimantan Timur

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

Penguji I : Dr.eng. Yunus Daud ( )

Penguji II : Dr.eng. Supriyanto ( )

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 17 Juni 2010

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan kehadiran Tuhan yang Maha Esa yang telah memberikan anugrah terindahnya kepada penulis dan telah menuntun penulis dalam menyelesaikan skripsi ini dengan baik dan tepat waktu, yang berjudul: **“ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO SEISMIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN-X PADA CEKUNGAN TARAKAN, KALIMANTAN TIMUR”**.

Laporan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar kesarjanaan di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sulitlah kiranya bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu penulis mengucapkan banyak terimakasih kepada :

1. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
2. Dr.eng. Yunus Daud dan Dr.eng. Supriyanto selaku Penguji I dan II atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini.
3. Bapak Drs. Djonaedi, selaku ketua sidang yang telah membantu dalam sidang skripsi penulis.
4. Bapak Dr. Santoso, selaku ketua Departemen Fisika FMIPA UI.
5. Bapak Dr. Yunus Daud, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah memberikan arahan semenjak penulis menapakkan kaki di peminatan geofisika.
6. Pihak MEDCO ENERGI yang telah memberikan fasilitas kepada penulis.
7. Seluruh dosen yang telah membagi ilmunya kepada penulis, semenjak penulis mengawali studi di UI hingga menyelesaikan Tugas Akhir ini.
8. Orang tua dan segenap orang yang penulis tuakan atas doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.

9. Mas Helby dan Mas Indra, Armalia Iriano, Andy Sagita, Arifin, Yunanda, Abdul, Aryo, dan teman-teman S1 reguler 2005 yang selalu memberikan dukungan moril dan spiritual, serta banyak informasi berharga kepada penulis.
10. Jajaran karyawan Departemen Fisika UI, Mba Ratna, Mas Mardy, Mba Evy, Mas Rizky, Pak Usman (Babe) atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
11. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Tuhan membalas jasa semua pihak tersebut diatas dengan sebaik-baiknya balasan. Penulis juga menyadari bahwa laporan ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga laporan ini membawa faedah bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Depok, Juni 2010

Penulis

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

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

Nama : Catra A D  
NPM : 0305020217  
Program Studi : Geofisika  
Departemen : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam  
Jenis karya : Skripsi

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

**ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO SEISMIK UNTUK KARAKTERISASI  
RESERVOAR LAPANGAN-X PADA CEKUNGAN TARAKAN,  
KALIMANTAN TIMUR**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok  
Pada tanggal : 17 Juni 2010

Yang menyatakan

(Catra A D)

## ABSTRAK

Nama : Catra A D  
Program studi : Geofisika  
Judul : Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Lapangan-X Pada Cekungan Tarakan, Kalimantan Timur

Perkembangan teknologi interpretasi seismik tidak lagi hanya mengandalkan struktural tetapi telah dikembangkan kearah kombinasi stratigrafi dan struktural. Interpretasi stratigrafi lebih mengandalkan pada amplitudo gelombang seismik yang saat ini lebih dikenal sebagai atribut seismik. Atribut Amplitudo adalah salah satu atribut dasar dari trace seismik untuk mengetahui persebaran dari distribusi reservoir (karbonat). Persebaran dari reservoir karbonat diindikasikan dengan nilai amplitudo yang tinggi. Analisa atribut ini diaplikasikan pada data seismik 2D dan 2 buah data sumur pada Cekungan Tarakan, Lapangan-X, Formasi Tabul. Atribut yang digunakan adalah amplitudo RMS, maximum, dan minimum. Analisa difokuskan pada suatu horison yang dianggap sebagai reservoir. Hasil cross-plot antara amplitudo dan porositas menunjukkan korelasi antara atribut seismik dengan log properti. Hasil analisa dapat menunjukkan bahwa distribusi reservoir dapat dipetakan dengan mudah dalam pengertian secara geologi.

Kata kunci:  
amplitudo, atribut seismik, karbonat, reservoir

## ABSTRACT

Name : Catra A D  
Study Program : Geophysics  
Title : *Seismic Amplitude Analysis for Reservoir Characterization of Field-X in Tarakan Basin, East Kalimantan*

Nowadays, the technology of seismic interpretation has been growing fast. Seismic interpretation is not only using structural scheme, but it is implemented by using combination of structural and stratigraphy. Stratigraphic interpretation is rely on the seismic amplitude. The so called seismic attributes. The amplitude attribute is one of the basic attributes of the seismic trace to determine the spread of the distribution reservoir (carbonate). Distribution of carbonate reservoirs as indicated by high amplitude values. Attribute analysis was applied on 2D seismic data and two pieces of data in the Tarakan Basin wells, Field-X, Tabul Formation. The attribute used is the RMS amplitude, maximum, and minimum. The analysis focused on some horizons which is considered as a reservoir. Cross-plot results between amplitude and porosity showed a correlation between seismic attributes to log properties. Results of analysis can show that the reservoir distribution can be mapped easily in a geological sense.

Keyword:  
amplitude, seismic attribute, carbonate, reservoir



# DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS .....	ii
LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vi
ABSTRAK .....	vii
ABSTRACT .....	viii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xi
<b>BAB I. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Studi .....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Metodologi Penelitian.....	3
1.5 Sistematika Penulisan .....	4
<b>BAB II. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI</b>	
2.1 Geologi Regional.....	5
2.2 Sejarah Tektonik dan Pengendapan .....	6
2.3 Tinjauan Stratigrafi .....	7
2.4 Sistem Petroleum .....	10
<b>BAB III. TEORI DASAR</b>	
3.1 Atribut Seismik .....	13
3.2 Gelombang Seismik .....	18
3.3 Komponen Seismik Refleksi .....	21
3.3.1 Impedansi Akustik .....	22
3.3.2 Koefisien Refleksi .....	23
3.3.3 Fasa .....	23
3.3.4 Polaritas .....	24
3.3.5 Wavelet .....	25
3.3.6 Resolusi Seismik Vertikal.....	25
3.4 Sintetik Seismogram.....	26
3.5 Survei Checkshot .....	27
<b>BAB IV. DATA DAN PENGOLAHAN DATA</b>	
4.1 Persiapan Data .....	28
4.2 Pengolahan Data .....	28
4.2.1 Korelasi Sumur .....	28
4.2.2 Pengikatan Sumur dan Seismik.....	30
4.2.3 Analisa Tuning .....	33

4.2.4 Identifikasi Horison ( <i>Horizon Picking</i> ) .....	34
4.2.5 Identifikasi Sesar ( <i>Fault Picking</i> ).....	35
4.3 Atribut Ampiltudo Seismik .....	37
4.4 <i>Crossplot</i> Ampiltudo Seismik Dengan Porositas.....	39

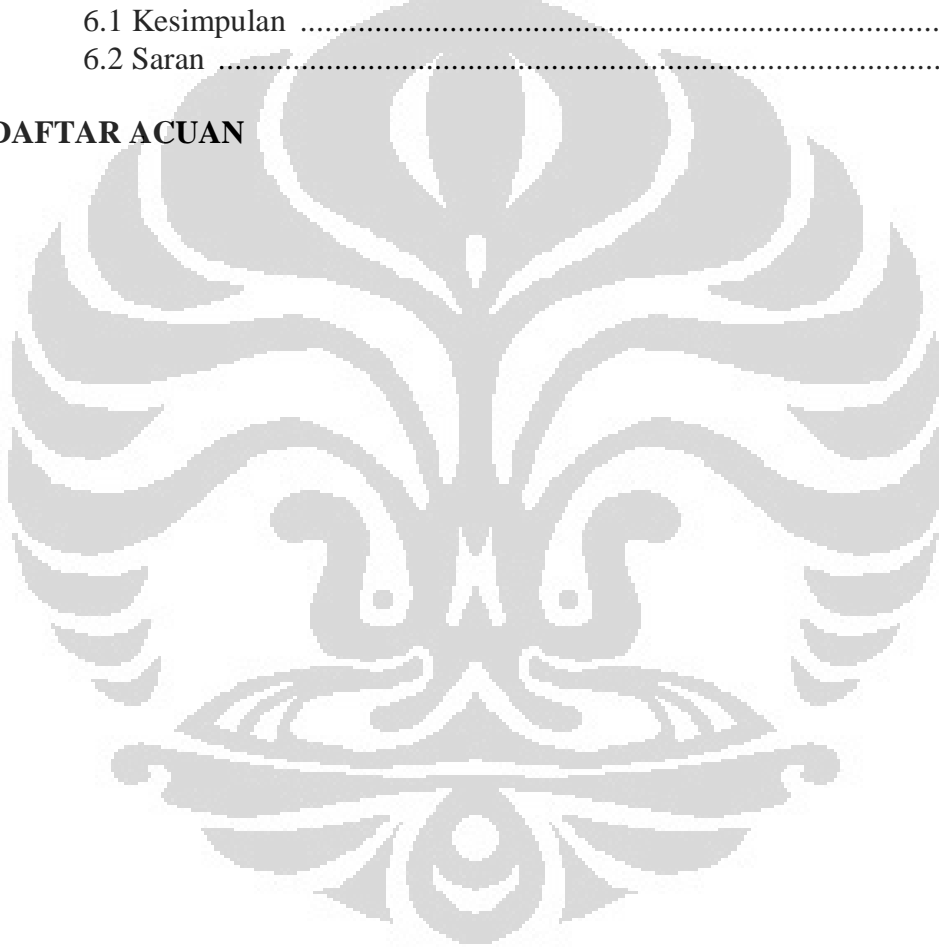
**BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN**

5.1 Analisa Lapisan Batu Pasir Formasi Tabul .....	42
5.2 Analisa Peta Struktur .....	43
5.3 Analisa Atribut Amplitudo .....	45
5.4 Analisa <i>Crossplot</i> Amplitudo dengan Porositas.....	48

**BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN**

6.1 Kesimpulan .....	50
6.2 Saran .....	50

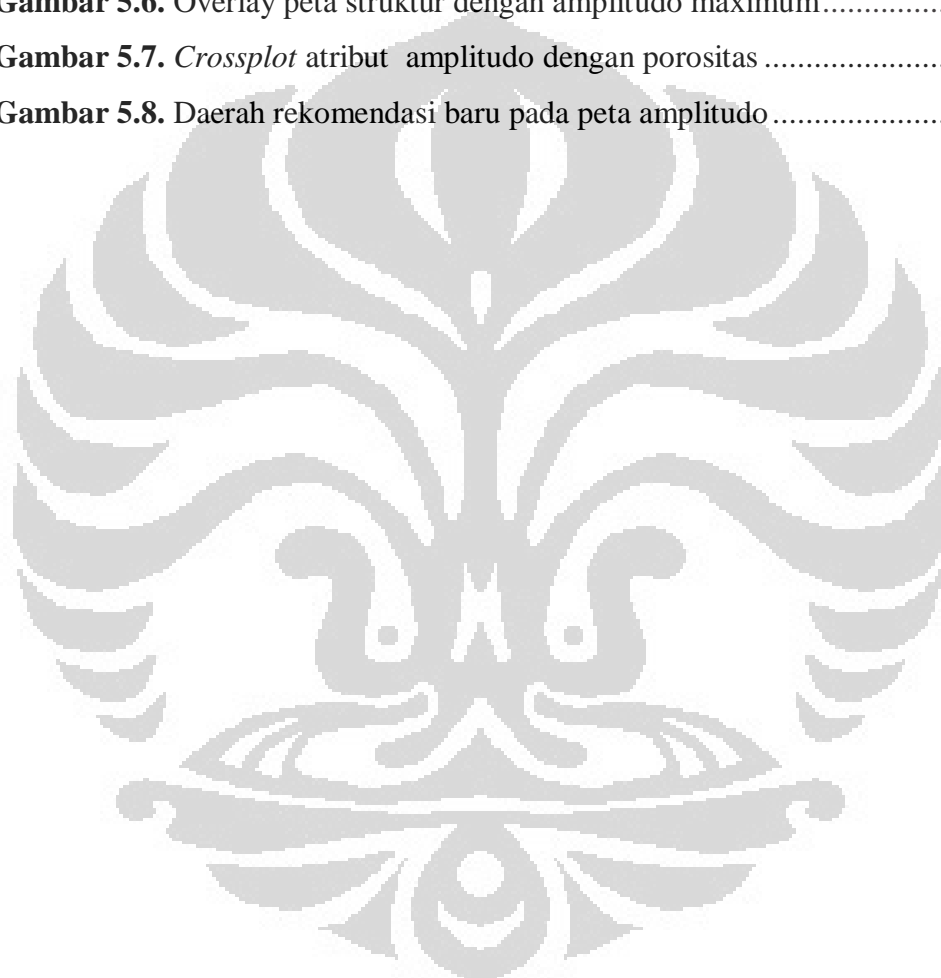
**DAFTAR ACUAN**



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1.</b> Diagram alir studi.....	3
<b>Gambar 2.1.</b> Lokasi Lapangan-X di Sub-cekungan Tarakan .....	5
<b>Gambar 2.2.</b> Tectonostratigrafi regional cekungan Tarakan .....	6
<b>Gambar 2.3.</b> Distribusi facies pada daerah Sub-cekungan Tarakan .....	9
<b>Gambar 3.1.</b> Klasifikasi Atribut seismik .....	14
<b>Gambar 3.2.</b> Analisa <i>window</i> .....	15
<b>Gambar 3.3.</b> Perhitungan amplitudo absolute RMS .....	17
<b>Gambar 3.4.</b> Perhitungan amplitudo absolute minimum.....	17
<b>Gambar 3.5.</b> Perhitungan amplitudo absolute maksimum .....	18
<b>Gambar 3.6.</b> Sinyal-sinyal yang diterima <i>geophone</i> .....	19
<b>Gambar 3.7.</b> Ilustrasi penjalaran gelombang seismik .....	20
<b>Gambar 3.8.</b> Hukum Snellius.....	21
<b>Gambar 3.9.</b> Komponen tras seismik .....	22
<b>Gambar 3.10.</b> Macam-macam fasa pada wavelet .....	23
<b>Gambar 3.11.</b> Polaritas normal dan reverse.....	24
<b>Gambar 3.12.</b> Jenis-jenis wavelet .....	25
<b>Gambar 3.13.</b> Sintetik seismogram .....	26
<b>Gambar 3.14.</b> Konfigurasi survei checkshot.....	27
<b>Gambar 4.1.</b> Korelasi sumur antara sumur A dan B .....	29
<b>Gambar 4.2.</b> Koreksi checkshot dengan data log sonic.....	30
<b>Gambar 4.3.</b> Wavelet yang diextrak pada seismogram sintetik.....	32
<b>Gambar 4.4.</b> Hasil dari proses Seismic-Well Tie pada sumur B .....	33
<b>Gambar 4.5.</b> Hasil picking horizon pada penampang seismik line 2221 .....	35
<b>Gambar 4.6.</b> Gambar picking sesar pada penampang seismik .....	36
<b>Gambar 4.7.</b> Peta struktur waktu dari formasi Tabul .....	36
<b>Gambar 4.8.</b> Overlay peta struktur dengan amplitudo RMS .....	38
<b>Gambar 4.9</b> Overlay peta struktur dengan amplitudo minimum .....	38
<b>Gambar 4.10.</b> Overlay peta struktur dengan amplitudo maximum.....	39
<b>Gambar 4.11.</b> Crossplot porositas dengan amplitudo RMS .....	40

<b>Gambar 4.12.</b> Crossplot porositas dengan amplitudo minimum .....	40
<b>Gambar 4.13.</b> Crossplot porositas dengan amplitudo maximum.....	41
<b>Gambar 5.1.</b> Nilai dari data log.....	42
<b>Gambar 5.2.</b> Lintasan seismik yang berpotongan.....	43
<b>Gambar 5.3.</b> Peta struktur waktu dengan line seismiknya.....	44
<b>Gambar 5.4.</b> Lintasan seismik pada sumur B .....	45
<b>Gambar 5.5.</b> Overlay peta struktur dengan amplitudo RMS dan minimum...	46
<b>Gambar 5.6.</b> Overlay peta struktur dengan amplitudo maximum.....	47
<b>Gambar 5.7.</b> <i>Crossplot</i> atribut amplitudo dengan porositas .....	48
<b>Gambar 5.8.</b> Daerah rekomendasi baru pada peta amplitudo.....	49



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Saat ini perkembangan teknologi interpretasi seismik tidak lagi hanya mengandalkan interpretasi struktural tetapi telah dikembangkan kearah kombinasi antara interpretasi stratigrafi dan interpretasi struktural. Interpretasi stratigrafi lebih mengandalkan pada amplitudo gelombang seismik yang saat ini lebih dikenal sebagai atribut seismik.

Metoda atribut seismik merupakan integrasi dari data sumur dan data seismik. Dengan mengintegrasikan data sumur dan data seismik akan diperoleh informasi bawah permukaan yang baik. Karena masing-masing data tersebut memiliki kelebihan sehingga bisa saling melengkapi. Data seismik memiliki kemampuan yang cukup baik untuk penggambaran keadaan bawah permukaan bumi secara lateral. Data sumur menggunakan teknik interpolasi dan ekstrapolasi untuk menghasilkan penggambaran bawah permukaan secara vertikal dengan sangat baik. Dengan mengintegrasikan dua metoda tersebut kita akan diperoleh informasi bawah permukaan yang baik.

Metoda Atribut seismik mulai digunakan sekitar akhir tahun 1960-an seiring dengan meningkatnya aktivitas pencarian anomali daerah terang (*bright-spot*). Pada saat itu dimulai disadari bahwa data seismik dapat dimanipulasi tampilannya untuk mempermudah interpretasi geologi.

Sejak tahun 1990-an teknologi atribut seismik semakin berkembang ke berbagai aspek. Penerapannya mencakup aplikasi sederhana seperti deteksi anomali amplitudo sampai monitoring pergerakan fluida terhadap waktu.

Teknologi atribut seismik dapat mengekstrak informasi dari data seismik yang pada awalnya tidak tampak pada tampilan normal. Hal ini menambah pentingnya data seismik dalam bidang industri minyak dan gas bumi yaitu prediksi, karakterisasi, dan permonitoran reservoir minyak dan gas bumi.

## 1.2 Tujuan Studi

Tugas Akhir ini bertujuan untuk :

1. Menerapkan konsep atribut seismik untuk memetakan distribusi reservoir.
2. Mengkarakterisasi reservoir berdasarkan analisa atribut amplitudo.
3. Mengidentifikasi prospek baru di lapangan.

