

**INTERPRETASI SEISMİK 3D UNTUK EVALUASI DAN PENENTUAN
PROSPEK HIDROKARBON DAERAH X, JAWA BARAT UTARA**

SKRIPSI

**Diajukan Untuk Melengkapi Persyaratan Memperoleh
Gelar Sarjana Fisika**

oleh

DEBORA ELSYNA PORMES

0305020276



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



UNIVERSITAS INDONESIA

**INTERPRETASI SEISMIK 3D UNTUK EVALUASI DAN PENENTUAN
PROSPEK HIDROKARBON DAERAH X, JAWA BARAT UTARA**

SKRIPSI

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

DEBORA ELSYNA PORMES

0305020276

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
DEPARTEMEN FISIKA
PEMINATAN GEOFISIKA
DEPOK
DESEMBER 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 : Debora Elsyna Pormes

NPM : 0305020276

Tanda Tangan :

Tanggal : 1 Desember 2009

HALAMAN PENGESAHAN

Nama Mahasiswa : Debora Elsyna Pormes
NPM : 0305020276
Departemen : Fisika
Peminatan : Geofisika
Tanggal Sidang : 1 Desember 2009
Judul Skripsi : Interpretasi Seismik 3D untuk Evaluasi dan Penentuan
Prospek Hidrokarbon Daerah X, Jawa Barat Utara

Skripsi ini telah diperiksa dan disetujui oleh

Dr. Ari Samodra
Pembimbing I

Dr. Eng. Supriyanto, M. Sc
Pembimbing II

Dr. rer. nat. Abdul Haris
Penguji I

Dr. W. Waluyo
Penguji II

Dr. Santoso Soekirno
Ketua Departemen Fisika

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kepada Tuhan Yang Maha Kuasa, atas segala berkat dan kasih-Nya yang melimpah atas penulis, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik. Penulisan skripsi yang berjudul “Interpretasi Seismik 3D Untuk Evaluasi Dan Penentuan Prospek Hidrokarbon Daerah X, Jawa Barat Utara” ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Fisika Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Penulis menyadari bahwa banyak pihak yang turut membantu, membimbing, mendukung dan mendoakan sehingga skripsi ini dapat penulis selesaikan dengan baik. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Dr. Ari Samodra selaku dosen pembimbing I yang telah membimbing penulis dalam segala hal, baik dalam ilmu pengetahuan, nasehat, dan dorongan yang telah diberikan kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Dr. Eng. Supriyanto, M.Sc selaku dosen pembimbing II yang telah membimbing, memberikan pengarahan dan diskusi sehingga skripsi ini dapat diselesaikan dengan baik.
3. Dr. rer. nat. Abd. Haris dan Dr. W. Waluyo selaku penguji I dan penguji II yang telah memberikan waktunya untuk berdiskusi, juga untuk setiap koreksi dan masukan bagi penulis dalam menyelesaikan skripsi ini.
4. Dr. Eng. Yunus Daud sebagai ketua Program Peminatan Geofisika yang telah memberikan arahan, bimbingan dan nasehat selama mengikuti perkuliahan di Geofisika UI.
5. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Fisika UI untuk setiap ilmu yang diberikan dan juga bantuannya selama penulis menjadi mahasiswa di Fisika UI.
6. Pihak Pertamina EPTC yang telah menyediakan tempat dan fasilitas bagi penulis untuk melaksanakan penelitian, terutama Dr. Djedi yang telah mengalokasikan waktu dan memberikan kesempatan kepada penulis untuk

melaksanakan penelitian di Pertamina EPTC, serta Bapak Rubi sebagai pembimbing teknis *software* atas setiap arahan dan masukannya. Selain itu, juga untuk para karyawan Pertamina EPTC yang telah bersedia untuk berdiskusi serta memberikan masukan yang bermanfaat antara lain: Pak Wawan, Pak Agi, Pak Angkasa, Pak Muin, dll.

7. Secara khusus untuk kedua orang tua dan adik-adik penulis, yang telah memberikan dukungan, semangat dan doa selama penulis merampungkan skripsi ini.
8. Untuk teman-teman Geofisika dan Fisika 2005 - 2007 juga yang lainnya yaitu Christine, Juan, Syahrul, Angga, Rahma, Opi, Rara, Risma, Fera, Cynthya dll, yang telah membantu penulis baik secara langsung ataupun tidak langsung selama penulis melakukan perkuliahan ataupun penyusunan skripsi ini.
9. Untuk kakak-kakak alumni geofisika, kak Adhi M, kak Bei, kak Ian, dll atas setiap masukannya.
10. Untuk setiap pribadi yang secara sadar ataupun tidak telah turut membantu, memberikan semangat, arahan dan bimbingan sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini.

Penulis menyadari bahwa penulisan skripsi ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu penulis terbuka untuk menerima kritik dan saran agar dapat dihasilkan tulisan yang lebih baik lagi di waktu yang akan datang..

Akhir kata, penulis berharap semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi siapa saja yang membacanya, serta dapat dikembangkan dan disempurnakan agar lebih bermanfaat.

Depok, Desember 2009

Penulis

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

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

Nama : Debora Elsyna Pormes
NPM : 0305020276
Peminatan : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

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

**INTERPRETASI SEISMIK 3D UNTUK EVALUASI DAN PENENTUAN
PROSPEK HIDROKARBON DAERAH X, JAWA BARAT UTARA**

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 : 1 Desember 2009

Yang menyatakan

(Debora Elsyna Pormes)

Nama : Debora Elsyna Pormes
Program studi : Fisika
Judul : Interpretasi Seismik 3D Untuk Evaluasi Dan Penentuan Prospek
Hidrokarbon Daerah X, Jawa Barat Utara.

ABSTRAK

Daerah penelitian X (Rendahan Cipunegara, Cekungan Jawa Barat Utara) merupakan salah satu cekungan *back-arc* di Indonesia yang berpotensi memiliki prospek hidrokarbon. Interpretasi struktur dan stratigrafi telah dilakukan pada data seismik 3D PSTM dengan dua data sumur di daerah tersebut untuk melihat kondisi geologi bawah permukaan secara lebih detail. Selain itu juga dilakukan analisa atribut amplitudo RMS untuk melihat perubahan litologi batuan secara lateral.

Hasil interpretasi struktur dan stratigrafi menunjukkan adanya arah pola patahan Utara - Selatan pada Formasi Batu Raja dan Talang Akar serta arah pola patahan Barat - Timur pada *Basement*. Hasil analisa atribut amplitudo RMS dengan analisa jendela 20 ms menunjukkan adanya pola *reef build-up* pada Formasi Batu Raja dan pola *channel* pada Formasi Talang Akar.

Kata kunci : Atribut amplitudo RMS, *channel*, interpretasi struktur dan stratigrafi, *reef build-up*.

Name : Debora Elsyna Pormes
Study Program: Fisika
Title : 3D Seismic Interpretation for Evaluation and Identification of Hydrocarbon Prospect of Region X, North West Java.

ABSTRACT

Study area of X (Cipunegara Low, North West Java Basin) is one of back-arc basins in Indonesia that potentially has hydrocarbon prospect. Structural and stratigraphic interpretation have carried out to the PSTM 3D seismic data along two wells data at that region to characterize more detail about the geological condition of subsurface. Furthermore, RMS amplitude analysis has been done to observe the lithology changes laterally.

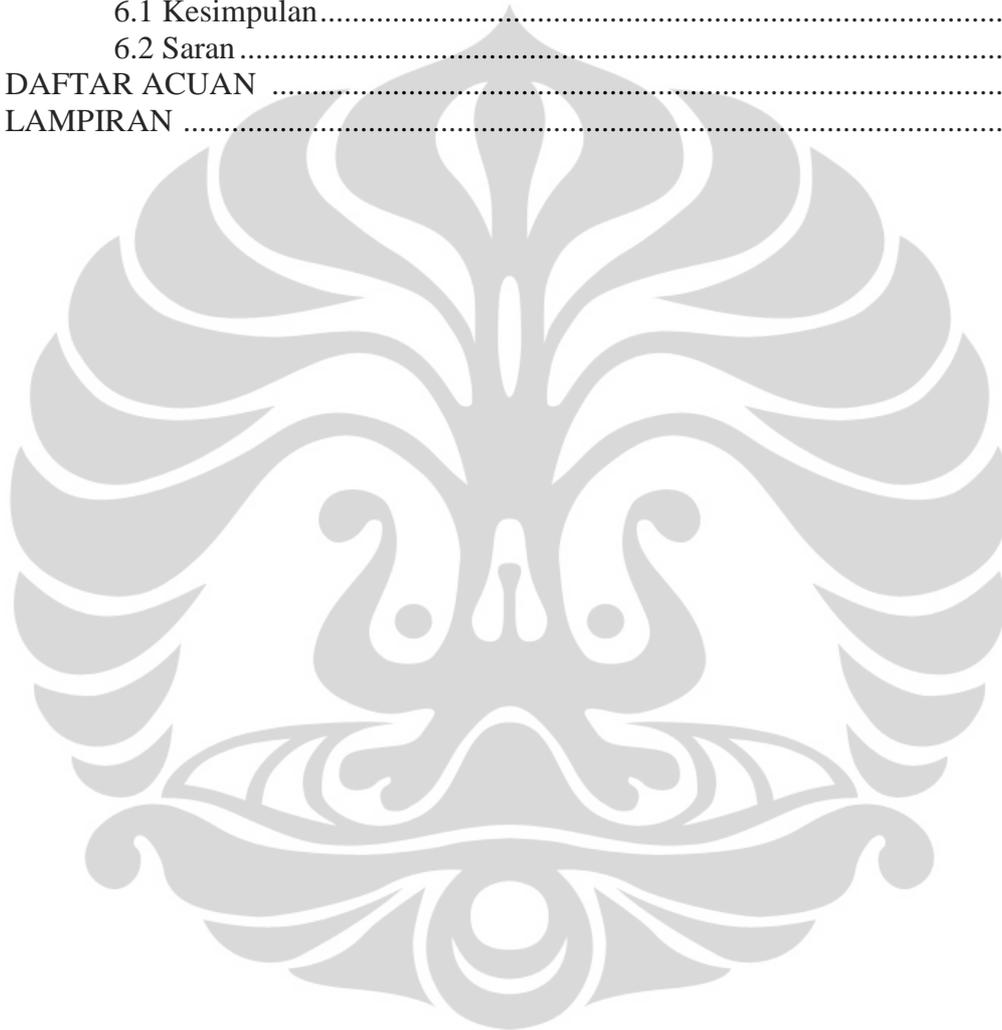
The result of structural and stratigraphic interpretation shows the existence of North – South oriented faults at Batu Raja and Talang Akar Formation, and also East – West oriented faults at Basement. The RMS amplitude attribute analysis with 20 ms window analysis shows the existence reef build-up pattern at Batu Raja Formation and channel pattern at Talang Akar Formation.

Key words : Channel, reef build-up, RMS amplitude attribute, seismic attribute, structural and stratigraphic interpretation.

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vi
ABSTRAK.....	vii
ABSTRACT.....	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR PERSAMAAN	xiv
DAFTAR LAMPIRAN	xv
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Batasan Masalah.....	2
1.3 Tujuan dan Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Metode Penelitian.....	3
1.5 Sistematika Penulisan.....	3
BAB 2. LATAR BELAKANG GEOLOGI	5
2.1 Geologi Regional	5
2.1.1 Kerangka Tektonik.....	6
2.1.2 Sejarah Geologi	7
2.1.3 Struktur Regional.....	9
2.1.4 Stratigrafi Regional	10
2.2 Sistem Petroleum.....	12
2.3 Proses Pembentukan Hidrokarbon (<i>Hydrocarbon Play</i>)	14
BAB 3. TEORI DASAR	16
3.1 Seismik Refleksi.....	16
3.1.1 Gelombang Seismik Refleksi	16
3.1.2 Impedansi Akusik dan Koefisien Refleksi	17
3.1.3 Efek Interferensi	18
3.1.4 Resolusi Vertikal	18
3.2 Tinjauan Data	19
3.2.1 Data Seismik 3D.....	19
3.2.2 Data Log Sumur	21
3.3 Interpretasi Seismik.....	22
3.3.1 Tahapan Umum Interpretasi Seismik.....	22
3.3.2 Hal-hal Yang Perlu Diperhatikan Dalam Interpretasi Seismik	24
3.4 Atribut Seismik.....	29
3.4.1 Atribut Amplitudo RMS.....	30
3.4.2 Atribut Kontinuitas.....	31
3.4.3 Atribut Koherensi	33
BAB 4. METODOLOGI PENELITIAN	34
4.1 Pengumpulan Data.....	34

4.2 Pengolahan Data	34
4.3 Analisa Data	36
BAB 5. ANALISA DAN PEMBAHASAN.....	37
5.1 Analisa Sumur, <i>Wavelet</i> dan <i>Well-Seismic Tie</i>	37
5.2 Analisa Patahan dan Horison.....	43
5.3 Analisa Peta Kontur.....	46
5.4 Analisa Atribut Seismik	48
5.5 Analisa Terpadu Dalam Menentukan Prospektivitas Daerah.....	50
BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN	56
6.1 Kesimpulan.....	56
6.2 Saran	56
DAFTAR ACUAN	58
LAMPIRAN	60

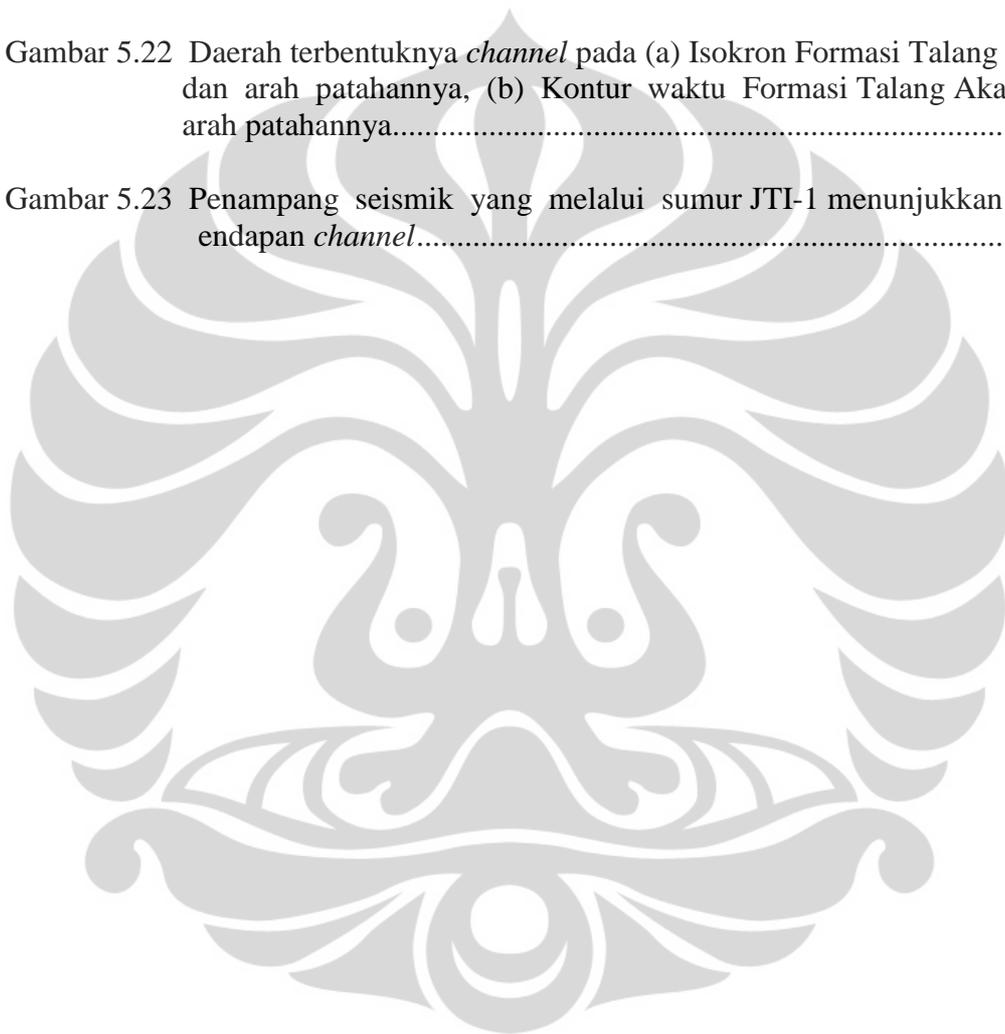


DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Metodologi penelitian	3
Gambar 2.1 Letak Cekungan Jawa Barat Utara.....	5
Gambar 2.2 Daerah penelitian pada Rendahan Cipunegara	6
Gambar 2.3 Arah-arrah patahan Cekungan Jawa Barat Utara	9
Gambar 2.4 Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara.....	10
Gambar 2.5 Proses Pembentukan Hidrokarbon pada Cekungan Jawa Barat Utara.....	14
Gambar 3.1 Penjalaran gelombang seismik dalam bumi.....	16
Gambar 3.2 Contoh resolusi vertikal dan efek interferensi lapisan batuan dengan IA tinggi yang terletak pada lapisan batuan dengan IA rendah	19
Gambar 3.3 Data volum survei seismik 3D	20
Gambar 3.4 Diagram alir interpretasi seismik	23
Gambar 3.5 Polaritas wavelet (a) fase nol, (b) fase minimum.....	25
Gambar 3.6 Sintetik Seismogram yang diperoleh dari konvolusi KR dengan wavelet.....	26
Gambar 3.7 Jenis-jenis sesar: (a) Sesar Normal, (b) Sesar Naik, (c) Sesar Geser	28
Gambar 3.8 Klasifikasi atribut seismik menurut Brown (2003).....	29
Gambar 3.9 Ilustrasi perhitungan atribut amplitudo RMS.....	31
Gambar 3.10 Diagram isometris tras seismik aktual	32
Gambar 3.11 Hubungan antara tras amplitudo dan tras fase sesaat.....	32
Gambar 3.12 Macam-macam atribut sesaat.....	32
Gambar 3.13 Koherensi Seismik	33
Gambar 4.1 Data seismik 3D PSTM pada daerah penelitian.....	34
Gambar 4.2 Software PARADIGM.....	35
Gambar 5.1 Log <i>gamma ray</i> , <i>density</i> dan <i>sonic</i> dari sumur JTI-1	38

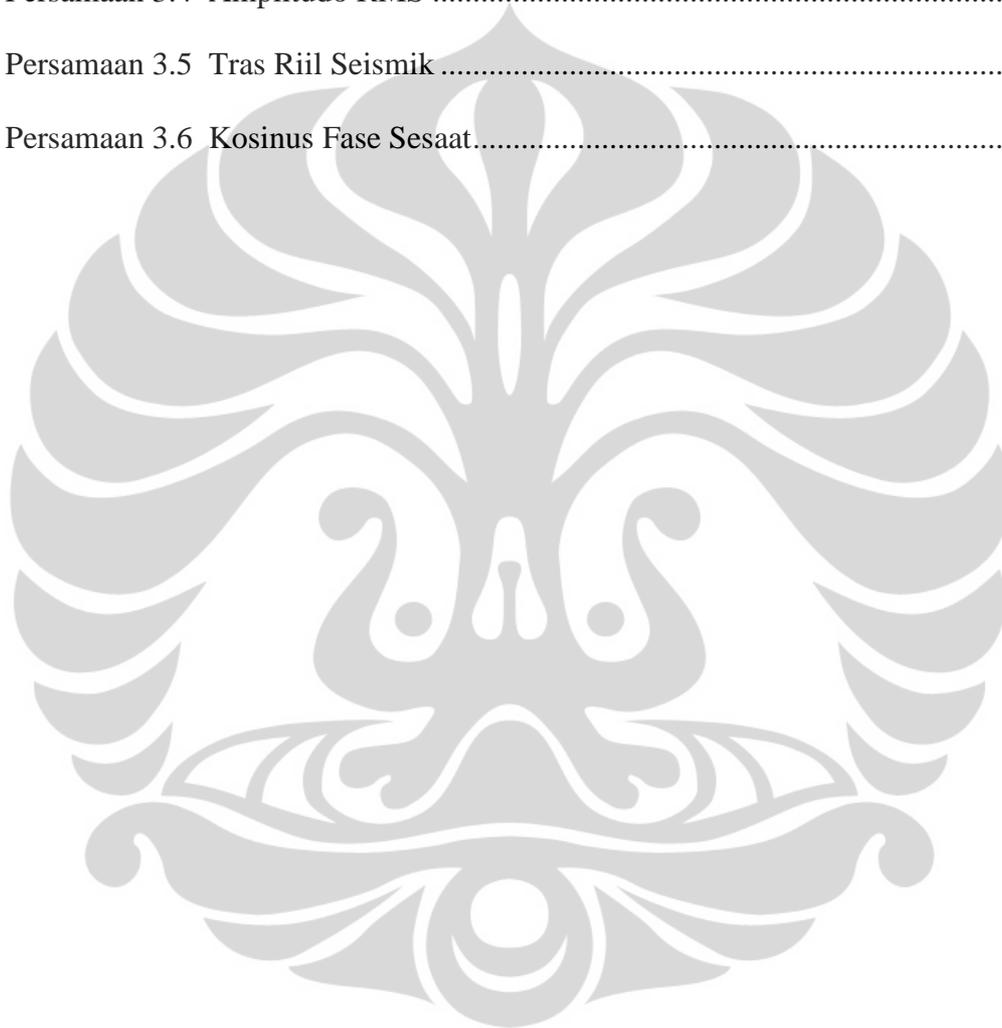
Gambar 5.2 Log SP sumur JTI-1	39
Gambar 5.3 Log <i>gamma ray</i> dan <i>slowness</i> dari sumur JYA-1	40
Gambar 5.4 <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi pada (a) sumur JTI dan (b) sumur JYA-1 ...	41
Gambar 5.5 <i>Wavelet</i> model ricker dengan fase -90^0 untuk sumur JTI-1	42
Gambar 5.6 <i>Wavelet</i> model ricker dengan fase -90^0 untuk sumur JYA-1	42
Gambar 5.7 Korelasi sumur dengan data seismik pada sumur JTI-1 dan JYA-1 .	43
Gambar 5.8 Analisa Patahan (a) pada <i>inline</i> 2030, (b) pada <i>xline</i> 7205; (c) <i>inline</i> 2030 dan <i>xline</i> 7205 pada peta dasar; (d) visualisasi penelusuran patahan pada data 3D.....	44
Gambar 5.9 Analisa horison	44
Gambar 5.10 Perkiraan <i>basement</i> pada <i>variance cube</i>	45
Gambar 5.11 Visualisasi 3D patahan dan horison (a) Patahan T - B dan horison <i>top Basement</i> ,(b) Patahan U - S dan horison <i>top</i> Formasi Batu Raja, Talang Akar dan <i>Basement</i>	46
Gambar 5.12 Peta kontur tiap horison pada (a) Formasi Batu Raja, (b) Formasi Talang Akar dan (c) <i>Basement</i>	47
Gambar 5.13 Peta kontur isokron: (a) Formasi Batu Raja , (b) Formasi Talang Akar	47
Gambar 5.14 Amplitudo RMS Formasi Batu Raja dengan analisa jendela (a) <i>top</i> Formasi Batu Raja – <i>top</i> Formasi Talang Akar, (b) 10 ms sebelum dan sesudah <i>top</i> Formasi Batu Raja, (c) 0 – 20 ms dari <i>top</i> Formasi Batu Raja	48
Gambar 5.15 Amplitudo RMS Formasi Talang Akar dengan analisa jendela (a) <i>top</i> Formasi Talang Akar – <i>top</i> Formasi <i>Basement</i> , (b) 10 ms sebelum dan sesudah <i>top</i> Formasi Talang Akar, (c) 0 – 20 ms dari <i>top</i> Formasi Talang Akar.....	49
Gambar 5.16 (a) Isokron Formasi Batu Raja dan arah patahannya, (b) Kontur waktu Formasi Batu Raja dan arah patahannya	50
Gambar 5.17 (a) Isokron Formasi Talang Akar dan arah patahannya, (b) Kontur waktu Formasi Talang Akar dan arah patahannya, (c) Kontur waktu <i>Basement</i> dan arah patahannya	51

Gambar 5.18	Prospek hidrokarbon pada Formasi Batu Raja.....	52
Gambar 5.19	Isokron Formasi Batu Raja menunjukkan ketebalan daerah <i>build-up</i>	52
Gambar 5.20	Penampang seismik pada sumur JYA-1 dimana terlihat <i>build-up</i> .	53
Gambar 5.21	Prospek hidrokarbon pada Formasi Talang Akar	54
Gambar 5.22	Daerah terbentuknya <i>channel</i> pada (a) Isokron Formasi Talang Akar dan arah patahannya, (b) Kontur waktu Formasi Talang Akar dan arah patahannya.....	54
Gambar 5.23	Penampang seismik yang melalui sumur JTI-1 menunjukkan pola endapan <i>channel</i>	55



DAFTAR PERSAMAAN

Persamaan 3.1 Impedansi Akustik.....	17
Persamaan 3.2 Perbandingan Energi Seismik.....	18
Persamaan 3.3 Koefisien Refleksi	18
Persamaan 3.4 Amplitudo RMS	31
Persamaan 3.5 Tras Riil Seismik	33
Persamaan 3.6 Kosinus Fase Sesaat.....	33



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	Penampang Seismik <i>Inline</i> 1910 – 2600 per 30 <i>line</i>	60
Lampiran 2	Penampang Seismik <i>Xline</i> 7085 – 7715 per 30 <i>line</i>	68



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cekungan Jawa Barat Utara merupakan salah satu cekungan *back-arc* di Indonesia yang berpotensi mengandung sumber dan cadangan hidrokarbon. Dalam penelitiannya, Sujanto F X (1977) menyebutkan bahwa sejak tahun 1967-1977 saja, Pertamina sudah melakukan eksplorasi hidrokarbon dan pemboran sebanyak 20 sumur dari 50 daerah prospek di Cekungan Jawa Barat Utara ini. Dan selama periode itu sebanyak 5 lapangan eksplorasi hidrokarbon ditemukan dan dikembangkan serta 7 lapangan lainnya sudah merupakan lapangan pengembangan. Hal tersebut dapat dikarenakan sejarah geologi yang membentuk struktur dan stratigrafi cekungan tersebut memenuhi sebuah konsep *play* dimana hidrokarbon dapat terbentuk dan tersimpan dengan baik. Itulah yang menyebabkan Cekungan Jawa Barat Utara ini terus di evaluasi.

Salah satu formasi dari Cekungan Jawa Barat Utara yang berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon adalah Formasi Cibulakan Bawah yang terdiri dari Formasi Talang Akar yang merupakan endapan *fluviodeltaic* dan Formasi Batu Raja yang merupakan karbonat. Menurut Arpandi D dan Suyitno P (1975), setelah vulkanik Formasi Jatibarang terbukti merupakan reservoir hidrokarbon, saat ini Formasi Cibulakan menjadi target utama dalam pencarian hidrokarbon. Keseluruhan Formasi Cibulakan terbentuk secara bersamaan dalam lingkungan paralik sampai laut dangkal dan di sekitar lingkungan *basement* serta di lingkungan neritik luar sampai batial di dalaman *basement*. Kondisi inilah yang menjelaskan kedekatan hubungan antara batuan sumber dan reservoir, dimana semua faktor diharapkan turut membangun terbentuknya proses pembentukan, migrasi dan akumulasi hidrokarbon.

Daerah X adalah daerah penelitian yang berada di Rendahan Cipunegara, salah satu rendahan pada Cekungan Jawa Barat Utara, juga merupakan daerah prospek hidrokarbon yang potensial. Hal tersebut dikarenakan Rendahan Cipunegara memiliki struktur dan stratigrafi yang dapat membentuk reservoir hidrokarbon yang dipengaruhi oleh dua proses tektonik yang juga mempengaruhi

proses pengendapannya. Proses tektonik dan pengendapan pertama terjadi pada masa Paleogen yang diwakili oleh Formasi Talang Akar dan yang kedua terjadi pada masa Neogen yang diwakili oleh Formasi Batu Raja. Oleh karena itu, pada penelitian ini dilakukan evaluasi dan identifikasi prospek hidrokarbon daerah X pada Rendahan Cipunegara di Cekungan Jawa Barat Utara.

Proses evaluasi dan identifikasi daerah penelitian ini dilakukan dengan melakukan interpretasi struktur dan stratigrafi Formasi Talang Akar dan Formasi Batu Raja. Selain itu juga dilakukan analisa atribut amplitudo RMS untuk memetakan penyebaran facies pada Formasi Talang Akar dan Formasi Batu Raja, serta analisa atribut *variance cube* untuk memetakan *basement*. Pada akhirnya dapat ditentukan daerah prospek hidrokarbon pada daerah penelitian ini. Target akhir penelitian ini adalah menentukan lokasi prospek hidrokarbon di daerah X tersebut.

1.2 Batasan Masalah

Batasan masalah pada Tugas Akhir ini adalah mempelajari formasi daerah penelitian beserta struktur dan stratigrafi bawah permukaan dan juga menganalisis karakter reservoir hidrokarbon dengan menggunakan beberapa atribut seismik.

1.3 Tujuan dan Manfaat Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah :

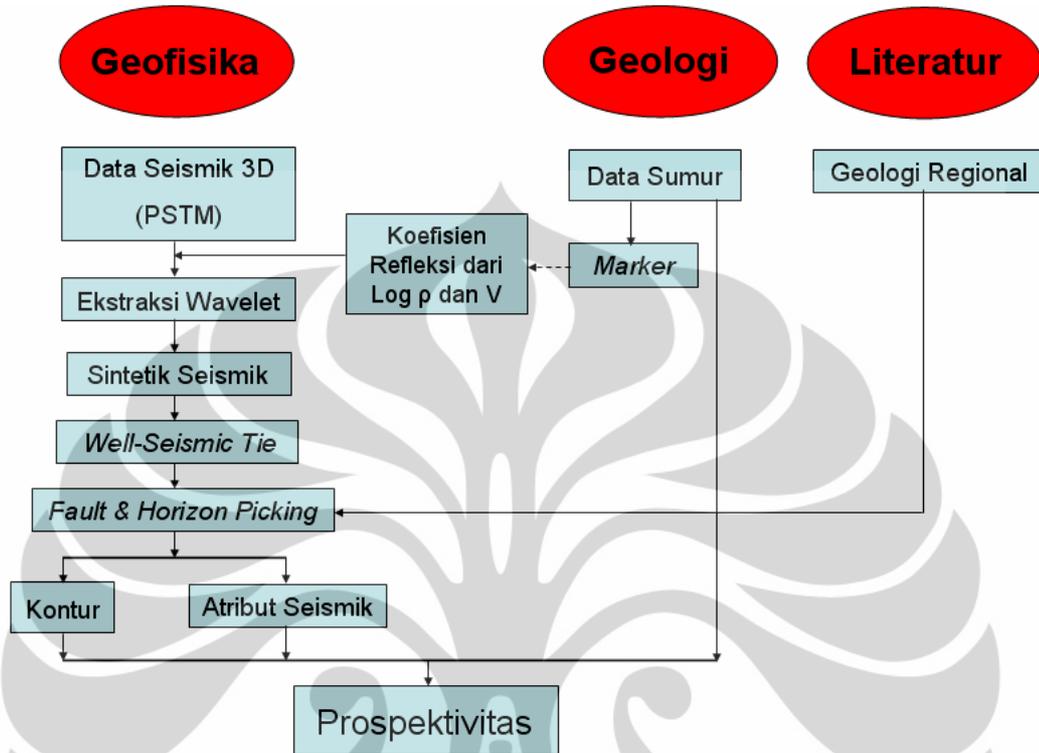
1. Mengetahui dan mempelajari formasi target pada daerah penelitian serta melakukan interpretasi struktur dan stratigrafi geologi bawah permukaannya.
2. Mengkarakterisasi reservoir hidrokarbon dengan menggunakan atribut amplitudo seismik.
3. Mencari prospektivitas keberadaan hidrokarbon pada daerah penelitian.

Manfaat penelitian ini adalah:

Sebagai salah satu acuan dalam melakukan studi lebih lanjut mengenai prospektivitas hidrokarbon secara kuantitatif dan kemungkinan rekomendasi sumur pemboran pada daerah X di Cekungan Jawa Barat Utara.

1.4 Metode Penelitian

Metode penelitian yang saya lakukan mengikuti alur proses interpretasi seismik seperti alur di bawah ini.



Gambar 1.1 Metode penelitian

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan hasil penelitian dibagi menjadi 6 bab, yang masing-masing terdiri dari beberapa sub-bab untuk mempermudah penjelasan. Penulisan bab-bab dilakukan sebagai berikut:

- **BAB 1. PENDAHULUAN**

Pada bab ini menjelaskan latar belakang permasalahan, pembatasan masalah yang ingin diselesaikan, tujuan penelitian, metodologi penelitian, serta sistematika penulisan.

- **BAB 2. LATAR BELAKANG GEOLOGI**

Bab ini menguraikan geologi regional daerah penelitian X, Cekungan Jawa Barat Utara, mulai dari proses pembentukan, struktur, stratigrafi sampai sistem petroleumnya.

- **BAB 3. TEORI DASAR**

Bab ini menguraikan teori interpretasi seismik dan atribut seismik yang digunakan pada penelitian ini.

- **BAB 4. METODOLOGI PENELITIAN**

Bab ini berisi keterangan data seismik yang diolah dan *software* PARADIGM yang digunakan untuk mengolah data serta penjelasan tahapan - tahapan proses penelitian yang saya lakukan.

- **BAB 5. ANALISA DAN PEMBAHASAN**

Bab ini berisi analisa dan pembahasan untuk setiap tahapan dan hasilnya, serta analisa akhir dalam penentuan daerah prospek hidrokarbon pada daerah X, Cekungan Jawa Barat Utara.

