



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA KUALITATIF POTENSI HIDROKARBON LAPANGAN “TA”
DENGAN APLIKASI SEISMIC ATRIBUT**

SKRIPSI

TIARA ANGGRAINI

0606068764

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
DESEMBER 2011**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA KUALITATIF POTENSI HIDROKARBON LAPANGAN “TA”
DENGAN APLIKASI SEISMIC ATRIBUT**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh Gelar Sarjana Sains

TIARA ANGGRAINI

0606068764

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
DESEMBER 2011**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Tiara Anggraini

NPM : 0606068764

Tanda Tangan :



Tanggal : 15 Desember 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Tiara Anggraini
NPM : 0606068764
Program Studi : Fisika
Judul Skripsi : ANALISA KUALITATIF POTENSI
HIDROKARBON LAPANGAN “TA” DENGAN
APLIKASI SEISMIK ATRIBUT

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing 1 : Dr. rer. nat. Abdul Haris (.....)

Penguji 1 : Dr. Eng. Yunus Daud (.....)

Penguji 2 : Dr. Ir. Eko Widiyanto, MT (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : Desember 2011

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Penelitian skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Science Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

- (1) Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan skripsi ini;
- (2) Pak Yunus, Pak Syamsu dan Pak Supri yang telah memberikan segala ilmu kepada penulis sampai penulis akhirnya sedikit banyak mengetahui tentang ilmu fisika bumi;
- (3) Pak Eko Widiyanto selaku penguji seminar Tugas Akhir atas segala masukan yang berharga;
- (4) Para dosen Fisika UI yang dengan sabar membimbing dan memberikan ilmunya;
- (5) Seluruh staf TU Program Studi Fisika UI;
- (6) Bapak Hendarmin selaku pembimbing utama di PT Chevron Pacific Indonesia yang dengan sabar membagi ilmu dan membimbing penulis dalam masa penelitian di Rumbai;
- (7) Bapak Nasrul, Bapak Elwin F. Nasution, Bapak Yun Alben seta Bapak Chairil Anwar selaku *internship & Thesis Write-Up Coordinator* di PT Chevron Pacific Indonesia yang telah memberikan penulis kesempatan untuk melaksanakan tugas akhir;
- (8) Bapak Indra Wardhana selaku Manager Eksplorasi PT CPI;

- (9) Seluruh staf *Exploration Department* PT CPI atas dukungan dan masukannya yang kritis dan membangun;
- (10) Seluruh komponen PT Chevron Pacific Indonesia *Camp* Rumbai;
- (11) Mami dan Papi tersayang yang dengan sabar membimbing dan menyemangati, tak lupa atas segala doa yang dihaturkan. Untuk kakakku tersayang Cici dan Kanjeng atas segala dukungan dan bantuannya, serta Kak Hilman dan Kak Gilang;
- (12) Momoi, Nenek, Atun, Lia, Arfan atas waktu, tenaga, ilmu, support dan pengalaman yang kalian berikan. Kalian memang teman sejati;
- (13) Teman-teman di PT.Chevron Pacific Indonesia (Vivi, Dyna, Ellen, Dede', Ricky, Hari, Aldis, Bobby, Priska, Mas Alfi, Bang Jon, Mas Ariel, Mas Rio) atas waktu, pembelajaran, ilmu dan lainnya;
- (14) Gemmy, Aldi, Yoshi, Hira, Gigis, Melly, JB, Deny, Imam, Angga, Ai, Nanda, Aliyus, Ucup selaku teman satu bimbingan, atas *support* dan motivasinya;
- (15) Teman-teman seperjuanganku Fisika 2006, atas kebersamaannya menempuh masa kuliah di kampus yang amat bermakna, terutama teman-teman sepeminatan geofisika. Serta teman-teman angkatan 2007 dan 2008;
- (16) Serta seluruh pihak yang telah berjasa penuh, dan tak dapat penulis ucapkan satu persatu, yang telah ikut membantu dalam penyelesaian skripsi ini.