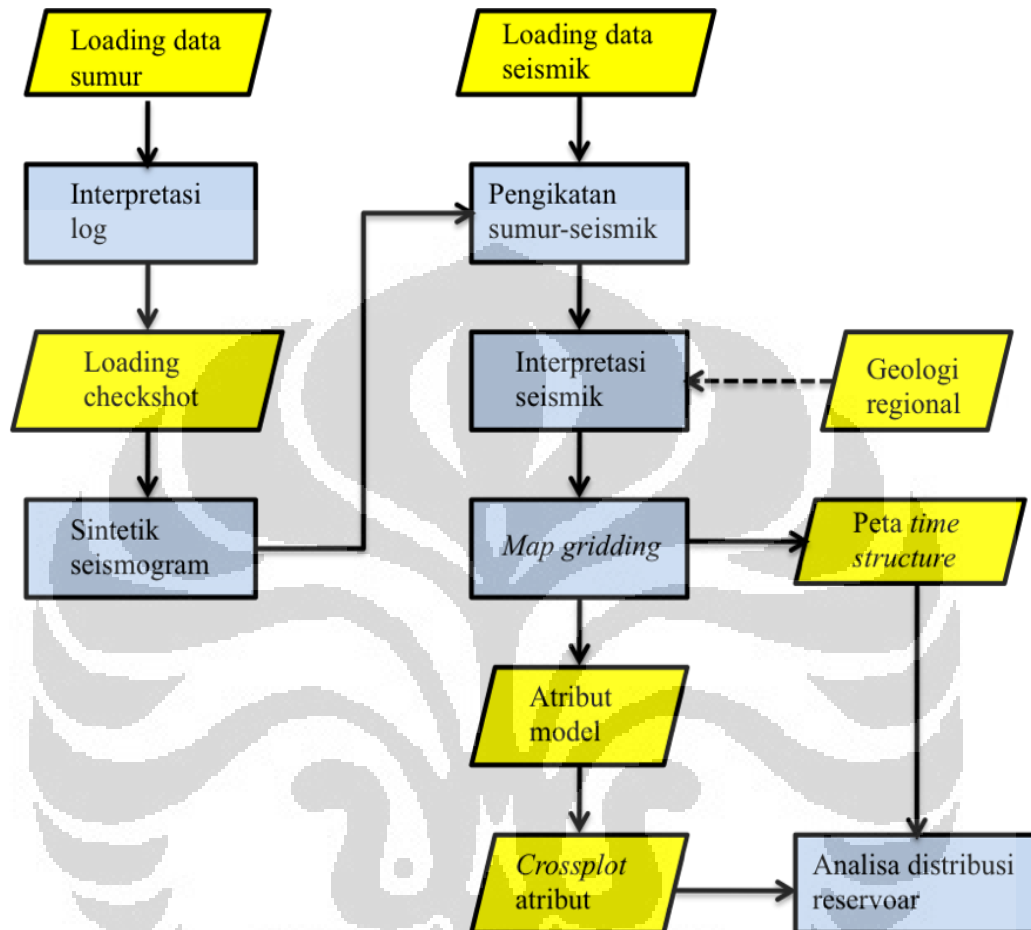
## 1.3 Batasan Masalah

Pada studi ini analisa karakterisasi reservoir dilakukan dengan beberapa pembatasan masalah sebagai berikut :

1. Analisa zona target difokuskan pada formasi Tabul.
2. Penelitian ini menggunakan 2 data log dan data seismik 2D *post-stack migration*. Data log yang di gunakan adalah *Neutron porosity, Gamma Ray, Resistivity, Density, Sonic*, dan didukung dengan data *checkshot*.
3. Atribut yang digunakan pada studi ini adalah atribut amplitudo RMS, amplitudo maximum, dan amplitudo minimum.

## 1.4 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian untuk studi ini dijabarkan oleh **gambar 1.1**.



Gambar 1.1 diagram alir studi

Pada penelitian ini metodologi awal yang dilakukan adalah melakukan loading data sumur. Data sumur ini diinterpretasikan dengan cara korelasi log dan penentuan marker formasi. Loading data checkshot dan data seismik juga dilakukan untuk pembuatan sintetik seismogram dan pengikatan sumur-seismik. Setelah dilakukan pengikatan sumur dan seismik, interpretasi seismik dilakukan untuk mendapatkan peta bawah permukaan (*map gridding*). Hasil *map gridding* tersebut berupa peta *time structure* dan peta model atribut. Dari kedua hasil tersebut dapat dilakukan analisa distribusi reservoir.

### 1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan skripsi ini terdiri atas enam bab yang secara garis besar dapat diuraikan sebagai berikut:

- Bagian pendahuluan dari skripsi ini terangkum dalam BAB 1, berisikan latar belakang dilakukan studi, tujuan studi, pembatasan masalah, metode yang digunakan serta sistematika penulisan.
- Pembahasan tentang geologi regional, petroleum system, dan tinjauan stratigrafi pada daerah studi dijelaskan pada BAB 2.
- Pada BAB 3 berisi teori-teori yang dijadikan landasan teori dari studi ini seperti teori dasar gelombang seismik, interpretasi seismik, dan atribut seismik.
- BAB 4 berisikan pendeskripsian data, langkah-langkah studi hingga atribut seismik pada daerah studi.
- Dalam BAB 5 ditampilkan hasil studi dan berbagai analisa yang mendukung hasil tersebut.
- Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini, diberikan beberapa kesimpulan dan saran berdasarkan hasil yang diperoleh dari keseluruhan studi ini, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam BAB 6.

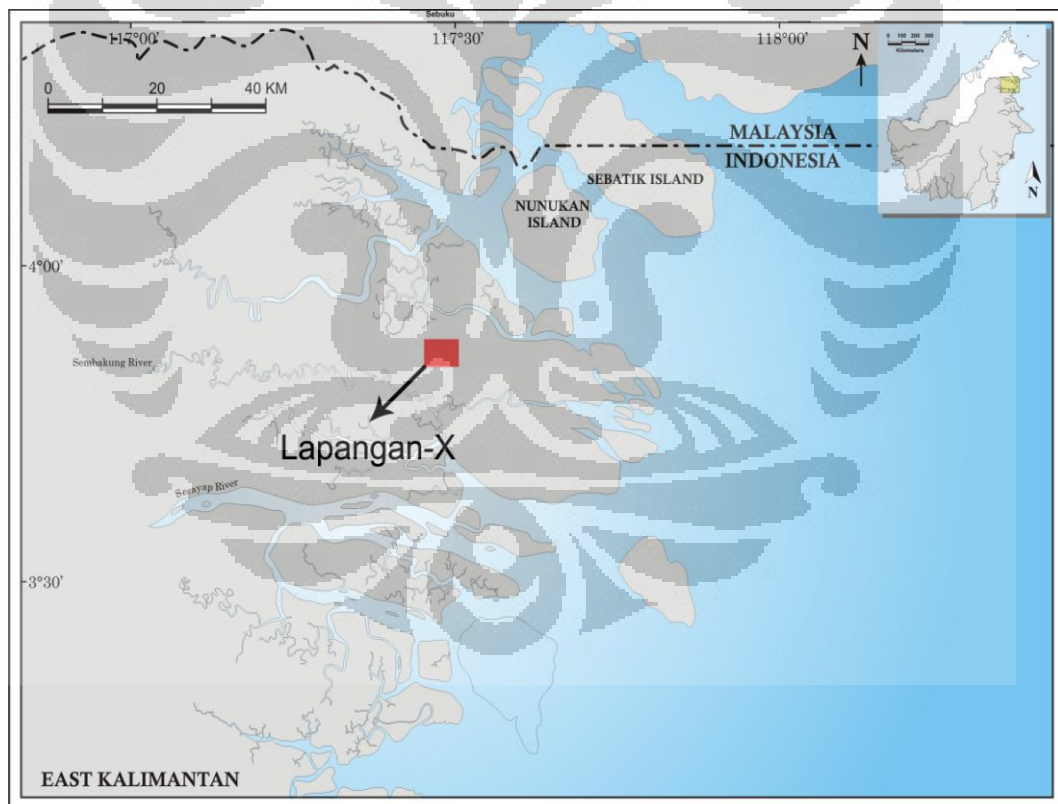


## BAB II

### TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI

#### 2.1 Geologi Regional

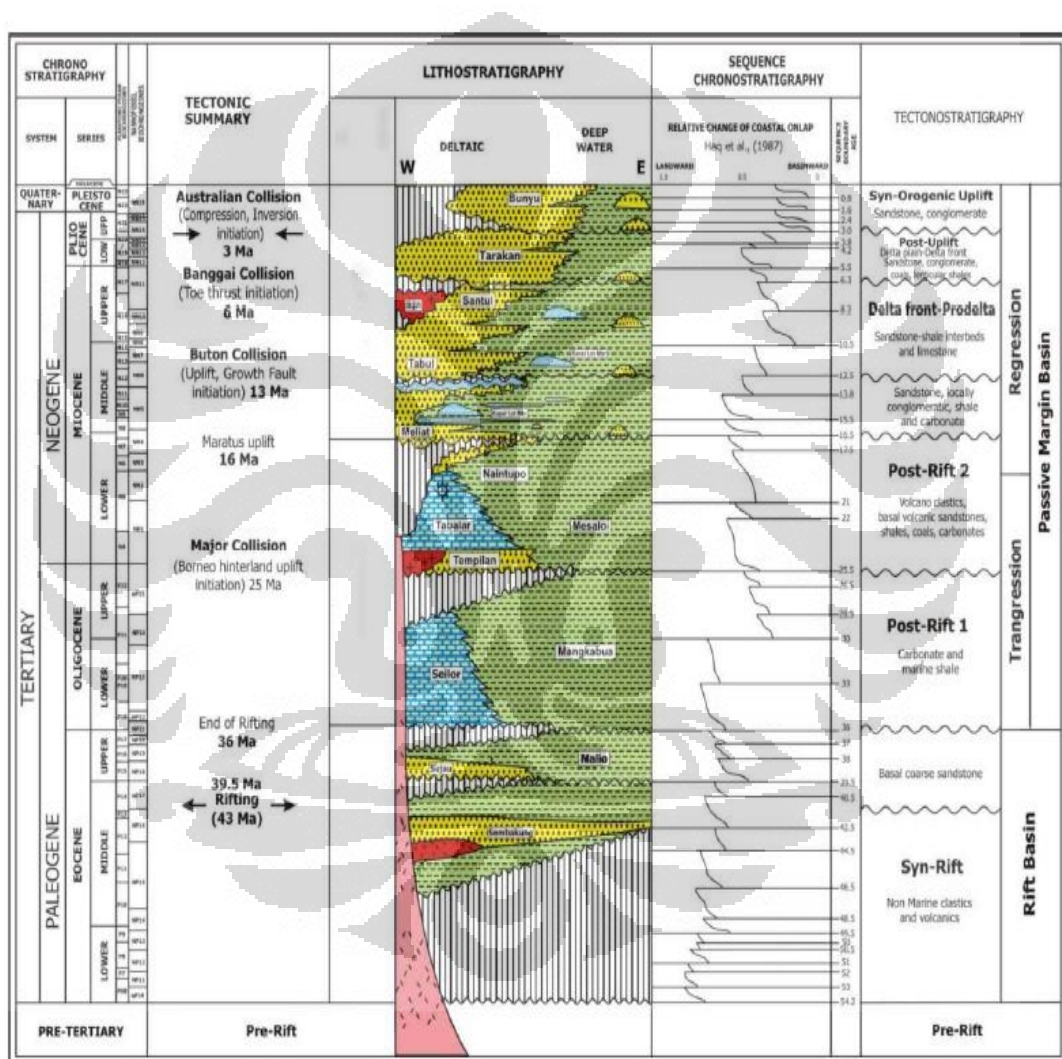
Secara geologi Sub-cekungan Tarakan merupakan bagian dari Cekungan Kalimantan Timur-Laut yang terletak disebelah tenggara Sub-cekungan Tidung, dan dibatasi oleh Sub-cekungan Berau disebelah Selatan, Selat Makassar disebelah timur, dan daerah Patahan Sempoerna disebelah utara. Cekungan Tidung terbentuk karena proses *rifting* Laut Sulawesi dari utara dan Sulawesi barat dari Kalimantan Timur. Fenomena tektonik ini membuat Cekungan Tarakan bertambah luas kearah timur.



Gambar 2.1 Lokasi Lapangan-X di Sub-cekungan Tarakan (Ellen, 2008)

## 2.2 Sejarah Tektonik dan Pengendapan

Pembentukan struktur yang ada di Sub-cekungan Tarakan berlangsung secara bertahap dan peristiwa tektonik tersebut juga menghasilkan pengendapan sediment. Konfigurasi struktur berawal dari proses *rifting* pada masa Eocene awal yang menyebabkan terbentuknya *horst* dan *graben*. Pada Graben tersebut terdapat sediment tertua di Sub-cekungan pada formasi Sembakung.



Gambar 2.2 Tectonostratigrafi regional cekungan Tarakan menunjukkan litostratigrafi dan chronostratigrafi (Ellen, 2008)

## 2.3 Tinjauan Stratigrafi

Bagan *chronostratigraphic*, digunakan untuk mengatasi keterbatasan dari berbagai tatanama *lithostratigraphic* yang digunakan oleh berbagai perusahaan minyak di cekungan Tarakan yang ditunjukkan pada **gambar 2.2**.

### 2.3.1 Pre-Tersier

Basement pre-tercier berupa Formasi Danau yang berisi sediment *flysch* metamorf. Formasi ini berupa micaceous batu pasir dengan *slates* berwarna abu tua dan *slity marls* dengan banyak *chert beds* berwarna merah dan hijau yang dekat dengan permukaan. Pada Sub-cekungan Tidung terdapat Formasi Bengara berisi material lempung, batu pasir, dan *tuffaceous*.

### 2.3.2. Eocene

Pada umur Eocene terdapat Formasi Sembakung. Formasi tersebut adalah unit sediment basement tertua. Material yang terendapkan berupa material clastic dan volcanic.

### 2.3.3. Oligocene Awal

Formasi yang terdapat pada umur ini adalah Formasi Seilor dengan persebaran limestone secara lateral, sama dengan Formasi Mangkubua.

### 2.3.4. Oligocene Akhir – Miocene

Pada bagian barat Formasi Jelai, endapan *volcaniclastic* terakumulasi sepanjang umur ini. Material vulkanis dari formasi Tempilan berupa batu pasir basal vulkanis dan *coal* terendapkan secara tidak selaras selama umur Oligocene akhir. Formasi Tempilan merupakan lapisan tipis yang berisi batu pasir, *tuff*, lempung,

dan coal. Formasi Tabalar melambangkan *carbonate sequence* dengan *local reef* dan terendapkan secara acak diatas formasi Seilor.

### 2.3.5. Miocene Tengah-Akhir

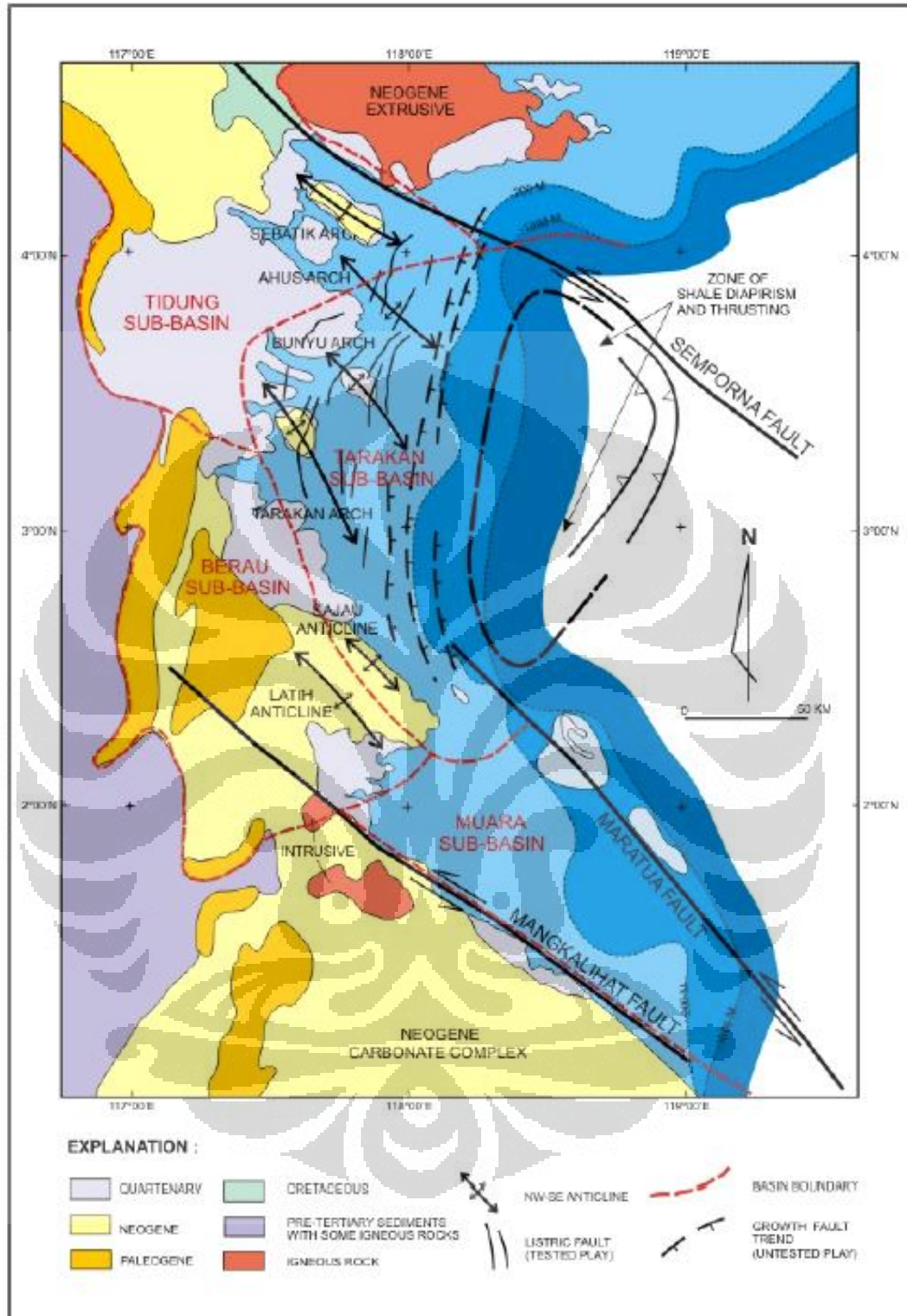
Formasi Meliat terbentuk pada awal Miocene Tengah. Formasi Meliat berisi batu pasir dengan fragmen kuarsa, *interbedded* dengan lempung dan batu pasir konglomerat. Formasi Tabul terbentuk pada umur Miocene tengah sampai Miocene akhir. Formasi ini didominasi oleh shale yang mengandung batu pasir dan *silt interbeds*.

### 2.3.6. Miocene Akhir – Pliocene

Formasi Tarakan dan Sajau yang berada pada umur Miocene akhir ini mengandung batu pasir, lempung, dan *coal interbeds*. Sedangkan Formasi Tarakan dan Sajau pada umur Pliocene mengandung *marine to supralittoral elastics* dan *coals*. Formasi ini memiliki presentasi batu pasir yang lebih sedikit daripada formasi di Pleistocene dan didominasi oleh karbonat pada *distal prodelta offshore*, sebelah timur Sub-cekungan Tarakan.

### 2.3.7. Quaternary

Sedimen pada umur ini terendapkan setelah *general marine onlap* yang terjadi karena kenaikan muka air laut. Formasi Bunyu terendapkan pada bidang deltaic atas sampai lingkungan *fluvial*. Formasi ini mengandung unit clastic berupa kumpulan lignite yang acak diatas Formasi Tarakan. Formasi Waru karbonat terendapkan pada daerah tengah laut yang bebas dari delta.