- **BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN**

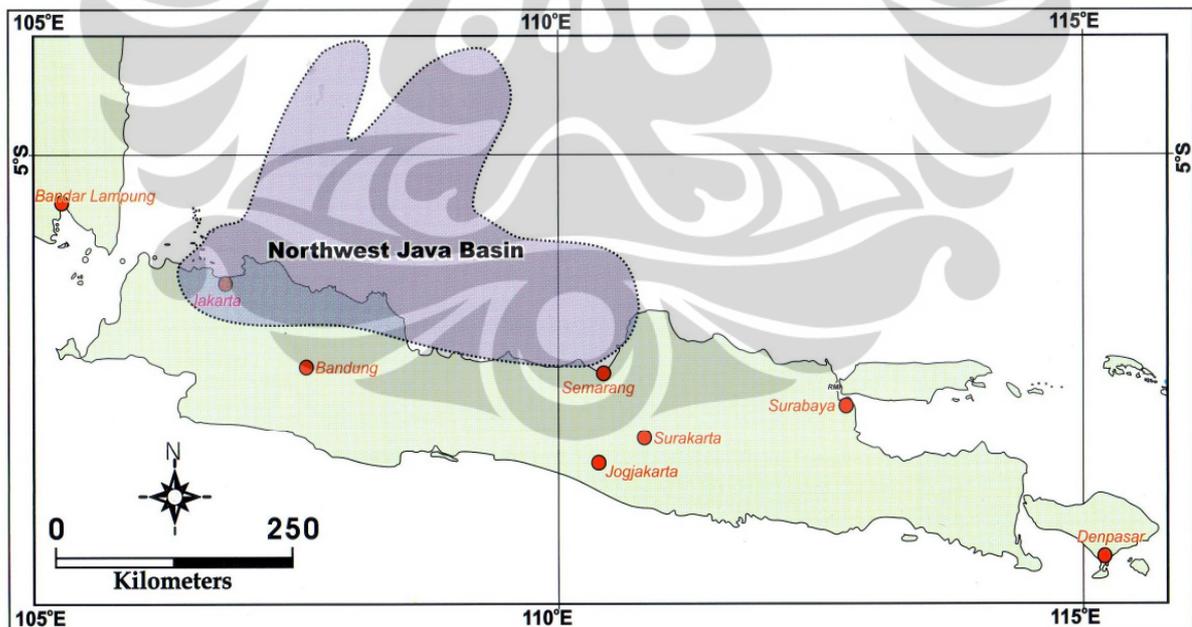
Setelah melalui tahap analisa dan pembahasan, maka pada bab ini penulis menarik kesimpulan terhadap penelitian yang telah dilakukan, ditambahkan saran-saran yang berguna untuk pengembangan daerah prospek lebih lanjut.

BAB 2

LATAR BELAKANG GEOLOGI

2.1 Geologi Regional

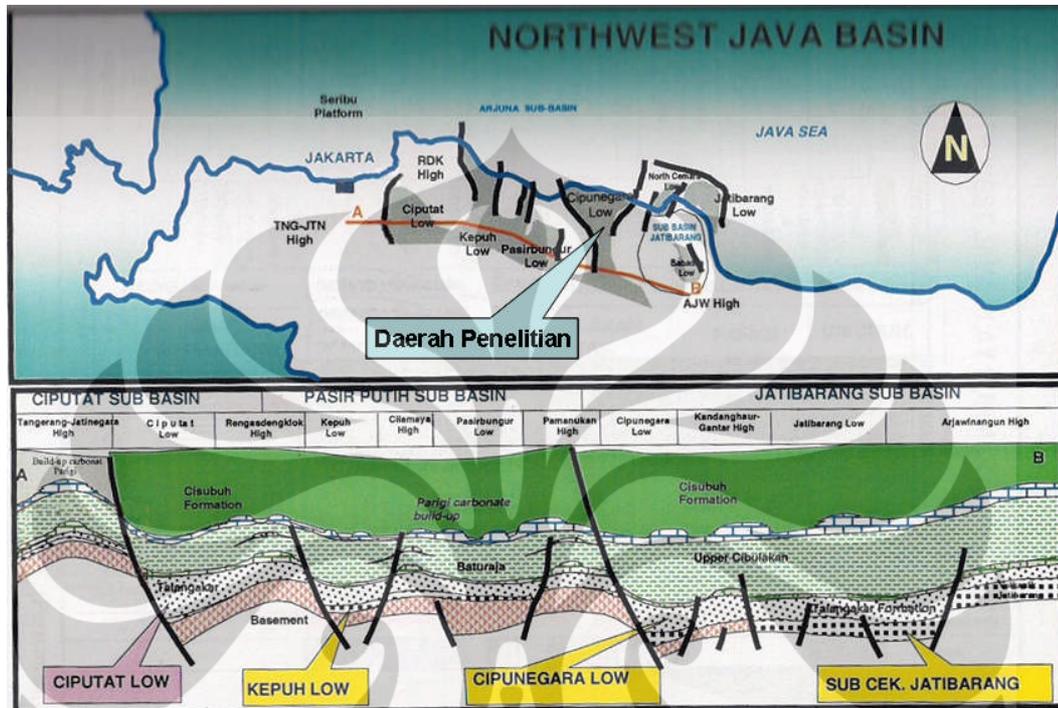
Cekungan Jawa Barat Utara berada diantara lempeng mikro Sunda dan lempeng India-Australia (*Indonesia Basin Summaries*, 2006). Cekungan Jawa Barat Utara terletak di bagian Barat Laut Pulau Jawa dan meluas ke lepas pantai Laut Jawa (gambar 2.1). Cekungan ini merupakan salah satu cekungan *back-arc* yang potensial menghasilkan hidrokarbon. Bagian *offshore* yang termasuk cekungan ini adalah Paparan Seribu, Sub-cekungan Ardjuna dan Sub-cekungan Vera. Sementara yang termasuk bagian *onshore* dari cekungan ini adalah Tinggian Tangerang, Sub-cekungan Ciputat, Tinggian Rengasdengklok, Sub-cekungan Pasir Putih, Tinggian Pamanukan, Rendahan Cipunegara dan Sub-cekungan Jatibarang. Adapun daerah penelitian saya berada pada Rendahan Cipunegara (gambar 2.2) di Cekungan Jawa Barat Utara (*Indonesia Basin Summaries*, 2006).



Gambar 2.1 Letak Cekungan Jawa Barat Utara (*Indonesia Basin Summaries*, 2006)

Bagian Utara cekungan ini di batasi Dangkalannya Sunda, sedangkan bagian Selatan dibatasi oleh Palung Bogor dan kompleks busur vulkanik Jawa.

Paparan Seribu memisahkan cekungan Jawa Barat Utara dari Cekungan Sunda pada arah Barat, sementara pada arah Timur Cekungan Jawa Barat Utara dipisahkan Busur Karimun Jawa.



Gambar 2.2 Daerah penelitian pada Rendahan Cipunegara (modifikasi dari Tavip Setiawan, 2006)

2.1.1 Kerangka Tektonik

Cekungan Jawa Barat Utara memiliki kerangka tektonik yang merupakan bagian dari kerangka tektonik Indonesia Barat. Cekungan Jawa Barat Utara ini terdapat pada Paparan Sunda yang merupakan suatu sistem subduksi yang mengalami dua fase tektonik dimana mempengaruhi konfigurasi cekungan. Pada awal kala Kapur Akhir – Tersier Awal, Cekungan Jawa Barat Utara terletak pada posisi tektonik busur magmatik (*magmatic arc*) dan memperlihatkan pola struktur berarah ENE – WSW ($N 70^{\circ} E$) atau yang dikenal sebagai arah Meratus. Fase subduksi pertama terjadi pada kala Paleogen dimana terjadi tektonik tarikan (regangan) yang membentuk cekungan Paleogen Jawa Barat Utara dengan sistem sesar normal (*horst and graben system*), yang mempunyai arah relatif Utara – Selatan (N – S) dan dikenal dengan arah Sunda. Sementara fase tektonik kedua terjadi pada permulaan Neogen dimana jalur penunjaman baru terbentuk di

Selatan Pulau Jawa. Pola tektonik ini dikenal sebagai pola Jawa yang merubah pola struktur Timur Laut – Barat Daya (NE –SW) menjadi pola struktur berarah Timur – Barat (E – W) dan menghasilkan suatu sistem sesar naik dan mendatar dimulai dari Selatan bergerak ke Utara. Daerah Rendahan Cipunegara berdasarkan konteks struktur seperti yang telah diuraikan di atas memiliki struktur Sunda dengan arah sesar Utara – Selatan (N –S).

2.1.2 Sejarah Geologi

Pada masa Paleogen, sekitar 40 juta tahun yang lalu, Cekungan Jawa Barat Utara dibagi oleh blok-blok sesar serta perkembangan *horst* dan *graben* yang secara umum berarah Utara-Selatan. Menurut Arpandi dan Suyitno (1975) sejarah geologi dari Cekungan Jawa Barat Utara dapat diurutkan sebagai berikut.

Formasi Jatibarang yang merupakan endapan vulkaniklastik, dalam lingkungan kontinental sampai lingkungan fluvial, dihasilkan oleh aktivitas vulkanik pada kala Eosen Akhir – Oligosen Awal. Endapan vulkaniklastik tersebut mengisi daerah ‘paleotopografi *low*’ seperti graben-sesar bongkah terutama di sebelah Timur. Selama Oligosen Akhir – Miosen Awal aktivitas vulkanik berkurang dan kemudian cekungan-cekungan air tawar makin berkembang dan mulai meluas di sekitar graben.

Selanjutnya Formasi Talang Akar yang merupakan endapan batupasir, serpih, *silt* dan *coal*, diendapkan pada kala itu (Oligosen Akhir – Miosen Awal) dimana mulai terjadi genangan laut (transgresi pertama) dari arah Selatan. Formasi Talang Akar ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Jatibarang pada kondisi paralik. Kondisi paralik yang terjadi pada saat proses transgresi pertama berlangsung berubah menjadi kondisi paparan, dimana di atas Formasi Talang Akar terbentuk secara selaras endapan Formasi Batu Raja yang merupakan batuan karbonat. Endapan batuan karbonat Formasi Batu Raja ini terbentuk selama Miosen Awal.

Laut menyusut (regresi pertama) terjadi pada kala akhir Miosen Awal - Miosen Tengah dimana terendapkan Formasi Cibulakan Atas yang terdiri dari endapan batupasir, serpih dan sisipan karbonat. Kemudian terjadi genangan laut (transgresi kedua) yang datang dari arah Selatan pada kala Miosen Tengah – awal

Miosen Akhir. Pada kala itu, berkembanglah karbonat dari Formasi Parigi yang menipis ke arah Utara dengan pola patahan Utara-Selatan.

Selanjutnya laut kembali menyusut (regresi kedua) sejalan dengan pengendapan batupasir dan serpih dari Formasi Cisubuh di atas Formasi Parigi pada kala Miosen Akhir - Plio Pleistosen. Kemudian di akhir Pliosen terjadi pengangkatan bagian sumbu dari Jawa yang mengakhiri dampak air laut. Pada saat itu diendapkan klastik *coarse* secara tidak selaras di atas Formasi Cisubuh. Sebagian besar pengangkatan pada kala Pleistosen memberikan kenampakan struktur saat ini dari Jawa Barat. Pengangkatan ini diikuti oleh pergerakan vulkanik kuat hingga saat ini.

Menurut Harry Dust dan Ron A. Noble, pada Cekungan Jawa Barat Utara ini terdapat empat tahapan evolusi tektonostratigrafi yaitu:

1. *Early Synrift* (Eosen Akhir - Oligosen Awal)

Sekuen ini terdiri dari *tuff* dan *lacustrine shales* dari Formasi Jatibarang. Vulkaniklastik menjadi *facies* reservoir untuk daerah *onshore* di Jawa, dimana batuan sumber merupakan komponen *deltaic* dari Formasi Talang Akar.

2. *Late Synrift* (Oligosen Akhir – Miosen Awal)

Seperti halnya di Sumatra Selatan, sekuen ini terdiri dari sekuen transgresi *fluviodeltaic*, *coastal*, dan pasir laut dangkal, *shale* dan *coal* (Formasi Talang Akar), dilanjutkan oleh *reef* paparan dan karbonat (Formasi Batu Raja), dimana keduanya produktif.

3. *Early Posrift* (Miosen Awal – Miosen Tengah)

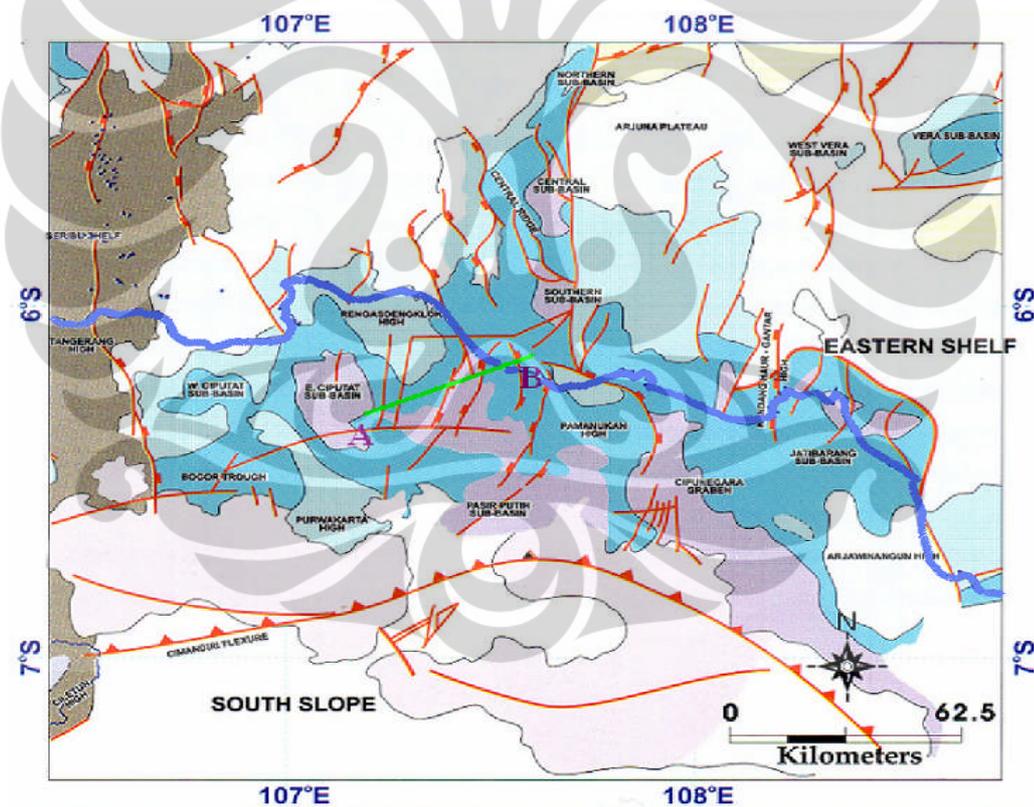
Perbedaan cekungan semakin ke arah Barat adalah pada bagian cekungan Jawa terdapat dalam lingkungan karbonat yang lebih panjang dari laut terbuka sampai distal. Hal ini membuatnya sulit untuk membedakan tahapan *Early Posrift* dari *Late Posrift*. Saat jumlah fase *deltaic* klastik regresi diketahui *onshore* dan *nearshore* dalam Formasi Cibulakan, banyak area yang dikarakterisasikan oleh *shelf marine sands* (“*Massive*” dan “*Main*”) merupakan reservoir penting dalam *offshore* Jawa Barat Utara.

4. Late Posrift (Miosen Akhir – Kuarter)

Karbonat paparan dan klastik regresi dari Formasi Parigi dan Cisubuh memantulkan potongan dalam endapan dan permulaan pergerakan pembalikan dihubungkan dengan pelipatan Pliosen di Selatan.

2.1.3 Struktur Regional

Cekungan Jawa Barat Utara terbentuk sebagai hasil subduksi lempeng Eurasia dari arah Utara dan lempeng India-Australia dari arah Selatan. Cekungan ini mengalami dua deformasi tektonik selama periode Tersier yaitu *tensional stress* pada masa Paleogene dan *compressional stress* pada masa Neogene. Tektonik lempeng ini mengendalikan pembentukan struktur dan proses sedimentasi pada Cekungan Jawa Barat Utara.



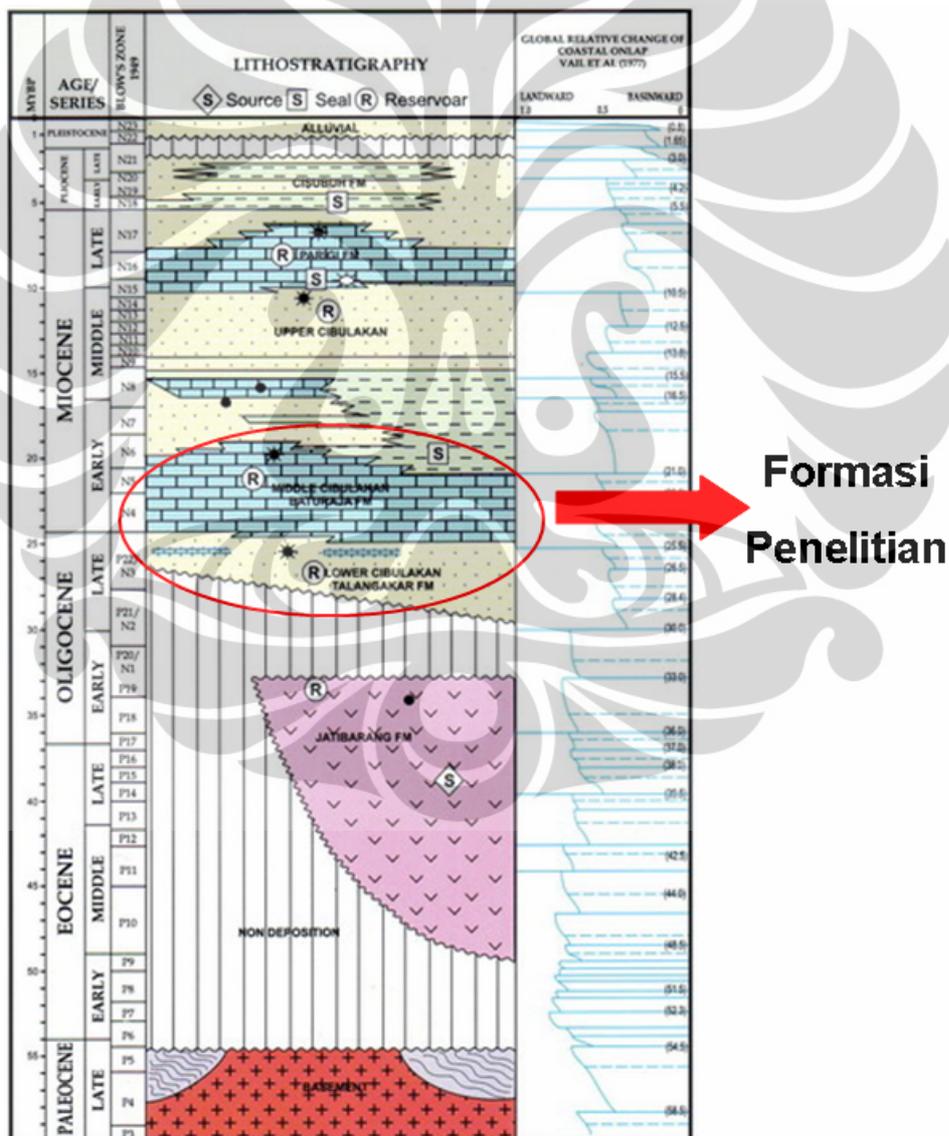
Gambar 2.3 Arah-arrah patahan Cekungan Jawa Barat Utara (Indonesia Basin Summaries, 2006)

Struktur regional cekungan ini mempunyai arah Barat-Timur, paralel dengan zona subduksi Jawa, dan merupakan hasil dari *compressional stress* yang mempunyai arah Utara-Selatan. Sementara, *tensional stress* pada arah Barat-

Timur menghasilkan blok patahan pada arah Utara-Selatan. Blok patahan ini menyebabkan perkembangan Cekungan, Sub-cekungan Jawa Barat Utara dan tinggian dari *Basement*. Struktur regional Cekungan Jawa Barat Utara ini ditunjukkan oleh gambar 2.3.

2.1.4 Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional pada Cekungan Jawa Barat Utara (gambar 2.4) terdiri dari *Basement* (batuan dasar), Formasi Jatibarang, Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi dan Formasi Cisubuh.



Gambar 2.4 Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (*Indonesia Basin Summaries*, 2006)

- *Basement* (batuan dasar)

Basement berumur Pra-Tersier dengan litologi utama batuan metamorf (*mica schist*) berwarna abu-abu kehijauan sampai abu-abu tua dan sangat keras (Exploration Well Final Report RDL-01, 1987) serta batuan beku (diorit). Berdasarkan analisa radiometri K-Ar, *Basement* berumur 213 sampai 58 juta atau ekuivalen dengan Trias-Paleocene.

- Formasi Jatibarang

Formasi Jatibarang merupakan batuan vulkanik yang berasal dari *tuff* dan breksi andesit yang diselingi oleh andesit porfir. Formasi ini mengisi daerah-daerah rendah dengan ketebalan lebih dari 1200 m dan kemudian menipis dan membaji ke sebelah Barat di Tinggian Rengasdengklok. Berdasarkan analisa radiometri K-Ar, formasi ini berumur Eosen Akhir - Oligosen Awal dan terletak tidak selaras diatas *Basement*.

- Formasi Cibulakan

Di atas Formasi Jatibarang terdapat Formasi Cibulakan yang diendapkan secara tidak selaras dan berumur Miosen Bawah sampai Miosen Tengah. Formasi Cibulakan dibagi dua, yaitu: Formasi Cibulakan Bawah dan Formasi Cibulakan Atas.

- Formasi Cibulakan Bawah

1. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar memiliki litologi bagian bawah serpih karbonan, *silt* dan batupasir, sementara bagian atas tersusun dari serpih dan batugamping dengan ketebalan sekitar 50 - 300 m. Formasi ini berumur Oligosen Akhir - Miosen Awal dan terletak tidak selaras di atas dan/atau Formasi Jatibarang.

2. Formasi Batu Raja

Formasi Batu Raja memiliki ketebalan maksimum 350 m dengan litologi bagian bawah batugamping bioklastik dan pada bagian atas terdapat sisipan serpih dan napal dengan batugamping terumbu di beberapa tempat. Formasi ini berumur Miosen Awal dan terletak selaras di atas Formasi Talang Akar.

➤ Formasi Cibulakan Atas

Formasi Cibulakan Atas memiliki ketebalan maksimum 1100 m serta terdiri dari *Mid Main Carbonate* dengan litologi batugamping klastik di bagian tengah yang berkembang menjadi 'reef build-up' di beberapa tempat dan di atasnya terdapat litologi yang berselang-seling antara serpih, napal dan batupasir dengan sisipan batubara. Formasi ini berumur Miosen Awal - Miosen Tengah dan terletak selaras di atas Formasi Batu Raja.

- Formasi Parigi

Formasi Parigi merupakan batugamping dengan sisipan serpih, batulanau dan batupasir. Formasi ini terutama tersusun dari 'reef build-up' dengan ketebalan 10 -500 m. Formasi Parigi yang berumur awal Miosen Tengah - Miosen Akhir diendapkan selaras di atas Formasi Cibulakan Atas.

- Formasi Cisubuh

Formasi yang paling muda adalah Formasi Cisubuh yang berumur Pleistosen dengan litologi yang terdiri dari *gravel* dengan lapisan batupasir pada bagian atas dan lapisan batulempung dengan sisipan batupasir dan konglomerat pada bagian bawah. Formasi ini ditutupi secara tidak selaras oleh endapan alluvium dan endapan vulkanik Kuartar.

2.2 Sistem Petroleum

Berikut ini adalah lima faktor system petroleum yang ada pada Cekungan Jawa Barat Utara.

- **Batuan Sumber**

Dalam Cekungan Jawa Barat Utara, ada tiga macam batuan sumber utama yaitu *lacustrine shales*, *fluvio-deltaic coals* dan *shale*. Gordon (1985) menyatakan bahwa *coal* dan *carbonaceous shales* dari Formasi Talang Akar dapat menjadi batuan sumber yang sangat baik dalam menghasilkan hidrokarbon dalam area *off-shore* sub-cekungan. Kemungkinan lain untuk batuan sumber hidrokarbon adalah sedimen syn-rift *lacustrine black shales* dari Formasi Jatibarang.

- **Reservoar**

Beberapa reservoar menghasilkan minyak dan gas di Cekungan Jawa Barat Utara. Formasi Jatibarang merupakan salah satu unit reservoar minyak dan gas yang berasal dari patahan *vulcanoclastic*. Reservoar lain adalah Formasi Batu Raja yang terbentuk sepanjang Cekungan Jawa Barat Utara dan Cekungan Sumatra Selatan. Reservoar ini terdiri dari limestone, *coral reef* dan *bank complex*, serta memiliki potensial hidrokarbon yang baik sampai sangat baik. Klastik dari Formasi Cibulakan Atas juga merupakan reservoar yang penting dimana membentuk minyak dalam *Massive* dan *Main Sandstone*. Formasi ini memiliki reservoar *profilic* yang cukup tebal dengan potensial hidrokarbon yang sangat baik. *Build-up* karbonat dari Formasi Parigi merupakan reservoar lain dari Cekungan Jawa Barat Utara, yang memiliki porositas yang baik dimana reservoar ini berjenis sangat berpori dan berisi sejumlah besar gas.

- **Lapisan Penutup**

Lapisan penutup pada Cekungan Jawa Barat Utara adalah *shale* pada bagian atas Formasi Talang Akar, *shale* pada bagian tengah Formasi Batu Raja, *Middle Miocene mudstone* pada Formasi Cibulakan Atas dan *shale* pada Formasi Cisubuh.

- **Migrasi**

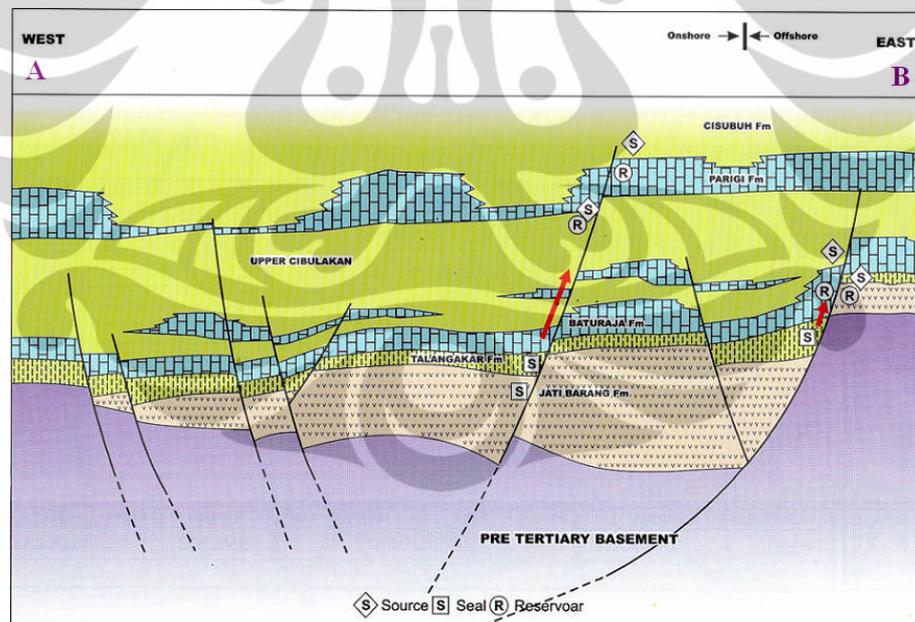
Migrasi hidrokarbon terjadi secara lateral dan vertikal keluar dari batuan sumber. Migrasi lateral terjadi dalam unit strata/perlapisan dengan permeabilitas horizontal yang baik. Migrasi vertikal terjadi ketika arah migrasi tegak lurus dengan dasar batuan. Dalam Cekungan Jawa Barat Utara, saluran utama untuk migrasi lateral yang dominan adalah arah Utara-Selatan dari Formasi Talang Akar. Migrasi vertikal terjadi secara merata pada area ini. Patahan-patahan yang ada menjadi saluran utama untuk migrasi vertikal dengan perpindahan yang cepat dari fluida yang sama pada saat tektonik aktif dan pergerakan patahan.

- **Perangkap**

Bentuk struktur dan mekanisme perangkap di semua tempat pada Cekungan Jawa Barat Utara hampir sama. Struktur utamanya merupakan perangkap kubah antiklin dan blok patahan. Bergantung terhadap sejumlah besar pasir dan klastik *coarse* dalam penampang reservoir, perangkap patahan sering membentuk hubungan patahan silang menutup. Perangkap stratigrafi ditemukan dimana ada on-lap dari pasir dan menutup tinggian batuan dasar. Jenis perangkap-perangkap ini terbatas pada interval Formasi Talang Akar, walaupun pembajian stratigrafi reservoir yang lain sama. *Build-up* karbonat dalam Formasi Batu Raja, *Mid-Main* pada Formasi Cibulakan Atas dan karbonat pada Formasi Parigi juga memiliki perangkap yang baik.

2.3 Proses Pembentukan Hidrokarbon (*Hydrocarbon Play*)

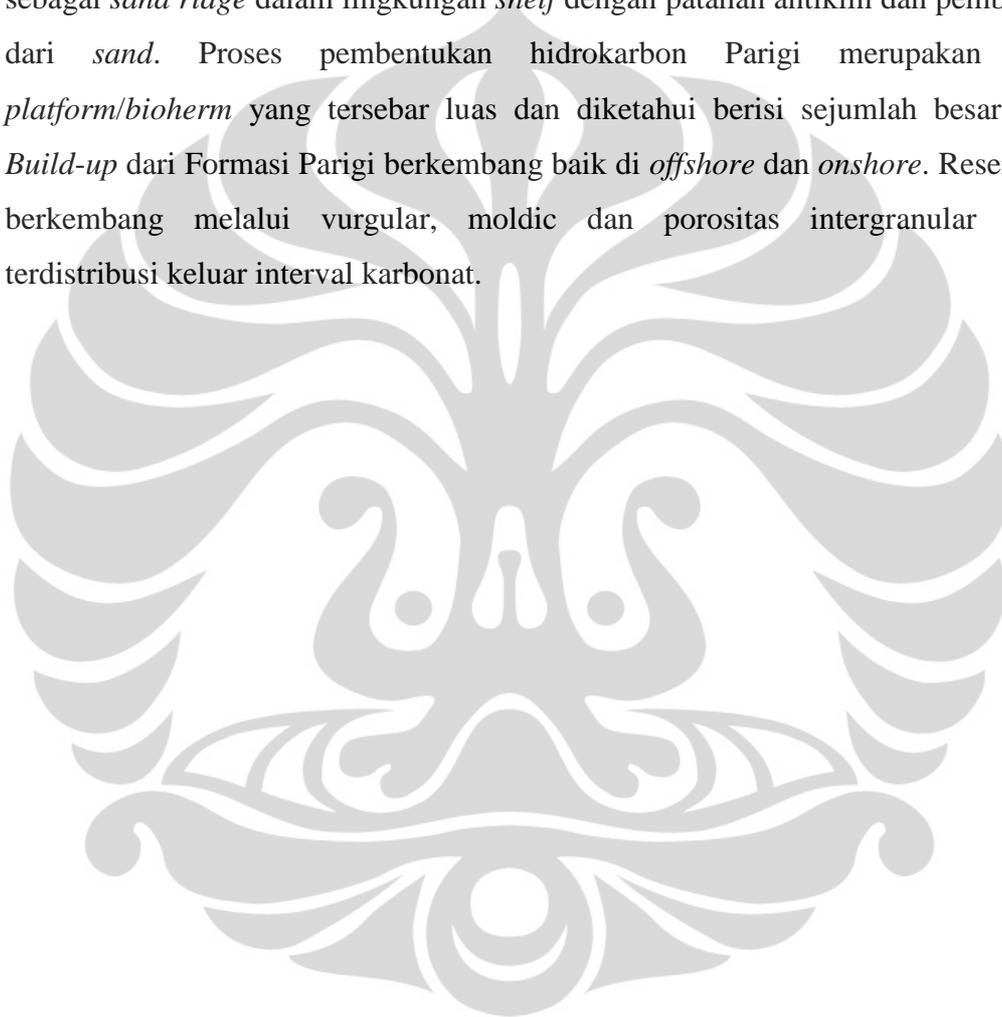
Cekungan Jawa Barat Utara terdiri dari beberapa proses pembentukan hidrokarbon (gambar 2.5), diantaranya adalah proses pembentukan hidrokarbon Jatibarang, Batu Raja, Cibulakan Atas, dan Parigi.



Gambar 2.5 Proses Pembentukan Hidrokarbon pada Cekungan Jawa Barat Utara (*Indonesia Basin Summaries*, 2006)

Proses pembentukan hidrokarbon Jatibarang terdiri dari aliran dan debu (*tuff*) *volcanoclastic*. Minyak dan gas dihasilkan dari patahan dengan struktur antiklin

arah Timur-Barat dan dipotong oleh patahan normal arah Utara - Selatan. Proses pembentukan hidrokarbon Batu Raja diwakili oleh *platform/reef complex* dimana terbentuk di atas *horst*. *Build-up* ini merupakan jenis perangkap untuk minyak dan gas dan kombinasi tertutup di atas tinggian batuan dasar. Reservoir utama terdiri dari *coral algal reef* dengan porositas sekunder. Proses pembentukan hidrokarbon Cibulakan Atas terdiri dari *sandstone* yang berasal dari utara dan diendapkan sebagai *sand ridge* dalam lingkungan *shelf* dengan patahan antiklin dan pembajian dari *sand*. Proses pembentukan hidrokarbon Parigi merupakan unit *platform/bioherm* yang tersebar luas dan diketahui berisi sejumlah besar gas. *Build-up* dari Formasi Parigi berkembang baik di *offshore* dan *onshore*. Reservoir berkembang melalui vugular, moldic dan porositas intergranular yang terdistribusi keluar interval karbonat.



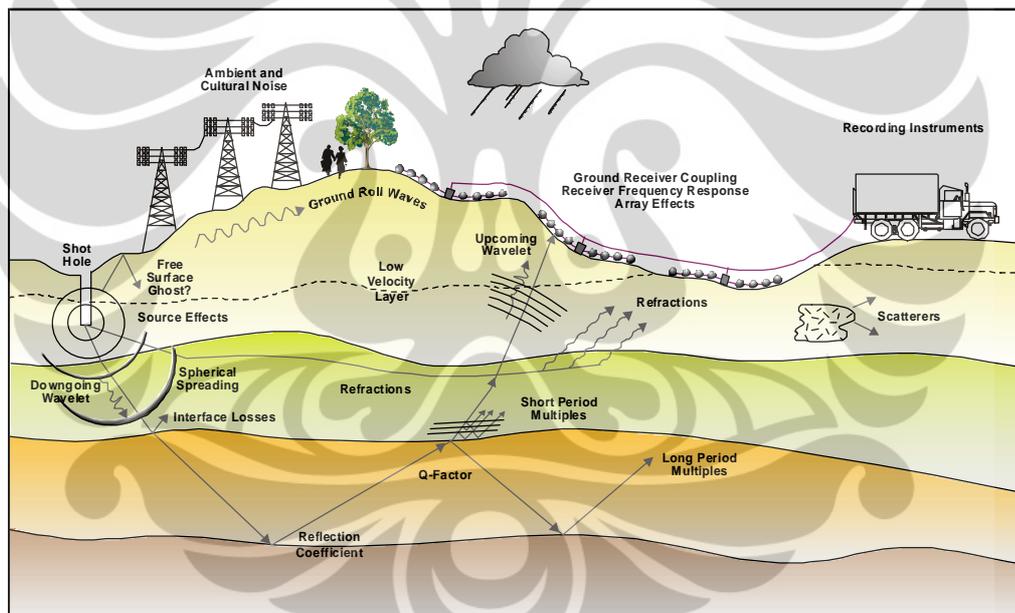
BAB 3

TEORI DASAR

3.1 Seismik Refleksi

3.1.1 Gelombang Seismik Refleksi

Gelombang seismik refleksi adalah gelombang mekanis yang muncul akibat adanya gempa bumi dan terpantulkan, ke permukaan bumi, oleh batas peralihan batuan. Gelombang seismik refleksi juga merupakan gelombang elastik dikarenakan osilasi partikel-partikel medium terjadi akibat interaksi antara gaya gangguan (*gradient stress*) melawan gaya elastik. Oleh karena itu, gelombang seismik refleksi juga dapat diartikan sebagai gelombang elastik yang merambat di dalam bumi (gambar 3.1).