Penulis menyadari bahwa laporan penelitian ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu, penulis mengharapkan saran dan masukan dari semua pihak agar didapatkan hasil yang lebih maksimal (e-mail: tiara.anggraini89@gmail.com). Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Penulis

2011

v

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

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

Nama : Tiara Anggraini
NPM : 0606068764
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Skripsi

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

**ANALISA KUALITATIF POTENSI HIDROKARBON LAPANGAN “TA”
DENGAN APLIKASI SEISMIC ATRIBUT**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, 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 : 15 Desember 2011

Yang menyatakan


(Tiara Anggraini)

ABSTRAK

Nama : Tiara Anggraini
Program Studi : S1 Fisika
Judul : Analisa Kualitatif Potensi Hidrokarbon Lapangan
“TA” Dengan Aplikasi Seismik Atribut

Lapangan TA adalah salah satu lapangan yang beroperasi di bawah PT. Chevron Pacific Indonesia yang telah ditindaklanjuti dengan teknologi baru dalam upaya peningkatan produksi. Berdasarkan data log, Formasi Menggala merupakan perselingan batupasir dan batulempung. Dari penampang seismik diinterpretasikan bahwa terdapat struktur geologi berupa sesar mendatar dan sesar naik. Data Log dan Seismik 3D dapat diolah untuk mendapatkan model bawah permukaan yang lebih baik. Tahapan pengolahan data dimulai dengan korelasi sumur, lalu dilakukan *well-seismic tie* untuk meletakkan *horizon* seismik (skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya yang akan digunakan pada proses *picking horizon*. Setelah itu dilakukan analisa seismik atribut amplitudo rms, amplitudo palung maksimum, dan atribut kuat refleksi. Dari hasil pengolahan data, diduga terdapat tiga area potensi pengembangan (*lead*) pada Lapangan TA. Dari ketiganya, *lead* 1 diduga sebagai daerah yang paling berpotensi berdasarkan peta struktur waktu terdapat *closure*, peta ketebalan formasi, dan peta atribut dimana zona *interest* berada di antara 10-20 ms. Pada daerah ini batuan induknya merupakan Kelompok Pematang yaitu Formasi Brown Shale dan tipe kerogen 1 atau 2, reservoir berada pada Formasi Menggala, jebakan berupa struktur lipatan, migrasi primer, dengan batuan tudung Formasi Bangko.

Kata Kunci : atribut seismik, amplitudo, geologi bawah permukaan, batupasir
xiii+75 halaman ; 37 gambar; 4 tabel
Daftar Acuan : 10 (1981-2011)

ABSTRACT

Name : Tiara Anggraini
Study Program : Undergraduate of Physics
Title : The Qualitative Analysis of Hydrocarbon Potential of “TA” Region Using Seismic Attributes Application

TA field is one of PT. Chevron Pacific Indonesia’s operating areas that has been obtained new technologies due to increase production. Based on Log Data, Menggala Formation was formed by combination of sandstone and shale. Interpretation from seismic section, there is a geological structures such as normal fault and reverse. Well Log Data and 3D Seismic Data can be processed to get more accurate subsurface model. Stage of processing data started with log correlation and then well-seismic tie for interpreted seismic horizon on time domain that will be used for picking horizon. After that running rms amplitude seismic attribute, maximum trough attribute, and reflection strength attribute. From the results of data processing, supposedly there are three potential areas of development in the TA field. Of the three, lead one suspected as the most potential area (lead) are based on the structure of time there is closure, formation thickness maps, and attributes maps in which the interest zone between 10-20 ms. In this area, the source rock is a group of Pematang is Brown Shale Formation and type of kerogen is 1 or 2, reservoir on this field is Menggala Formation, trapped in a fold structure, primary migration, with Bangko Formation as the seal.

Keyword : seismic attribute, amplitude, subsurface geology, sandstone
xiii+75 pages : 37 pictures; 4 tables
Bibliography : 10 (1981-2011)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH	iv
LEMBAR PENGESAHAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR TABEL	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Lokasi dan Waktu Penelitian.....	3
1.5 Metodologi Penelitian.....	4
1.6 Sistematika Penelitian.....	5
BAB 2 GEOLOGI REGIONAL	6
2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah.....	6
2.2 Kerangka Tektonik Cekungan Sumatera Tengah.....	7
2.2.1 Episode Tektonik F0.....	7
2.2.2 Episode Tektonik F1.....	8
2.2.3 Episode Tektonik F2.....	9
2.2.4 Episode Tektonik F3.....	9
2.3 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah.....	10
2.3.1 Kelompok Pematang.....	11
2.3.2 Kelompok Sihapas.....	13
2.3.3 Formasi Telisa.....	14
2.3.4 Formasi Petani.....	14
2.3.5 Formasi Minas/Aluvial.....	16

