

**ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO SEISMIK UNTUK  
KARAKTERISASI RESERVOAR PADA CEKUNGAN  
SUMATERA SELATAN**

**SKRIPSI**

**MIFTAHUL HAQ**

**0305020594**



**PEMINATAN GEOFISIKA  
DEPARTEMEN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS INDONESIA  
2009**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

**Nama : Miftahul Haq**  
**NPM : 0305020594**  
**Tanggal : 29 November 2009**  
**Tanda Tangan :**



LEMBAR PENGESAHAN  
PT MEDCO E&P INDONESIA

TUGAS AKHIR

ANALISA ATRIBUT AMPLITUDO SEISMIK UNTUK KARAKTERISASI  
RESERVOAR PADA CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

OLEH :

MIFTAHUL HAQ  
UNIVERSITAS INDONESIA

Telah disetujui dan disahkan sebagai laporan akhir yang dilaksanakan  
di PT Medco E&P Indonesia Jakarta  
pada tanggal 27 Juli 2009 sampai dengan 27 September 2009

Pembimbing

**Tino Febriwan**  
(Exploration Geophysicist)

Department Manager

**Tedi Herdian**  
(Exploration Manger)

## KATA PENGANTAR

Segala puji hanya milik Allah SWT atas limpahan hidayah, taufik, dan keberkahan ilmu kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan laporan tugas akhir yang berjudul: **“Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Cekungan Sumatera Selatan”** dengan baik. Shalawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Baginda Muhammad, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau hingga hari kemudian.

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 dan Bapak Tino Febriwan, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
2. Bapak Dr. Santoso, selaku ketua Departemen Fisika FMIPA UI
3. Bapak Dr. Yunus Daud, selaku penguji I dan Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah memberikan arahan semenjak penulis menapakkan kaki di peminatan geofisika.
4. Dr. Samsul Hidayat selaku penguji II atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini
5. Bapak Dr. Budhy Kurniawan, selaku ketua sidang yang telah membantu dalam sidang skripsi penulis.
6. Pihak PT. MEDCO E&P INDONESIA yang telah memberikan fasilitas kepada penulis.
7. Orang tua dan saudara-saudara atas doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.

8. Ka Paulus yang telah banyak membantu dan memberikan masukan kepada penulis.
9. Ng Bei Berger, Gerry, Novarie, Subhan, Abdul, Pandu, 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, 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 Allah 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.

Jakarta, November 2009

Penulis

## ABSTRAK

Nama : Miftahul Haq  
Program studi : Geofisika  
Judul : “Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Cekungan Sumatera Selatan”

Analisa seismik atribut telah digunakan untuk data seismik 3D pada cekungan Sumatera Selatan. Analisa ini bertujuan untuk memetakan distribusi dari reservoir karbonat, yang bersosiasi dengan lingkungan pengendapan. Atribut seismik yang digunakan pada interpretasi reservoir karbonat adalah amplitudo rms, amplitudo maksimum, amplitudo minimum, dan amplitudo palung rata-rata. Lebih lanjut, Seismik amplitudo ini digunakan untuk mendapatkan peta porositas, dengan melakukan *cross plot* antara log porositas dan log amplitudo. Analisa ditunjukkan dari semua peta atribut ini. Dengan konteks lingkungan pengendapan, kita dapat mengidentifikasi batas yang jelas antara *reef* dengan *lagoon*, khususnya pada formasi Baturaja. Ini berarti bahwa persebaran *facies* sangat jelas di perlihatkan pada semua peta atribut.

Kata kunci : atribut seismik, amplitudo, porositas, fasies, karbonat

## ABSTRACT

Name : Miftahul Haq  
Study Program: Geophysics  
Title : “Seismic Attribute Amplitude Analyze for Reservoir Characterization in South Sumatera Basin”

Seismic attribute analysis has been applied to 3D seismic data of South Sumatera Basin. This analysis is intended to map carbonate reservoir distribution, which is associated with depositional environment. The seismic attributes, which is used in interpreting the carbonate reservoir, are rms amplitude, maximum amplitude, minimum amplitude, and average trough amplitude. In addition, this seismic amplitude is used to derive the porosity map, by applying the cross plot between porosity log and amplitude. The analysis is performed by generating map of all of these attributes. In the context of depositional environment, we can identify sharp boundary between the reef and lagoon, particularly in Baturaja formation. This mean that the facies distribution is clearly seen in all attributes map.

Keyword: seismic attribute, amplitude, porosity, facies, carbonate

## DAFTAR ISI

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	
LEMBAR PENGESAHAN	
KATA PENGANTAR	
ABSTRAK	
ABSTRACT	
DAFTAR ISI	
<b>BAB I. PENDAHULUAN</b>	
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Tujuan Penelitian .....	2
1.3. Batasan Masalah .....	2
1.5. Metode Penelitian .....	4
1.6. Sistematika Penulisan .....	5
<b>BAB II. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI</b>	
2.1. Geologi regional.....	6
2.2. Sejarah struktural .....	7
2.2.1. Syn-Rift Megasequence .....	8
2.2.2. Post Rift Megasequence.....	8
2.2.3. Syn-Orogenic/Inversion Megasequence .....	8
2.3. Tinjauan stratigrafi.....	9
2.3.1. Awal Miocene (Formasi Baturaja).....	9
2.4. Batuan Sumber dan Migrasi Hidrokarbon .....	10
2.4.1 Batuan Sumber Formasi Talang akar.....	10
2.4.2 Karakterisasi dari Migrasi Minyak .....	11
2.5. Reservoar Formasi Baturaja .....	12
2.6. Petroleum Sistem Formasi Baturaja .....	13
<b>BAB III. TEORI DASAR</b>	
3.1. Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	14
3.2. Komponen Seismik Refleksi.....	16
3.2.1. Impedansi Seismik.....	17
3.2.2. Koefisien Refleksi.....	17
3.2.3. Polaritas.....	17
3.2.4. Fasa .....	18
3.2.5. Resolusi Vertikal Seismik.....	19
3.2.6. Wavelet .....	20
3.2.7. Sintetik Seismogram .....	21
3.3. Survey Checkshot .....	22
3.4. Atribut Seismik .....	22



<b>BAB IV. PENGOLAHAN DATA</b>	
4.1 Persiapan Data.....	28
4.2 Pengolahan Data.....	29
4.2.1. Korelasi Sumur .....	29
4.2.2. Wel-Seismic Tie.....	30
4.2.3. Analisa Tuning.....	35
4.2.4. Picking Horizon .....	36
4.2.5. Picking Sesar.....	38
4.2.6. Pemetaan Bawah Permukaan .....	41
4.2.7. Atribut Amplitudo Seismik.....	42
4.2.8. Crossplot Atribut Seismik dengan Porositas.....	45
4.2.9. Pemetaan Porositas .....	47
<b>BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN</b>	
5.1. Analisa Atribut Amplitudo Seismik.....	48
5.2. Analisa Persebaran Porositas .....	54
5.3. Model Facies dari Atribut Amplitudo.....	56
<b>BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN</b>	
5.1. Kesimpulan .....	58
5.2. Saran .....	59
<b>DAFTAR ACUAN</b>	

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1.</b>	Daerah penelitian di cekungan Sumatera Selatan .....	3
<b>Gambar 1.2.</b>	Diagram alir untuk karakterisasi reservoir .....	4
<b>Gambar 2.1.</b>	Lokasi Cekungan Sumatra Selatan dan batas-batasnya .....	6
<b>Gambar 2.2.</b>	Skema chronostratigraphic untuk cekungan Sumatera Selatan.....	7
<b>Gambar 2.3.</b>	Menunjukkan distribusi facies selama periode di awal Miocene.....	11
<b>Gambar 3.1.</b>	Proses seismic refleksi.....	15
<b>Gambar 3.2.</b>	Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas.....	15
<b>Gambar 3.3.</b>	Komponen dasar tras seismik .....	16
<b>Gambar 3.4.</b>	Polaritas normal dan polarita reverse.....	18
<b>Gambar 3.5.</b>	Macam-macam fasa pada wavelet .....	18
<b>Gambar 3.6.</b>	Resolusi dan deteksi dari seismik .....	19
<b>Gambar 3.7.</b>	Jenis-jenis <i>wavelet</i> .....	20
<b>Gambar 3.8.</b>	Sintetik seismogram.....	21
<b>Gambar 3.9.</b>	Survei checkshot .....	22
<b>Gambar 3.10.</b>	Klasifikasi Atribut seismik.....	24
<b>Gambar 3.11.</b>	Perhitungan amplitudo RMS .....	25
<b>Gambar 3.12.</b>	Perhitungan amplitudo absolute maksimum.....	26
<b>Gambar 3.13.</b>	Perhitungan amplitudo minimum .....	26
<b>Gambar 3.14.</b>	Perhitungan Amplitudo palung rata-rata .....	27
<b>Gambar 4.1.</b>	Korelasi sumur .....	29
<b>Gambar 4.2.</b>	Wavelet yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik .....	31
<b>Gambar 4.3.</b>	(a) log sonic sebelum di koreksi (b) log sonic setelah di koreksi .....	32
<b>Gambar 4.4.</b>	Kalibrasi data sonic terhadap data checkshot .....	33
<b>Gambar 4.5.</b>	Hasil dari proses Seismic-Well Tie pada sumur 5 .....	35
<b>Gambar 4.6.</b>	Hasil picking horizon inline 272 pada formasi Baturaja.....	37
<b>Gambar 4.7.</b>	Peta biner menunjukkan struktur dari reservoir hasil picking horizon .....	39

<b>Gambar 4.8</b>	Peta Disimilaritas/Varian mengindikasikan adanya sesar .....	40
<b>Gambar 4.9.</b>	Hasil picking fault pada inline 307 .....	41
<b>Gambar 4.10.</b>	Peta waktu menunjukkan struktur dari top Baturaja .....	42
<b>Gambar 4.11.</b>	Peta beberapa atribut seismik dengan jendela.....	44
<b>Gambar 4.12.</b>	Hasil crossplot .....	46
<b>Gambar 4.13.</b>	Peta persebaran porositas .....	47
<b>Gambar 5.1.</b>	Marker pada formasi batu raja.....	48
<b>Gambar 5.2.</b>	Penampang seismic pada formasi baturaja inline 194.....	48
<b>Gambar 5.3.</b>	Koefisien refleksi dari formasi batu raja .....	49
<b>Gambar 5.4.</b>	Peta beberapa atribut seismik dengan.....	51
<b>Gambar 5.5.</b>	Penampang seismic dengan line yang melewati semua sumur.....	52
<b>Gambar 5.6.</b>	Litologi formasi Baturaja pada masing-masing sumur .....	53
<b>Gambar 5.7.</b>	Peta persebaran porositas pada formasi Baturaja .....	54
<b>Gambar 5.8.</b>	Model fasies dari formasi Baturaja .....	56
<b>Gambar 6.1.</b>	Model jebakan stratigrafi pada penampang pada inline 272.....	59

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Hal yang menarik didalam karakterisasi reservoir di fokuskan pada kebutuhan untuk deleniasi dan mereduksi ketidakpastian yang berasosiasi dengan model geologi untuk prospek yang berbeda di area eksplorasi dan produksi (Vargas, et. Al., 2004).

Pada tahap pengembangan suatu lapangan minyak, dibutuhkan data bawah permukaan atau data sumur yang banyak. Data bawah permukaan tersebut digunakan untuk mengkalibrasi data seismik. Data seismik yang telah dikalibrasi tersebut kemudian dapat digunakan untuk mengukur karakter reservoir dan perubahannya secara lebih kuantitatif.

Penentuan posisi sumur eksplorasi pada jaman dahulu, hanya di tentukan berdasarkan informasi struktur geologi saja. Tetapi kenyataannya saat ini, struktur geologi yang dianggap dapat mengandung hidrokarbon belum tentu mengandung hidrokarbon yang ekonomis. Maka diperlukan suatu ide baru untuk mengidentifikasi keberadaan reservoir hidrokarbon tersebut, sehingga kesalahan dalam penentuan posisi sumur bor dapat diminimumkan.

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. Salah satu metode yang merupakan integrasi dari data sumur dan data seismik adalah metoda atribut seismik.

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 dislainya untuk mempermudah interpretasi geologi.

Integrasi atribut seismik dan sifat-sifat fisika batuan merupakan metodologi efektif dalam memberikan informasi geologi bawah permukaan termasuk analisa pemisahan litologi dan mengindikasikan parameter akumulasi gas dan fluida yang dapat digunakan untuk usulan lokasi pemboran.

## 1.2 Tujuan Studi

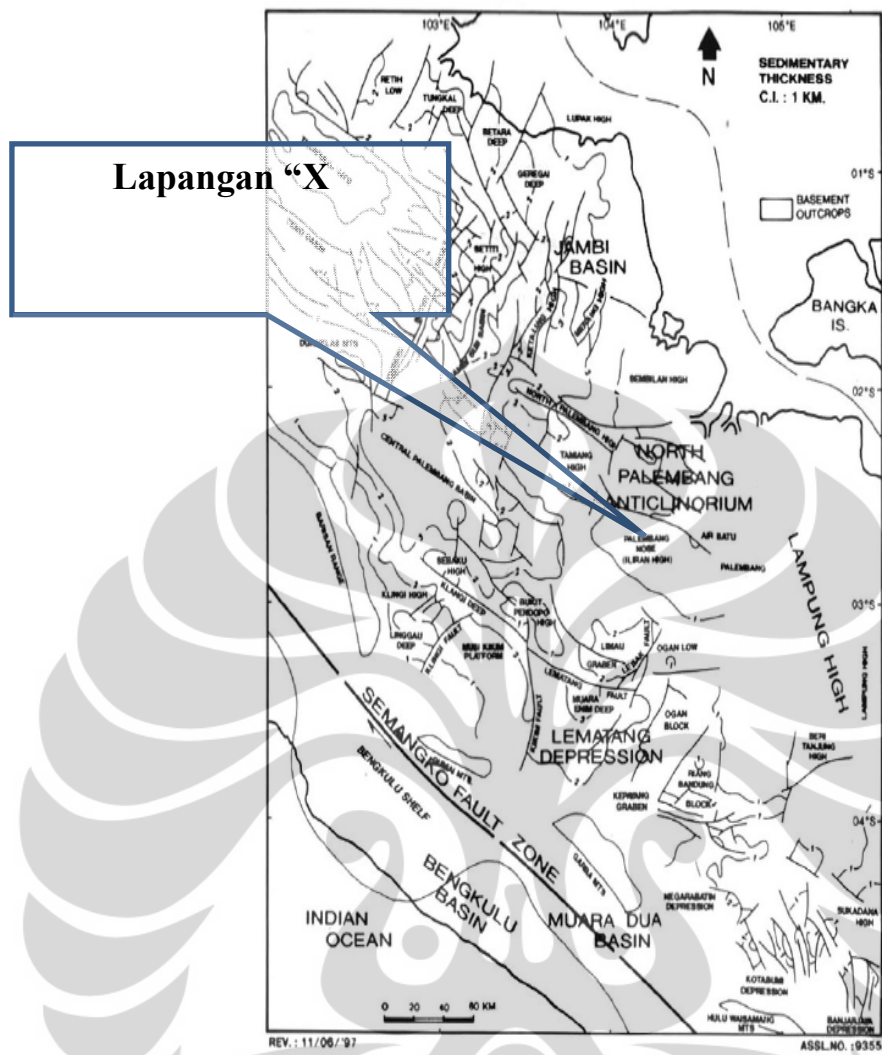
Tugas Akhir ini bertujuan untuk :

1. Mempelajari dan memahami prinsip atribut seismik secara lebih mendalam.
2. Mengkarakterisasi reservoir berdasarkan analisa atribut amplitudo.
3. Melihat prospek baru di lapangan.
4. Menyelesaikan Tugas Akhir sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana.

## 1.3 Batasan Masalah

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

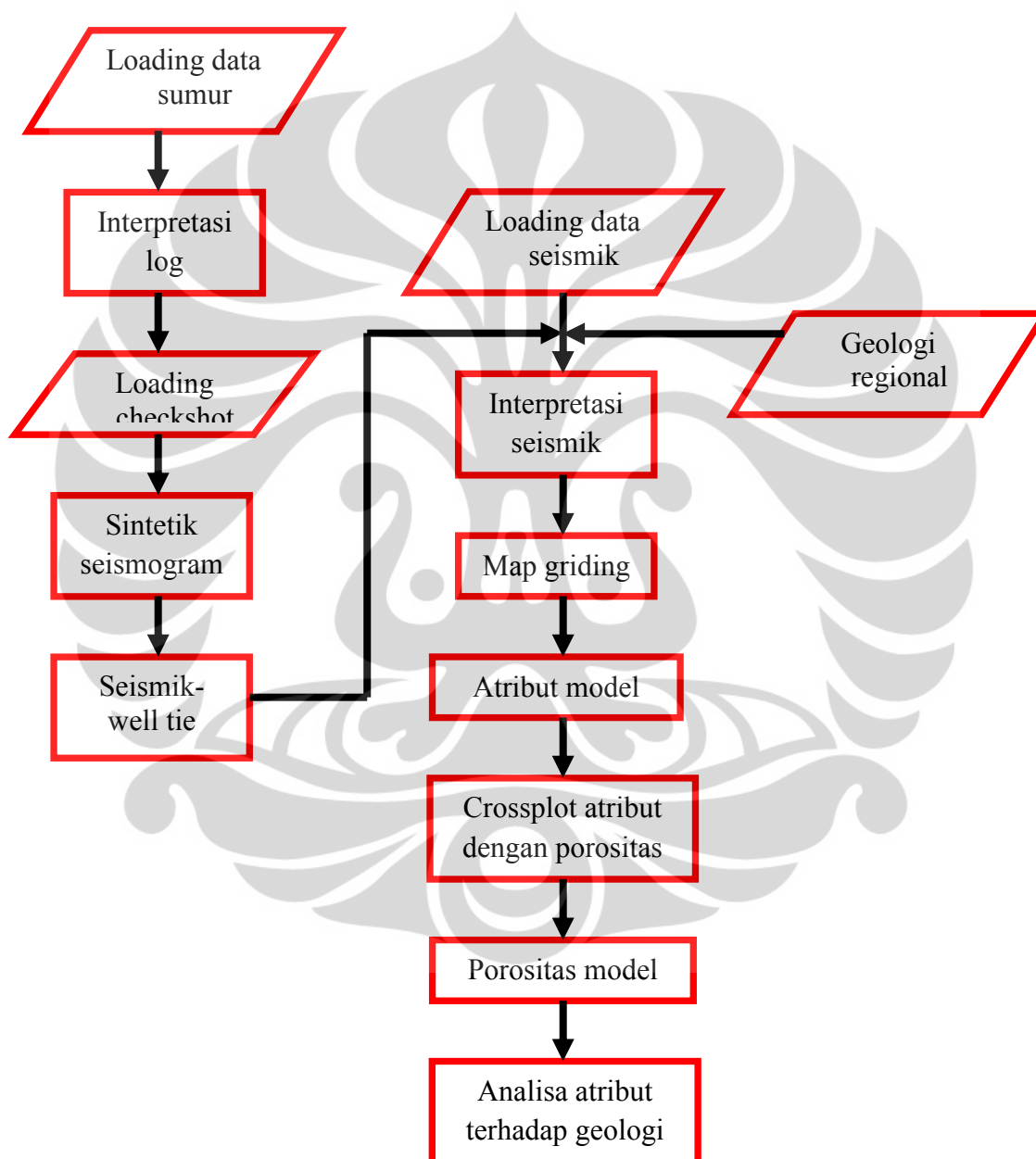
1. Analisa zona target difokuskan pada formasi Baturaja.
2. Penelitian ini menggunakan lima data log dan data seismik 3D. Data log yang digunakan adalah *Neutron porosity*, *Gamma Ray*, *Resistivity*, *Density*, *Sonic*, dan didukung dengan data *checkshot*.
3. Atribut yang digunakan pada studi ini adalah atribut amplitudo rms, amplitudo maximum, amplitudo minimum, dan amplitudo palung rata-rata.



Gambar 1.1 Daerah penelitian di cekungan Sumatera Selatan (Pertamina BPPKA)

## 1.4 Metodologi Penelitian

Secara garis besar metodologi dari studi ini secara detail dapat di gambarkan oleh **Gambar 1.2.**



Gambar 1.2 Diagram alir untuk karakterisasi reservoir

## 1.5 Sistematika Penulisan

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

Tinjauan geologi regional dari daerah penelitian dibahas pada bab dua yang meliputi kondisi geologi regional, sejarah struktural, tinjauan stratigrafi, batuan sumber, migrasi hidrokarbon dari batuan sumber menuju reservoir, reservoir, dan konsep petroleum sistem.