Gambar 2.3 Distribusi facies pada daerah Sub-cekungan Tarakan. (modifikasi Pertamina-Hidayat et. Al, 1992)

## 2.4 Sistem Petroleum

Konsep sistem petroleum adalah penjelasan tentang distribusi hidrokarbon didalam kerak bumi dari batuan induk hingga ke batuan reservoir. Sistem petroleum tersebut meliputi batuan induk, migrasi, reservoir, jebakan, dan seal.

### 2.4.1. Batuan Induk

Berdasarkan analisa Geokimia, batuan sumber pada lapangan X adalah shale yang kaya akan karbonat organik dan coal pada Formasi Meliat dan Tabul. Shale karbonat pada formasi ini didominasi oleh amorphous kerogen tipe II. Sample dari shale formasi Meliat dan tabul menunjukkan formasi tersebut memiliki potensial yang bagus sebagai batuan sumber hidrokarbon. Berdasarkan penelitian, batuan sumber tersebut merupakan campuran dari gas prone tipe II dan kerogen III.

Sedimen pada daerah Sembakung-Bangkudulis Graben dan Bunyu-tarikan Depocenter lebih tebal daripada daerah lainnya. Ini disebabkan karena 2 daerah tersebut menempati downthrown block dari Sesar Growth yang menerus dari barat daya-timur laut. Data geokimia menyatakan bahwa batuan sumber yang menghasilkan Tarakan Oil adalah batuan endapan lacustrine, coastal plain, dan deltaic. Coals yang berasal dari coastal plain dan lingkungan deltaic adalah batuan sumber terkaya. Internite juga ditemukan pada siltstones. Pyrolysis GC data dan geokimia menyimpulkan beberapa tipe batuan sumber. Batuan sumber tersebut ada antara tipe II/III atau sampai tipe I/II . batuan sumber tersebut memiliki sifat complex dan lingkungan pengendapannya lebih bervariasi. Muatan hidrokarbon pada batuan sumber tersebut tersebar luas dari bangkudilis hingga Sub-cekungan Berau (Wright et al., 1993).

### **2.4.2. Migrasi**

Hidrokarbon yang terbentuk dari batuan sumber bermigrasi secara lateral dan vertical melalui jalur-jalur Sesar Listric. Lapangan X berada pada bagian upthrown sesar sembakung-bangkudilis. Sisi upthrown ini merupakan tempat hidrokarbon ber migrasi dari area dapur. Batuan sumber yang produktif berada pada sisi timur downthrown sesar sembakung-bangkudilis. Formasi tabul dan meliat tidak mengalami pematahan tetapi mengalami pembengkokan menuju tempat yang dalam pada downthrown sehingga membuat hidrokarbon mudah untuk bermigrasi menuju upthrown.

Migrasi berlangsung dari regional bagian timur menuju bagian barat. Migrasi secara Vertikal melalui sesar yang masih aktif akan lebih dominant daripada migrasi secara lateral yang melewati lapisan sediment.

### **2.4.3. Reservoir**

Objek reservoir utama pada sumur B adalah multiple deltaic sandstone formasi Tabul dari masa Miocene akhir. Objek reservoir yang lain adalah formasi meliat dan naintupo yang berasal dari masa awal dan tengah Miocene. Reservoir Multiple sandstone dari facies delta plain sampai delta front pada formasi Tabul telah terbukti produktif pada lapangan Y. Ketebalan dari formasi Tabul dan Meliat pada sumur B diprediksikan memiliki ketebalan sebesar 2012 feet dan 842 feet. Rasio dari shale dan non-shale pada formasi ini adalah 23% dan 18%. Berdasarkan analisis petrofisik, porositas pada reservoir sumur B diperkirakan 16 % sampai 24 % pada formasi Meliat dan 18 – 30 % pada formasi Tabul. Untuk ketebalan sandstone berkisar antara 10-20 feet.

### **2.4.4. Jebakan**

Jebakan yang terdapat pada daerah lapangan X ini adalah jebakan struktur berupa patahan, four-way dip closure dan three-way closure fault. Secara struktur, sumur



B berada ditempat yang lebih tinggi daripada sumur A. Struktur pada sumur B terbentuk karena proses uplift dan kompresi dari barat laut-tenggara dan tektonik yang terjadi pada masa late Miocene – Pliocene. Closure terdapat pada bagian upthrown dari sesar major barat daya-timur laut Sembakung-bangkudulis di zona tabul dan meliat.

Compression wilayah barat dan Tension wilayah timur memberikan efek tektonik pada sediment dan menyebabkan terbentuknya jebakan hidrokarbon pada wilayah utara Cekungan Tarakan. Cekungan tersebut merupakan kombinasi yang complex dari *major arches comprising Pliocene dan Pleistocene inverted depocenter* yang terisi regressive, dimana sediment sandprone menempati semua hidrokarbon yang terakumulasi kecuali pada deltaic Miocene-akhir pada lapangan Sembakung (Wight et al, 1993). Pada Formasi Bunyu dan Tarakan juga terdapat antiklin. Sesar menerus kearah timur melewati cekungan dan membentuk jebakan pada bagian upthrown-nya.

#### **2.4.5. Seal**

Sumur-B terletak pada posisi upthrown sesar yang berasosiasi dengan sistem delta. Oleh karena itu seal yang potensial adalah intraformational shale dan bidang kompresi sesar. Intraformational shale pada formasi santul bawah dan tabul atas menunjukkan potensi seal yang sangat baik untuk reservoir formasi tabul tengah dan bawah. Sesar yang terjadi karena kompresi tektonik pada cekungan Tarakan dapat menjadi seal lateral yang efektif untuk jebakan hidrokarban pada struktur di lapangan X.

Pada bagian selatan Sub-cekungan, *mudstone* laut yang tebal pada masa Oligo-Miocene di Formasi Birang adalah *seal* yang efektif untuk Tabalar karbonat. Formasi Menubar membentuk *seal* yang baik untuk Miocene *reef* yang berlokasi sepanjang batas cekungan. Karbonat Domaring terkurung oleh Formasi Waru Pleistocene. *Seal* yang terbentuk secara lateral pada cekungan ini adalah sesar dan perbedaan facies. Untuk clastic yang terdapat pada Tarakan utara, laut, prodelta, dan facies mudstone pada delta dapat membentuk seal juga.



## BAB III

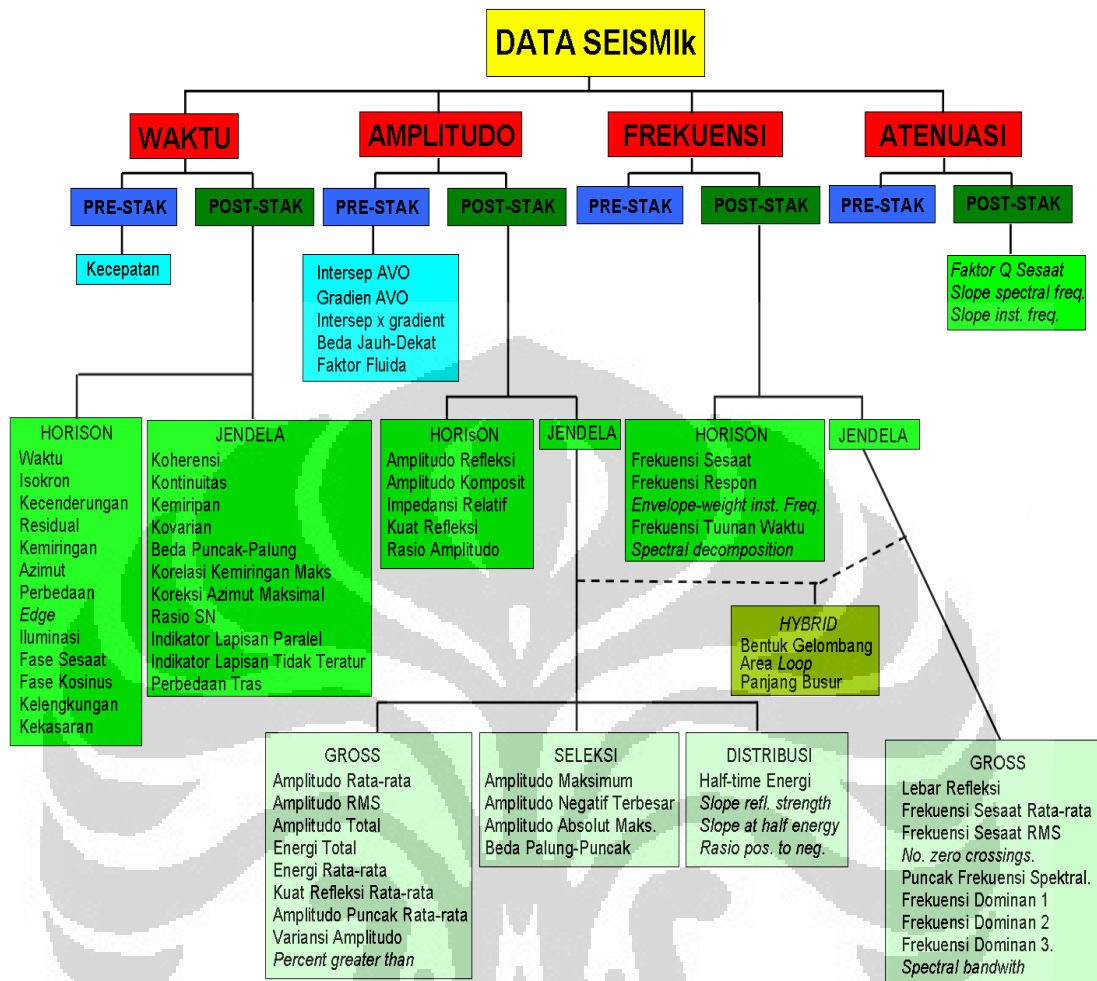
### TEORI DASAR

#### 3.1 Atribut Seismik

Barnes (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat ditampilkan pada skala yang sama dengan data aslinya. Brown (2000) mendefinisikan suatu atribut sebagai derivatif suatu pengukuran seismik dasar. Sedangkan menurut Chien dan Sidney (1997), atribut seismik dapat didefinisikan sebagai semua informasi berupa besaran spesifik dari geometri, kinematika, dinamika atau statistik yang berasal dari data seismik, dan diperoleh melalui pengukuran langsung maupun logis atau berdasarkan pengalaman.

Semua atribut horizon dan formasi yang tersedia tidaklah independen satu sama lain. Perbedaannya terdapat pada detail analisis, informasi gelombang seismik, dan tampilan akhirnya. Informasi gelombang seismik meliputi amplitudo, waktu, frekuensi, dan atenuasi yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut oleh Brown (2000).

Atribut seismik menyediakan tambahan informasi parameter petrofisika atau geologi yang penting bagi para interpreter meningkatkan kesensitifan data seismik. Data seismik tidak selalu memberikan informasi parameter petrofisika atau geologi, keberadaan data *well-log* dapat membantu memperlihatkan relasi antara data seismik dan parameter log, namun relasi ini sangat sulit ditentukan. Dalam hal ini atribut seismik dapat memberikan bantuan yang berarti. Jika terdapat relasi antara parameter geologi dan atribut seismik pada suatu titik *well-log* maka parameter geologi diluar titik *well-log* ini dapat diekstrapolasi.



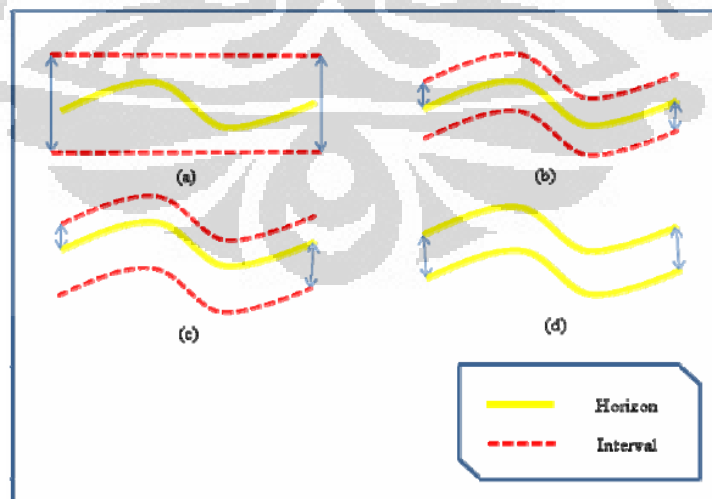
Gambar 3.1 Klasifikasi atribut seismik (Brown,2000)

Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut amplitudo cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan reservoir. Untuk atribut frekuensi sampai saat ini belum terlalu dipahami tapi banyak optimisme bahwa atribut ini akan menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal reservoir dan stratigrafi. Atribut atenuasi juga belum terlalu dipahami saat ini tapi diyakini bahwa atribut ini akan berguna dalam memahami informasi mengenai permeabiliti.

Atribut-atribut yang terdapat umumnya adalah atribut hasil pengolahan *post-stack* yang dapat diekstrak sepanjang satu horizon (*horizon slice*) atau dijumlahkan sepanjang kisaran *window* tertentu. Umumnya analisis *window* tersebut merupakan suatu interval waktu atau kedalaman yang datar dan konstan sehingga secara praktis tampilannya berupa suatu sayatan yang tebal, dan sering dikenal dengan sayatan statistika.

Analisis *window* pada ekstraksi atribut dapat ditentukan dengan 4 cara, yaitu :

1. Analisis *window* konstan, yaitu dengan mengambil nilai interval yang selalu tetap dengan interval waktu/kedalaman yang selalu sama.
2. Analisis *window* yang dipusatkan pada sebuah horison, yaitu dengan mengambil nilai interval mengikuti horison dengan lebar yang sama besar untuk bagian atas dengan bagian bawah dari horison tersebut.
3. Analisis *window* dengan nilai tertentu pada horison, yaitu dengan nilai interval yang dapat ditentukan berbeda untuk bagian atas dan bagian bawah dari horison.
4. Analisis *window* antar horison, dimana interval yang diambil dibatasi bagian atas dan bagian bawahnya, masing-masing oleh sebuah horison yang berbeda.



Gambar 3.2 (a) Analisis *window* konstan; (b) Analisis *window* yang dipusatkan pada horison; (c) Analisis *window* untuk bagian atas dan bawah horison; (d) Analisis *window* antar horison

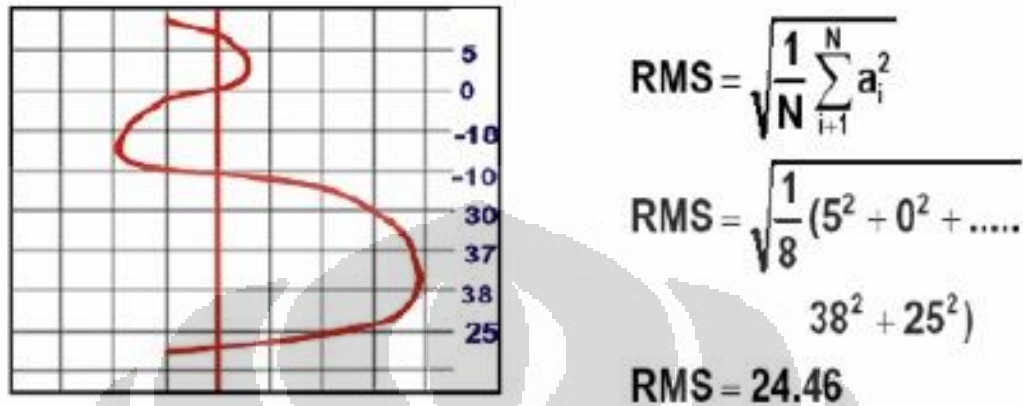
Setiap atribut seismik memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing. Pada sifat reservoir tertentu, beberapa atribut lebih sensitif dibandingkan dengan atribut lainnya, sedangkan atribut yang lain mungkin juga dapat menampilkan informasi bawah permukaan yang mula-mula tersembunyi menjadi lebih baik, atau bahkan dapat mendeteksi *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI).

Amplitudo seismik paling banyak dimanfaatkan untuk mengetahui anomali amplitudo akibat hidrokarbon, seperti *bright-spot*, *dim-spot*, dll. Perubahan lateral amplitudo sering dipakai pada studi-studi stratigrafi untuk membedakan satu fasies dengan fasies lain. Pada umumnya respon amplitudo memiliki nilai yang tinggi jika lingkungan tersebut kaya akan pasir dibandingkan dengan lingkungan yang kaya akan serpih. Dengan demikian peta amplitudo dapat melihat perbedaan rasio batupasir-batuserpih dengan lebih mudah.

Secara umum, atribut amplitudo dapat mengidentifikasi parameter-parameter seperti akumulasi gas dan fluida, gros litologi, ketidakselarasan, efek tuning, dan perubahan stratigrafi sekuen. Oleh karena itu atribut amplitudo dapat digunakan untuk pemetaan fasies dan sifat reservoir.

Penggunaan atribut amplitudo pada studi ini adalah amplitudo *root mean square* (RMS), amplitudo lembah minimum, Dan amplitudo absout maximum. Pembahasan tentang atribut tersebut diilustrasikan dengan gambar 3.3, gambar 3.4, dan gambar 3.5.

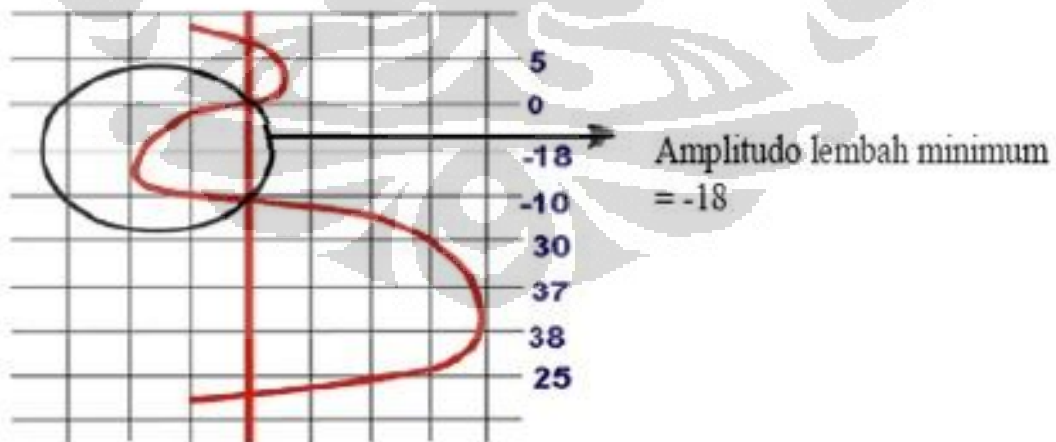
## 1. Amplitudo RMS



Gambar 3.3 Perhitungan amplitudo RMS

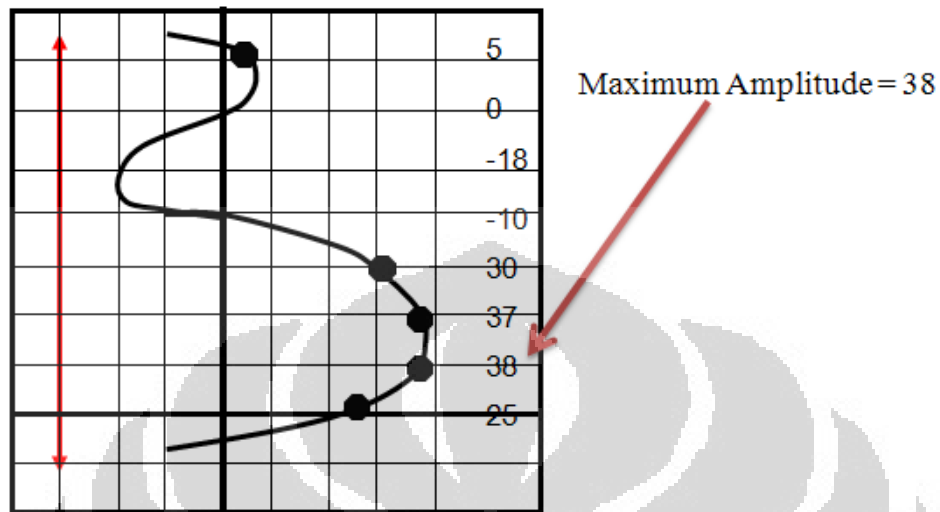
Amplitudo RMS mengukur reflektifitas diantara jendela kedalaman atau waktu, ia sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim karena nilai amplitudo dikuadratkan sebelum dirata-ratakan.