Gambar 3.1 Penjalaran gelombang seismik di dalam bumi

Gelombang seismik dibedakan menjadi dua tipe berdasarkan medium perambatannya, yaitu Gelombang Badan (*Body Wave*) dan Gelombang Permukaan (*Surface Wave*). Gelombang Badan dibedakan lagi menjadi dua tipe berdasarkan cara bergetarnya, yaitu Gelombang Longitudinal atau disebut Gelombang P (*Primary*) dan Gelombang Transversal atau disebut Gelombang S (*Shear*). Sementara itu, Gelombang Permukaan juga dapat dibedakan menjadi

beberapa tipe, yaitu Gelombang Rayleigh (disebut *ground-roll*), Gelombang Love (disebut gelombang *Shear-Horizontal*) dan Gelombang Stoneley (disebut gelombang Tabung). Pada saat dilakukan pengukuran yang dalam eksplorasi seismik, Gelombang P, S dan Gelombang Permukaan terekam dengan pola yang berbeda-beda sehingga gelombang-gelombang tersebut dapat dikenali dengan mudah (Munadi, 1999).

3.1.2 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah Impedansi Akustik (IA) yang merupakan hasil perkalian antara densitas (ρ) dan kecepatan (V), yang dapat dirumuskan sebagai berikut (Sukmono, 1999):

$$IA = \rho V \dots\dots\dots \text{Persamaan 3.1}$$

Faktor kecepatan dari batuan lebih mempunyai arti penting dalam mengontrol harga IA dibandingkan dengan densitas. Anstey (1977) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness* dimana batuan yang keras dan susah dimampatkan mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan lunak lebih mudah dimampatkan dan mempunyai IA yang rendah.

Energi seismik yang terus menjalar ke dalam bumi akan diserap dalam tiga bentuk berikut :

- Divergensi *spherical* dimana kekuatan gelombang (energi per unit area dari muka gelombang) menurun sebanding dengan jarak akibat adanya *spreading* geometris. Besar pengurangan densitas ini adalah berbanding terbalik dengan kuadrat jarak penjalaran gelombang.
- Absorpsi atau Q dimana energi berkurang karena terserap oleh massa batuan. Besar energi yang terserap ini meningkat dengan frekuensi.
- Terpantulkan yang merupakan dasar penggunaan metode seismik refleksi.

Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi yang datang pada keadaan normal adalah:

$$\frac{E_{pantul}}{E_{dtg}} = KR.KR \dots\dots\dots \text{Persamaan 3.2}$$

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} \dots\dots\dots \text{Persamaan 3.3}$$

dimana E adalah energi, KR adalah Koefisien Refleksi, IA_1 adalah impedansi lapisan atas dan IA_2 adalah impedansi lapisan bawah.

3.1.3 Efek Interferensi

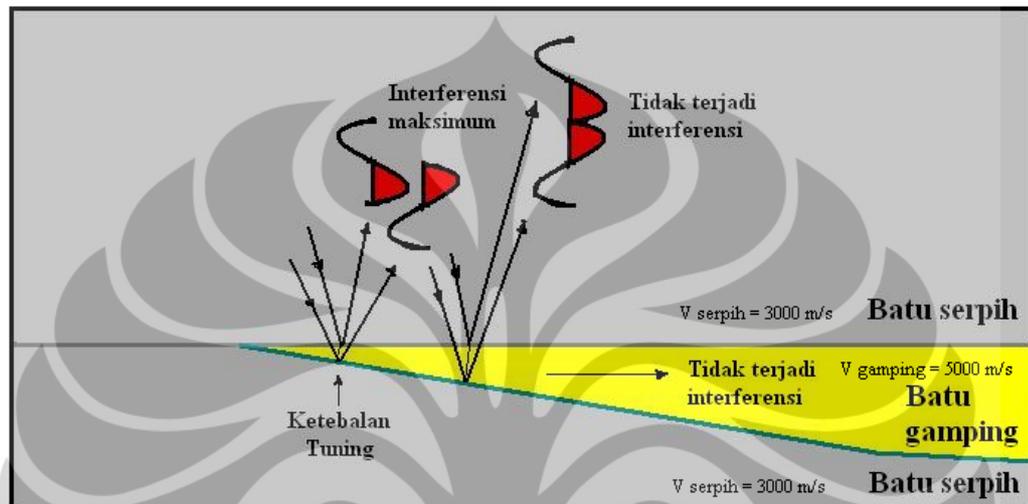
Salah satu masalah yang timbul dalam metode seismik refleksi adalah timbulnya interferensi respon seismik dari batas IA yang sangat rapat karena pada setiap perubahan IA timbul gelombang seismik refleksi (gambar 3.2). Interferensi bisa bersifat positif atau negatif dan peran panjang pulsa seismik sangat kritis dalam hal ini. Idealnya, pulsa gelombang berupa *spike* dan akan mengakibatkan refleksi *spike* juga, tapi dalam prakteknya pulsa input akan terdiri atas satu/dua *peak* dan satu/dua *trough*. Kenyataannya bahwa *wavelet* sering terdiri atas beberapa siklus gelombang, bukannya *spike*, menunjukkan bahwa sebuah reflektor tunggal dapat menghasilkan sebuah refleksi yang terdiri atas refleksi primer yang diikuti oleh satu atau lebih *half-cycles*.

3.1.4 Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal adalah jarak minimum antara dua objek dapat dipisahkan oleh gelombang seismik dan berhubungan erat dengan fenomena interferensi. Gelombang seismik akan dapat memisahkan dua perlapisan batuan, yaitu antara batas atas dan bawah, apabila lapisan batuan tersebut memiliki ketebalan waktu sama atau lebih besar dari setengah panjang gelombang seismik. Jika tebal waktu lapisan batuan kurang dari setengah panjang gelombang maka interferensi gelombang seismik akan mulai terjadi.

Saat tebal waktu lapisan batuan mencapai seperempat panjang gelombang, gelombang seismik dapat mengalami interferensi konstruktif maksimum, dan

ketebalan ini dikenal dengan ketebalan *tuning* / *tuning thickness* (gambar 3.2). Jika tebal waktu lapisan kurang dari *tuning thickness*, maka gabungan refleksi bidang atas dan bawah akan nampak seperti reflektor tunggal. Ketebalan minimum tubuh lapisan batuan untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi $1/8 - 1/30$ panjang gelombang.



Gambar 3.2 Contoh resolusi vertikal dan efek interferensi lapisan batuan dengan IA tinggi yang terletak pada lapisan batuan dengan IA rendah (modifikasi dari Sigit Sukmono, 1999).

3.2 Tinjauan Data

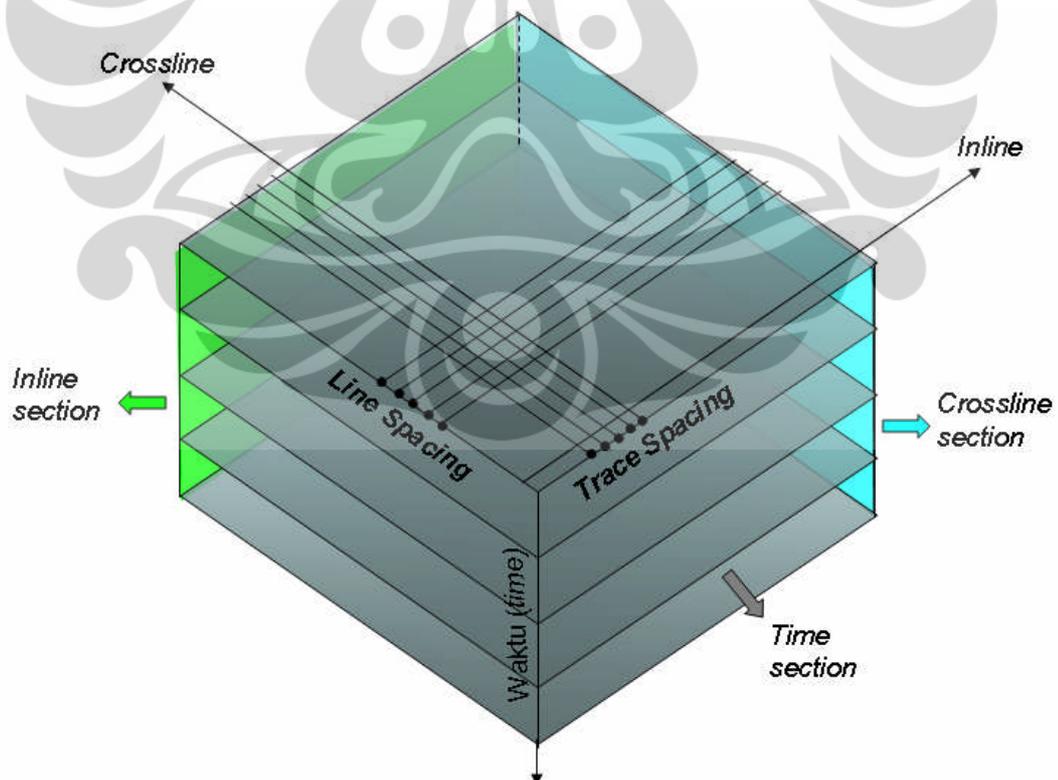
3.2.1 Data Seismik 3D

Penampang seismik 2D merupakan penampang melintang dari benda 3D yang merupakan objek geologi bawah permukaan. Seismik 2D mengandung sinyal dari semua arah termasuk yang di luar bidang penampang, akan tetapi migrasi 2D biasanya mengasumsikan bahwa sinyal yang terekam berasal dari bidang penampang itu sendiri. Sinyal tersebut, yang disebut *sideswipe*, terkadang dapat dikenali, tapi sering mengakibatkan kesalahan pengikatan pada rekaman seismik 2D termigrasi. Oleh karena kelemahan-kelemahan tersebut maka pada tahun 1970 mulai dikemukakan konsep survei seismik 3D yang dipelopori oleh Walton (1972), Bone dkk (1976).

Inti dari metode seismik 3D ini adalah pada pengumpulan data riil diikuti oleh pemrosesan dan interpretasi volum data yang sangat rapat dimana resolusi vertikal maupun horizontalnya semakin meningkat. Kumpulan data seismik yang

sangat rapat ini memungkinkan pengolahan tiga dimensional dari data 3D. Oleh karenanya, konsep volum sangat penting dalam interpretasi seismik 3D yang dilakukan melalui potongan-potongan data volum data tersebut.

Data volum seismik 3D (gambar 3.3) mengandung susunan orthogonal berspasi teratur dari titik data yang didefinisikan dari geometri pengambilan data. Tiga arah utama susunan tersebut menentukan 3 set potongan orthogonal yang dapat dibuat melalui volum data terkait. Potongan vertikal pada arah pergerakan lintasan disebut *inline*, titik spasi antar *inline* disebut *line*. Sedangkan potongan vertikal tegak lurus terhadap lintasan disebut *crossline* (atau juga sering ditulis *xline*), titik spasi antar *crossline* disebut *trace*. Potongan horisontal disebut sebagai penampang horisontal atau potongan waktu (*time slice*). *Arbitrary line* adalah potongan vertikal pada arah sembarang sesuai kebutuhan. Potongan sepanjang horison yang telah diinterpretasi disebut sebagai *horizon slice*. Penampang seismik pada tiap *trace* disebut *crossline section*, penampang seismik pada tiap *line* disebut *inline section*, sedangkan yang melalui bidang sesar disebut sebagai *fault slice*.



Gambar 3.3 Data volum survei seismik 3D (Modifikasi dari Schlumberger, 2006)

3.2.2 Data Log Sumur

Data log adalah grafik kedalaman (atau waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Adi Harsono, 1997). Adapun parameter sifat-sifat fisik yang diukur antara lain kelistrikan, radioaktivitas, perambatan suara batuan. Parameter sifat-sifat fisik tersebut dapat diinterpretasikan secara kualitatif mengenai litologi dan jenis fluida pada formasi yang tertembus sumur serta secara kuantitatif yang meliputi ketebalan, porositas dan kejenuhan hidrokarbon. Dalam penelitian ini, data log yang digunakan adalah log *Gamma Ray* (GR), log densitas, log sonik, log *Self Potential* (SP).

- **Log Gamma Ray (GR)**

Log GR merupakan rekaman tingkat radioaktivitas alami, yaitu Uranium (U), Thorium (T) dan Potassium (K), yang terdapat dalam batuan. Log GR dapat digunakan untuk membedakan lapisan serpih yang mengandung banyak unsur radioaktif dengan lapisan pasir yang tidak mengandung banyak unsur radioaktif.

- **Log Densitas**

Log densitas merupakan hasil pengukuran dari densitas elektron dalam batuan. Prinsipnya adalah dipancarkannya sinar gamma dengan intensitas tertentu oleh pemancar di dalam batuan, selanjutnya partikel sinar gamma akan bertumbukan dengan elektron-elektron dalam batuan. Makin banyak elektron berarti makin padat batuan tersebut sehingga sinar gamma yang kembali akan berkurang intensitasnya.

- **Log Sonik**

Log sonik merupakan hasil dari pengukuran waktu yang diperlukan (*transit time*) gelombang suara (energi akustik) untuk melintasi suatu batuan dengan ketebalan tertentu. Harga *transit time* ini tergantung pada jenis porositas batuan. Log sonik bersama dengan log densitas digunakan untuk menentukan nilai koefisien refleksi yang diperlukan dalam pembuatan sintetik seismogram.

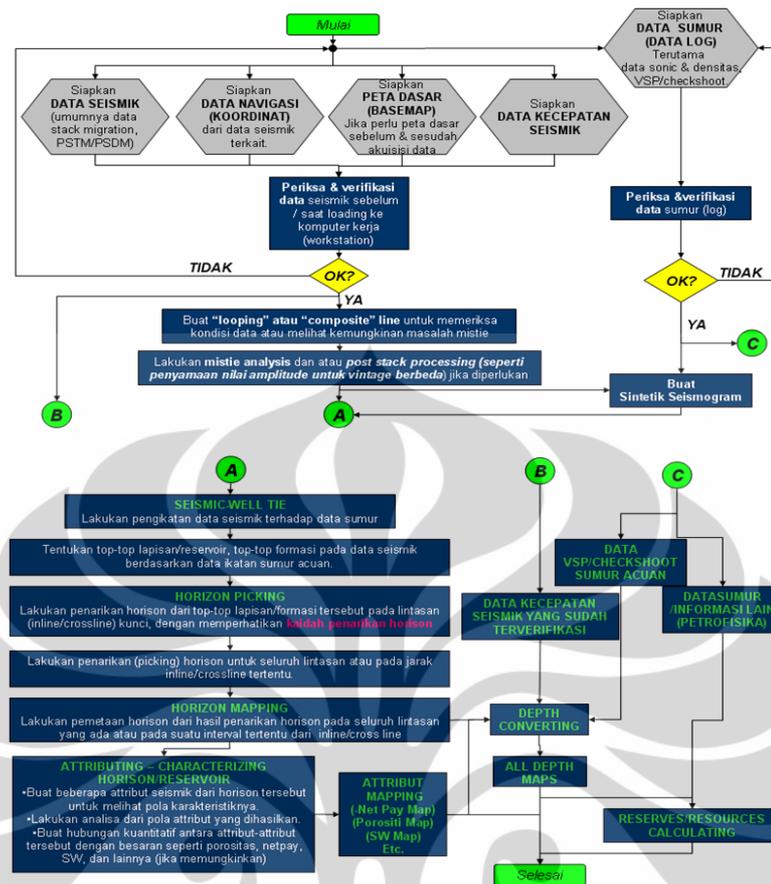
- **Log Self Potential (SP)**

Log SP merupakan rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan yang tetap dengan elektroda yang terdapat di dalam lubang bor yang bergerak naik turun. Secara alamiah karena perbedaan kandungan garam air, arus listrik hanya mengalir di sekeliling perbatasan formasi di dalam lubang bor. Di lapisan serpih dimana tidak ada aliran listrik, potensialnya konstan, dengan kata lain kurva log SP-nya tidak menunjukkan adanya defleksi (disebut *Shale Base Line*). Aliran listrik mulai terjadi mendekati lapisan permeabel. Hal tersebut menyebabkan beda potensial menjadi negatif (relatif terhadap serpih).

3.3 Interpretasi Seismik

3.3.1 Tahapan Umum Interpretasi Seismik

Interpretasi seismik dilakukan untuk menerjemahkan penampang seismik yang telah melalui tahap pemrosesan data seismik ke dalam sebuah model geologi yang dapat menggambarkan kondisi bawah permukaan bumi. Tujuan interpretasi seismik sendiri adalah untuk menyediakan jawaban yang paling dapat dipertanggungjawabkan berdasarkan hasil analisa seluruh data yang ada. Ada tiga tahapan utama dalam melakukan interpretasi seismik yaitu penyiapan data seismik, interpretasi dan hasil interpretasi. Tahap penyiapan data seismik meliputi pengumpulan seluruh informasi yang relevan dan penyiapan data seismik itu sendiri. Tahap interpretasi merupakan proses inti dari interpretasi seismik dimana pada tahap ini seorang interpreter harus mampu menganalisa seluruh informasi yang tersedia dan menjembatani informasi dari rekaman seismik dan geologi agar dapat dilihat kondisi yang mendekati geologi sebenarnya. Hasil interpretasi kemudian digabungkan dan dianalisa sehingga didapatkan sintesa sejarah geologi serta penentuan konsep *play*. Diagram alir interpretasi ditunjukkan oleh gambar 3.4.



Gambar 3.4 Diagram alir interpretasi seismik (Pertamina, 2007)

Adapun tahapan umum dalam melakukan interpretasi seismik adalah sebagai berikut:

1. Pemahaman geologi daerah penelitian, terutama masalah evolusi cekungan dan proses sedimentasi.
2. Pemahaman mengenai karakter data seismik yang digunakan misalnya polaritas, fase, resolusi, bising (*noise*) dan lain-lainnya.
3. Karakterisasi horison target, baik dari segi geologi (jenis litologi, tebal, pelamparan lateral/vertikal) maupun geofisika (kecepatan, densitas, perilaku kurva *gamma ray*/SP, dll).
4. Pengikatan data seismik dan data sumur (*well-seismic tie*), serta bila memungkinkan dengan data singkapan juga.
5. Identifikasi pelamparan horison target pada rekaman seismik dengan menggunakan konsep stratigrafi sekuen dan seismik stratigrafi.

6. Pemetaan horison target dengan menggunakan konsep stratigrafi sekuen dan seismik stratigrafi.
7. Pembuatan peta kontur waktu dan/atau kedalaman serta analisa kualitas interpretasi bila memungkinkan.
8. Analisa lingkungan pengendapan, fasies dan *system tract* berdasarkan data seismik.
9. Analisa atribut dan pemodelan data seismik bila diperlukan.
10. Sintesa sejarah geologi dan penentuan konsep *play* daerah penelitian.

3.3.2 Hal-hal Yang Perlu Diperhatikan Dalam Interpretasi Seismik

Berikut adalah beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam melakukan interpretasi seismik antara lain polaritas dan fase, *well seismic-tie* dan penafsiran struktur.

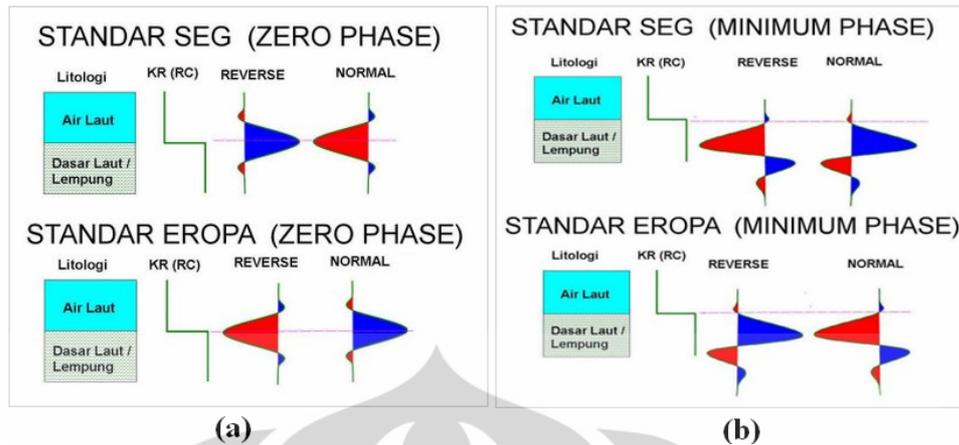
a. Polaritas dan fase

Polaritas (gambar 3.5) merupakan suatu konvensi rekaman dan penampang dari data seismik. SEG (*Society Exploration of Geophysics*) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut:

- Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidropon di air atau pergerakan awal ke atas pada geophon.
- Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Polaritas mempunyai peranan sangat kritis dalam interpretasi dan oleh karenanya harus dipahami pada awal interpretasi. Polaritas dapat ditentukan dari :

1. Keterangan penampang seismik
2. Menghitung jenis polaritas untuk batas impedansi akustik yang pasti.
3. Membandingkan data seismik dengan data sumur pada saat pengikatan data seismik dan sumur.



Gambar 3.5 Polaritas *wavelet* (a) fase nol, (b) fase minimum (www.ensiklopediseismic.com).

Gelombang seismik yang ditampilkan dalam rekaman seismik dapat dikelompokkan menjadi dua jenis yaitu fase minimum dan fase nol. Pada gelombang fase minimum, energi yang berhubungan dengan batas IA terkonsentrasi pada *onset* di bagian muka gelombang tersebut, sedangkan pada fase nol batas IA akan terdapat pada *peak* bagian tengah. Dibandingkan dengan fase minimum, fase nol mempunyai beberapa kelebihan:

- Untuk spektrum amplitudo yang sama, sinyal fase nol akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar daripada fase minimum, sehingga rasio sinyal-*noise*-nya juga akan lebih besar.
- Amplitudo maksimum sinyal fase nol umumnya akan selalu berimpit dengan *spike* refleksi, sedangkan pada kasus fase minimum amplitudo maksimum tersebut terjadi setelah *spike* refleksi terkait.

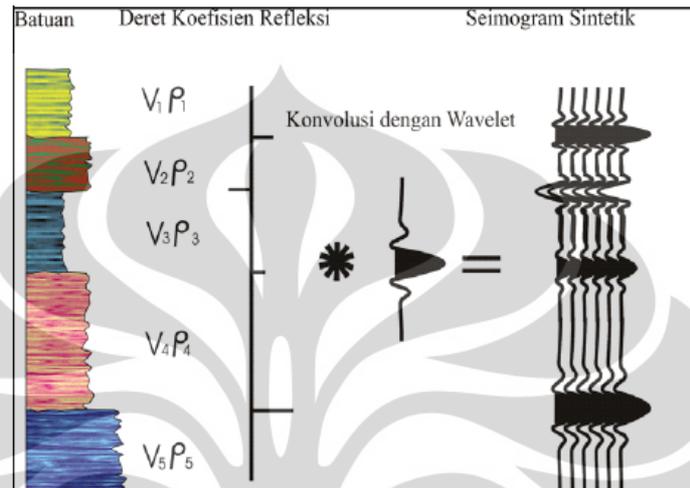
b. *Well-Seismic Tie*

Well-seismic tie atau pengikatan data seismik dan sumur dilakukan untuk meletakkan horison seismik dalam skala waktu pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang diplot pada skala kedalaman.

- Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik (gambar 3.6) dibuat dengan cara mengkonvolusikan *wavelet* dengan data KR (Koefisien Refleksi). Data KR

diperoleh dari data log sonik dan densitas. *Wavelet* yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *bandwith* yang sama dengan penampang seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor.



Gambar 3.6 Sintetik seismogram yang diperoleh dari konvolusi KR dengan wavelet (Sigit Sukmono, 1999)

- *Check-Shot Survey*

Check-shot survey dilakukan untuk mendapatkan *Time-Depth curve* yang digunakan untuk pengikatan data seismik dan sumur, perhitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata dan koreksi data sonik pada pembuatan seismogram sintetik. Pada *check-shot survey*, kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang di atas permukaan. Pengukurannya dilakukan pada horison-horison yang ditentukan berdasarkan data log geologi dan waktu *first-break* rata-rata untuk tiap horison dilihat dari hasil pengukuran tersebut.

- *Vertical Seismic Profile*(VSP)

VSP hampir sama dengan *check-shot survey*. Perbedaannya adalah pada VSP dipakai geophon yang lebih banyak dan interval pengamatannya lebih tidak lebih dari 30 m, sehingga didapatkan rekaman penuh selama beberapa detik. Gelombang ke bawah berasal dari refleksi *first-*

break/mutipel-nya dan pada rekamannya akan menunjukkan waktu tempuh yang meningkat terhadap kedalaman. VSP mempunyai beberapa kelebihan, yaitu:

- Refleksi dapat diikat langsung dari rekaman seismik ke data sumur.
- Multipel dapat dengan mudah diidentifikasi.
- Refleksi dari reflektor di bawah TD masih dapat dievaluasi.
- Kecepatan interval dan KR dapat dihitung secara akurat.

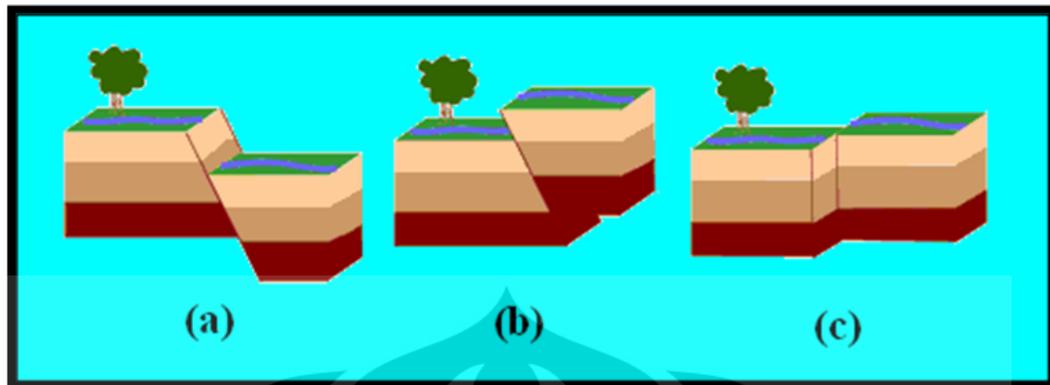
c. Penafsiran Struktur

Penafsiran struktur mempunyai peranan yang sangat penting karena di dalam strukturlah perangkap hidrokarbon terbentuk. Namun metode seismik memiliki kelemahan dalam menangkap parameter struktur bawah permukaan bumi. Beberapa efek yang dapat terjadi apabila penafsiran struktur dilakukan pada rekaman seismik yang belum dimigrasi antara lain distorsi akibat asumsi yang digunakan dalam metode CMP, kemiringan terlalu rendah, refleksi terletak pada posisi yang belum benar, antiklin terlalu lebar atau sinklin terlalu sempit, dan lain-lain. Hal tersebut dapat dieliminasi dengan cara melakukan migrasi namun tidak secara sempurna menghilangkan efek-efek tersebut dalam daerah dengan struktur kompleks karena sulitnya pemilihan kecepatan bawah permukaan dan pembelokkan tajam dari gelombang seismik. Pada rekaman seismik yang sudah dimigrasi juga sering terjadi distorsi kecepatan yang mempengaruhi struktur skala besar ataupun efek resolusi yang mempengaruhi struktur skala kecil.

1. Struktur Sesar

Sesar (gambar 3.7) dibagi menjadi tiga kategori berdasarkan dominan kinematikanya, yaitu:

- Sesar Normal, dimana pergeseran dominan ke arah *dip* dan *hanging wall* bergerak relatif turun dibandingkan *foot wall*.
- Sesar Naik, dimana pergeseran dominan searah kemiringan dan *hanging wall* relatif bergeser ke atas dibandingkan *foot wall*.
- Sesar Geser, dimana pergeseran dominan searah jurus sesar.



Gambar 3.7 Jenis-jenis sesar: (a) Sesar Normal, (b) Sesar Naik, (c) Sesar Geser (IPA-UAC Course, 2005)

2. Struktur Lipatan

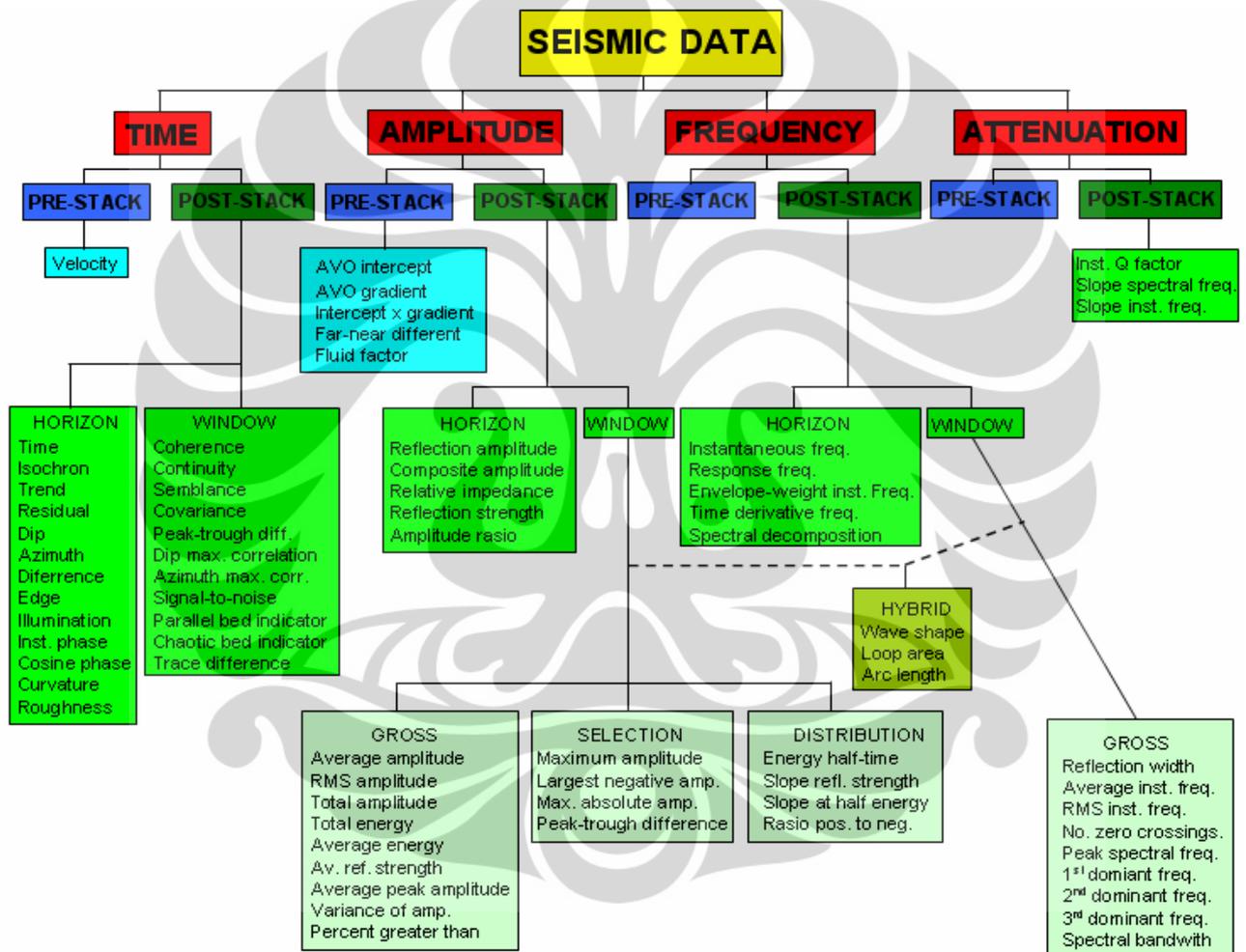
Struktur lipatan dikelompokkan menjadi 5 kelompok, yaitu:

- Lipatan yang berasosiasi dengan kompresi skala regional akibat deformasi kerak regional.
- Lipatan berskala lebih kecil yang berasosiasi dengan kompresi skala local.
- Lipatan, pelengkungan, seretan yang berhubungan langsung dengan proses pensesaran.
- Pelipatan/pelengkungan monoklinal dari lapisan sedimen akibat proses reaktivasi sesar / proses kompaksi diferensial dari benda yang lebih dalam.
- Pelipatan/pelengkungan akibat intrusi benda yang terletak lebih dalam.

Penafsiran struktur dalam interpretasi seismik dilakukan dengan cara penelusuran *fault* dan horison. Penelusuran *fault* diidentifikasi dari terminasi refleksi, difraksi, perubahan kemiringan, dan lain-lain. Sementara penelusuran horison dilakukan pada batas sekuen/horison target dengan memperhatikan bentuk gelombang yang dipakai berfase minimum atau berfase nol.

3.4 Atribut Seismik

Atribut seismik (Brown, 2000) didefinisikan sebagai penurunan dari pengukuran seismik. Semua atribut seismik untuk horison dan formasi saling terkait, namun detil analisisnya berbeda yaitu pada informasi dasar gelombang seismik dan penampilan hasilnya. Informasi dasar tersebut adalah waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi (gambar 3.8). Brown menggunakan informasi dasar tersebut sebagai dasar pengklasifikasian atribut seismik.



Gambar 3.8 Klasifikasi atribut seismik menurut Brown (2003)

Seiring dengan meningkatnya aktifitas pencarian anomali daerah terang (*bright spot*) maka atribut seismik pun mulai dipakai pada akhir tahun 1960, dimana data seismik dimanipulasi/dimodifikasi tampilannya untuk mempermudah interpretasi. Atribut seismik yang digunakan dalam bidang eksplorasi dan

eksploitasi migas pada saat itu hanyalah atribut amplitudo sebagai indikator langsung (*Direct Hydrocarbon Indicators*). Kesuksesan dari atribut amplitudo memotivasi pencarian atribut seismik lainnya.