2.4	Sistem <i>Petroleum</i> Cekungan Sumatera Tengah	16
2.4.1	Batuan Induk	16
2.4.2	Batuan Reservoir dan Batuan Tudung	17
2.4.3	Migrasi	17
2.4.4	Perangkap	17
BAB 3	TEORI DASAR.....	18
3.1	Metode Seismik Refleksi.....	18
3.1.1	Terjadinya Gelombang Refleksi	18
3.1.2	Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi.....	19
3.1.3	Polaritas dan Fasa.....	20
3.1.4	Resolusi Vertikal Seismik.....	21
3.1.5	<i>Wavelet</i>	22
3.1.6	Korelasi Geologi dan Rekaman Seismik Refleksi	22
3.2	Tinjauan Umum <i>Well-Logging</i>	24
3.2.1	Log Sinar Gamma (<i>Gamma-Ray</i>)	25
3.2.2	Log Densitas	25
3.2.3	Log Sonik.....	25
3.3.	<i>Well-Seismic Tie</i>	25
3.3.1	Seismogram Sintetik	26
3.3.2	<i>Checkshot Survey</i>	27
3.4.	<i>Picking Horizon</i>	27
3.5.	Atribut Seismik.....	29
3.5.1	Kuat Refleksi.....	31
3.5.2	Atribut Amplitudo.....	32
BAB 4	DATA DAN PENGOLAHAN DATA	34
4.1.	Data.....	34
4.1.1	Data Seismik	34
4.1.2	Data Sumur	34
4.1.2.1	Data Log	34
4.1.2.2	Data <i>Checkshot</i>	35
4.1.3	<i>Basemap</i>	35
4.2.	Pengolahan Data.....	36
4.2.1	Perangkat Lunak.....	36

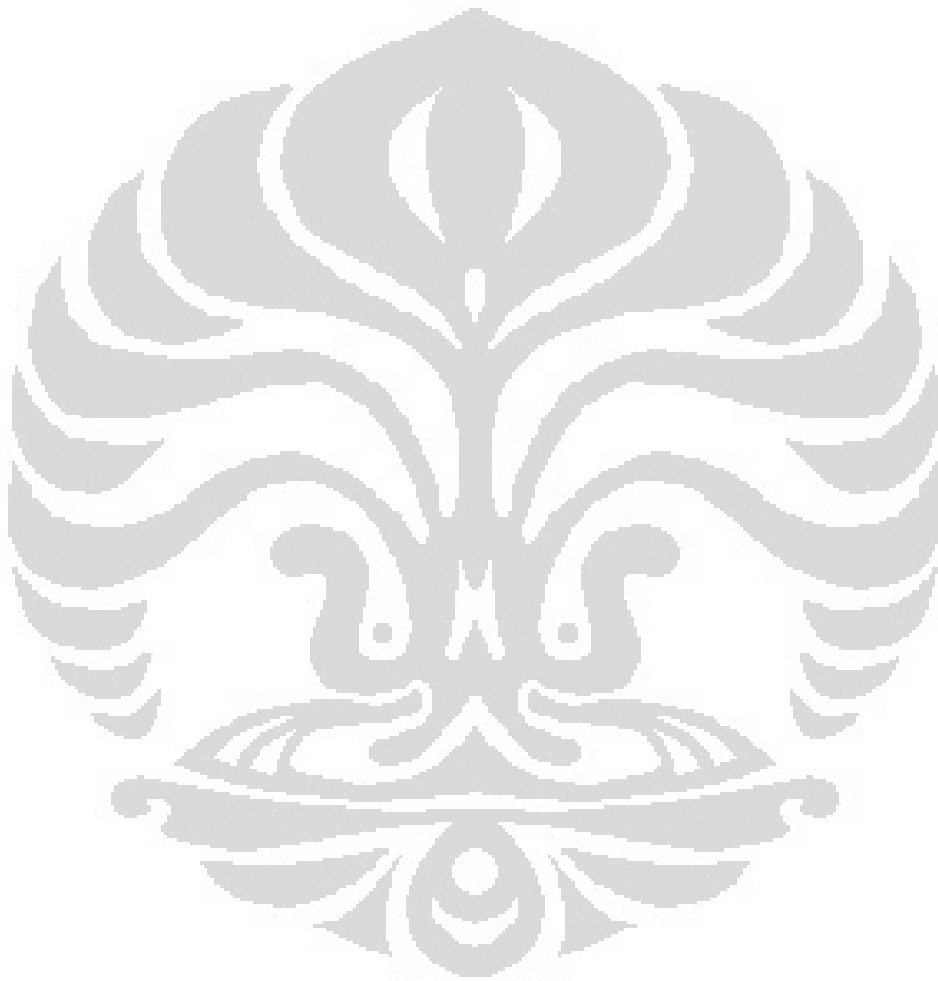
4.2.2	Diagram Alir Penelitian	37
4.2.3	Pemeriksaan dan <i>Editing Log</i>	38
4.2.3.1	Koreksi Log Sonik.....	38
4.2.3.2	Korelasi <i>Marker Sumur</i>	38
4.2.4	Analisis <i>Tuning Thickness</i>	39
4.2.5	Pengolahan Data Seismik.....	40
4.2.5.1	<i>Well-Seismic Tie</i>	40
4.2.5.2	Interpretasi <i>Horizon</i>	43
4.2.6	Atribut Seismik	47
BAB 5	ANALISA DAN INTERPRETASI.....	51
5.1.	Interpretasi Geologi.....	51
5.2.	Interpretasi Geofisika	53
5.2.1	Analisa Ekstraksi <i>Wavelet</i>	53
5.2.2	Analisa <i>Tuning Thickness</i>	54
5.2.3	Analisa <i>Well-Seismic Tie</i>	54
5.2.4	Analisa <i>Picking Horizon</i>	54
5.2.5	Analisa Peta Struktur Waktu.....	55
5.2.6	Analisa Atribut Seismik.....	57
5.3.	Integrasi Geologi dan Geofisika.....	61
5.3.1	Interpretasi Peta Atribut, Peta Ketebalan, dan Peta Struktur Waktu.....	61
BAB 6	KESIMPULAN DAN SARAN.....	63
6.1	Kesimpulan.....	63
6.2	Saran	63
6.3	Rekomendasi	63
	DAFTAR ACUAN.....	64
	LAMPIRAN.....	65