## 2. Amplitudo minimum



Gambar 3.4 Perhitungan amplitudo lembah minimum

### 3. Amplitudo Absolut Maksimum



Gambar 3.5 Perhitungan amplitudo absolut maximum

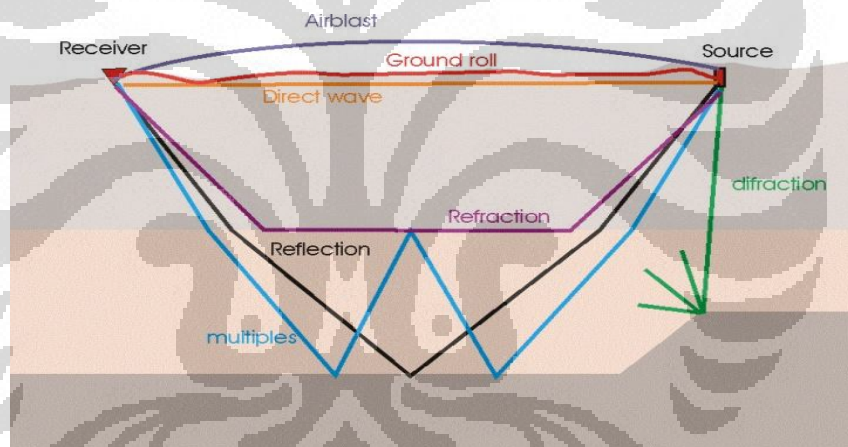
Nilai Amplitudo Absolut Maksimum didapatkan dengan cara menghitung nilai puncak dan palung dalam jendela analisis dan ditentukan puncak atau palung terbesar nilainya. Suatu fungsi parabola kemudian dibuat yang paling cocok melalui puncak atau palung terbesar tersebut dan dua sampel pada kedua sisinya. Nilai maksimum yang didapatkan merupakan nilai atribut ini. (Sukmono, 2007)

### 3.2 Gelombang Seismik

Gelombang seismik adalah gelombang mekanis yang muncul akibat adanya gempa bumi. Sedangkan gelombang secara umum adalah fenomena perambatan gangguan (usikan) dalam medium sekitarnya. Gelombang seismik disebut juga gelombang elastik karena osilasi partikel-partikel medium terjadi akibat interaksi antara gaya gangguan (gradien stress) melawan gaya-gaya elastik. Dari interaksi ini muncul gelombang longitudinal, gelombang transversal dan kombinasi diantara keduanya. Apabila medium hanya memunculkan gelombang longitudinal saja (misalnya di

dalam fluida) maka dalam kondisi ini gelombang seismic sering dianggap sebagai gelombang elastic.

Akuisisi seismic dilakukan dengan cara membuat getaran dari suatu sumber getar. Getaran tersebut akan merambat ke segala arah di bawah permukaan sebagai gelombang getar. Gelombang yang datang mengenai lapisan-lapisan batuan akan mengalami pemantulan, pembiasan, dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang yang datang akan berbeda-beda tergantung sifat fisik batuan yang meliputi densitas, porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman batuan. Gelombang yang dipantulkan akan ditangkap oleh geophone di permukaan dan diteruskan ke instrument untuk direkam. Hasil rekaman akan mendapatkan penampang seismic.



Gambar 3.6 Sinyal-sinyal yang diterima oleh *geophone*

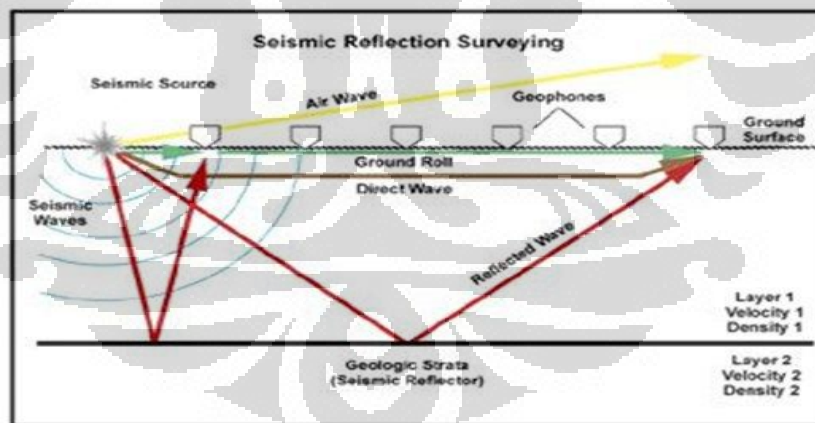
Di dalam eksplorasi seismic, digunakan asumsi-asumsi medium bawah permukaan sebagai berikut :

- Medium bumi dianggap berlapis-lapis dan tiap lapisan menjalankan gelombang seismic dengan kecepatan yang berbeda.
- Makin bertambahnya kedalaman, maka lapisan bumi semakin kompak.

Sedangkan asumsi yang dipakai untuk penjalaran gelombang adalah :

- Panjang gelombang seismik jauh lebih kecil jika dibandingkan dengan ketebalan lapisan bumi.
- Gelombang seismik dipandang sebagai sinar seismik yang memenuhi hukum Snellius dan prinsip Huygens.
- Pada batas antar lapisan, gelombang seismik menjalar dengan kecepatan gelombang pada lapisan di bawahnya.
- Kecepatan gelombang bertambah terhadap kedalaman.

Pada metoda seismik refleksi sinyal yang digunakan adalah sinyal gelombang refleksi yang merepresentasikan adanya reflector berupa bidang batas antar batuan. Data yang baik haruslah dapat menunjukkan sinyal yang dominan dibandingkan dengan noise. Dengan kata lain haruslah memiliki Signal to Noise ratio (S/N) yang besar. Walaupun noise ini dapat dikurangi pada tahap processing, namun kontribusi noise pada data tetap harus ditekan seminimal mungkin.



Gambar 3.7 Ilustrasi perambatan gelombang seismic refleksi dari source menuju receiver  
(Adrian Oktavinta, 2008)

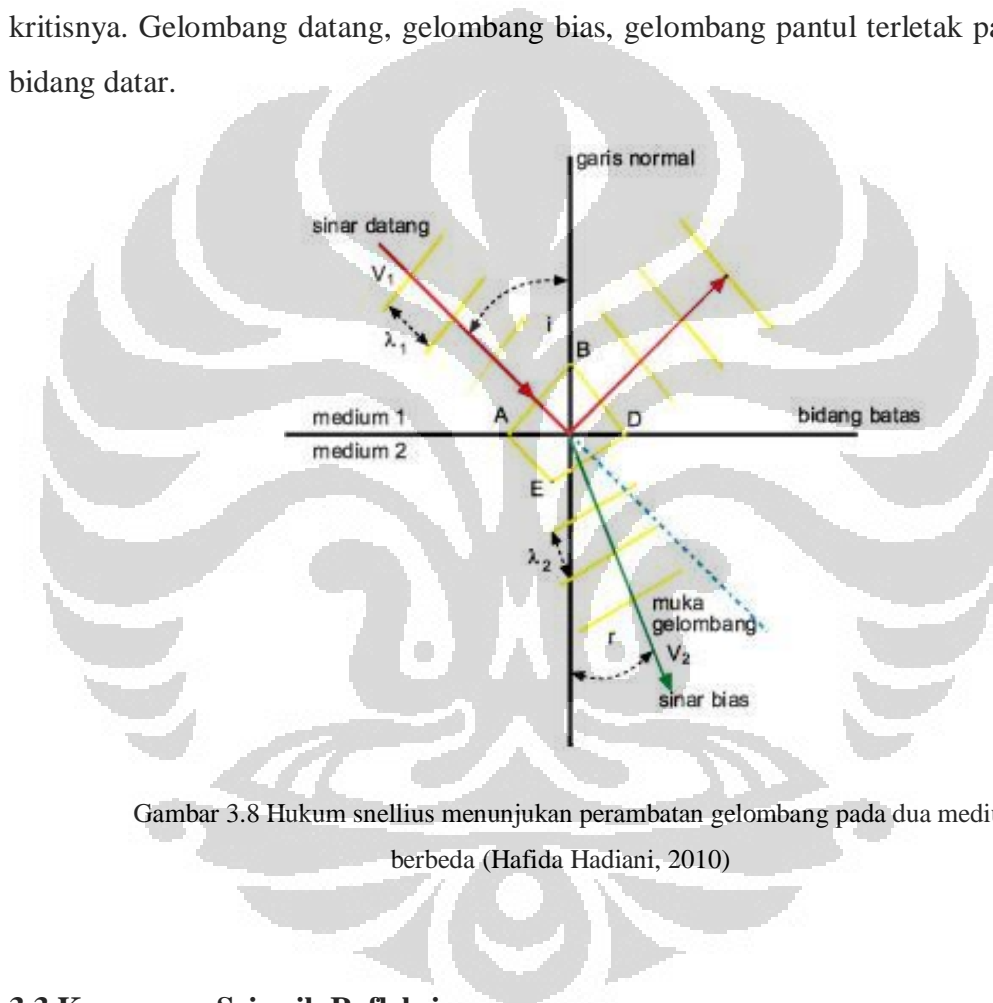
Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh di atas bidang batas dua medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan



dibiaskan dan dipantulkan jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya.

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (3.1)$$

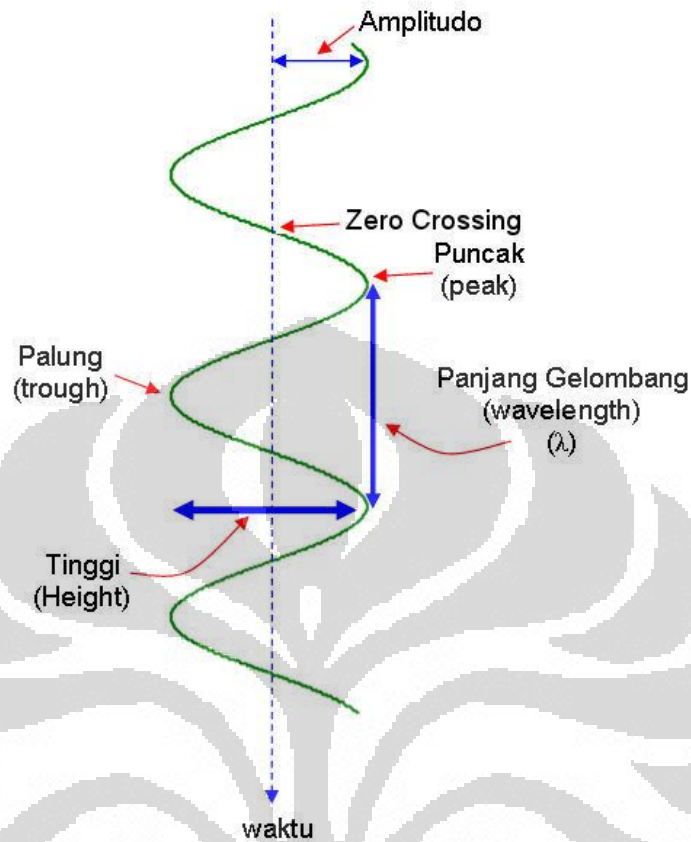
Gelombang akan dipantulkan saja jika sudut datangnya lebih besar dari sudut kritisnya. Gelombang datang, gelombang bias, gelombang pantul terletak pada suatu bidang datar.



Gambar 3.8 Hukum snellius menunjukkan perambatan gelombang pada dua medium yang berbeda (Hafida Hadiani, 2010)

### 3.3 Komponen Seismik Refleksi

Komponen yang dihasilkan disini adalah hal-hal yang dapat dihasilkan atau diturunkan (*derivative value*) dari parameter dan data dasar seismik refleksi. Komponen dasar dari gelombang atau tras seismik adalah amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang.



Gambar 3. 9 Kompones tras seismik adalah amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi, dan panjang gelombang. (Agus Abdullah,2007)

### 3.3.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik adalah kemampuan suatu batuan untuk meneruskan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi Akustik didapatkan dari hasil perkalian antara kecepatan gelombang ( $v$ ) dengan densitas batuan ( $\rho$ ). Impedansi akustik ( $Z$ ) didefinisikan dalam persamaan matematis:

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

Dalam menentukan harga  $Z$ , kecepatan ( $v$ ) memiliki harga yang lebih dominan daripada densitas ( $\rho$ ). Contoh: porositas atau materi pengisi pori batuan (air, minyak, atau gas) akan lebih berpengaruh terhadap kecepatan daripada densitasnya. Antsey

(1977) menganalogikan nilai  $Z$  dengan kekerasan batuan. Semakin keras suatu batuan akan memiliki nilai  $Z$  yang besar pula. Begitu juga kebalikannya.

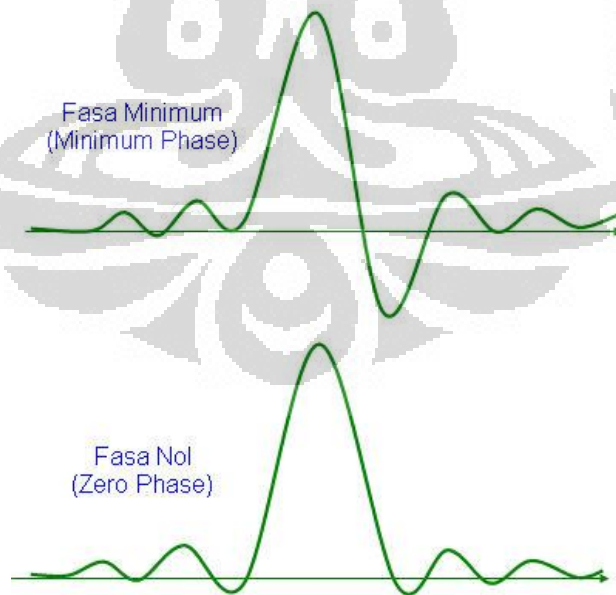
### 3.3.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis :

$$R = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0}, \quad (3.3)$$

### 3.3.3 Fasa

Wavelet memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Pada eksplorasi seismik, ada 2 jenis fasa wavelet yang dikenal. Fasa tersebut adalah fasa minimum, fasa nol. Ilustrasi tentang fasa tersebut dapat dilihat pada **gambar 3.10** dibawah ini.

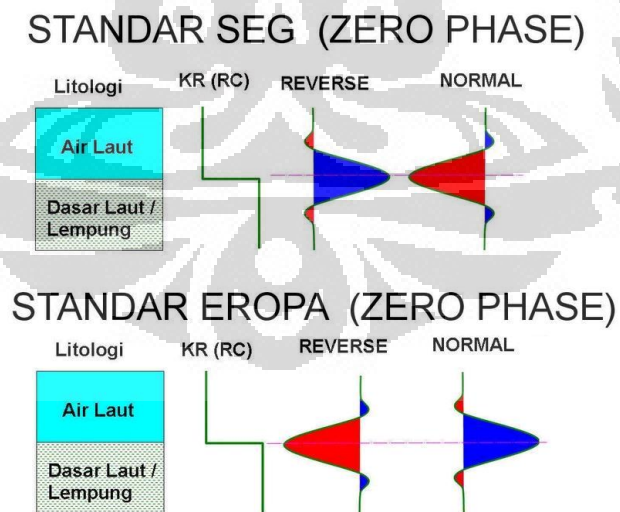


Gambar 3.10 Macam-macam fasa pada wavelet

Pada **gambar 3.10** di atas, fasa minimum dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo wavelet berada diawal, untuk fasa nol energi amplitudo wavelet berada simetris di tengah-tengah.

### 3.3.4 Polaritas

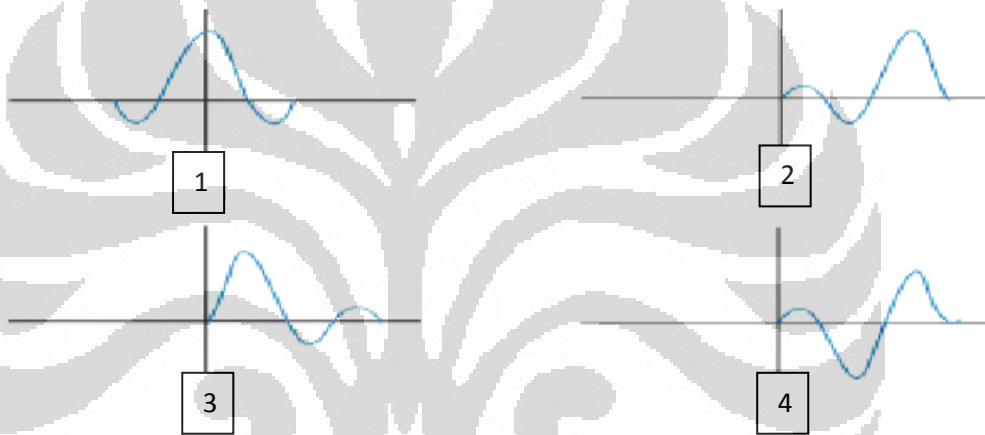
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (reverse). Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas: Standar SEG (Society of Exploration Geophysicist) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan. Pada SEG, jika  $AI_2 > AI_1$  maka akan didapatkan bentuk palung (trough), dan akan mendapatkan puncak (peak) jika  $AI_2 < AI_1$ . Sedangkan pada standar eropa, jika  $AI_2 > AI_1$  maka akan didapatkan bentuk puncak (peak), dan akan mendapatkan palung (trough) jika  $AI_2 < AI_1$ .



