



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMETAAN PENYEBARAN FACIES PADA BATU PASIR
FORMASI TALANG AKAR DAN PADA BATU GAMPING
FORMASI BATURAJA DAERAH X DENGAN MENGGUNAKAN
ATRIBUT SEISMIK**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh
Gelar Sarjana Sains

**A. FICKRY A
0304020019**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA
DEPOK
JUNI 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 : A. FICKRY A

NPM : 0304020019

Tanda Tangan :

Tanggal : 24 Juni 2009

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :

Nama : A. FICKRY A
NPM : 0304020029
Program Studi : Geofisika
Judul Skripsi : PEMETAAN PENYEBARAN FACIES PADA BATU PASIR FORMASI TALANG AKAR DAN PADA BATU GAMPING FORMASI BATURAJA DAERAH X DENGAN MENGGUNAKAN ATRIBUT SEISMIK

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 Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

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

Pembimbing : Ir. Ory Sadjati, MT ()

Penguji : Dr. Syamsu Rosid ()

Penguji : Samsul Hidayat M.Si ()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 24 Juni 2009

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur penulis haturkan kepada Allah SWT atas segala kasih dan sayangNya yang telah dilimpahkan kepada penulis, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul: **“PEMETAAN PENYEBARAN FACIES PADA BATU PASIR FORMASI TALANG AKAR DAN PADA BATU GAMPING FORMASI BATURAJA DAERAH X DENGAN MENGGUNAKAN ATRIBUT SEISMIK”**.

Penulisan skripsi ini bertujuan untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Sains pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Dalam proses penulisan skripsi ini saya banyak dibantu oleh berbagai pihak baik dari segi bimbingan, ilmu, semangat dan doa. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ory Sadjati, M.T, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah memberikan kesempatan untuk melakukan penelitian di PT. Pertamina EP Technology Center.
2. Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing di Departemen Fisika untuk arahan dan diskusinya kepada penulis.
3. Dr. Eng. Yunus Daud, Msc, selaku Ketua Program Peminatan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.
4. Bapak Ir. Ahmad Mulawarman MT, Bapak Nazirman, Bapak Ir. Ari Samodra, MT yang telah membantu memberi masukan selama tugas akhir ini.
5. Untuk Mamah, Papah, kakak dan Intan beserta keluarg. Terima kasih atas segala bimbingan, kesabaran, doa, dan motivasinya selama ini.
6. Lintang Kirana dan keluarga, yang telah membantu serta memberikan semangat, doa dan motivasi kepada penulis selama proses kerja praktik ini.
7. Sahabatku Rianda Anggie Syafitri, trimakasih atas kesetiaan, support, kesabaran dan motivasi kepada penulis.
8. Pak Mardi dan Mba Ratna, trimakasih atas bantuannya selama proses perkuliahan di FISIKA.

9. Mas faisal, Mas Beny, Mas Bambang, Mas Lukman, Mas Cepy (ITB GM'96), Mas Felix (ITB GM'03), Mas Deddy yang telah banyak membantu dan membimbing dalam melakukan Tugas akhir di EPTC Pertamina
10. Teman-teman Fisika angkatan 2004.
11. Serta semua pihak yang telah membantu selama proses kerja praktik ini.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan tugas akhir ini masih memiliki kekurangan dan belum sempurna. Untuk itu penulis menerima kritik dan saran yang membangun demi kebaikan penulis pada masa mendatang. Akhir kata, semoga tugas akhir ini dapat memberikan manfaat bagi penulis pribadi dan pembaca pada umumnya.

Depok, 24 Juni 2009

A. Fickry A

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

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

Nama : A. FICKRY A
NPM : 0304020019
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

demikian 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 :

**PEMETAAN PENYEBARAN FACIES PADA BATU PASIR FORMASI
TALANG AKAR DAN PADA BATU GAMPING FORMASI BATURAJA
DAERAH X DENGAN MENGGUNAKAN ATRIBUT SEISMIK**

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 : 24 Juni 2009

Yang menyatakan

(A. Fickry A)

Nama : A. Fickry A
Program studi : Fisika
Judul skripsi : Pemetaan Penyebaran Facies pada Batu Pasir Formasi Talang Akar dan pada Batu Gamping Formasi Baturaja Daerah X dengan Menggunakan Atribut Seismik

ABSTRAK

Atribut Seismik merupakan karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal. Pemetaan facies dengan menggunakan atribut seismik diperlukan untuk melihat pola penyebaran reservoir secara deskriptif untuk selanjutnya dapat dipakai sebagai salah satu acuan pengembangan daerah prospek. RMS Amplitudo merupakan salah satu atribut yang paling efektif dan sering digunakan pada pemetaan facies. Pada batu pasir formasi Talang Akar, facies dibedakan dengan melihat penyebaran clean sand dan shaly sand, RMS amplitudo daerah clean sand ditunjukkan dengan RMS amplitudo tinggi sedangkan shaly sand ditunjukkan dengan daerah RMS amplitudo rendah. Pada batu gamping formasi baturaja facies dibedakan dengan melihat penyebaran batu gamping *build up* atau *reef* dengan batu gamping *platform*, daerah *build up* ditunjukkan dengan nilai RMS amplitudo rendah dan daerah *platform* ditunjukkan dengan RMS amplitudo tinggi. Pemetaan RMS amplitudo menggunakan software Geoframe didukung oleh pola refleksi, anomali amplitudo yang terlihat dari penampang seismik dan data sumur untuk mengontrol peta RMS amplitudo yang dibuat pada dua horizon, Talang Akar dan Baturaja di daerah X.

Kata Kunci:
Atribut Seismik, RMS Amplitudo, Facies, Geoframe

Name : A. Fickry A
Program study: Fisika
Title of essay : Mapping Facies Sand Distribution on Talang Akar Formation
and Carbonate on Batu Raja Formation at Area X Using
Seismic Attribute

ABSTRACT

Seismic attribute is quantitative and descriptive characterisation of seismic data that is directly displayed in a scale same as the initial data. Facies mapping using seismic attributes is necessary to observe reservoir distribution patterns. Furthermore it is useful for the development of prospect area. The RMS Amplitude is one of many seismic attributes that is the most effective and widely used for facies mapping. In Talang Akar sand Formation, facies is distinguished by the distribution of clean sand and shaly sand. The RMS amplitude of clean sand area is shown by high RMS amplitude area whilst the shaly sand is shown by the low RMS amplitude area. In Baturaja carbonate formation, facies is distinguished by observing the distribution of carbonate build up or reefs with carbonate platform. The build up is shown by low RMS amplitude while platform is shown by high RMS amplitude. RMS amplitude mapping was conducted with Geoframe software supported with reflection pattern, amplitude anomalies with a seismic side view and well data for controlling RMS amplitude was made for two horizons. Talang Akar and Baturaja at area X.

Keyword:

Seismic attributes, RMS amplitude, Facies, Geoframe

DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN 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
DAFTAR LAMPIRAN.....	xiii
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang Penelitian.....	1
1.2. Tujuan Penelitian	2
1.3. Batasan Masalah.....	2
1.4. Waktu dan Tempat Penelitian.....	2
1.5. Metodologi Penelitian.....	3
1.6. Sistematika Penulisan.....	4
BAB II. TINJAUAN UMUM GEOLOGI.....	5
2.1. Geologi Regional.....	5
2.2. Struktur dan Stratigrafi	7
2.3. Formasi Daerah Sumatera Selatan.....	9
BAB III. TEORI DASAR.....	13
3.1. Konsep Seismik Refleksi.....	13
3.2. Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi.....	14
3.3. Wavelet, Polaritas dan Fasa.....	16
3.4. Efek Interferensi dan Resolusi Vertikal Seismik.....	18
3.5. Seismogram Sintetik.....	19
3.6. Survei Checkshot.....	19
3.7. Seismik Atribut.....	20
3.7.1. Atribut Amplitudo.....	22
3.7.2. Atribut Sesaat.....	23
3.8. Tinjauan Umum Well Logging.....	25
3.8.1. Log Sinar Gamma.....	25
3.7.2. Log Densitas.....	26
3.7.3. Log Sonic.....	26
BAB IV. DATA DAN PENOLAHAN DATA.....	28
4.1. Data Penelitian.....	28
4.2. Tahapan Pengerjaan.....	28
4.2.1. Ekstraksi Wavelet, Sintetik Seismogram, Marker.....	29
4.2.2. Well Seismik-Tie.....	30
4.2.3. <i>Picking Horizon</i> dan <i>Fault</i>	31

4.2.4. Pemetaan Bawah Permukaan.....	35
4.2.5. Atribut Seismik.....	37
BAB V. ANALISA DAN INTERPRETASI.....	42
5.1. Analisa Data.....	42
5.2. Interpretasi.....	43
5.2.1. Interpretasi Horison BRF.....	45
5.2.2. Interpretasi Horison TAF.....	50
5.2.3. Interpretasi Data Sumur.....	54
BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN.....	57
5.1. Kesimpulan.....	57
5.2. Saran.....	57
DAFTAR ACUAN.....	58
LAMPIRAN.....	60



DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1. Lokasi Daerah x	3
Gambar 2.1. Sumatera Selatan Basin.....	5
Gambar 2.2. Stratigrafi daerah Sumatra Selatan.....	10
Gambar 2.3. Pengendapan daerah Sumatera Selatan.....	12
Gambar 3.1. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium..	14
Gambar 3.2. Perbandingan antara impedansi dengan koefisien refleksi.....	15
Gambar 3.3. Model impedansi yang membangkitkan koefisien refleksi.....	16
Gambar 3.4. Jenis-jenis <i>wavelet</i>	16
Gambar 3.5. Contoh konvensi polaritas menurut SEG dan standar eropa.....	18
Gambar 3.6. Seismogram Sintetik.....	19
Gambar 3.7. Klasifikasi Atribut Seismik.....	21
Gambar 3.8. Analisis <i>window</i>	22
Gambar 3.9. Perhitungan RMS Amplitudo.....	23
Gambar 3.10. Ilustrasi tras kompleks, tras riil , dan tras imajiner.....	24
Gambar 3.11. Interpretasi kurva log gamma ray pada lapisan batupasir dan serpih.....	26
Gambar 4.1. Diagram Alir Penelitian.....	29
Gambar 4.2. Diagram Alir Well-Seismik Tie.....	30
Gambar 4.3. Sintetik Seismoram.....	31
Gambar 4.4. Picking Sesar.....	33
Gambar 4.5. <i>Picking</i> Horizon.....	34
Gambar 4.6. ASAP (interpolasi <i>picking</i> horizon).....	35
Gambar 4.7. Peta Struktur Waktu Horizon BRF.....	36
Gambar 4.8. Peta Struktur Waktu Horizon TAF.....	36
Gambar 4.9. Peta RMS Amplitude Horizon BRF dengan Window 5x5.....	38
Gambar 4.10. Peta RMS Amplitude Horizon BRF dengan Window 5x40.....	38
Gambar 4.11. Peta RMS Amplitude Horizon BRF dengan Window 5x40 dengan kontur ketinggian.....	39
Gambar 4.12. Peta RMS Amplitude Horizon BRF dengan Window 5x60.....	39
Gambar 4.13. Peta RMS Amplitude Horizon TAF dengan Window 5x5.....	40
Gambar 4.14. Peta RMS Amplitude Horizon TAF dengan Window 5x30.....	40
Gambar 4.15. Peta RMS Amplitude Horizon TAF dengan Window 5x30 dengan kontur ketinggian.....	41
Gambar 4.16. Peta RMS Amplitude Horizon TAF dengan Window 5x60.....	41
Gambar 5.1. Pola pembentukan amplitudo tras seismik.....	44
Gambar 5.2. Peta penyebaran batu gamping dengan RMS amplitudo 5x40 pada <i>basemap</i>	47
Gambar 5.3. Pola refleksi batu gamping (a) mounded, (b) parallel dan subparallel.....	44
Gambar 5.4. Pola refleksi pada horison BRF.....	48
Gambar 5.5. Pola refleksi pada horison BRF.....	49
Gambar 5.6. Peta penyebaran batu gamping dengan RMS amplitudo 5x40 pada <i>basemap</i>	49
Gambar 5.7. Anomali amplitudo horison TAF.....	52

4.2.4. Pemetaan Bawah Permukaan.....	35
4.2.5. Atribut Seismik.....	37
BAB V. ANALISA DAN INTERPRETASI.....	42
5.1. Analisa Data.....	42
5.2. Interpretasi.....	43
5.2.1. Interpretasi Horison BRF.....	45
5.2.2. Interpretasi Horison TAF.....	50
5.2.3. Interpretasi Data Sumur.....	54
BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN.....	57
5.1. Kesimpulan.....	57
5.2. Saran.....	57
DAFTAR ACUAN.....	58
LAMPIRAN.....	60



DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1. Lokasi Daerah x	3
Gambar 2.1. Sumatera Selatan Basin.....	5
Gambar 2.2. Stratigrafi daerah Sumatra Selatan.....	10
Gambar 2.3. Pengendapan daerah Sumatera Selatan.....	12
Gambar 3.1. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium..	14
Gambar 3.2. Perbandingan antara impedansi dengan koefisien refleksi.....	15
Gambar 3.3. Model impedansi yang membangkitkan koefisien refleksi.....	16
Gambar 3.4. Jenis-jenis <i>wavelet</i>	16
Gambar 3.5. Contoh konvensi polaritas menurut SEG dan standar eropa.....	18
Gambar 3.6. Seismogram Sintetik.....	19
Gambar 3.7. Klasifikasi Atribut Seismik.....	21
Gambar 3.8. Analisis <i>window</i>	22
Gambar 3.9. Perhitungan RMS Amplitudo.....	23
Gambar 3.10. Ilustrasi tras kompleks, tras riil , dan tras imajiner.....	24
Gambar 3.11. Interpretasi kurva log gamma ray pada lapisan batupasir dan serpih.....	26
Gambar 4.1. Diagram Alir Penelitian.....	29
Gambar 4.2. Diagram Alir Well-Seismik Tie.....	30
Gambar 4.3. Sintetik Seismoram.....	31
Gambar 4.4. Picking Sesar.....	33
Gambar 4.5. <i>Picking</i> Horizon.....	34
Gambar 4.6. ASAP (interpolasi <i>picking</i> horizon).....	35
Gambar 4.7. Peta Struktur Waktu Horizon BRF.....	36
Gambar 4.8. Peta Struktur Waktu Horizon TAF.....	36
Gambar 4.9. Peta RMS Amplitude Horizon BRF dengan Window 5x5.....	38
Gambar 4.10. Peta RMS Amplitude Horizon BRF dengan Window 5x40.....	38
Gambar 4.11. Peta RMS Amplitude Horizon BRF dengan Window 5x40 dengan kontur ketinggian.....	39
Gambar 4.12. Peta RMS Amplitude Horizon BRF dengan Window 5x60.....	39
Gambar 4.13. Peta RMS Amplitude Horizon TAF dengan Window 5x5.....	40
Gambar 4.14. Peta RMS Amplitude Horizon TAF dengan Window 5x30.....	40
Gambar 4.15. Peta RMS Amplitude Horizon TAF dengan Window 5x30 dengan kontur ketinggian.....	41
Gambar 4.16. Peta RMS Amplitude Horizon TAF dengan Window 5x60.....	41
Gambar 5.1. Pola pembentukan amplitudo tras seismik.....	44
Gambar 5.2. Peta penyebaran batu gamping dengan RMS amplitudo 5x40 pada <i>basemap</i>	47
Gambar 5.3. Pola refleksi batu gamping (a) mounded, (b) parallel dan subparallel.....	44
Gambar 5.4. Pola refleksi pada horison BRF.....	48
Gambar 5.5. Pola refleksi pada horison BRF.....	49
Gambar 5.6. Peta penyebaran batu gamping dengan RMS amplitudo 5x40 pada <i>basemap</i>	49
Gambar 5.7. Anomali amplitudo horison TAF.....	52

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Jumlah dan kebutuhan manusia yang semakin meningkat membuat kebutuhan akan energi kian melonjak. Hidrokarbon belum tergantikan posisinya sebagai sumber energi utama bagi kehidupan, sehingga menuntut harus dilakukannya produksi secara berkesinambungan walaupun sumber daya ini termasuk sumber daya alam yang tak dapat diperbaharui, karena itu dibutuhkan cara untuk memaksimalkan penemuan dan produksi cadangan hidrokarbon.

Dalam usaha memaksimalkan penemuan dan produksi hidrokarbon maka perlu dilakukan pemetaan keadaan bawah permukaan untuk menentukan keadaan geologi yang tidak lepas dari teknis interpretasi struktur dan stratigrafi yang tepat. Salah satu metode seismik yang digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir adalah analisa atribut, yang menggunakan seluruh informasi yang dimiliki oleh data seismik, baik secara pengukuran langsung maupun dengan perhitungan, Analisa atribut dapat ditampilkan baik secara lateral maupun vertikal untuk memudahkan interpretasi data seismik, penyebaran facies, akumulasi hidrokarbon, estimasi atenuasi gelombang, dan memperjelas pola struktur. Sehingga akan didapatkan informasi yang cukup akurat untuk melakukan tindakan-tindakan terhadap reservoir tersebut, seperti penentuan lokasi sumur baru dan pengembangan sumur yang telah ada.

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu wilayah penghasil hidrokarbon di Indonesia. Daerah X adalah salah satu wilayah yang terletak di Cekungan Sumatera Selatan yang juga berpotensi sebagai penghasil hidrokarbon karena kelengkapan *petroleum systemnya* yaitu adanya *source rock*, *reservoir rock*, seal, timing dan trap yang potensial. Hal ini karena adanya struktural dan stratigrafi yang berkembang di cekungan ini.

Daerah X membutuhkan evaluasi struktur geologi dan stratigrafi yang lebih detail dalam upaya pengembangannya. Salah satunya identifikasi Formasi Baturaja dan Formasi Talang Akar dengan menggunakan atribut seismik berupa RMS

Amplitudo dan frekuensi sesaat yang dapat digunakan untuk memetakan facies pada kedua horison (Baturaja dan Talang Akar). Hasil pemetaan facies dengan menggunakan atribut seismik ini diharapkan dapat digunakan sebagai salah satu dasar pengembangan lapangan hidrokarbon daerah X.

1.2 Tujuan Penelitian

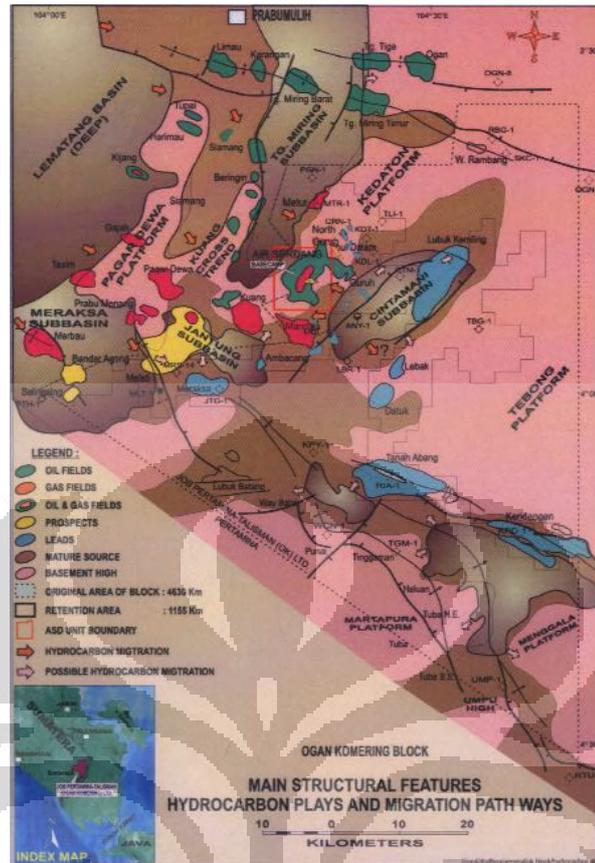
1. Mempelajari dan memahami prinsip dasar atribut seismik.
2. Mengetahui distribusi batu pasir dan batu gamping berdasarkan analisa atribut seismik.

1.3 Batasan Masalah

1. Penelitian ini menggunakan analisa atribut RMS Amplitudo
2. Penelitian di daerah x dibatasi pada horison BRF dan TAF
3. Menggunakan data *poststack* yang telah melalui tahapan-tahapan processing.
4. Menggunakan data log densitas, *sonic*, dan *Gamma ray*. Didukung dengan data *checkshot* yang dijadikan dasar sebagai konversi waktu kedalaman.

1.4 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama \pm 2 bulan mulai tanggal 23 february 2009 – 28 April 2009 di Kelompok Geofisika, EPTC (Exploration Production Technology Center), Pertamina Dit. Hulu, Jakarta. Lokasi penelitian adalah daerah X, blok Ogan, Sumatera Selatan.



Gambar 1.1 Lokasi Daerah x

1.5 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian adalah sebagai berikut :

1. Penentuan masalah dan tujuan.
2. Studi literatur tentang metode yang akan digunakan serta geologi regional dan lokal dari daerah penelitian.
3. Pengumpulan data dan Pengolahan data. Pengolahan data termasuk pemetaan dengan analisa amplitudo atribut dimana sebelumnya dilakukan *well seismic tie* untuk menjadi panduan untuk menentukan horison.

Dalam pengolahan data digunakan beberapa software sebagai berikut:

- a. Linux Rad Hat sebagai operating system
- b. Geoframe 4.4 Schlumberger sebagai software interpretasi
- c. Aplikasi IESX, untuk interpretasi data seismic, membuat peta struktur waktu, menampilkan peta attribute amplitude, sintetik seismogram.
- d. Aplikasi Attribute toolkit, untuk ekstraksi atribut seismik.

- e. Aplikasi Geoviz, untuk menampilkan visualisasi 3D.
4. Analisa dan interpretasi hasil pengolahan data.
5. Penarikan kesimpulan hasil pengolahan data dan saran.