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Lokasi Daerah Penelitian	3
Gambar 2.1	Tatanan Struktur Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah ...	6
Gambar 2.2	Kerangka Struktur Geologi yang Berkembang pada Fase F2 dan Fase F3 di Cekungan Sumatera Tengah	9
Gambar 2.3	Perkembangan Tektonostratigrafi Cekungan Sumatera Tengah....	11
Gambar 2.4	Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah	15
Gambar 3.1	Unsur Dasar Metode Seismik Refleksi	18
Gambar 3.2	Koefisien Refleksi Sudut Datang Nol Menggunakan <i>Wavelet Zero Phase</i>	20
Gambar 3.3	Polaritas Normal dan Terbalik Menurut SEG.....	21
Gambar 3.4	Jenis-jenis <i>Wavelet</i>	22
Gambar 3.5	Seismogram Sintetik yang Diperoleh dari Konvolusi RC	26
Gambar 3.6	Ilustrasi Kriteria <i>Picking</i> pada Kasus <i>Onlap</i> dan <i>Downlap</i>	28
Gambar 3.7	Ilustrasi Kriteria <i>Picking</i> pada Kasus <i>Toplap</i> dan Pemotongan.....	28
Gambar 3.8	Klasifikasi Atribut Seismik	29
Gambar 3.9	Analisa <i>Window</i>	30
Gambar 3.10	<i>Envelop</i> Amplitudo dan Jejak Kuat Refleksi	31
Gambar 4.1	<i>Basemap</i> Daerah Penelitian.....	36
Gambar 4.2	Diagram Alir Penelitian	37
Gambar 4.3	Korelasi <i>Marker</i> Sumur.....	39
Gambar 4.4	Respon Fasa dan Waktu dari <i>Wavelet</i> Hasil Ekstraksi Sumur-8....	41
Gambar 4.5	Diagram Alir <i>Well-Seismic Tie</i>	42
Gambar 4.6	Proses <i>Well-Seismic Tie</i> dan Nilai Korelasi pada Sumur-21	42
Gambar 4.7	Interpretasi <i>Horizon</i> pada Sumur-28.....	44
Gambar 4.8	<i>Arbitrary Line</i> Daerah Penelitian.....	45
Gambar 4.9	Hasil <i>Picking Horizon Top</i> Menggala.....	45
Gambar 4.10	Hasil <i>Picking Horizon Base</i> Menggala	46
Gambar 4.11	Peta Ketebalan Formasi.....	46
Gambar 4.12	Peta Atribut Amplitudo Palung Maksimum.....	48
Gambar 4.13	Peta Atribut Amplitudo RMS.....	49
Gambar 4.14	Peta Atribut Kuat Refleksi	50
Gambar 5.1	Formasi Menggala pada Korelasi Sumur.....	51
Gambar 5.2	Pola <i>Onlap</i> pada <i>Picking Horizon Top</i> Menggala.....	54
Gambar 5.3	Peta Struktur Waktu <i>Top</i> Menggala.....	56
Gambar 5.4	Peta Struktur Waktu <i>Base</i> Menggala	56
Gambar 5.5	<i>Overlay</i> Peta Struktur Waktu dan Peta Atribut Amplitudo Palung Maksimum	58
Gambar 5.6	<i>Overlay</i> Peta Struktur Waktu dan Peta Atribut Amplitudo RMS ..	59
Gambar 5.7	<i>Overlay</i> Peta Struktur Waktu dan Peta Atribut Kuat Refleksi.....	60
Gambar 5.8	Area Potensi Pengembangan.....	62