Gambar 3.11 Polaritas normal dan polaritas reverse berdasarkan standar SEG dan Eropa (Agus Abdullah, 2007)

### 3.3.5 Wavelet

*Wavelet* adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Wavelet disebut juga gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dapat juga diartikan wavelet adalah gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu geophone. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*,



Gambar 3.12 Jenis-jenis wavelet 1) *Zero Phase Wavelet*, 2) *Maximum Phase Wavelet*, 3) *Minimum Phase Wavelet*, 4) *Mixed Phase Wavelet* (Sukmono, 1999)

### 3.3.6 Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi vertikal seismik didefinisikan sebagai jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik. Ketebalan minimum yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik disebut *tuning thickness*. Besarnya *tuning thickness* adalah  $\frac{1}{4}$  panjang gelombang seismik ( $\lambda$ ), dimana:

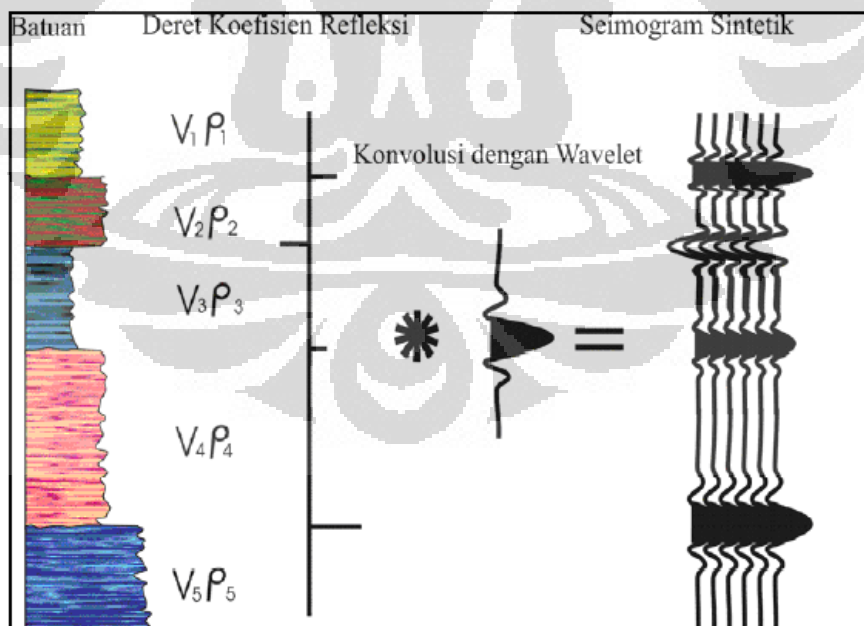
$$\lambda = V/f \quad (3.4)$$

Untuk lapisan yang lebih besar daripada tuning thickness maka lapisan tersebut masih dapat dibedakan oleh seismik sebagai 2 lapisan. Dengan bertambahnya kedalaman, dimana kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah rendah, *tuning thickness* juga akan bertambah besar.

### 3.4 Sintetik Seismogram

Sintetik seismogram adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log density dan kecepatan. Perkalian antara kecepatan dengan densitas akan didapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini dikonvolusikan dengan wavelet sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut.

Salah satu kelemahan dari seismogram sintetik ini adalah umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang sehingga menyebabkan sering terjadinya *mistie* pada daerah diluar zona target.

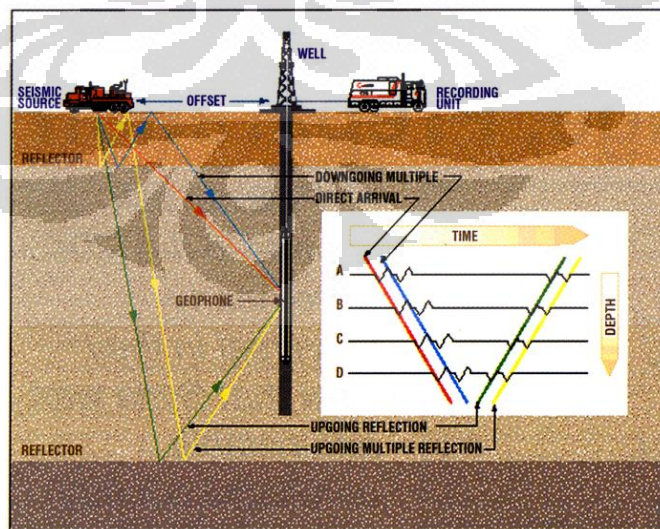


Gambar 3.13 Sintetik seismogram dihasilkan oleh konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet (sukmono,1999)

Seismogram sintetik berguna untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Data seismik memiliki domain waktu (TWT) dan data sumur memiliki domain kedalaman (depth). Oleh karena itu kita perlu melakukan konversi data sumur ke domain waktu agar data sumur dapat diikat ke data seismik. Cara untuk konversi data sumur tersebut adalah dengan membuat sintetik seismogram.

### 3.5 Survei Checkshot

Pada prinsipnya survey checkshot sama seperti survey pada seismik, tetapi pada survei check-shot geophone diletakkan didalam lubang bor dan sumber gelombang diatas permukaan. Sumber yang digunakan sama dengan sumber yang digunakan pada sumber seismik. Karena geophone diletakkan didalam lubang bor, maka 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. Tujuan dari survei checkshot adalah untuk mendapatkan time depth-curve yang dapat dimanfaatkan lebih lanjut pada *well-seismic tie*, penghitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata, dan koreksi data sonik pada pembuatan seismogram sintetik.



Gambar 3.14 Konfigurasi survei checkshot (Sukmono, 2007)

## **BAB IV**

### **DATA DAN PENGOLAHAN DATA**

#### **4.1 Persiapan Data**

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

##### **1. Data Seismik 2D**

Data seismik yang di gunakan adalah data seismic kelas *post-stack time migration*. Jumlah lintasan yang digunakan adalah 11 buah yang terdiri dari 7 buah lintasan horizontal dan 4 buah lintasan vertical. Polarisasi yang digunakan adalah normal SEG dengan fasa nol (*zerophase*).

##### **2. Data sumur**

Dalam penelitian ini digunakan 2 data sumur yang telah diproduksi. Tiap sumur memiliki data Log yang berbeda. Data log yang digunakan dalam penelitian ini adalah data log *gamma ray*, *resistivity*, *density*, *sonic*, dan *neutron porosity*.

##### **3. Data checkshot**

Data checkshot digunakan untuk mendapatkan hubungan waktu dengan kedalaman. Karena data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismic masih dalam domain waktu. Oleh karena itu data checkshot ini digunakan untuk mengikat sumur dengan seismik (*well tie to seismic*).

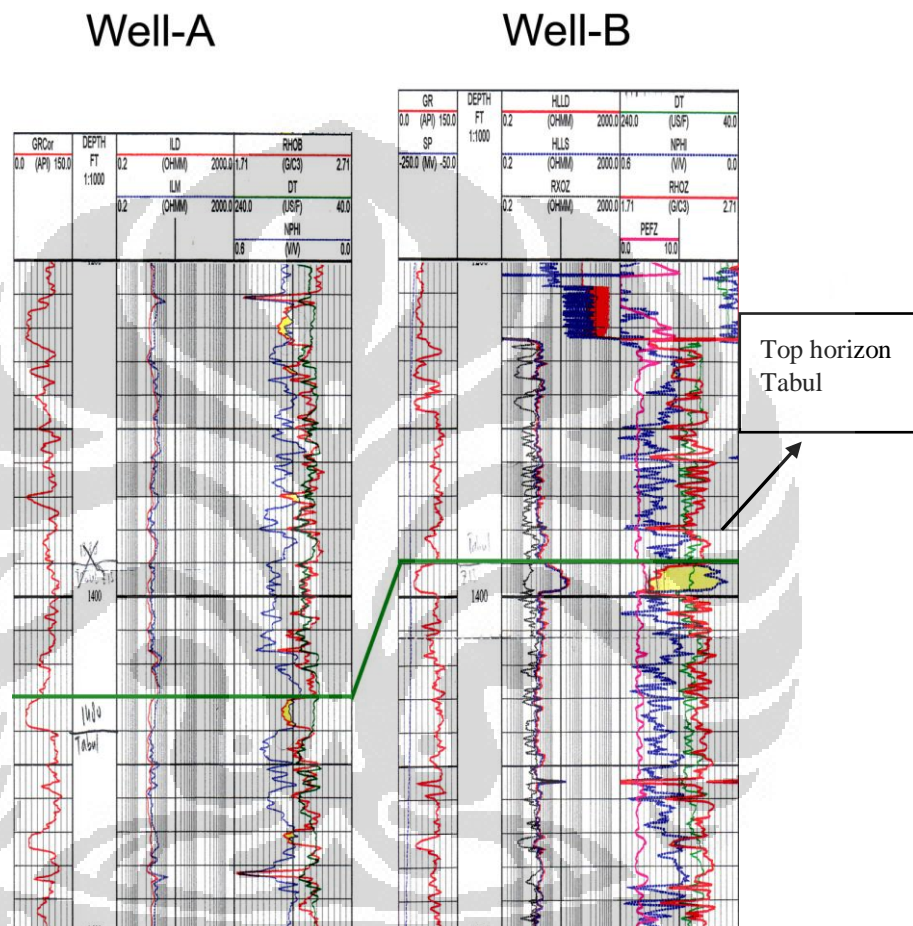
#### **4.2 Pengolahan Data**

##### **4.2.1 Korelasi Sumur**

Korelasi sumur adalah tahapan untuk menentukan marker formasi dan melihat batas atas dan batas bawah reservoir tiap sumur. Dengan demikian kita dapat tahu korelasi ketebalan rata-rata dari masing-masing sumur dengan interpretasi geologi.



Korelasi ini dilakukan dengan melihat log *gamma ray* untuk melihat formasi shale dan non-shale yang dikombinasikan dengan log resistivity dan density untuk melihat kandungan fluidanya. Dengan melihat rasio shale dan non-shale yang sama dari sumur satu dengan sumur berikutnya pada data log tersebut, dapat ditarik korelasi yang menunjukkan bahwa zona tersebut merupakan satu formasi.



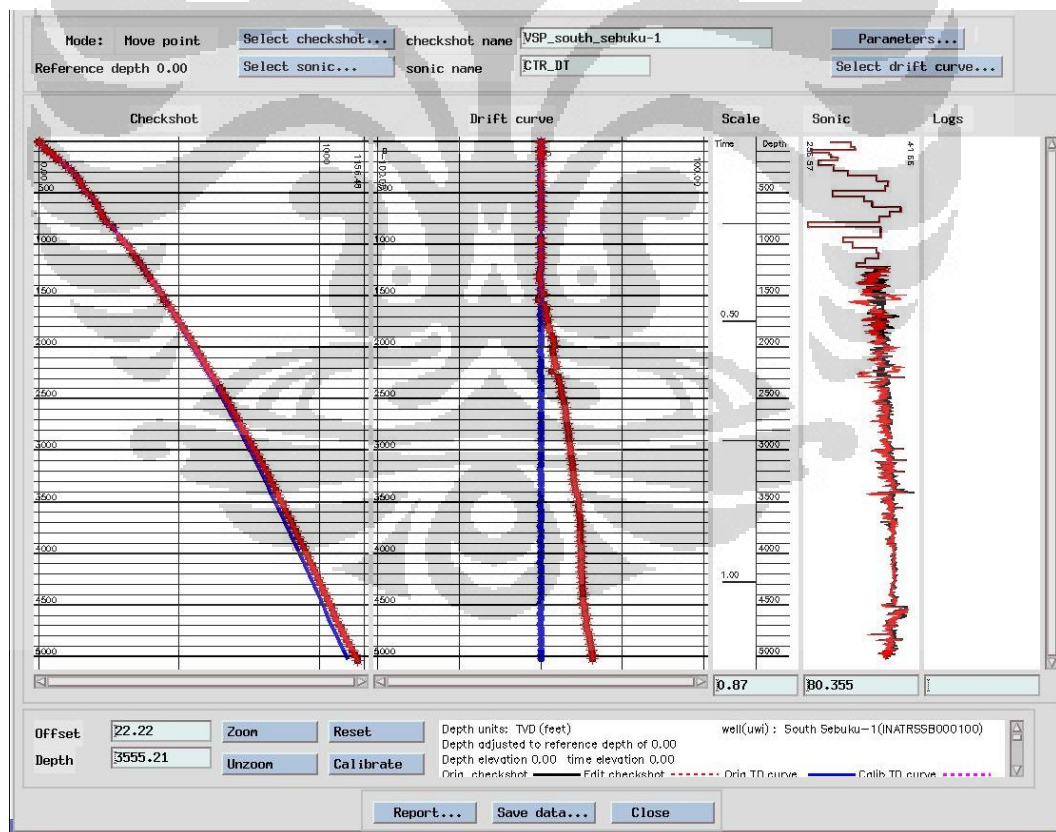
Gambar 4.1 Korelasi sumur antara sumur A dan B

Lapisan reservoir pada daerah ini diindikasikan dengan nilai log gamma ray yang relatif rendah, nilai log resistivity yang relatif tinggi, dan terdapat cross-over antara nilai log densitas yang relatif rendah dengan log neutron porosity yang relatif rendah. Reservoir pada daerah penelitian ini adalah batu pasir pada formasi Tabul. Dari hasil korelasi ini juga dapat diketahui ketebalan rata-rata dari formasi reservoir tersebut. Ketebalan dari reservoir formasi Tabul ini adalah 20 feet pada kedalaman sekitar 1380-1400 feet.

## 4.2.2 Pengikatan Sumur dan Seismik

*Well-seismic tie* adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Sumur dan seismik memiliki domain yang berbeda, domain sumur adalah kedalaman sedangkan domain seismik adalah waktu. Oleh karena itu dilakukan proses *Well-seismic tie* untuk menyamakan kedua domain tersebut. *well-seismic tie* ini berguna untuk mengetahui posisi sebenarnya reservoir batu pasir Tabul pada domain seismik.

Kita harus melakukan koreksi sonic log pada awal *well-seismic tie*. Koreksi ini dilakukan karena data sonic yang kita dapat dari log belum tentu melambangkan nilai kecepatan sebenarnya pada horizon. Oleh karena itu perlu dilakukan koreksi antara checkshot dengan data sonic.



Gambar 4.2 koreksi checkshot dengan data log sonic

Pada kolom pertama dan kedua terdapat titik berwarna merah yang menggambarkan data checkshot dan titik berwarna biru menggambarkan data sonic. Pada kolom ketiga merupakan hasil koreksi data checkshot dengan data sonic yang digambarkan dengan kurva berwarna hitam.

Setelah kita melakukan koreksi data sonic maka kita akan mendapatkan log sonic yang baru. Log sonic yang baru ini akan kita gunakan untuk membuat wavelet dengan akustik impedansi.

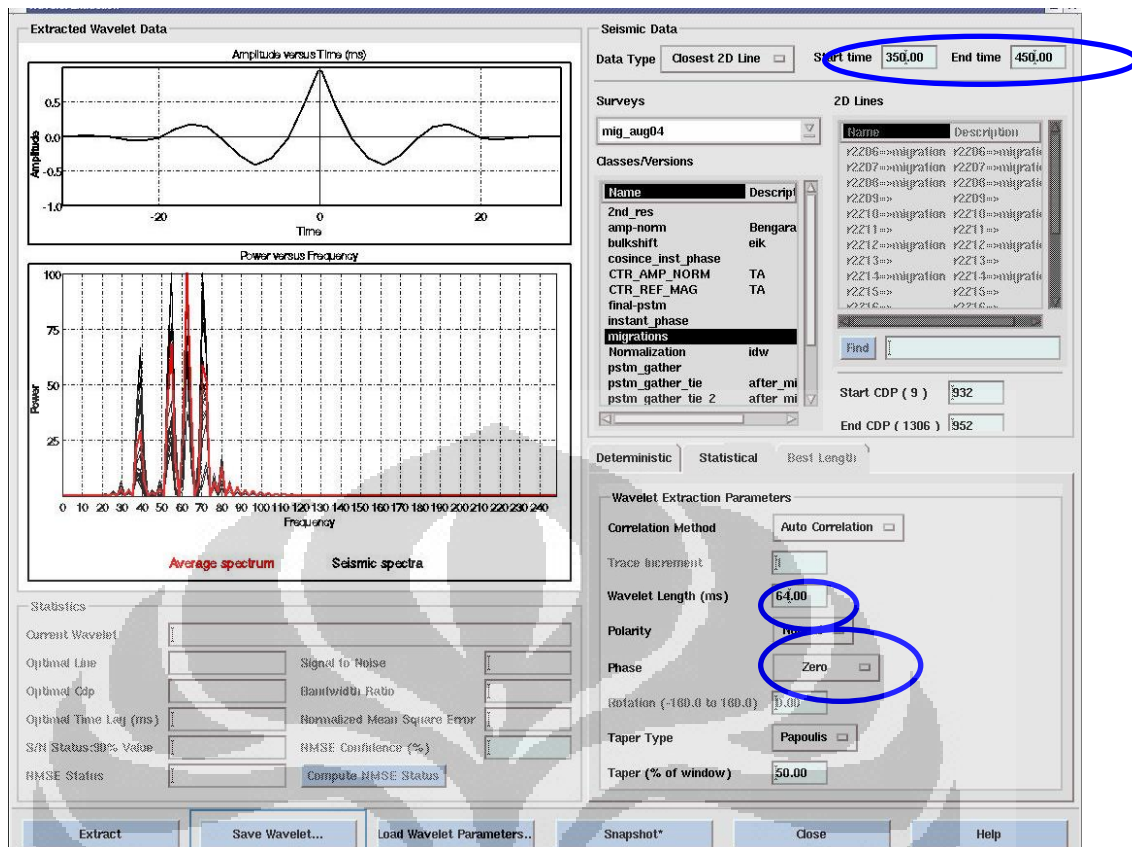
#### **a. Pembuatan Koefisien Refleksi**

Koefisien refleksi dapat dipengaruhi oleh impedansi akustik ( $Z$ ) dengan persamaan (3.3) pada bab 3. Sedangkan impedansi akustik didapatkan dengan cara mengalikan kecepatan dengan densitas pada persamaan (3.2) bab 3. Oleh karena itu untuk membuat koefisien refleksi dibutuhkan log *sonic* dan log densitas.

#### **b. Ekstraksi Wavelet**

Untuk ekstraksi wavelet dapat dilakukan dengan dua cara yaitu *analytical* dan ekstraksi dari seismik. Pada penelitian ini digunakan wavelet yang berasal dari ekstraksi seismik dengan window disekitar zona reservoir yaitu 350 ms sampai dengan 450 ms. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan hasil yang mendekati sebenarnya.

Lebar jendela yang digunakan adalah sebesar 100 ms pada daerah sekitar reservoir. Sedangkan panjang wavelet yang diekstrak sebesar 64 ms. Frekuensi yang dominan pada wavelet ini adalah 65 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *zerophase*. Polaritas yang digunakan pada ekstraksi wavelet ini adalah polaritas normal.



Gambar 4.3 Wavelet yang diekstrak pada seismogram sintetik.