Atribut frekuensi dapat mendeteksi anomali atenuasi sinyal seismik yang melalui reservoir yang berisi gas dimana terjadi pergeseran ke frekuensi yang lebih rendah dari reflektor seismik di bawah reservoir tersebut.

Atribut kuat refleksi juga dapat digunakan untuk mendeteksi *Direct Hydrocarbon Indicators* (DHI) dimana pengaruh distorsi dapat dihilangkan dari polaritas refleksi dan fase wavelet dari amplitudo seismik. Akibatnya *bright spot* lebih mudah terlihat serta memungkinkan perbandingan relatif antar anomali amplitudo.

Atribut turunan waktu dapat memberikan informasi mengenai patahan, misalnya atribut koherensi (*variance cube*) dapat memperlihatkan dengan jelas adanya patahan.

3.4.1 Atribut Amplitudo RMS

Amplitudo merupakan atribut terdasar tras seismik yang paling banyak dimanfaatkan untuk mengenali anomali amplitudo akibat adanya hidrokarbon, perubahan litologi maupun pemetaan facies dan sifat reservoir. Awalnya atribut amplitudo digunakan untuk analisa struktural yang dapat dilihat dari kehadirannya saja bukan besar nilainya. Namun saat ini, atribut amplitudo juga digunakan untuk analisa stratigrafi dari data seismik *preserve true amplitude*. Atribut amplitudo dapat mengidentifikasi beberapa parameter, antara lain akumulasi gas dan fluida, gros litologi, gros porositas, batu pasir *channel* dan deltaik, jenis-jenis tertentu *reef*, ketidakselarasan, efek *tuning* dan perubahan stratigrafi sekuen.

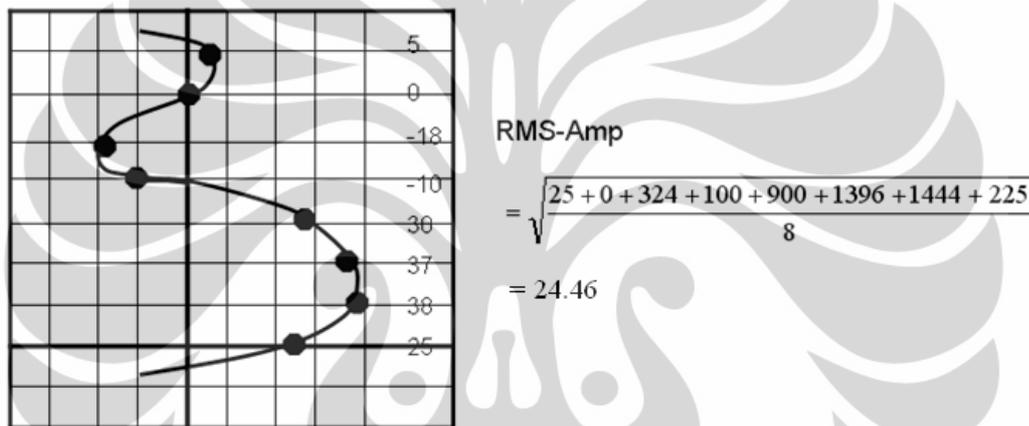
Atribut amplitudo diturunkan berdasarkan perhitungan statistik dan dibedakan menjadi atribut amplitudo primer dan atribut amplitudo kompleks. Beberapa jenis atribut amplitudo primer yang biasa digunakan adalah amplitudo RMS, amplitudo absolut rata-rata, amplitudo puncak maksimum, amplitudo puncak rata-rata, amplitudo palung maksimum, amplitudo palung rata-rata, amplitudo absolut maksimum, amplitudo absolut total, amplitudo total, energi rata-rata, energi total,

amplitudo rata-rata, variansi dalam amplitudo, *skew* dalam amplitudo dan kurtosis dalam amplitudo

Amplitudo yang digunakan dalam penelitian ini adalah amplitudo RMS (ilustrasi perhitungan amplitudo RMS ditunjukkan oleh gambar 3.9). Amplitudo RMS sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrem karena nilai amplitudo diakarkan sebelum dirata-ratakan.

$$\text{Amplitudo RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \dots\dots\dots \text{Persamaan 3.4}$$

Dimana: N = jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis
 a = besar amplitudo

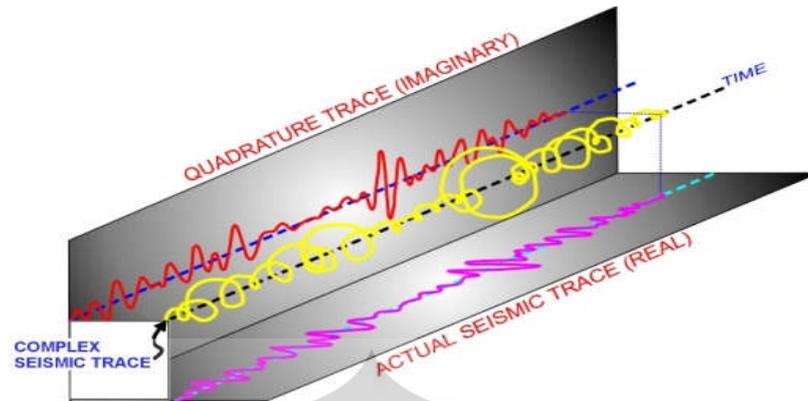


Gambar 3.9 Ilustrasi perhitungan atribut amplitudo RMS (IPA-UAC Course, 2005).

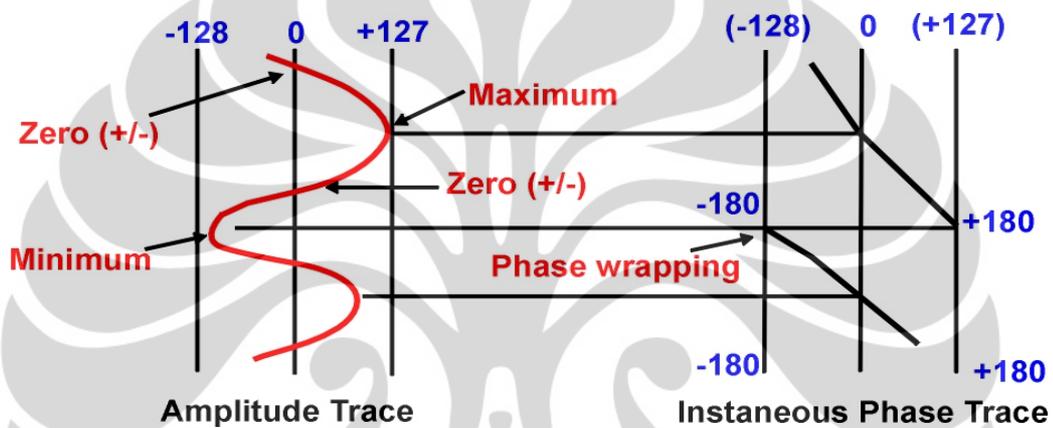
3.4.2 Atribut Kontinuitas

Atribut kontinuitas merupakan atribut fase sesaat yang digunakan untuk mengukur kemenurunan reflektor pada penampang seismik. Fase merupakan besar sudut antara “fasor” (vektor yang berputar dan terbentuk oleh komponen riil dan imajiner pada seri waktu) dan sumbu riil sebagai fungsi waktu (gambar 3.10). Oleh karena itu ia akan selalu mempunyai nilai antara -180° dan $+180^\circ$.

Saat tras seismik riil berpindah dari puncak ke palung, maka fase sesaat berubah dari 0° ke $+180^\circ$. Pada palung, fase sesaat “terlipat tajam” tajam dari $+180^\circ$ ke 180° . Pada displai fase sesaat yang ditunjukkan oleh gambar 3.11, “perlipatan tajam” fase terlihat jelas terjadi saat tras berubah dari fase positif menjadi negatif. Saat tras riil berubah dari suatu palung menjadi suatu puncak, fase sesaat berubah dari -180° menjadi 0° .

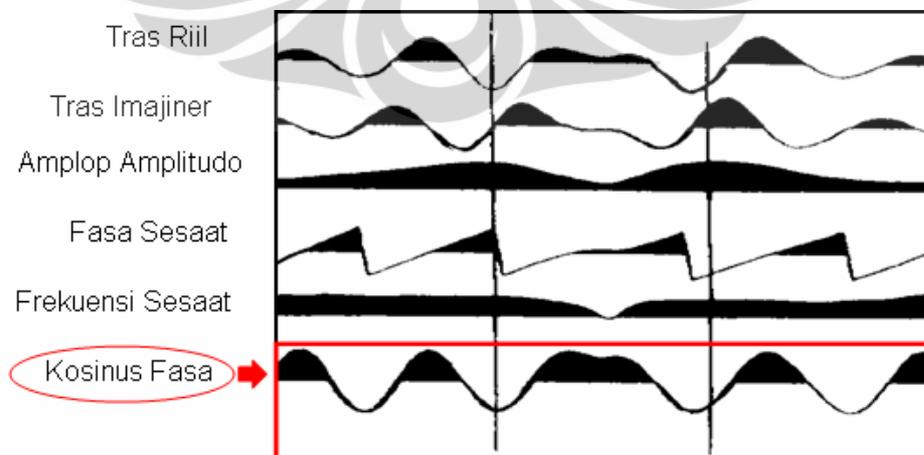


Gambar 3.10 Diagram isometris tras seismik aktual (Turner dkk., 1979)



Gambar 3.11 Hubungan antara tras amplitudo dan tras fase sesaat (Landmark, 1999)

Displai fase sesaat seolah-olah seperti mata gergaji yang tidak kontinyu akibat dari perubahan tajam nilai fase dari $+180^0$ ke -180^0 . Untuk displai yang lebih “kelihatan” normal biasanya digunakan kosinus fase (gambar 3.12).



Gambar 3.12 Macam-macam atribut sesaat (White, 1991)

Tras riil $F(t)$ didefinisikan sebagai hasil perkalian antara amplitudo $A(t)$ dan kosinus fase sesaat $\theta(t)$:

$$F(t) = A(t) \cos \theta(t) \dots \dots \dots \text{Persamaan 3.5}$$

Kosinus fasa sesaat diturunkan sebagai :

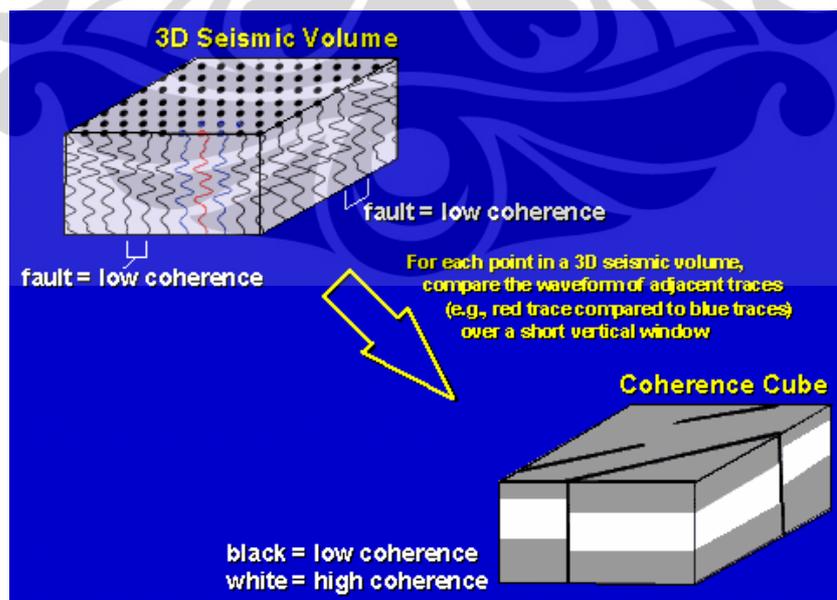
$$\cos \theta(t) = F(t) / A(t) \dots \dots \dots \text{Persamaan 3.6}$$

Atau dengan kata lain sama dengan hasil bagi tras riil dengan kuat refleksi.

Atribut ini berguna untuk mengidentifikasi dan memetakan pembalikan fase, juga mendeteksi dan mengkalibrasi efek tuning lapisan tipis yang terjadi akibat interferensi konstruktif dan destruktif *wavelet* reflektor.

3.4.3 Atribut Koherensi

Atribut koherensi seismik mengukur kesamaan antar tras dari bentuk gelombang seismik dalam jendela analisa kecil. Atribut ini dapat memetakan patahan, rekahan dan juga ketidakmenerusan stratigrafi secara lateral. Kesamaan antar tras seismik ditunjukkan oleh koefisien koheren yang rendah sementara ketidakmenerusan memiliki koefisien yang rendah (Satinder Chopra, 2001). Sebagai contoh, daerah patahan pada penampang seismik yang menunjukkan ketidakmenerusan dalam koherensi antar tras menghasilkan koefisien koherensi yang rendah sepanjang bidang patahan (gambar 3.13).



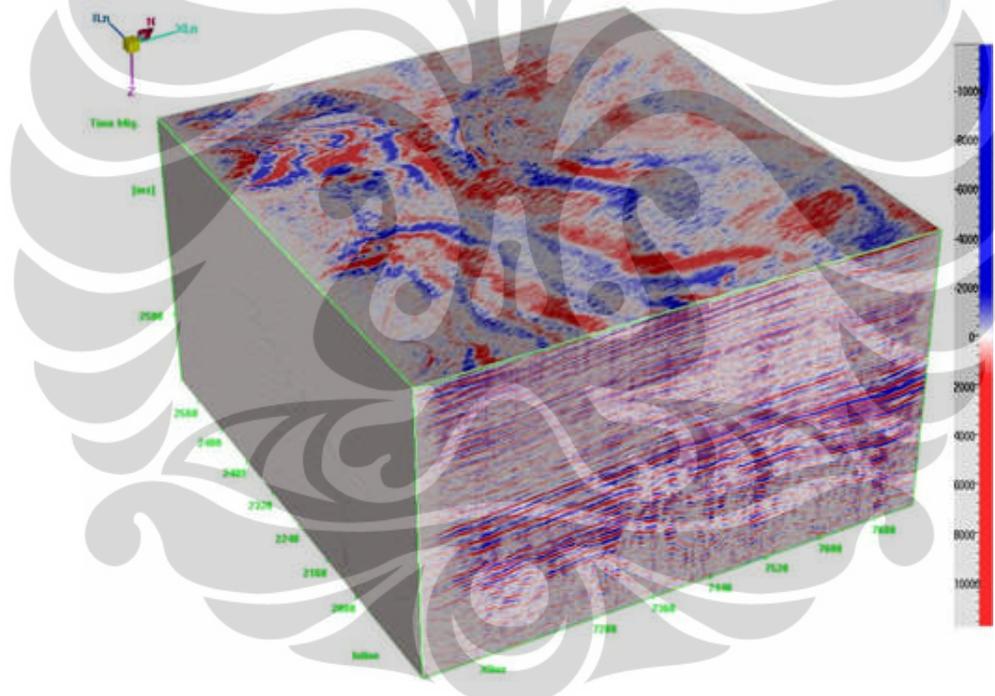
Gambar 3.13 Koherensi Seismik (www.kgs.ku.edu/.../2002/ofr49/index.html)

BAB 4

METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Pengumpulan Data

Penelitian ini menggunakan dua data yaitu data seismik dan data sumur. Data seismik yang digunakan merupakan data volum PSTM seismik 3D (gambar 4.1) yang mempunyai 710 *inline*, 680 *crossline* dan *time* 1900 ms dari *time* 1100 - 3000 ms. Data seismik yang akan di olah ini memiliki polaritas terbalik dan berfase minimum menurut konvensi SEG. Sementara data sumur yang digunakan berasal dua sumur pada lapangan X penelitian yaitu sumur JTI-1 dan sumur JYA-1.



Gambar 4.1 Data seismik 3D PSTM pada daerah penelitian

4.2 Pengolahan Data

Data seismik dan data sumur diolah dengan menggunakan software Paradigm (gambar 4.2) dengan menggunakan beberapa modul seperti:

📍 Base Map

Menampilkan lokasi daerah survei seismik, lokasi sumur, hasil penelusuran horison dan patahan, serta pembuatan kontur dan pengekstrakan atribut seismik

☞ 3D Canvas

Menampilkan data seismik 3D, data sumur serta data interpretasi seismic.

☞ Well log

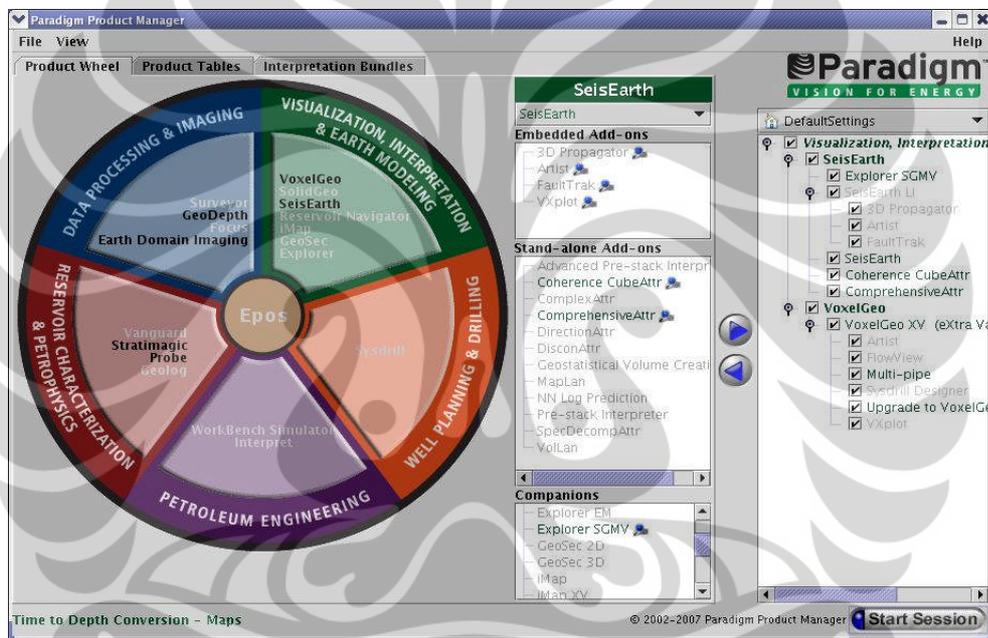
Menampilkan data sumur, *marker* formasi dan membuat data sumur komposit.

☞ Section

Menampilkan penampang seismik 2D, hasil penelusuran horison dan patahan.

☞ Map

Menampilkan lokasi daerah survei seismik, lokasi sumur serta hasil penelusuran horizon dan patahan.



Gambar 4.2 Software PARADIGM (2002-2007)

Pengolahan data pada penelitian ini dilakukan sesuai dengan alur interpretasi data pada Gambar 1.1, Data seismik dan sumur dimasukkan ke dalam *software* Paradigm sesuai dengan format *software*. Analisa sumur dilakukan untuk menentukan *marker* formasi yang menjadi target. Kemudian dilakukan *well-seismic tie* untuk mengorelasikan dan mengikat data sumur dengan data seismik. *Well-seismic tie* dilakukan dengan cara mengkorelasikan data seismik dengan sintetik seismik yang didapatkan dari konvolusi koefisien refleksi dari log sumur ($\log \rho$ dan V) dengan *wavelet*. Selanjutnya, penelusuran patahan (*fault picking*) dilakukan untuk menentukan patahan-patahan dan *marker* dari data sumur yang

telah dikorelasi dan diikat dengan data seismik akan menjadi acuan dalam melakukan penelusuran horison (*horizon picking*) dimana batas-batas formasi ditentukan. Geologi regional akan sangat membantu penelusuran patahan dan horison. Setelah itu, dibuat peta kontur formasi target, juga kontur isokronnya, dimana dapat dilihat daerah tinggian dan rendahan serta ketebalan dari formasi dalam domain waktu. Analisa atribut seismik dilakukan untuk melihat perubahan facies formasi dan penyebarannya. Kemudian dilakukan analisa terpadu dari hasil penelusuran patahan-horison, peta kontur dan atribut seismik juga data sumur untuk dapat melihat prospektivitas daerah penelitian.

4.3 Analisa Data

Data seismik dan data sumur akan dianalisa secara terpadu dari setiap hasil tahapan alur interpretasi seismik di atas untuk dapat mengevaluasi dan menentukan prospektivitas hidrokarbon daerah X. Selain data seismik dan data sumur, diperlukan juga data geologi regional daerah penelitian yaitu Cekungan Jawa Barat Utara seperti litologi formasi, sejarah pembentukan cekungan dan konsep *play*. Analisa atribut juga dilakukan pada penelitian ini untuk menentukan karakteristik reservoir dan penyebaran facies pada daerah tersebut. Pada akhirnya dapat ditentukan daerah yang mempunyai potensi hidrokarbon berdasarkan interpretasi seismik struktural dan stratigrafi serta analisa atribut seismik yang telah dilakukan.

BAB 5

ANALISA DAN PEMBAHASAN

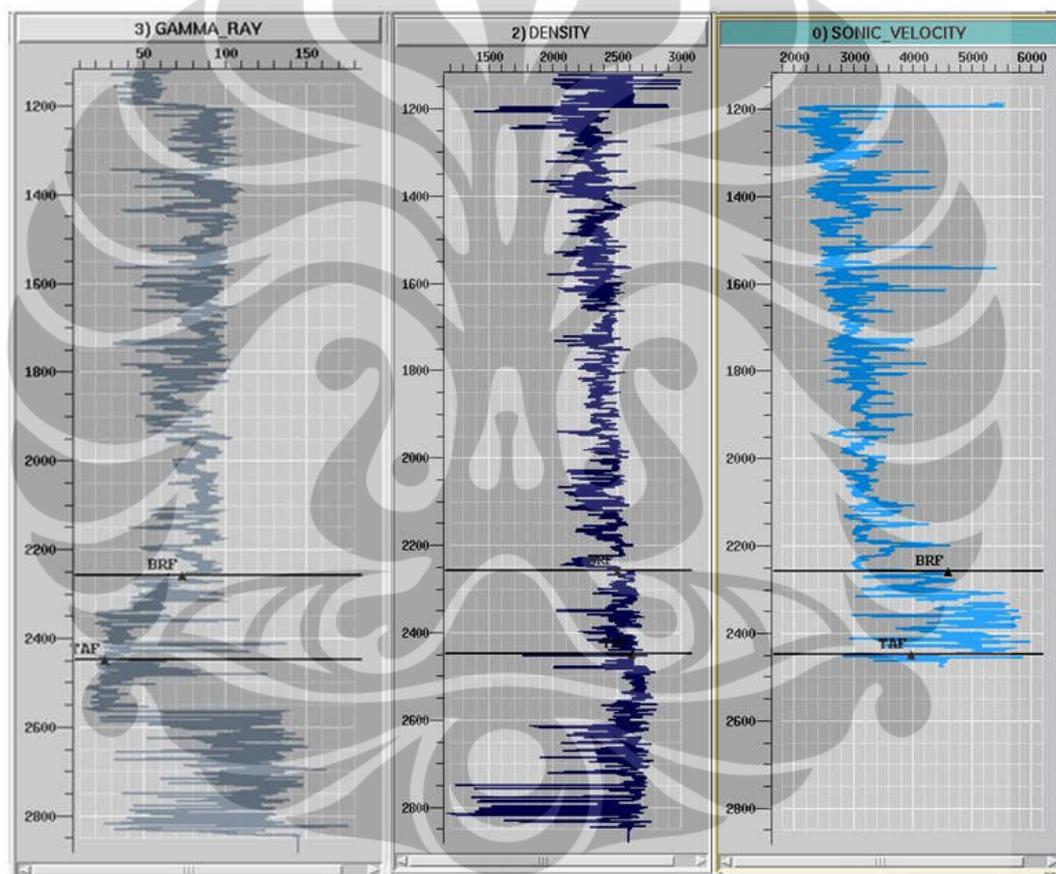
5.1 Analisa Sumur, *Wavelet* dan *Well-Seismic Tie*

Zona target dalam penelitian ini adalah Formasi Batu Raja, Formasi Talang Akar dan *Basement*. Sumur yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah dua sumur, yaitu sumur JTI-1 dan sumur JYA-1. Kedua sumur tersebut kedalamannya mencapai Formasi Batu Raja dan Formasi Talang Akar, namun tidak mencapai kedalaman *basement*. Oleh karena itu, pada kedua sumur tersebut didapatkan *marker* dari Formasi Batu Raja dan Formasi Talang Akar, sedangkan tidak untuk *Basement*.

Dalam menentukan *marker* sebuah formasi atau sekuen yang cukup akurat diperlukan data *core*. Penentuan *marker* pada setiap sumur sendiri sudah dilakukan sebelumnya di sumur pengeboran oleh ahli geologi. Data sumur JTI-1 dan sumur JYA-1 yang diberikan sudah mencakup kedalaman *marker* tiap formasi namun memang terdiri dari beberapa buah *marker*. Di sinilah peneliti harus cermat dalam memilih *marker* mana yang dapat digunakan. Oleh karena itu, dilakukanlah analisa data sumur guna menentukan *marker* sumur yang akan dipakai selanjutnya untuk tahap *well-seismic tie*.

Sumur JTI-1 memperlihatkan perubahan log *gamma ray* dari tinggi ke rendah, log densitas yang semakin tinggi dan log *sonic* dari rendah ke tinggi pada data sumur di kedalaman sekitar 2250 meter (gambar 5.1). Perubahan-perubahan log tersebut mengindikasikan adanya batas perubahan suatu formasi ke formasi lain yaitu dari Formasi Cibulakan Atas ke Formasi Batu Raja. Formasi Cibulakan Atas adalah batuan endapan yang terdiri dari *Mid Main Carbonate* dan serpih dengan perselingan batupasir, sementara Formasi Batu Raja merupakan formasi yang didominasi oleh batugamping yang disisipi oleh pasir. Perbedaan jenis batuan itulah yang menyebabkan terjadinya perubahan log *gamma ray* dimana nilai *gamma ray* yang tinggi mengindikasikan kandungan serpih pada Formasi Cibulakan Atas sementara nilai log *gamma ray* yang rendah mengindikasikan bahwa kandungan serpih pada Formasi Batu Raja berkurang atau menjadi lebih sedikit karena bukan didominasi oleh serpih melainkan batugamping. Perubahan

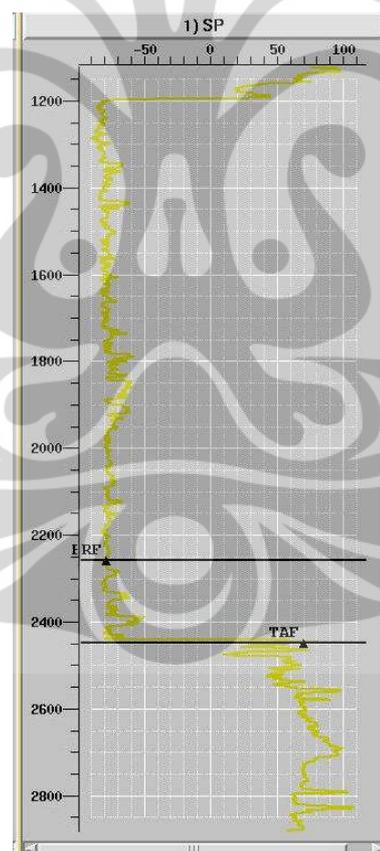
log densitas yang semakin tinggi menandakan adanya perubahan batuan menjadi semakin lebih kompak dari batuan sedimentasi dari Formasi Cibulakan Atas ke batuan gamping Formasi Batu Raja. Perubahan log *sonic* dari tinggi ke rendah pada batas kedua formasi menunjukkan bahwa Formasi Batu Raja yang merupakan batugamping memiliki kecepatan yang lebih tinggi dibandingkan Formasi Cibulakan Atas yang merupakan sedimentasi batu serpih, pasir dan karbonat. Jadi, *marker top* Formasi Batu Raja yang digunakan pada sumur JTI-1 adalah pada kedalaman 2257 meter.



Gambar 5.1 Log *gamma ray*, *density* dan *sonic* dari sumur JTI-1

Top dari Formasi Talang Akar pada sumur JTI-1 diperkirakan pada kedalaman 2450 meter dimana log densitas menunjukkan nilai densitas yang sama namun juga cenderung ke arah perubahan densitas yang lebih rendah serta log *sonic* dari tinggi ke rendah, sementara perubahan *gamma ray* dari rendah ke tinggi dimulai pada kedalaman sekitar 2600 meter. Perubahan log densitas yang

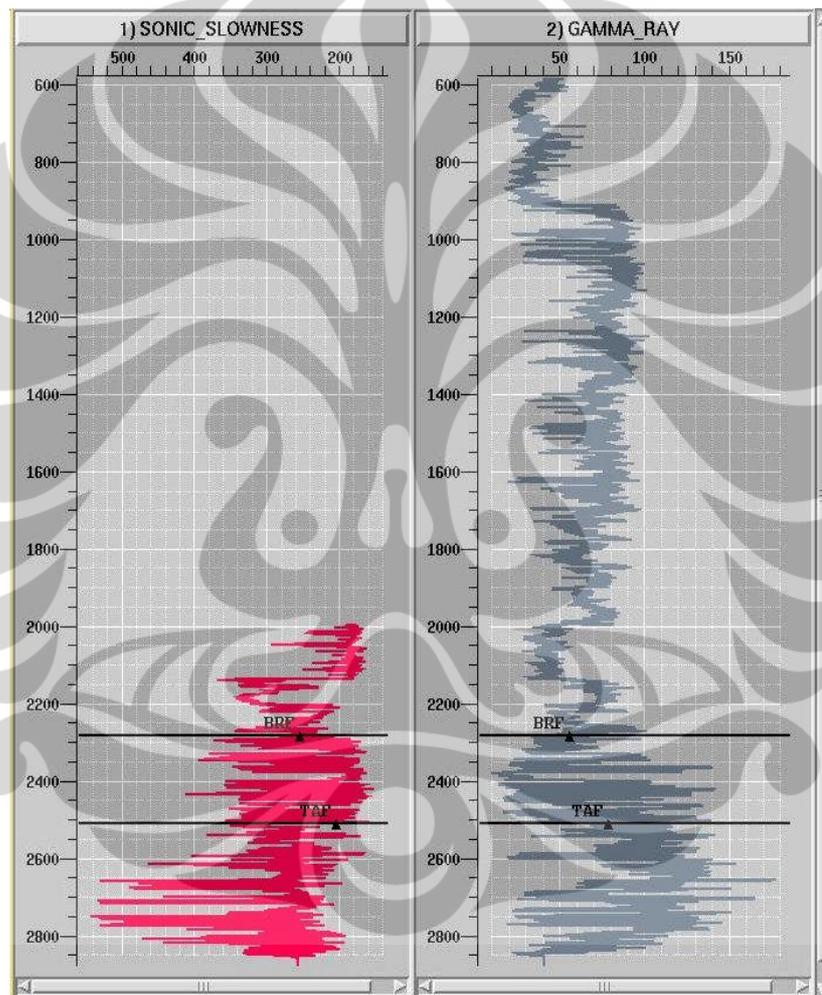
cenderung lebih rendah dapat menunjukkan perubahan formasi batugamping dari Formasi Batu Raja yang lebih kompak ke sedimen *channel* yang kurang kompak dari Formasi Talang Akar. Perubahan log *gamma ray* dari rendah ke tinggi baru dimulai pada kedalaman 2600 meter dikarenakan kemungkinan pada kedalaman 2450-2600 meter di sumur JTI-1 terdapat batuan yang tersisipkan batu pasir dan/atau batuan karbonat Formasi Batu Raja, dan setelah kedalaman 2600 meter *gamma ray* menjadi tinggi sesuai dengan nilai *gamma ray* yang tinggi dari batuan serpih yang juga menyusun Formasi Talang Akar. Data log lain yang mendukung adalah data log SP yang menunjukkan nilai SP yang tinggi untuk Formasi Talang Akar dibandingkan dengan Formasi Batu Raja (gambar 5.2). Jadi, *marker top* Formasi Talang Akar yang digunakan pada sumur JTI-1 adalah pada kedalaman 2449 meter.



Gambar 5.2 Log SP dari sumur JTI-1

Pada kedalaman sekitar 2290 meter di sumur JYA-1 (gambar 5.3), *top* Formasi Batu Raja ditunjukkan oleh perubahan log *gamma ray* dari tinggi ke

rendah dan perubahan log *sonic-slowness* dari tinggi ke rendah sama seperti yang terjadi pada sumur JTI-1. Sedangkan *top* Formasi Talang Akar berada pada kedalaman 2500 meter yang ditunjukkan oleh perubahan log *gamma ray* dari rendah ke tinggi dan perubahan log *sonic-slowness* dari rendah ke tinggi sama seperti yang terjadi pada sumur JTI-1. Jadi, *top* Formasi Batu Raja dan *top* Formasi Talang Akar pada sumur JYA-1 berturut-turut adalah pada kedalaman 2284,19 meter dan 2508,59 meter.

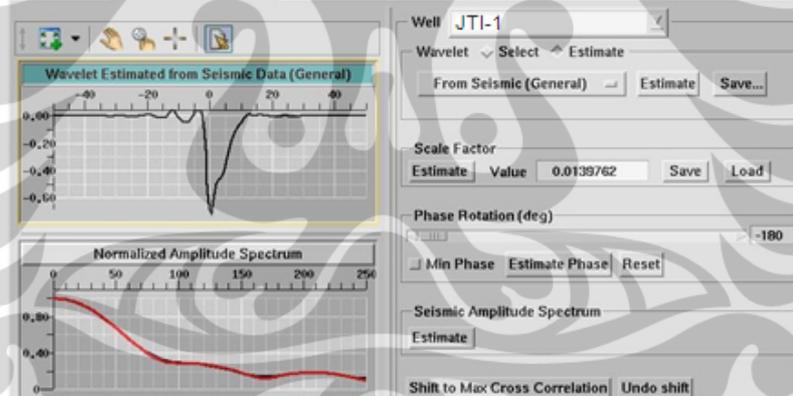


Gambar 5.3 Log *gamma ray* dan *slowness* dari sumur JYA-1

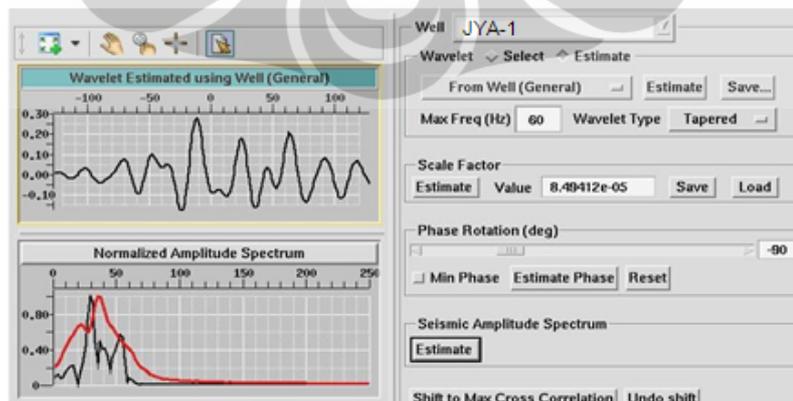
Data seismik 3D yang digunakan pada penelitian ini selanjutnya dikorelasikan dengan data sumur JTI-1 dan JYA-1 yang telah diketahui *marker* zona targetnya. Sebelumnya, harus dilakukan analisa *wavelet* yang akan digunakan untuk dikonvolusikan dengan nilai Koefisien Refleksi (KR) dari data

sumur agar didapatkan sintetik seismik yang nantinya akan dikorelasikan dengan data seismik (*well-seismic tie*).