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Kedelapan Sumur Beserta Data Log	35
Tabel 4.2	Perbandingan Koefisien Korelasi pada Setiap Sumur	41
Tabel 4.3	Tabel <i>Window</i> Atribut Seismik	47
Tabel 5.1	Tabel Peringkat <i>Lead</i> Sistem <i>Petroleum</i> pada Lapangan TA	62



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan TA adalah salah satu lapangan eksplorasi dan produksi minyak yang dikelola PT. Chevron Pacific Indonesia. Formasi Menggala pada lapangan ini mempunyai potensi untuk dikembangkan lebih jauh. Hal ini menjadi tantangan bagi *interpreter* dalam menentukan area potensi sehingga data seismik yang ada menjadi bahan yang sangat penting dalam evaluasi potensi pengembangan Formasi Menggala. Penelitian ini mengintegrasikan antara data seismik dan data log, sehingga potensi pengembangan Formasi Menggala dapat diketahui.

Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode yang diaplikasikan pada studi geofisika. Dalam metode ini, dikenal adanya tiga tahapan kegiatan dalam suatu *survey* yang lengkap. Ketiga tahapan yang dimaksudkan adalah *data acquisition* (pengambilan data), *data processing* (pengolahan data), dan interpretasi secara geofisika maupun geologi.

Jenis pengambilan data seismik dapat dipisahkan dalam dua kategori yaitu akuisisi data seismik 2D dan 3D. Pada penelitian ini, data yang digunakan adalah hasil dari akuisisi seismik 3D. *Survey* seismik vertikal (*vertical seismic profiling*) dilakukan di dalam sebuah lubang bor (*borehole*) dan terdapat alat *logging* yang sekaligus melakukan *survey* lubang bor untuk mendapatkan data log. Data seismik yang dihasilkan berada dalam domain waktu (*time domain*), sedangkan data sumur (log) yang dihasilkan berada dalam domain kedalaman (*depth domain*). Pengolahan data bertujuan agar data yang ada dapat memberikan gambaran atau tampilan suatu penampang bawah permukaan. Ketika interpretasi dilakukan, data seismik dan data sumur (log) harus memiliki kesesuaian, artinya kedua data tersebut harus memiliki domain yang sama. Interpretasi geofisika dan geologi sangat penting dalam suatu *survey*, karena tampilan penampang bawah (*output*) yang baik dapat memberikan rekomendasi lokasi pemboran sumur. Oleh karena itu, salah satu langkah awal yang penting dalam interpretasi adalah melakukan *loading* data yang benar.

Pengambilan data seismik refleksi tidak terlepas dari adanya gangguan yang mempengaruhi keakuratan data. Gangguan-gangguan tersebut diantaranya adalah angin, *multiple*, serta getaran yang bersumber dari aktivitas disekitarnya. Kondisi tersebut terkadang mengakibatkan *interpreter* kesulitan dalam menginterpretasi penampang seismik karena adanya informasi-informasi yang tersembunyi. Oleh karena itu perlu teknik kreatif sebagai solusi terbaik, yaitu menggunakan seismik atribut.

Atribut seismik secara umum didefinisikan sebagai transformasi matematis dari data *trace seismic*. Seismik Atribut khusus didesain untuk menguantifikasi penampang seismik yang mengandung aspek-aspek geologi penting. Teknik ini mengekstrak informasi dari penampang seismik yang tersembunyi pada *display* normal. Atribut seismik lebih menunjukkan batas kontras antar lapisan. Oleh karena itu, diperlukan kombinasi dari berbagai atribut untuk menemukan potensi hidrokarbon. Analisa atribut seismik di Lapangan TA pada Formasi Menggala diharapkan dapat memberikan informasi mengenai potensi hidrokarbon berdasarkan kecocokan dengan model geologi pada lapangan.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menentukan lokasi potensi hidrokarbon pada Formasi Menggala Lapangan TA dengan menggunakan metode seismik atribut.