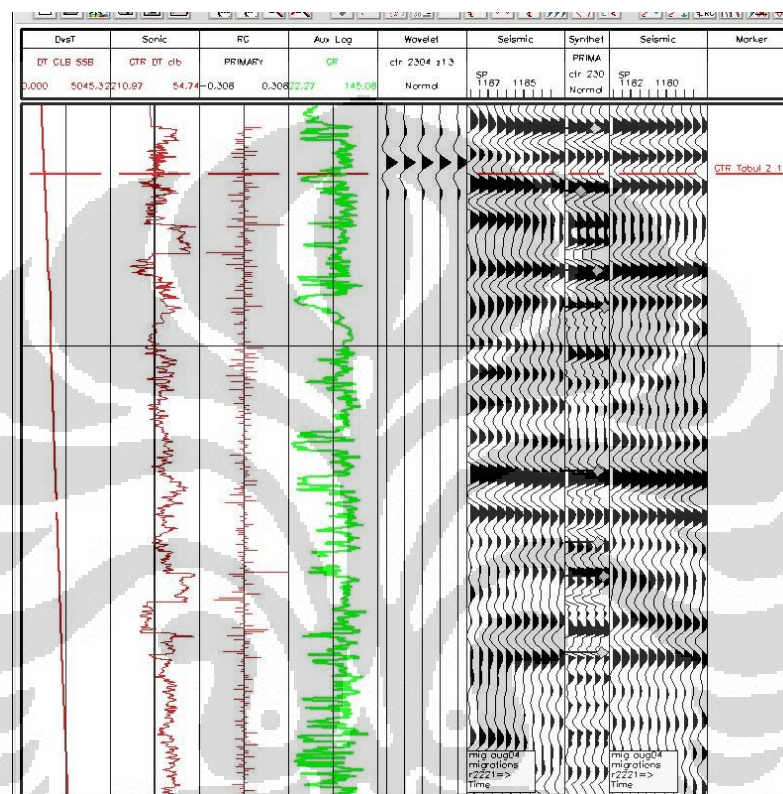
### c. *Shifting, Stretching, and Squeezing*

Setelah sintetik seismogram sudah dibuat, maka proses berikutnya adalah menyamakan hasil sintetik seismogram dengan penampang seismic. Proses menyamakan hasil sintetik dengan penampang seismic adalah dengan *shifting*, *stretching*, dan *squeezing*.

*Shifting* adalah proses memindahkan seluruh komponen seismogram ke tempat yang diinginkan. Proses *Shifting* yang dilakukan tidak boleh terlalu besar. Proses ini dilakukan dikarenakan adanya perbedaan datum antara data seismic dan data sumur.

Sedangkan *stretching* dan *squeezing* adalah proses meregang dan memampatkan antara dua amplitudo yang berdekatan pada data seismogram. Pada proses *stretching-squeezing* ini sama seperti proses *shifting* yaitu tidak boleh melakukan

perubahan yang terlalu besar. Proses stretching dan squeezing ini dilakukan karena ketidaktepatan proses migrasi pada pengolahan data seismic. Karena konsep dari migrasi adalah memindahkan reflektor ke posisi yang sebenarnya, apabila proses ini kurang tepat maka akan mempengaruhi letak reflektor. Oleh karena itu proses *stretching* dan *squeezing* dilakukan.



Gambar 4.4 Hasil dari proses Seismic-Well Tie pada sumur B.

### 4.2.3 Analisa Tuning

Analisa tuning bertujuan untuk mengetahui resolusi ketebalan minimal dari suatu lapisan yang masih dapat dibedakan oleh gelombang seismic. Besarnya adalah seperempat dari panjang gelombang seismic ( $\frac{1}{4} \lambda$ ).

Berdasarkan data seismic, nilai panjang gelombang seismic yang kita dapatakan pada daerah reservoir yaitu 60 ft sehingga nilai resolusi seismiknya adalah 15 ft. Sedangkan untuk ketebalan dari reservoir adalah 20 ft.



Ketebalan dari reservoir ini memiliki nilai yang lebih besar daripada resolusi seismik. Artinya reservoir tersebut masih dapat terdeteksi oleh gelombang seismik. Analisa tuning ini adalah sebagai parameter untuk menentukan proses picking horizon dan analisa jendela pada ekstraksi atribut seismik.

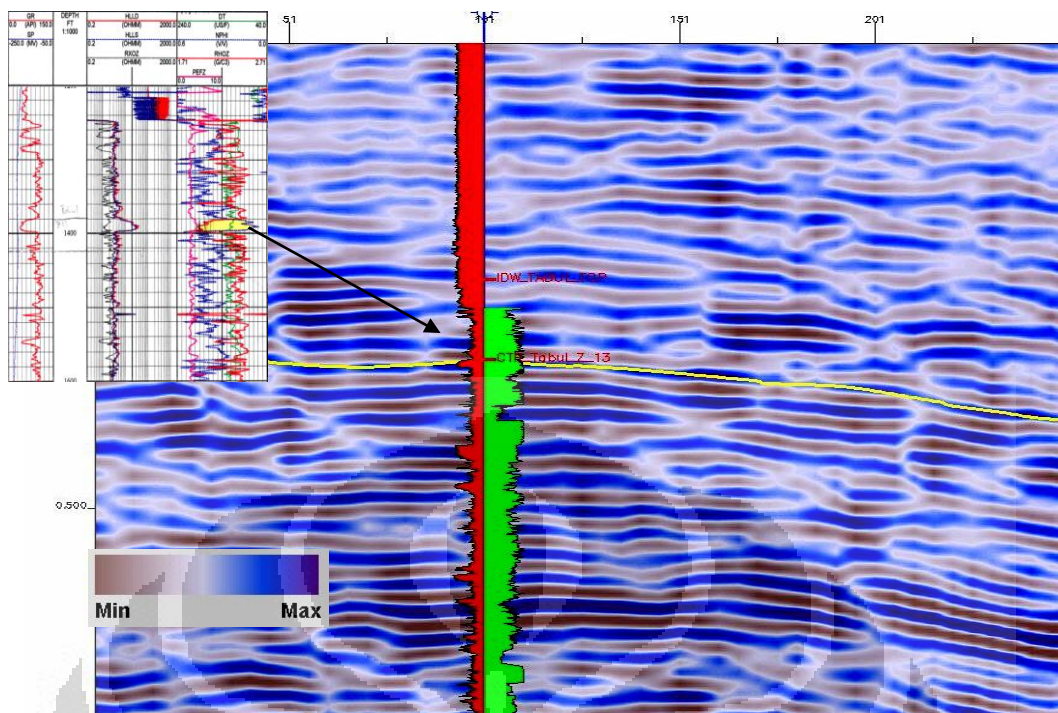
#### 4.2.4 Identifikasi Horison (*Horizon Picking*)

Informasi struktur geologi yang meliputi lingkungan pengendapan, jenis dan persebaran reservoir dibutuhkan sebelum proses picking horizon. Karena jika ada patahan atau sesar akan mempengaruhi waktu tempuh gelombang pada satu horizon. Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada lapisan penampang seismik.

Dalam melakukan picking horizon diperlukan *well-seismic tie* untuk mengikat horizon seismik dengan data sumur sehingga horizon seismik dapat diletakkan pada horizon yang sebenarnya. Proses *well-seismic tie* ini sangat penting dan berpengaruh dalam menentukan horizon mana yang akan kita picking dan mewakili reservoir.

Sebelum melakukan picking horizon, sumur hasil seismic-well tie ditampilkan pada penampang seismik untuk mengetahui horizon mana yang akan di pick. Karena pada penelitian ini menggunakan *wavelet zerophase* dan polaritas normal maka proses picking horizon dilakukan pada peak dari amplitudo seismik.

Line yang pertama kali di lakukan picking adalah line yang berpotongan dengan sumur, dan line tersebut sebagai acuan untuk melakukan picking horizon pada lintasan berikutnya.

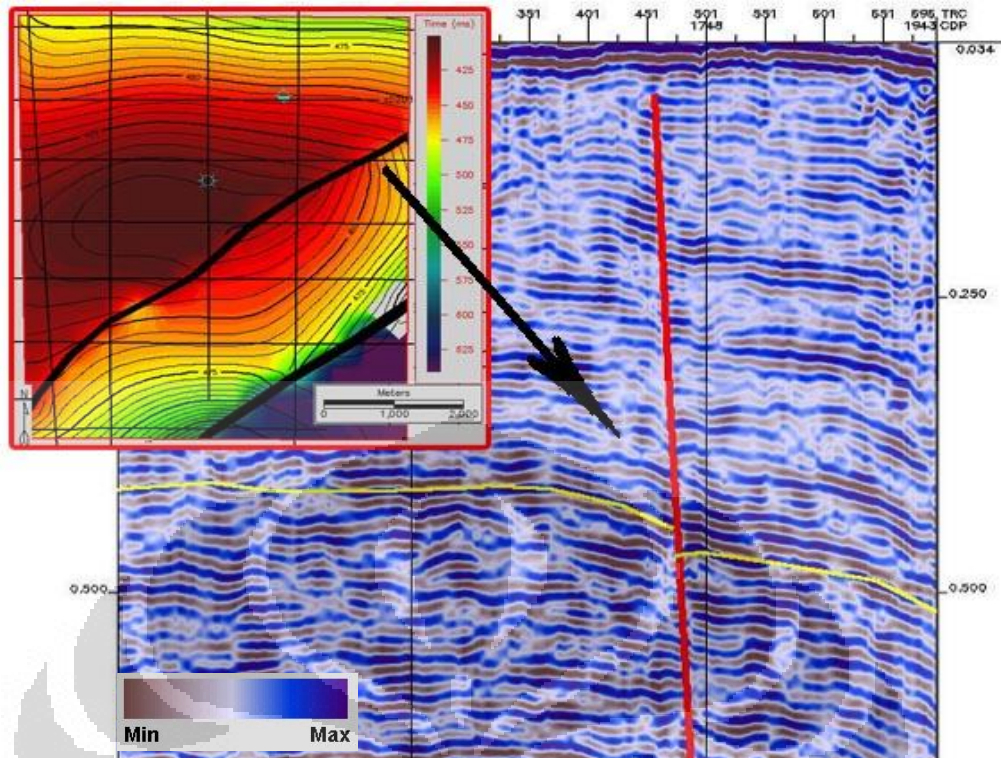


Gambar 4.5 Hasil picking horizon pada penampang seismik line 2221

#### 4.2.5. Identifikasi Sesar (*Fault Picking*)

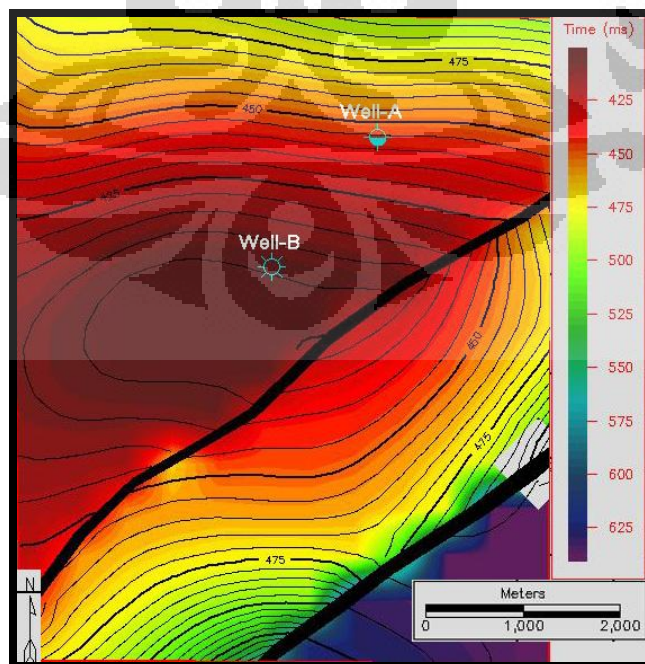
Picking sesar merupakan penentuan bidang sesar pada penampang seismik. Sesar adalah pergeseran batuan akibat adanya pergerakan batuan. Sesar pada penampang dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horizon seismik oleh bidang sesar.

Picking sesar dilakukan dengan melihat adanya pergeseran horizon karena diskontinuitas horizon, terjadinya penebalan atau penipisan horizon, *fault shadow*, kuat atau lemahnya refleksi karena perbedaan densitas, dan perubahan kemiringan horizon secara mendadak lalu dilanjutkan dengan menarik secara vertical. Picking sesar ini bersifat interpretatif sehingga untuk tiap orang berbeda akan mendapatkan hasil picking sesar yang berbeda pula.



Gambar 4.6. Gambar picking sesar pada penampang seismik

Setelah melakukan picking sesar kita akan mendapatkan basemap pada domain waktu yang menunjukkan struktur dari resevoir. Dari basemap ini kita dapat melihat kemenerusan dan pola dari sesar tersebut.



Gambar 4.7. Peta struktur waktu dari formasi Tabul



### 4.3. Atribut Amplitudo Seismik

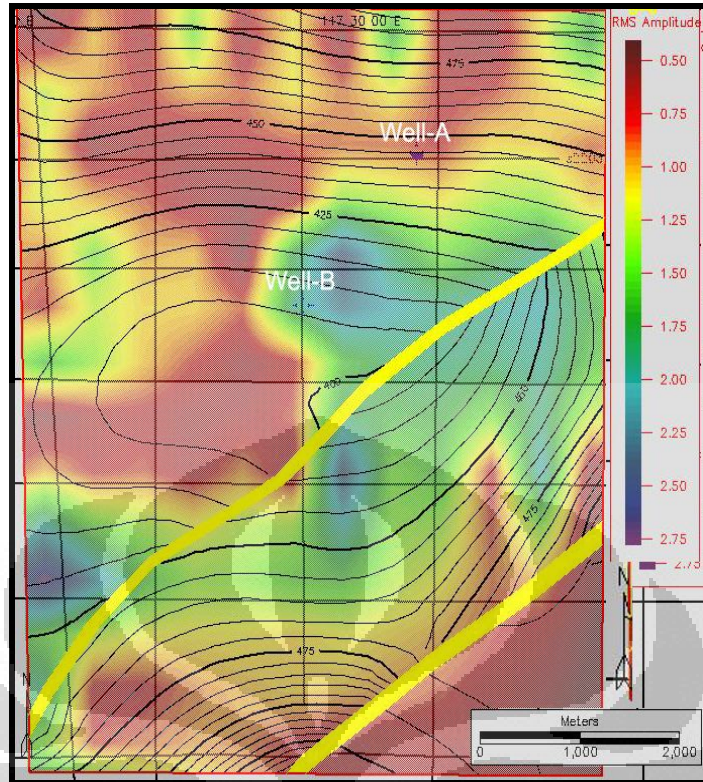
Atribut seismic dilakukan dengan cara mengesktrak atribut amplitudo sesimik pada horizon yang di picking. Parameter yang penting dalam pembuatan atribut seismic adalah penentuan window, sampling rate, dan pemilihan atribut yang akan diextrak.

Perubahan ketebalan reservoir pada studi ini relatif sama dan tidak menunjukkan perubahan yang signifikan. Sehingga, dapat diasumsikan bahwa perubahan amplitudo yang terjadi bukan karena dipengaruhi oleh perubahan ketebalan reservoir, melainkan karena adanya perubahan parameter dari batuan reservoir tersebut.

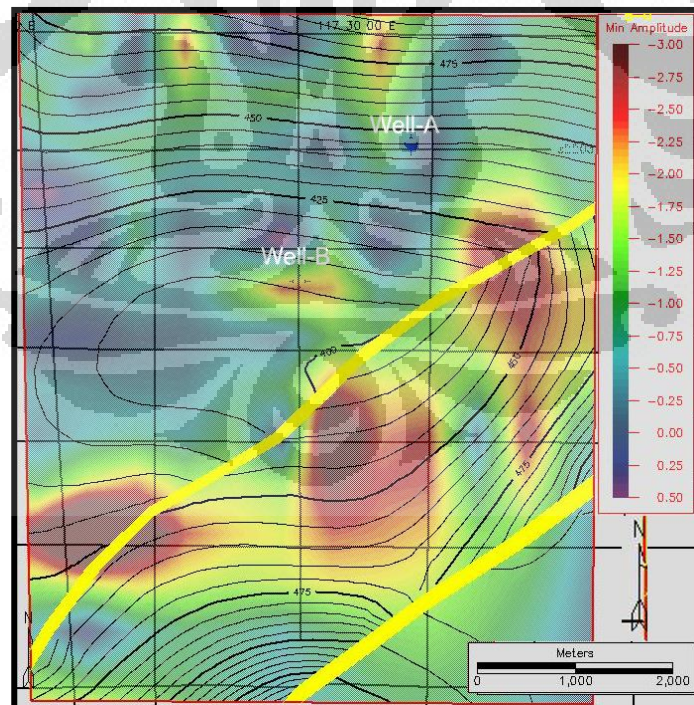
Pada studi ini horizon yang digunakan adalah horizon pada formasi reservoir tabul yang memiliki ketebalan 20 ft terletak pada kedalam 1380-1400 ft. untuk analisa window yang digunakan adalah single horizon dengan sampling rate sebesar 2 ms.

Atribut amplitudo yang diextrak adalah single horizon dengan ketebalan window untuk amplitudo RMS dan minimum 5 ms dibawah horizon sedangkan untuk amplitudo maximum adalah 10 ms diatas ada 5 ms dibawah horizon.

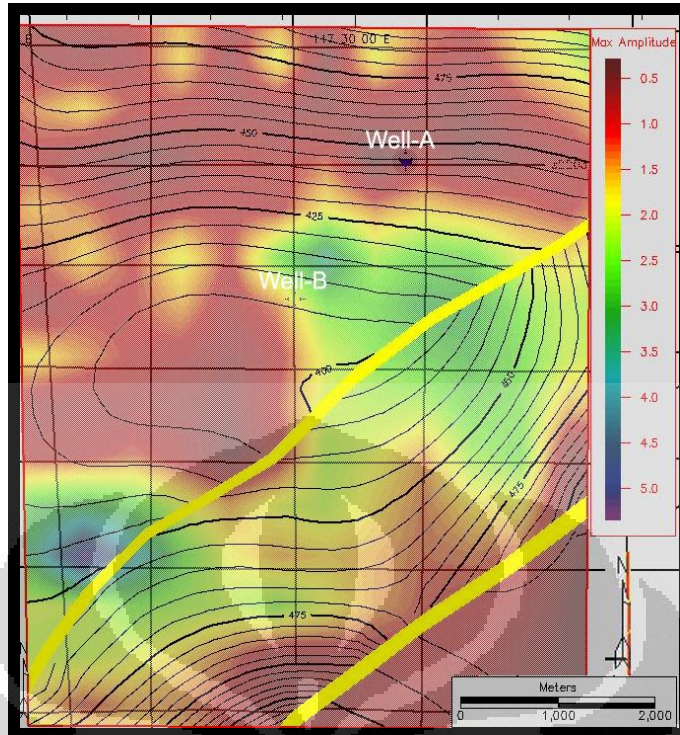
Hasil peta dari ekstraksi amplitudo tersebut dioverlay dengan peta struktur waktu untuk dianalisa hubungan hasil atribut amplitudo RMS, minimum dan maximum dengan struktur geologinya. Hasil overlay tersebut dijabarkan pada gambar **4.8**, gambar **4.9**, dan gambar **4.10**.