1.6 Sistematika Penulisan

Dalam penyelesaian penulisan penelitian ini menggunakan sistematika penulisan sebagai berikut: Bab I merupakan bab pendahuluan yang menjabarkan tentang latar belakang penyusunan tugas akhir ini, tujuan penelitian, pembatasan masalah, metodologi penelitian, dan sistematika penulisan karya tulis. Kemudian bab II berisikan geologi regional, struktur dan stratigrafi daerah penelitian. Bab III berisi tinjauan pustaka, yaitu pengolahan data seismik secara umum, prinsip dasar penjalaran gelombang, konsep pembentukan amplitudo, pengertian atribut, konsep dasar atribut, perhitungan atribut RMS Amplitudo, interpretasi data seismik, prinsip dasar data log. Pada bab IV akan dijabarkan alur interpretasi data seismik dari membuat sintetik seismogram, picking fault dan horison, hingga menghasilkan peta struktur waktu di kedua horison (TAF dan BRF), kemudian diekstrak atribut RMS Amplitudo pada kedua horison pada analisa window tertentu. Hasil peta atribut tersebut dianalisa pola penyebaran faciesnya di kedua horison pada bab V. Dan dengan pola refleksi dan data sumur yang ada, facies di kedua horison tersebut diinterpretasi dan dianalisa. Pada bab yang terakhir, yaitu bab VI menjabarkan kesimpulan yang dihasilkan pada penelitian ini serta saran yang perlu dipertimbangkan untuk penelitian selanjutnya.

BAB II TINJAUAN UMUM GEOLOGI

2.1 Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur (*back arc basin*), terbentang di dataran Sumatera Selatan dengan arah baratlaut-tenggara, terletak di koordinat $4^{\circ}\text{LS}-1^{\circ} 30'$ dan $102^{\circ} 18' 27'' \text{BT} - 104^{\circ} 18' 27'' \text{BT}$, yang dibatasi daratan Sunda disebelah timur laut, tinggian Lampung di sebelah tenggara, lajur barisan Pegunungan Duabelas di sebelah barat daya, dan Pegunungan Tigapuluh di sebelah barat laut.



Gambar 2.1 Sumatera Selatan Basin (Adiwidjaja, 1973)

Geologi Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi dua sub-cekungan, yaitu sub-cekungan Jambi di sebelah barat laut dan sub-cekungan Palembang di sebelah tenggara. Di dalam daerah cekungan terdapat daerah peninggian batuan dasar para tersier dan berbagai depresi. Perbedaan relief dalam batuan dasar ini diperkirakan karena pematahan dasar dalam bongkah-bongkah. Hal ini sangat ditentukan oleh adanya Depresi Lematang di Cekungan Palembang, yang jelas dibatasi oleh jalur patahan dari Pendopo- Antiklinorium dan Patahan Lahat di sebelah barat laut dari Paparan Lahat. Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Sumatera Tengah merupakan satu cekungan besar yang dipisahkan oleh Pegunungan Tigapuluh. Cekungan ini terbentuk akibat adanya pergerakan ulang sesar bongkah pada batuan Pra Tersier serta diikuti oleh kegiatan vulkanik. Daerah cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi depresi Jambi di utara, Sub Cekungan Palembang Tengah dan Sub Cekungan Palembang Selatan atau Depresi Lematang, masing-masing dipisahkan oleh tinggian batuan dasar (*basement*). Di daerah Sumatera Selatan terdapat 3 (tiga) antiklinorium utama, dari selatan ke utara: Antiklinorium Muara Enim, Antiklinorium Pendopo Benakat dan Antiklinorium Palembang.

Struktur geologi yang berkembang akibat gaya tegasan yang bekerja dengan arah barat-daya – timur laut membentuk lipatan dan sesar. Struktur lipatan membentuk antiklinorium Pendopo-Benakat. Jurus umum masing-masing antiklin dan sinklin berarah baratlaut – tenggara yang sesuai dengan arah memanjang pulau Sumatera.

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda (sebagai bagian dari lempeng kontinen Asia) dan lempeng Samudera India. Daerah cekungan ini meliputi daerah seluas 330 x 510 km², dimana sebelah barat daya dibatasi oleh singkapan Pra-Tersier Bukit Barisan, di sebelah timur oleh Paparan Sunda (Sunda Shield), sebelah barat dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh dan ke arah tenggara dibatasi oleh Tinggian Lampung (Blake op. cit Hidayat Ardiansya 2008).

Diperkirakan telah terjadi 3 episode orogenesis yang membentuk kerangka struktur daerah Cekungan Sumatera Selatan yaitu orogenesis Mesozoik Tengah,

tektonik Kapur Akhir – Tersier Awal dan Orogenesa Plio – Plistosen (De Coster, 1974).

2.2 Struktur dan Stratigrafi

Daerah Sumatera Selatan memiliki empat arah utama geologi struktur, yaitu geologi struktur berarah timurlaut-baratdaya (TL-BD), utara-selatan (U-S), dan baratlaut-tenggara (BL-TG), dan barat baratlaut-timur-tenggara (BBL-TTG). Dikarenakan hasil interaksi empat arah struktur ini cekungan Sumatera Selatan lebih kompleks dibandingkan Cekungan Sumatera Tengah dan Utara, sedangkan di dua cekungan lainnya perkembangan dan evolusinya hanya dikendalikan oleh dua arah utama saja yakni arah utara-selatan(U-S) dan baratlaut-tenggara(BL-TG).

Secara regional daerah penyelidikan termasuk dalam Cekungan Sumatera Selatan, stratigrafi cekungan tersebut disusun oleh batuan sedimen yang terdiri Dari Formasi Lahat, Talang Akar, Baturaja, Gumai, Air Benakat, Muara Enim, Kasai dan Aluvial. Batuan sedimen tersebut telah mengalami gangguan tektonik sehingga terangkat membentuk lipatan dan pensesaran. Proses erosi menyebabkan batuan terkikis kemudian membentuk morfologi yang tampak sekarang.

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dimulai oleh batuan alas Pra-Tersier yang terdiri atas batuan granit, batuan metasedimen, dan batuan malihan derajat rendah. Secara tidak selaras di atasnya diendapkan batuan gunungapi Formasi Lahat yang berumur Eosen - Oligosen. Runtunan genang laut (fluviatil sampai laut dalam) berumur Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah menindih secara tidak selaras di atas Formasi Lahat yang terdiri atas Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. Mulai Miosen Tengah hingga Plistosen terbentuk runtunan susut laut (laut dangkal sampai fluviatil), yaitu Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai.

Formasi Talang Akar merupakan transgresi yang sebenarnya dan dipisahkan dari Formasi Lahat oleh suatu ketidakselarasan yang mewakili pengangkatan regional dalam Oligosen Awal dan Oligosen Tengah. Sebagian dari formasi ini adalah fluviatil sampai delta dan marin dangkal. Formasi Baturaja terdiri dari

batugamping terumbu yang tersebar disana sini. Formasi Gumai yang terletak diatasnya mempunyai penyebaran yang luas, pada umumnya terdiri dari serpih marin dalam.

Formasi Air Benakat merupakan permulaan endapan regresi dan terdiri dari lapisan pasir pantai. Formasi Muara Enim merupakan endapan rawa sebagai fase ahir regresi, dan terjadi endapan batubara yang penting. Formasi Kasai diendapkan pada fase akhir regresi terdiri dari batulempung tufaan, batupasir tufaan.

Episode pertama, endapan – endapan Paleozoik dan Mesozoik termetamorfosa, terlipat dan terpatahkan menjadi bongkah struktur dan diintrusi oleh batolit granit serta telah membentuk pola dasar struktur cekungan. Fase ini membentuk sesar berarah barat laut – tenggara yang berupa sesar – sesar geser (Pulunggono, 1992).

Episode kedua pada Kapur Akhir berupa fase ekstensi menghasilkan gerak – gerak tensional yang membentuk *graben* dan *horst* dengan arah umum utara – selatan. Dikombinasikan dengan hasil orogenesis Mesozoik dan hasil pelapukan batuan – batuan Pra – Tersier, gerak gerak tensional ini membentuk struktur tua yang mengontrol pembentukan Formasi Pra – Talang Akar.

Episode ketiga berupa fase kompresi pada Plio – Plistosen yang menyebabkan pola pengendapan berubah menjadi regresi dan berperan dalam pembentukan struktur perlipatan dan sesar sehingga membentuk konfigurasi geologi sekarang. Pada periode tektonik ini juga terjadi pengangkatan Pegunungan Bukit Barisan yang menghasilkan sesar mendatar Semangko yang berkembang sepanjang Pegunungan Bukit Barisan. Pergerakan horisontal yang terjadi mulai Plistosen Awal sampai sekarang mempengaruhi kondisi Cekungan Sumatera Selatan dan Tengah sehingga sesar – sesar yang baru terbentuk di daerah ini mempunyai perkembangan hampir sejajar dengan sesar Semangko. Akibat pergerakan horisontal ini, orogenesis yang terjadi pada Plio – Plistosen menghasilkan lipatan yang berarah barat laut – tenggara tetapi sesar yang terbentuk berarah timur laut – barat daya dan barat laut – tenggara. Jenis sesar yang terdapat pada cekungan ini adalah sesar naik, sesar mendatar dan sesar normal.

Kenampakan struktur yang dominan adalah struktur yang berarah barat laut – tenggara sebagai hasil orogenesis Plio – Plistosen. Dengan demikian pola struktur yang terjadi dapat dibedakan atas pola tua yang berarah utara – selatan dan barat laut – tenggara serta pola muda yang berarah barat laut – tenggara yang sejajar dengan Pulau Sumatera .

2.2.1 Formasi Daerah Sumatera Selatan

Formasi Lahat merupakan batuan alas yang berupa lava andesit berwarna abu-abu, berasal dari hasil kegiatan gunungapi, diendapkan di lingkungan darat.

Formasi Talang Akar berupa batulempung dan batupasir. Lapisan batupasir lebih berkembang di bagian bawah, sedangkan di bagian atas terutama didominasi oleh batulempung. Batulempung biasanya berwarna abu-abu sampai abu-abu tua, kadang-kadang lanauan serta mengandung fosil moluska, kepingan koral, sisa tumbuhan, dan keratan batubara. Batupasir pada umumnya berwarna abu-abu, berbutir halus hingga kasar, mengandung moluska, serpihan batubara, dan damar. Formasi ini mempunyai ketebalan sekitar 75 m, ditindih selaras oleh Formasi Baturaja, dan diendapkan di lingkungan darat hingga laut dangkal, yaitu di laguna. Secara umum Formasi Talang Akar dibagi menjadi dua bagian. Pada bagian bawah dinamakan GRM (*Grit Sand Member*) terdiri dari batupasir kasar dengan sisipan serpih dan batubara. Sedangkan bagian atas dikenal dengan nama TRM (*Transition Member*) yang terdiri atas serpih dan batupasir dengan sisipan batubara, kaya akan kandungan pirit, glaukonit dan foraminifera.

Formasi Baturaja terdiri atas batugamping dengan sisipan napal dan batulempung. Batugamping tampak berwarna abu-abu terang hingga putih keabu-abuan keras, mengandung fosil, kristalin dan terdiri atas batugamping pejal dan batugamping berlapis. Formasi ini berketebalan mencapai 85 m dan ditindih selaras oleh Formasi Gumai. Lingkungan pengendapan batuan berhubungan dengan laut yang sesuai bagi pertumbuhan dan perkembangan terumbu, yaitu laut dangkal dengan kondisi air yang jernih dan hangat (Walker op. cit Hidayat Ardiansyah 2008). Secara umum satuan batugamping Formasi Baturaja menjadi tiga bagian yang berbeda yaitu batu gamping paparan pejal, batugamping

terumbu/bioklastik berpori-pori dan napal/serpih. Berdasarkan atas analisis foraminifera bentonik dari beberapa data cutting dijumpai fosil-fosil *Pseudorotalia*, *Ammonia*, *Haplophragmoides*, *Lenticulina* yang menunjukkan lingkungan pengendapan neritik dalam (Siwindono dan Azam op. cit Hidayat Ardiansyah 2008).



Gambar 2.2 Stratigrafi daerah Sumatra Selatan (Pertamina, 2009)

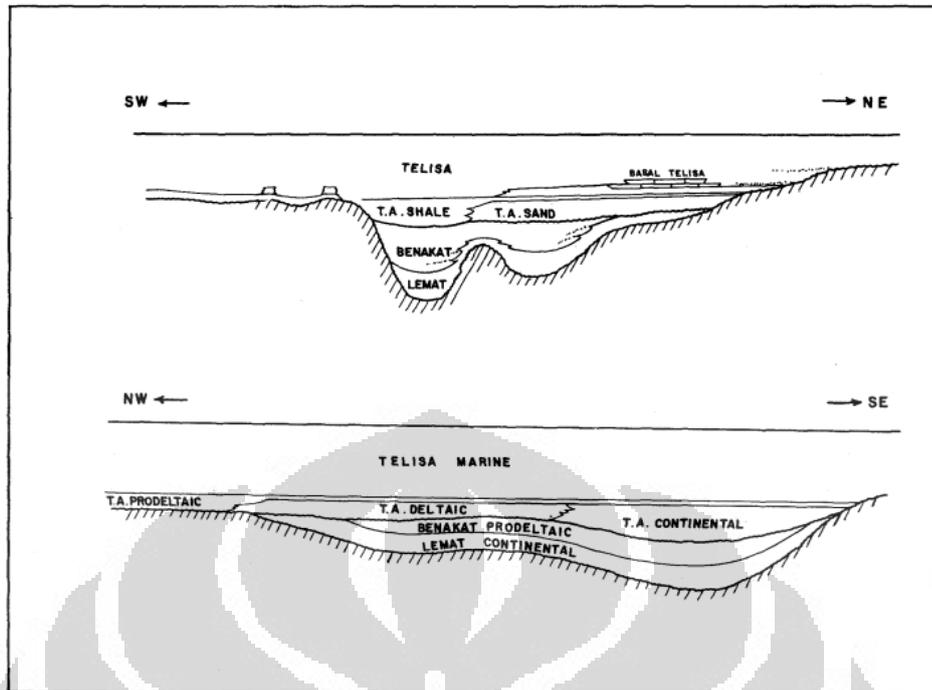
Formasi Gumai terdiri atas batupasir dan batulempung yang membentuk peralapisan selang-seling dengan ketebalan berkisar antara 20-80 cm, namun di beberapa tempat dijumpai selang (interval) batulempung berketebalan 3-10 m. Batupasir berwarna abu-abu kehijauan, mengandung glaukonit dan kadang-

kadang kepingan batubara. Struktur perarian silang-siur kurang berkembang dalam lapisan batupasir ini, sebaliknya struktur perarian sejajar berkembang sangat baik. Batulempung berwarna abu-abu muda hingga kehijauan dan kaya foraminifera plankton. Formasi ini diendapkan di lingkungan laut terbuka.

Formasi Air Benakat terdiri atas batupasir, batulempung, batulanau, dan perselingan antara batupasir dan batulempung atau batulanau. Secara umum kehadiran batulempung dan batulanau lebih dominan di bagian bawah dan atas, sedangkan kehadiran batupasir lebih dominan di bagian tengah. Formasi ini berketebalan mencapai 330 m, diendapkan di lingkungan laut dangkal yang dicirikan oleh kehadiran moluska yang melimpah.

Formasi Muara Enim terdiri atas batulempung dengan sisipan batupasir dan batubara. Batulempung pada umumnya berwarna abu-abu sampai abu-abu kehitaman, banyak yang bersifat lanauan, dan sering dijumpai sisa tumbuhan. Lapisan batupasir kebanyakan berwarna abu-abu, berbutir sedang hingga kasar dengan sejumlah butiran berukuran kerikil dan kerakal. Lapisan batubara dengan ketebalan hampir 2 m dijumpai sebagai sisipan di dalam batulempung. Lapisan batubara ini berwarna coklat kehitaman, berkilap kusam, dan bersifat getas dengan pecahan-pecahan yang kasar. Di bagian atas, baik lapisan batupasir maupun batulempung bersifat tufaan. Formasi Muara Enim berketebalan 120 m dan merupakan endapan fluviatil yang dapat dibedakan menjadi endapan alur dan endapan limpah banjir.

Formasi Kasai terdiri tuf berbatuapung, konglomerat, dan batupasir tufaan di bagian bawah, sedangkan di bagian atas terutama terdiri atas batulanau tufaan. Formasi Kasai berketebalan 140 meter, diendapkan di lingkungan darat yang dipengaruhi oleh kegiatan gunungapi, dan ditindih tak selaras oleh endapan sungai Kuarter yang terdiri atas kerakal dan pasir kurang padu.



Gambar 2.3 Pengendapan daerah Sumatera Selatan (Adiwidjaja, 1973)

BAB III TEORI DASAR

3.1 Konsep Seismik Refleksi

Gelombang seismik merupakan gelombang elastis yang merambat di bawah permukaan bumi. Secara matematis gelombang seismik dapat digambarkan sebagai sinyal analitik dengan komponen riil dan imajiner. Dari komponen tersebut hanya bagian riil yang terdeteksi dan nampak pada penampang seismik.

Tras seismik dapat diterima di permukaan melalui proses pengiriman sinyal dalam bentuk gelombang ke dalam bumi, kemudian akan terpantulkan oleh batas antara dua lapisan, dan selanjutnya sinyal pantulan direkam oleh *receiver*. Data yang dimanfaatkan dari gelombang pantul ini ialah waktu tempuh, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan, amplitudo, frekuensi dan fasa gelombang. Gelombang seismik merambat melalui batuan sebagai gelombang elastik, yang mengubah energi menjadi gerakan partikel batuan. Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, muka gelombang akan terbagi. Sebagian akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat dibawah permukaan bumi.

Sebagian energi gelombang akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan diteruskan sebagai gelombang P dan gelombang S. Gambar 3.2 memperlihatkan peristiwa gelombang refleksi dan refraksi. Lintasan gelombang tersebut mengikuti Hukum Snellius

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P_1}} = \frac{\sin \theta_1'}{V_{P_1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P_2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{S_1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{S_2}} = p \quad (3.1)$$

dengan

θ_1 = Sudut datang gelombang P

θ_1' = Sudut pantul gelombang P

θ_2 = Sudut bias gelombang P

ϕ_1 = Sudut pantul gelombang S

ϕ_2 = Sudut bias gelombang S

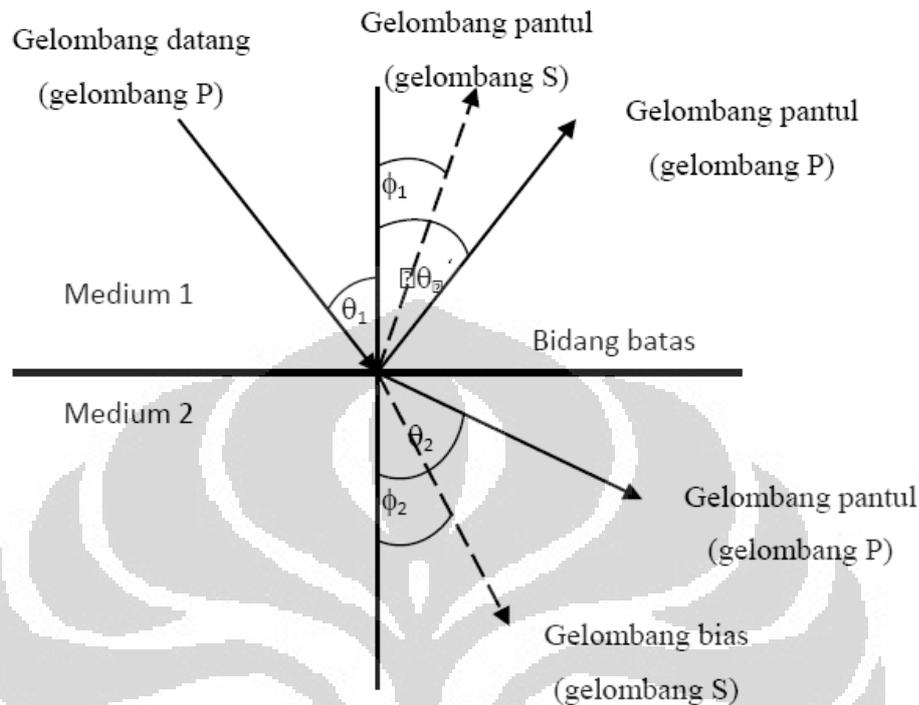
p = Parameter gelombang

V_{P_1} = Kecepatan gelombang P pada medium pertama

V_{P_2} = Kecepatan gelombang P pada medium kedua

V_{S1} = Kecepatan gelombang S pada medium pertama

V_{S2} = Kecepatan gelombang S pada medium kedua



Gambar 3.1 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium

3.2 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah impedansi akustik (IA) Impedansi akustik merupakan impedansi batuan ketika terkena gelombang pada arah normal. Secara sederhana, impedansi akustik dapat diartikan sebagai kekerasan batuan, semakin besar impedansi akustik sebuah batuan maka tingkat kekerasannya semakin besar. Yang merupakan hasil perkalian antara densitas media rambat dan kecepatan media rambat, dinyatakan dalam persamaan (3.2)

$$IA = \rho \cdot V \quad (3.2)$$

dimana,

ρ = densitas batuan

V = kecepatan gelombang P

Nilai IA dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras IA. Dalam mengontrol harga IA,

kecepatan mempunyai arti penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Sukmono, (1999) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras ("hard rock") dan sukar dimampatkan, seperti batu gamping mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah. Beberapa faktor yang mempengaruhi nilai impedansi akustik di batuan diantaranya : porositas batuan, kandungan fluida batuan, densitas dan litologi.