1.3 Batasan Masalah

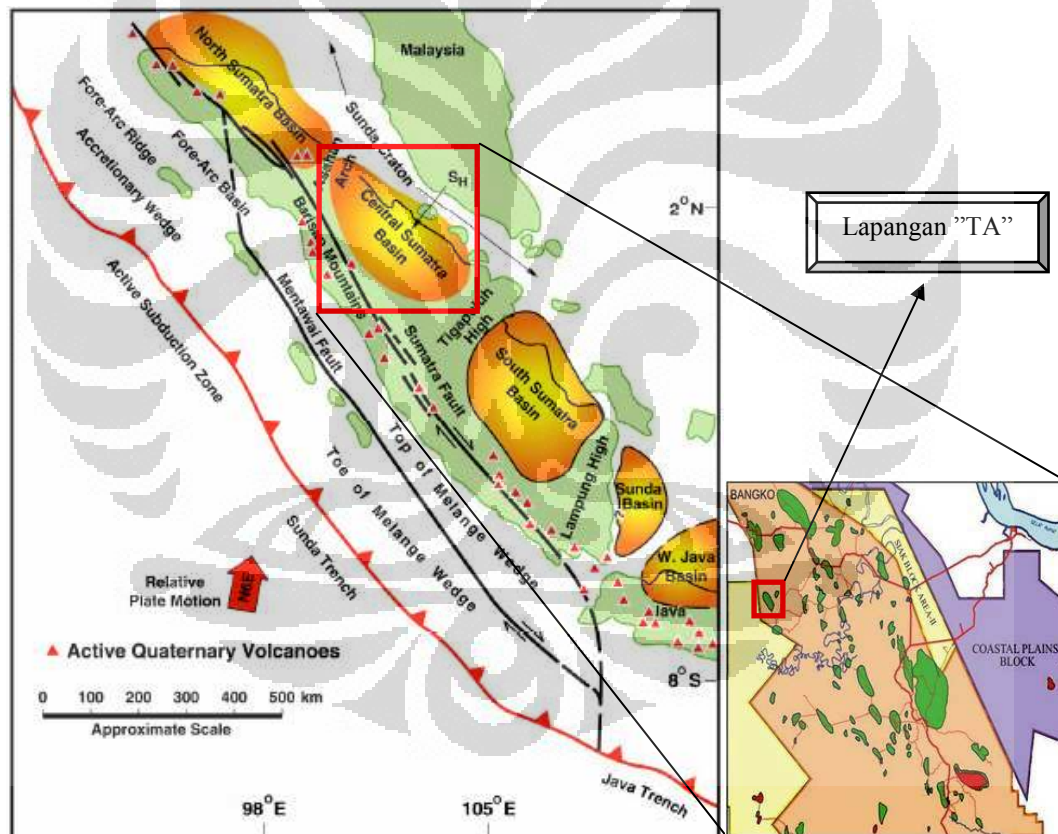
Batasan masalah dari penelitian ini adalah:

1. Daerah penelitian dibatasi pada Formasi Menggala Lapangan TA.
2. Pembahasan terfokus pada prediksi lokasi potensi hidrokarbon dan model geologi.
3. Data log yang digunakan adalah log *gamma-ray*, sonik, densitas dan *resistivity*. Didukung dengan data *checkshot* sebagai dasar konversi

waktu-kedalaman. Sedangkan data seismik yang digunakan adalah *Post-Stack Seismic 3D* yang telah melalui tahap *processing* yang dianggap benar.

1.4 Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dilakukan pada daerah operasi PT Chevron Pacific Indonesia yaitu pada Lapangan TA yang berada pada arah bagian Barat laut kota Pekanbaru (± 115 km), Cekungan Sumatera Tengah, Propinsi Riau. Penelitian berlangsung ± 2 bulan (1 Juli 2011–28 Agustus 2011).



Gambar 1.1 Lokasi Daerah Penelitian

1.5 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian adalah sebagai berikut :

1. Penentuan masalah dan tujuan.
2. Studi literatur mengenai metode yang akan digunakan serta geologi regional daerah penelitian.
3. Pengumpulan data dan pengolahan data.