Wavelet yang diekstrak dari data seismik di sekitar daerah dekat zona target pada sumur JTI-1 dan JYA-1 tidak menunjukkan hasil yang bagus (gambar 5.4). Oleh karena hasil ekstrak *wavelet* tidak bagus dan sumur yang digunakan pada penelitian ini tidak cukup banyak, maka *wavelet* yang digunakan adalah *wavelet* ideal dari pemodelan *wavelet* dengan model *bandpass* dan *zero phase* yang fasenya -90^0 (gambar 5.5). Model *bandpass* digunakan karena konvolusinya dengan KR menghasilkan sintetik seismik yang polanya mendekati data seismik dekat kedua sumur. Sementara fase -90^0 digunakan untuk dapat memenuhi kesesuaian jenis data seismik yang memiliki polaritas terbalik dan berfase minimum dimana ketika terdapat sebuah reflektor dengan nilai KR positif maka respon seismik yang terjadi adalah gelombang yang melalui titik nol atau disebut *zero crossing* yang kemudian dilanjutkan menjadi sebuah palung (*trough*).

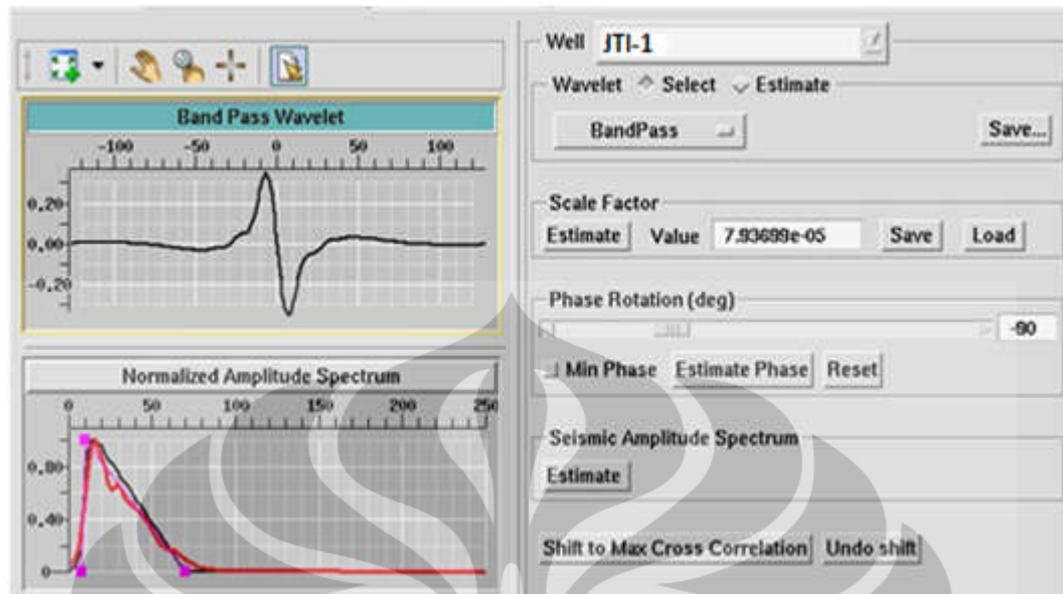


(a)



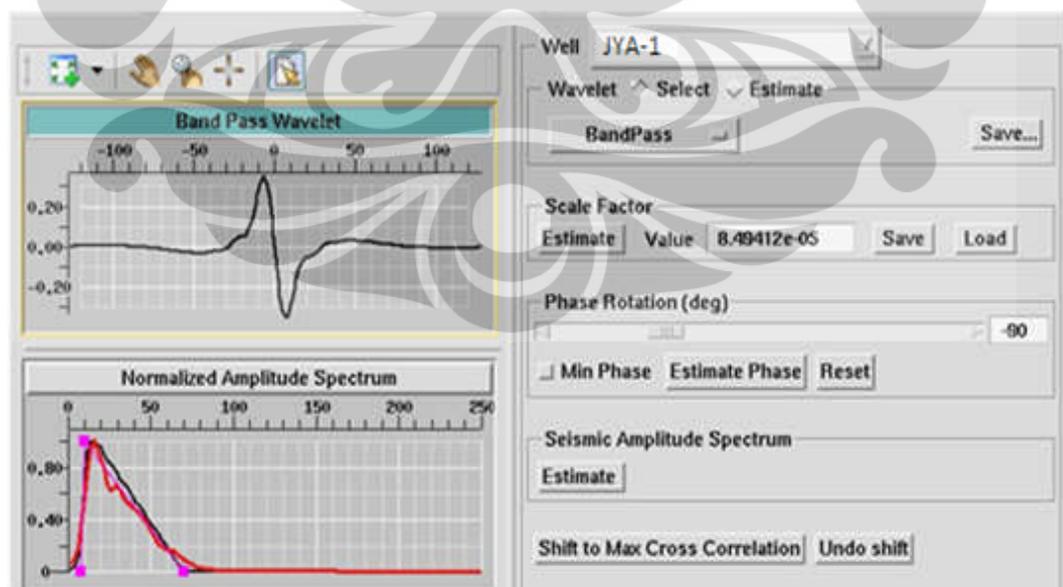
(b)

Gambar 5.4 *Wavelet* hasil ekstraksi (a) sumur JTI-1 dan (b) sumur JYA-1.



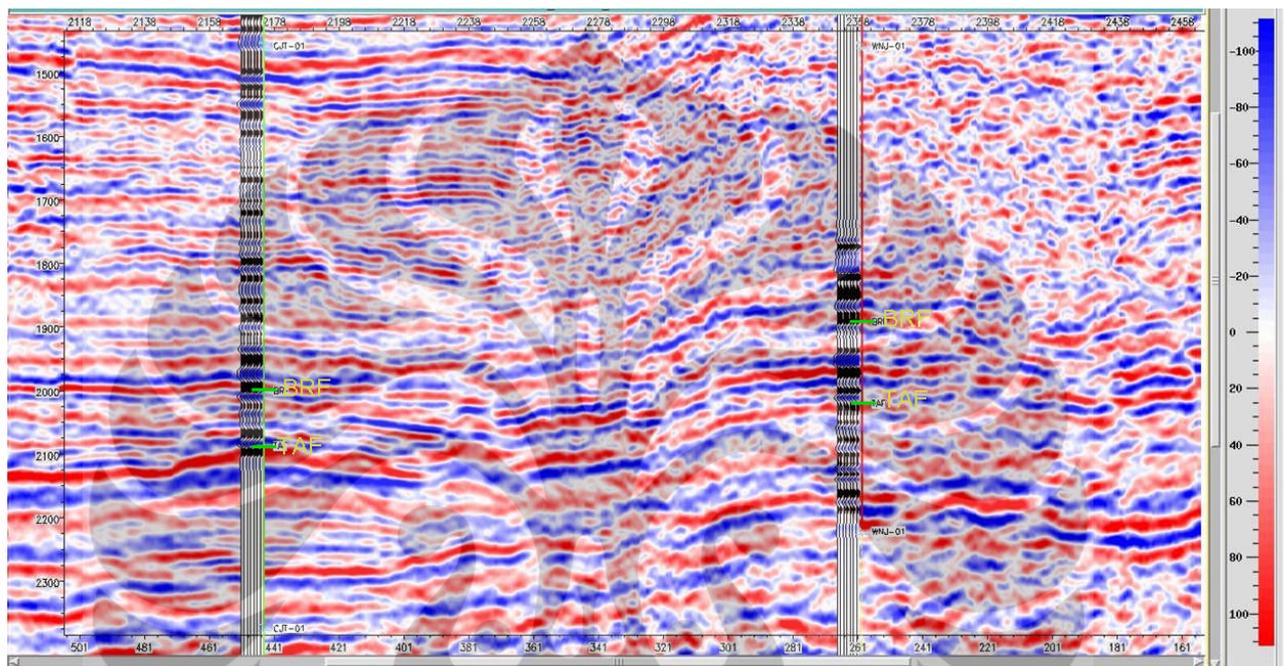
Gambar 5.5 *Wavelet* model ricker dengan fase -90^0 untuk sumur JTI-1

Pengkorelasian data sumur dengan data seismik (*well-seismic tie*) pada sumur JTI-1 dilakukan melalui *shifting* sekitar 35 ms. Korelasinya menunjukkan hasil yang cukup baik terlihat sintetik seismiknya yang menyambung dengan data seismik disekitarnya (gambar 5.6).



Gambar 5.6 *Wavelet* model ricker dengan fase -90^0 untuk sumur JYA-1

Pada sumur JYA-1 juga digunakan *wavelet* ideal dari pemodelan wavelet dengan model *bandpass* dan *zero phase* yang fasenya -90^0 (gambar 5.6). Pengkorelasi data sumur JYA-1 dengan data seismik dilakukan melalui *shifting* sekitar 10 ms. Hasil korelasi data sumur JYA-1 dengan data seismik cukup baik seperti ditunjukkan pada gambar 5.7.

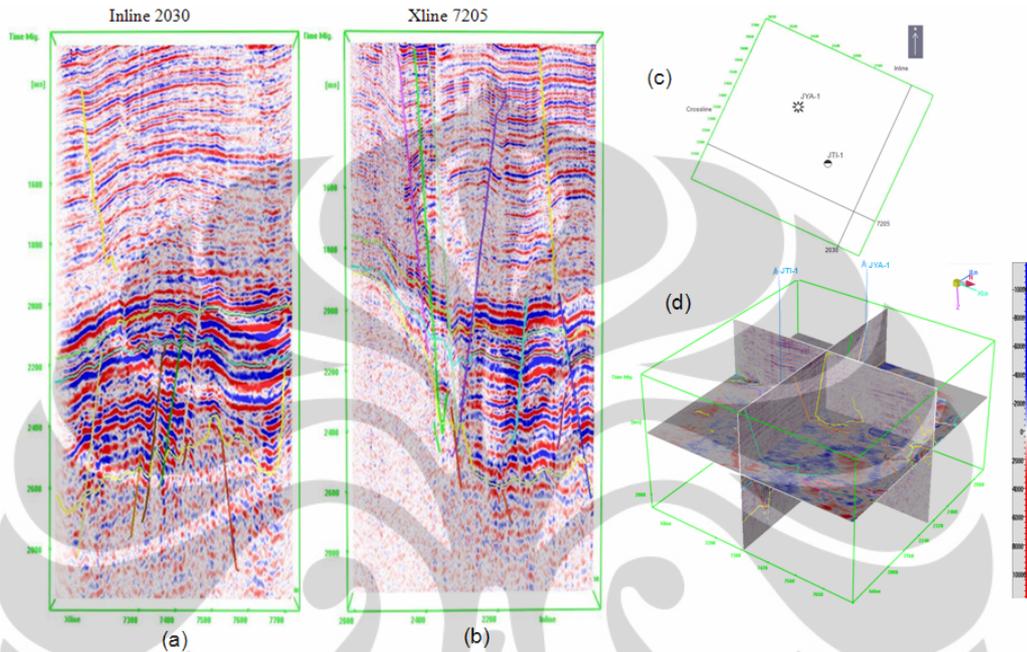


Gambar 5.7 Korelasi sumur dengan data seismik pada sumur JTI-1 dan JYA-1.

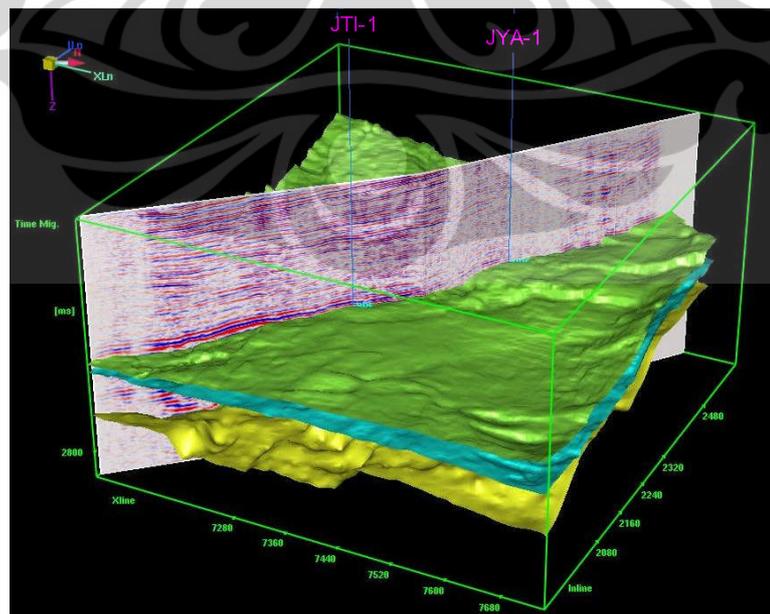
5.2 Analisa Patahan dan Horison

Analisa patahan dan horison pada data seismik 3D ini dilakukan untuk setiap 10 *inline* dan *crossline*. Dalam melakukan analisa patahan digunakan atribut *cosine of instantaneous phase* dimana dapat dilihat kediskontinuan suatu reflektor. Patahan-patahan yang terjadi pada daerah penelitian ini berorientasi ke arah Utara-Selatan pada *time* sekitar 1100 ms - 2500 ms dan juga berorientasi ke arah Timur-Barat pada *time* di bawah 2100 ms (gambar 5.8). Analisa horison zona target yaitu *top* Formasi Batu Raja dan *top* Formasi Talang Akar dilakukan dengan mengikuti *marker* sumur yang telah diikat dengan data seismik (gambar 5.9). Sementara analisa horison untuk *Basement* dilakukan atas dasar perkiraan saja dimana *top Basement* terdapat pada batas seismik yang reflektornya mulai terlihat berantakan atau disebut *reflection free*. Selain itu, analisa horison

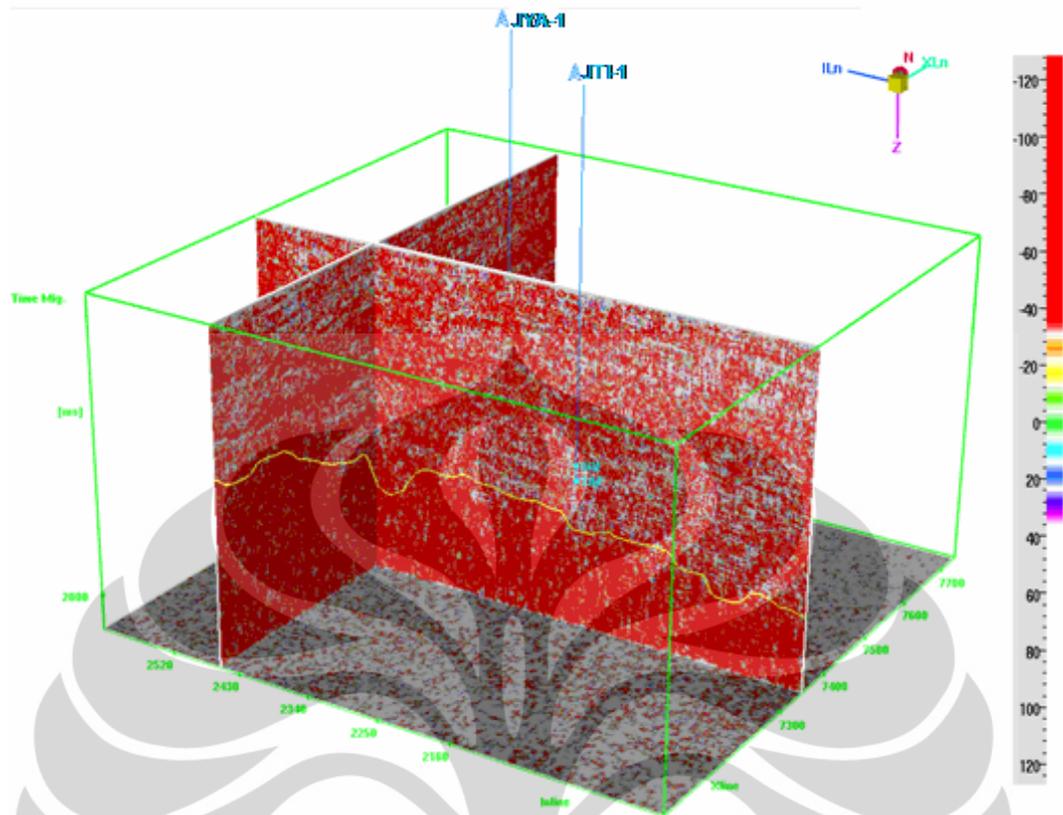
basement juga menggunakan atribut koherensi atau biasa disebut *variance cube* dimana *top basement* ditunjukkan pada batas atas bagian yang tidak koheren (gambar 5.10). Dalam *variance cube*, basement diwakili oleh nilai yang koherensinya rendah yang berwarna merah.



Gambar 5.8 Analisa patahan (a) pada *inline* 2030, (b) *xline* 7205; (c) *inline* 2030 dan *xline* 7205 pada peta dasar; (d) visualisasi penelusuran patahan pada data 3D.



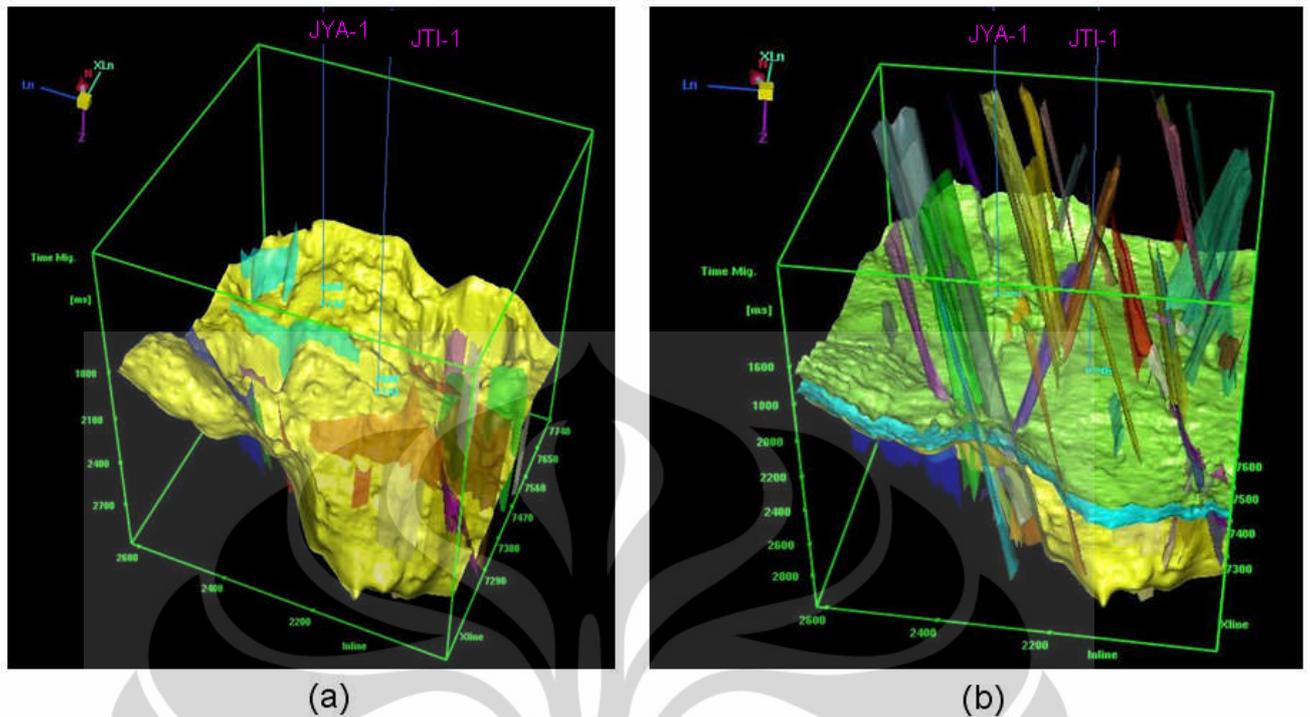
Gambar 5.9 Analisa horison



Gambar 5.10 Perkiraan *basement* pada *variance cube*.

Patahan-patahan yang dapat diinterpretasi (gambar 5.11) sesuai dengan geologi regional dari Cekungan Jawa Barat. Patahan-patahan yang berorientasi ke arah Timur - Barat terdapat pada *Basement* dimana pembentukannya terjadi pada periode Pre-Tersier. Sementara, patahan-patahan yang berorientasi ke arah Utara - Selatan terdapat di atas *Basement*, yaitu pada Formasi Batu Raja dan Talang Akar, dimana terjadi karena adanya gaya tarik bearah Timur - Barat saat terbentuknya Formasi Batu Raja dan Formasi Talang Akar pada periode Paleogene.

Horison-horison yang telah dianalisa menunjukkan daerah yang semakin tinggi ke arah Utara. Hal tersebut menunjukkan daerah bagian Utara dapat menjadi tempat prospek hidrokarbon dimana hidrokarbon bermigrasi ke daerah yang lebih tinggi yang memiliki tekanan yang lebih rendah dan akan terperangkap di tempat tersebut apabila ada reservoir, jebakan juga lapisan penutup yang baik.

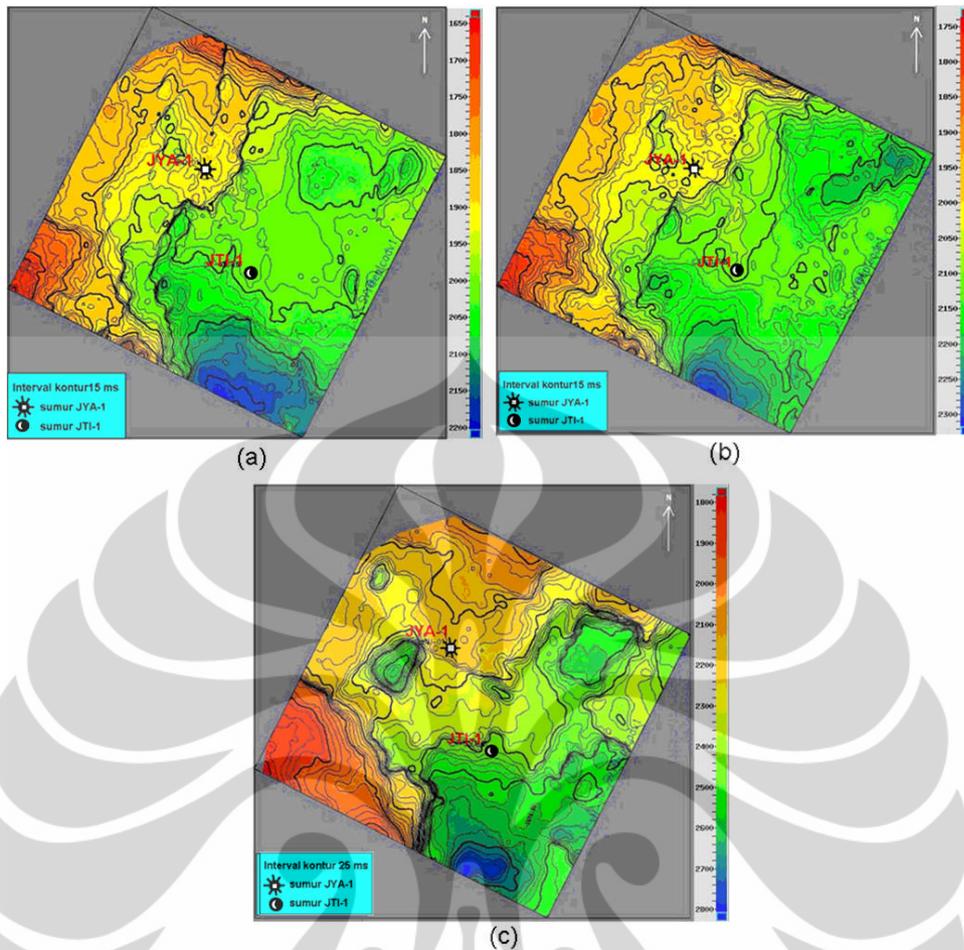


Gambar 5.11 Visualisasi 3D patahan dan horison: (a) Patahan T - B dan horison top Basement, (b) Patahan U - S dan horison *top* Formasi Batu Raja, Talang Akar dan *Basement*.

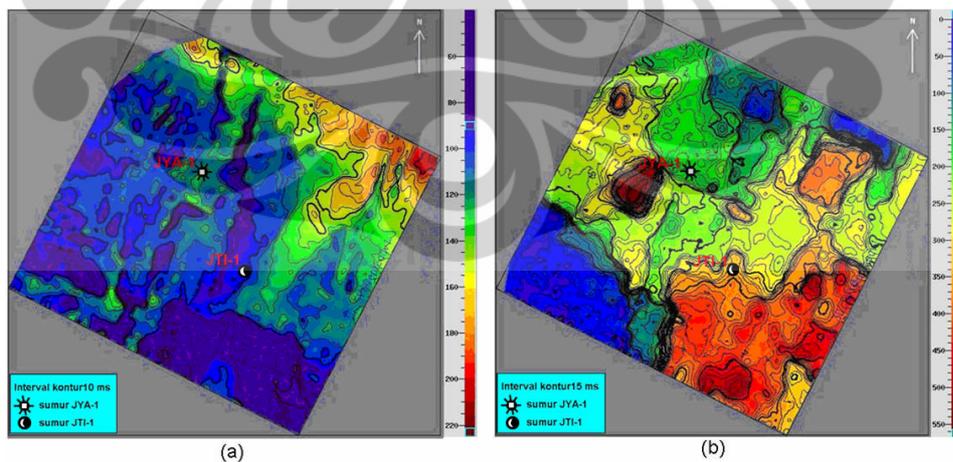
5.3 Analisa Peta Kontur

Kontur yang dibuat pada penelitian ini adalah kontur waktu setiap horison untuk melihat elevasi tiap horison dan kontur isokron untuk Formasi Batu Raja serta Formasi Talang Akar untuk melihat ketebalan masing-masing formasi.

Kontur waktu horison Formasi Batu Raja, Formasi Talang Akar dan *basement* menunjukkan bahwa elevasi daerah bagian Utara lebih tinggi daripada elevasi daerah bagian Selatan (gambar 5.12). Hal tersebut mengindikasikan daerah bagian Utara memiliki elevasi yang lebih tinggi daripada daerah bagian Selatan pada masa kini dimana dapat dilihat daerah prospek yang terletak pada daerah tinggian. Hal tersebut juga dapat berarti bahwa daerah bagian Utara memiliki elevasi yang lebih tinggi dibandingkan daerah bagian Selatan pada periode pembentukan tiap formasi target dimana arah pengendapannya berasal dari Utara ke Selatan, namun asumsi tersebut harus didukung oleh data geologi regional daerah tersebut dimana pada masa pembentukan kedua formasi tersebut terjadi transgresi dengan arah genangan air laut dari Selatan.



Gambar 5.12 Peta kontur tiap horison pada (a) Formasi Batu Raja, (b) Formasi Talang Akar, (c) *Basement*



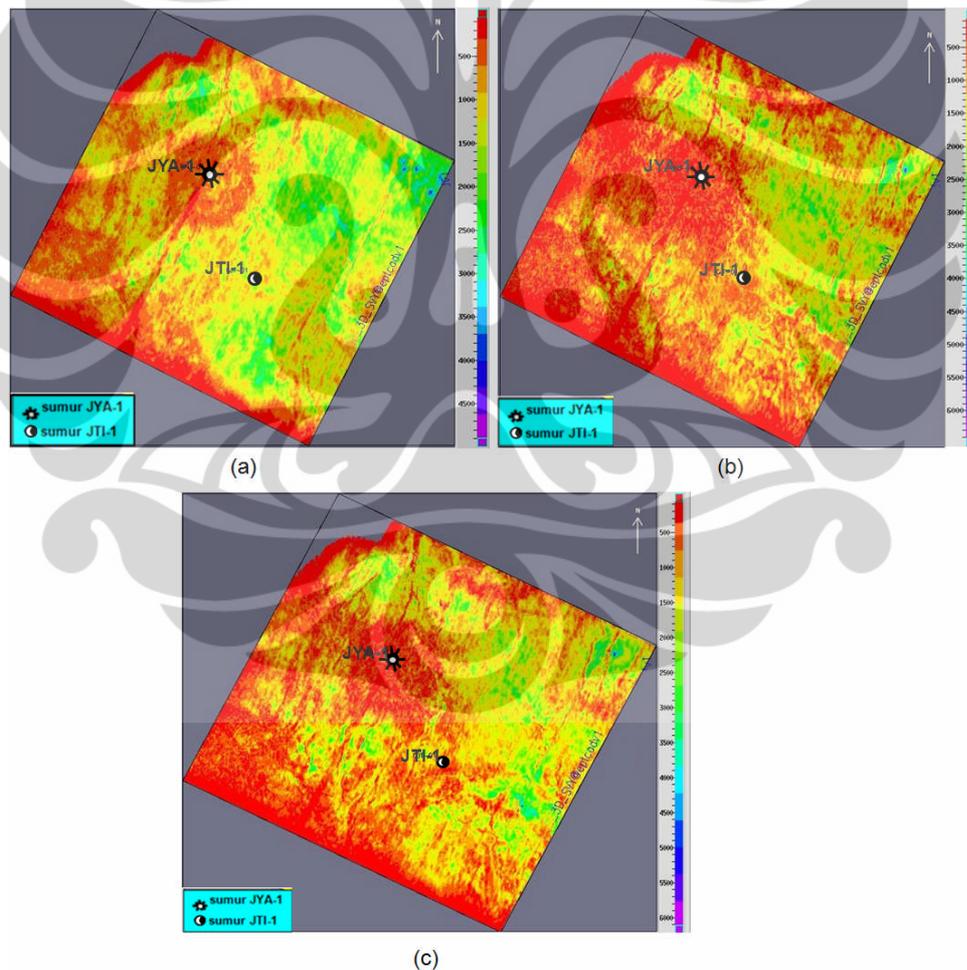
Gambar 5.13 Peta kontur isokron: (a) Formasi Batu Raja, (b) Formasi Talang Akar

Kontur isokron (gambar 5.13) Formasi Batu Raja menunjukkan ketebalan formasi pada daerah bagian Selatan lebih tebal dan semakin menipis ke arah

Utara. Sementara kontur isokron Formasi Talang Akar menunjukkan ketebalan formasi pada bagian Utara lebih tipis dibandingkan daerah bagian Selatan dan pada bagian Barat terlihat formasi sangat tipis bahkan ada di sebagian tempat yang tidak memiliki Formasi Talang Akar. Pada kontur isokron Formasi Talang Akar, dapat dilihat bahwa proses pengendapan lebih intensif terjadi pada bagian Selatan dimana pada daerah tersebut memiliki formasi yang lebih tebal dibandingkan pada bagian Utara.

5.4 Analisa Atribut Seismik

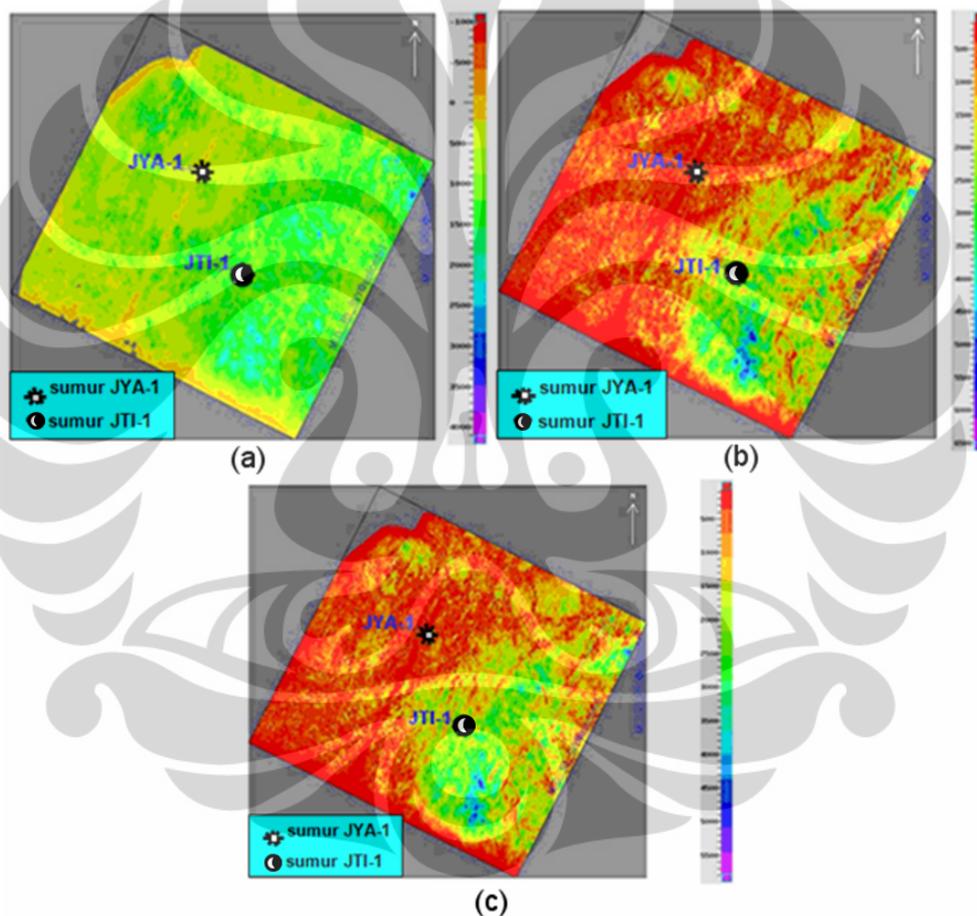
Atribut seismik yang dipakai dalam penelitian ini adalah atribut amplitudo RMS. Atribut ini digunakan untuk dapat melihat perubahan jenis facies pada tiap



Gambar 5.14 Amplitudo RMS Formasi Batu Raja dengan analisa jendela: (a) *top* Formasi Batu Raja – *top* Formasi Talang Akar, (b) 10 ms sebelum dan sesudah *top* Formasi Batu Raja, (c) 0 – 20 ms dari *top* Formasi Batu Raja

formasi target. Batasan *analisa jendela* yang digunakan ada beberapa macam yaitu ± 10 ms dari *top* formasi, 0-20 ms dari *top* formasi dan *top* sampai *bottom* formasi.