Bab tiga menerangkan mengenai teori dasar yang berhubungan dengan penelitian yang mencakup teori dasar penjalaran gelombang seismik, pembuatan sintetik seismogram, atribut seismik untuk mendukung interpretasi, porositas.

Pembahasan mengenai proses pengolahan data sampai siap untuk dianalisa dijabarkan pada bab empat yaitu dengan melakukan korelasi tiap sumur, pembuatan sintetik seismogram, seismik well tie, picking horizon, picking struktural, ekstrak atribut, melakukan crossplot atribut dengan porositas, serta pembuatan peta persebaran porositas.

Proses selanjutnya pada bab lima adalah menganalisa dan membahas semua hasil atribut yang telah diekstrak, dioverlay terhadap kontur topografi, dan melihat nilai persebaran dari porositas sehingga didapatkan zona prospek untuk di ajukan pemboran sumur berikutnya.

Sedangkan bab empat menyimpulkan semua hasil analisa penelitian, melihat hubungan atribut dengan karakterisasi reservoir serta memberikan saran pemboran berikutnya.

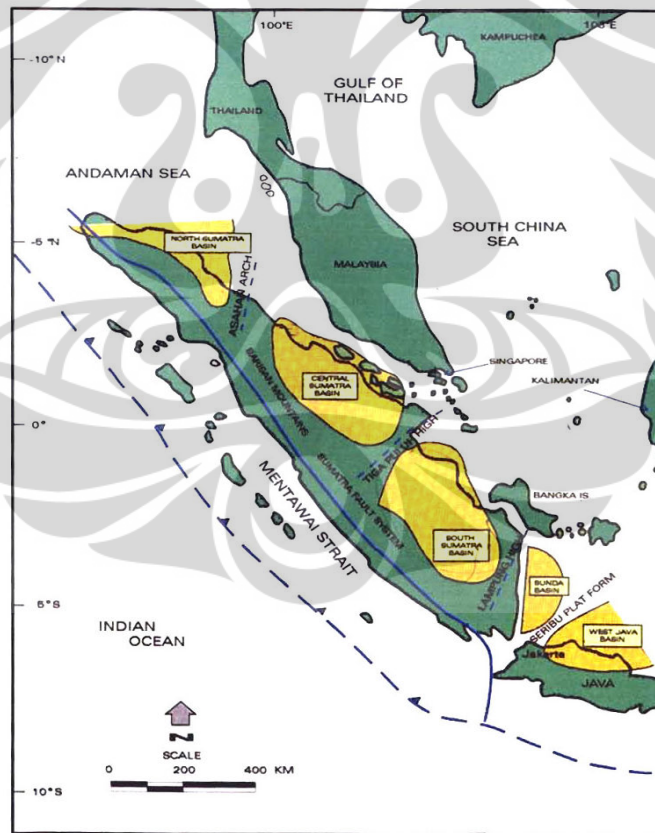


## BAB II

### TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI

#### 2.1 Geologi Regional

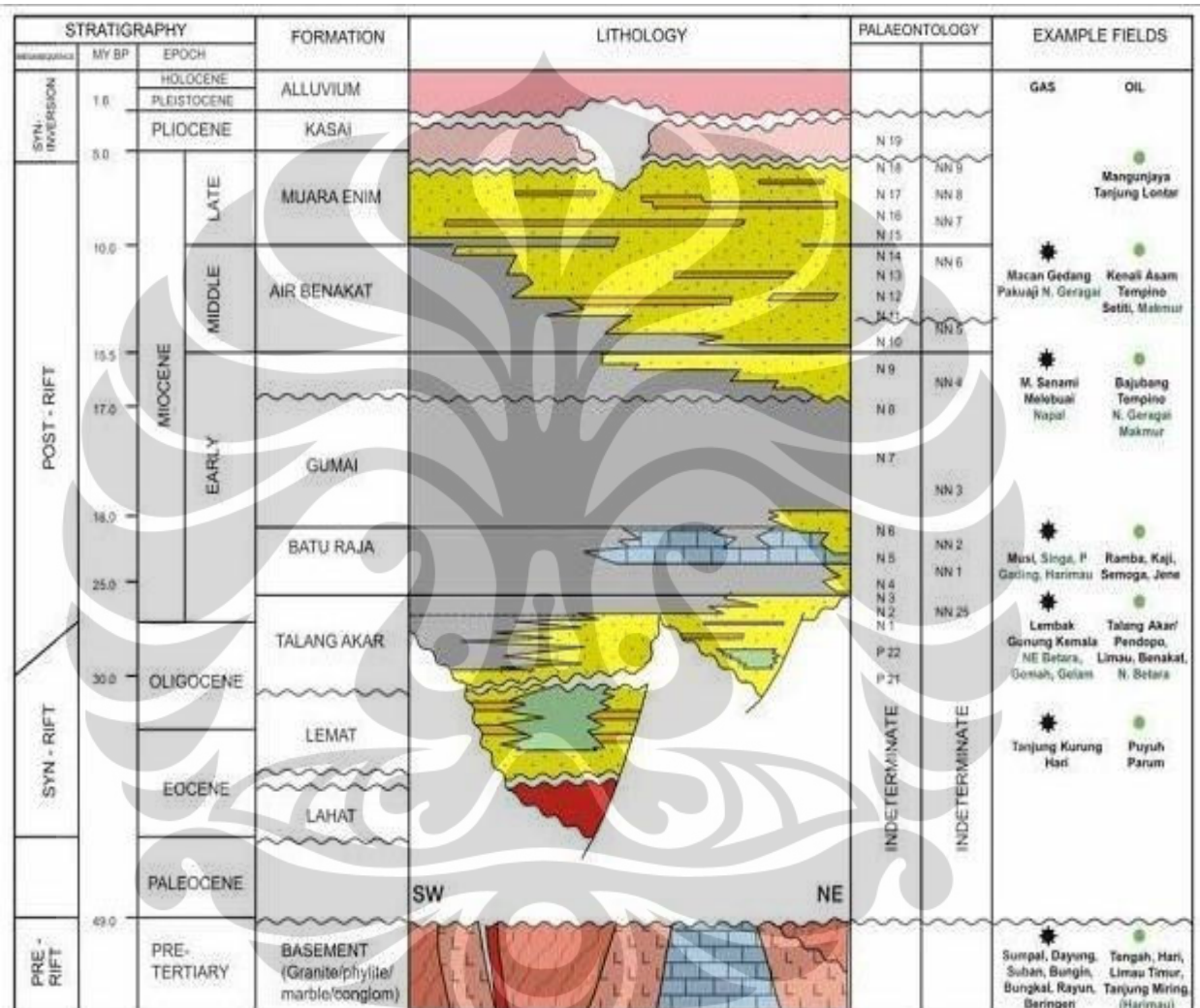
Secara fisiografis Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan Tersier berarah barat laut – tenggara, yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya. Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatra Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah.



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

## 2.2 Sejarah Sruktural

Sejarah dari pembentukan cekungan dapat dibagi dalam tiga *tectonic megasequences* yang dijelaskan di bawah ini dan diilustrasikan oleh berikut :



Gambar 2.2 Skema chronostratigraphic untuk cekungan Sumatera Selatan (Ginger, 2005)

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

Sebagai hasil dari subduksi di sepanjang Parit Sumatra Barat, kerak kontinental di Sumatera Selatan menjadi sasaran dari kegiatan ekstensional utama dari waktu Eocene ke awal Oligocene. Ekstensi ini mengakibatkan membukanya sejumlah *half-grabens*

dimana geometri dan orientasi dipengaruhi oleh keheterogenan basement. Awalnya, ekstensi muncul berorientasi dari timur-barat menghasilkan urutan *horst* dan *graben* dari utara-selatan. Sumatra Selatan telah berputar sekitar 15 derajat searah jarum jam sejak Miocene menurut Hall (1995) dan menghasilkan orientasi graben di utara-timur laut selatan-barat daya.

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

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

Perlambatan penurunan dan peningkatan masukan endapan ke dalam cekungan dari 16 Ma sampai 5 Ma menghasilkan regresi.

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

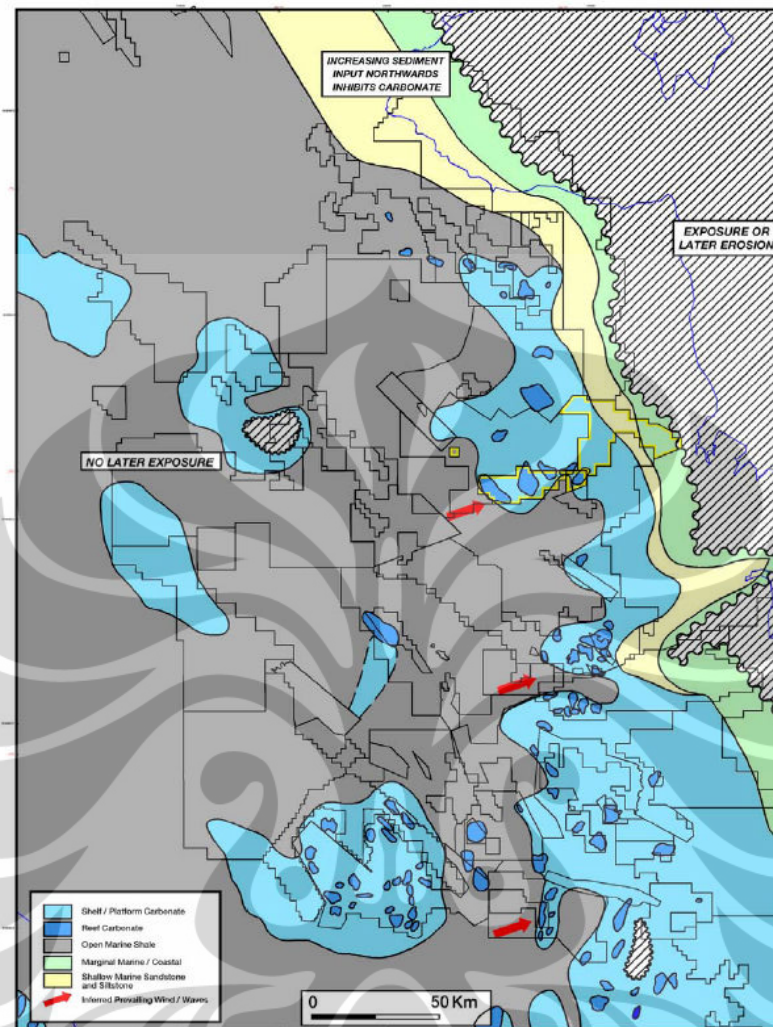
Meluasnya *orogenic*, Barisan Orogeny, terjadi di Sumatera Selatan dari 5 Ma sampai sekarang, walaupun terdapat beberapa bukti pengangkatan lokal selama awal 10 Ma (Chalik dkk, 2004). Perpanjangan barat laut-tenggara berorientasi pada lipatan transpresional yang besarnya bervariasi yang dibentuk di seluruh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

## 2.3 Tinjauan Stratigrafi

Skema *chronostratigraphic*, digunakan untuk mengatasi keterbatasan dari berbagai tatanama *lithostratigraphic* yang digunakan oleh berbagai perusahaan minyak di cekungan Sumatera Selatan yang ditunjukkan pada Gambar 2.2.

### 2.3.1 Awal Miocene (Formasi Baturaja)

Transgresi marine berlanjut di awal Miocene dengan kondisi pengendapan laut dalam melalui daerah graben, dan kondisi laut dangkal melalui *intrabasinal highs* dan banyak dari sisi timur cekungan. Produksi karbonat berkembang saat ini dan mengakibatkan endapan limestones pada platform di pinggiran cekungan, dan sebagai reef pada intra-basinal highs. Kualitas tinggi reservoir carbonate umumnya di sebelah selatan dari basin, tetapi di Jambi sub-basin terletak di utara. Hal ini disebabkan oleh peningkatan endapan prediksi dan lebih ke arah utara meningkatkan *eksposur bioherms* meningkatkan porositas ke dua ke selatan dan timur.



Gambar 2.3 Menunjukkan distribusi facies selama periode di awal Miocene.(Ginger, 2005)

## 2.4 Batuan Sumber dan Migrasi Hidrokarbon

### 2.4.1 Batuan Sumber Formasi Talang akar

Formasi Talang Akar dipercaya sebagai sumber yang dominan untuk sumber hidrokarbon di cekungan Sumatra Selatan. Interval Talang Akar di bor pada graben margin yang hanya berisi batuan sumber gasprone berkualitas rendah sedangkan kedua paralic shales dan horizon batu bara mempunyai kualitas batuan sumber yang signifikan di bagian paling tebal di subbasin Palembang tengah, Parit Benakat

(Sarjono dan Sarjito, 1989; Kamal, 1999; Argakoesoemah dan Kamal, 2004) dan sumur dari Sub Basin Jambi. Di Senyerang-1, sebagai contoh, di utara dari cekungan, nilai TOC di bagian Upper Talang Akar adalah tetap, tetapi dapat menjadi tinggi hingga 36% dengan nilai Hydrogen Index (HI) antara 200 dan 350 mgHC / g. Di daerah Parit Benakat shales telah dilaporkan dengan nilai TOC 5% dan nilai HI berkisar 110 hingga 400 mgHC / g, sedangkan coals dilaporkan dengan nilai HI 400-470 mgHC / g. Batuan source ini mirip dengan jenis D / E menggunakan klasifikasi Pepper and Corvi (1995).

#### 2.4.2 Karakteristik dari Migrasi Minyak

Analisa minyak dari basin Sumatera Selatan dapat dibagi menjadi tiga jenis:

- (a). Minyak berasal dari bumi (*terrestrial*) Jenis D / E kerogens (setara dengan Group (iii) dari Schiefelbein dan Cameron (1997) dan Resinitic / Oleanic oil dari Rashid dkk, 1998)
- (b). Minyak berasal dari danau (*lacustrine*) Tipe C kerogens (setara dengan Group (i) dari Schiefelbein dan Cameron (1997) dan minyak Akuatik dari Rashid dkk, 1998)
- (c). Minyak berasal dari campuran (*mixed*) Tipe D / E dan Tipe C kerogens (setara dengan Group (ii) dari Schiefelbein dan Cameron (1997) dan minyak deltaic dari Rashid dkk, 1998).

Minyak yang berasal dari batuan sumber laut Tipe A dan B diidentifikasi oleh Rashid dkk, (1998) adalah tambahan jenis minyak yang dibatasi oleh daerah dan tidak teramati di tempat lain di dalam Basin.

Ada kecenderungan yang jelas dari daerah sumber minyak bumi (*terrestrial*) ke sumber minyak akuatik (*lacustrine*). Jenis minyak diatas telah diidentifikasi berdasarkan data geochemical. Diketahui minyak bumi dari cekungan Mahakam dan Ardjuna juga telah diplot untuk perbandingan dan mengetahui minyak *lacustrine* dari cekungan Sunda dan Pusat Sumatera.



Minyak yang berasal dari kelompok data geochemical juga memiliki hubungan spasial. Minyak yang berasal dari batuan sumber terrigenous ditemukan di timur laut dan tenggara, sedangkan minyak lacustrine muncul secara umum di sebelah barat dan khususnya bagian barat daya dari cekungan. Minyak yang berasal dari sumber *mixed terrigenous* atau *lacustrine* terletak di timur pusat daerah cekungan. Selama Oligocene dan awal Miocene daerah yang memiliki masukan sedimen tertinggi adalah sistem *fluvio-deltaic* di timur laut dan tenggara bagian dari basin, sehingga menghasilkan dominasi dari kerogen teresterial berasal dari sumber material lokasi tersebut. Antara kedua sistem delta ini, dan menuju pusat cekungan, input sedimen terendah diberikan formasi daerah *non-marine* dan *marginal marine lakes* dan rawa-rawa sehingga terjadi campuran komposisi kerogen. Lebih jauh ke barat, input terrestrial telah diabaikan, dan *lacustrine kerogen* mendominasi.

## 2.5 Reservoir Formasi Batu Raja

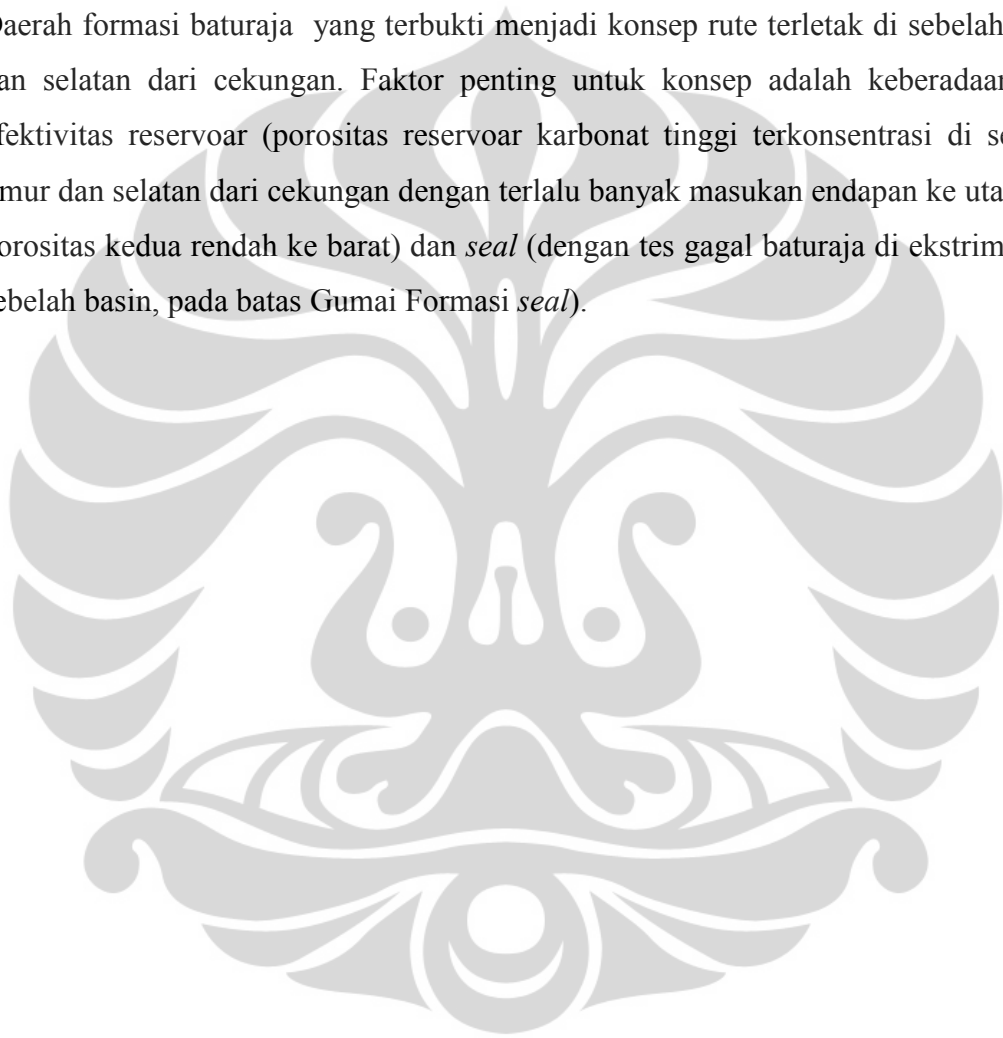
Outcrop di baturaja terdiri campuran suksesi dari *wackestones*, *packstones*, *grainstones* dan *true framework reef rocks* (Hadi dan Simpolon, 1976). Data sumur menunjukkan bahwa porositas Formasi Batu Raja adalah secondary porositas secara keseluruhan, hasil phreatic eksposur setelah endapan dan sebelum penimbunan (e.g. Clure dan Fiptiani, 2001). Bagaimanapun, tingginya porositas lapisan di Batu Raja terkait dengan depositional serta proses diagenetic dan luas dari potensi porositas bersih karbonat dipengaruhi oleh depositional facies. Rata-rata porositas di bidang produksi adalah 21%. Pada kedalaman lebih dari 8000 feet tidak ada hubungan jelas antara porositas dan kedalaman dan harga gas komersial telah dicapai dari 11.700 kaki di lapangan Singa (Crawley dan Jahe, 1998). Di Lapangan Pulau Gading gas mengalir dari 17,7 mmscfd dan 630 bcfd yang dicapai dari reservoir Batu Raja dengan rata-rata porositas dari 11%.

Permeabilitas reservoir di bidang produksi berkisar dari 25 mD sampai 3,8 Darcys, meskipun arus komersial biasanya hanya terjadi setelah acidisation (Lapangan Musi

sebagai pengecualian) dan arus harga hingga 4300 bopd dan 33 mmscfd telah tercapai.