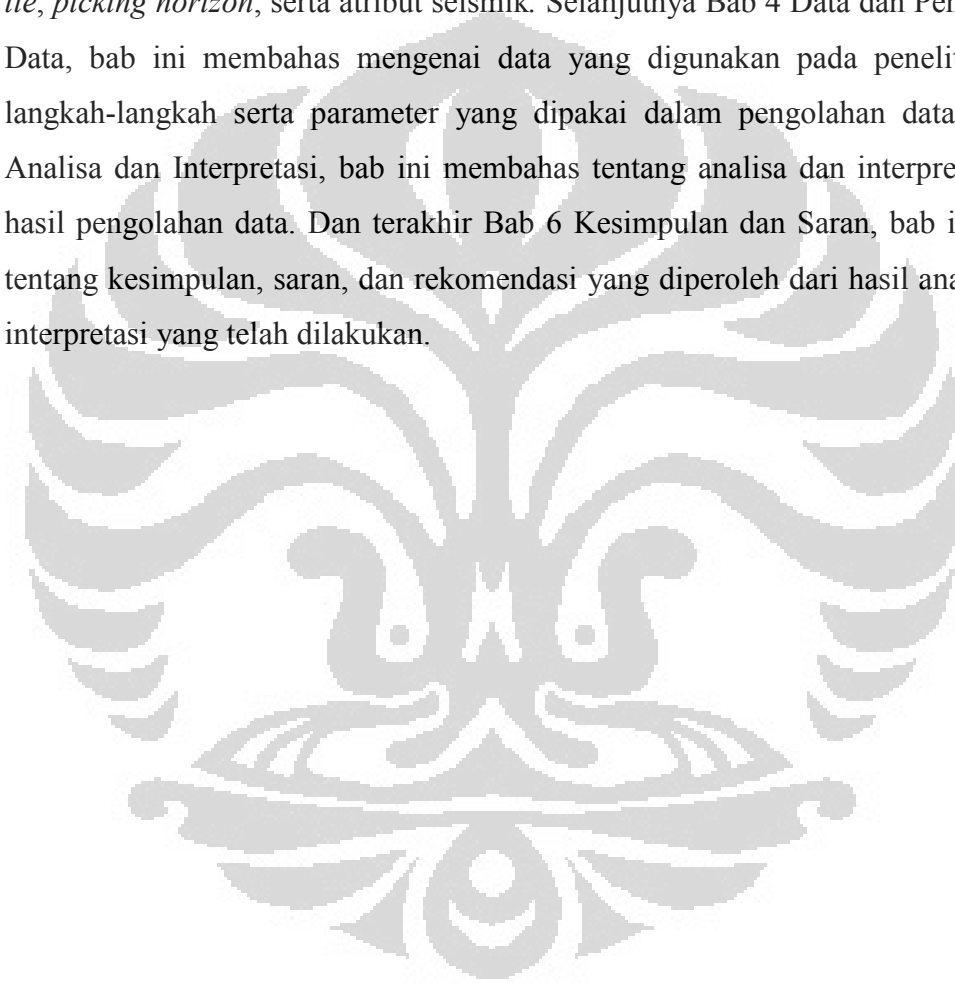
Pengolahan data diawali dengan identifikasi data sumur (log) serta korelasi sumur, selanjutnya *well-seismic tie* dan *picking horizon* yang dilanjutkan dengan analisa atribut. Dalam pengolahan data digunakan beberapa *software* sebagai berikut :

✚ *Landmarks Openworks* :

- a. Stratworks
Digunakan untuk korelasi sumur.
 - b. Seisworks
Digunakan untuk *picking horizon* dan analisa peta ketebalan formasi.
 - c. Hampson-Russel
 - Geoview, digunakan sebagai *database* sumur.
 - eLog, digunakan untuk proses *well-seismic tie*.
 - d. PostStack/PAL
Digunakan untuk analisa seismik atribut.
 - e. Zmap
Digunakan untuk menghasilkan peta yang akan dianalisis lebih lanjut .
4. Interpretasi terhadap hasil pengolahan data.
 5. Penarikan kesimpulan dari hasil penelitian.