Koefisien refleksi merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat, dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

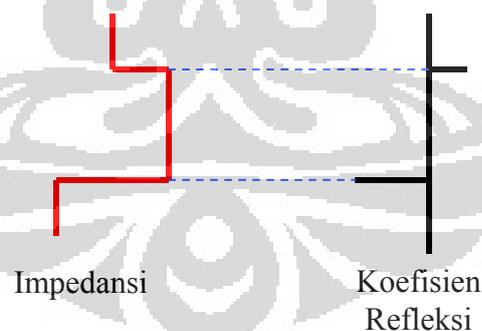
$$R = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (3.3)$$

dimana,

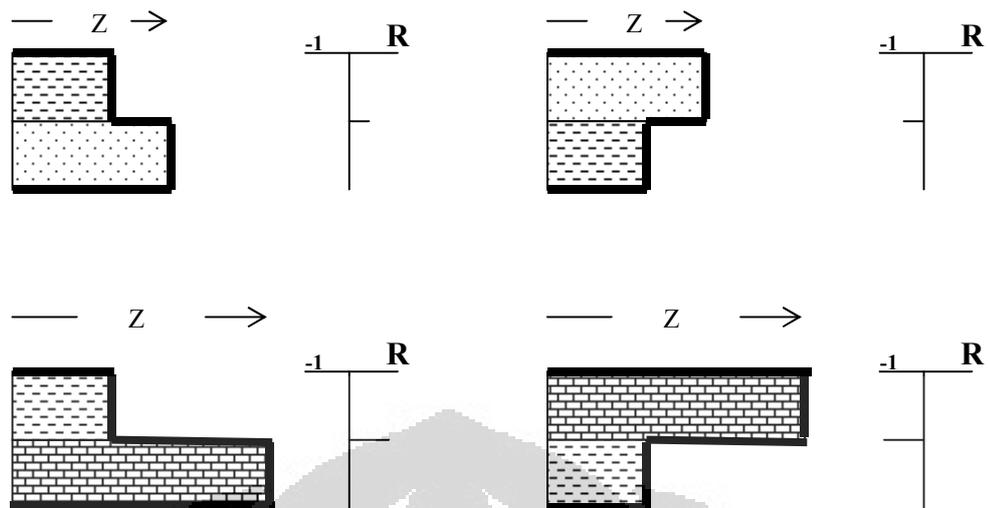
R = Koefisien refleksi

Z_i = Impedansi akustik lapisan atas

Z_{i+1} = Impedansi akustik lapisan bawah



Gambar 3.2 Perbandingan antara impedansi dengan koefisien refleksi.

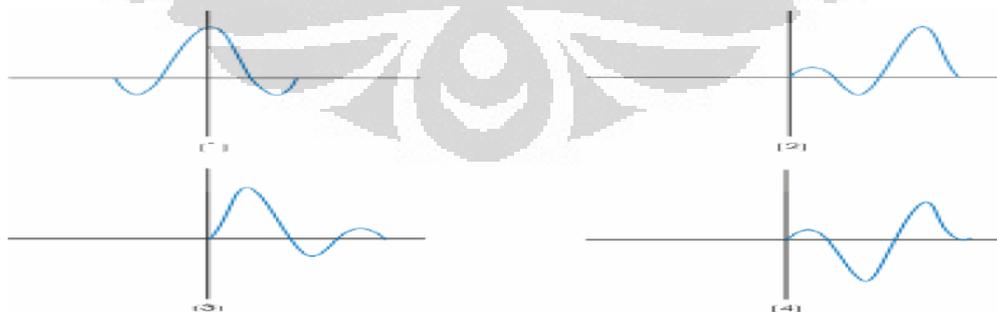


Gambar 3.3 Model impedansi yang membangkitkan koefisien refleksi.

Persamaan menunjukkan bahwa koefisien refleksi dapat berharga positif maupun negatif, tergantung pada besarnya impedansi akustik kedua medium yang bersangkutan dan nilai absolutnya tidak lebih dari 1.

3.3 Wavelet, Polaritas dan Fasa

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



Gambar 3.4 Jenis-jenis wavelet 1) Zero Phase Wavelet, 2)Maximum Phase Wavelet, 3)Minimum Phase Wavelet, 4) Mixed Phase Wavelet (Sukmono,1999)

Polaritas merupakan suatu konvensi rekaman dan penampang dari data seismik. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

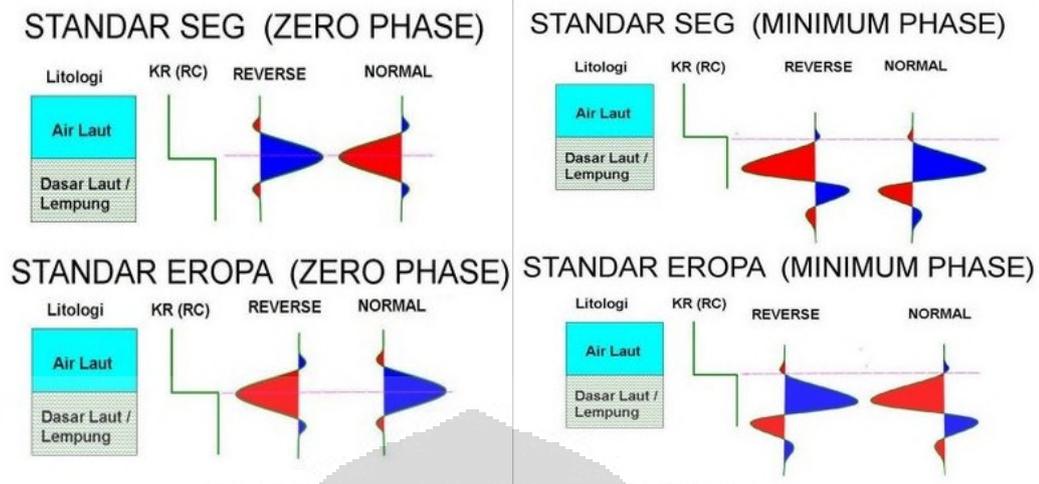
1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofoni di air atau pergerakan awal ke atas pada geofon di darat.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada tape, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Menggunakan konvensi ini, dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG kita akan mengharapkan :

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika $IA_2 > IA_1$
2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika $IA_2 < IA_1$

Secara sederhana, pulsa seismik yang ditampilkan dalam sebuah penampang seismik dapat dikelompokkan menjadi dua tipe, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pulsa fasa minimum memiliki energi yang terkonsentrasi di awal, seperti umumnya banyak sinyal seismik. Bagaimanapun, analisis detail tipe pulsa minimum memiliki banyak variasi yang berbeda. Puncak atau palung pertama tidak harus memiliki amplitudo terbesar, dan *processing* biasanya menghasilkan setengah *cycle* pertama memiliki amplitudo yang sebanding, diikuti dengan *tail* yang sangat teratenuasi (menurun). Pulsa fasa nol, produk dari *processing wavelet* dan data vibroseis darat, telah menjadi sangat umum belakangan ini. Pulsa fasa nol terdiri dari puncak utama dan dua *side lobes* dengan tanda berlawanan dan amplitudo yang lebih rendah. Disini batas terletak pada pusat puncak dan tidak pada onset seperti pada pulsa fasa minimum. Meskipun pulsa fasa nol hanya bersifat teoritis, tipe pulsa ini memiliki kelebihan sebagai berikut :

- Untuk spektrum amplitudo yang sama, sinyal fasa nol akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar dari fasa minimum, sehingga *signal/noise ratio* akan lebih besar.
- Amplitudo maksimum sinyal fasa nol pada umumnya selalu berimpit dengan *spike* refleksi, sedangkan pada kasus fasa minimum, amplitudo maksimum tersebut terjadi setelah *spike* refleksi tersebut.



Gambar 3.5 Contoh konvensi polaritas menurut SEG dan standar eropa (Badley, 1985)

3.4 Efek Interferensi dan Resolusi Vertikal Seismik

Refleksi gelombang seismik akan timbul setiap terjadi perubahan harga IA , meskipun begitu apakah perubahan harga IA tersebut cukup signifikan untuk dapat menghasilkan refleksi akan tergantung pada sensitivitas alat perekam dan pemrosesan datanya. Salah satu masalah utama metode seismik refleksi adalah timbulnya interferensi respon seismik dari batas IA yang sangat rapat. Interferensi bisa bersifat negatif atau positif dan peran panjang gelombang seismik sangat penting dalam hal ini. Idealnya gelombang akan dalam bentuk *spike* dan akan menghasilkan refleksi *spike* juga, tapi dalam prakteknya gelombang input akan terdiri atas satu atau dua puncak (*peak*) dan satu atau dua lembah (*trough*) yang berdurasi sekitar 20-100 ms. Kenyataan bahwa *wavelet* sering terdiri dari beberapa siklus gelombang, hal ini menunjukkan bahwa sebuah reflektor tunggal dapat menghasilkan sebuah refleksi yang terdiri atas refleksi primer yang diikuti satu atau lebih *half-cycles*.

Resolusi adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Range frekuensi dari seismik hanya antara 10-70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik. Nilai dari resolusi vertikal adalah

$$rv = \frac{\text{kecepatan}}{4 \cdot \text{frekuensi}} \quad (3.4)$$

Dapat dilihat dari persamaan di atas bahwa hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas $\frac{1}{4} \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning (*tuning thickness*). Dengan bertambahnya kedalaman, kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan tuning bertambah besar. Panjang gelombang λ dapat ditulis dengan persamaan (3.6)

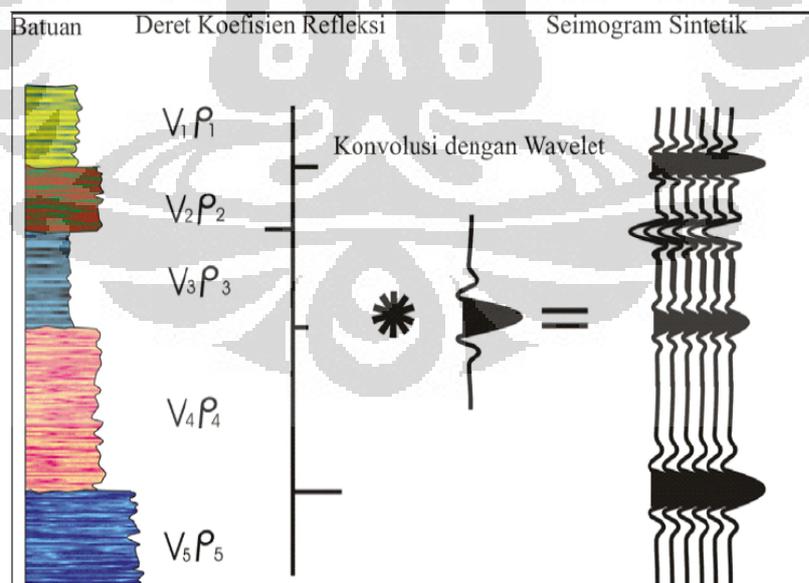
$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (3.5)$$

dimana,

v = kecepatan dan f = frekuensi

3.5 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan wavelet Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap trace seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.



Gambar 3.6 Seismogram Sintetik yang Diperoleh dari Konvolusi RC dan *wavelet*
(Sukmono, 1999)

3.6 Survei Checkshot

Dalam *check shot survey*, kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang di atas permukaan. Sebaiknya sumber gelombang yang digunakan sama dengan yang dipakai pada survei seismik. Dari data *log* dapat ditentukan posisi horison yang akan dipetakan dan dilakukan beberapa pengukuran pada horison tersebut. Waktu *first break* rata-rata untuk tiap horison dilihat dari hasil pengukuran tersebut. Sebaiknya betul-betul dipastikan bahwa *geophone* menempel sempurna pada dinding lubang bor pada saat dilakukan pengukuran. Kegunaan utama dari *check shot survei* adalah untuk mendapatkan *Time-Depth Curve* yang kemudian dimanfaatkan lebih lanjut untuk pengikatan data seismik dan sumur, penghitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata dan koreksi data *log* sonik pada pembuatan seismogram sintetik.

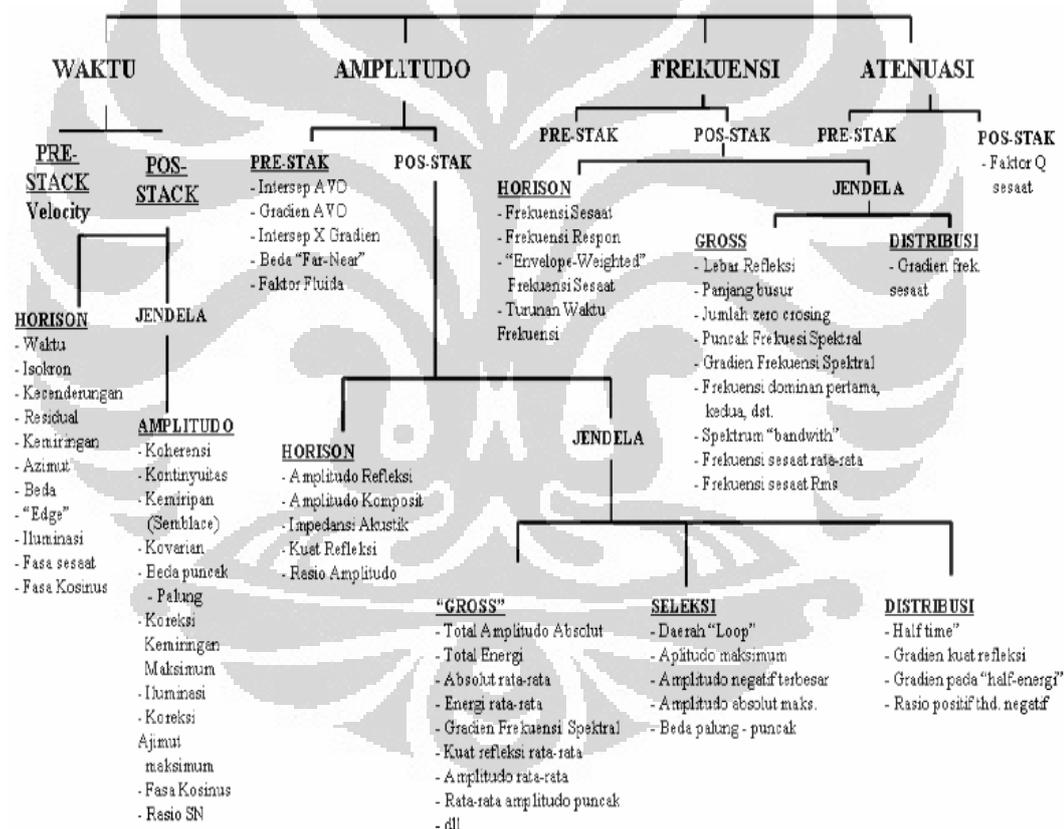
Sedangkan VSP hampir identik dengan *check shot survey*, hanya dalam hal ini dipakai stasiun *geophone* yang lebih banyak dan interval pengamatan tidak lebih dari 30 m. Kalau pada *check shot survey* yang didapatkan hanya *first break*, maka pada VSP didapatkan rekaman penuh selama beberapa detik. Jadi sebenarnya VSP sama dengan penampang seismik biasa kecuali bahwa pada VSP *geophone* diletakkan pada lubang bor dan merekam gelombang ke bawah dan ke atas. Gelombang ke bawah berasal dari refleksi *first break* atau *multiplena* dan pada rekamannya akan menunjukkan waktu tempuh yang meningkat terhadap kedalaman sedangkan gelombang ke atas sebaliknya.

3.7 Seismik Atribut

Seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Sukmono, 2007). Dengan kata lain seismik atribut merupakan pengukuran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika dan juga analisis statistik yang diturunkan dari data seismik. Informasi awal dari penerapan seismik atribut adalah gelombang seismik konvensional yang kemudian diturunkan menjadi fungsi tertentu dengan manipulasi matematis, sehingga kita

dapat memperoleh informasi atau gambaran yang dapat membantu kita dalam menginterpretasi suatu kondisi bawah permukaan.

Informasi utama dari seismik atribut adalah amplitudo, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar pengklasifikasian atribut lainnya. Semua horison dan bentuk dari atribut-atribut ini tidak bersifat bebas antara satu dengan yang lainnya, perbedaannya hanya pada analisis data pada informasi dasar yang akan berpengaruh pada gelombang seismic dan juga hasil yang ditampilkan (Sukmono, 2007). Informasi dasar yang dimaksud disini adalah waktu, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut (Brown, 1999).

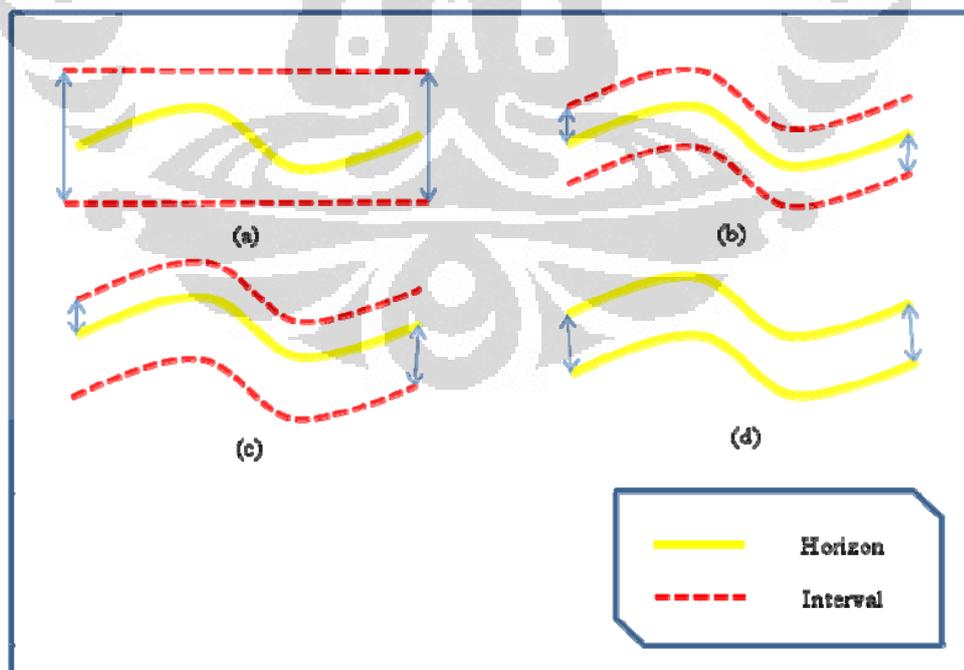


Gambar 3.7 Klasifikasi Atribut Seismik (Brown, 1999)

Secara umum atribut turunan amplitudo lebih cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan *reservoir*. Peran atribut turunan frekuensi sampai saat ini belum betul-betul dipahami, namun terdapat keyakinan bahwa atribut ini akan menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal *reservoir* dan

stratigrafi. Atribut atenuasi juga praktis belum dimanfaatkan saat ini, namun dipercaya bahwa atribut ini dimasa datang akan berguna untuk lebih memahami informasi mengenai permeabilitas. Atribut-atribut yang terdapat umumnya adalah atribut hasil pengolahan *post-stack* yang dapat diekstrak sepanjang satu horison 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 (Sukmono, 2007). Analisis *window* pada ekstraksi atribut dapat ditentukan dengan empat cara, yaitu :

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



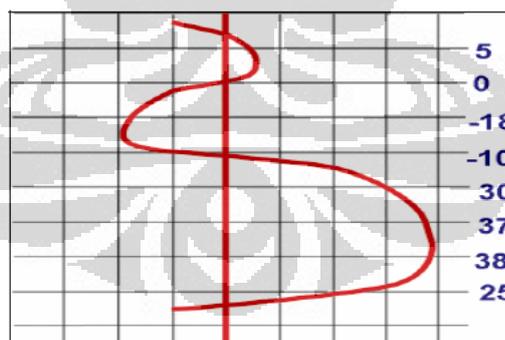
Gambar 3.8 (a) Analisis *window* konstan; (b) Analisis *window* yang dipusatkan pada horison; (c) Analisis *window* untuk bagian atas dan bawah horison; (d) Analisis *window* antar horison

3.7.1 Atribut Amplitudo

Amplitudo adalah salah satu atribut dasar dari suatu trace seismik, Awalnya ketertarikan akan amplitudo terbatas pada keberadaannya, bukan kontras nilai pada time seismik yang digunakan untuk analisa struktur. Sekarang ini pemrosesan data seismik bertujuan untuk mendapatkan nilai amplitudo yang asli sehingga analisa stratigrafi dapat dilakukan. Amplitudo seismik dapat juga digunakan sebagai DHI (direct hydrocarbon indicator), fasies dan pemetaan sifat-sifat reservoir. Perubahan nilai amplitudo secara lateral dapat digunakan untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya, contohnya lingkungan yang didominasi oleh batu pasir juga memiliki nilai amplitudo yang lebih besar dibandingkan batuan serpih. Sehingga kita dapat memetakan penyebaran batu pasir dengan lebih mudah dengan peta amplitudo. Perhitungan atribut amplitudo yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2}$$

$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{8} (5^2 + 0^2 + \dots + 38^2 + 25^2)} = 24,46 \quad (3.6)$$



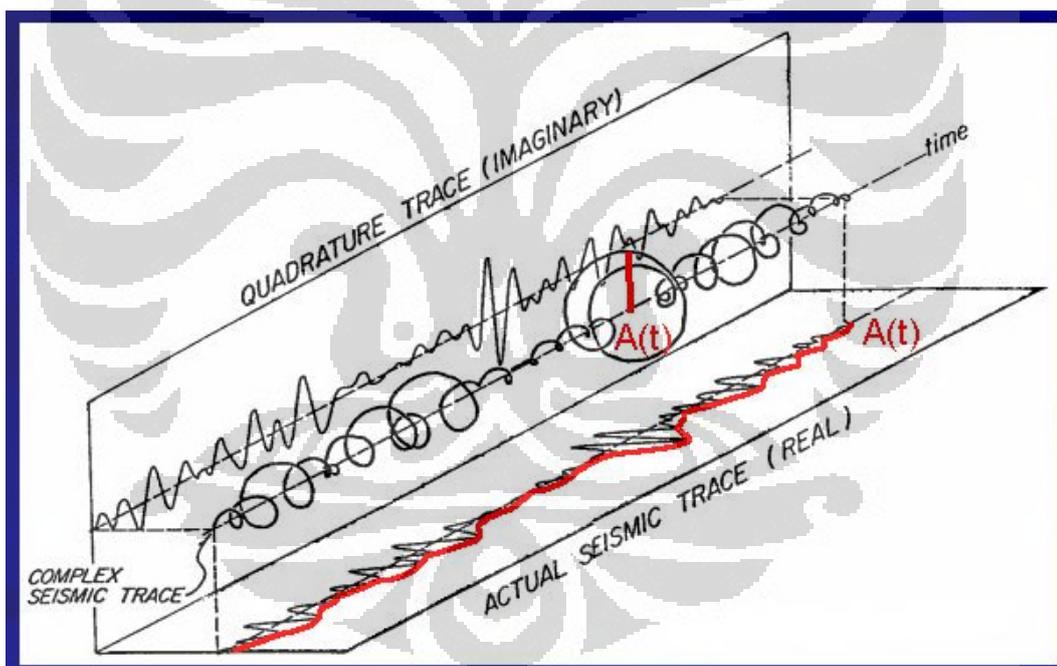
Gambar 3.9 Perhitungan RMS Amplitudo (Sukmono, 2007)

3.7.2 Atribut Sesaat

Secara matematis gelombang seismik dapat digambarkan sebagai sinyal analitik dengan komponen riil dan imajiner. Dari komponen tersebut hanya bagian

riil yang terdeteksi dan dapat ditampilkan. Perhitungan atribut tras seismik kompleks pada dasarnya adalah suatu transformasi yang memisahkan informasi amplitudo dan sudut (fasa dan frekuensi) dalam displai terpisah. Informasi dalam penampang seismik secara matematis dimanipulasi untuk menghasilkan displai baru yang menonjolkan amplitudo atau sudut dan mengorbkan yang lain. Tidak ada informasi fundamental baru yang dihasilkan dari manipulasi ini. Penampang-penampang baru yang dihasilkan terkadang mampu mencitrakan lebih baik aspek geologi yang pada awalnya tersembunyi pada penampang konvensional.