Dalam atribut amplitudo RMS pada Formasi Batu Raja, dapat terlihat seperti ada bulatan penuh di sekitar sumur JYA-1 dimana bulatan penuh tersebut memiliki nilai amplitudo RMS yang lebih rendah dibandingkan daerah sekitarnya. Bulatan penuh tersebut mengindikasikan kemungkinan adanya *build-up* dari sebuah lingkungan *reef* pada Formasi Batu Raja (gambar 5.14).



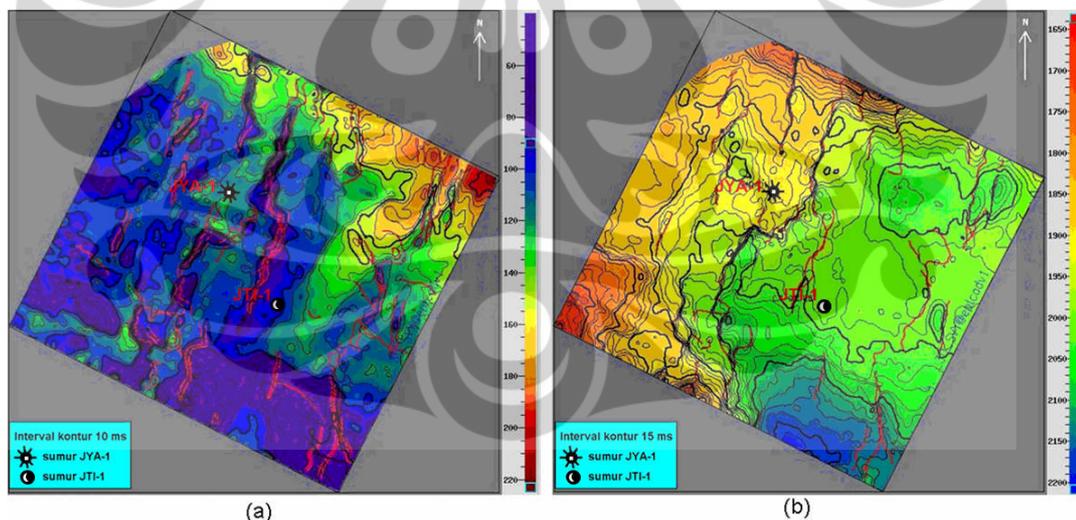
Gambar 5.15 Amplitudo RMS Formasi Talang Akar dengan analisa jendela: (a) *top* Talang Akar – *top* Basement, (b) 10 ms sebelum dan sesudah *top* Formasi Talang Akar, (c) 0 – 20 ms dari *top* Formasi Talang Akar

Atribut amplitudo RMS Formasi Talang Akar (gambar 5.15) menunjukkan adanya pola melengkung yang mempunyai interval cukup besar dimana nilai amplitudo RMS-nya tinggi. Pola tersebut mengindikasikan adanya potongan jalur

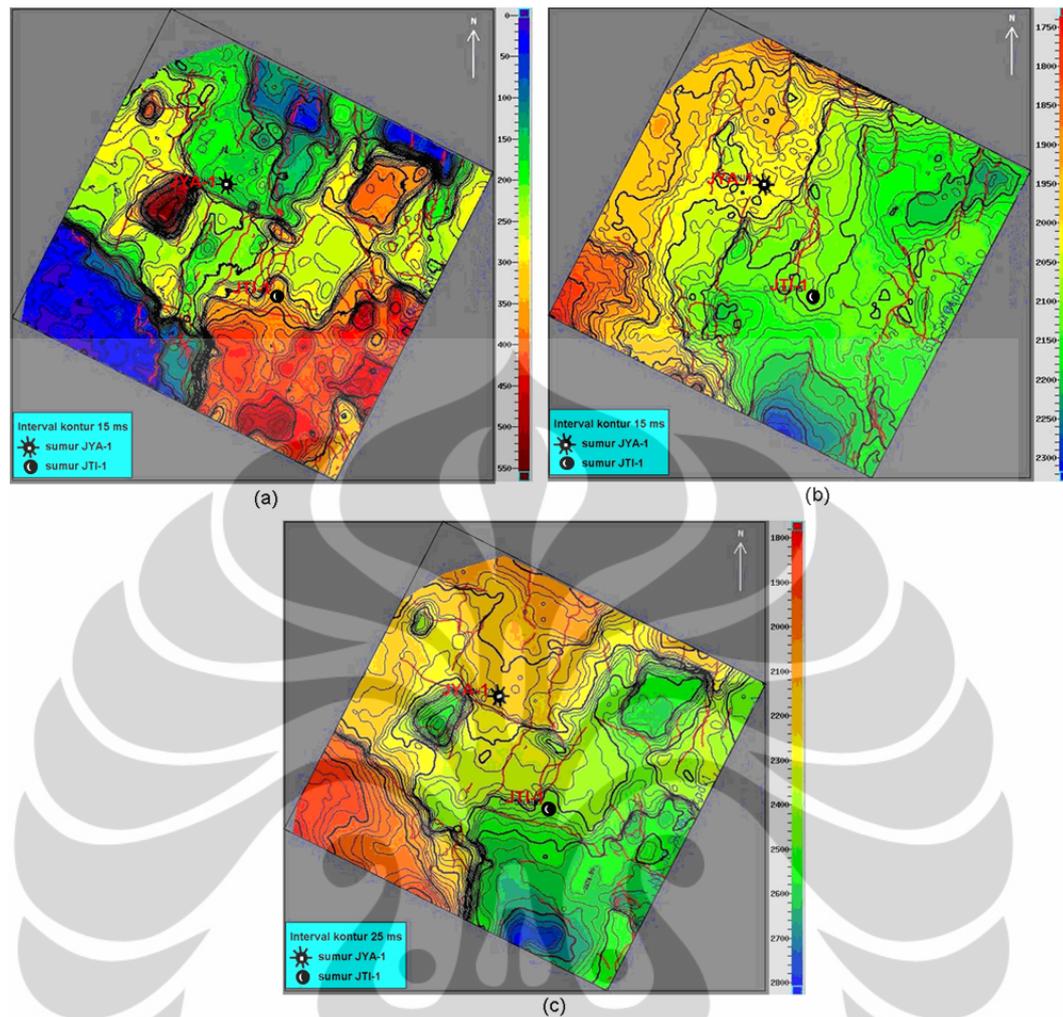
sebuah *channel*. Hal tersebut diperkuat dengan nilai log SP yang berubah dari rendah ke tinggi di *top* Formasi Talang Akar pada sumur JTI-1 (gambar 5.2).

5.5 Analisa Terpadu Dalam Menentukan Prospektivitas Daerah

Berdasarkan analisa-analisa yang telah dilakukan di atas, dapat dikatakan bahwa daerah penelitian memiliki patahan-patahan yang berorientasi ke arah Utara - Selatan untuk Formasi Batu Raja dan Formasi Talang Akar (gambar 5.16 dan 5.17 (a)-(b)) serta patahan-patahan yang berorientasi ke arah Timur-Barat untuk *Basement* (gambar 5.17 (c)), sementara pada Formasi Batu Raja terdapat *build-up* yang dicirikan dengan adanya sebuah bulatan penuh tertutup yang mempunyai nilai amplitudo RMS rendah di sekitar sumur JYA-1 dan pada Formasi Talang Akar terdapat sebuah jalur *channel* yang dicirikan dengan adanya pola melengkung berinterval yang mempunyai nilai amplitudo RMS yang tinggi. Pada daerah penelitian ini, terdapat dua reservoir hidrokarbon yaitu Formasi Batu Raja dengan jenis reservoirnya adalah *reef build-up* dan Formasi Talang Akar dengan jenis reservoirnya adalah *channel*.

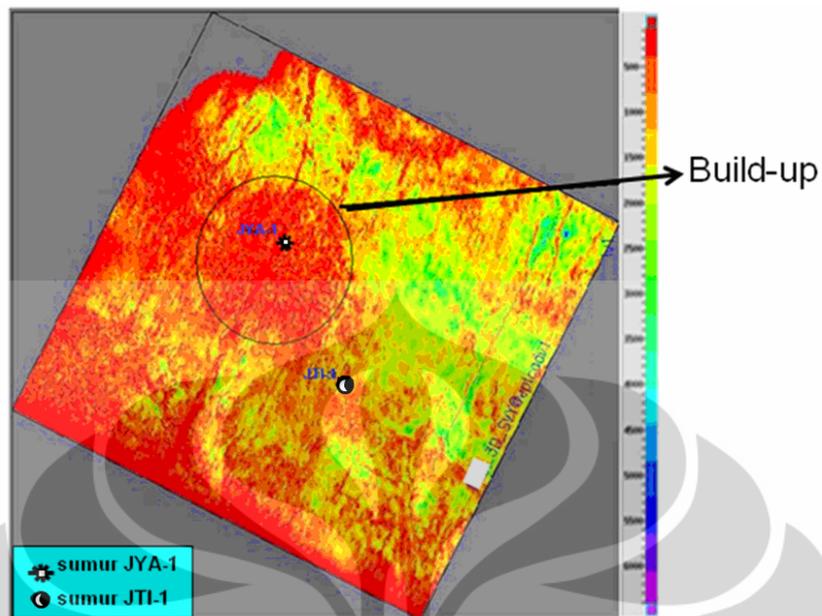


Gambar 5.16 (a) Isokron Formasi Batu Raja dan arah patahannya, (b) Kontur waktu Formasi Batu Raja dan arah patahannya.

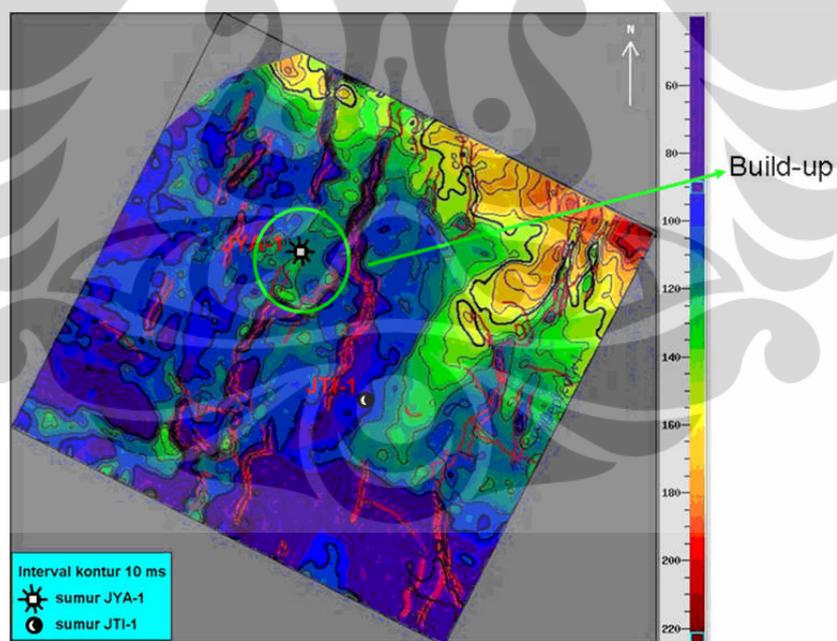


Gambar 5.17 (a) Isokron Formasi Talang Akar dan arah patahannya, (b) Kontur waktu Formasi Talang Akar dan arah patahannya, (c) Kontur waktu Basement dan arah patahannya.

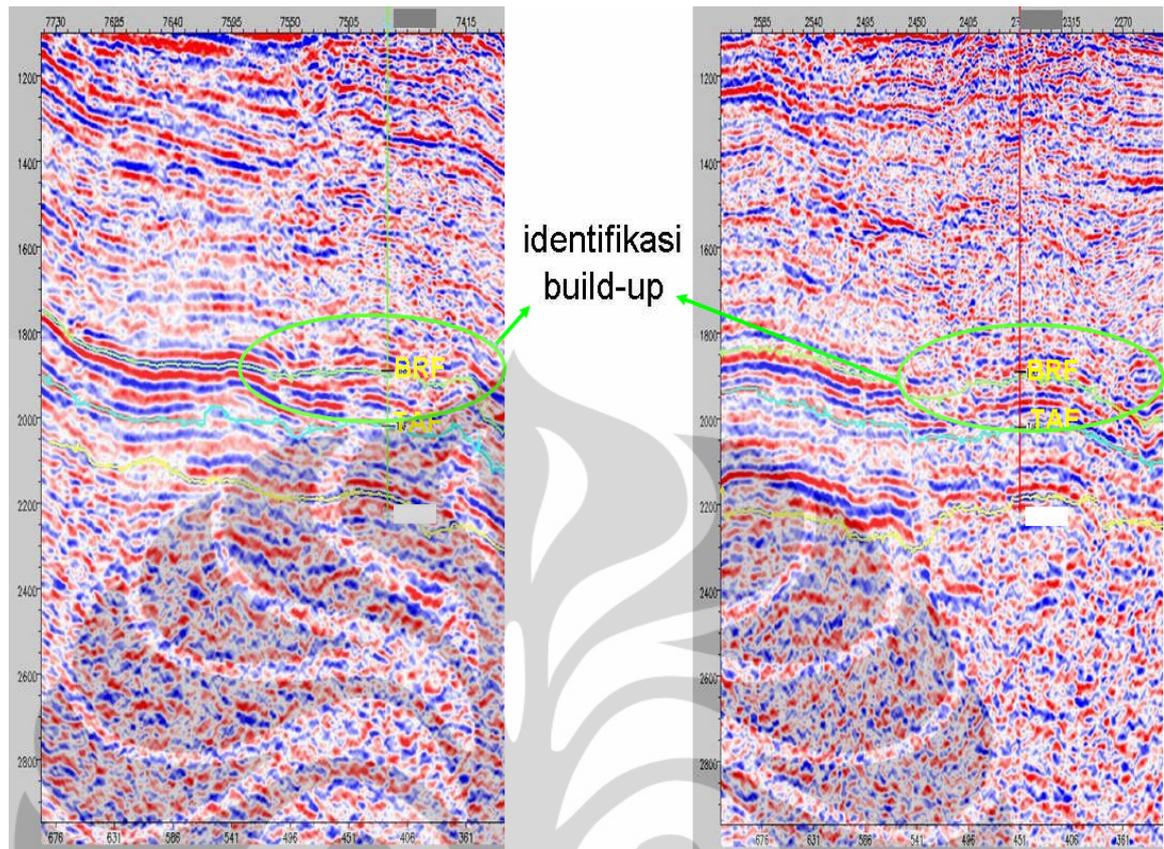
Jadi, daerah prospek hidrokarbon pada daerah penelitian ini kemungkinan terdapat pada daerah agak sebelah Utara di sekitar sumur JYA-1 dimana terdapat *build-up* yang berada pada Formasi Batu Raja (gambar 5.18). Daerah tersebut telah terbukti memiliki prospek dengan adanya sumur JYA-1. Isokron Formasi Batu Raja (gambar 5.19) dan penampang seismik pada sumur JYA-1 (gambar 5.20) turut menunjukkan indikasi adanya *build-up*.



Gambar 5.18 Prospek hidrokarbon pada Formasi Batu Raja

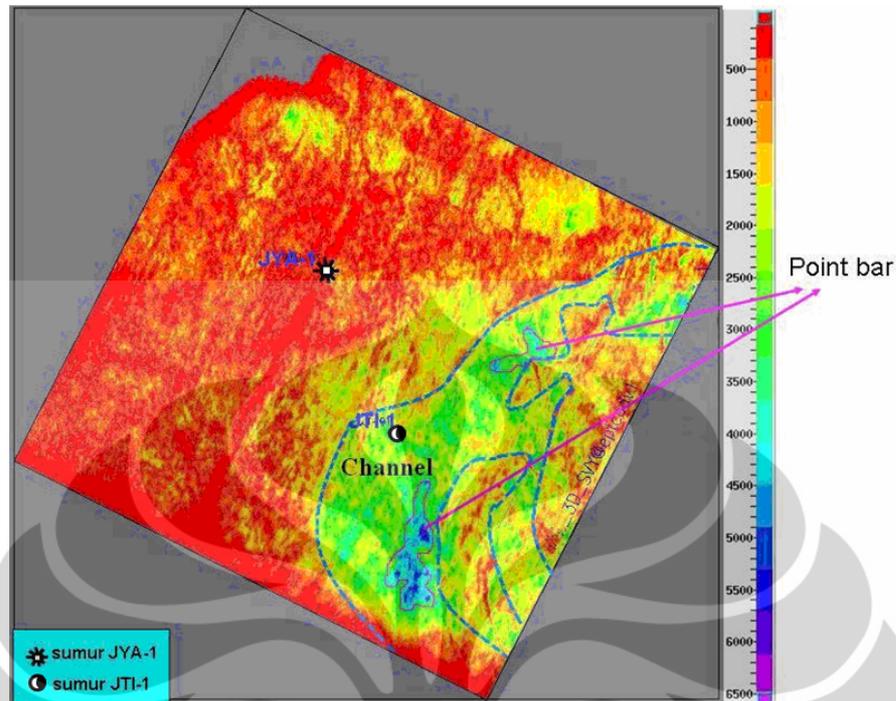


Gambar 5.19 Isokron Formasi Batu Raja menunjukkan ketebalan daerah build-up.

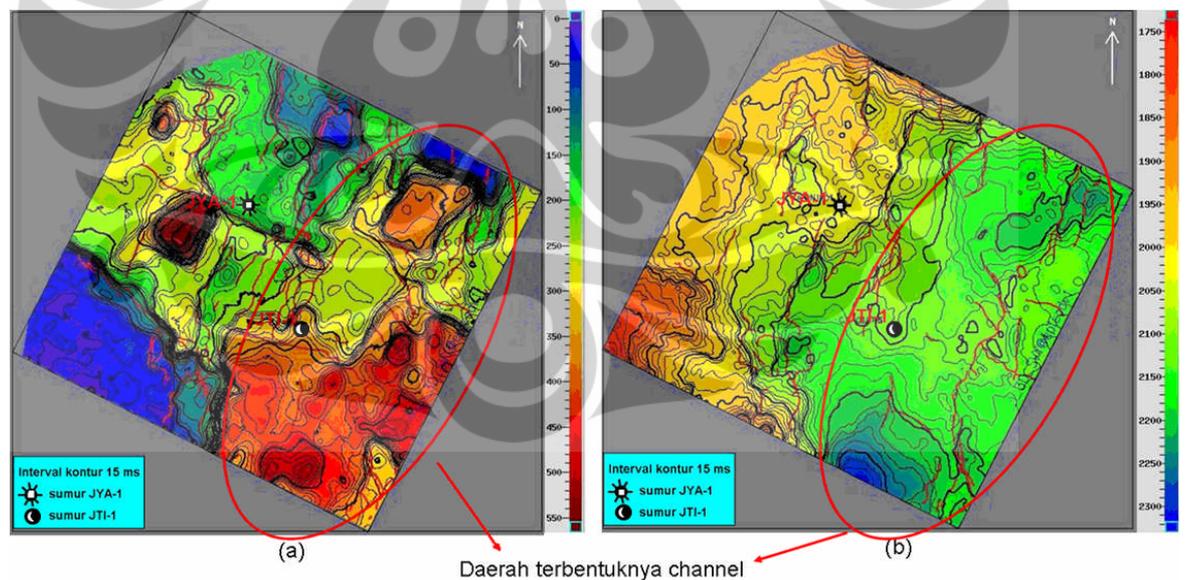


Gambar 5.20 Penampang seismik pada sumur JYA-1 dimana terlihat *build-up* (kiri: *inline* 2360, kanan: *xline*: 7475)

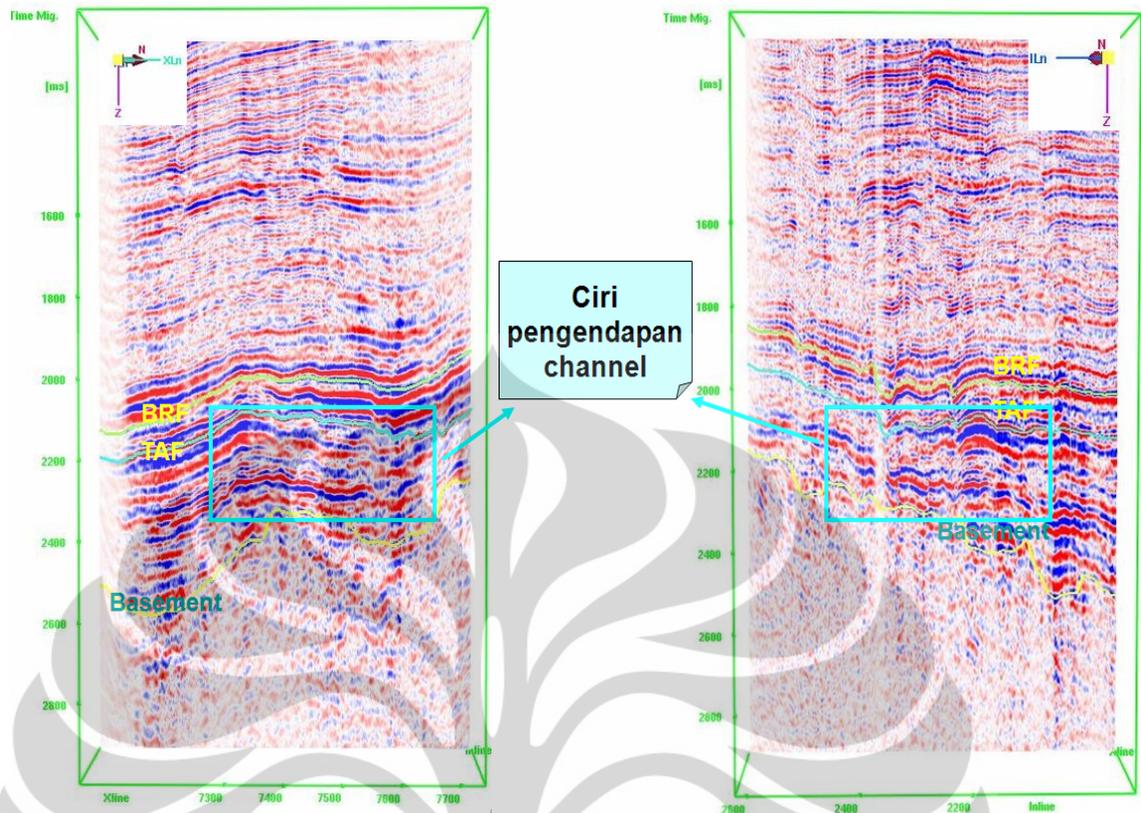
Daerah prospek hidrokarbon lainnya kemungkinan terdapat pada daerah sebelah Timur daerah penelitian dimana daerah tersebut berada di bagian dalam pelengkungan jalur *channel* pada Formasi Talang Akar, dan dapat dimungkinkan sebagai sebuah *point bar* dari sungai (gambar 5.21). Kemungkinan daerah prospek tersebut terdiri dari beberapa endapan *channel* karena pola seismik yang terlihat kurang beraturan untuk membentuk sebuah *channel* saja. Kontur isokron dan kontur waktu dari Formasi Talang Akar yang di *over lay* dengan patahan (gambar 5.22) serta penampang seismik yang melintasi sumur JTI-1 (gambar 5.23) menunjukkan bahwa *channel* terbentuk pada daerah rendahan dan berkembang pada daerah sekitar patahan.



Gambar 5.21 Prospek hidrokarbon pada Formasi Talang Akar



Gambar 5.22 Daerah terbentuknya *channel* pada (a) Isokron Formasi Talang Akar dan arah patahannya (b) Kontur waktu Formasi Talang Akar dan arah patahannya.



Gambar 5.23 Penampang seismik yang melalui sumur JTI-1 menunjukkan pola endapan *channel* (kiri: *inline* 2176, kanan: *xline* 7321)

BAB 6

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Setelah melakukan interpretasi dan evaluasi pada daerah penelitian, dapat disimpulkan bahwa:

1. Daerah X memiliki struktur patahan sesuai dengan kondisi regionalnya di Cekungan Jawa Barat Utara yaitu arah Timur - Barat pada *Basement* dan Utara - Selatan pada Formasi Batu Raja dan Talang Akar yang berada di atas *Basement*.
2. Analisa atribut amplitudo RMS pada horison Formasi Batu Raja menunjukkan dugaan adanya reservoir *reef build-up* pada sekitar sumur JYA-1. Hal tersebut ditunjukkan oleh nilai amplitudo RMS rendah, yang berbentuk seperti bulatan, dengan analisa jendela 10 ms sebelum Formasi Batu Raja dan sesudahnya.
3. Analisa atribut amplitudo RMS pada horison Formasi Talang Akar menunjukkan dugaan adanya reservoir berupa endapan *channel* pada bagian Timur - Selatan daerah penelitian X. Hal tersebut ditunjukkan melalui bentuk menyerupai *channel* yang memiliki nilai amplitudo RMS tinggi pada analisa jendela 10 ms sebelum Formasi Talang Akar dan sesudahnya.
4. Prospek hidrokarbon pada daerah penelitian X ini berada pada bagian Utara yaitu sekitar *build-up* pada Formasi Batu Raja dan bagian Timur yaitu pada *point bar* dari *channel*.

6.2 Saran

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan, daerah penelitian ini secara kualitatif memiliki prospek reservoir hidrokarbon yang cukup baik dari setiap formasi yang diteliti, yaitu *reef build-up* pada Formasi Batu Raja dan *point bar* dari *channel* pada Formasi Talang Akar. Oleh karena itu, disarankan untuk selanjutnya dapat dilakukan penelitian yang lebih dalam lagi secara kuantitatif

antara lain inversi, konversi waktu ke kedalaman dan analisa properti batuan seperti porositas dan permeabilitas, pada daerah-daerah yang memiliki prospek hidrokarbon tersebut.



DAFTAR ACUAN

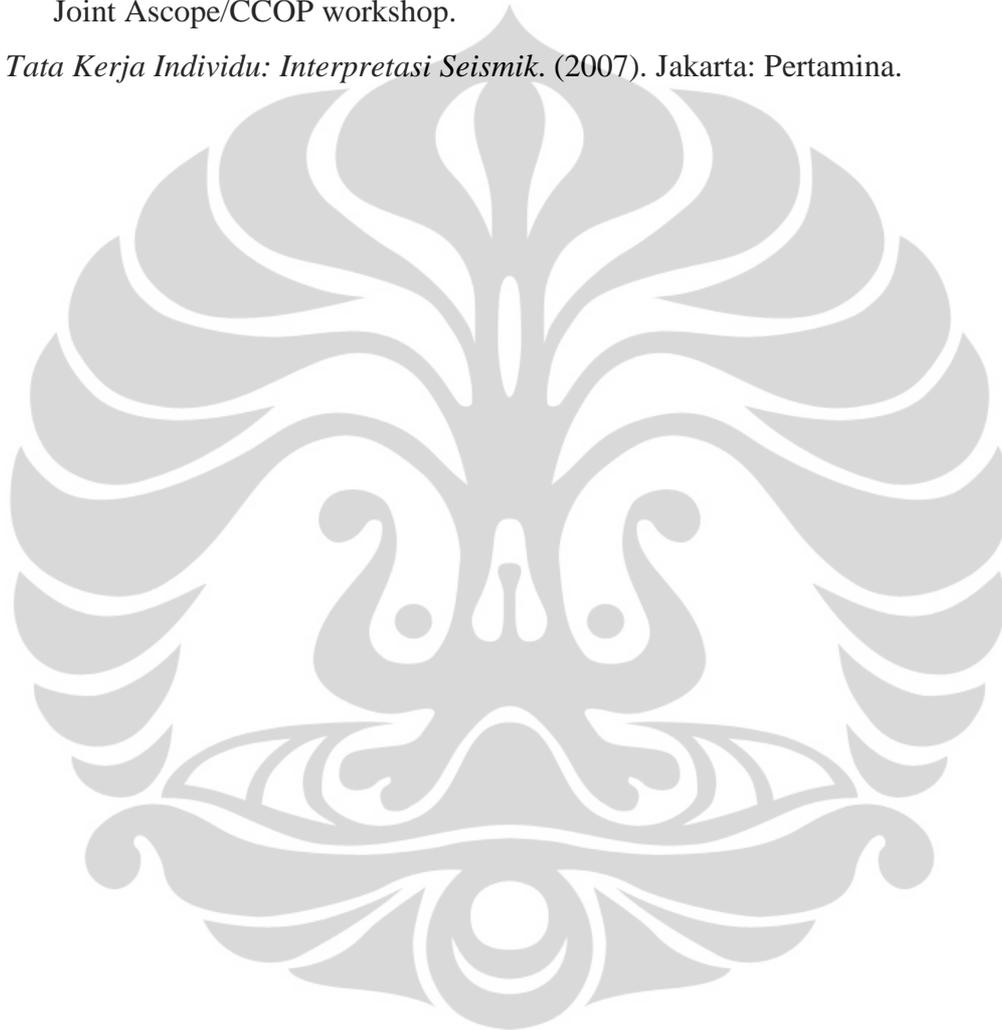
- Adibrata, Bob Wikan Haksara. (1995). *Thesis Pasca Sarjana: Pemodelan Thermal Tinggian Rengasdengklok-Subcekungan Pasirputih Cekungan Jawa Barat Utara*. Bandung: ITB.
- Adrianto, Sri. (1986). *Tugas Akhir: Studi Hidrokarbon pada Anggota Cibulakan Atas Berdasarkan Data Log dan Data Pemboran di Daerah Pangkalan Jawa Barat*. Bandung: ITB
- Azis, Lalu Abdul. (2005). *Course: Reservoir Geophysics, Seismic Interpretation*. Presented at IPA-UAC Depok, Universitas Indonesia.
- Bimbingan Profesi Sarjana Teknik Eksplorasi dan Produksi: Re-evaluasi Geologi Lapisan MMC Struktur RDL, Cekungan Jawa Barat Utara*. (1999). Jakarta: Pertamina.
- Brown, A. R. (2003). *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. Texas: AAPG Memoir 42 & SEG Investigations in Geophysics No. 9.
- Doust, Harry & Hoble, Ron A. (2007). *Petroleum System of Indonesia*. www.elsevier.com/locate/marpetgeo
- Ensiklopedi Seismik. <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2007/06/polaritas-normal-polaritas-reverse.html>
- Haris, A. (2006). *Seismik Eksplorasi*. Depok: Universitas Indonesia.
- Harsono, Adi. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta : Schlumberger Oil Field Services.
- Indonesia Basin Summaries: North West Java Basin*. (2006). Jakarta: PT. Patra Nusa Duta.
- Lembaga Afiliasi & Penelitian Industri ITB. (2003). *Laporan Akhir: Jasa Workflow Geologi, Geofisika dan Reservoir (GGR) Struktur Melandong-Wanajaya dan Sekitarnya, Daerah Jawa Bagian Barat*. Bandung: Penulis.
- Patmosukismo, Suyitno & Arpandi. (1975). *The Cibulakan Formation as One of The Most Prospective Stratigraphic Units in The North Java Basinal Area*. Jakarta: Proceedings IPA 4th Annual Convention, p.181-210.
- Sigit, Sukomono. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: ITB

Sigit, Sukmono et al. (2006). *Integrating seismic attributes for reservoir characterization in Melandong Field, Indonesia*. Jakarta: The Leading Edge.

Sigit, Sukmono. (2007). *Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoar*. Bandung: ITB.

Sujanto. (1982). *The Hydrocarbon Occurance in Carbonate Rocks: Carbonate Reservoir in North West Java Onshore Area*. Surabaya: Proceedings of the Joint Ascope/CCOP workshop.

Tata Kerja Individu: Interpretasi Seismik. (2007). Jakarta: Pertamina.