## 2.6 Petroleum Sistem Formasi Batu Raja

Daerah formasi baturaja yang terbukti menjadi konsep rute terletak di sebelah timur dan selatan dari cekungan. Faktor penting untuk konsep adalah keberadaan atau efektivitas reservoir (porositas reservoir karbonat tinggi terkonsentrasi di sebelah timur dan selatan dari cekungan dengan terlalu banyak masukan endapan ke utara dan porositas kedua rendah ke barat) dan *seal* (dengan tes gagal baturaja di ekstrim timur sebelah basin, pada batas Gumai Formasi *seal*).





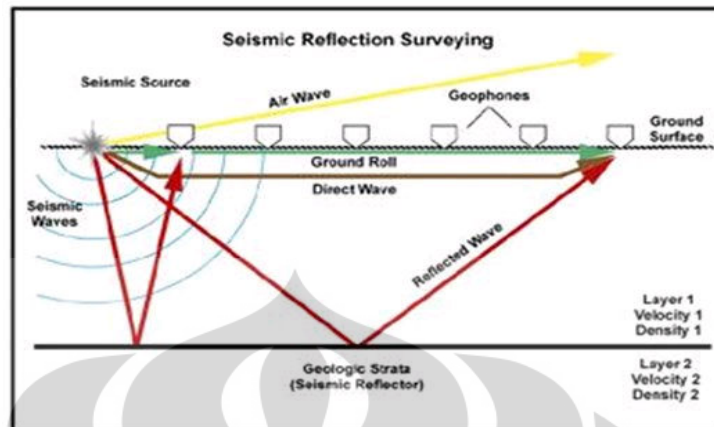
## **BAB III**

### **TEORI DASAR**

#### **3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi**

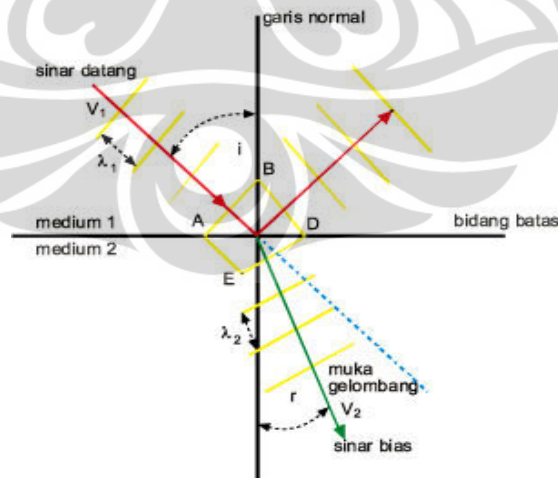
Metoda seismik adalah salah satu metoda eksplorasi yang didasarkan pada pengukuran respon gelombang elastik yang dikirimkan ke dalam tanah dan kemudian direleksikan sepanjang perbedaan lapisan tanah atau batas-batas batuan. Sumber gelombang seismik yang digunakan di darat umumnya adalah ledakan dinamit, sedangkan di laut menggunakan sumber getar berupa air gun. Respon yang tertangkap dari tanah diukur dengan sensor yang disebut geofon atau hidrofons. Data yang direkam oleh receiver ini ialah waktu tempuh gelombang pantul, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variabel lain yang dapat dimanfaatkan ialah amplitudo, frekuensi dan fasa gelombang.

Penyelidikan seismik 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 seismik.



Gambar 3.1 Proses seismic refleksi (Oktavinta, 2008)

Gelombang seismik mempunyai respon yang sama dengan respon gelombang cahaya, sehingga hukum-hukum yang berlaku untuk gelombang cahaya berlaku juga untuk gelombang seismik. Hukum-hukum tersebut antara lain, Prinsip Huygens yang mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Kemudian Snellius mengembangkannya dan menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh di atas bidang batas dua medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya.



Gambar 3.2 Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas (Oktavinta, 2008)

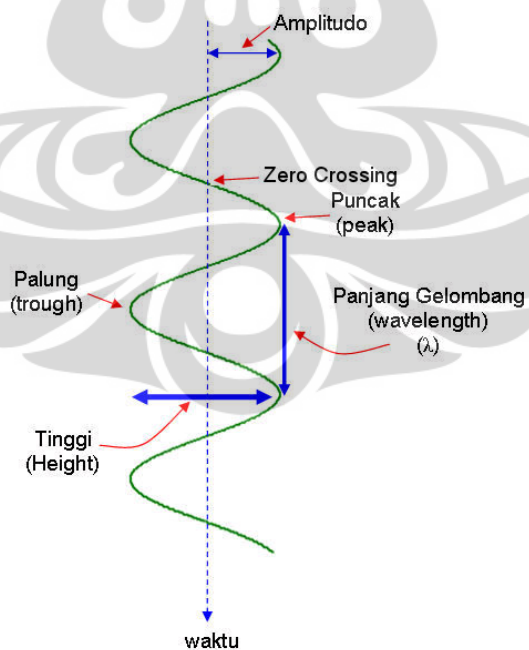
Hukum Snellius tersebut dapat dinyatakan dengan persamaan matematis sebagai berikut,

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (1)$$

dimana  $v_1$  dan  $v_2$  adalah kecepatan gelombang pada medium 1 ( $n_1$ ) dan medium 2 ( $n_2$ ), sedangkan  $\theta_1$  = Sudut pantul gelombang dan  $\theta_2$  = Sudut bias gelombang P.

### 3.2 Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismic refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (tras seismik): amplitudo, puncak, palung, zero crossing, tinggi dan panjang gelombang. Kemudian dari parameter data dasar tersebut dapat diturunkan beberapa komponen lain seperti : impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi vertical, wavelet, dan sintetik seismogram.



Gambar 3.3 Komponen dasar tras seismik (Abdullah, 2007)

### 3.2.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan 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:

$$Z = v \rho \quad (2)$$

Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung.

### 3.2.2 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 :

$$R = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0} \quad (3)$$

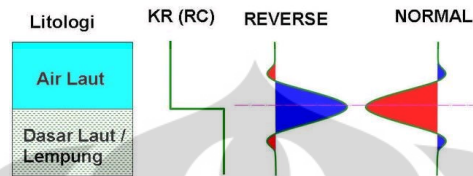
dimana  $Z_0$  dan  $Z_1$  adalah impedans medium pertama dan medium kedua.

### 3.2.3 Polaritas

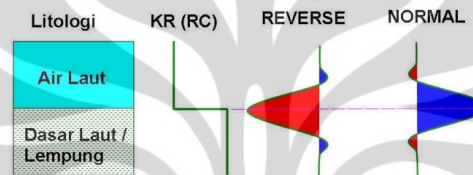
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika  $Z_2 > Z_1$  maka akan didapatkan bentuk puncak (peak), dan akan mendapatkan palung (trough) jika  $Z_2 < Z_1$ . Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas

terbalik (reverse). Saat ini terdapat dua jenis konversi polaritas: Standar SEG (Society of Exporation Geophysicist) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.

### STANDAR SEG (ZERO PHASE)



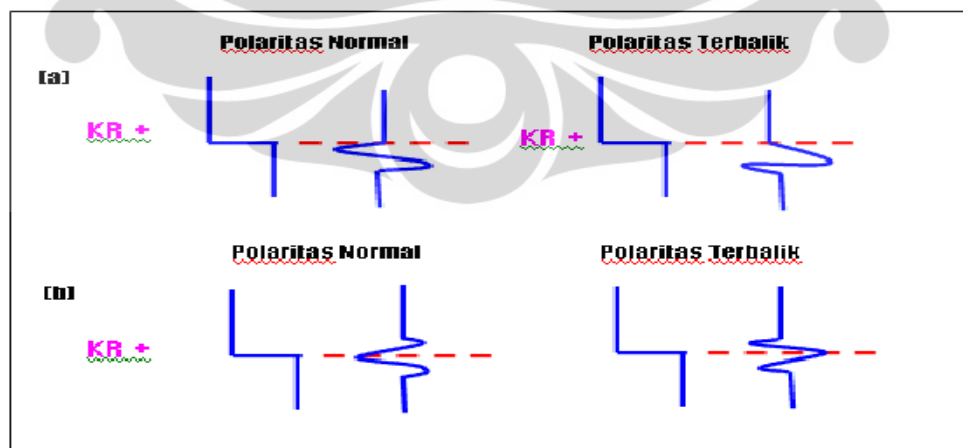
### STANDAR EROPA (ZERO PHASE)



Gambar 3.4 Polaritas normal dan polarita reverse (Abdullah, 2007)

### 3.2.4 Fasa

Sebuah wavelet memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Didalam istilah eksplorasi seismik, fasa sebuah wavelet dikenal sebagai fasa minimum, fasa nol dan fasa maksimum.

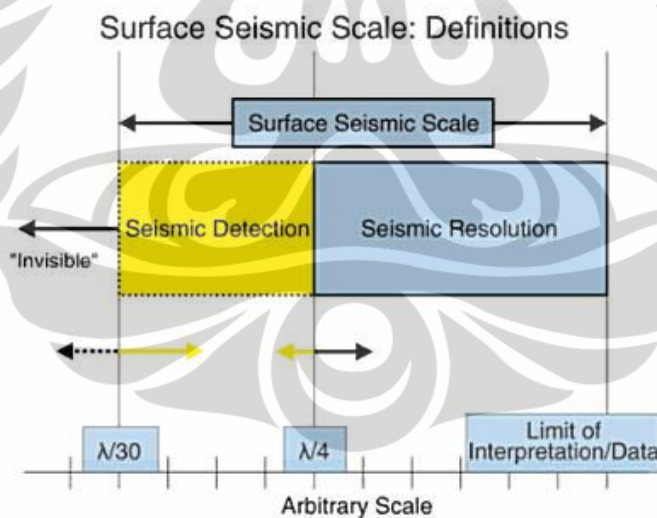


Gambar 3.5 Macam-macam fasa pada wavelet (Abdullah, 2007)

Sebagaimana ditunjukkan oleh gambar di atas, fasa minimum dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo wavelet berada diawal, fasa nol dengan simetris di tengah-tengah dan fasa maksimum diakhir wavelet.

### 3.2.5 Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi seismik adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua reflektor yang berdekatan. Ketebalan minimal yang masih dapat dibedakan disebut dengan ketebalan tuning (tuning thickness). Besarnya ketebalan tuning adalah  $\frac{1}{4}$  panjang gelombang seismik ( $\lambda$ ), dimana  $\lambda = v/f$  dengan  $v$  adalah kecepatan gelombang seismik (kompresi) dan  $f$  adalah frekuensi. Dimana kecepatan akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah. Dengan demikian ketebalan tuning bertambah besar.



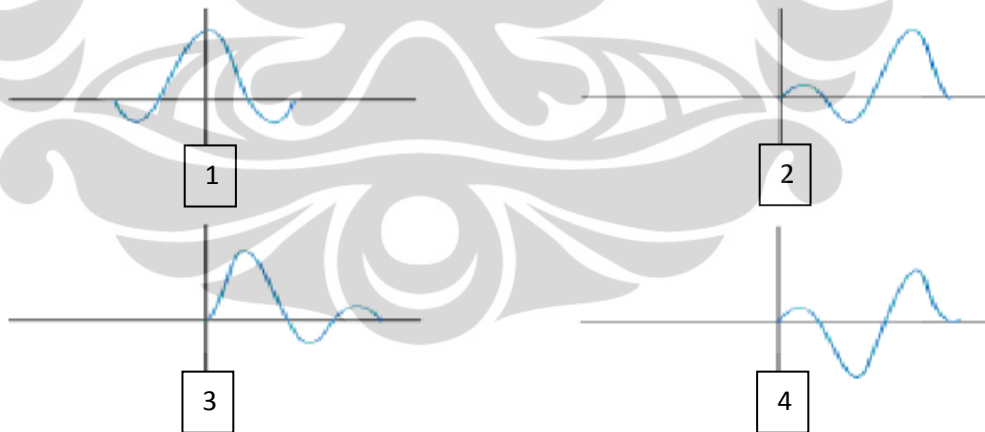
Gambar 3.6 Resolusi dan deteksi dari seismik ditunjukkan dengan persamaan gelombang seismik

Sedangkan deteksi seismik dapat dirumuskan hingga  $\lambda/30$ . artinya jika ketebalan dari reservoir masih diatas seismik deteksinya, maka reservoir tersebut masih dapat dideteksi oleh seismik.

Resolusi ini sangat penting untuk diketahui karena sebagai justifikasi selanjutnya dalam tahap interpretasi selanjutnya, seperti *picking well bottom*, *picking horizons*, dan analisa window pada analisa atribut seismik. Karena pada tahap tersebut perlu diketahui apakah pada ketebalan reservoir diatas resolusi seismiknya. Jika tebalnya diatas resolusinya, maka kita bisa membuat *picking well bottom* dan *picking bottom* reservoir di seismik. Sedangkan pada analisa atribut kita bisa menggunakan analisa window antar horizon.

### 3.2.6 Wavelet

Wavelet adalah gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitude, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dapat juga diartikan wavelet adalah gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu geophone.



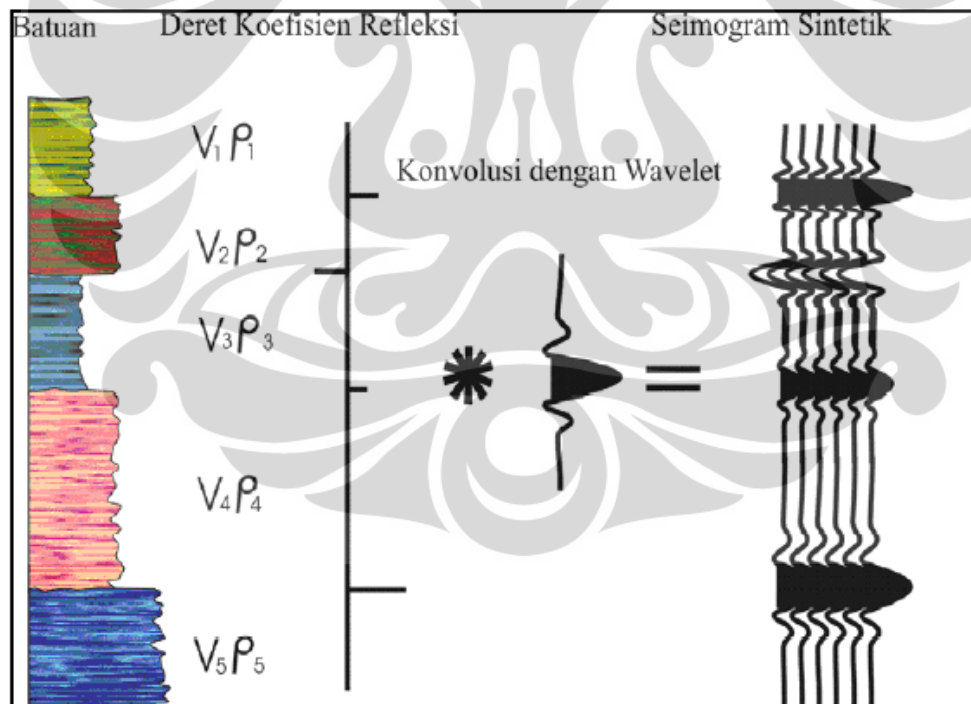
Gambar 3.7 Jenis-jenis wavelet 1) Zero Phase Wavelet, 2)Maximum Phase Wavelet, 3)Minimum Phase Wavelet, 4) Mixed Phase Wavelet (Sukmono, 1999)



### 3.2.7 Sintetik Seismogram

Sintetik Seismogram adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan wavelet dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan wavelet sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut.

Seimogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana yang kita ketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (depth). Sehingga, sebelum kita melakukan pengikatan, langkah awal yang harus kita lakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat sintetik seismogram dari sumur.

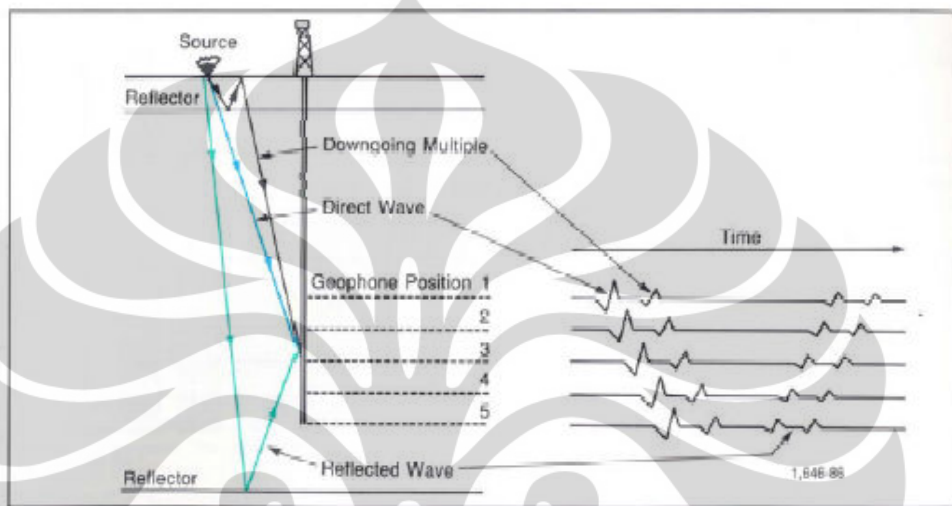


Gambar 3.8 Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan wavelet (Sukmono,1999)



### 3.3 Survei Checkshot

Tujuan dari survei checkshot adalah untuk mendapatkan hubungan domain waktu dan kedalaman yang digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Akuisisi data checkshot dapat dilihat pada gambar berikut,



Gambar 3.9 Survei checkshot (Sukmono, 2007)

Pada prinsipnya survey checkshot sama seperti survey pada seismik, akan tetapi letak geofon pada checkshot di letakkan pada sumur. Sehingga di dapatkan waktu one way time yang direkam oleh geofon pada kedalaman tertentu. Dari sinilah dapat diketahui hubungan waktu penjalaran gelombang seismik pada sumur tersebut.

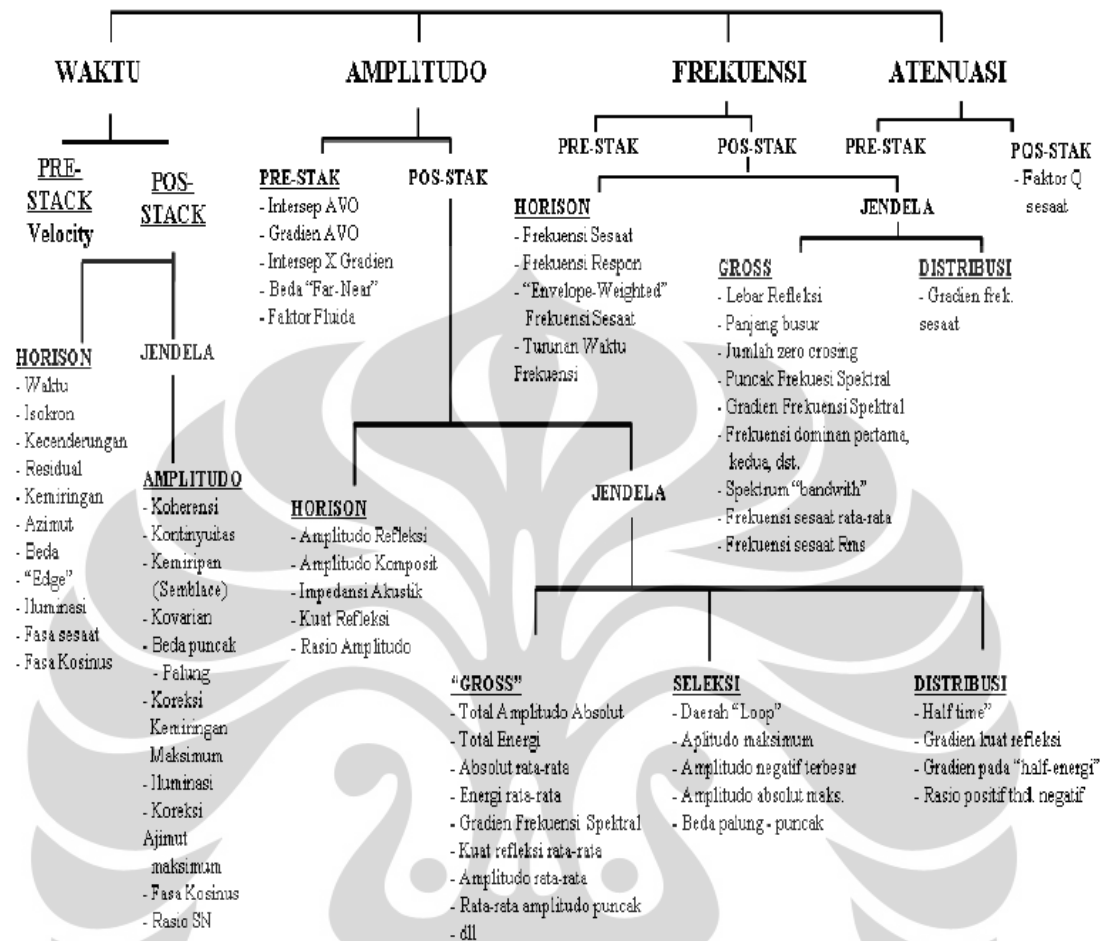
### 3.4 Atribut Seismik

Atribut seismik dapat didefinisikan sebagai semua informasi berupa besaran spesifik dari geometri, kinematika, dinamika atau statistik yang diperoleh dari data seismik, yang diperoleh melalui pengukuran langsung maupun logis atau berdasarkan pengalaman (Chien dan sidney, 1997).