Tras kompleks $F(t)$ dapat dianggap sebagai tras sebuah vektor dalam ruang kompleks yang secara kontinyu berubah panjangnya dan berotasi. Tras riil dan imajiner diberikan sebagai proyeksi dari vektor yang berotasi ini pada bidang riil dan imajiner. Panjang dari vektor $A(t)$ dan sudutnya terhadap horosontal adalah $\theta(t)$



Gambar 3.10 Ilustrasi tras kompleks, tras riil, dan tras imajiner (Taner et al, 1979)

Tras seismik riil $f(t)$ dapat diekspresikan sebagai:

$$f(t) = A(t)\cos\theta(t) \quad (3.7)$$

Dimana $A(t)$ adalah amplitudo dan $\theta(t)$ adalah fasa disuatu waktu tertentu

Tras imajiner f^* didefinisikan sebagai

$$f^*(t) = A(t)\sin\theta(t) \quad (3.8)$$

Dan tras kompleks $F(t) =$

$$F(t) = f(t) + j f^*(t) = A(t)e^{j\Phi(t)} \quad (3.9)$$

Komponen imajiner didapatkan dengan cara melakukan transformasi pada tras seimik riil. Jika komponen imajiner diketahui, maka dapat dicari persamaan atribut sesaat

Amplitudo Sesaat.

$$A(t) = [f^2(t) + f^{*2}(t)]^{1/2} = |F(t)| \quad (3.10)$$

Fase Sesaat

$$\Theta(t) = \tan^{-1}[f^*(t)/f(t)] \quad (3.11)$$

Frekuensi Sesaat

$$d\Theta(t)/dt = \omega(t) \quad (3.12)$$

Frekuensi sesaat memberikan informasi perihal karakter frekuensi dari suatu reflektor, efek absorpsi, pengebaran, dan tebal pengendapan. Bayangan frekuensi rendah mungkin terasosiasi dengan reflektor-reflektor yang terletak dibawah zona gas atau terkadang reservoir minyak. Biasanya, perubahan ke frekuensi rendah ini hanya terjadi pada reflektor-reflektor yang terletak pada reflektor-reflektor yang terletak tepat dibawah zona-zona tersebut sedang yang terletak lebih dalam akan kelihatan normal.

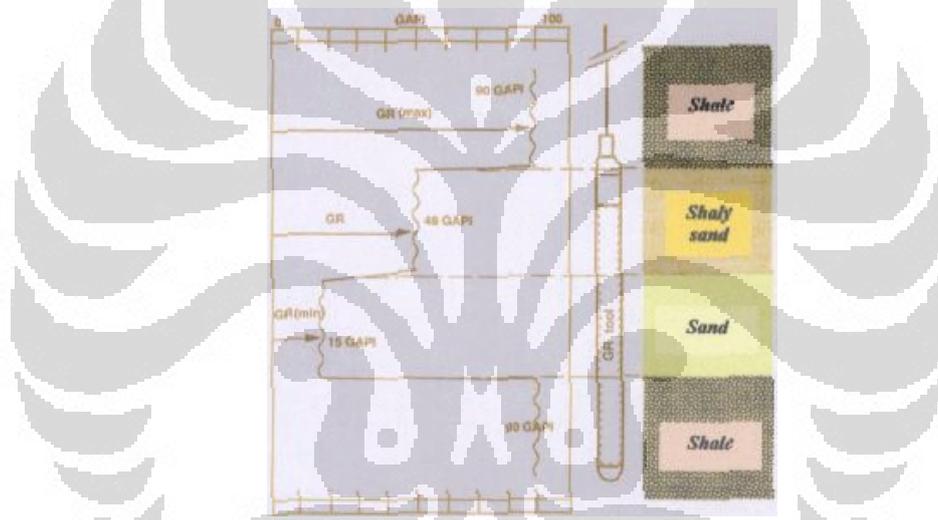
3.8 Tinjauan Umum Well-logging

Pekerjaan pengukuran listrik (electrical logging) bertujuan untuk mengetahui parameter-parameter fisik dari suatu batuan. Parameter-parameter tersebut dapat diperoleh dari beberapa macam pengukuran tergantung pada parameter fisik yang ingin diketahui. Secara umum log elektrik terbagi menjadi :

1. Log Radioaktif yang terdiri dari Log Sinar Gamma, Log Neutron dan Log Densitas.
2. Log Listrik yang terdiri dari Log Tahanan Jenis dan Log Spontaneus Potensial.
3. Log Sonik
4. Log lain seperti Log Dipmeter, Log Temperatur, Log Kaliper.

3.8.1 Log Sinar Gamma (*Gamma Ray*)

Nilai kurva Log *Gamma Ray* tergantung dari banyaknya nilai radioaktif yang terkandung dalam suatu formasi batuan. Pada batuan sedimen, batuan yang banyak mengandung unsur radioaktif (K, Th, U) adalah serpih dan lempung. Oleh karena itu, log gamma ray dapat digunakan untuk membedakan lapisan serpih dan lapisan pasir. Hal ini disebabkan pada lapisan serpih banyak mengandung unsur radioaktif sedangkan pasir tidak. Gambar merupakan interpretasi kurva gamma ray pada lapisan pasir dan serpih, Lapisan pasir akan ditampilkan dengan defleksi kurva ke kiri sedangkan lapisan serpih akan ditampilkan dengan defleksi kurva ke kanan.



Gambar 3.11 Interpretasi kurva log gamma ray pada lapisan batupasir dan serpih (Schlumberger, 2006)

3.8.2 Log Densitas

Prinsip kerja log ini adalah memancarkan sinar gamma energi menengah ke dalam suatu formasi sehingga akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi sinar gamma yang kemudian dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkan ke permukaan. Hal ini mencerminkan fungsi dari harga rata-rata kerapatan batuan. Kegunaan dari Log Densitas yang lain adalah menentukan harga porositas batuan, mendeteksi adanya gas, menentukan densitas batuan dan

hidrokarbon serta bersama-sama log neutron dapat digunakan untuk menentukan kandungan lempung dan jenis fluida batuan.

3.8.3 Log Sonik

Log Sonik adalah log yang bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Gelombang suara yang dipancarkan kedalam suatu formasi kemudian akan dipantulkan kembali dan diterima oleh penerima. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke penerima disebut interval transit time. Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan sehingga log ini bertujuan untuk mengetahui porositas suatu batuan dan selain itu juga dapat digunakan untuk membantu interpretasi data seismik, terutama untuk mengkalibrasi kedalaman formasi. Log ini bertujuan untuk menentukan jenis batuan terutama evaporit. Pada batuan yang sarang maka kerapatannya lebih kecil sehingga kurva log sonik akan mempunyai harga besar seperti pada serpih organik atau lignit. Apabila batuan mempunyai kerapatan yang besar, maka kurva log sonik akan berharga kecil seperti pada batugamping.

BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Data Penelitian

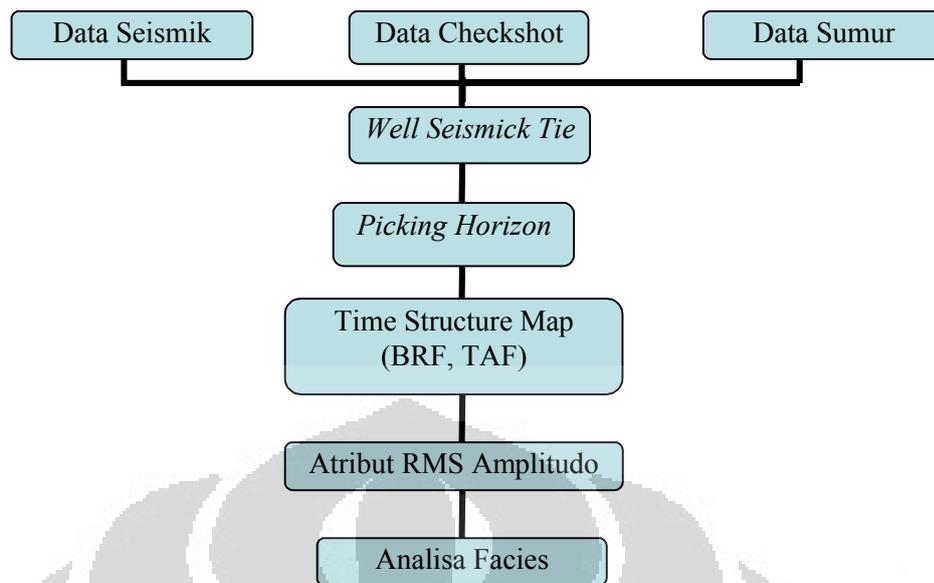
Data dan informasi yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

1. Data Seismik 3D Post Stack Time Migration (PSTM), *zero* phase polaritas normal (SEG) daerah X, berupa peta dasar (base map) dan penampang volume seismik 3D. Data seismik terdiri dari 590 (1001-1591) *inline* dan 370 (5001-5371) *crossline*.
2. Data Sumur daerah penelitian cukup banyak, namun hanya 2 sumur yang memiliki data lengkap seperti log densitas, sonic, gamma ray, rhob yang cukup baik serta data checkshot untuk mendapatkan hubungan antara *timedepth* yang kemudian digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik.
3. Informasi Geologi yang dibutuhkan adalah geologi regional, stratigrafi dan petroleum system daerah penelitian.

4.2 Tahapan Pengerjaan.

Pada pelaksanaan penelitian ini digunakan *software*

1. Linux Red Hat sebagai *operating system*
2. Geoframe 4.4 Schlumberger sebagai *software interpretasi*
3. Aplikasi IESX, untuk interpretasi data seismic, membuat peta struktur waktu, menampilkan peta attribute amplitude, sintetik seismogram.
4. Aplikasi Attribute toolkit, untuk ekstraksi atribut seismik.
5. Aplikasi Geoviz, untuk menampilkan visualisasi 3D.

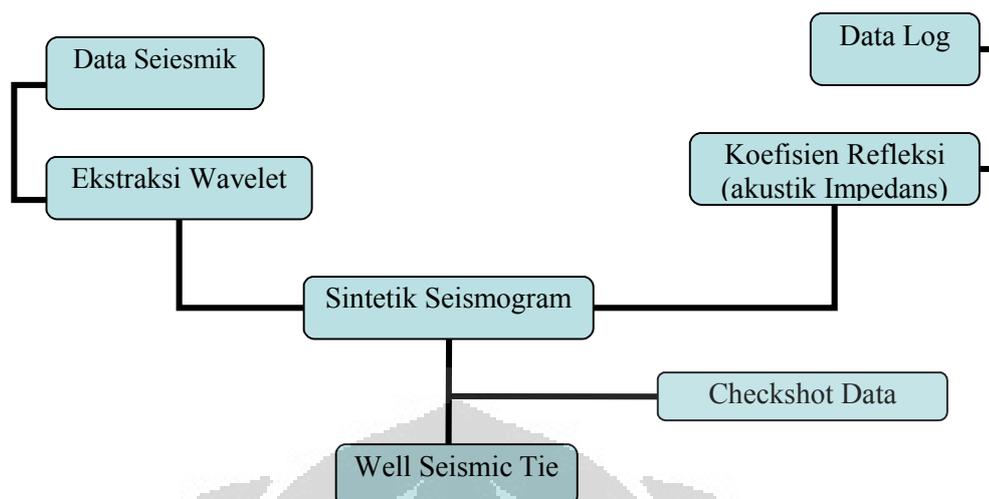


Gambar 4.1 Diagram Alir Penelitian

4.2.1 Ekstraksi Wavelet, Sintetik Seismogram, *Marker*

Ekstraksi Wavelet, dilakukan pembuatan wavelet berdasarkan data seismik yang berada di dekat sumur, sehingga wavelet yang akan diaplikasikan untuk membuat sintetik seismogram memiliki kemiripan frekuensi, amplitudo, polaritas dan fasenya. Namun ekstraksi wavelet dapat pula menggunakan jenis wavelet yang dapat dipilih dengan frekuensi yang dapat diatur (*ricker*). Berdasarkan jenis wavelet yang telah kita ekstraksikan dan koefisien refleksi yang ditunjukkan oleh data sumur yang ada diperoleh Sintetik Seismogram dengan cara mengkonvolusi wavelet dengan koefisien refleksi.

Hasil sintetik seismogram dioverlay pada penampang seismik untuk mempermudah interpretasi, selanjutnya dilakukan proses penggabungan antara data sumur yang berupa fungsi kedalaman dengan data seismik yang merupakan fungsi waktu. Lalu perlu dilakukan loading marker sumur sehingga dapat terlihat jelas letak marker pada sintetik seismogram, apakah marker sudah berada pada posisi yang tepat berdasarkan data sumur (*sonic*, *gamma ray*), apakah terletak pada *peak* atau *through* dan pada range kedalaman berapa.

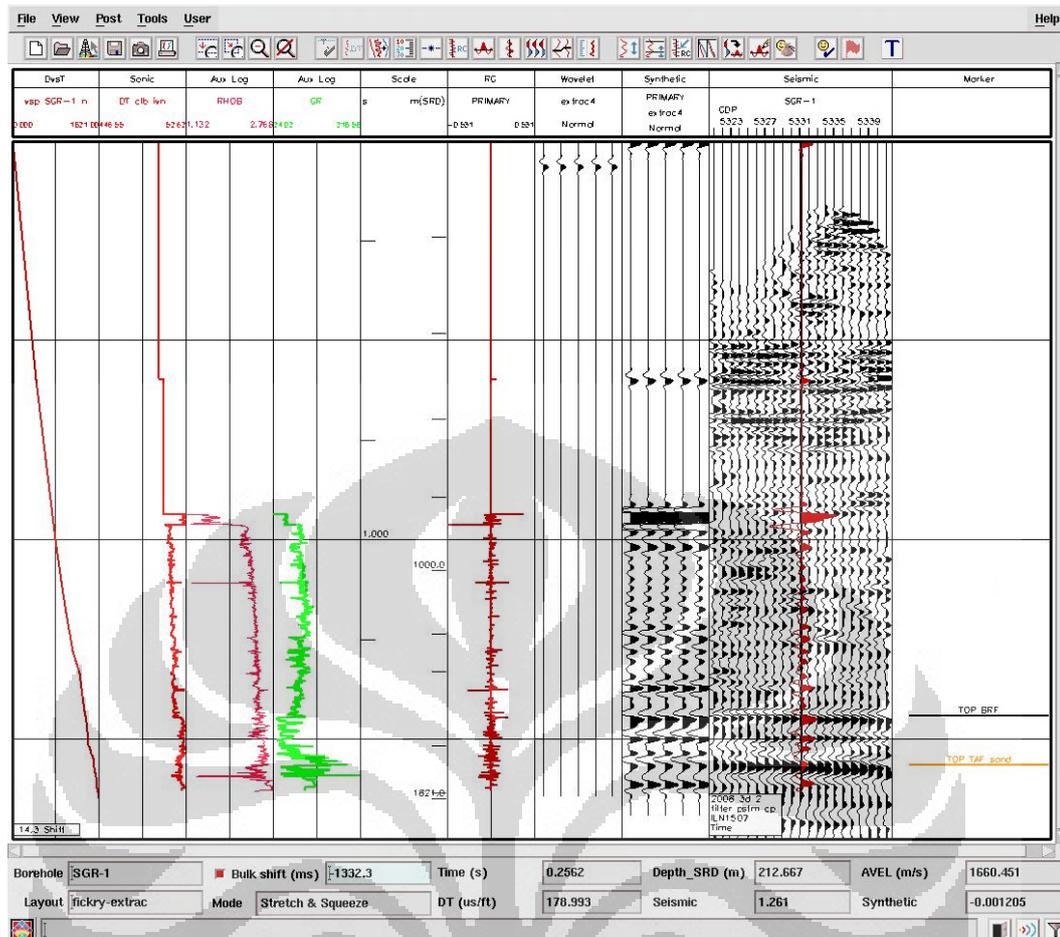


Gambar 4.2 Diagram Alir Well-Seismik Tie

4.2.2 Well Seismic Tie

Well seismic tie dilakukan untuk mengintegrasikan data sumur yang berada di koridor kedalaman dengan data seismik yang berada pada koridor waktu, sehingga dapat digabungkan data marker dari sumur untuk penentuan horizon pada data seismik. Langkah awalnya adalah dengan menentukan wavelet yang dapat mewakili hubungan antara data seismik dengan data sumur, dimana hasil ekstraksinya dikonvolusikan dengan koefisien refleksi yang merepresentasikan perbedaan nilai impedansi akustik dari analisa data log sonic dan log density. Dengan adanya tabel konversi waktu-kedalaman yang didapatkan dari hasil *survey checkshot*, maka pengikatan data sumur dengan data seismik disempurnakan dengan adanya *time shifting* dan penyesuaian fase.

Setelah didapatkan wavelet yang representatif, maka didapatkan sintetik seismogram yang mewakili sumur tersebut. Dan dengan adanya konversi waktu-kedalaman dilakukanlah proses pengikatan sumur. Proses *stretch-squeeze* dilakukan untuk mencocokkan tras seismik dengan tras sintetik, sebelum itu kita harus mengetahui kisaran kedalaman dari marker geologi agar tidak mengalami kesalahan dalam proses *well seismic tie*. *Stretch-squeeze* tidak memiliki batas toleransi pergeseran namun tergantung pada resolusi dan kualitas data seismic dan sumur yang ada.



Gambar 4.3 Sintetik Seismoram

4.2.3 Picking Horizon dan Fault

Informasi mengenai keadaan struktur geologi daerah penelitian sangat dibutuhkan sebelum melakukan picking horizon. Hal ini penting karena adanya struktur sesar atau patahan dapat mengakibatkan perbedaan waktu tempuh gelombang pada horizon yang sama. Selain itu dengan melakukan penelusuran struktur terlebih dulu akan memudahkan dalam melakukan *picking* horizon. Penelusuran struktur dilakukan dengan melihat arah dan kecenderungan struktur itu sendiri.

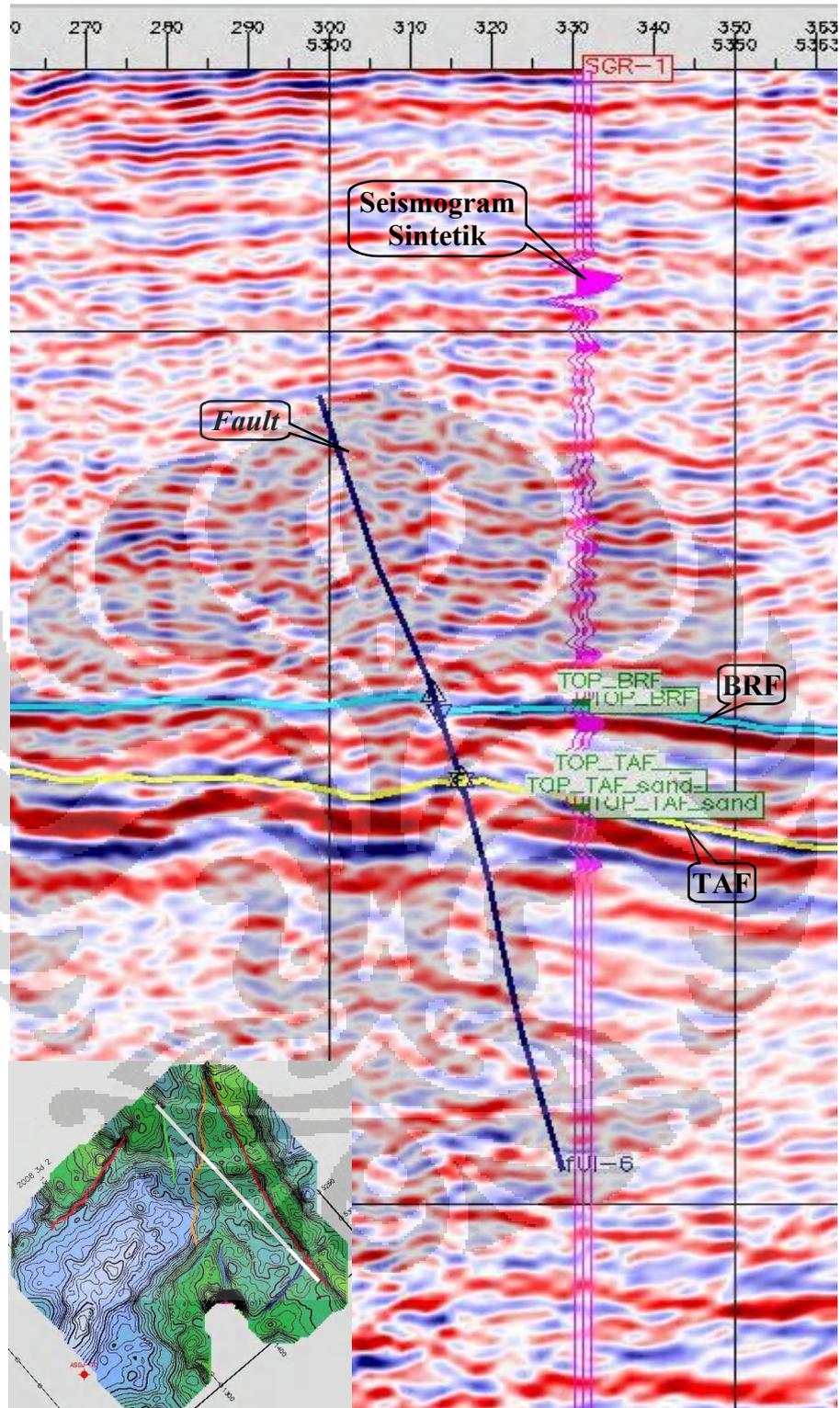
Picking sesar dilakukan terlebih dahulu sebelum dilakukan picking horizon, karena *picking* horizon harus berhenti pada bidang sesar guna mendapatkan nilai *heaves* (sobekan). Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami

pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horison seismik oleh bidang sesar.