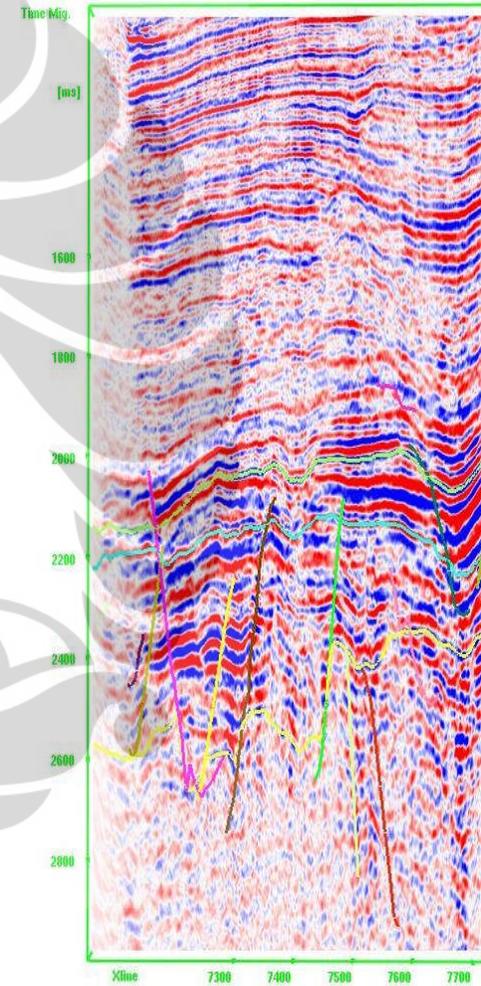
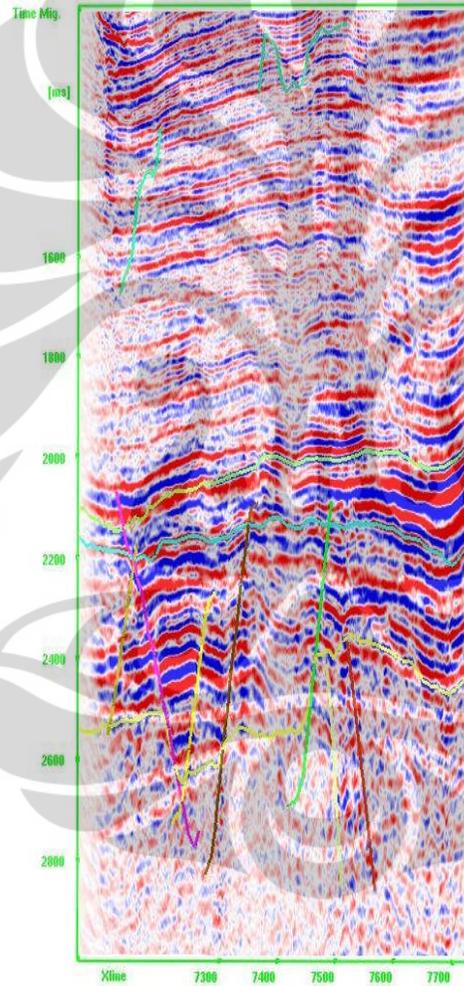
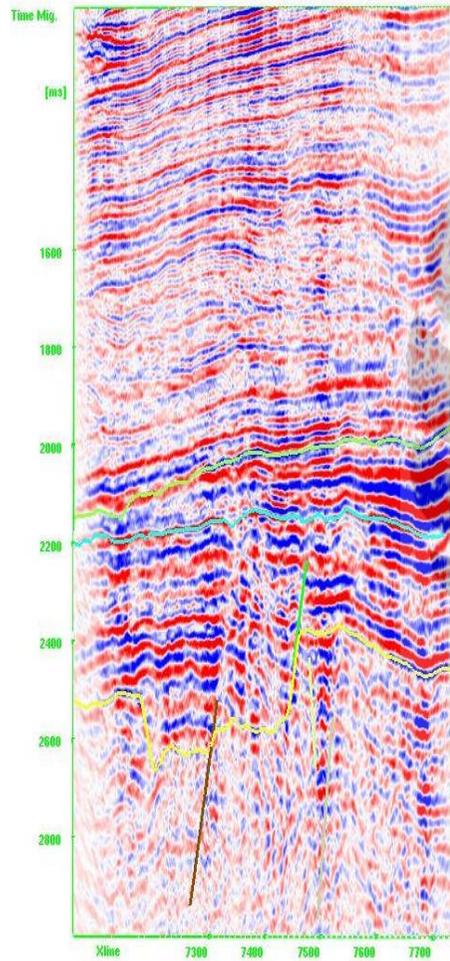
LAMPIRAN

Lampiran 1

Inline 1910

Inline 1940

Inline 1970



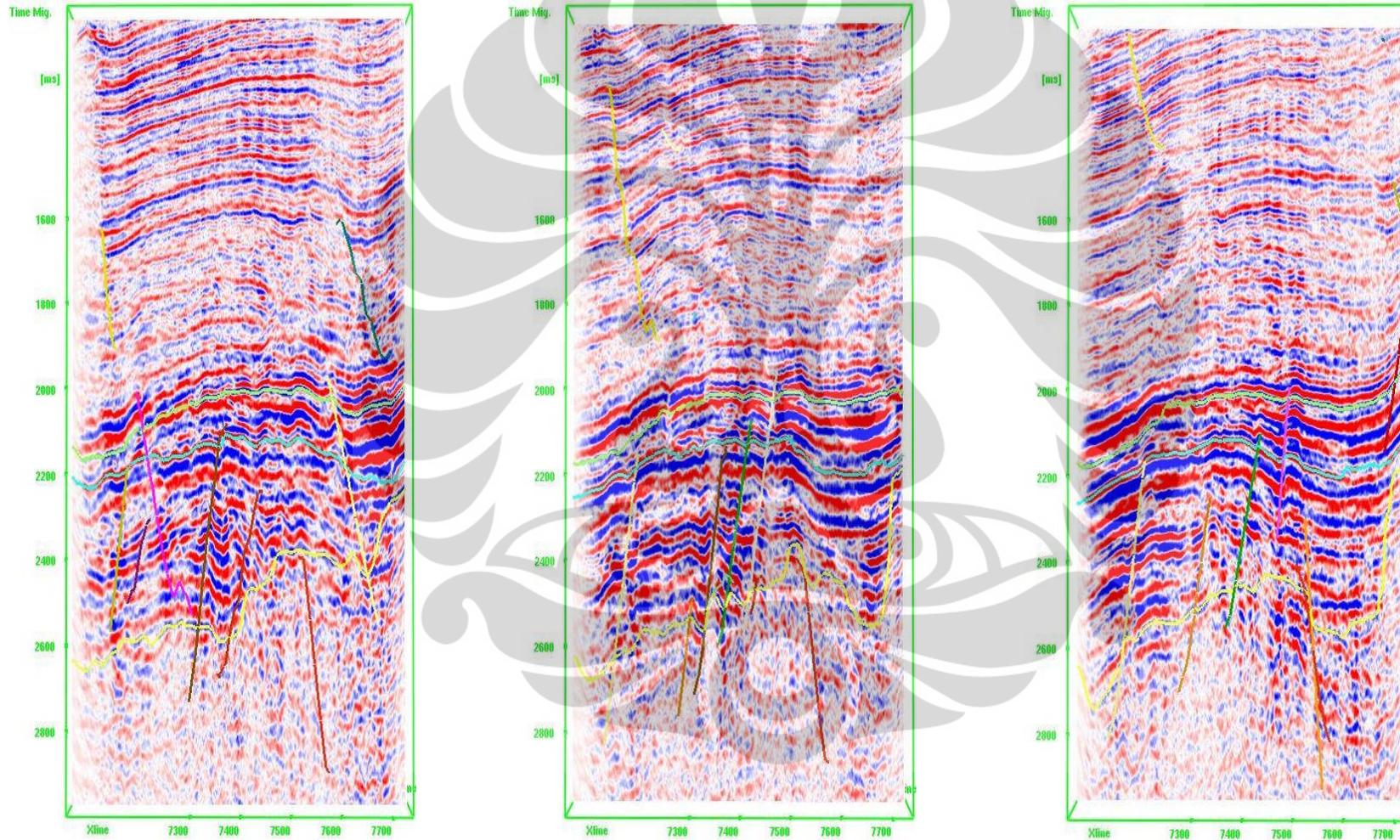
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

Inline 1999

Inline 2030

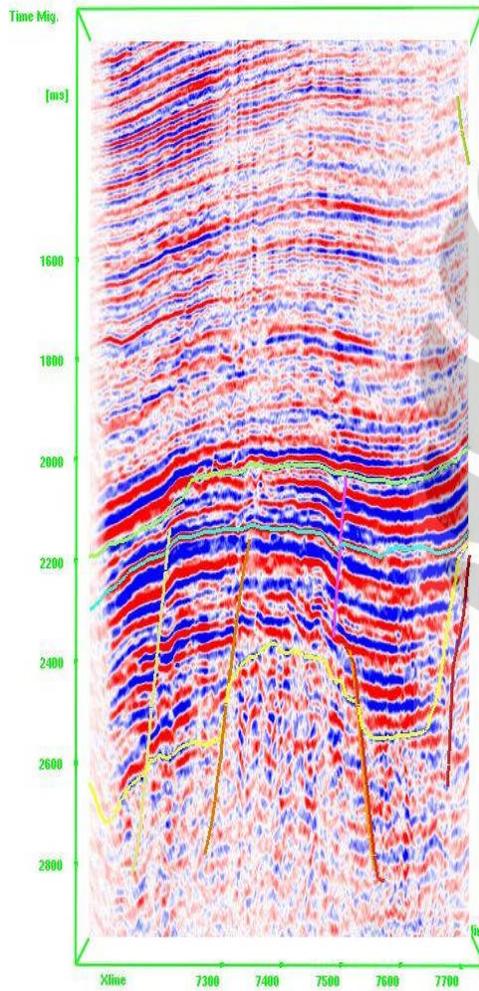
Inline 2060



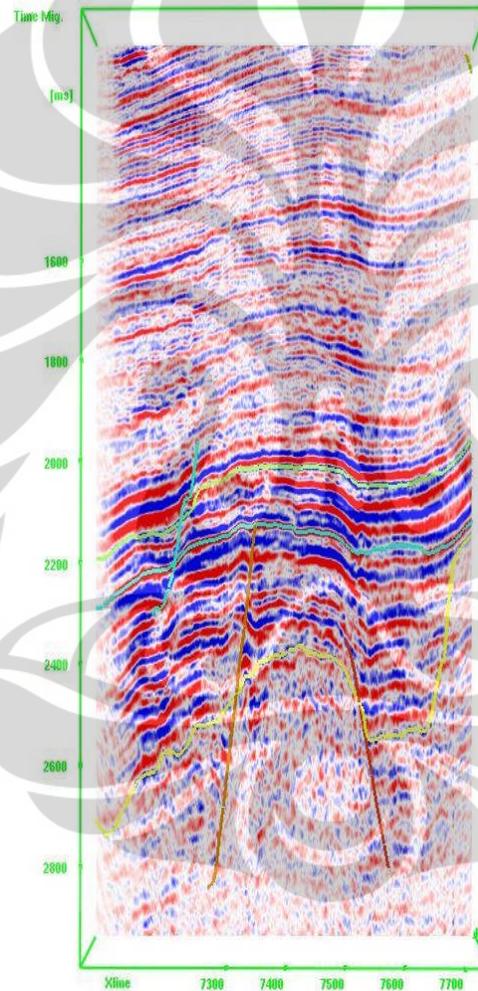
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

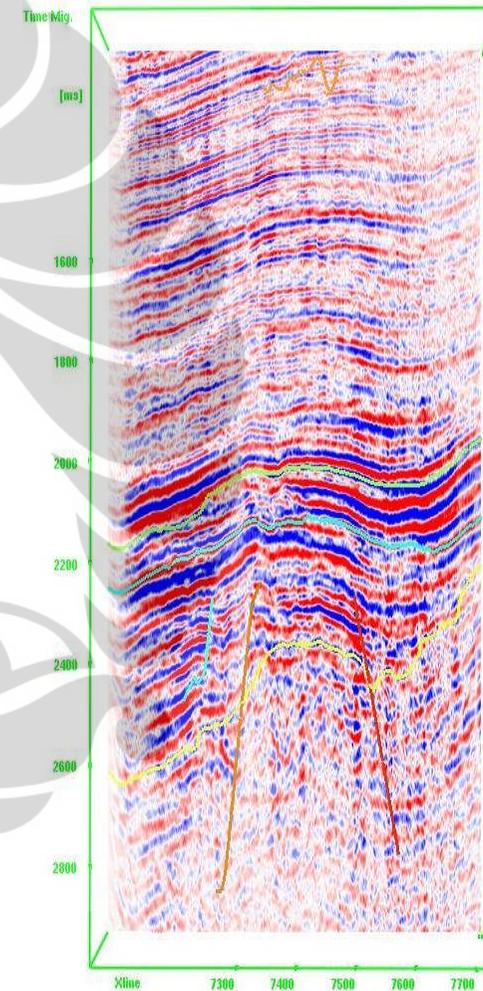
Inline 2090



Inline 2120



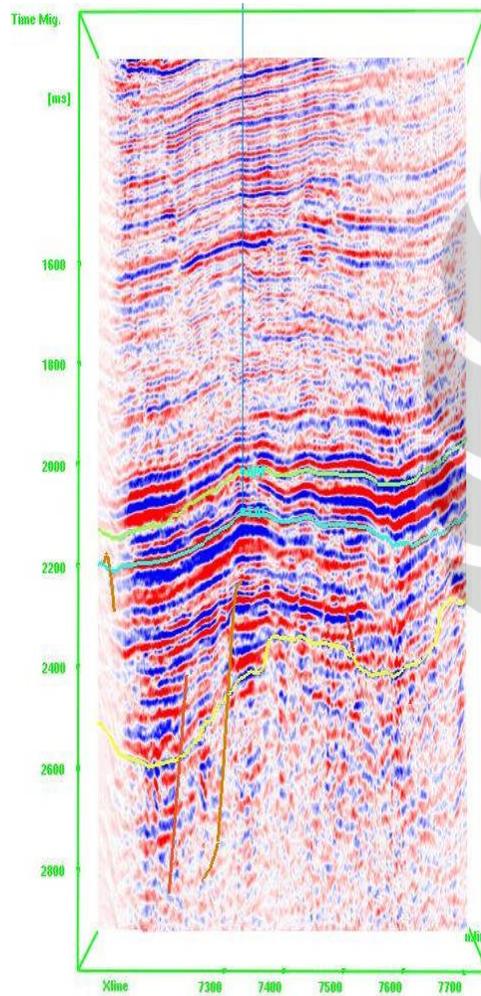
Inline 2150



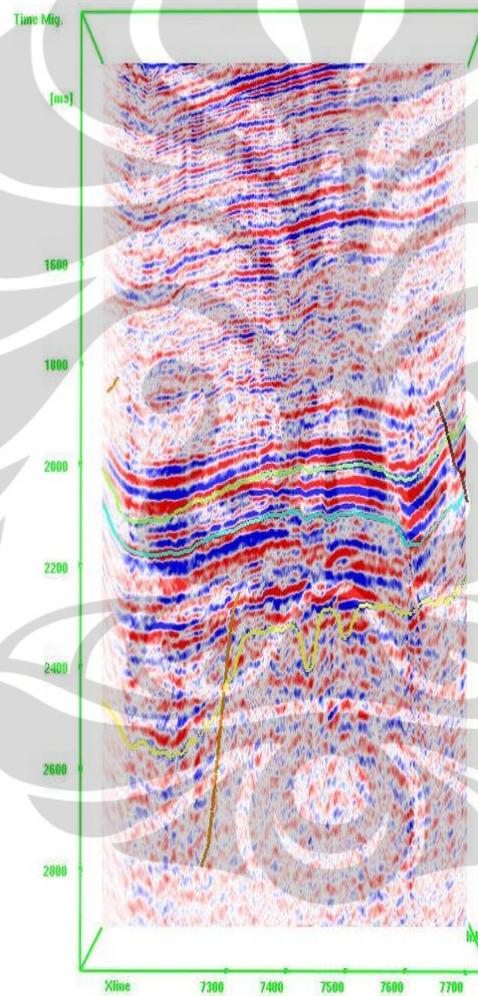
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

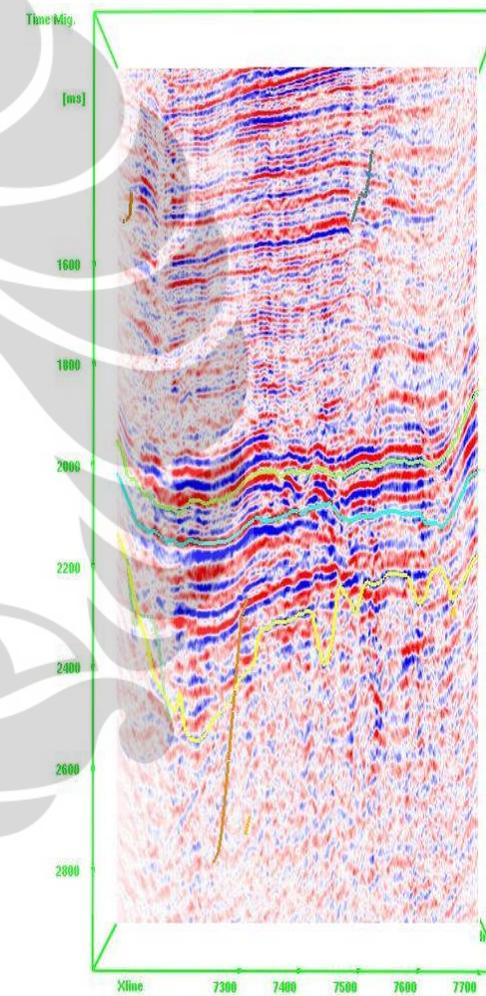
Inline 2180



Inline 2210



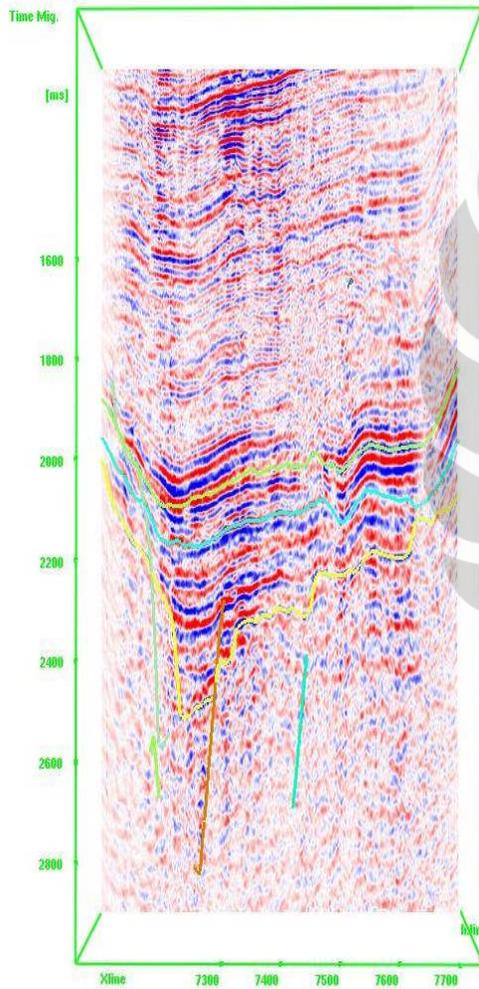
Inline 2240



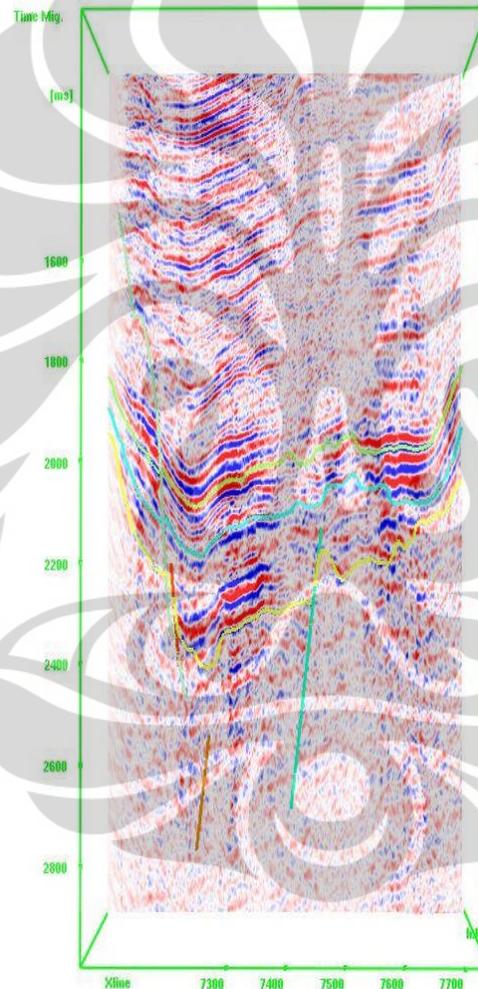
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

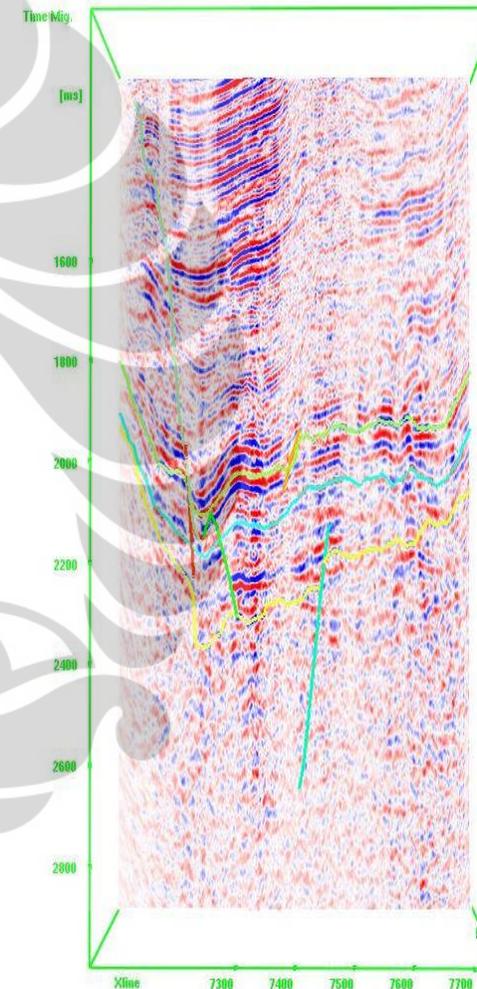
Inline 2270



Inline 2300



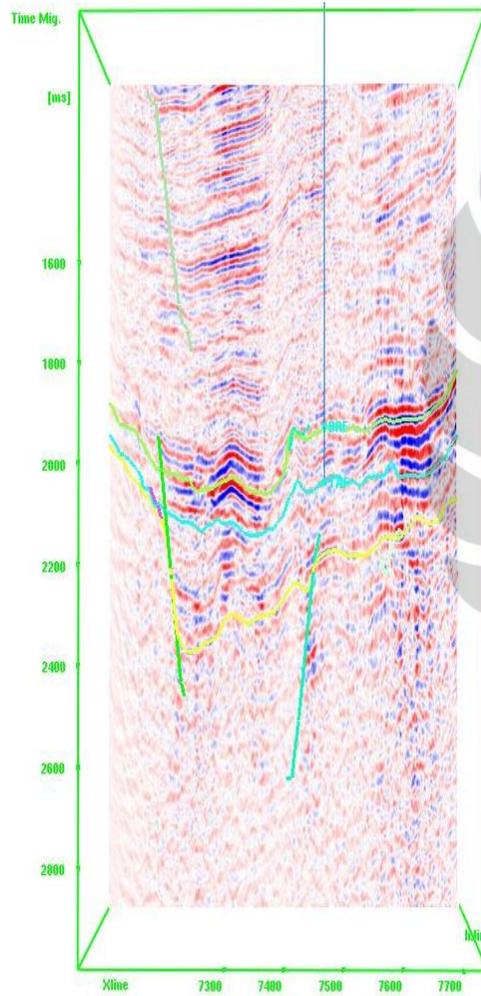
Inline 2330



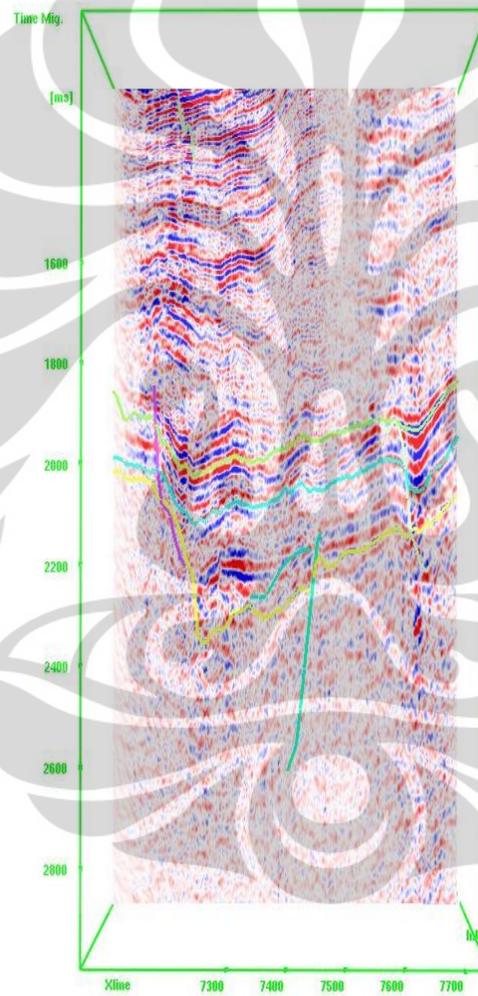
— Top Formasi Baturaja
— Top Formasi Talang Akar
— Top *Basement*

(lanjutan)

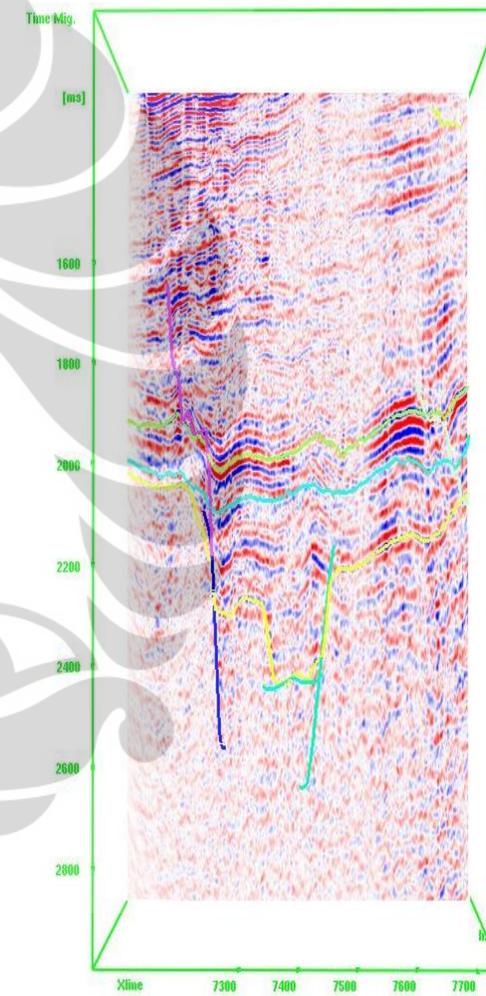
Inline 2360



Inline 2390

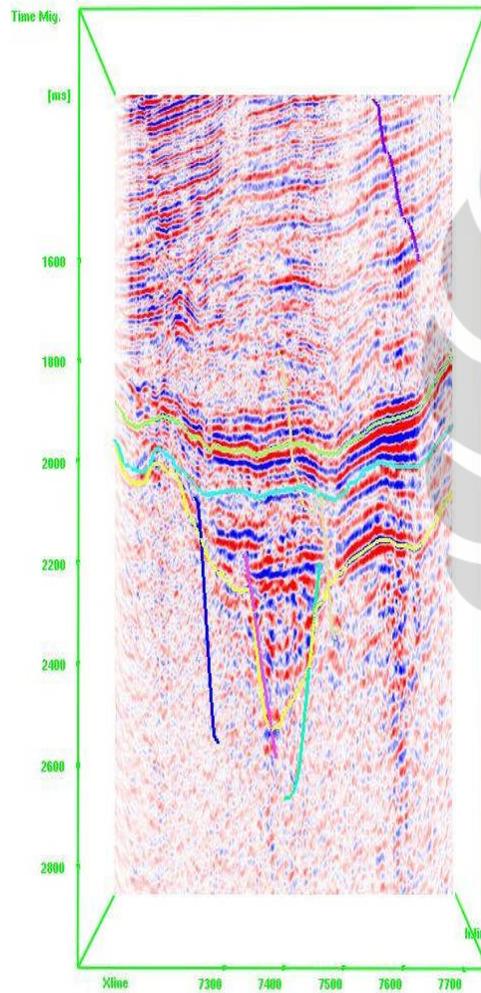


Inline 2420

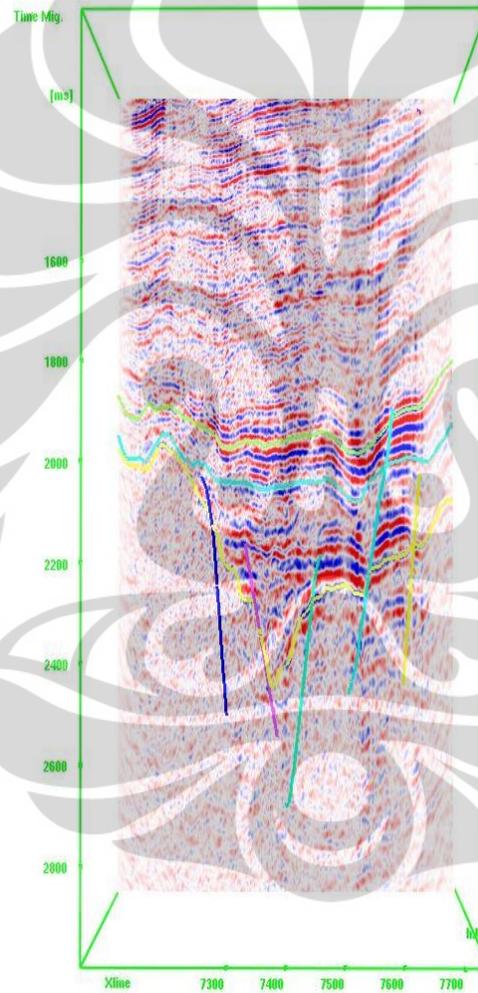


(lanjutan)

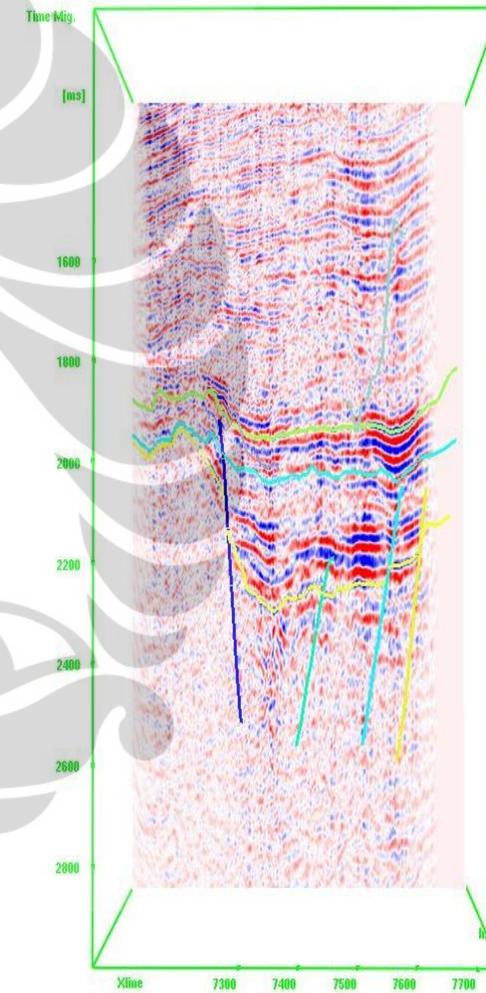
Inline 2450



Inline 2480



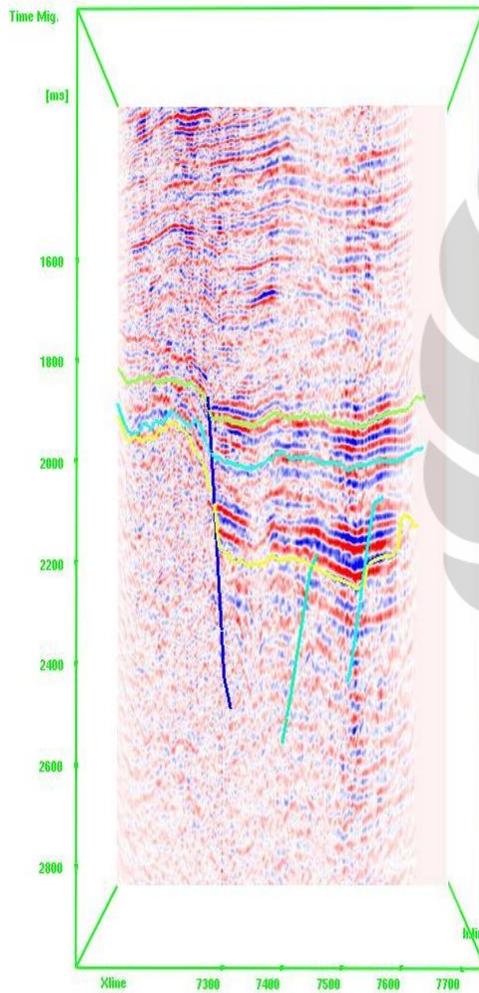
Inline 2510



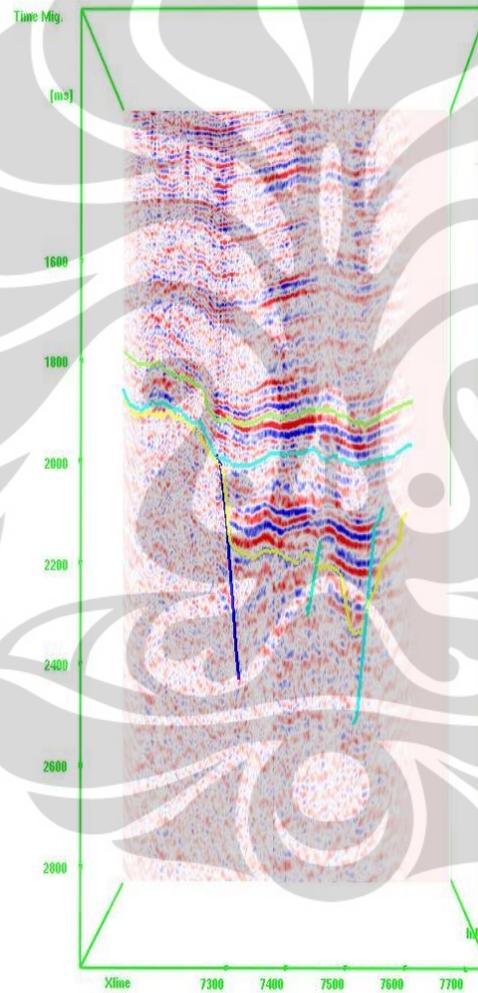
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