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. Oleh karena itu atribut seismik menyediakan tambahan informasi parameter petrofisika atau geologi yang penting bagi para *interpreter* untuk meningkatkan kesensitifan data seismik.

Semua atribut horison dan formasi tidak independen satu sama lainnya. Perbedaannya hanya dalam hal detail analisisnya pada informasi dasar gelombang seismik terkait dengan display hasilnya. Informasi dasar tersebut adalah waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi, yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut (Brown, 2000).

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).



Gambar 3.10 Klasifikasi Atribut seismik (Brown,2000)

Atribut paling dasar dalam tras seismik adalah amplitudo. Pada awalnya data seismik digunakan hanya untuk menganalisis struktur saja, karena amplitudo hanya dilihat berdasarkan kehadirannya saja bukan kontras nilai pada time. Akan tetapi pada saat ini nilai amplitudo asli (atribut amplitudo) dapat diturunkan dari data seismik. Atribut amplitudo tersebut 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.

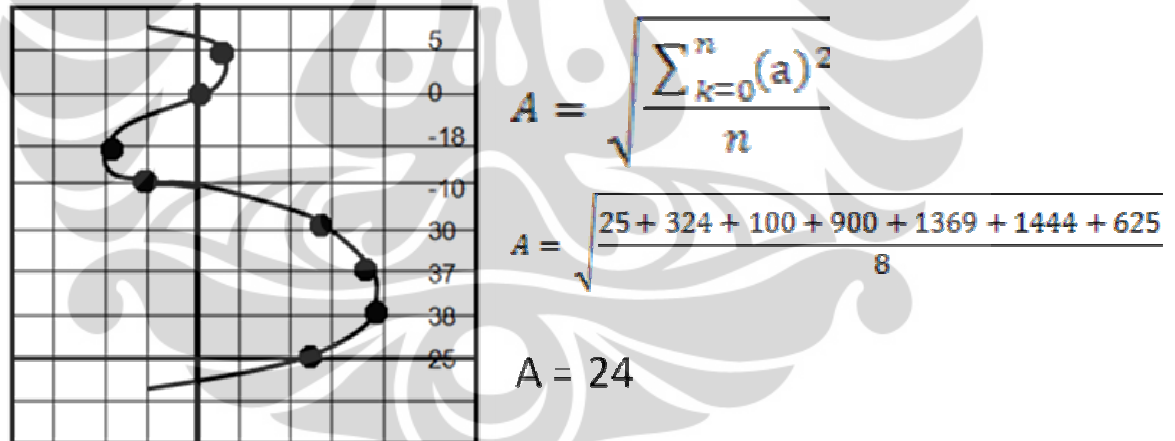
Pada umumnya respon amplitudo memiliki nilai yang tinggi jika lingkungan tersebut kaya akan pasir dibandingkan dengan lingkungan yang kaya akan serpih. Dengan demikian peta amplitudo dapat melihat perbedaan rasio batupasir-batuserpih dengan lebih mudah.

Pada umumnya jenis turunan atribut amplitudo diturunkan berdasarkan perhitungan statistik. Oleh karena itu atribut amplitudo di bedakan menjadi 2 yaitu, amplitudo primer dan amplitudo kompleks.

Berikut ini adalah berbagai jenis atribut amplitudo dan perhitungannya yang digunakan dalam skripsi ini,

### 1. Amplitudo RMS

Amplitudo RMS dihitung dengan menggunakan persamaan :

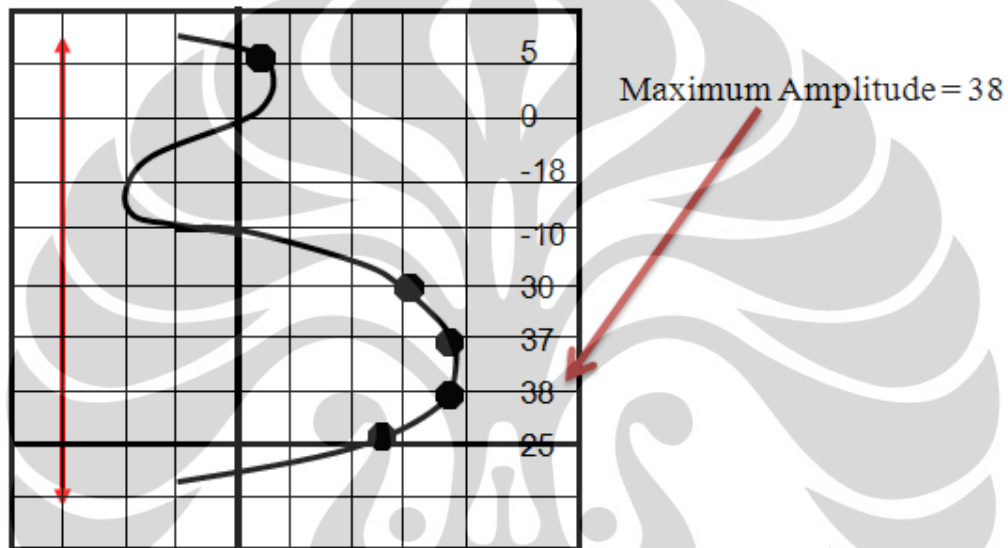


Gambar 3.11 Perhitungan amplitudo RMS

Karena dalam perhitungan amplitudo rms ini diakarkan sebelum dirata-ratakan menyebabkan atribut ini sensitif terhadap nilai amplitudo.

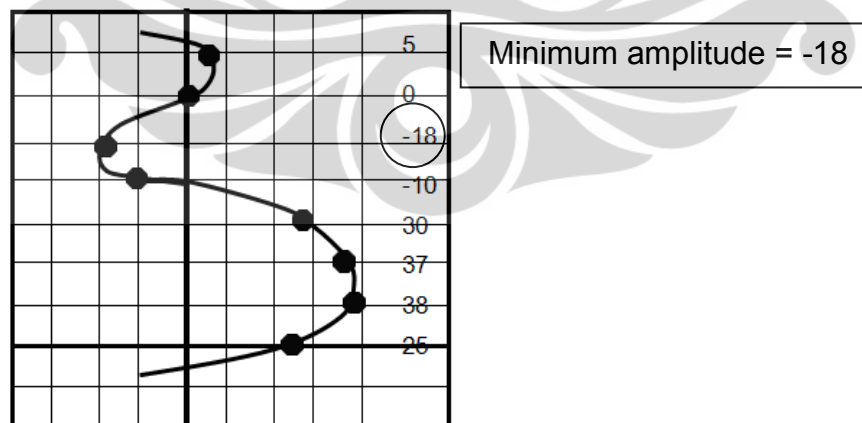
## 2. Amplitudo Absolut Maksimum

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. (Sigit Sukmono,2007)



Gambar 3.12 Perhitungan amplitudo absolute maksimum

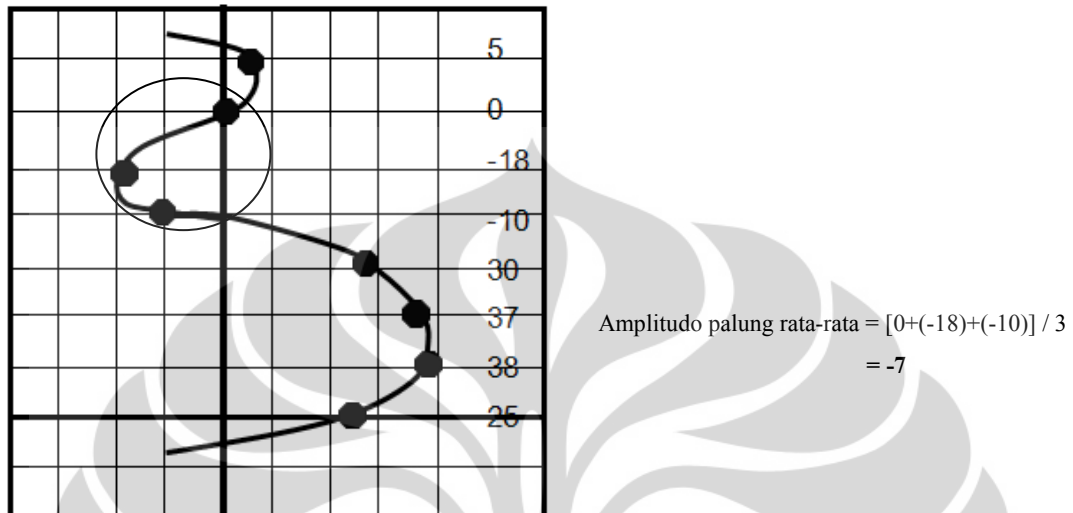
## 3. Amplitudo minimum



Gambar 3.13 Perhitungan amplitudo minimum

#### 4. Amplitudo palung rata-rata

Energi total dihitung dengan cara menjumlahkan kuadrat dari nilai amplitudonya.



Gambar 3.14 Perhitungan Amplitudo palung rata-rata

## BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

### 4.1 Persiapan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

#### 1. Data Seismik 3D

Data seismik yang di gunakan adalah *post-stack time migration* (PSTM) dengan jumlah inline 370 (115-485), jumlah crossline 380 (665-1045), besarnya bin 15 x 15 meter, dan sampling rates sebesar 2 ms

#### 2. Data sumur

Dalam penelitian ini digunakan 5 data sumur yang sudah diproduksi. Masing-masing sumur memiliki memiliki berbagai macam data Log, akan tetapi yang akan di gunakan dalam penelitian ini hanya sebatas log *gamma ray*, *resistivity*, *density*, *sonic*, dan *neutron porosity*.

#### 3. Data checkshot

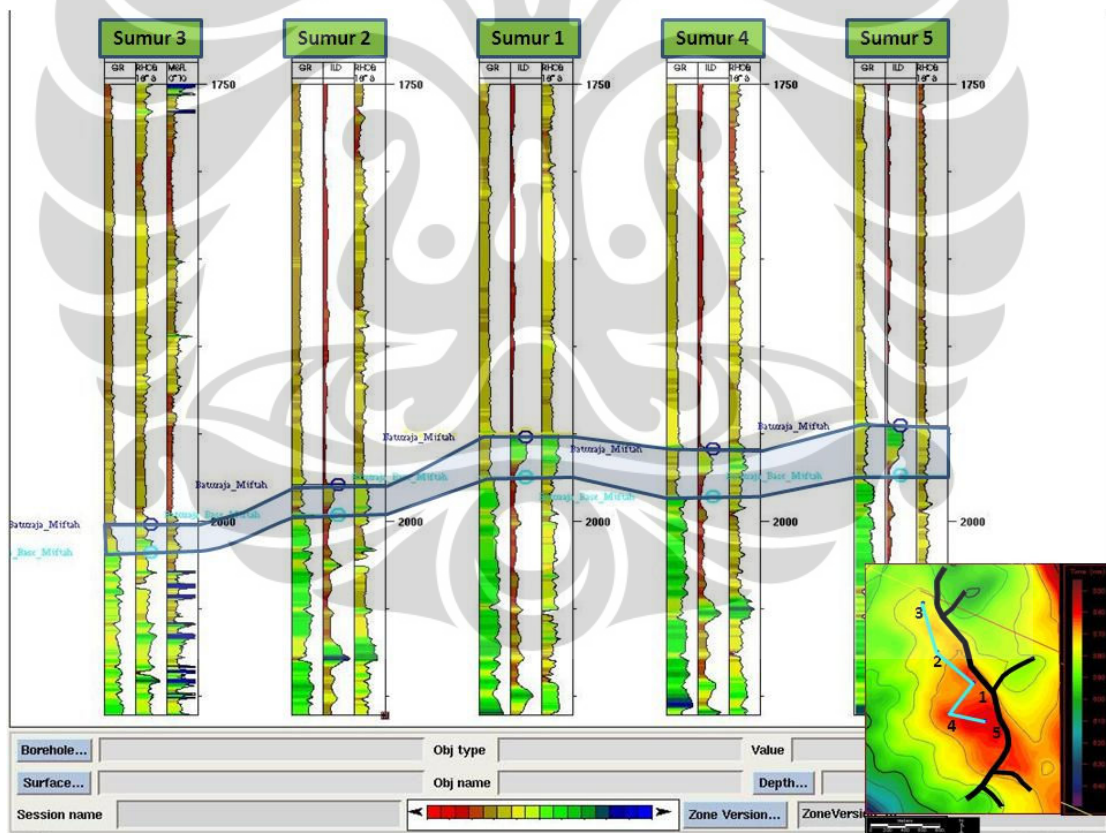
Data checkshot digunakan untuk mendapatkan hubungan waktu dengan kedalaman. Karena data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismic masih dalam domain waktu. Oleh karena itu data checkshot ini digunakan untuk mengikat sumur dengan seismic (*well tie to seismic*).

## 4.2 Pengolahan Data

### 4.2.1 Korelasi Sumur

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

Korelasi ini dilakukan dengan melihat log *gamma ray* yang dikombinasikan dengan log resistivity dan densitas. Dengan melihat pola 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 menggunakan log gamma ray, resistivity, dan densitas pada formasi Baturaja



Reservoir pada daerah penelitian ini adalah karbonat formasi Baturaja. Dengan melihat pola beberapa log, reservoir karbonat ini yang direpresentasikan oleh *gamma ray* yang rendah, nilai *resistivity* yang tinggi, dan densitas yang tinggi sehingga dapat diketahui kedalaman, dan korelasinya. Dari hasil korelasi ini juga dapat diketahui ketebalan rata-rata dari formasi tersebut. Ketebalan dari reservoir formasi batu raja ini rata-rata adalah 30 feet pada kedalaman sekitar 1950 feet. Korelasi log ini sangat berguna sebagai informasi dasar yang dibutuhkan untuk penentuan parameter proses selanjutnya pada tahap *well tie to seismic* dan analisa window atribut seismik.

#### 4.2.2 Well - Seismic Tie

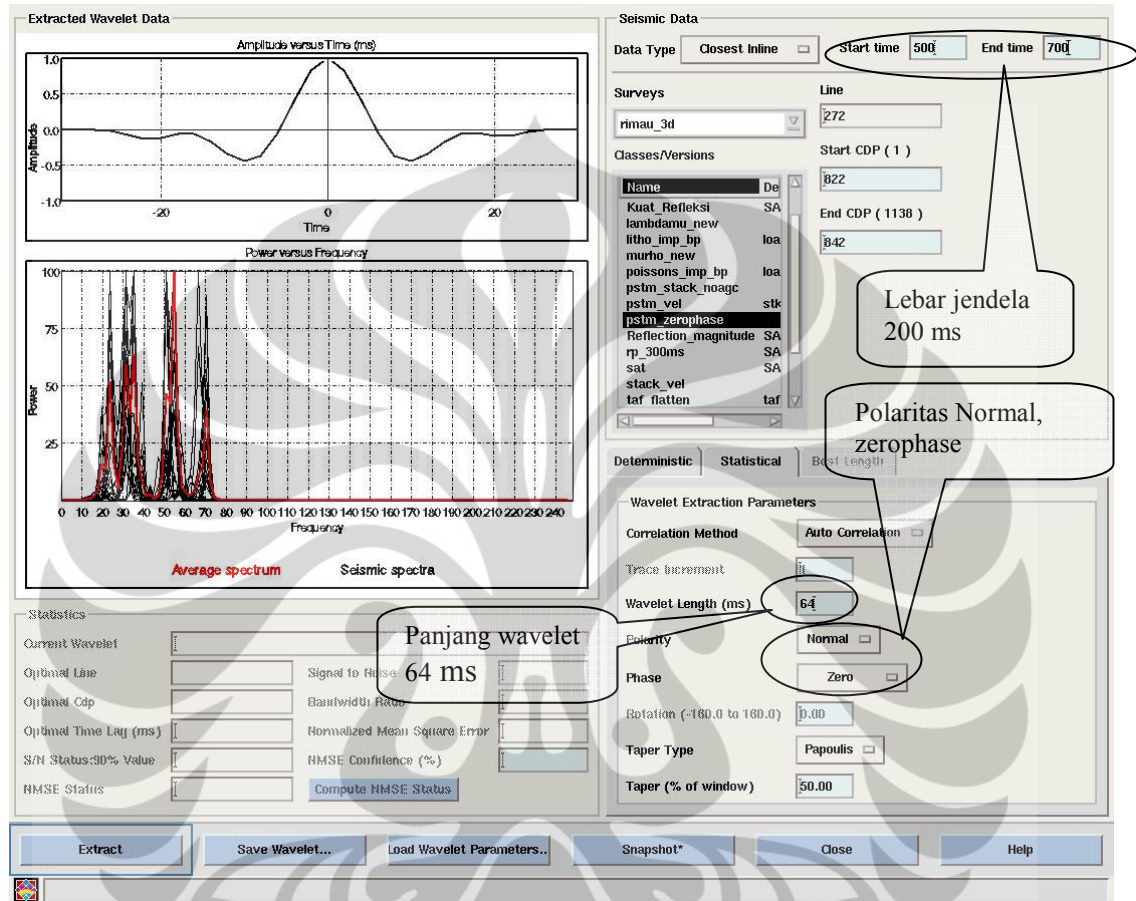
*Well-seismic tie* adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman sedangkan domain seismik adalah waktu. Yang dirubah domainnya adalah sumur menjadi domain waktu. Tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau horizon reservoir karbonat (Baturaja) pada data seismik. Hal ini sangat penting untuk proses interpretasi selanjutnya.

Karena yang dirubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan pembuatan sintetik seismogram pada masing-masing sumur. Sintetik seismogram dibuat dengan cara mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet*.

##### a. Ekstraksi Wavelet

*Wavelet* di dapatkan dari ekstraksi data seismik pada jendela disekitar zona reservoir. Jendela yang digunakan pada ekstraksi ini adalah 500 ms sampai dengan 700 ms. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan hasil yang mendekati sebenarnya. Karena frekuensi gelombang seismik menjadi semakin kecil seiring dengan berubahnya

kedalaman. Sehingga dibutuhkan frekuensi yang hanya mempresentasikan pada kedalaman reservoirnya saja.



Gambar 4.2 Wavelet yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik.

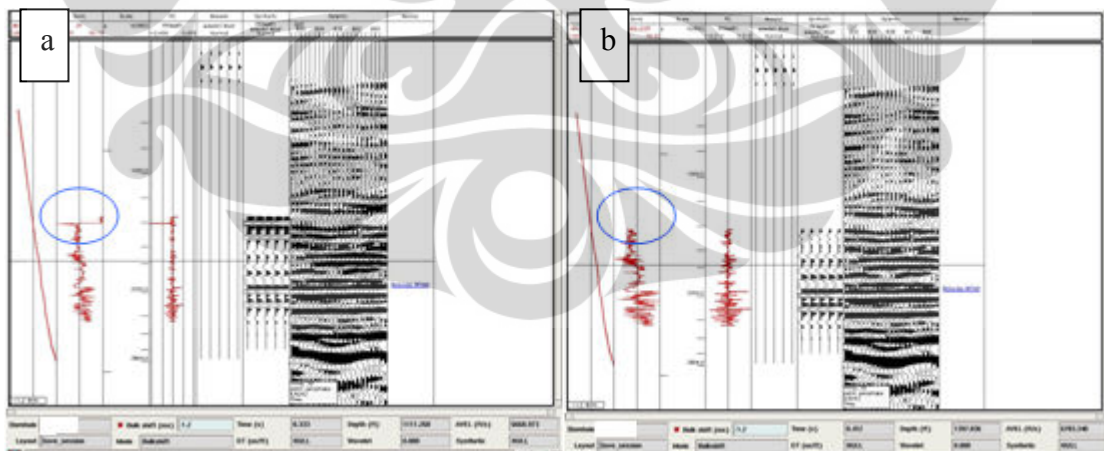
Lebar jendela yang digunakan adalah sebesar 200 ms pada daerah sekitar reservoir. Sedangkan panjang wavelet yang diekstrak sebesar 64 ms. Lebar jendela ini tidak boleh lebih kecil dari pada lebar *wavelet* yang diekstraksi agar sintetik seismogram yang didapatkan cukup menggambarkan sebenarnya. Kurang lebih lebar jendela tiga kali lebih besar dari panjang *wavelet*, agar *wavelet* yang didapatkan tepat. Frekuensi dominan yang digunakan pada wavelet ini adalah 50 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *zerophase*. Polaritas yang digunakan pada ekstraksi wavelet ini adalah polaritas normal.