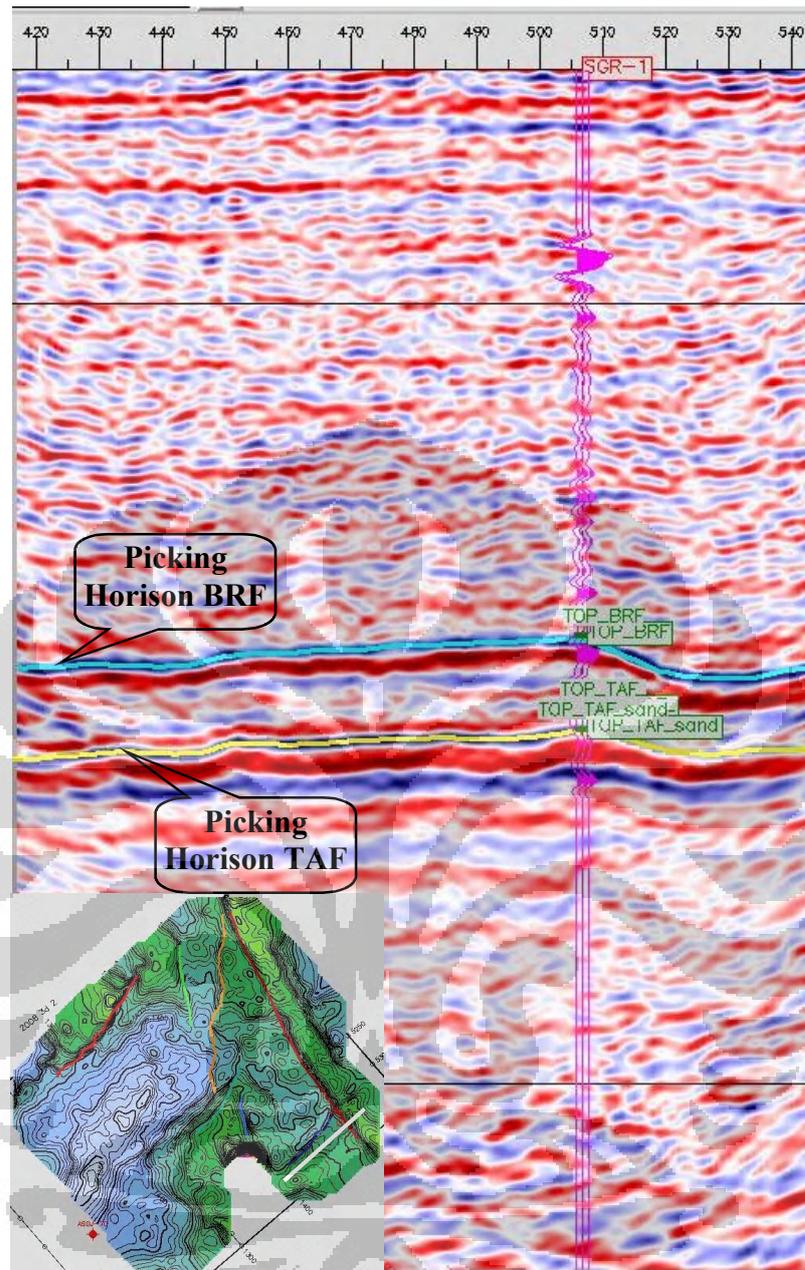
Picking sesar dilakukan mulai dari pergeseran horison yang nampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal. *Picking* sesar dengan pergeseran yang kurang jelas sangat bersifat interpretatif, sehingga setiap orang dapat melakukan dengan hasil yang berbeda-beda. Penentuan indikasi sesar atau patahan dicirikan oleh kriteria sebagai berikut :

- Diskontinuitas horison atau meloncatnya (dislokasi) kemenerusan refleksi horison secara tiba-tiba.
- Perubahan kemiringan horison secara mendadak.
- Terjadinya penebalan atau penipisan lapisan diantara dua horison.
- *Fault shadow*, yaitu rusaknya data di daerah (zona) tersesarkan.
- Kuat atau lemahnya refleksi karena perbedaan densitas pada blok patahan

Setelah selesai dilakukan *picking* sesar, langkah selanjutnya adalah *picking* horison. Horison yang telah *dipicking* pada lintasan awal menjadi acuan untuk penarikan horison pada lintasan yang berpotongan. Misalnya, pada tahap awal *picking* dilakukan pada lintasan *inline*, maka lintasan yang memotongnya secara *crossline* mengikuti hasil *picking* yang awal. Kemenerusan horison yang sama pada lintasan *inline* dan *crossline* akan mengindikasikan hasil penarikan horison yang konsisten. Penarikan horison seismik yang akan diinterpretasi pertama kali seharusnya dilakukan dengan menampilkan penampang seismik dan log sumur yang telah dilakukan pengikatan (*well-seismic tie*) sebelumnya.

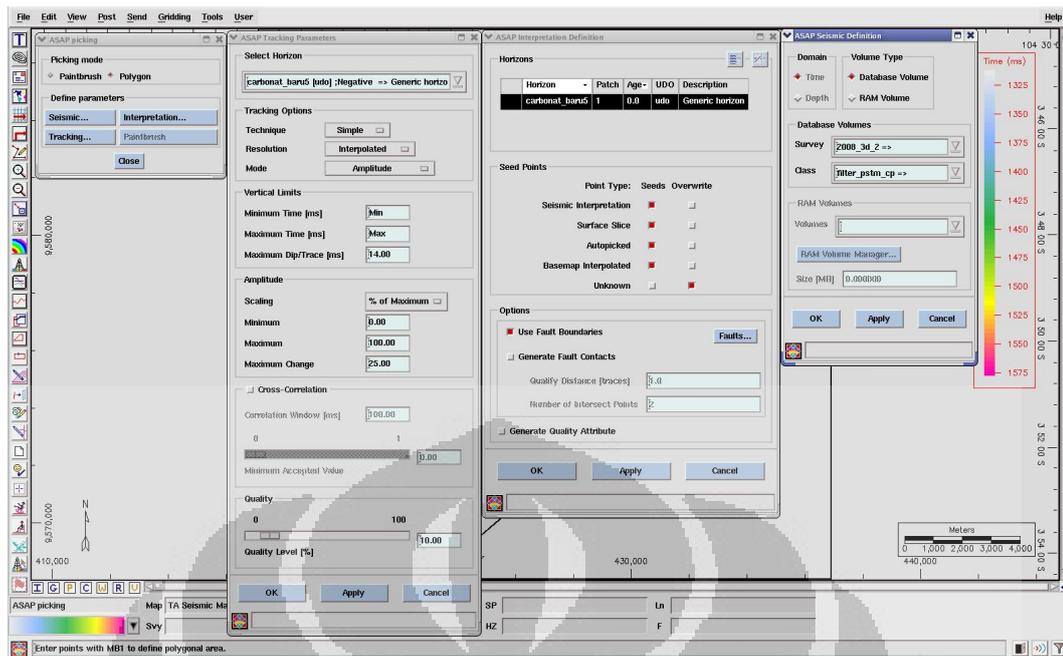


Gambar 4.4 Picking Sesar (dimulai pada lintasan yang dilalui sumur dengan marker, untuk mendapatkan hasil interpretasi)



Gambar 4.5 Picking Horizon

Penelusuran kemenerusan horison seismik dilakukan melalui pengamatan yang umum terhadap karakter refleksi dan perubahan Impedansi Akustik (IA). Horison yang dipetakan dalam penelitian kali ini adalah TAF dan BRF. Karena tujuan akhir interpretasi kali ini adalah analisis atribut amplitude, oleh karena itu *window dan mode* pada penarikan horizon harus sangat diperhatikan untuk ketelitian picking horizon pada seismic section. Mode picking yang dipilih adalah *snap* (mencari horizon hanya pada spesifik *event* dan pada *window* yang telah dibatasi), bukan *smoothing* atau *track*.

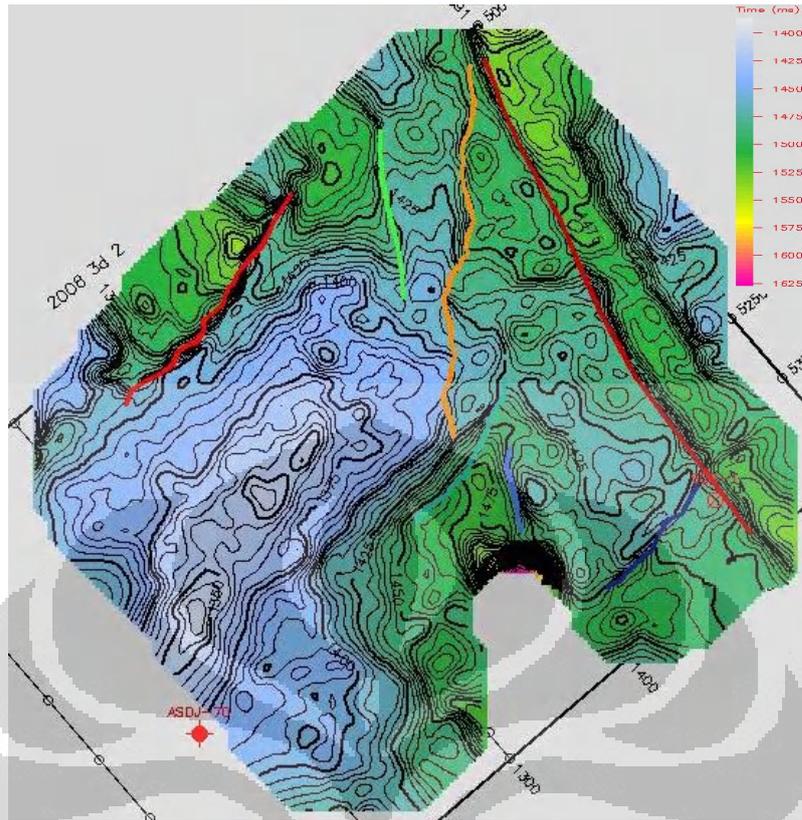


Gambar 4.6 ASAP (interpolasi picking horizon)

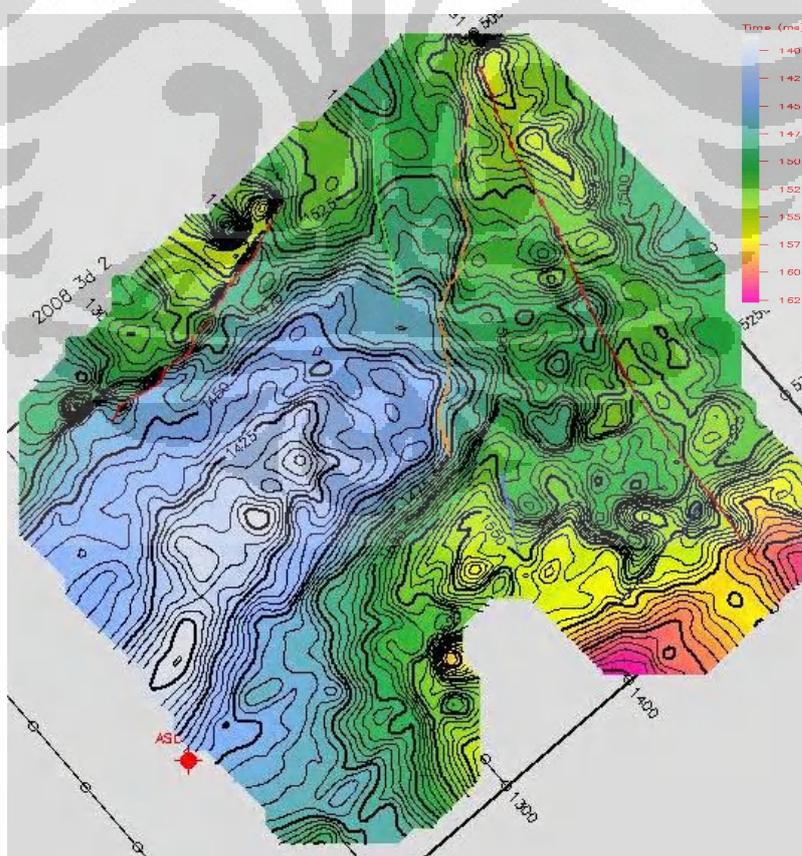
Hasil dari penelusuran kemenerusan horizon berupa *grid* per jarak (5 *inline* dan 5 *crossline*) bagian kosong yang belum terinterpretasi kita lakukan proses interpolasi untuk mencari kemenerusan horizon pada keseluruhan data 3D yang dimiliki. Tools interpolasi pada *software* geoframe adalah ASAP dengan parameter-parameter yang kita tentukan sendiri seperti mode interpolasi, teknik, resolusi.

4.2.4 Pemetaan Bawah Permukaan

Pemetaan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah peta kontur struktur waktu dari kedua horizon. Dari hasil *picking fault* maka pada *base map* dibuat *fault boundary* sebagai penentu *displacement* sesar yang telah di *pick* pada penampang seismik sebelumnya, dengan cara menghubungkan tiap titik *contact up* dan *contact down* pada *fault* yang ada di setiap horizon. Selanjutnya kita buat gridding dan konturing dengan menambahkan parameter *fault boundary* sehingga peta dapat menggambarkan pola struktur yang ada pada daerah tersebut.



Gambar 4.7 Peta Struktur Waktu Horizon BRF



Gambar 4.8 Peta Struktur Waktu Horizon TAF

Perubahan warna yang tampak menandakan perubahan nilai kedalaman (dalam ms), perubahan warna yang ekstrim dan adanya kelurusan-kelurusan yang memotong kontur dapat merupakan indikasi adanya sesar.

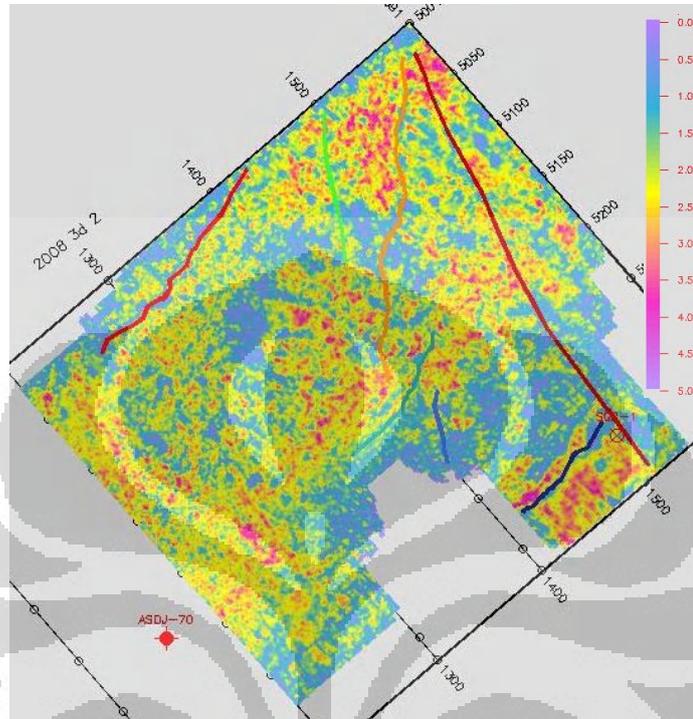
4.2.5 Atribut Seismik

Proses ini dilakukan setelah didapatkan *horizon slice* dari lapisan yang telah dipilih. Salah satu hal yang penting dari pembuatan atribut adalah analisa *window*, *sampling rate* dari data seismik dan juga jenis atribut yang kita gunakan dalam penelitian ini.

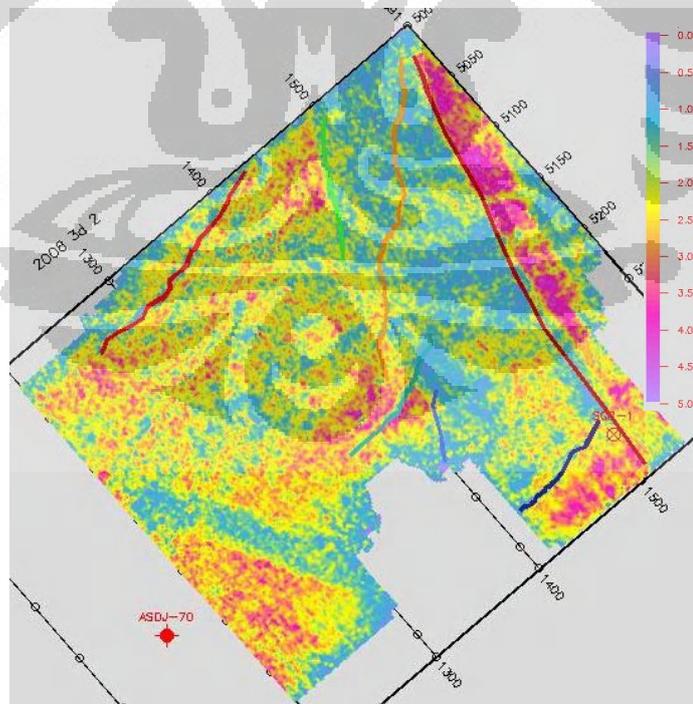
Pada penelitian ini, data seismik 3D yang digunakan memiliki *sampling*. Sedangkan penentuan lebar *window* didasarkan atas tebal batupasir TAF dan tebal lapisan batugamping BRF. Lalu dengan parameter-parameter yang telah disebutkan diatas, dilakukan pembuatan peta atribut *Root Mean Square* (RMS) amplitudo. Dimana *window* yang digunakan berkisar antara 5-60 ms, hal ini bertujuan untuk melihat perubahan lateral dari amplitudo, bila terdapat anomali terang maka ada suatu pola yang jelas dari amplitudo bernilai rendah ke amplitudo bernilai tinggi. Bila tidak ada anomali terang maka nilai amplitudo akan cenderung datar mengindikasikan bahwa tidak ada perubahan amplitudo pada analisis *window* pada masing-masing horison tergantung pada ketebalan dari masing-masing horison, agar amplitudo pada *range* waktu atas dan bawah horison dapat terdeteksi sehingga distribusi penyebaran batugamping dan batupasir dapat terpetakan berdasarkan kuat lemahnya amplitudo yang terekam.

Atribut RMS Amplitudo pada penelitian ini bertujuan untuk melihat penyebaran litologi pada tiap formasi, sehingga diharapkan dapat digunakan untuk melihat penyebaran fasies suatu formasi. Horizon BRF yang berupa batugamping, dengan atribut RMS amplitudo dapat digunakan untuk membedakan dibedakan daerah yang *build up* dan daerah yang *platform*, sedangkan pada daerah horizon TAF dapat dilihat perbedaan daerah batu pasir yang, compact, bersih dari sisipan batuan lain. Kedua prediksi itu berdasarkan asumsi bahwa amplitudo RMS dapat menjadi salah satu DHI (*direct hydrocarbon indicators*). *Brightspot* pada peta seismic yang mendasarkan pada besar kecilnya amplitudo akan lebih tinggi bila

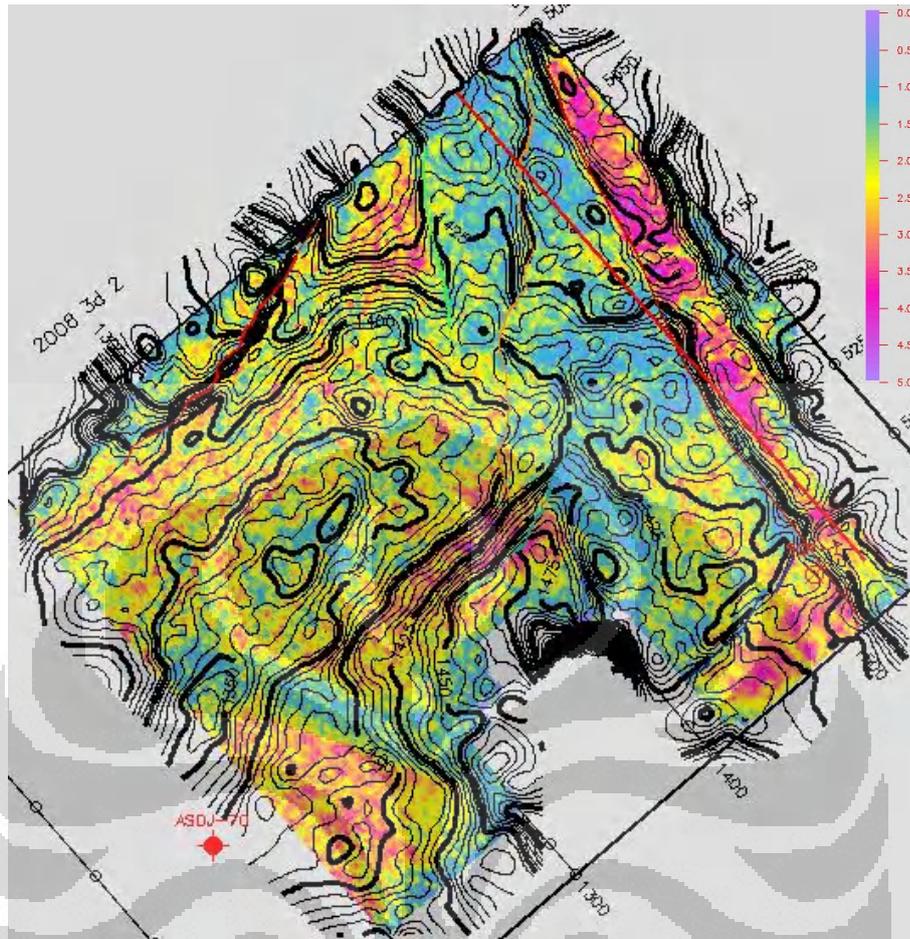
saturasi hidrokarbon tinggi, porositas semakin besar, pay thickness lebih tebal (walaupun pada dengan beberapa komplikasi kontras amplitudo) semakin bagus prospeknya (Tangkalalo, 1999).