Gambar 4.8. Overlay peta struktur dengan amplitudo RMS pada window 5 ms dibawah horizon



Gambar 4.9. Overlay peta struktur dengan amplitudo minimum pada window 5 ms dibawah horizon



Gambar 4.10. Overlay peta struktur dengan amplitudo maximum pada window 10 ms diatas dan 5 ms dibawah horizon

#### 4.4 Crossplot Atribut Amplitudo Seismik Dengan Porositas

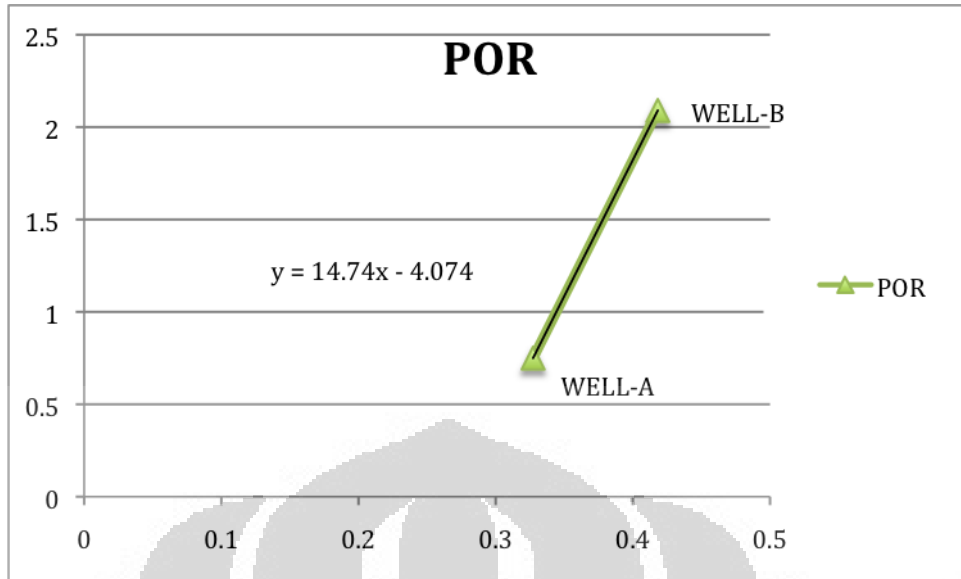
Porositas yang digunakan pada studi ini adalah porositas yang berasal dari densitas. Porositas ini didapat dengan menggunakan persamaan:

$$\phi = (2.65 - \text{RHOB}) / (2.65 - \text{RHO Fluida}) \quad (4.1)$$

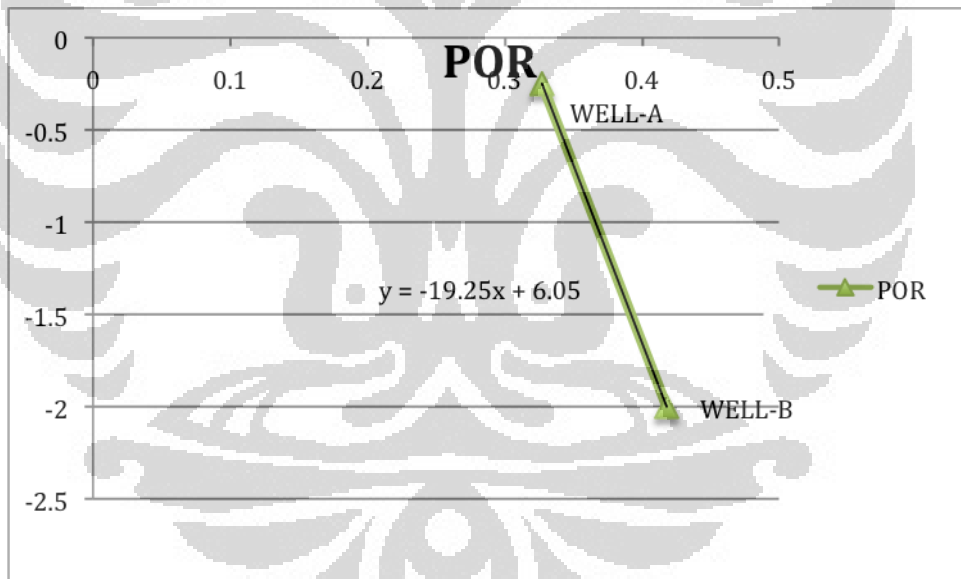
RHOB adalah nilai densitas yang berasal dari data log dan RHO Fluida merupakan RHO Fluida air yang bernilai satu.

Setelah kita mengetahui nilai porositas kita dapat melakukan crossplot nilai-nilai amplitudo yang digunakan dengan porositasnya. Crossplot ini dilakukan untuk mengetahui hubungan amplitudo dengan porositasnya sehingga dapat dianalisa lebih lanjut persebaran porositas pada peta atribut amplitudo. Sumbu X adalah nilai porositasnya dan sumbu Y adalah nilai atribut amplitudonya.

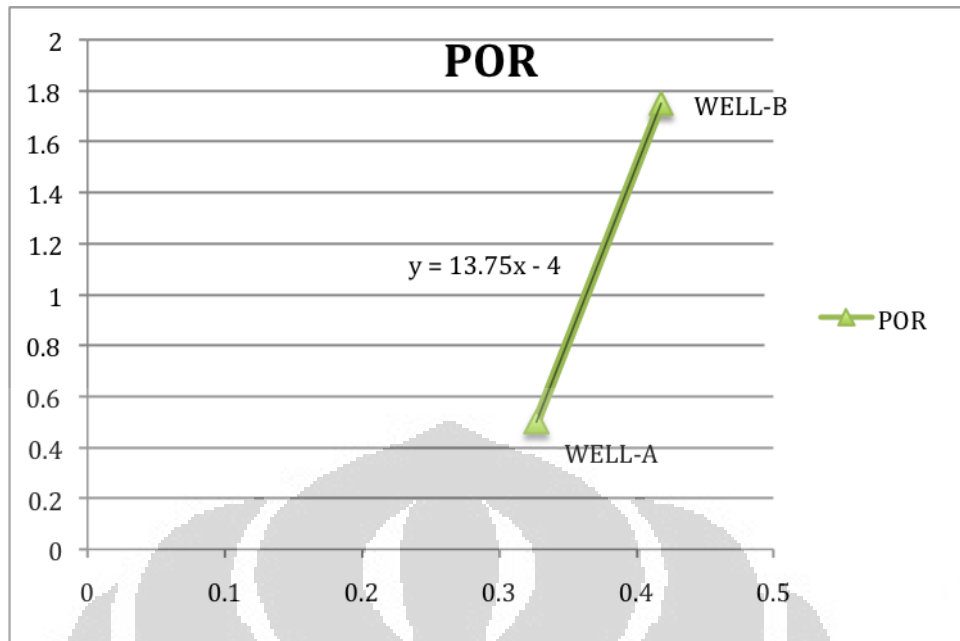




Gambar 4.11 crossplot porositas dengan amplitudo RMS



Gambar 4.12 crossplot porositas dengan amplitudo minimum



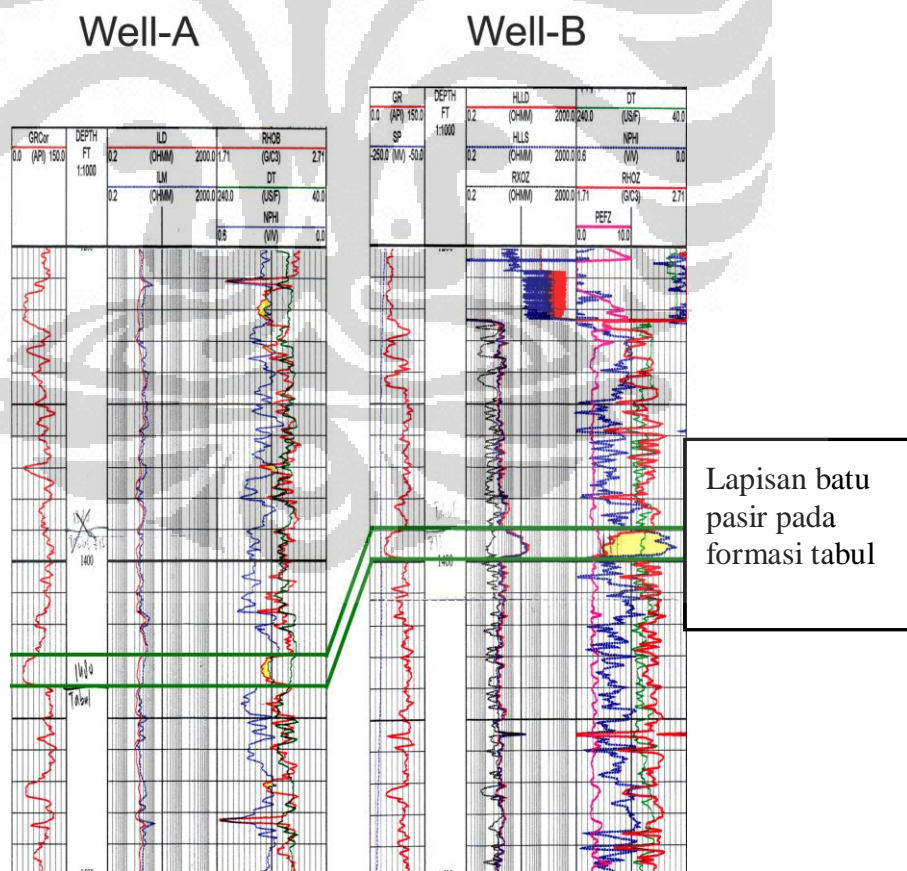
Gambar 4.13 crossplot porositas dengan amplitudo maximum

## BAB V

### HASIL DAN PEMBAHASAN

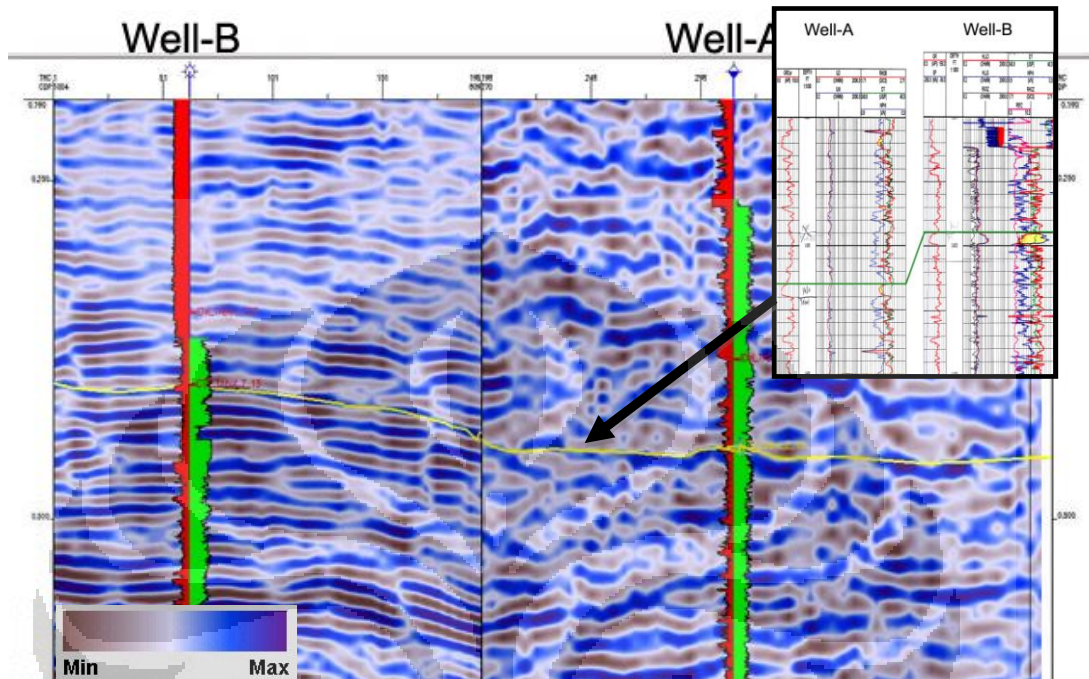
#### 5. 1. Analisa Lapisan Batu Pasir Formasi Tabul

Pada studi ini lapisan yang menjadi daerah prospek adalah lapisan reservoir batu pasir pada formasi tabul. Lapisan batu pasir ini terletak pada kedalaman 1380-1400 ft sehingga memiliki ketebalan sebesar 20 ft. Lapisan ini didukung oleh data log yang menunjukkan nilai *gamma ray* yang rendah yaitu bernilai sekitar 45 gapi, nilai resistivity yang lebih tinggi dari daerah sekitarnya, nilai density dan porosity yang rendah sehingga terjadi crossover pada data log tersebut. Hal ini mengindikasikan adanya potensi hidrokarbon pada lapisan batu pasir. Untuk nilai log tersebut dijabarkan pada gambar 5.1 berikut.



Gambar 5.1. korelasi data log pada sumur A dan B

Berdasarkan korelasi log diatas dapat terlihat bahwa lapisan reservoir pada sumur A terletak lebih rendah daripada sumur B. hal ini juga dapat terlihat dari perpotongan lintasan seismic yang menunjukkan hal tersebut.

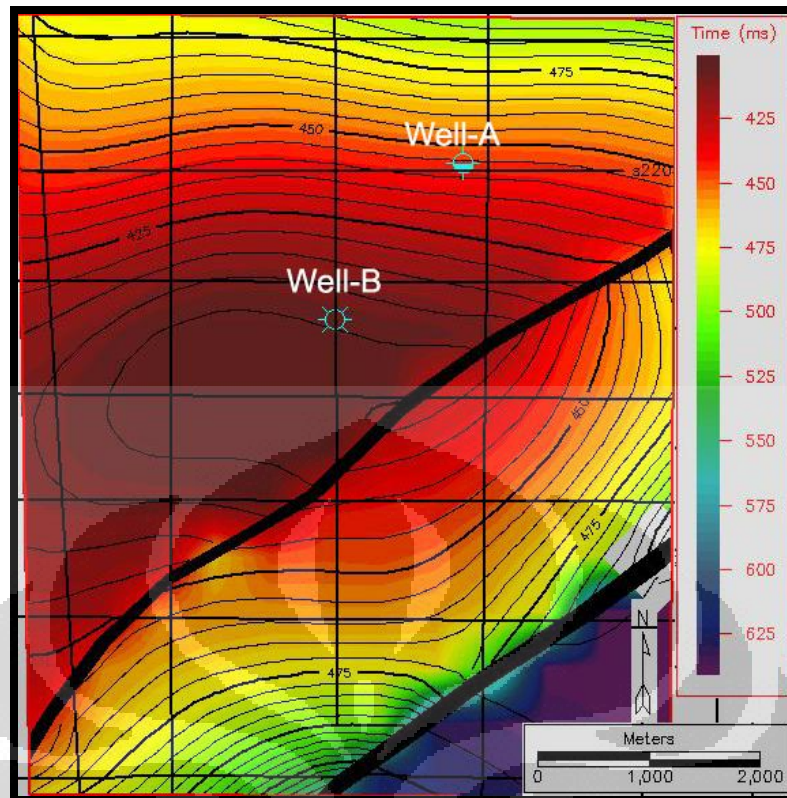


Gambar 5.2. Lintasan seismic yang berpotongan

Pada sumur A hanya terdapat oil show sedangkan pada sumur B telah ditemukan gas. Berdasarkan data log dan seismic tersebut dapat diasumsikan oil show yang terdapat pada sumur A terjadi karena lapisan reservoir tersebut terletak pada posisi yang lebih rendah daripada sehingga hidrokarbon hanya melewati sumur A dan bermigrasi ke reservoir di sumur B

## 5.2. Analisa Peta Struktur

Peta struktur pada studi ini adalah peta struktur top batu pasir pada formasi Tabul. Peta struktur ini didapatkan dengan cara picking horizon setelah kita melakukan well-seismic tie. Picking horizon ini dimulai dari lintasan seismic yang mempunyai sumur sebagai acuan. Setelah picking horizon dilakukan kita akan mendapatkan peta struktur waktu untuk lapisan batu pasir pada formasi Tabul. Berikut adalah gambar peta struktur waktu dengan lintasan seismiknya.



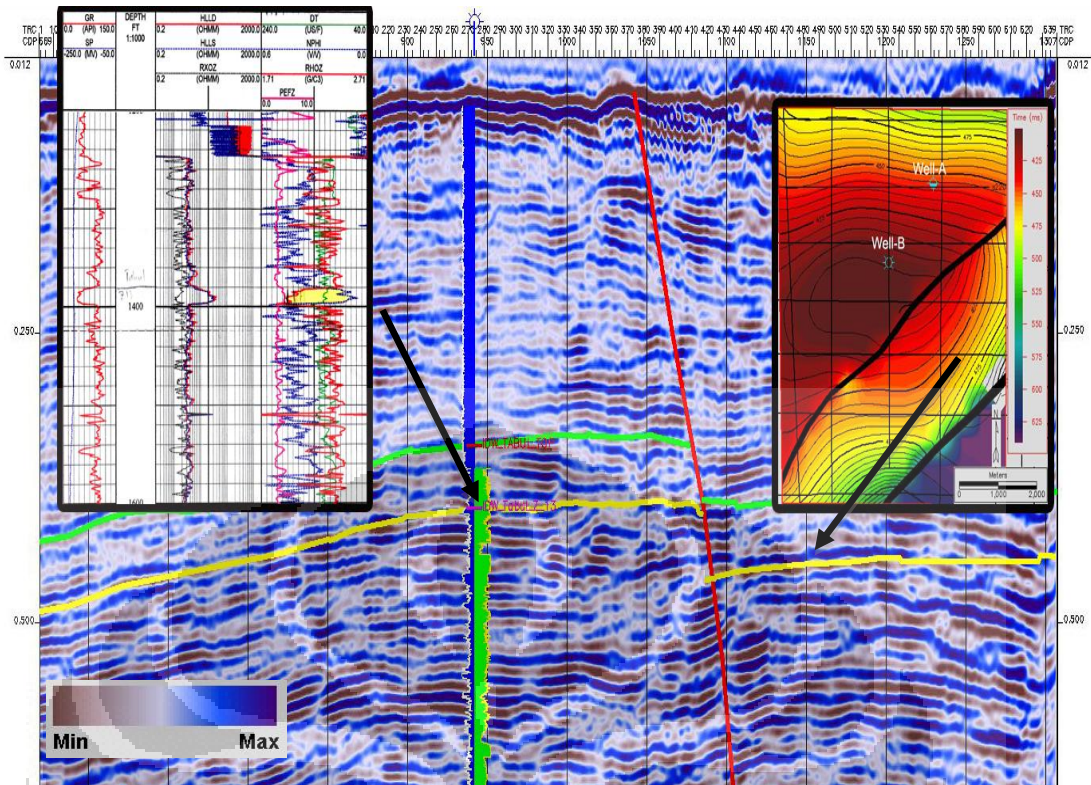
Gambar 5.3. Peta struktur waktu dengan line seismiknya

Dari gambar 5.3 diatas semakin tua warna merahnya berarti semakin tinggi struktur lapisan. Sedangkan semakin biru warnanya semakin rendah struktur lapisannya. Untuk warna hitam itu adalah sesar major yang memotong secara regional. Berdasarkan warna-warna tersebut dapat terlihat bahwa terdapat antiklin pada daerah sekitar sumur A dan B.

Reservoir ini memiliki Jebakan struktur berupa patahan major yang melintasi daerah reservoir. Patahan major tersebut juga memotong beberapa lintasan seismik. Patahan major yang menjadi jebakan itu dapat terlihat pada peta struktur waktu dan seismik.