## b. Pembuatan Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi dapat dipengaruhi oleh perubahan impedansi akustik(AI) dengan persamaan  $(AI_2 - AI_1)/(AI_1 + AI_2)$  yang menggambarkan nilai suatu bidang batas antar dua lapisan. Impedansi akustik di dapatkan dengan cara mengalikan kecepatan dengan densitas. Oleh karena itu untuk membuat koefisien refleksi dibutuhkan log *sonic* dan log densitas. Log *sonic* dikalibrasikan terlebih dahulu dengan data *checkshot* agar didapatkan hasil yang mendekati sebenarnya.

Sebelum dilakukan kalibrasi perlu dilakukan koreksi data log *sonic*. Karena pada dasarnya data log sonic membaca nilai kecepatan gelombang di batuan formasi, akan tetapi pada kenyataannya saat awal pengambilan data ikut terekam pula chasing pada lubang sumur, sehingga mempengaruhi curva log *sonic*. Oleh karena itu data tersebut perlu dipotong agar tidak mempengaruhi hasil seismogram yang akan dibuat.

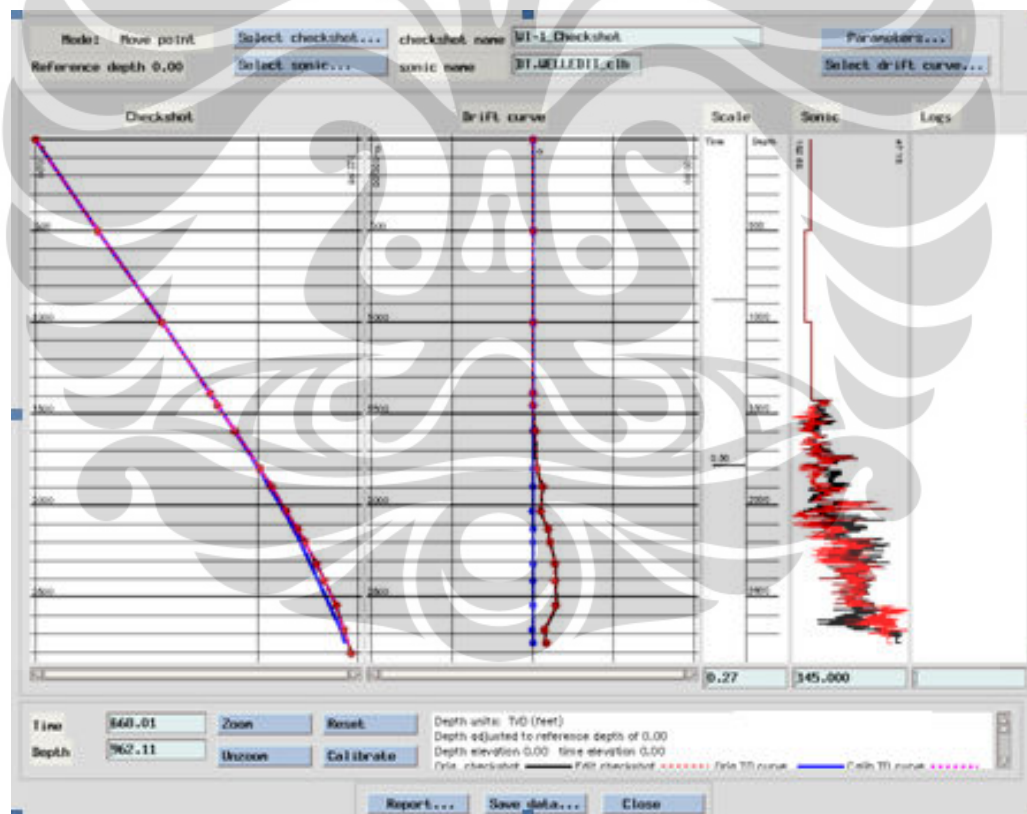
Berikut adalah gambar kurva log sonic sebelum dan sesudah dikoreksi. Kurva sonic yang merekam *chasing* lubang sumur biasanya menunjukkan nilai yang sangat tinggi dibandingkan batuan formasi sekitar.



Gambar 4.3 (a) log sonic sebelum di koreksi (b) log sonic setelah di koreksi

Proses kalibrasi data *sonic* terhadap data checkshot dapat direpresentasikan oleh **gambar 4.4** Pada kolom pertama dan kedua terdapat titik-titik merah yang menggambarkan data checkshot dan garis biru yang menggambarkan data *sonic*. Pada proses selanjutnya kurva *sonic* akan dikalibrasi mengikuti checkshot sesuai dengan besar perbedaan keduanya (*drift*) yg direpresentasikan pada kolom kedua. Hal ini dikarenakan data checkshot lebih akurat dari data sonic, akan tetapi jumlah data checkshot tidak sedetail data sonic. Untuk itu perlu dilakukan kalibrasi data sonic terhadap checkshot.

Hasil dari kalibrasi tersebut adalah garis merah pada kolom ketiga. Hasil koreksi ini dapat dibandingkan dengan kurva sonic aslinya yang digambarkan oleh garis hitam pada kolom ketiga.



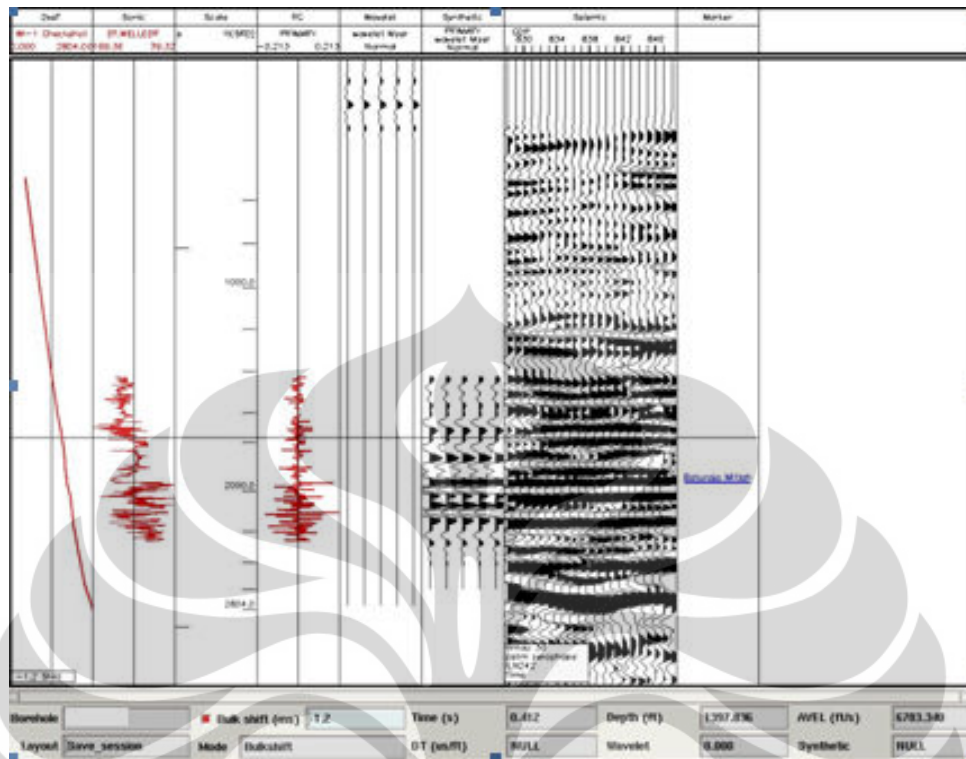
Gambar 4.4 Kalibrasi data sonic terhadap data checkshot

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

Setelah sintetik seismogram sudah dibuat, maka proses berikutnya adalah menyamakan hasil sintetik seismogram dengan seismogram seismic. Hasil marker batas atas reservoir digunakan sebagai acuan untuk melakukan well-seismic tie ini. Prosesnya dengan *shifting*, *stretching*, dan *squeezing*.

*Shifting* merupakan proses memindahkan seluruh komponen seismogram ke tempat yang diinginkan. Proses ini dilakukan dikarenakan adanya perbedaan datum antara data seismic dan data sumur berbeda. Oleh karena itu harus dilakukan *shifting*. Proses *shifting* yang dilakukan pada penelitian ini adalah sekitar 1-5 ms.

Sedangkan *stretching* dan *squeezing* adalah proses meregang dan memampatkan antara dua amplitudo yang berdekatan pada data seismogram. Pada proses *stretching-squeezing* ini, tidak melebihi 5-10% dari perubahan sonic atau kecepatan interval. Proses ini dilakukan karena adanya 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 4.5 Hasil dari proses Seismic-Well Tie pada sumur 5.

Gambar diatas hasil dari *seismic-well tie* pada sumur 3. Untuk mengetahui hasil korelasi dari proses ini hanya dengan visualisasi, karena pada software Geoframe 4.2 yang digunakan tidak ada *tool* untuk melihat besarnya korelasi seperti yang terdapat pada software Hampson Russel.

Setelah itu log sonic perlu dikoreksi dengan data checkshot agar didapatkan data kecepatan yang mendekati sebenarnya.

### 4.2.3 Analisa Tuning

Analisa tuning bertujuan untuk mengetahui ketebalan minimal dari reservoir yang masih dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Besarnya adalah seperempat gelombang seismik. Hal ini sangat penting sebagai dasar penentuan parameter dalam proses selanjutnya yaitu picking horizon dan analisa window pada ekstraksi atribut.



Besarnya resolusi seismik adalah  $\frac{1}{4} \lambda$ , dimana  $\lambda = v/f$ . Sedangkan kecepatan ( $v$ ) didapatkan dari log *sonic* yaitu 90 ms/feet dan frekuensinya ( $f$ ) adalah 50Hz, sehingga didapatkan resolusi seismiknya sebesar 55 feet. Sedangkan ketebalan dari reservoir rata-rata sekitar 30 feet.

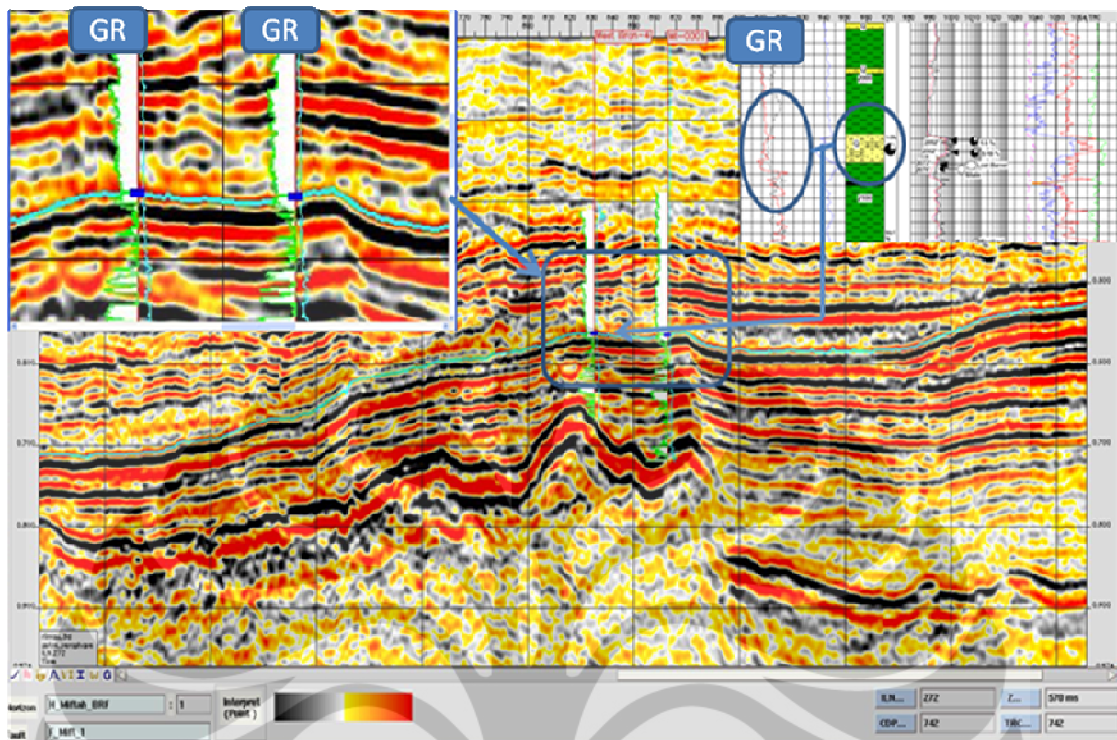
Meskipun ketebalannya dibawah resolusi seismik akan tetapi ketebalan reservoirnya lebih besar dari *limit of detectability* yaitu  $\frac{1}{8} \lambda$  sebesar 27.5 feet. Artinya reservoir tersebut masih dapat diidentifikasi perubahan dari karakternya oleh gelombang seismik dan besarnya bisa mencapai  $\frac{1}{30} \lambda$ .

Analisa tuning ini adalah sebagai parameter untuk menentukan prose picking horizon dan analisa jendela pada ekstraksi atribut seismik.

#### 4.2.4 Picking Horison

Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari reservoir sangat dibutuhkan dalam melakukan picking horizon ini.

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



Gambar 4.6 Hasil picking horizon inline 272 pada formasi Baturaja

Sebelum melakukan picking horizon, sumur hasil seismic-well tie di display pada penampang seismik untuk mengetahui horizon mana yang akan di pick. Karena pada penelitian ini menggunakan *wavelet zerophase*, 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 line berikutnya.

Untuk *quality control* pada proses ini adalah dengan melihat marker sumur yang berwarna biru dan log gamma ray yang berwarna hijau dari sumur yang terletak pada peak dari data seismik. Selain itu perlu dilakukan cross check dengan data completion log agar horizon yang akan kita pick sudah tepat yang menggambarkan formasi dari Baturaja.

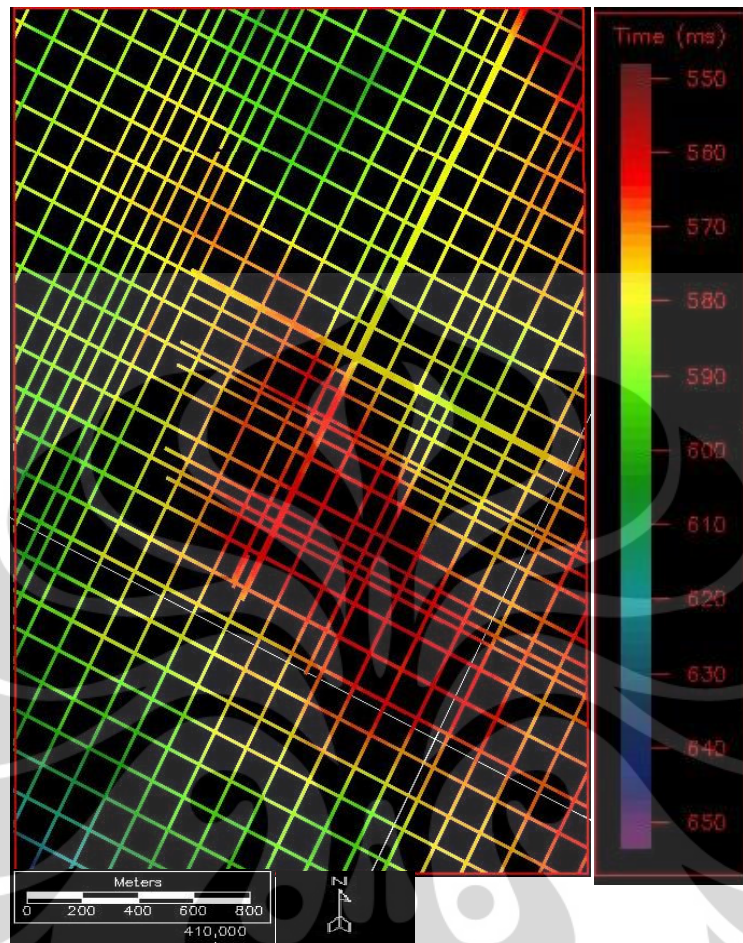


#### 4.2.5 Picking Sesar

Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horizon seismik oleh bidang sesar. Picking sesar dilakukan mulai dari pergeseran horison yang tampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal.

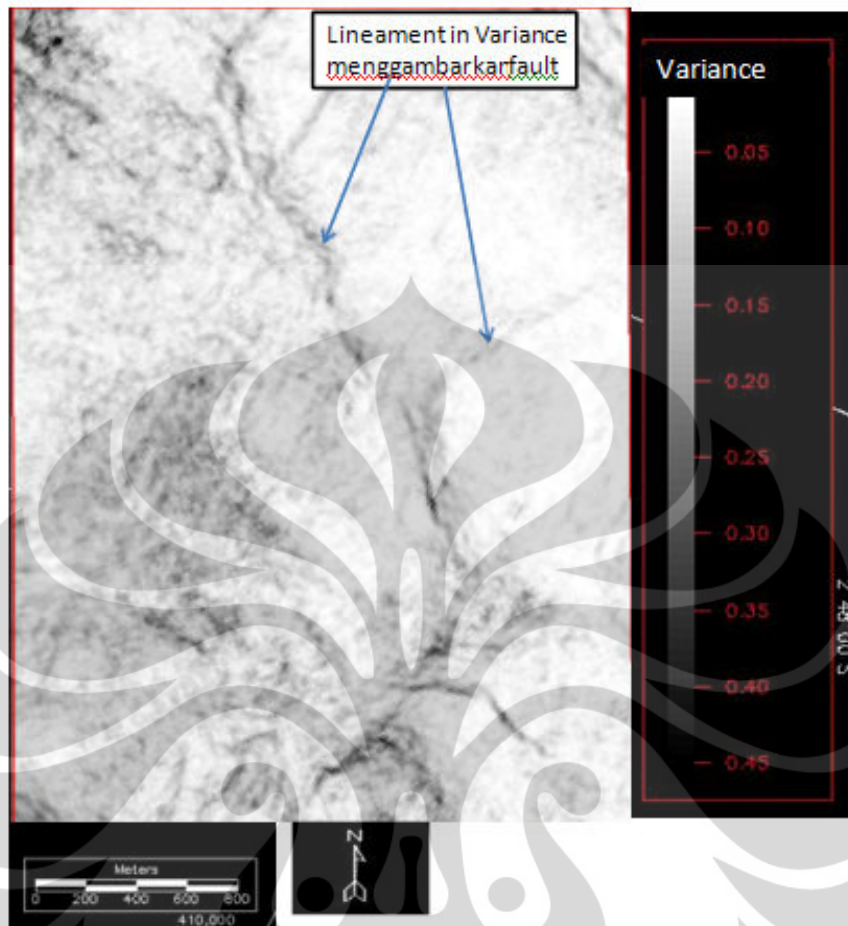
Pada studi ini picking sesar dilakukan setelah melakukan picking horizon agar lebih mudah menentukan kemenerusan dan arah dari sesar tersebut. Setelah melakukan picking horizon maka akan di dapatkan basemap dari waktu yang mempresentasikan struktur dari reservoir. Dari basemap ini kita dapat melihat kemenerusan dan pola dari sesar.

**Gambar 4.7** menunjukkan struktur dari reservoir. Warna merah menunjukkan time yang rendah artinya topografi pada daerah tersebut tinggi. Karena adanya perbedaan topografi yang signifikan, maka kita dapat mencurigai pada daerah tersebut terdapat sesar.