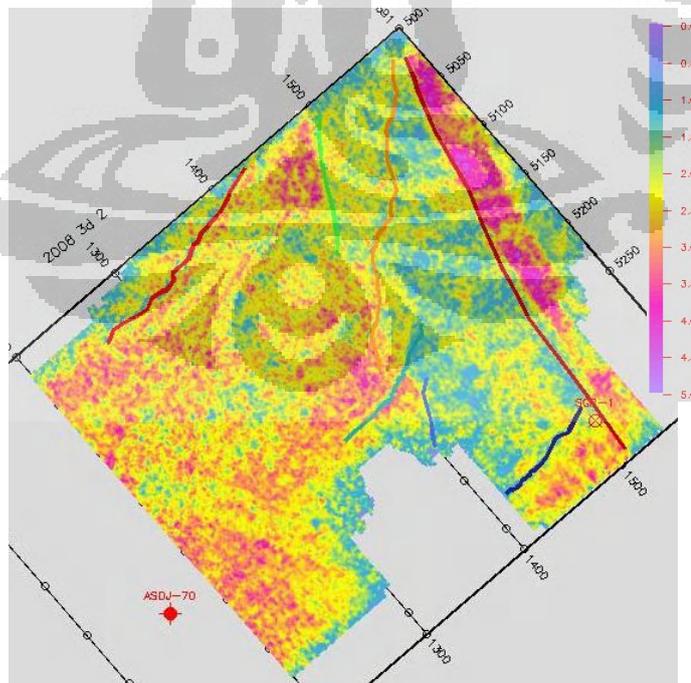
Gambar 4.9 Peta RMS Amplitudo Horison BRF dengan Window 5x5



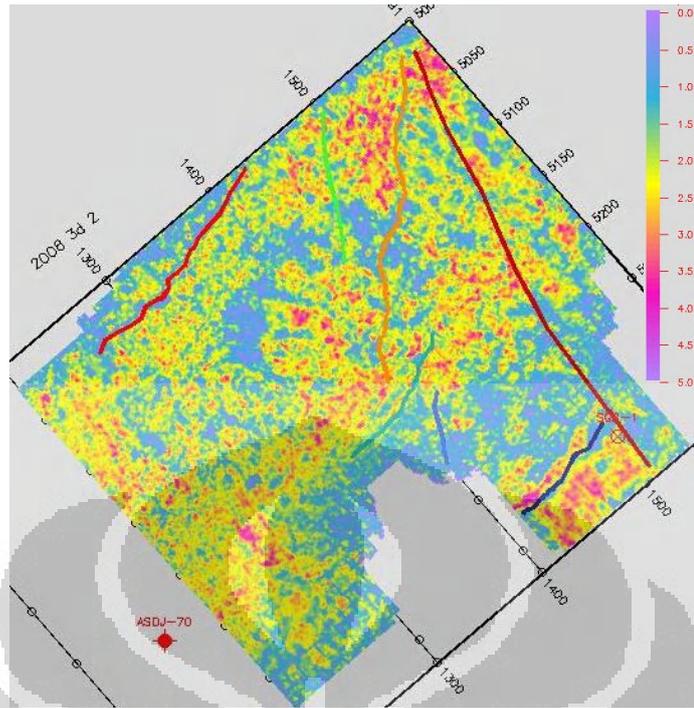
Gambar 4.10 Peta RMS Amplitudo Horison BRF dengan Window 5x40



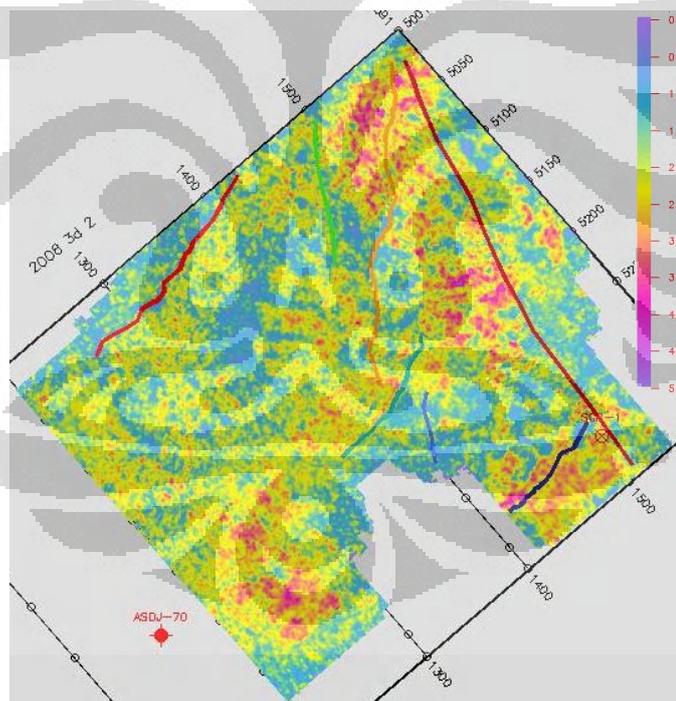
Gambar 4.11 Peta RMS Amplitudo Horison BRF dengan Window 5x40 dengan kontur ketinggian



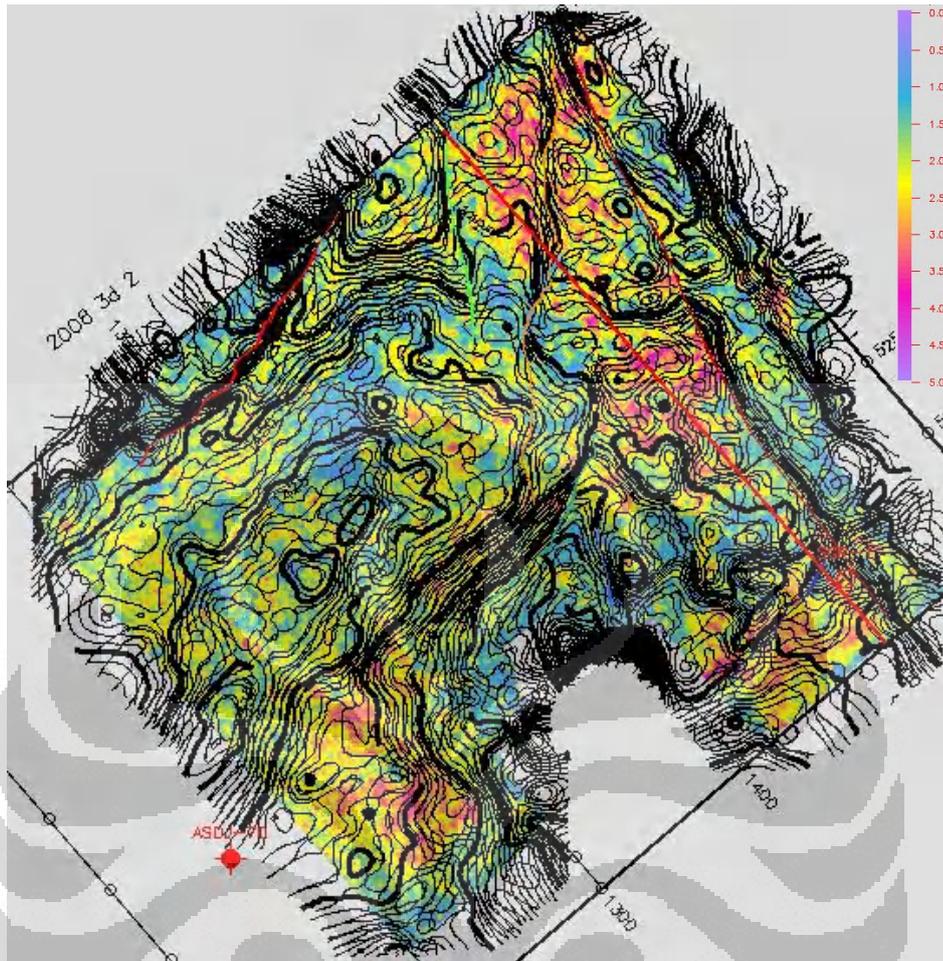
Gambar 4.12 Peta RMS Amplitudo Horison BRF dengan Window 5x60



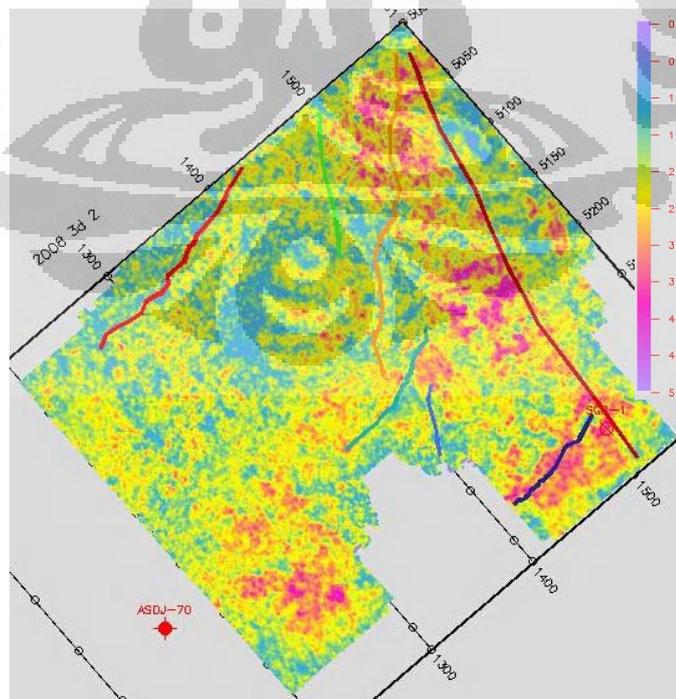
Gambar 4.13 Peta RMS Amplitudo Horison TAF dengan Window 5x5



Gambar 4.14 Peta RMS Amplitudo Horison TAF dengan Window 5x30



Gambar 4.15 Peta RMS Amplitudo Horison TAF dengan Window 5x30 dengan kontur ketinggian



Gambar 4.16 Peta RMS Amplitudo Horison TAF dengan Window 5x60

BAB V

ANALISA DAN INTERPRETASI

5.1 Analisa Data

Dari data sumur diperoleh informasi bahwa horison BRF berada pada kedalaman 1530 m dan pada time 1441 ms dan untuk horison TAF berada pada kedalaman 1704 m pada time 1560 ms dengan wavelet yang digunakan pada saat pengolahan data seismik adalah fase nol polaritas normal maka horizon-horizon yang memiliki koefisien refleksi positif di pick pada pusat lembah sedangkan horison-horison yang memiliki koefisien refleksi negatif di pick pada pusat puncak. *Picking* horison dimulai pada sumur S-1. Dari *picking* horison diperoleh permukaan zona target pada masing-masing horison (BRF dan TAF) untuk ekstraksi atribut RMS amplitudo. Hasil interpretasi horison adalah peta struktur waktu untuk membantu interpretasi struktur pada zona target.

Peta atribut yang dibuat dalam penelitian ini berdasarkan peta *time-structure* pada dua horison BRF dan TAF. Ekstraksi atribut dilakukan pada analisis window 10 ms, 35 ms, 45 ms, 65 ms. Anomali terang mencerminkan nilai amplitudo yang semakin meningkat. Pemilihan beberapa window dimaksudkan untuk melihat perubahan lateral dari amplitudo. Bila terdapat anomaly terang maka ada suatu pola yang jelas dari amplitude bernilai rendah ke amplitude bernilai tinggi. Bila tidak ada anomali terang maka nilai amplitudonya akan cenderung datar mengindikasikan bahwa tidak ada perubahan amplitudo pada setiap analisis *window*.

Pemilihan window yang tidak tepat menyebabkan kesalahan dalam penafsiran interpretasi, jika window terlalu lebar dapat menyebabkan semakin kontras nilai amplitudonya yang disebabkan oleh perhitungan atribut diluar zona interpretasi. Sedangkan pemilihan window yang terlalu tipis mengakibatkan tidak terlihatnya variasi perubahan facies secara lateral, karena perhitungan atribut tidak cukup mewakili zona interpretasi. Sehingga diperlukan pemilihan window yang tepat sesuai dengan ketebalan batuan yang akan diinterpretasi. Oleh karena itu, horison BRF analisis *window* yang paling optimum adalah pada lebar *window* 45 ms (5 ms

diatas horison dan 40 ms dibawah horison), dan untuk horison TAF *window* yang paling optimum adalah 35 (5 ms diatas horison dan 30 ms dibawah horison)

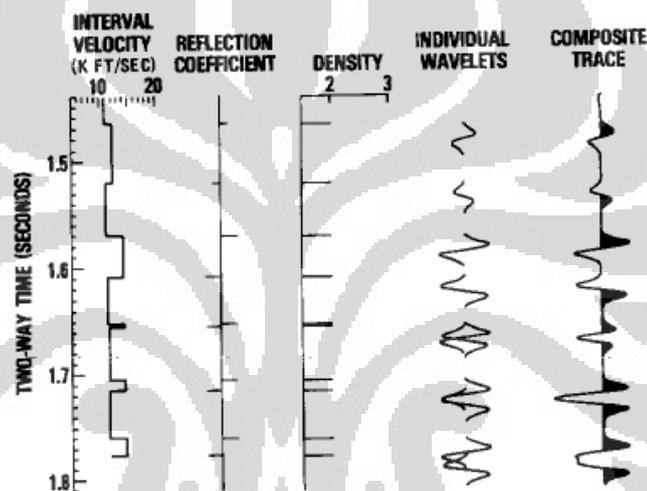
5.2 Interpretasi

Analisa interpretasi sebaran batugamping dan batupasir pada penelitian kali ini didasari penyebaran RMS amplitudo dan pola-pola refleksi pada data seismik, karena hasil signal refleksi yang diterima *receiver* merupakan pantulan dari batas perlapisan yang mengandung informasi amplitudo, fase dan frekuensi. dan perilaku ketiga komponen gelombang ini berubah-ubah ketika menjalar di dalam batuan, baik pada arah lateral maupun pada arah vertikal. Hal ini disebabkan oleh beberapa faktor, yakni perubahan lithologi, perubahan facies, kandungan fluida dalam batuan, ketidak-selarasan (*fracture*, sesar, *unconformity*, dll), kedalaman, dan lain-lain. Oleh karena itu identifikasi perilaku gelombang seismik saat menjalar di dalam batuan dapat menuntun kita kepada infestigasi geofisika dalam menentukan letak dan kandungan hidrokarbon, juga mengurangi resiko eksplorasi.

Jenis fasies dapat diprediksi dari data seismik melalui pendekatan interpretasi refleksi sismik. Dasar untuk pendekatan ini adalah pemahaman mengenai efek litologi dan jarak antar perlapisan pada parameter refleksi. Amplitudo, frekuensi dan kemenerusan adalah *tools* yang paling berguna untuk menginterpretasi. Amplitudo refleksi mengandung informasi kecepatan dan densitas pada batas antarlapisan dan kandungan dari lapisan (Sangree dan Widmier, 1979). Frkuensi merupakan karakter utama pulsa seismik, tapi juga berhubungan dengan faktor geologi seperti jarak reflektor atau perubahan lateral interval velocity. Kemenerusan reflektor berhubungan erat dengan kemenerusan perlapisan

Variasi amplitudo (tinggi rendahnya nilai amplitudo) dipengaruhi oleh kontras impedansi akustik (densitas dan kecepatan). Analisa lebih jauh terhadap amplitudo adalah nilainya juga bervariasi terhadap tebalnya bidang refleksi, karena wavelet yang terbentuk akibat keduanya dapat saling membangun (konstruktif) atau menghilangkan (destruktif). Sebagai contoh lapisan sedimen yang memiliki densitas konstan dan kecepatan interval tertentu pada gambar 5.1.

Nilai amplitudo ekuivalen dengan koefisien refleksi. Semakin besar kontras impedansi akustik atau kontras kecepatan dan densitas antara perlapisan, maka amplitudo akan semakin besar. Hidrokarbon terakumulasi pada batuan yang berporositas tinggi dan memiliki permeabilitas yang baik. Umumnya Semakin porus suatu lapisan maka kontras koefisien refleksi akan semakin besar dan nilai amplitudo pun semakin besar. Hal ini terjadi karena pada daerah yang porus sinyal seismik menjalar dari lapisan ber impedansi akustik tinggi ke rendah ($IA_2 \ll IA_1$) atau sebaliknya ($IA_2 \gg IA_1$), maka kontras akan semakin besar. Namun hal ini tidak dapat digeneralisasi, kita harus dapat melihat kondisi antara perlapisan dan isi dari batuan tersebut.



Gambar 5.1 Pola pembentukan amplitudo tras seismik

Koefisien refleksi merupakan perbandingan antara energi gelombang yang terpantul pada sebuah reflektor dan energi gelombang yang datang. Koefisien refleksi juga menggambarkan kuat lemahnya sebuah reflektor dan dapat bernilai positif atau negatif dengan rentangan nilai antara -1 s/d 1. Nilai koefisien refleksi pada dasarnya merupakan nilai relatif kontras impedansi batuan. Itu artinya sebuah nilai koefisien refleksi dapat dibentuk dari beberapa kemungkinan kontras impedansi yang bisa membangkitkan nilai koefisien refleksi.

Impedansi batuan didefinisikan sebagai resistansi batuan terhadap penjarangan gelombang. Berbeda dengan koefisien refleksi yang menyatakan batas, impedansi menyatakan *body* dari target interest. Body dari target interest dapat berupa litologi tertentu, zona dengan porositas besar, keberadaan low-density,

atau anomali hidrokarbon. Beberapa faktor yang mempengaruhi nilai impedansi akustik di batuan diantaranya : porositas batuan, kandungan fluida batuan, densitas dan litologi. Keempat faktor ini memiliki pengaruh yang berbeda-beda pada impedansi akustik, dan bersifat *in situ*.

Oleh karena itu pencarian prospek hidrokarbon menggunakan peta atribut rms amplitudo adalah dengan mencari daerah yang memiliki sebaran amplitudo untuk merepresentasikan perubahan kontras impedansi yang mencerminkan perbedaan fasies. Jika pada batugamping kita mencari amplitudo rendah untuk daerah *build up* dan amplitudo tinggi untuk daerah *platform*. Sedangkan untuk di batupasir kita mencari amplitudo tinggi untuk daerah *clean sand (channel)* dan amplitudo rendah *serpilh*.

5.2.1 Interpretasi Horison BRF

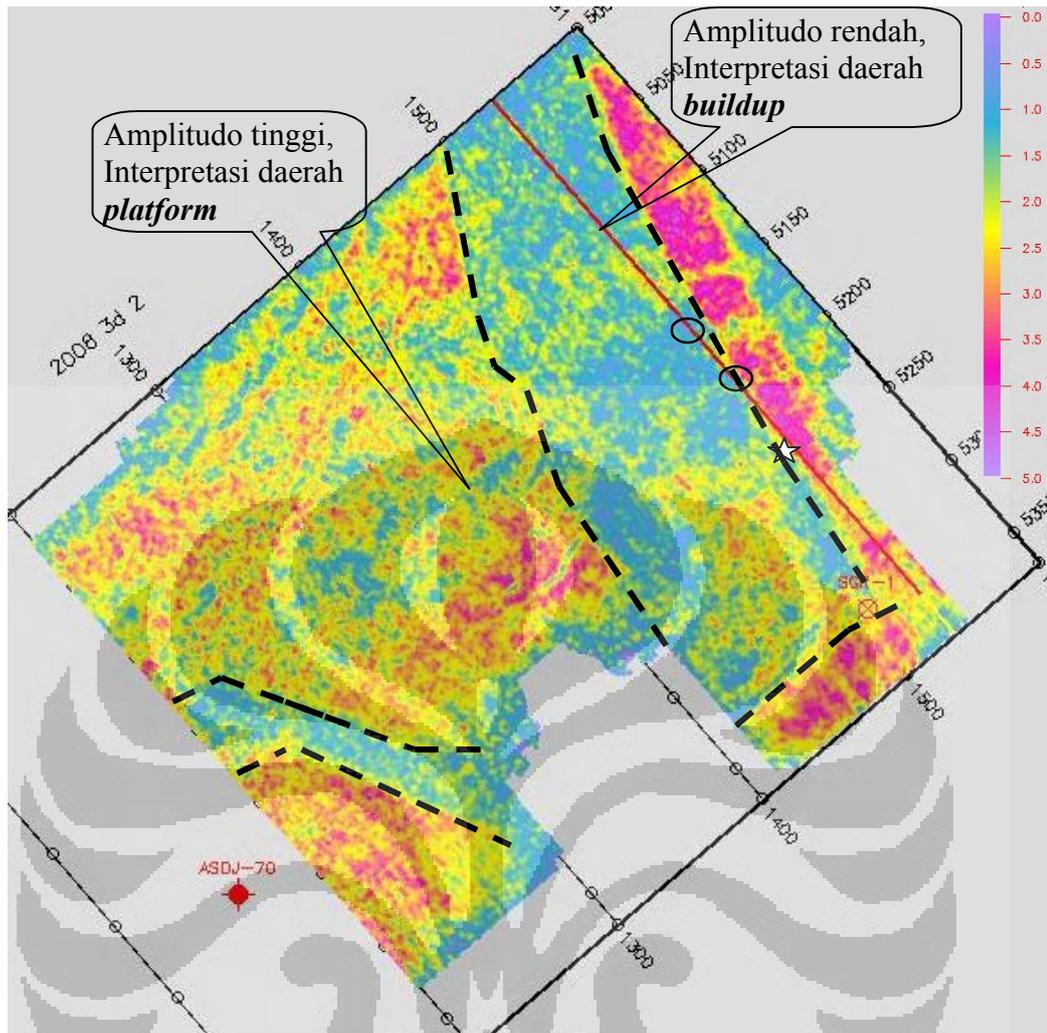
Horizon BRF merupakan top dari Formasi Baturaja yang berisi batuan karbonat, formasi ini memiliki ketebalan rata-rata 85 m dan dengan kisaran kecepatan 2100 m/s analisa window 45 ms dapat mencakup daerah yang ingin dipetakan secara optimal. Analisa fasies pada batugamping hanya dibagi menjadi dua pada penelitian kali ini, yaitu pola penyebaran batugamping *build up* dan *platform*. Batu gamping *build up* merupakan gamping non klastik yang tumbuh di daerah shallow marin, fresh water. Reef terbentuk dari terumbu karang yang tumbuh ke atas sesuai dengan naik turunnya muka air laut dan intensitas matahari, selain memiliki porositas primer yang berasal dari matriks batuan coral yang membentuk dirinya (*interparticle* dan *intraparticle*), reef juga mengalami porositas sekunder yang berasal dari proses delineasi (*moldic, vuggy*) akibat proses fisika dan kimia pada saat di bawah permukaan air atau saat muncul ke permukaan. Oleh karena itu porositas yang terbentuk cenderung lebih besar (secara teori).