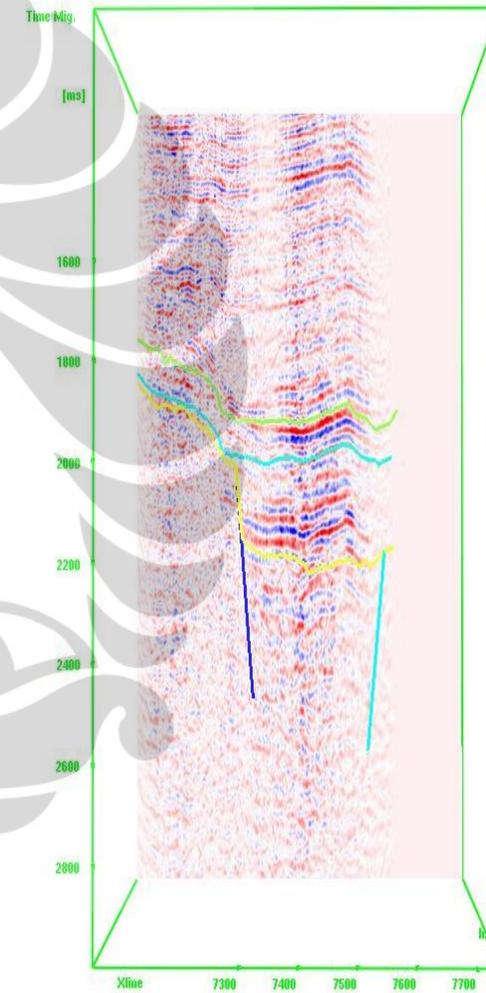
Inline 2540



Inline 2570

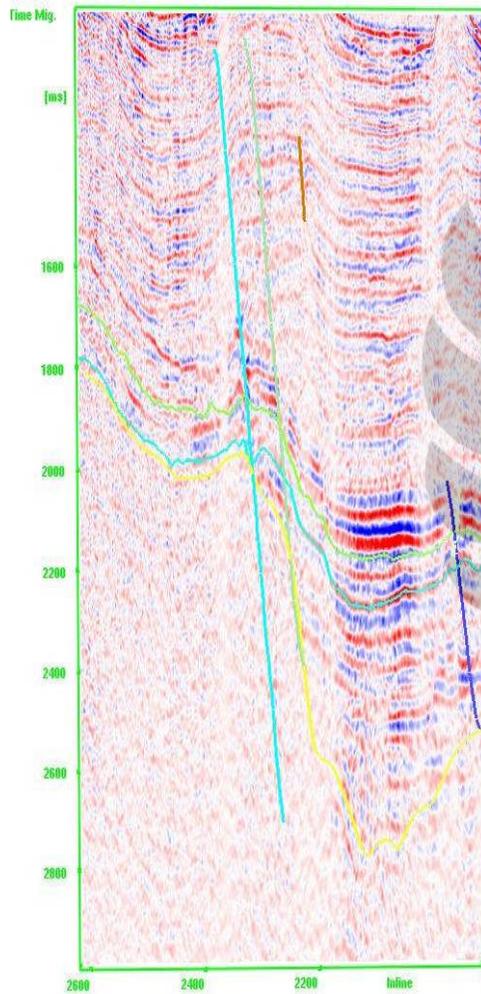


Inline 2600

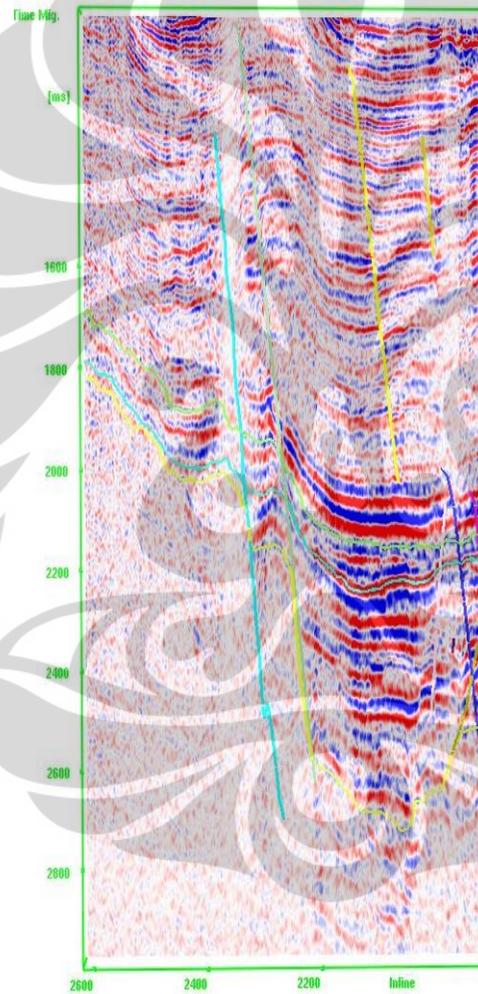


Lampiran 2

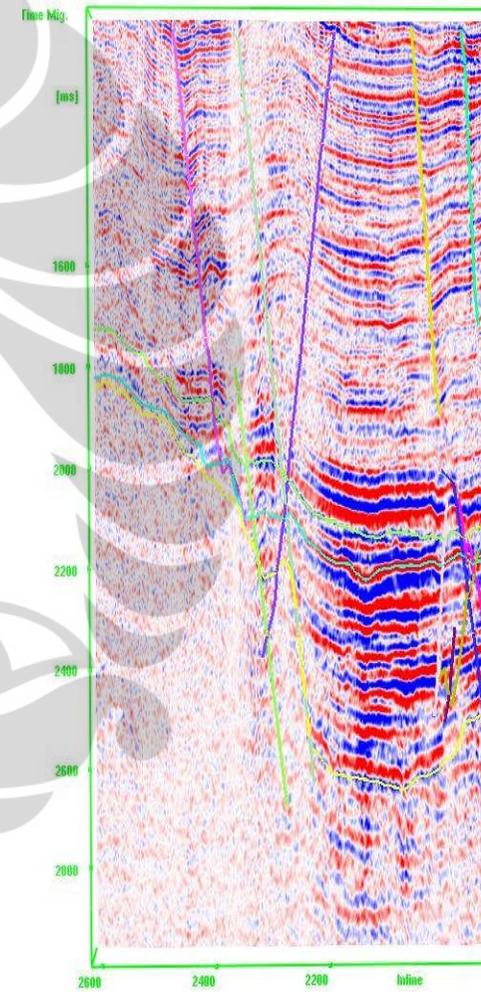
Xline 7085



Xline 7115



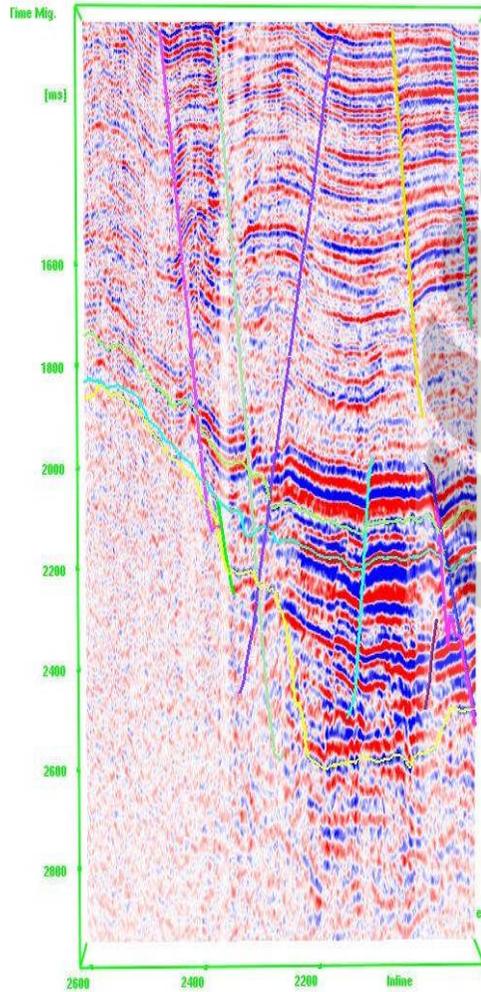
Xline 7145



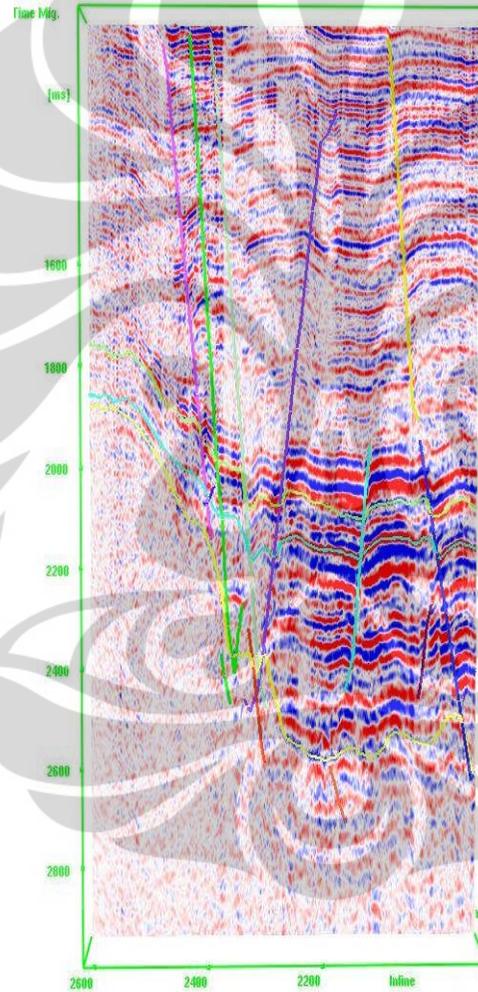
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

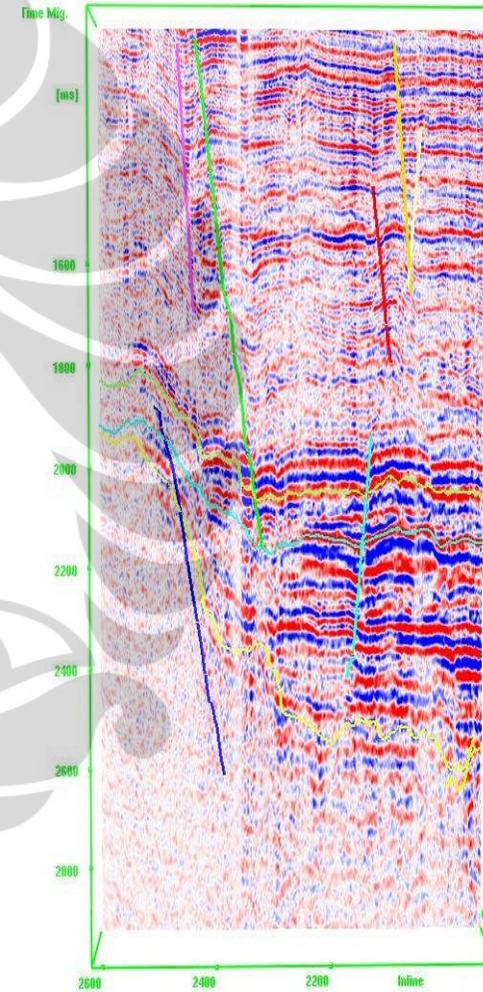
Xline 7175



Xline 7205



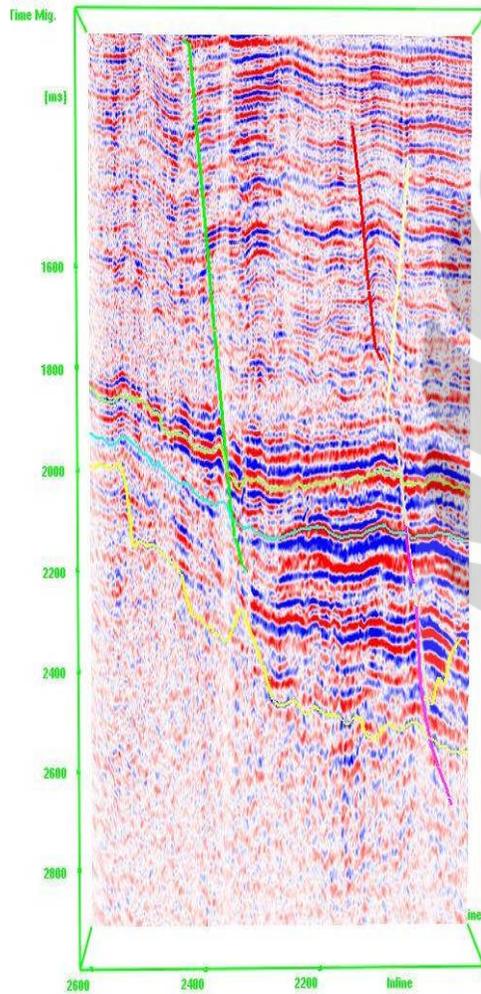
Xline 7235



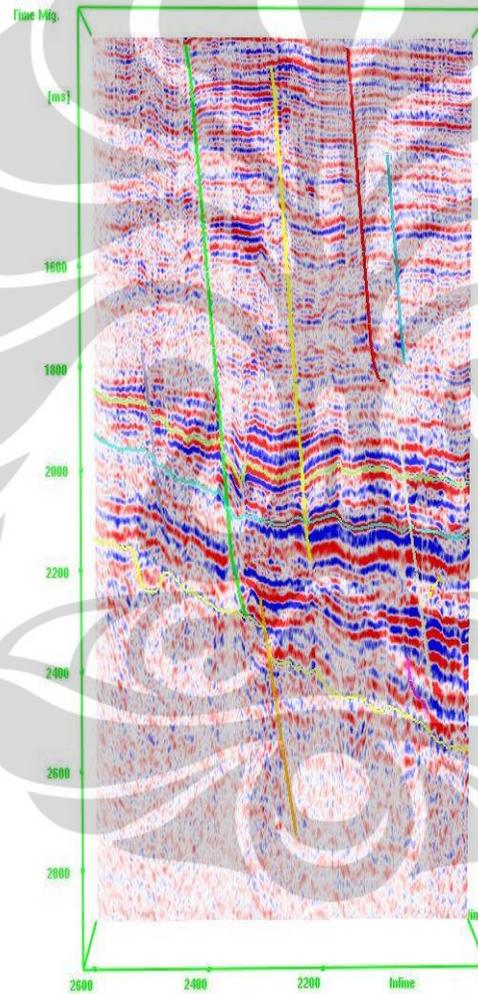
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

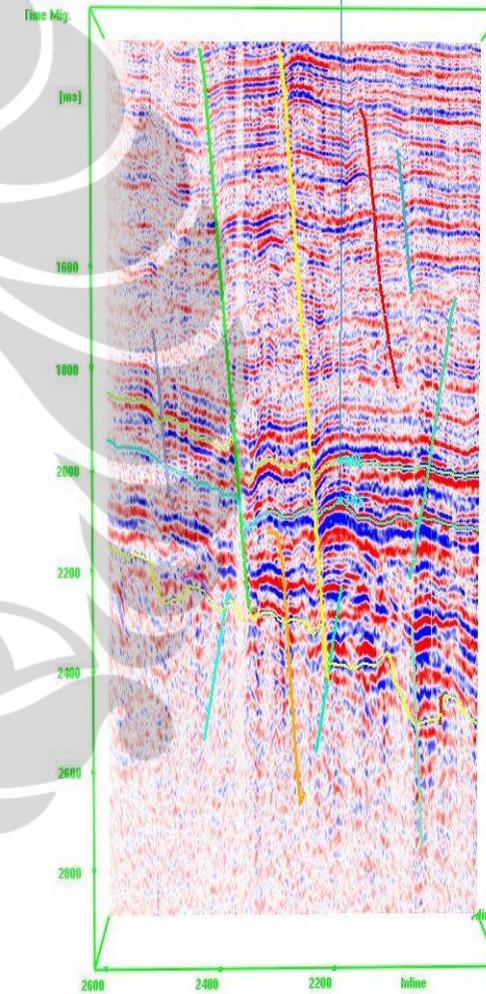
Xline 7265



Xline 7295



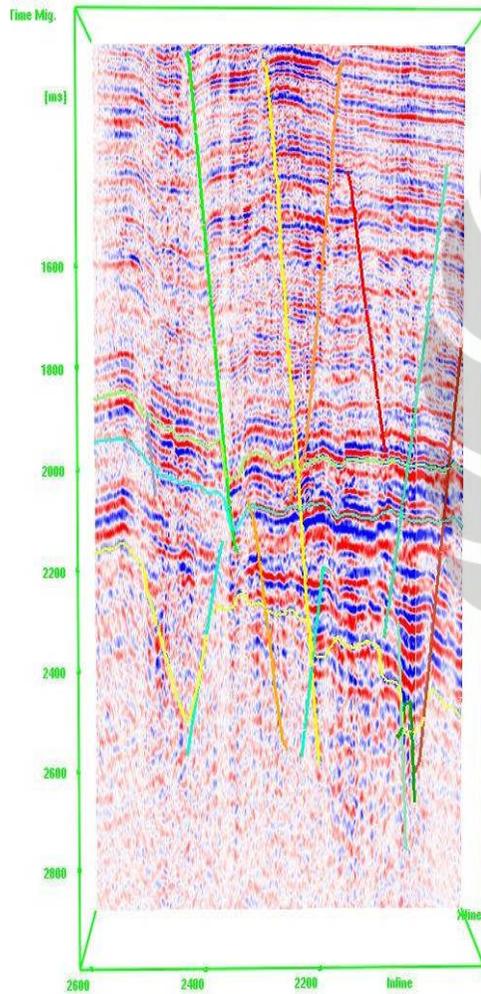
Xline 7325



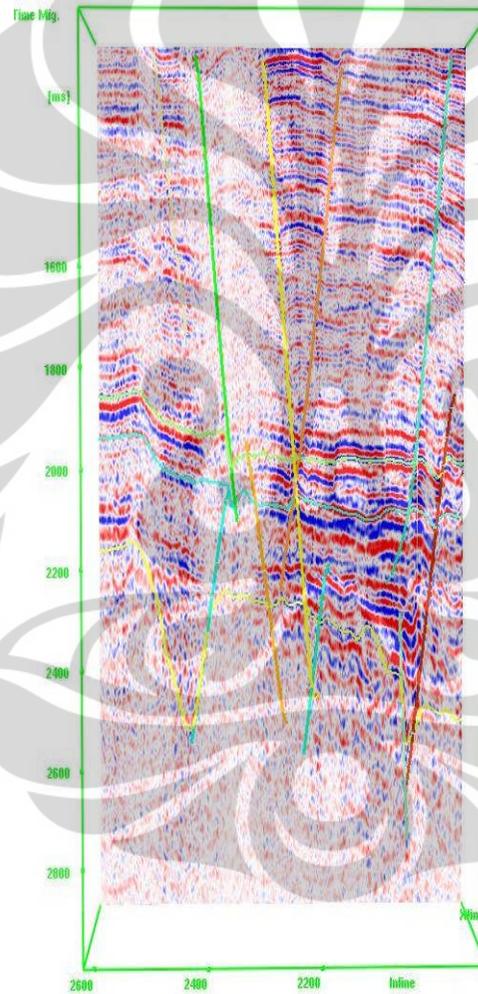
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

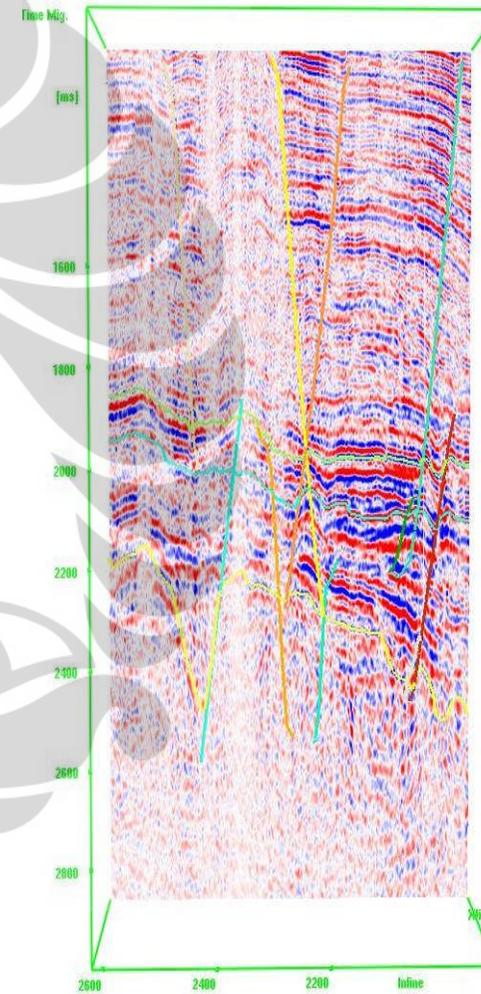
Xline 7355



Xline 7385



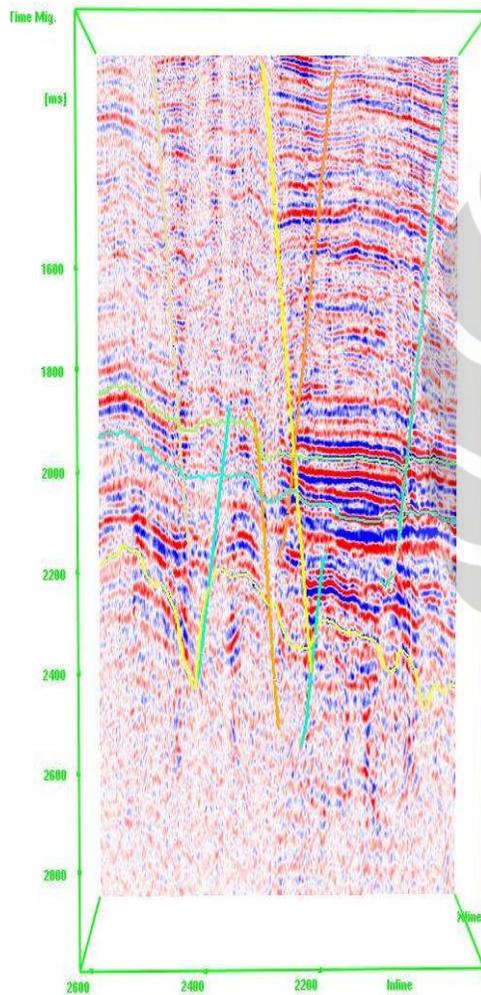
Xline 7415



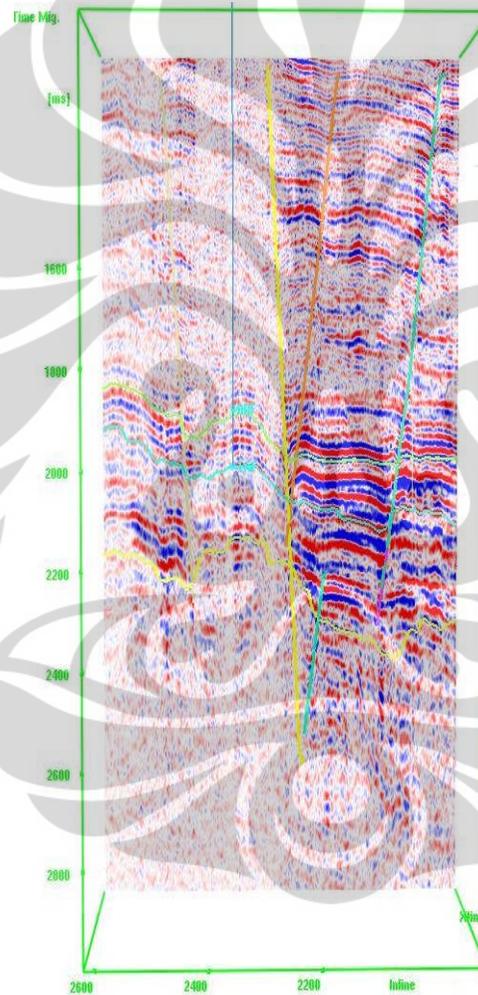
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

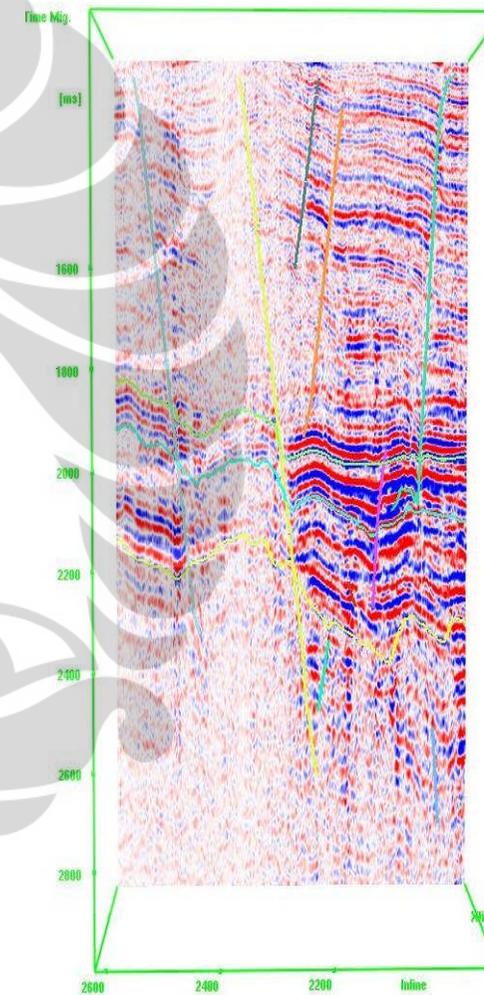
Xline 7445



Xline 7475



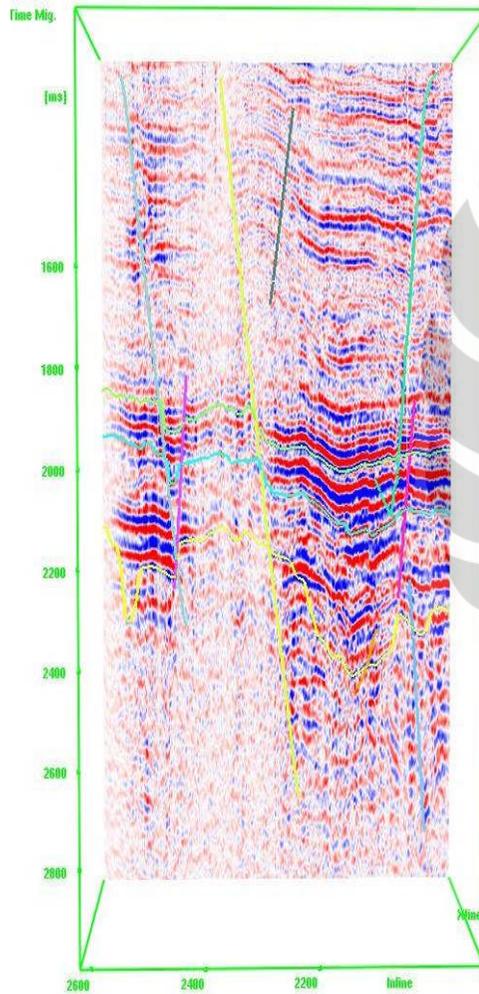
Xline 7505



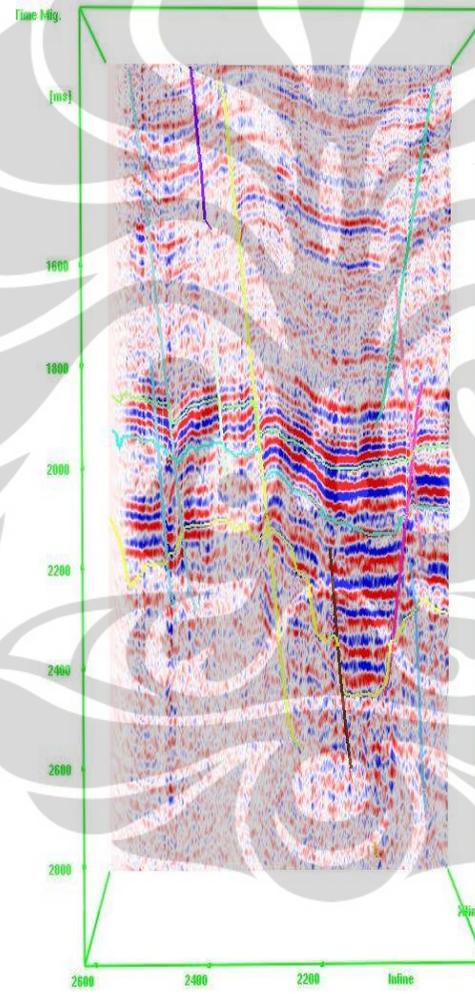
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

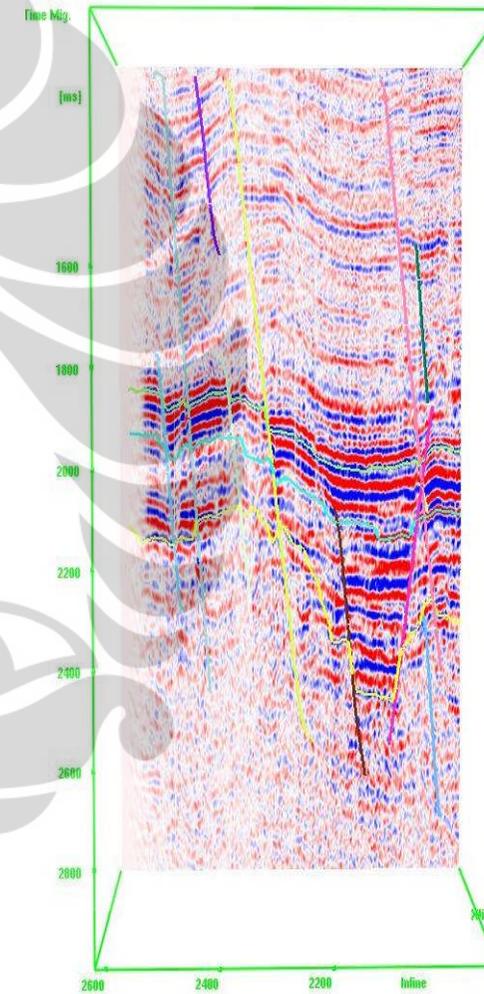
Xline 7535



Xline 7565



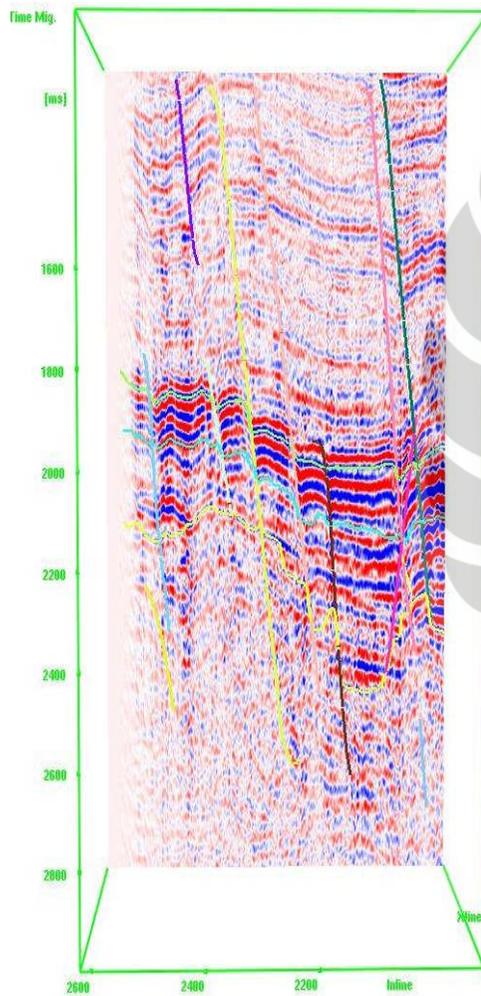
Xline 7595



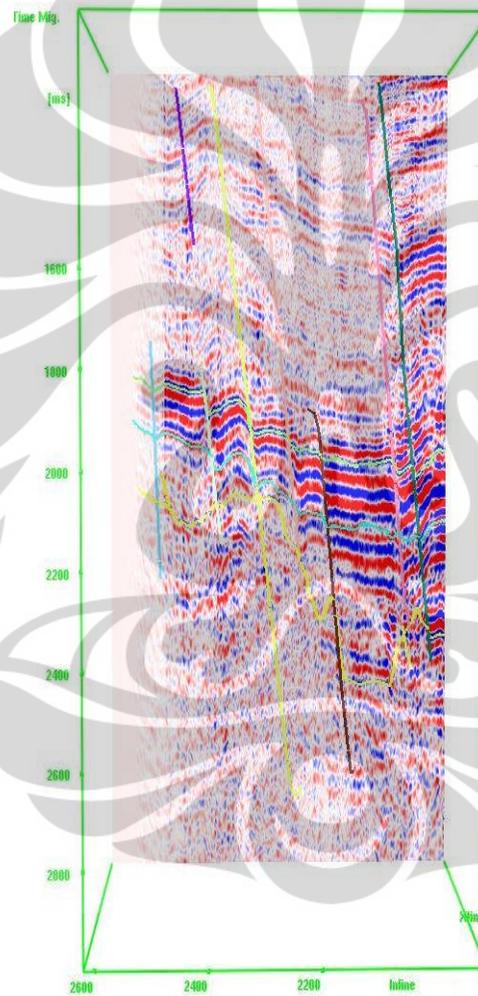
- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

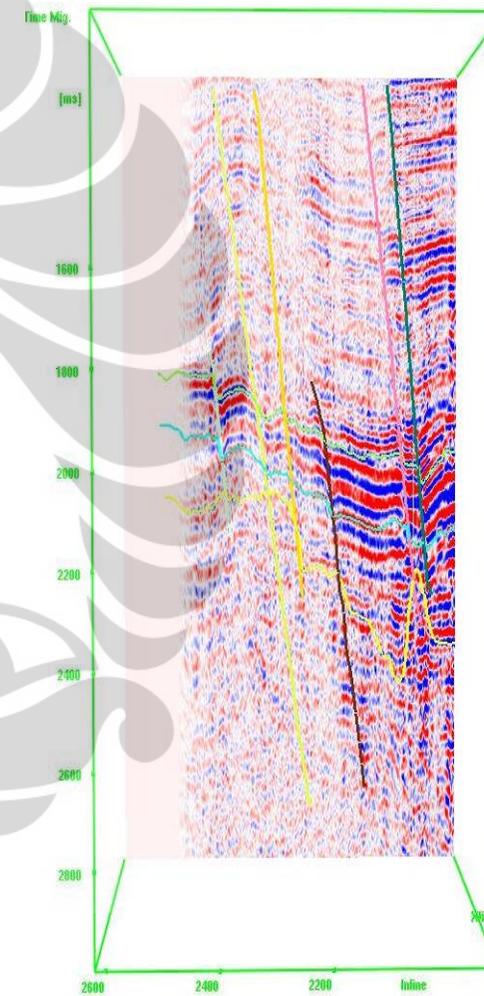
Xline 7625



Xline 7655



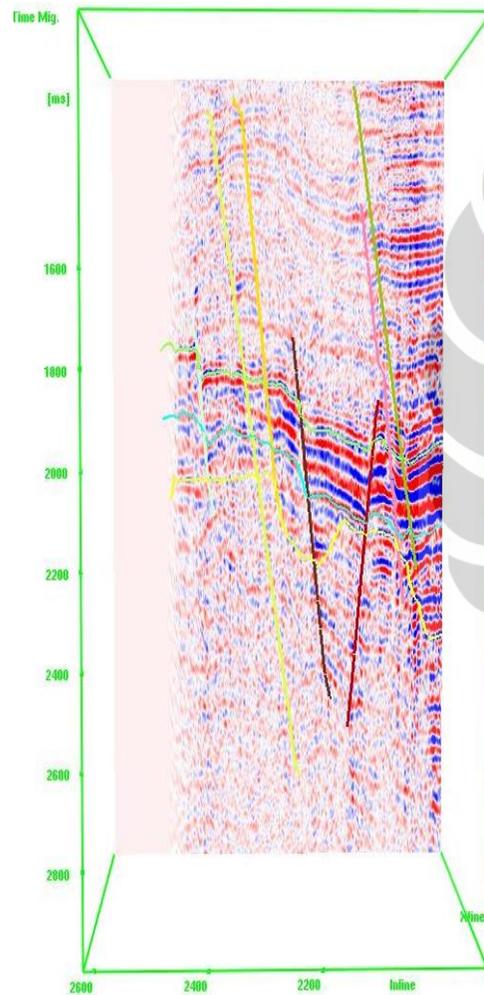
Xline 7685



- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*

(lanjutan)

Xline 7715



- Top Formasi Baturaja
- Top Formasi Talang Akar
- Top *Basement*