Gambar 4.7 Peta biner menunjukkan struktur dari reservoir hasil picking horizon

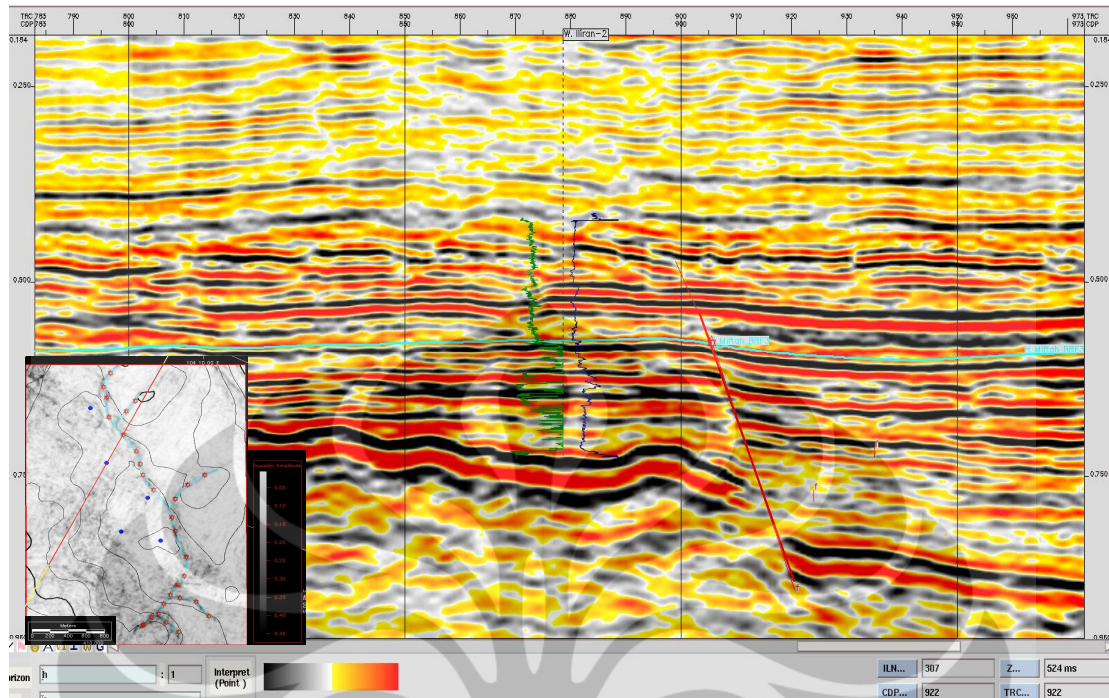
Selain itu sebagai acuan untuk melihat kemenerusan dari sesar dapat menggunakan atribut varian atau disimilaritas yang di ekstraksi dari basemap peta waktu. Hasil dari peta disimilaritas ini sangat jelas dalam memperlihatkan pola dari sesar.



Gambar 4.8 Peta Disimilaritas/Varian mengindikasikan adanya sesar

Terlihat dalam **gambar 4.8** terdapat garis hitam yang memanjang dari selatan ke utara. Artinya terdapat disimilaritas yang menunjukkan perbedaan lithologi yang sangat drastis. Adanya perbedaan lithologi yang sangat signifikan inilah yang mengindikasikan sesar. Oleh karena hasil peta atribut disimilaritas ini sangat berguna dalam acuan picking sesar.

Dengan acuan peta disimilaritas inilah dilakukan picking sesar dari selatan ke utara dengan spasi setiap 10 line. Picking sesar tersebut dilakukan di penampang seismik yang ditunjukkan pada **gambar 4.9**.



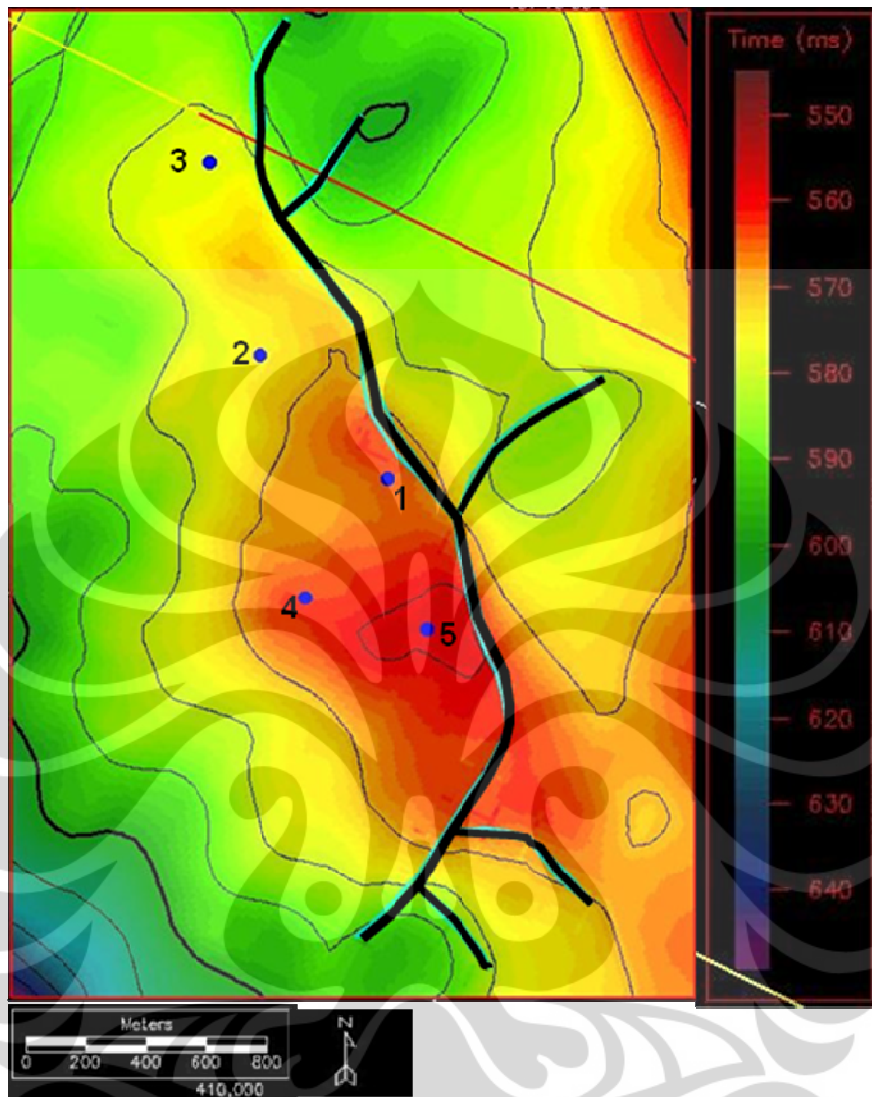
Gambar 4.9 Hasil picking fault pada inline 307

#### 4.2.6 Pemetaan Bawah Permukaan

Pemetaan bawah permukaan ini adalah memetakan struktur waktu pada top reservoir formasi Baturaja. Pemetaan ini dilakukan dari hasil picking horizon dengan melakukan griding sebesar 75 x 75 meter. Besar kecilnya griding dipengaruhi oleh jarak antara seismik line yg diinterpretasikan.

Jarak antar line pada penelitian ini adalah 15 meter, sedangkan line yang diinterpretasikan adalah tiap 10 line. Jadi jarak antar line yang diinterpretasikan adalah 150 meter sehingga griding yang dilakukan minimal setengah dari jarak antar line yang diinterpretasikan yaitu 75 x 75 meter.





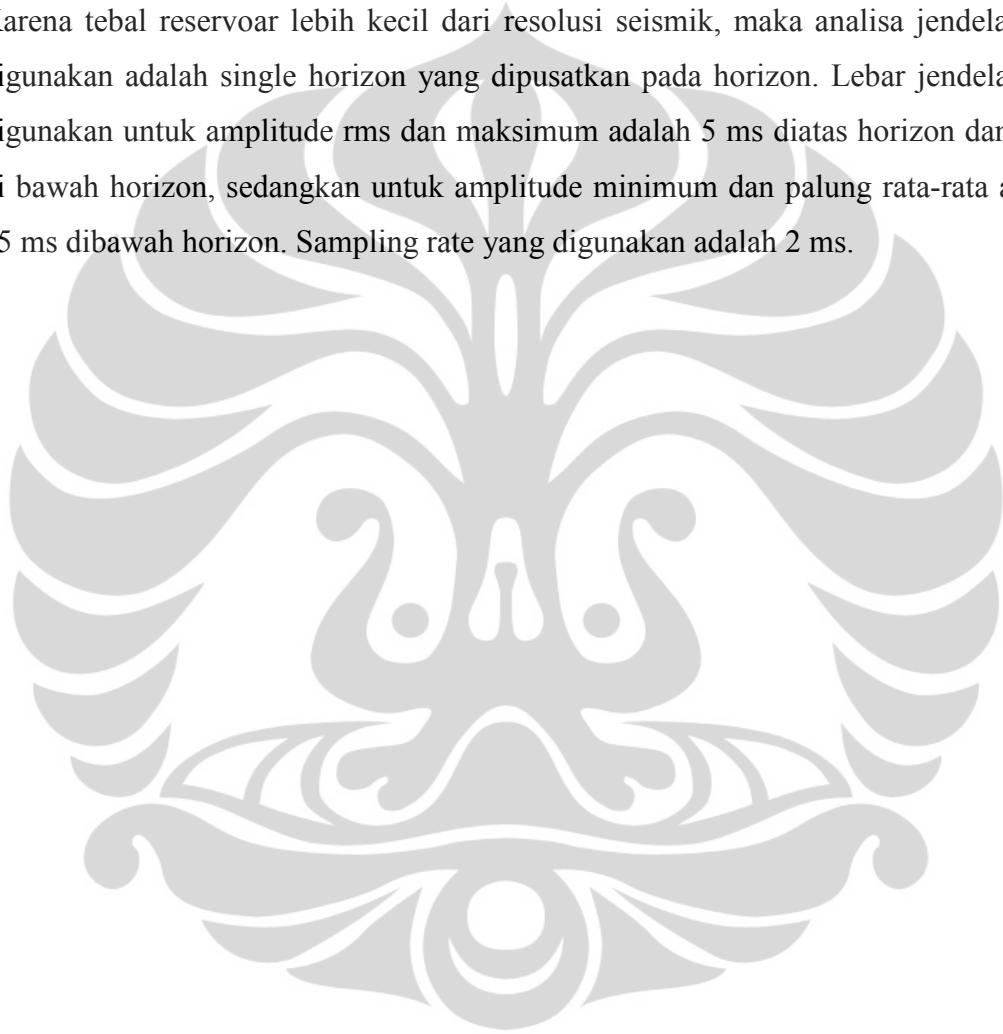
Gambar 4.10 Peta waktu menunjukkan struktur dari top Baturaja

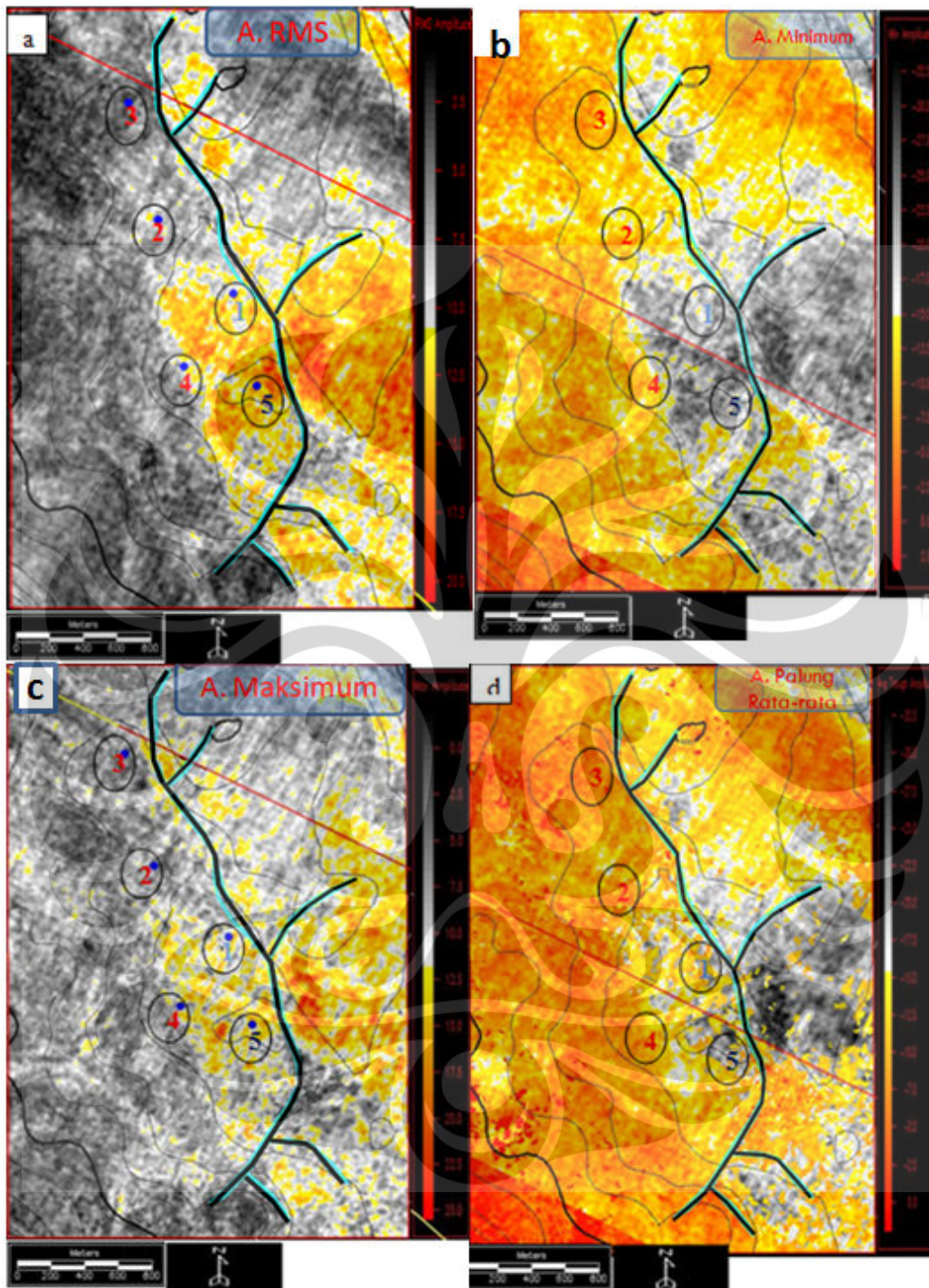
#### 4.2.7 Atribut Amplitudo Seismik

Atribut amplitudo ini didapatkan dengan mengekstraksi dari peta struktur waktu yang dihasilkan dari picking horizon sebelumnya. Menentukan parameter jendela, dan jenis atribut merupakan hal yang sangat penting dalam tahapan ini, karena sangat mempengaruhi hasil yang akan didapat.

Perubahan ketebalan reservoir pada area penelitian relatif sama berdasarkan korelasi yg dibuat. Sehingga perubahan amplitudo yg terjadi diasumsikan bukan karena perubahan ketebalan yang tipis formasi di atasnya yg mengakibatkan interferensi tetapi terjadi karena perubahan properti dari batuan reservoir itu sendiri.

Karena tebal reservoir lebih kecil dari resolusi seismik, maka analisa jendela yang digunakan adalah single horizon yang dipusatkan pada horizon. Lebar jendela yang digunakan untuk amplitude rms dan maksimum adalah 5 ms diatas horizon dan 5 ms di bawah horizon, sedangkan untuk amplitude minimum dan palung rata-rata adalah 15 ms dibawah horizon. Sampling rate yang digunakan adalah 2 ms.



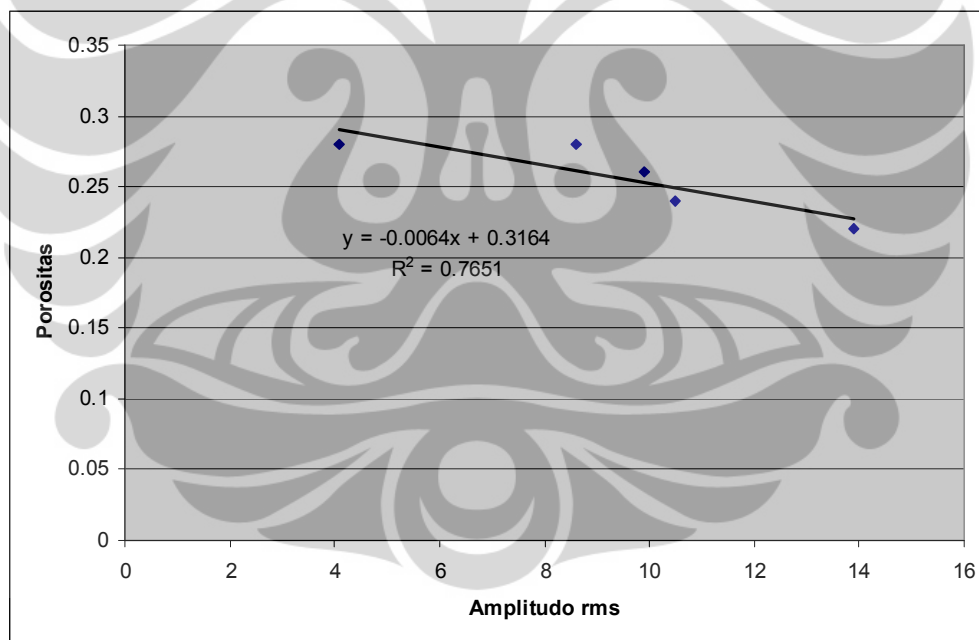


Gambar 4.11 Peta beberapa atribut seismik dengan jendela (a) Amplitudo rms ( $\pm 5$ ms) (b) Amplitudo minimum ( $-15$ ms) (c) amplitudo maksimum ( $\pm 5$ ms) (d) Amplitudo palung rata-rata ( $-15$ ms)

#### 4.2.8 Crossplot Atribut Seismic Dengan Porositas

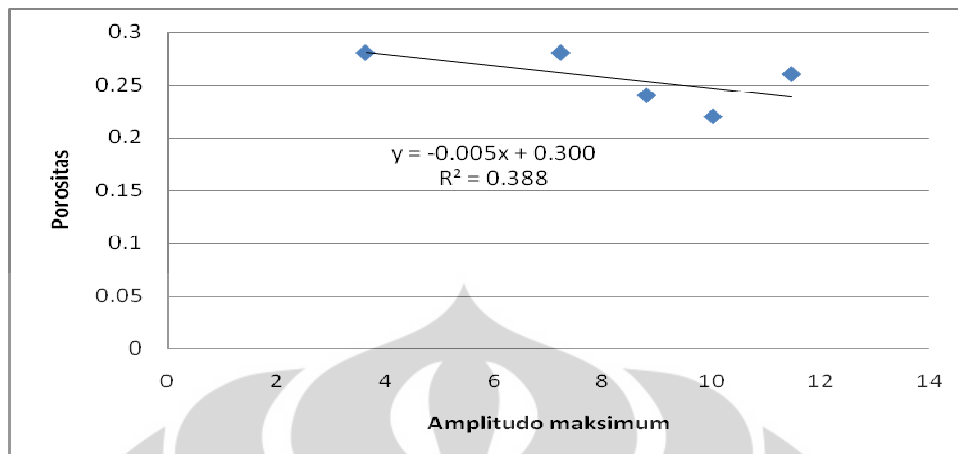
Crossplot adalah membuat grafik untuk mencari hubungan nilai atribut yang dihasilkan dengan nilai porositas pada data sumur. Dengan sumbu Y adalah nilai porositas dari tiap sumur dan sumbu X adalah nilai atribut seismic pada masing-masing sumur.

Dengan melihat koefisien korelasinya ( $R^2$ ), maka kita dapat mengetahui atribut mana yang paling mempresentasikan porositas. Setelah itu kita dapat mengetahui hubungan atau persamaan antara atribut tersebut dengan porositas sehingga kita dapat membuat peta persebaran porositasnya. Gambar dibawah merupakan crossplot antara porositas dengan atribut seismic.