Sedangkan platform merupakan klastik yang terendapkan di laut dalam, terbentuk dari proses sedimentasi jutaan tahun, termampatkan oleh batuan di atasnya secara selaras sehingga porositas cenderung lebih rendah. Sehingga platform cenderung lebih *tight*, lebih keras dibanding *reef*.

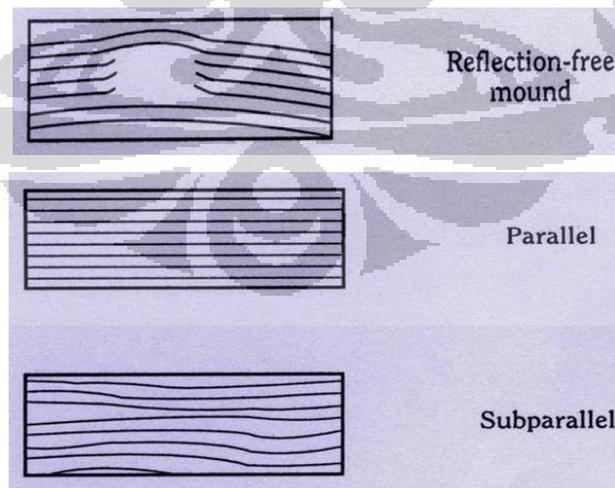
Kedua fasies situ menarik untuk dianalisa karena masing-masing memiliki pola dan respon seismik yang berbeda. Secara teori porositas batugamping *build up* lebih besar daripada *platform*, sehingga secara umum impedansi akustik yang terbentuk lebih rendah dibandingkan gamping *platform*. Kedua facies tersebut perlu dipetakan karena kecendrungan reservoir berada pada daerah yang porus dan umumnya terdapat pada tipe batugamping *build up*. Namun semua hal itu hanya merupakan asumsi awal, tidak mempengaruhi delineasi, sistem pembentkan lain dan tidak pula melibatkan data-data sumur.

Selain dari penyebaran RMS amplitudo, fasies juga dapat dianalisa dari pola-pola refleksi pada data seismik, seperti kemenerusan dan bentukan reflektor. Maka dari itu analisa penyebaran fasies pada penelitian ini dimulai dengan melihat pola bentukan reflektor dan kenampakan amplitudo pada penampang seismik yang kemudian dicocokkan dengan data peta penyebaran RMS amplitudo untuk melihat batas-batas penyebarannya secara lateral. Namun dapat pula dilakukan sebaliknya.

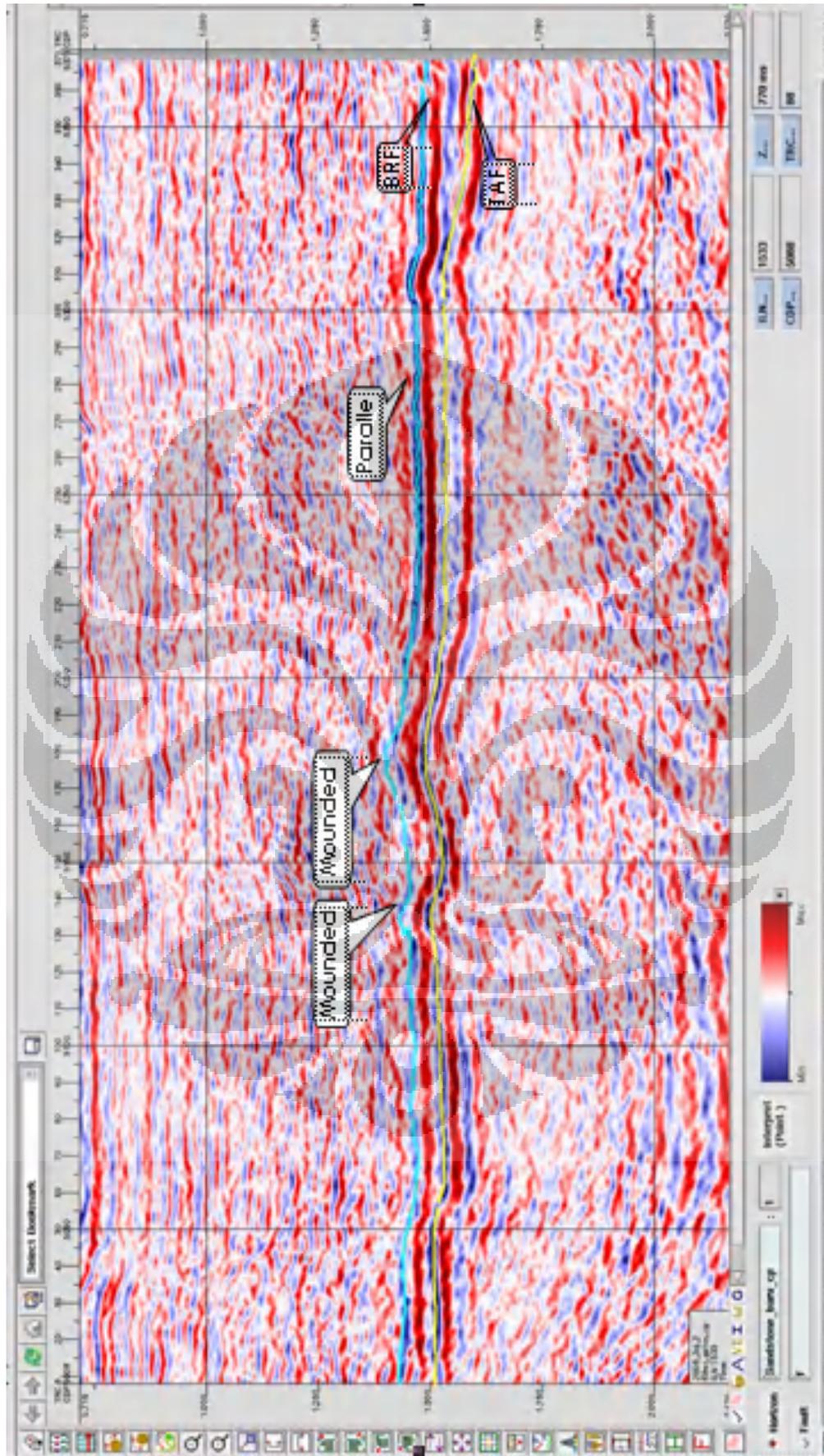
Pola refleksi batu gamping yang berbentuk mounded terbentuk dari reef yang tumbuh ke atas permukaan air laut, pada bagian dalam tubuh gamping biasanya refleksi seismik terlihat buram karena batas perlapisan didalamnya saling menghilangkan, biasanya disebabkan banyaknya perlapisan yang sangat tipis. Daerah sekitarnya onlap akibat sedimentasi dari batu gamping itu sendiri atau sedimentasi daerah sekitar. Pola refleksi paralel atau subparalel terbentuk dari pengendapan selaras dari waktu ke waktu, sehingga batas perlapisan nampak jelas dan teratur.



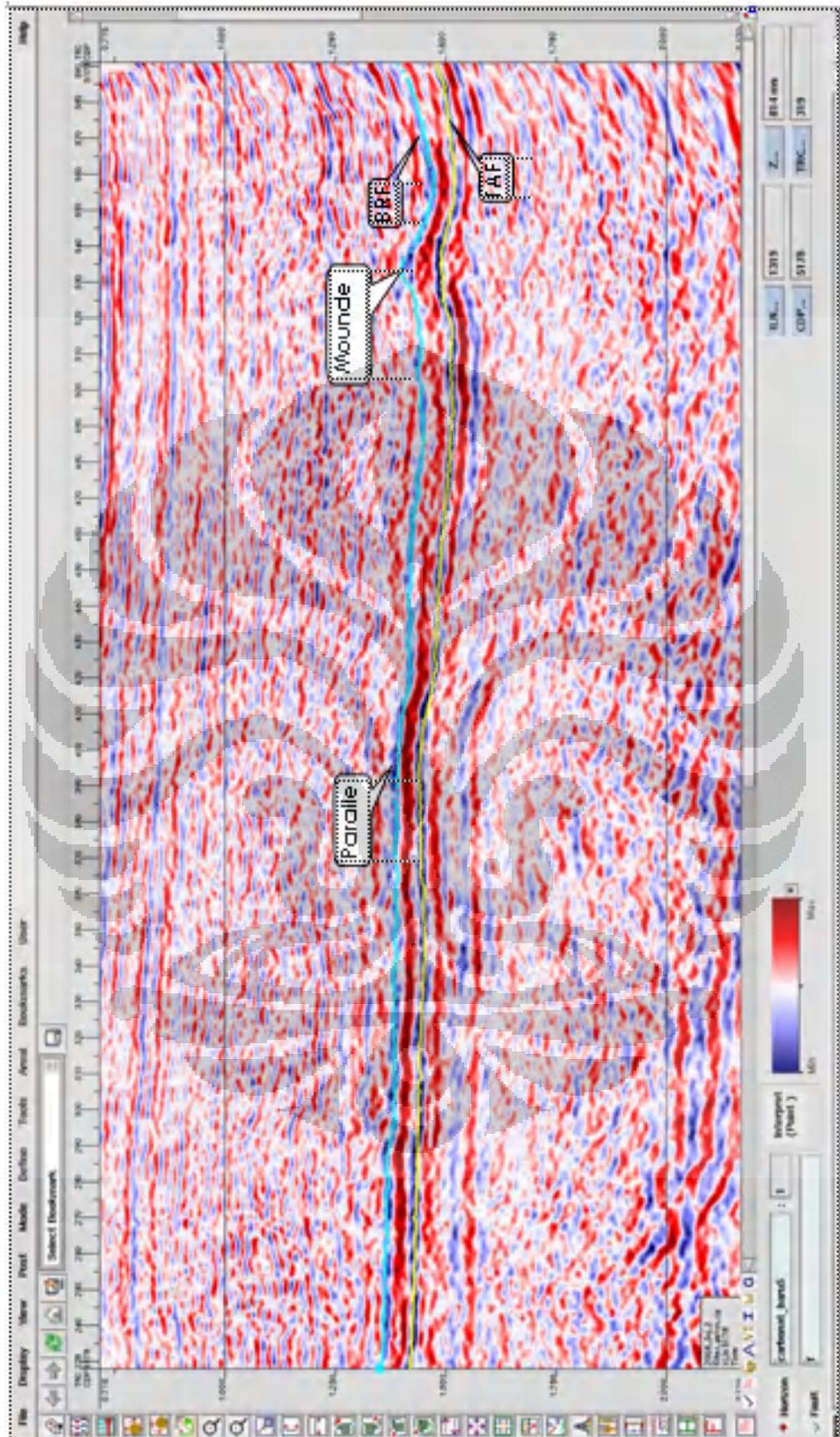
Gambar 5.2 Peta penyebaran batu gamping dengan RMS amplitudo 5x40 pada *basemap*



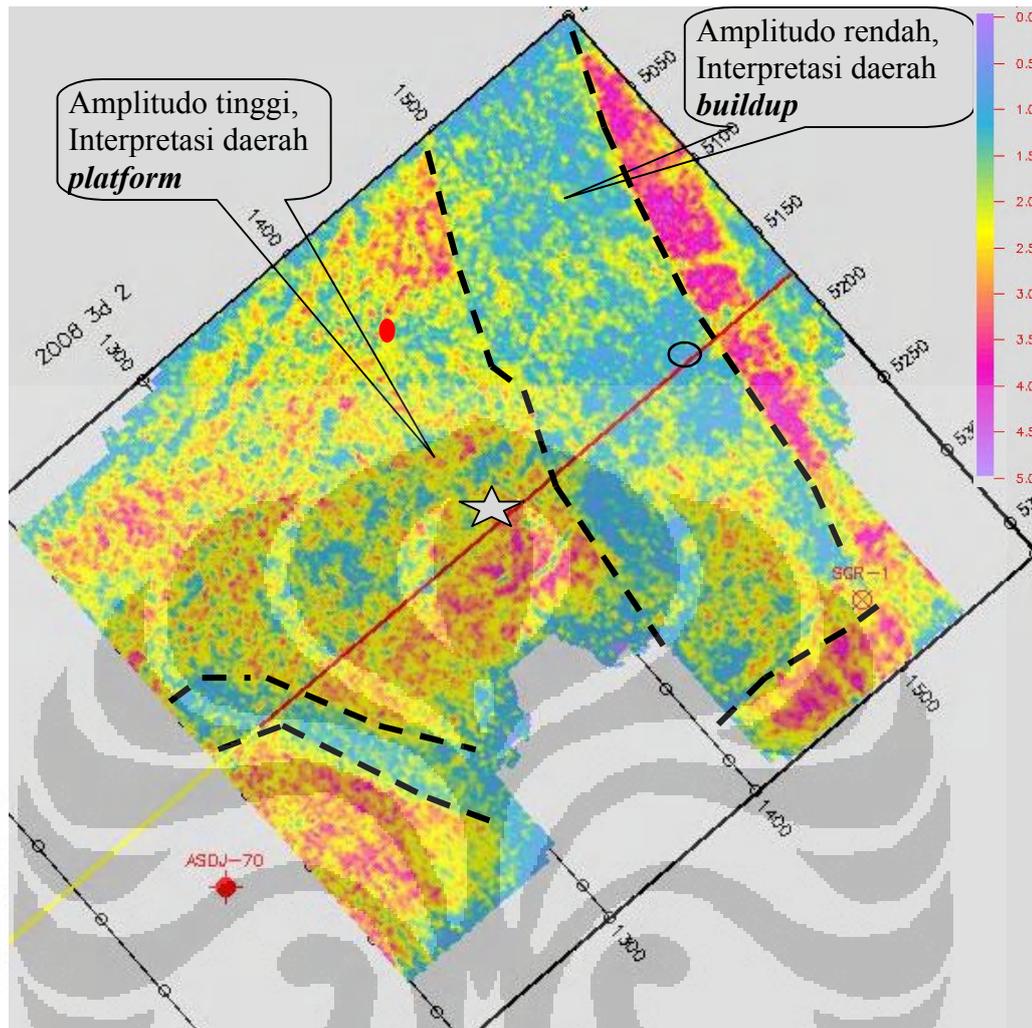
Gambar 5.3 Pola refleksi batu gamping (a) mounded, (b) parallel dan subparallel



Gambar 5.4 Pola refleksi pada horizon BRF



Gambar 5.5 Pola refleksi pada horison BRP



Gambar 5.6 Peta penyebaran batu gamping dengan RMS amplitudo 5x40 pada basemap

5.2.2 Interpretasi Horison TAF

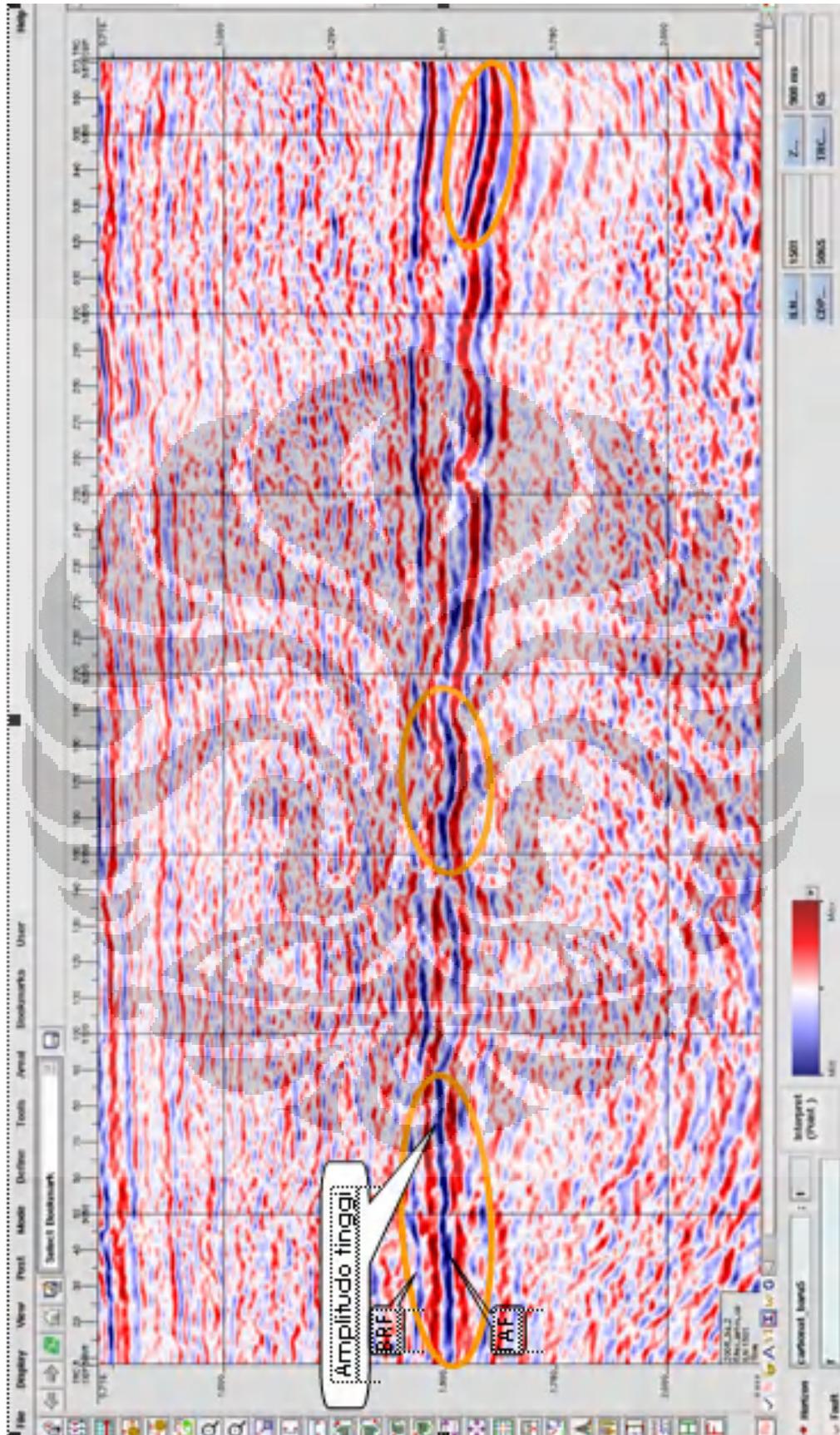
Horizon TAF didominasi batupasir, RMS amplitude berfungsi untuk memetakan daerah yang memiliki batupasir yang bersih (*clean sand*) dan daerah yang banyak mengandung *shaly sand*. Daerah *clean sand* umumnya memiliki ciri porositas tinggi dan bersih dari sisipan batu lain sehingga koefisien refleksi semakin besar, nilai amplitudo cenderung semakin tinggi karena perselingan dengan lapisan shaly yang kontras dengan lapisan clean.