Berdasarkan hasil integrasi antara data seismic, data log, dan peta struktur waktu yang didapat dari picking horizon dan picking sesar akan diketahui jebakan yang terdapat pada daerah studi ini. Jebakan pada daerah ini adalah jebakan struktur berupa patahan yang melewati daerah zona reservoir. hasil integrasi antara data sumur, seismic, dan peta struktur waktu dapat terlihat pada gambar 5.4 berikut.





Gambar 5.4. lintasan seismic pada sumur B menunjukkan adanya patahan major yang menjadi jebakan hidrokarbon

### 5.3. Analisa Atribut Amplitudo

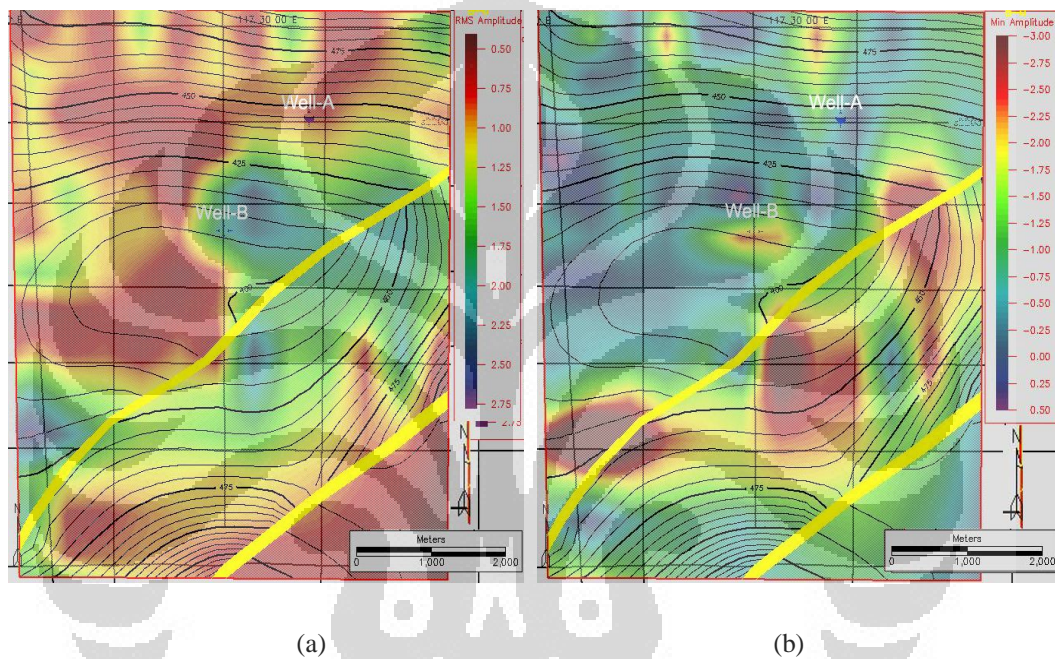
Atribut amplitudo yang didapatkan pada studi ini berasal dari ekstraksi amplitudo pada horizon yang telah dipick. Atribut Amplitudo tersebut dapat melihat perubahan amplitudo secara lateral pada horizon sehingga dapat dianalisa persebaran jenis batuan pada horizon tersebut.

Pada studi ini digunakan beberapa atribut amplitudo untuk dianalisa antara lain amplitudo RMS, maximum, dan minimum. Untuk perhitungan untuk mendapatkan nilai amplitudo tersebut telah dipaparkan pada bab 3.

Dari ketiga atribut amplitudo tersebut saling menunjukkan korelasi yang baik karena atribut amplitudo tersebut menunjukkan hasil yang relatif sama. Amplitudo RMS dan minimum diextrak dengan lebar window 5 ms untuk melihat persebaran amplitudo yang mewakili litologi reservoir formasi tabul sebenarnya. Sedangkan

amplitudo maximum diextrak dengan lebar window 15 ms (10 ms diatas horizon dan 5 ms dibawah horizon) untuk melihat perubahan amplitudo antara litologi reservoir formasi tabul dengan litologi diatasnya.

Amplitudo pada daerah studi ini memiliki nilai yang berbeda atau terdapat kontras dengan daerah sekitarnya. Nilai amplitudo bertambah besar seiring dengan perubahan warna dari merah menuju biru. Warna merah berarti amplitudo bernilai rendah dan menuju warna biru amplitudo memiliki nilai tinggi.



Gambar 5.5 Overlay peta struktur dengan amplitudo RMS (a) dan minimum (b) pada window 5 ms dibawah horizon

Pada daerah sekitar sumur, peta amplitudo RMS dan minimum dengan window 5 ms dibawah horizon terlihat bahwa nilai amplitudo RMS memiliki nilai yang lebih tinggi dari sekitarnya dan amplitudo minimum memiliki nilai yang lebih rendah dari daerah sekitarnya. Hal ini disebabkan karena litologi daerah sekitar sumur pada zona reservoir horizon tabul adalah batu pasir dengan porositas yang tinggi.

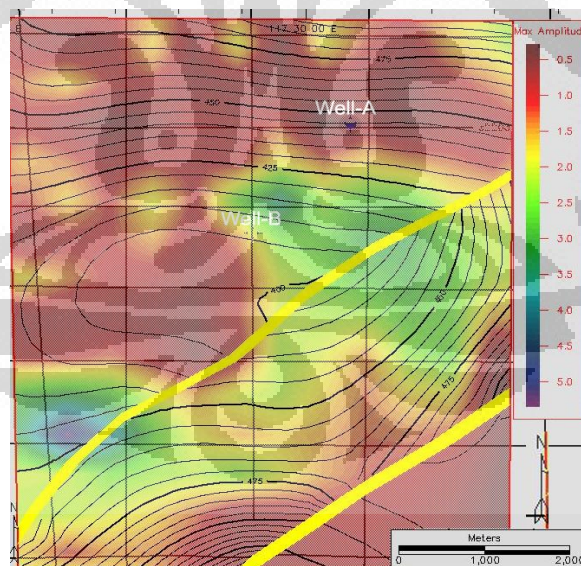
Daerah yang memiliki nilai amplitudo RMS tinggi dan minimum rendah adalah lapisan batu pasir yang memiliki nilai porositas tinggi. Nilai amplitudo ini diakibatkan adanya kontras impedansi antara lapisan yang memiliki impedansi



tinggi dengan lapisan batu pasir pada formasi tabul yang memiliki impedansi rendah. Nilai impedansi rendah ini diperkirakan terjadi karena adanya kandungan hidrokarbon yang menempati pori batu pasir tersebut.

Nilai amplitudo RMS dan minimum pada sumur A dan B berbeda. Hal ini disebabkan karena nilai porositas sumur A lebih rendah daripada sumur B. Dengan nilai porositas yang lebih rendah, maka pada sumur A hanya terdapat oil show yang berarti hanya dilewati oleh oil. Hal ini telah dibuktikan dengan sample pengeboran pada sumur A yang terlihat adanya indikasi oil pada zona reservoir tersebut.

Pada sumur B nilai porositasnya lebih besar daripada sumur A. Berdasarkan hasil pengeboran pada sumur B menunjukkan adanya reservoir gas pada formasi tabul. Hal ini menunjukkan korelasi dengan data log pada sumur B yang menunjukkan adanya crossover antara nilai densitas dan porositas neutron yang kecil pada reservoir di formasi tabul. Adanya crossover ini berarti reservoir ini memiliki kandungan fluida berupa gas.



Gambnar 5.6 Overlay peta struktur dengan amplitudo maximum pada window 5 ms dibawah dan 10 ms diatas horizon

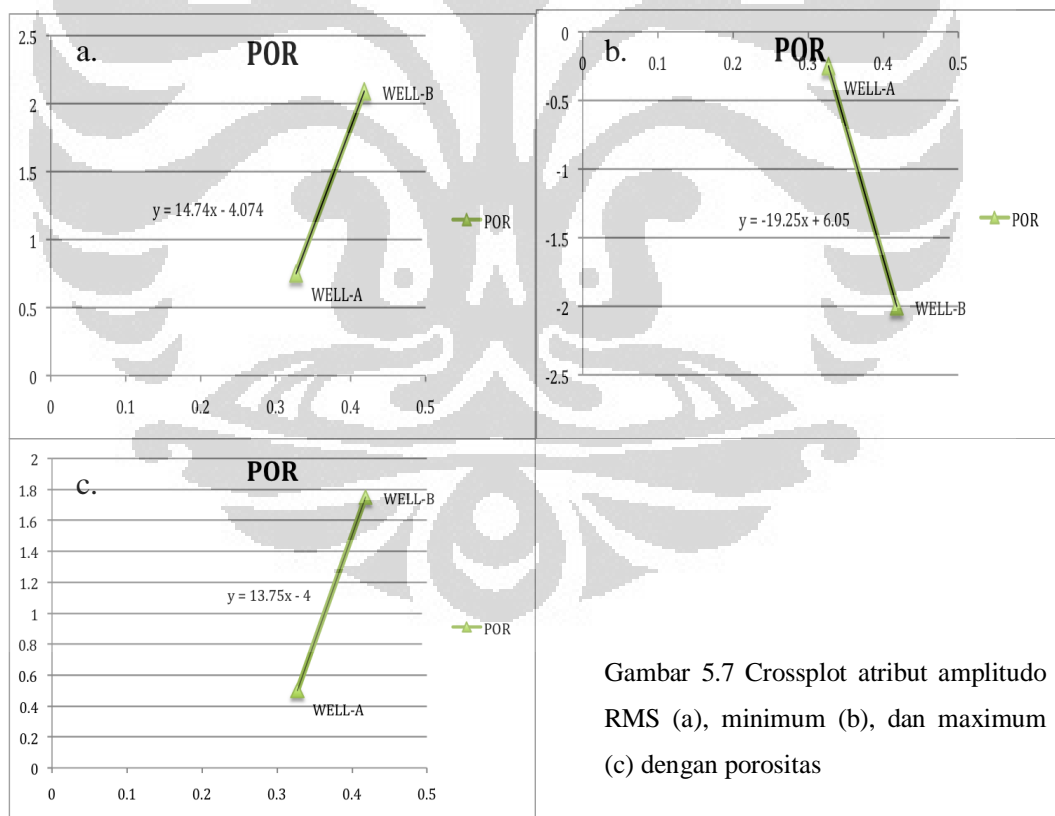
Peta atribut amplitudo maximum dengan window 15 ms menunjukkan adanya penyebaran anomali amplitudo tinggi yang dominan karena perhitungannya mengambil nilai positif maximum dari tras seismik dalam interval waktu tertentu.

Persebaran anomali amplitudo maximum ini digambarkan oleh warna kuning hingga biru pada daerah sekitar sumur A dan B.

Sumur B memiliki nilai amplitudo maximum yang lebih tinggi daripada sumur A dikarenakan sumur B adalah sumur produksi dengan lapisan batu pasir yang memiliki porositas tinggi. Berdasarkan data log juga menunjukkan sumur adalah reservoir yang lebih baik daripada sumur A.

#### 5.4. Analisa Crossplot Amplitudo dengan Porositas

Berdasarkan hasil crossplot amplitudo dengan porositas terlihat bahwa nilai amplitudo RMS dan maximum berbanding lurus dengan nilai porositas sedangkan amplitudo minimum berbanding terbalik dengan porositas. Amplitudo RMS dan maximum tinggi memiliki nilai porositas tinggi sedangkan amplitudo minimum rendah memiliki nilai porositas yang tinggi. Begitu juga sebaliknya.

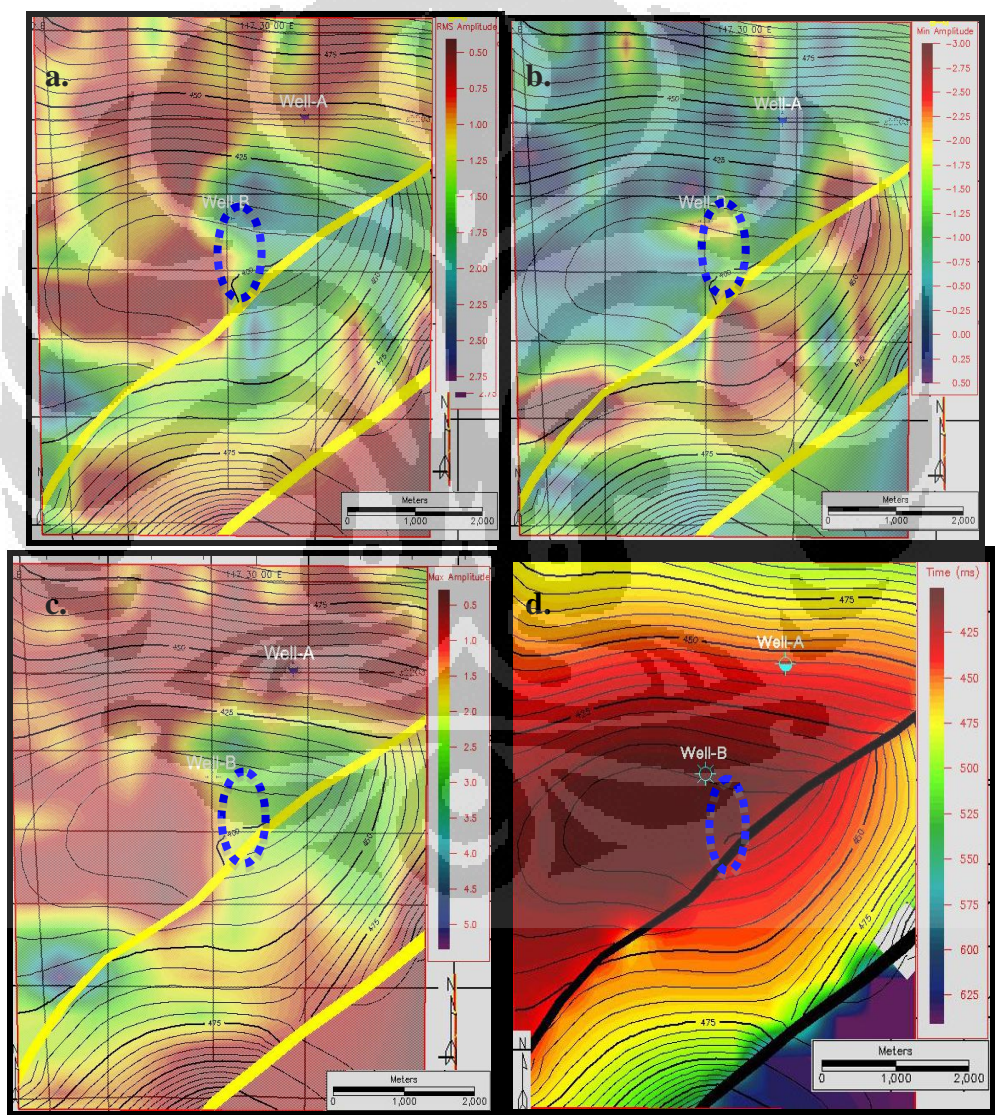


Gambar 5.7 Crossplot atribut amplitudo RMS (a), minimum (b), dan maximum (c) dengan porositas

Secara umum dari hasil ekstraksi amplitudo RMS, minimum, maximum dan crossplot amplitudo dengan porositas pada zona target yaitu lapisan batu pasir pada formasi tabul terlihat batu pasir yang memiliki porositas yang baik

ditandakan dengan nilai amplitudo RMS yang tinggi, minimum rendah, dan nilai amplitudo maximum yang tinggi.

Intergrasi dari analisa struktur, atribut amplitudo, dan crossplot amplitudo dengan porositas dapat menentukan daerah rekomendasi pengeboran baru. Dengan melihat peta atribut amplitudo dan peta struktur maka daerah rekomendasi untuk pengeboran baru adalah daerah yang ditunjukkan oleh garis warna biru pada gambar 5.8. Pemilihan daerah rekomendasi ini berdasarkan nilai amplitudo yang melambangkan porositas baik dan berada di topografi yang lebih tinggi.



Gambar 5.8 Daerah rekomedasi pengeboran baru pada peta amplitudo RMS (a), minimum (b), maximum (c), dan struktur waktu (d).

## **BAB VI**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **6.1 Kesimpulan**

1. Formasi Tabul merupakan lapisan target dan memiliki litologi batuan pasir (*sandstone*) yang telah diperjelas oleh data log.
2. Melalui hasil dari *picking* horison, maka diketahui bahwa daerah studi memiliki jebakan struktur berupa antiklin dan patahan utama yang melintasi lapangan-X .
3. Hasil dari ekstraksi atribut amplitudo menunjukkan bahwa, pada daerah yang memiliki sumur produksi diindikasikan dengan nilai amplitudo yang tinggi pada RMS dan Maximum dan nilai amplitudo rendah pada Minimum.
4. Nilai dari amplitudo formasi pada studi ini berkorelasi dengan nilai penyebaran reservoir batuan pasir yang memiliki porositas densitas tinggi (40%).
5. Melalui data sumur diketahui bahwa nilai porositas pada sumur produksi yaitu sumur B menunjukkan nilai yang lebih tinggi dibanding sumur A. Hal ini yang mengakibatkan nilai amplitudonya RMS dan maximum tinggi, karena batuan tersebut memiliki nilai porositas yang lebih besar dibandingkan sumur A dan batuan sekitarnya.

#### **6.2 Saran**

1. Perlu dilakukan *survey* 3D pada daerah ini untuk mendapatkan hasil interpretasi yang lebih baik.
2. Perlu dilakukan metoda inversi untuk membandingkan hasil dari analisa atribut amplitudo.



## DAFTAR ACUAN

- Biantoro, Elan, 1996, *Tarakan Sub-Basin Growth Faults, North-East Kalimantan: Their Roles in Hydrocarbon*, Twenty-First Silver Anniversary Convention, Jakarta.
- Ellen, H., 2008, *Middle Miocene Meliat Formation in the Tarakan island*, IPA Thirty Second Annual Exhibition, Jakarta
- Akuanbatin, H., 1984, *Depositional Environment of the Hydrocarbon Bearing, Tabul, Santul and Tarakan Formations at Bunyu Island, N. E. Kalimantan*, IPA Thirteenth Annual Convention, Jakarta.
- Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2001, *Seismik Atribut untuk Karakteristik Reservoir*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Brown, A.R., 2000, *Interpretation of Three Dimensional Seismic Data*, Sixth Edition. AAPG Memoir 42 & SEG Investigations in Geophysics No.9.
- Novarie, 2009, *Karakterisasi Reservoir Menggunakan Analisa Atribut Seismik untuk Lapangan Mendawai, Jawa Barat Utara*, Geofisika, Universitas Indonesia, Depok.
- <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2008/11/petroleum-system-sistem-minyak-dan-gas.html>, diunduh tanggal 2 April 2010 jam 11:15
- <http://hidayatardiansyah.wordpress.com/2008/02/21/petroleum-system/>, diunduh tanggal 2 April 2010 jam 11:30

<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2007/06/komponen-gelombang-amplitudo-dll.html>, diunduh tanggal 2 April 2010 jam 13:54

<http://duniaseismik.blogspot.com/2008/06/hukum-fisika-gelombang-seismik.html>, diunduh tanggal 6 April 2010 jam 14:33

<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2007/06/polaritas-normal-polaritas-reverse.html>, diunduh tanggal 6 April 2010 jam 14:48

<http://hafida-science.blogspot.com/2010/01/pembiasan.html>, diunduh tanggal 7 April 2010 jam 10:15