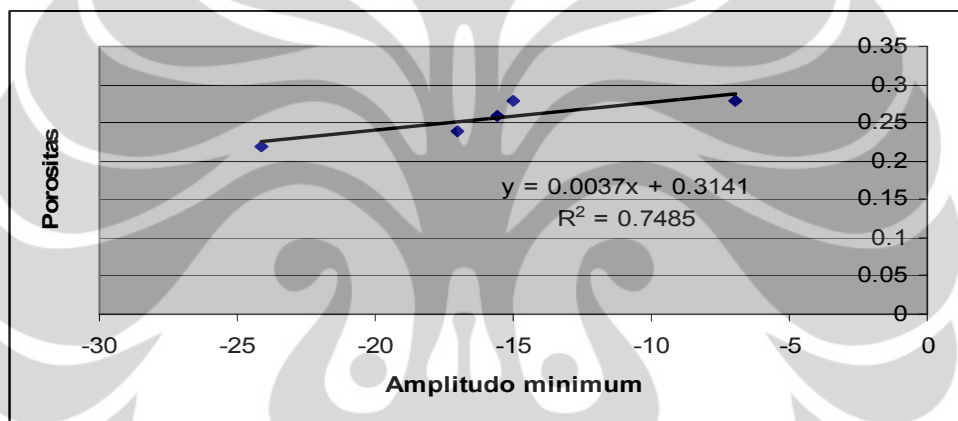


(a)

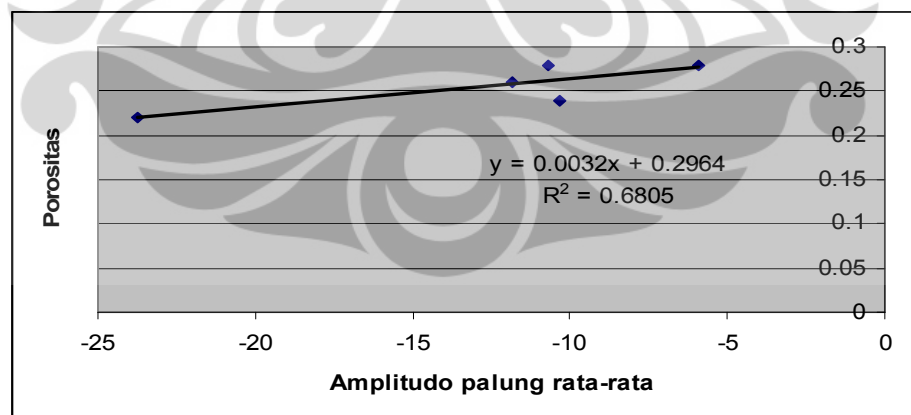




(b)



(c)



(d)

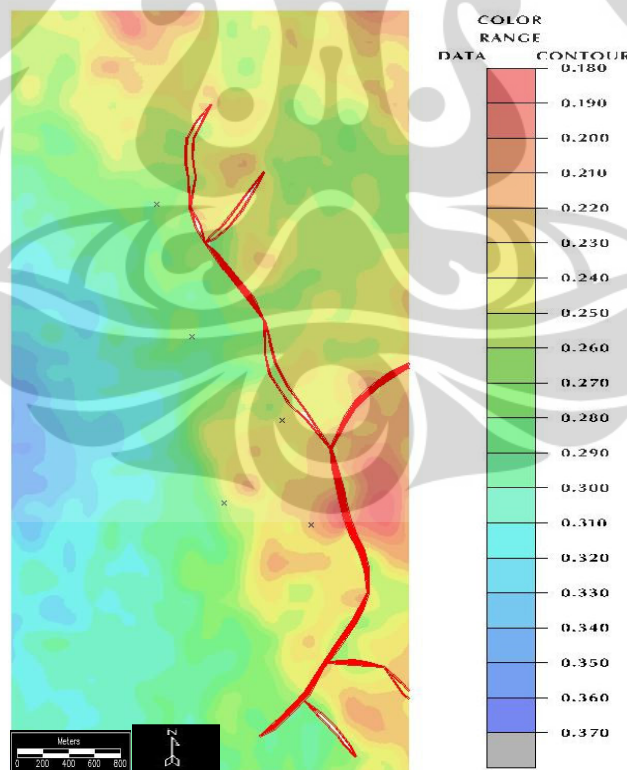
Gambar 4.12 Hasil crossplot (a) Amplitudo Rms vs Porositas (b) Amplitudo maximum vs Porositas (c) Amplitudo minimum vs Porositas (e) Amplitudo palung rata-rata vs Porositas

Terlihat bahwa koefisien korelasi yang paling besar adalah pada atribut amplitudo rms, artinya atribut tersebut paling mempresentasikan hubungan dengan porositas.

#### 4.2.9 Pemetaan Porositas

Peta porositas didapatkan dengan cara mengalikan hubungan yang didapatkan dari hasil crossplot dengan atribut seismik tersebut. Karena atribut amplitudo rms mempunyai koefisien korelasi yang paling besar, maka kita mengambil persamaan atau hubungannya tersebut untuk membuat peta porositas.

Hubungan yang didapatkan adalah  $y = -0.0064 x + 0.3164$ . Karena hubungannya linear, maka perhitungan nilai porositas adalah dengan cara mengalikan hubungannya saja dengan nilai amplitudo rms sehingga didapatkan peta persebaran porositas.

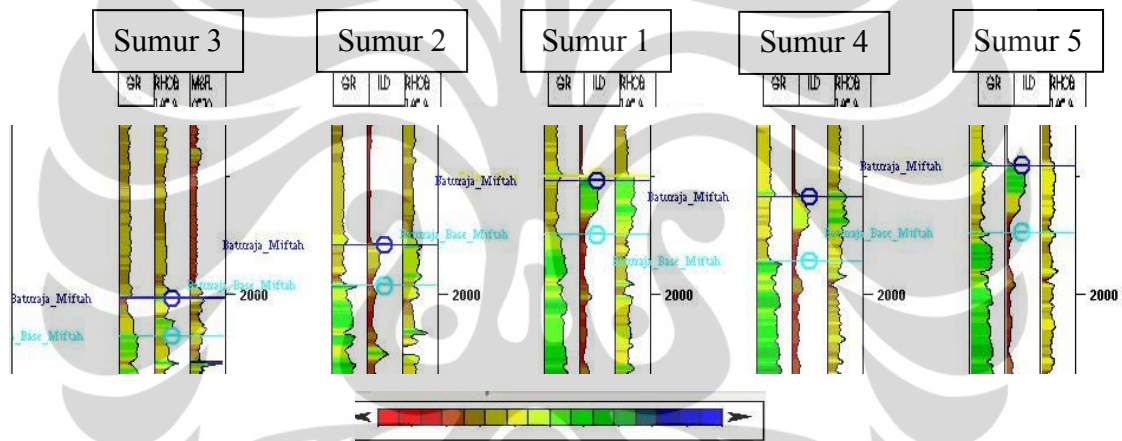


Gambar 4.13 Peta persebaran porositas

## BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN

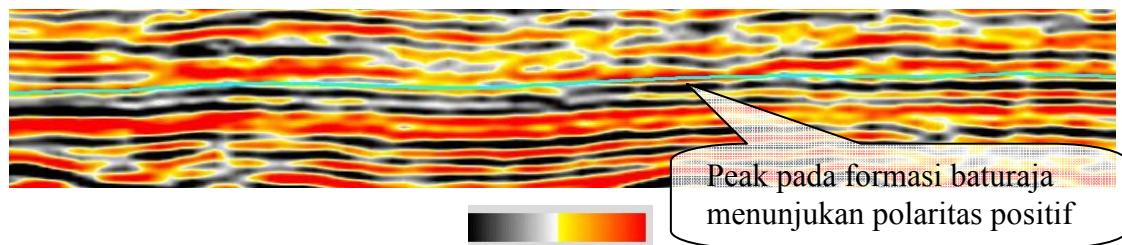
### 5.1 Analisa Atribut Amplitudo Seismik

Dari informasi beberapa log densitas, terlihat bahwa rata-rata zona Baturaja memiliki nilai densitas yang tinggi dibandingkan formasi di atasnya. Log densitas ditunjukkan log RHOB **gambar 5.1**. Warna hijau menunjukkan nilai densitas yang lebih tinggi dibandingkan warna coklat.



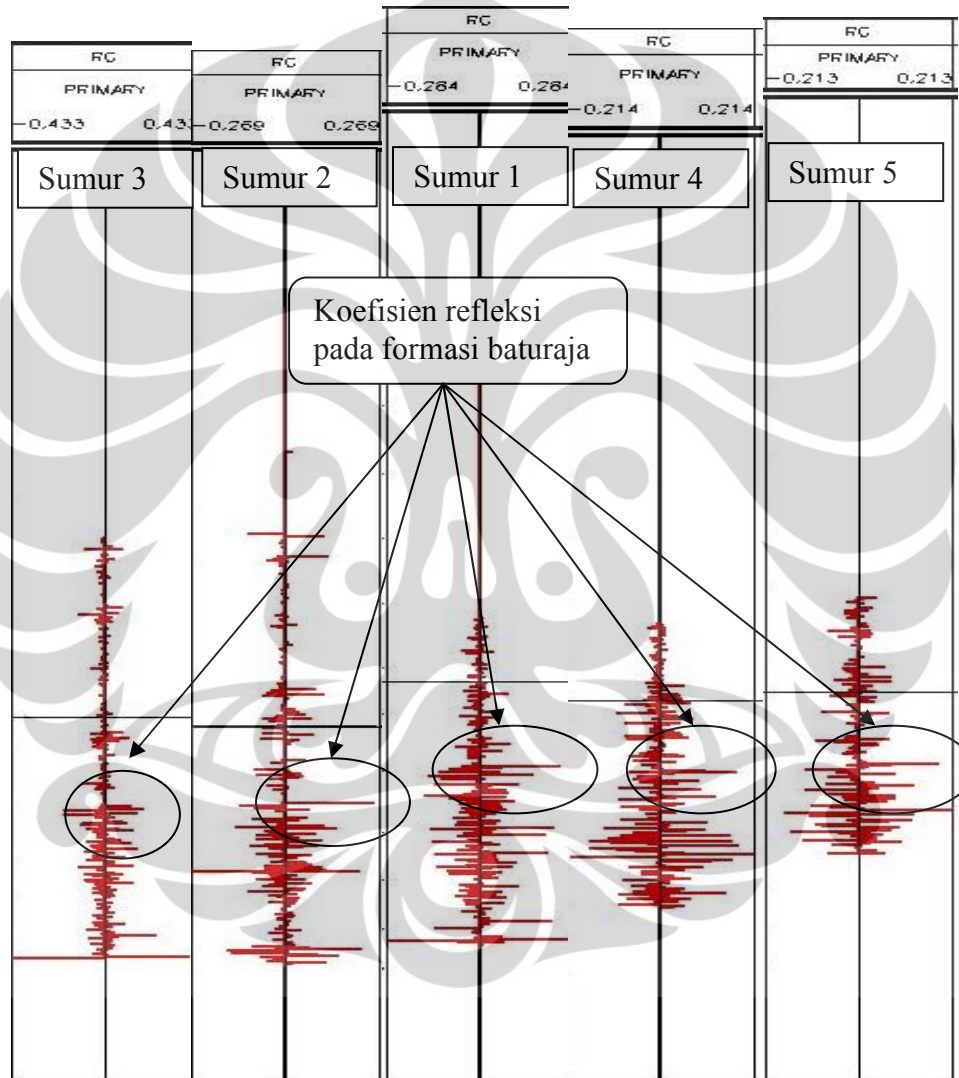
Gambar 5.1 Marker pada formasi batu raja

Karena formasi batu raja memiliki densitas yang tinggi, maka formasi tersebut juga memiliki nilai akustik impedans yang tinggi pula. Perbedaan nilai akustik impedans inilah yang akan mempengaruhi nilai koefisien refleksi sehingga respon dari gelombang seismik pada formasi batu raja ini memiliki polaritas yang positif.



Gambar 5.2 Penampang seismic pada formasi baturaja inline 194.

Pada penampang seismik **gambar 5.2**, formasi baturaja ditunjukkan oleh peak. Semakin besar perbedaan nilai akustik impedans formasi Baturaja dengan formasi di atasnya, semakin besar pula nilai koefisien refleksinya. Hal tersebut juga akan mempengaruhi besar nilai amplitudonya. Karena nilai koefisien refleksi yang tinggi akan menyebabkan nilai amplitudo yang tinggi.



Gambar 5.3 Koefisien refleksi dari formasi batu raja

Pada **gambar 5.3** menunjukkan nilai koefisien refleksi dari semua sumur. Koefisien refleksi yang tinggi menunjukkan adanya perubahan akustik impedans yang tinggi yang berasosiasi pada perbedaan litologi.

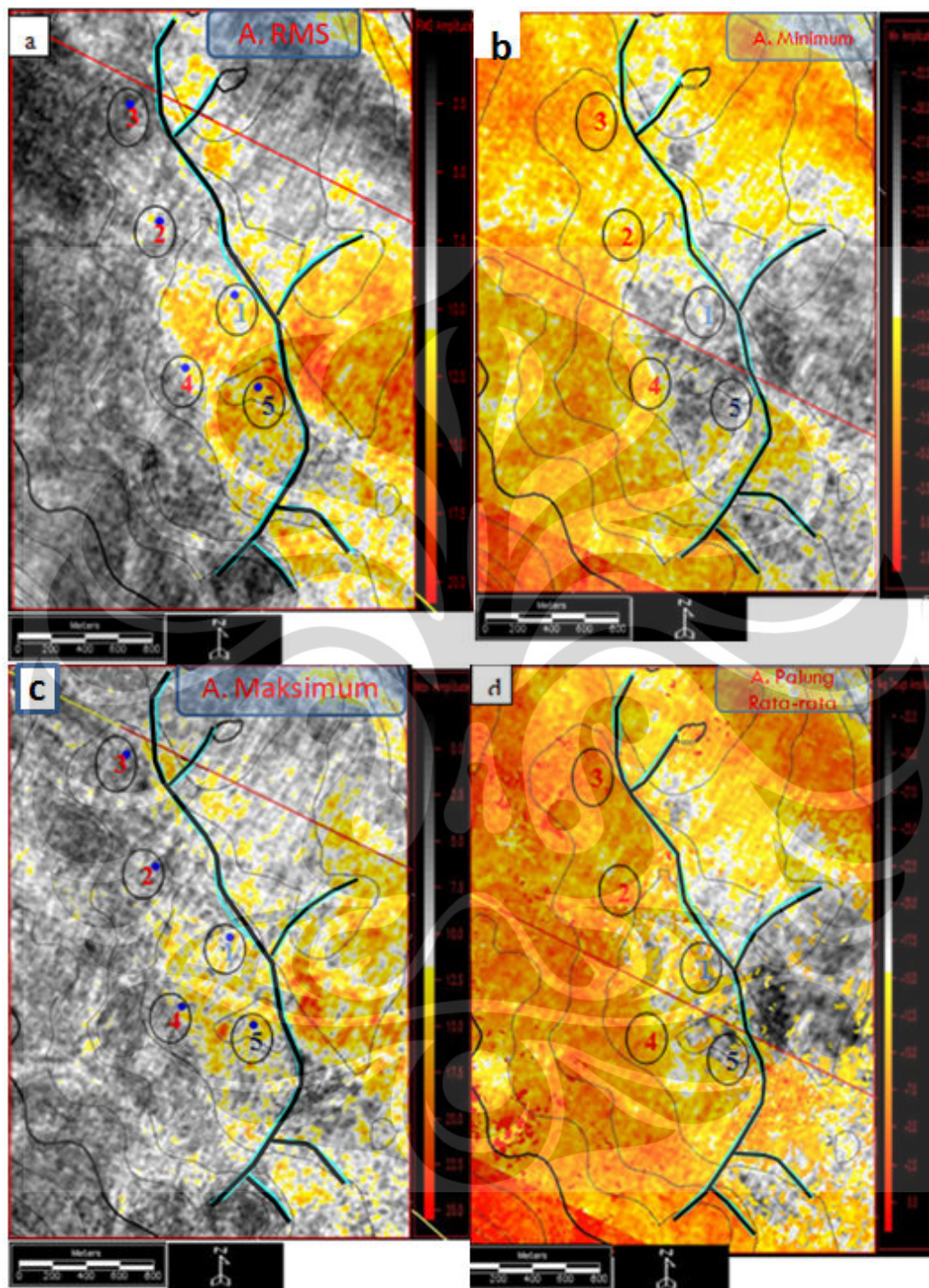
Berdasarkan horizon yang berwarna biru yang ditunjukkan oleh **gambar 5.2** itulah dilakukan ekstraksi atribut amplitudo. Atribut amplitudo tersebut dapat melihat perubahan lateral amplitudo yang dapat digunakan untuk analisa stratigrafi yang membedakan satu facies dengan facies lain.

Dalam penelitian ini terlihat beberapa peta persebaran dari amplitudo, yaitu amplitudo rms, amplitudo maksimum, amplitudo minimum, dan amplitudo palung rata-rata (**gambar 5.4**). Teknik perhitungan dalam mendapatkan nilai-nilai atribut amplitudo tersebut telah dijabarkan pada Bab 3.

Terlihat pola yang relatif sama dari keempat atribut amplitudo tersebut. Artinya amplitudo tersebut memiliki korelasi baik. Amplitudo rms dan maksimum diekstrak dalam lebar jendela 10 ms untuk melihat persebaran dari amplitudo yang mewakili formasi lithologi formasi Baturaja. Sedangkan amplitudo minimum dan palung rata-rata diekstrak dengan lebar jendela 15 ms untuk melihat perubahan amplitudo karena litologi formasi Baturaja beserta litologi dibawahnya.

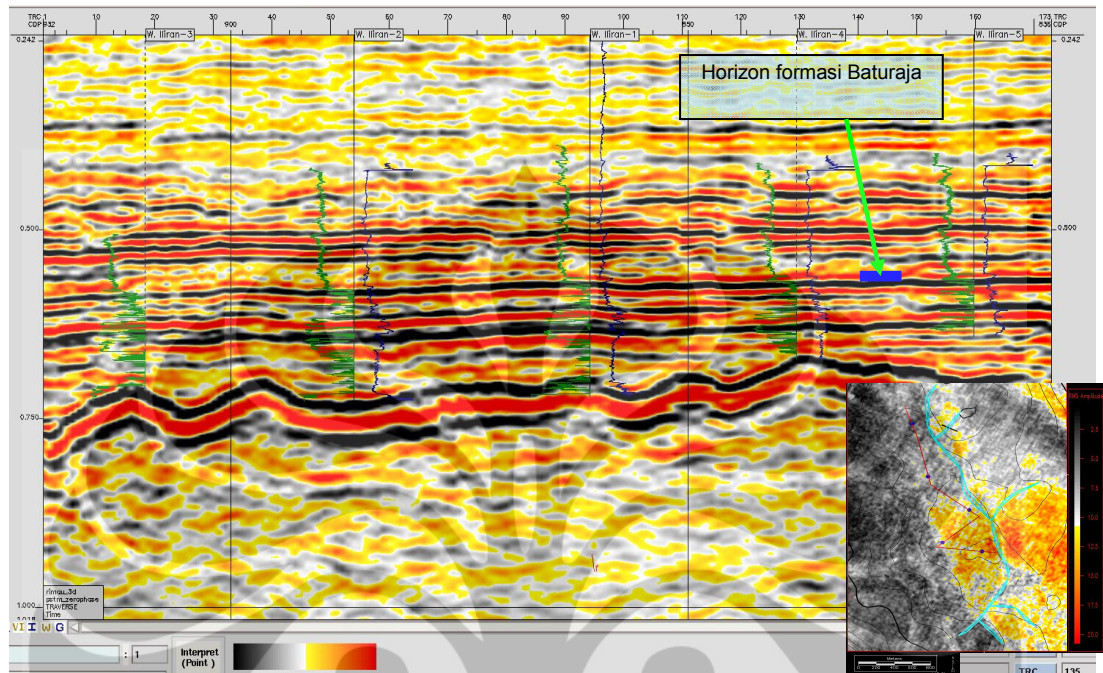
Warna merah menunjukkan nilai amplitudo yang tinggi, sedangkan warna hitam menunjukkan nilai amplitudo yang rendah. Titik-titik berwarna biru menunjukkan sumur yang telah dibor.





Gambar 5.4 Peta beberapa atribut seismik dengan jendela (a) Amplitudo rms ( $\pm 5$ ms) (b) Amplitudo minimum ( $-15$ ms) (c) amplitudo maksimum ( $\pm 5$ ms) (d) Amplitudo palung rata-rata ( $-15$ ms)

Jika dianalisa menggunakan penampang seismik dengan line yang melewati semua sumur, maka akan dapat dilihat perubahan dari besarnya amplitudo.