Pola penyebaran RMS amplitudo batupasir tidak dapat dianalisis atau dibedakan dari pola refleksi yang terbentuk karena tidak ada perbedaan pola pembentukan dan pengendapan antara *clean sand* dan *shaly sand*. Oleh karena itu analisa dimulai dari penafsiran penyebaran batupasir yang *clean sand* pada

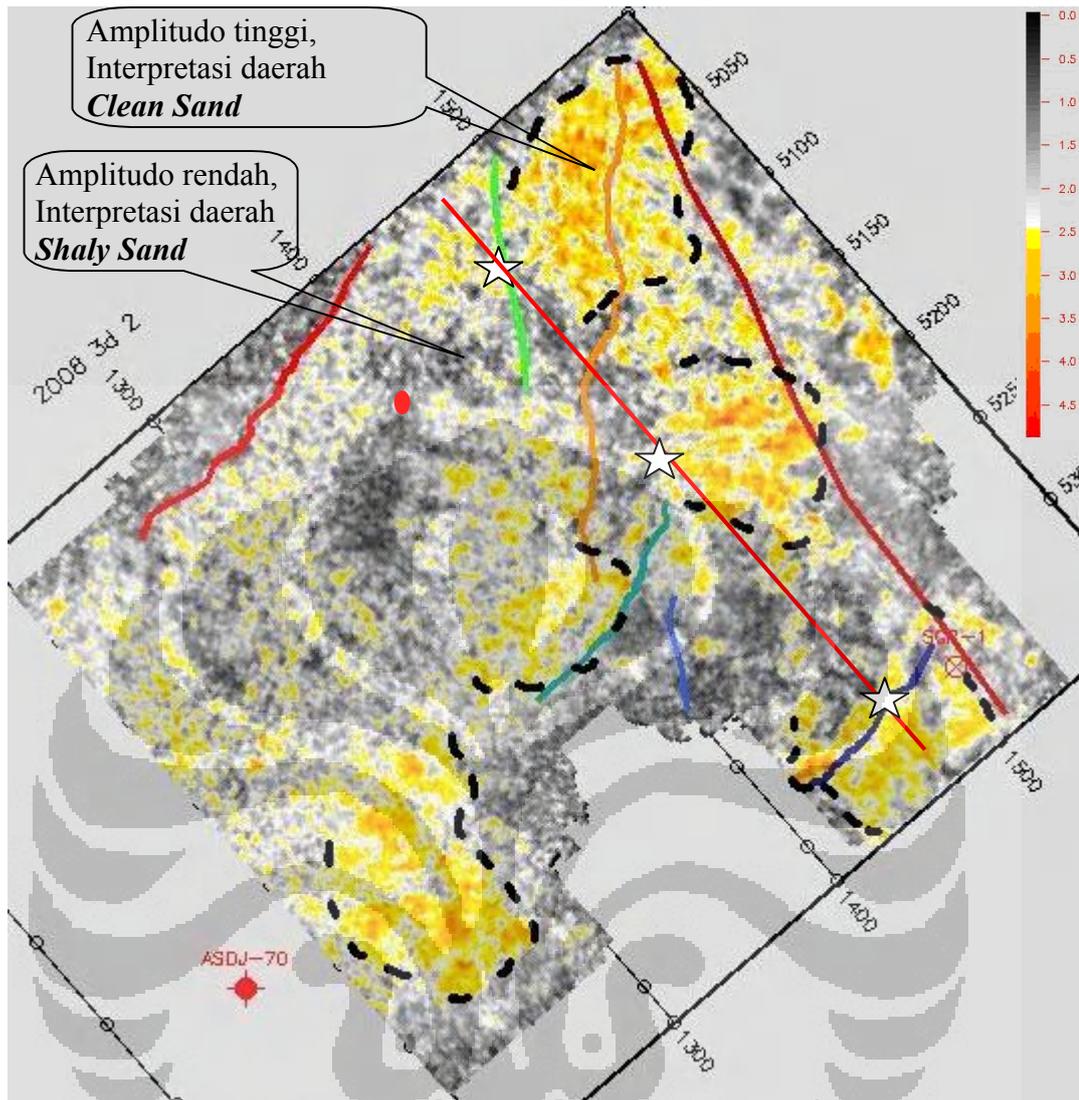
basemap yang terbentuk dari pola penyebaran amplitudo. Akibat akumulasi batu pasir yang cukup tebal, bersih dari sisipan batuan lain, kontras yang besar antara batu pasir dan shale, ditambah kemungkinan adanya fluida yang terkandung membuat nilai amplitudo tinggi atau terang pada titik-titik tertentu (*bright spot*).

Kenampakan optimum peta rms amplitudo untuk penyebaran batupasir berada pada window 35 ms karena berdasarkan informasi geologi ketebalan rata-rata formasi 75 m dan kecepatan rambat gelombang seismik 2100 m/s. Lebar window yang terlalu besar menyebabkan lapisan-lapisan atau amplitudo yang bukan menjadi zona interes ikut terekam sehingga nilai RMS amplitudo tidak dapat mencerminkan penyebaran batu pasir di daerah tersebut.

Berdasarkan informasi geologi regional, diindikasikan bahwa pada formasi talangakar merupakan endapan fluvial hingga delta. Pola yang terlihat dari peta sebaran RMS amplitudo memperlihatkan pengelompokan-pengelompokan daerah beramplitudo tinggi berada di daerah yang lebih rendah. Oleh karena itu, dari peta RMS amplitudo yang terlihat, informasi geologi dan data sumur menunjukkan bahwa daerah pada horison TAF diendapkan di daerah delta, dimana pola yang terlihat pada peta diinterpretasikan sebagai loop fan dengan lapisan batu pasir (*clean*) yang tipis berselingan dengan lapisan shaly.



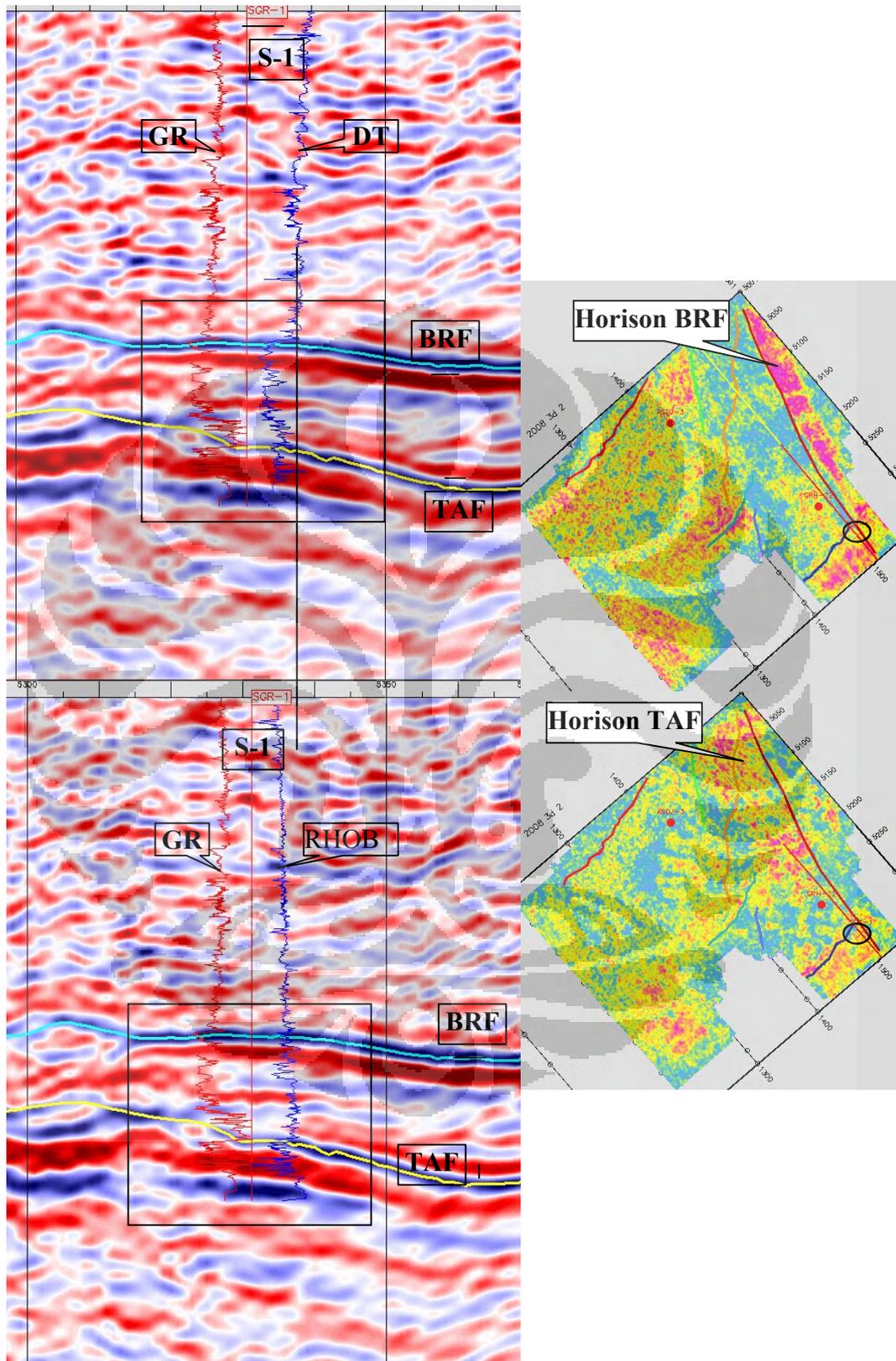
Gambar 5.7 Anomali amplitudo horizon TAF



Gambar 5.8 Peta penyebaran batu pasir dengan RMS amplitudo 5x30 pada basemap

Secara umum penyebaran batu gamping (*buildup*) yang memiliki nilai amplitudo rendah di daerah X berada pada bagian barat dan berarah timurlaut-baratdaya, sedangkan penyebaran batupasir (*clean sand*) terdapat di sekitar bagian baratdaya dan timur laut. Atribut RMS amplitudo menggunakan perhitungan statistik yang nilainya hanya tergantung pada jumlah dan nilai data point dari setiap analisis jendela sebagai data masukannya, oleh karena itu atribut ini kurang baik untuk melihat lapisan batuan dengan ketebalan yang relative tipis atau dibawah resolusi vertikal gelombang seismic karena tidak dapat memisahkan atau membedakan nilai amplitudo hasil interferensi gelombang seismic dari beberapa reflektor.

5.2.3 Interpretasi Data Sumur



Gambar 5.9 Data sumur pada penampang seismik untuk mengkorelasikan dengan penyebaran lateral atribut pada horizon BRF dan TAF

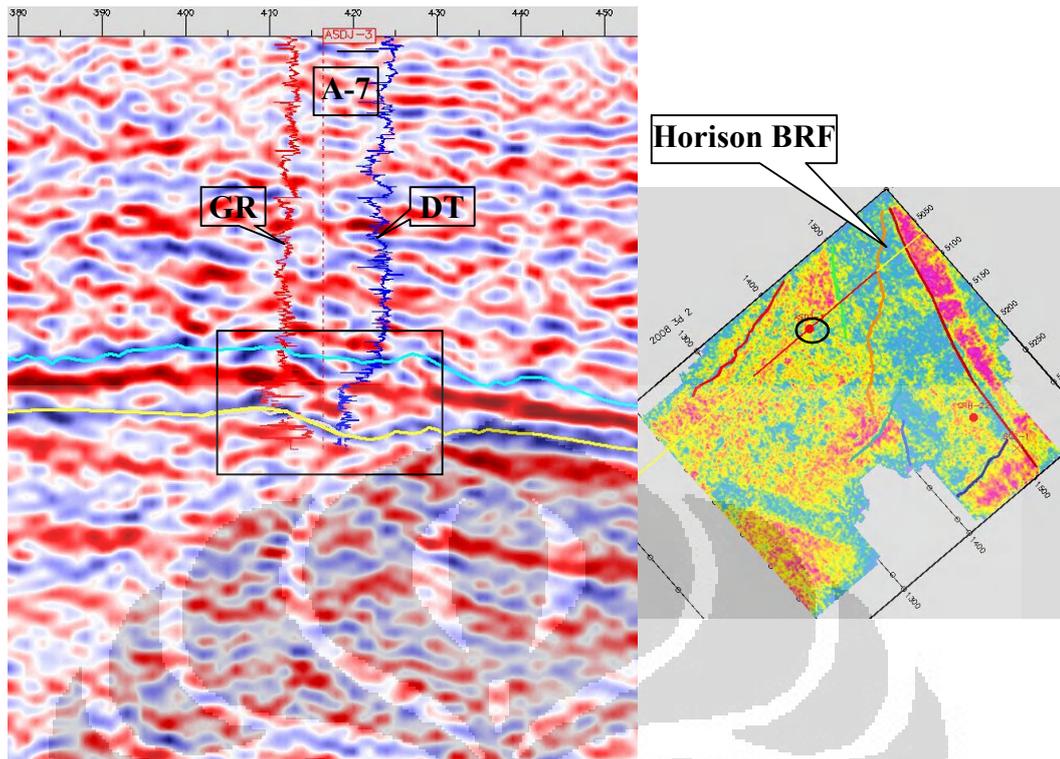
Dari dua data sumur pada daerah x yakni S-1 dan A-7 dapat memberikan interpretasi mengenai tipe litologi batuan di daerah sekitar sumur. Hal ini dipergunakan untuk mengkoscek penyebaran atribut secara lateral pada peta dasar (*basemap*).

Data S-1 memiliki parameter log gamma ray (GR), sonic, dan densitas. Pada horison BRF nilai gamma ray menunjukkan kecendrungan nilai yang tidak beraturan biasanya menunjukkan tipe batugamping reef atau build up, nilai sonic berbelok ke kiri secara drastis pada batas TOP perlapisan menunjukkan daerah yg berporositas tinggi, log densitas menunjukkan nilai yg cenderung besar. Sedangkan untuk horison TAF nilai gamma ray menunjukkan berbelok drastis ke kiri pada saat batas antar perlapisan, hal ini menunjukkan kontras litologi yang ekstrim antara kedua lapisan tersebut yakni shale dan sand, nilai gamma ray yang rendah juga menunjukkan kecendrungan tipe clean sand, nilai sonic cenderung berbelok ke kiri yang menunjukkan perbesaran nilai sonic dan perbesaran porositas batuan. Nilai densitas jelas terlihat menurun pada lapisan ini.

Untuk sumur A-7 hanya sampai pada kedalaman horison BRF. Data log yang digunakan hanya data gamma ray dan sonic. Nilai gamma ray menunjukkan nilai yang teratur yang merupakan ciri batu gamping platform, dengan nilai sonic cenderung tinggi yang menandakan porositas yang kecil.

Dari data sumur yang ada dapat pula diperkirakan jenis lingkungan pengendapan batu pasir pada formasi talang akar. Data gamma ray menunjukkan pola coarsening upward, perselingan antara shale dan batupasir tipis yang silih berganti jelas terlihat, hal memperlihatkan ciri lingkungan pengendapan delta yang masih terpengaruh pasang surut air laut. Ketika air laut naik material yang lebih halus naik ke permukaan menutupi material di daerah darat yang cenderung lebih kasar dan sebaliknya ketika air laut turun.

Dari kedua sumur yang ada memperlihatkan kesesuaian dengan interpretasi facies yang dianalisa. Namun peta penyebaran facies ini hanya bersifat in situ, artinya di daerah yang berbeda belum tentu nilai penyebaran amplitudonya sesuai dengan interpretasi facies di daerah x.



Gambar 5.10 Data sumur pada penampang seismik untuk mengkorelasian dengan penyebaran lateral atribut pada horison BRF

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dalam penelitian ini adalah:

1. Atribut RMS Amplitudo dapat digunakan untuk melihat penyebaran facies batugamping pada formasi baturaja dan batupasir pada formasi talang akar dalam upaya memetakan daerah yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon
2. Pola refleksi dapat digunakan untuk menginterpretasi lingkungan pendapan melalui analisa kemenerusan reflektor dan amplitudo (mounded, paralel).
3. Pemetaan RMS Amplitudo pada batugamping adalah mencari amplitudo rendah untuk daerah *buildup* dan amplitudo tinggi untuk daerah *platform*. sedangkan pada batupasir adalah mencari amplitudo tinggi untuk daerah *clean sand (channel)* dan amplitudo rendah untuk daerah shaly sand, hal ini didukung oleh informasi sumur dan pola refleksi
4. Secara umum penyebaran batu gamping *buildup* di daerah X berada pada bagian barat dan berarah timurlaut-baratdaya, sedangkan penyebaran batupasir (*clean sand*) terdapat di sekitar bagian baratdaya dan timur laut.
5. Analisa atribut hanya memberikan informasi deskriptif dari data seismik yang ada sebagai gambaran umum pola penyebaran facies.

6.2 Saran

Penelitian lebih lanjut dilakukan dengan mengaplikasikan atribut lain seperti spectral decomposition agar dapat memetakan dari sudut pandang lain (frekuensi) selain amplitudo, dalam upaya memperjelas penggambaran facies yang ada. Serta pemodelan seismik inversi untuk melacak distribusi reservoir yang porus secara lateral sehingga akan didapatkan hasil yang lebih detil dan akurat.

DAFTAR ACUAN

- Ardiansyah, Hidayat. 2008. *Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan*.
Ardiansyah.wordpress.com
- Badley, M.E., 1985, *Practical seismic interpretation*, Prentice Hall.
- Brown, R.A, 1999, *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Fifth Edition*, AAPG Memoir 42.
- Chen, Q. and Sidney, S., 1997, *Seismic attributes technology for reservoir forecasting and monitoring*, Western Atlas International. Inc, Houston.
- De Coster, G.L., 1974. *The Geology of Central and South Sumatra Basins*. Indonesian Petroleum Association.
- Hall, M. dan M. Trouillot. 2004. *Predicting Stratigraphy with Spectral Decomposition*. Calgary. Canada. Landmark Graphics.
- Munadi, Suprajitno, 2002. *Pengolahan Data Seismik, Prinsip Dasar dan Metodologi*. Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia
- Pulunggono A., Agus H. S. and Kosuma. 1992. *Pre-Tertiary and Tertiary fault systems as a framework of the South Sumatra Basin; a study of SAR maps*, Indonesian Petroleum Association, Jakarta.
- Pertamina. 2006. *Studi Integrasi Paleogen Synrift Sedimen Cekungan Sumatera Selatan*. Jakarta
- Salim, Agus. 1984. *Geology of the Tunu gas field*. Indonesian Petroleum Association, Jakarta
- Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

- Sangree, J. B, 1979, *Interpretation of depositional Facies from Seismic Data*, IPA Journal.
- Schlumberger. 2006. Oil Field. www.slb.com. 19 April 2006
- Taner, M.T., 2001, *Seismic Attributes*, CSEG Recorder.
- Tangkalalo, D. dan W. Hindadri. 1999. Aplikasi Data seismik 3D Untuk Reassessment Lapangan Minyak Tua Studi Kasus Struktur Rantau, Jakarta. Prosiding Lomba Karya Tulis. Direktorat Eksplorasi dan Produksi. Pertamina.
- Telford, W.M., Sheriff, R.E., and Geldart, L.P., 1990. *Applied Geophysics*: Cambridge Univ. Press, MA.
- Thamrin, M., Siswoyo, J., Sanjoyo, S., Prayitno and Indra, S., 1980. *Heat flow in the Tertiary basin of South Sumatera*. Proceedings of 16th Session of CCOP. Bandung
- Yilmaz, Özdoğan., 1988. *Seismic Data Processing*. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa.
- Yilmaz, Özdoğan., 2001. *Seismic Data Analysis, Volume I*. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa.

LAMPIRAN

DAFTAR DAN ISTILAH

- Base map* : peta yang menunjukkan lokasi pengambilan data yang dapat digunakan sebagai acuan untuk memetakan dengan data yang lain. Umumnya terdiri dari batas-batas pengambilan data, lokasi sumur, arah mata angin dan lain-lain.
- Bright spot* : konsep penampakan nilai amplitudo tinggi dari data seismik refleksi sebagai indikator adanya akumulasi hidrokarbon.
- Build up (gamping)* : Batu gamping non klastik yang tumbuh di daerah shallow marine, fresh water.
- Channel* : hasil dari interpretasi data seismik yang mengindikasikan adanya jejak-jejak erosi dan proses sedimentasi yang diakibatkan keberadaan sungai.
- Clastic* : material sedimen yg sifatnya pecahan, hasil dari pelapukan dan transportasi
- Data log* : data grafik kedalaman yang menunjukkan parameter fisika pada batuan yang diukur secara berkesinambungan dalam sebuah sumur pengeboran.
- Endapan fluvial* : endapan yang terjadi akibat adanya sungai.
- Fasies* : karakteristik suatu batuan yang mencerminkan kondisi asal usul terbentuknya batuan tersebut, seperti dilihat dari lingkungan pengendapan, fosil pembentuknya, strukturnya dan lain-lain.

Formasi : dasar atau inti dari klasifikasi batuan lokal dalam unit stratigrafi batuan. Terdiri dari tubuh batuan secara umum (sedimen, beku, metamorf) dengan beberapa kesamaan keadaan litologi batuan seperti susunan kimianya, struktur, tekstur atau fosil pembentuknya. Suatu formasi mencerminkan tipe batuan yang dominan dalam suatu area atau luasan tertentu.

Gross attribute : atribut seismik yang keseluruhan nilainya diambil dalam suatu selang atau kumpulan tertentu.

Kontur : garis yang memisahkan titik atau luasan yang mempunyai nilai lebih tinggi dengan titik atau luasan yang mempunyai nilai lebih rendah.

Litologi : satuan batuan berdasarkan kenampakan dan ciri fisiknya saja. Sifat atau ciri batuan terdiri dari struktur, warna, komposisi mineral.

Log : data-data yang berasal dari perhitungan geologi yang merupakan profil dari sumur bor.

Miss tie : perbedaan kedalaman yang diperoleh dari data seismik dengan data sumur

Nonclastic: material sedimen yang tidak berasal dari pelapukan, material yg tidak berasal dari pelapukan, biasanya hasil kimiawi, contohnya: batugamping terumbu

Penampang seismik: tampilan dari semua CDP yang digabungkan untuk tiap-tiap sisi yang menampilkan keseluruhan bawah permukaan.

- Picking horison* : pengambilan event yang sama pada penampang seismik yang berupasuatu garis dalam suatu formasi. Biasanya digunakan pewarnaan yang berbeda untuk tiap-tiap formasi.
- Platform (gamping)* : Batu gamping klastik yang terendapkan di daerah deep marine
- Reservoir* : batuan yang menjadi tempat terakumulasinya hidrokarbon.
- Sand* : butur batuan yang dengan lebar diameter antara 0.0635 - 2 mm
- Sesar* : rekahan-rekahan dalam kulit bumi, yang mengalami pergeseran, yang adahnya sejajar dengan bidang rekahan satu terhadap yang lainnya.
- Stratigrafi* : ilmu yang mempelajari batuan bumi berdasarkan asal terbentuknya, komposisi dan distribusi dari tingkatan atau urutan terbentuknya dalam bumi.
- Transgresi* : mundurnya garis pantai akibat kenaikan relatif muka air laut lebih besar dari suplai sediment
- Regresi* : majunya garis pantai akibat kenaikan muka air laut lebih kecil dari suplai sediment.
- Rifting* : proses pemekaran yang terjadi sesar-sesar normal yang menyebabkan adanya bagian yg lebih cekung, sehingga memungkinkan adanya sedimentasi
- Window* : interval waktu tertentu yang diambil dari penampang seismik atau disebut juga dengan jendela waktu seismik.