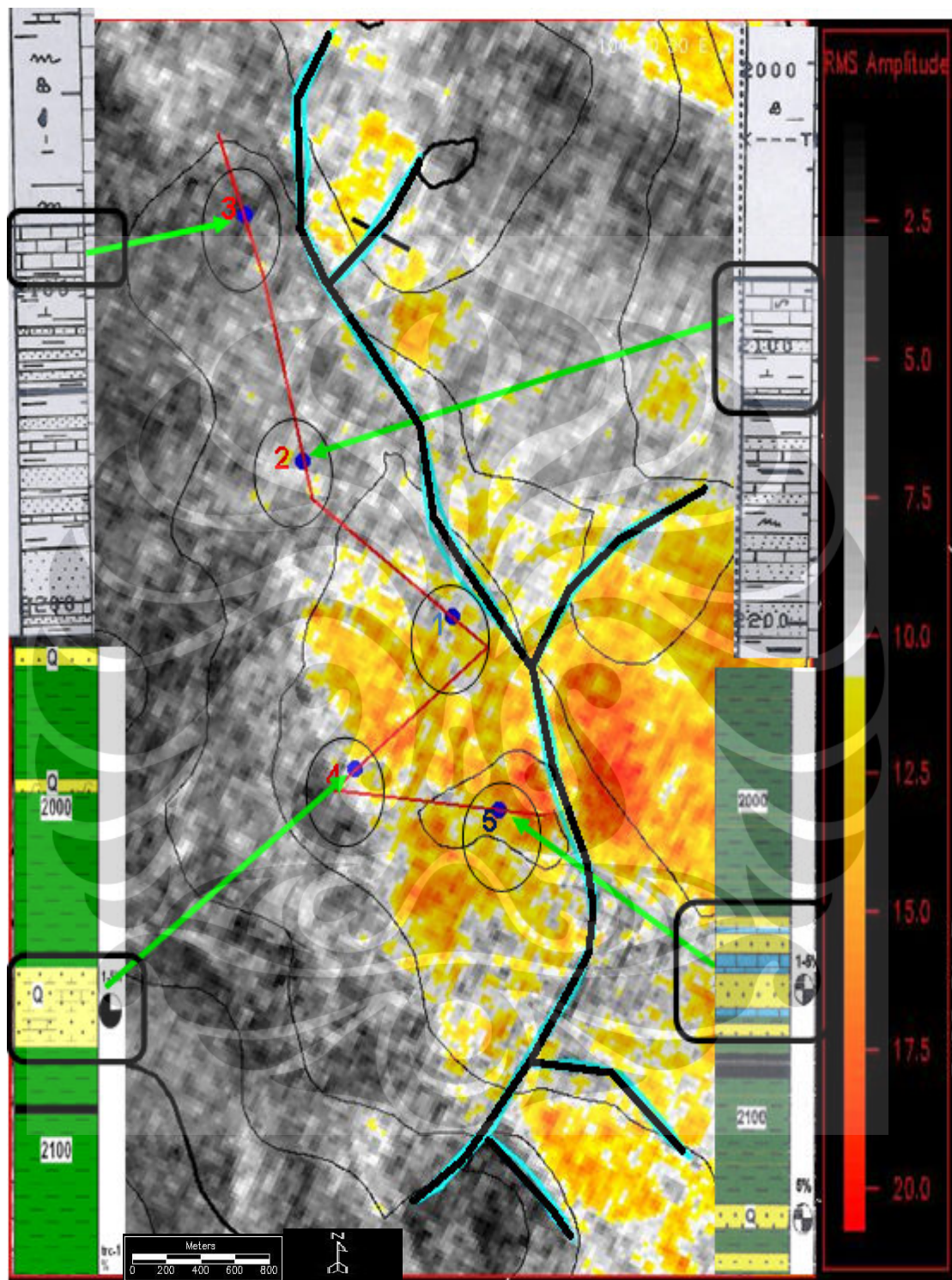


Gambar 5.5 Penampang seismik dengan line yang melewati semua sumur menunjukkan daerah perubahan amplitudo.

Pada **gambar 5.5** menunjukkan penampang seismik dengan line yang melewati setiap sumur. Terdapat kesamaan karakter seismik pada sumur 3, 2 karena pada sumur tersebut amplitudonya lebih kuat dibandingkan dengan sumur 1, 4 dan 5.

Dari peta amplitudo ini dapat digunakan untuk analisa persebaran facies, yaitu dengan mengkorelasi nilai amplitudo di seismik dengan data sumur. Dari data sumur (*completion log*), dapat diketahui ketebalan dan litologi formasi Baturaja pada masing-masing sumur.





Gambar 5. 6 Litologi formasi Baturaja pada masing-masing sumur



Pada gambar **Gambar 5.6** menunjukkan lithologi formasi Baturaja untuk masing-masing sumur. Pada sumur 2 dan sumur 3 terdapat kesamaan lithologi pada formasi Baturaja. Lithologi pada sumur tersebut adalah limestone yang cukup tebal. Dan dibawah formasi terdapat persilangan antara sand, limestone dan shale yang tipis. Karena persilangan lapisan yang tipis dibawah inilah yang menyebabkan amplitudo di seismik menjadi rendah karena terjadi interferensi pada gelombang seismik.

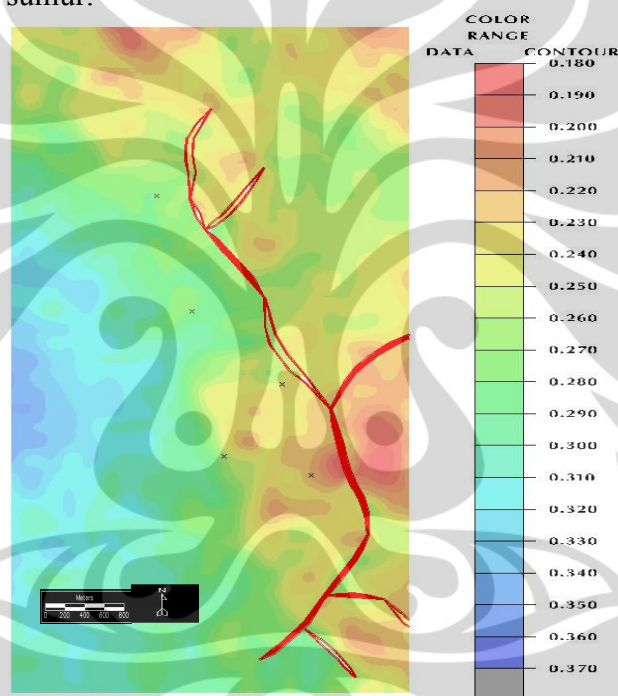
Sedangkan lithologi pada sumur 4 dan 5 adalah *calcareous sand stone*, yaitu kandungan *sand* pada formasi tersebut lebih banyak dibandingkan kandungan limestone. Selain itu pada diskripsi lithologi disebutkan pada daerah ini ada pengaruh dari *marine* serta memiliki permeabilitas yang tinggi. Pada sumur 1 tidak ada data mengenai lithologinya.

Dengan melihat peta amplitudo rms dan lithologi tiap sumur, terdapat korelasi antara sumur 3, 2 dengan amplitudo rendah dan sumur 4, 5 dengan amplitudo tinggi. Jadi dapat diprediksi kemungkinan amplitudo yang rendah menunjukkan persebaran dari *body* dari karbonat karena pada sumur 3 dan 2 terdapat litologi limestone yang tebal. Sedangkan amplitudo yang tinggi sudah diluar *body* karbonat karena litologi pasir sudah mendominasi dibandingkan *limestone*.

Pada daerah *fore reef*, memiliki energi yang tinggi sehingga karbonat akan tererosi menyebabkan di daerah ini akan banyak dijumpai butiran *limestone* dibandingkan pasir. Akan tetapi pada daerah *lagoon* yaitu di *back reef* memiliki energi yang rendah, serta *supply* pasir yang cukup tinggi sehingga kandungan pasir di daerah ini akan lebih banyak dibandingkan butiran karbonat. Oleh karena itu jika dilihat dari lithologi pada tiap sumur, lingkungan pengendapan pada daerah yang memiliki amplitudo tinggi adalah di daerah *lagoon* atau *back reef*. Sedangkan pada amplitudo yang rendah adalah daerah *body* dari karbonat.

## 5.2 Analisa Persebaran Porositas

Dengan melakukan crossplot antara porositas pada tiap sumur dengan nilai atributnya, kita dapat mengetahui korelasi antara porositas dengan atribut yang tepat. Dari hasil crossplot dapat didapat bahwa atribut amplitudo rms memiliki hubungan yang paling baik dengan porositas dengan melihat nilai korelasinya. Dari hubungan ini dapat dipetakan persebaran dari porositas dengan cara mengalikan dengan nilai atribut rms. Keakuratan dalam perhitungan persebaran dari peta porositas dikontrol oleh porositas tiap sumur.



Gambar 5.7 Peta persebaran porositas pada formasi Baturaja

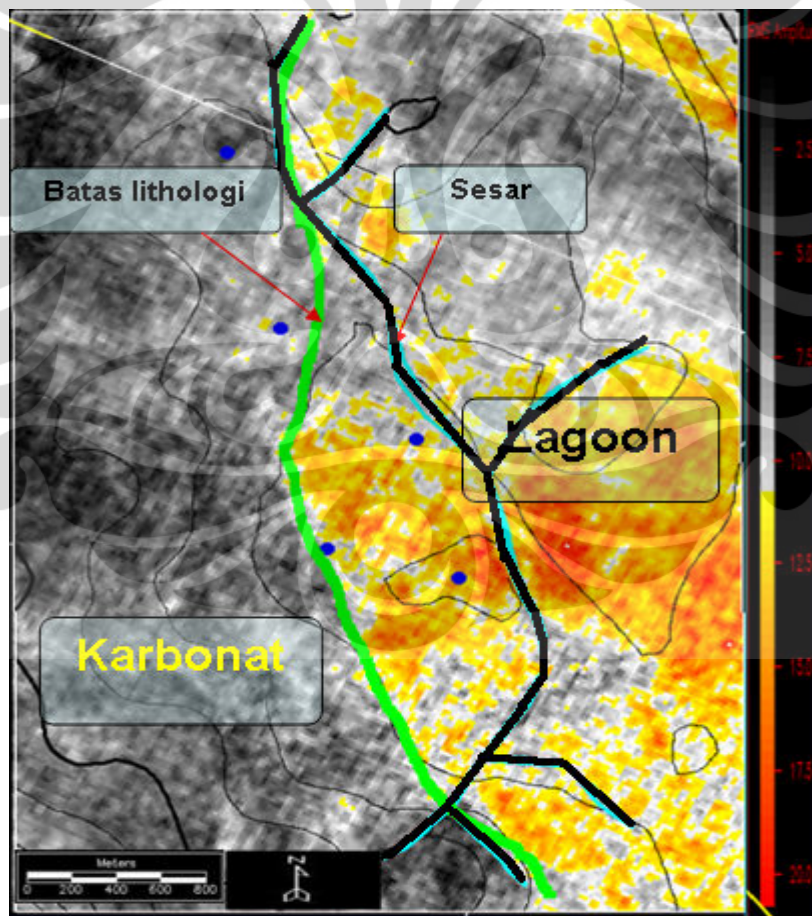
Pada **Gambar 5.7**, warna merah menunjukkan porositas yang rendah, sedangkan warna merah menunjukkan porositas yang tinggi. Dan pada daerah yang memiliki amplitudo tinggi, cenderung memiliki porositas yang rendah. Hal ini mungkin disebabkan pada daerah itu, terjadi pencampuran antara butiran *limestone* dengan *sand* sehingga saat proses pengendapan porositas menjadi lebih rendah.

Dengan mendapatkan peta dari porositas ini, semakin terlihat persebaran dari facies yang mengindikasikan perbedaan lingkungan pengendapan didaerah penelitian ini.

### 5.3 Model Facies dari Atribut Amplitudo

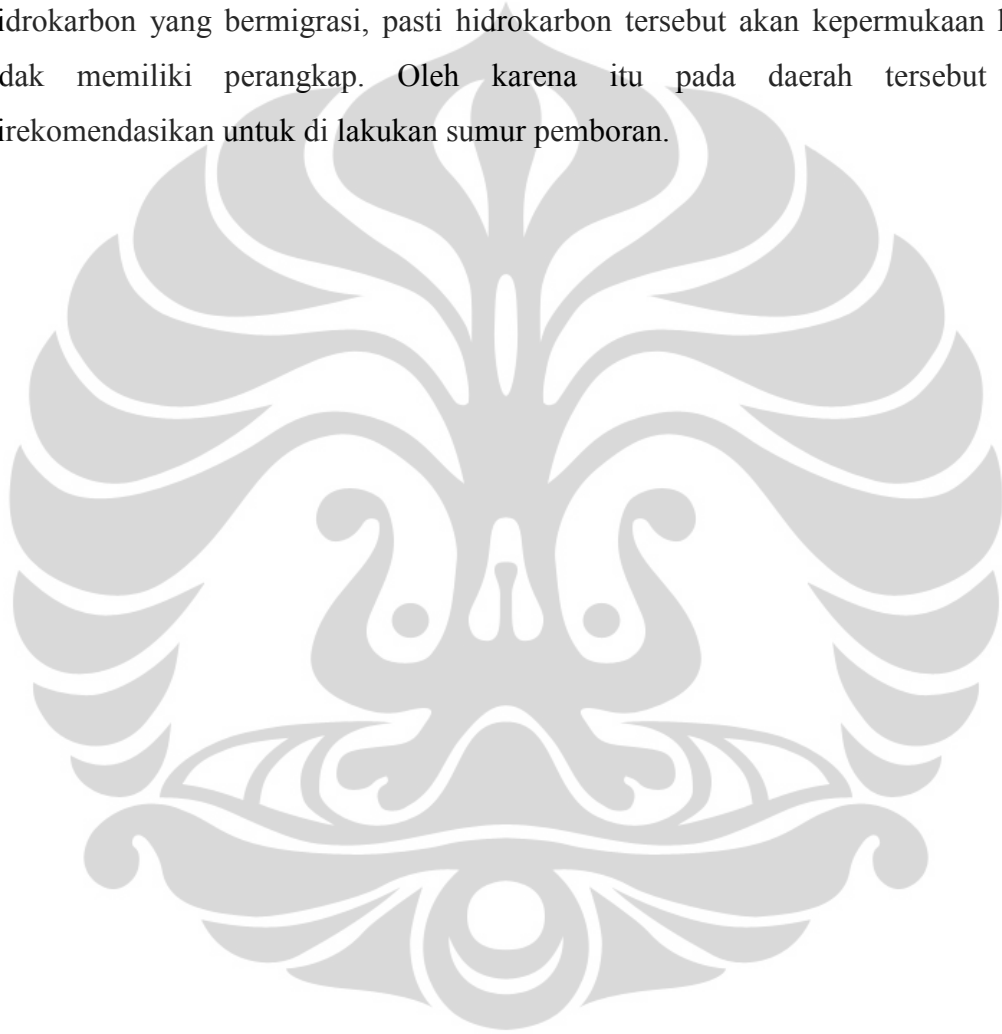
Dari studi geologi regional dan juga data beberapa sumur, terdapat perbedaan facies yang mengindikasikan lingkungan pengendapan. Yaitu pada *body* dari karbonat itu sendiri dan juga lagoon.

Dari peta struktur terlihat adanya sesar normal yang memiliki kemenerusan dari arah tenggara ke arah barat laut. Karena adanya sesar normal tersebut maka terjadi jebakan hidrokarbon berupa antiklin yang ditunjukkan dengan daerah topografi tinggi.



Gambar 5. 8 Model fasies dari formasi Baturaja

Terlihat dari **gambar 5.8** bahwa pada daerah jebakan berupa antiklin memiliki nilai atribut amplitudo yang tinggi. Dengan demikian pada daerah ini merupakan daerah yang berprospek. Sedangkan pada daerah yang dibatasi patahan sebelah timur dari patahan juga memiliki nilai amplitudo rms yang tinggi, akan tetapi jika dilihat dari strukturnya, daerah ini tidak memiliki perangkap hidrokarbon. Jadi meskipun ada hidrokarbon yang bermigrasi, pasti hidrokarbon tersebut akan ke permukaan karena tidak memiliki perangkap. Oleh karena itu pada daerah tersebut tidak direkomendasikan untuk di lakukan sumur pemboran.



## BAB VI

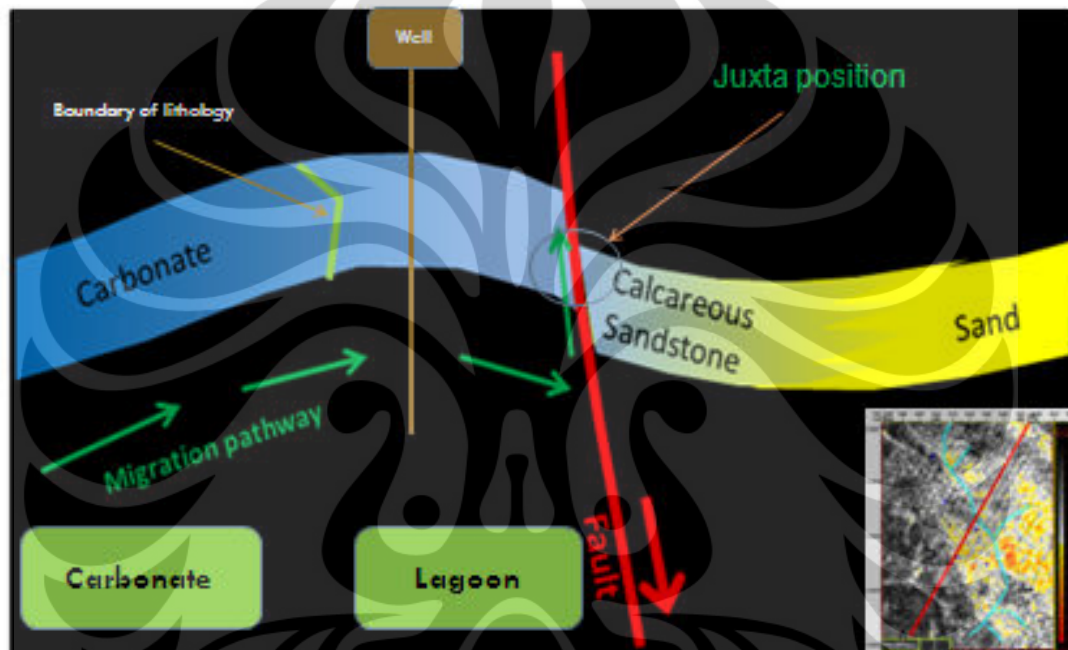
### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 6.1 Kesimpulan

1. Perubahan nilai impedan akustik disebabkan adanya perbedaan besar densitas kedua batuan sehingga mempengaruhi besarnya koefisien refleksi yang membuat respon amplitudo pada seismik tinggi.
2. Ketebalan rata-rata pada formasi Baturaja adalah 30 feet dibawah resolusi seismiknya yaitu 55 feet tapi diatas *limit of detectability* yaitu 27.5 feet. Hal ini sebagai analisa untuk picking horizon dan analisa jendela saat ekstraksi atribut. Picking hanya dilakukan pada *top* reservoir, sedangkan ekstraksi atribut menggunakan *single* horizon.
3. Atribut yang di ekstraksi adalah amplitudo rms, amplitudo maksimum, amplitudo minimum, dan amplitudo palung rata-rata. Keempat atribut tersebut menunjukkan pola yang relatif sama.
4. Sumur 3 dan dua memiliki litologi limestone yang cukup tebal, sedangkan sumur 4 dan 5 memiliki litologi *calcareous sand stone*, yaitu kandungan sand pada formasi tersebut lebih banyak
5. Perbedaan dari nilai amplitudo berasosiasi dengan perbedaan litologi atau facies sehingga dapat dibedakan lingkungan pengendapan di *lagoon* (amplitude tinggi) dengan *body* karbonatnya (amplitude rendah).
6. Jebakan minyak pada daerah penelitian ini adalah berupa sesar normal yang membentuk antiklin. Pada daerah antiklin tersebut memiliki nilai atribut amplitudo rms yang tinggi. Dengan informasi struktur dan stratigrafi dari atribut amplitudo ini, dapat diperkirakan persebaran daerah reservoir yang prospek untuk dilakukan studi dan pengembangan selanjutnya.

## 6.2 Saran

Jika dilihat dari peta struktur, daerah timur dari patahan tidak ada jebakan struktur sehingga tidak direkomendasikan untuk dilakukan sumur pemboran. Kemungkinan daerah yang prospek untuk dilakukan eksplorasi selanjutnya adalah daerah *fore reef*, yaitu sebelah barat, karena daerah tersebut diharapkan ada jebakan stratigrafi.



Gambar 6.1 Model jebakan stratigrafi pada penampang pada inline 272

## DAFTAR ACUAN

- Brown, R.A, 1999, Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Fifth Edition, AAPG Memoir 42.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono,S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono,S., 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoar*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Pertamina BPPKA, *Petroleum Geology Of Indonesia Basin*, Volume X
- Ginger, David., 2005 *The Petroleum System And Future Potensial Of The South Sumatera Basin*. Indonesian Petroluem Association
- Gustriyansyah, 2008, *Analisa Amplitudo Seismik Atribut Untuk Menentukan Penyebaran Batu Pasir BN\_2250 Dan MN\_2420 Di Lapangan Sahnura*, Geofisika, Universitas Indonesia, Depok.