1.6 Sistematika Penulisan

Adapun sistematika pada penelitian ini yaitu diawali dengan Bab 1 Pendahuluan, bab ini berisi tentang latar belakang masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, lokasi dan waktu penelitian, metodologi penelitian, serta sistematika penulisan. Bab 2 Geologi Regional, bab ini membahas tentang geologi regional Cekungan Sumatera Tengah. Bab 3 Teori Dasar, bab ini membahas tentang teori dasar metode seismik refleksi, tinjauan umum well log, *well-seismic tie*, *picking horizon*, serta atribut seismik. Selanjutnya Bab 4 Data dan Pengolahan Data, bab ini membahas mengenai data yang digunakan pada penelitian dan langkah-langkah serta parameter yang dipakai dalam pengolahan data. Bab 5 Analisa dan Interpretasi, bab ini membahas tentang analisa dan interpretasi dari hasil pengolahan data. Dan terakhir Bab 6 Kesimpulan dan Saran, bab ini berisi tentang kesimpulan, saran, dan rekomendasi yang diperoleh dari hasil analisa dan interpretasi yang telah dilakukan.



BAB 2 GEOLOGI REGIONAL

2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah (*Central Sumatera Basin*) merupakan Cekungan Belakang Busur (*Back Arc Basin*) yang berkembang di sepanjang tepi barat dan selatan Paparan Sunda di baratdaya Asia Tenggara. Cekungan ini terbentuk akibat interaksi Lempeng Samudera Hindia dengan Lempeng Benua Eurasia (Gambar 2.1). Cekungan Sumatera Tengah terbentuk di awal tersier (Eosen-Oligosen) dan merupakan seri dari struktur *half graben* terpisah oleh blok *horst*. Cekungan ini berbentuk asimetris berarah baratlaut-tenggara. Bagian yang terdalam terletak pada bagian baratdaya dan melandai ke arah timurlaut. Pada beberapa bagian *half graben* ini diisi sedimen klastik *non-marine* dan sedimen danau (Eubank & Makki, 1981).



Gambar 2.1 Tatanan Struktur Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah

[Heidrick dan Aulia, 1983]

2.2 Kerangka Tektonik Cekungan Sumatera Tengah

Tumbukan yang antara Lempeng Samudera Hindia dan Lempeng Eurasia secara *oblique* menghasilkan suatu *dextral wrenching stress* yang kuat dimana gaya tensional busur belakang tegak lurus terhadap batas lempeng, sedangkan yang arahnya *dextral* sejajar dengan batas lempeng. Struktur geologi Cekungan Sumatera Tengah memperlihatkan banyak karakter dari tektonik *wrench* (Gambar 2.2).

Menurut Eubank dan Makki (1981), Cekungan Sumatera Tengah ini memiliki dua set sesar utama yaitu sesar dengan arah tren Utara-Selatan (Paleogen), dan sesar Baratlaut-Tenggara (Neogen Akhir). Pada Zaman Tersier kedua set sesar ini aktif kembali. Pengendapan yang terjadi selama fase ekstensional Paleogen dengan pengendapan *continental clastics*, terutama pada *graben* dan *half graben*. Meski yang dominan adalah set sesar Utara-Selatan tetapi distribusi dari *red beds* pada Formasi Pematang dikontrol oleh kedua set sesar tersebut. Set lipatan Utara-Selatan merupakan struktur orde pertama dari *dextral wrenching stress*. Sesar yang ada merupakan hasil reaktivasi dimana sesar tersebut mempunyai dua tipe pergerakan. Dari data seismik, dapat diketahui bahwa kedua set sesar dikontrol oleh pergerakan *basement*.

Cekungan Sumatera Tengah mempunyai batuan dasar Pra-Tersier dangkal, dimana sedimen yang menutupinya mudah dipengaruhi tektonik batuan dasar serta dijumpai struktur. Sumatera Tengah mengalami beberapa deformasi yang kompleks dan mempengaruhi secara langsung distribusi batuan induk, perkembangan dan pembentukan reservoir serta struktur geologi. Menurut Heidrick dan Aulia (1993), secara geometris dan kinematis tektonik yang terjadi di Cekungan Sumatera Tengah terbagi tiga fase/episode.

2.2.1 Episode Tektonik F0

Basement Pra-Tersier di Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari lempeng-lempeng benua dan samudera yang berbentuk mosaik. Struktur tersebut terbentuk ketika lempeng-lempeng minor Mergui, Mallaca, dan Mutus menjadi satu dan membentuk Lempeng Benua Sunda yang lebih besar (Pulunggono dan Cameron, 1984). Lempeng-lempeng minor yang menyusun batuan dasar

Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari Lempeng Mergui yang tersusun oleh *graywacke*, Lempeng Mallaca yang tersusun oleh kuarsit dan filit, Lempeng Mutus yang tersusun oleh ofiolit dan metasedimen serta Kelompok Tapanuli yang tersusun oleh argilit, sekis, dan tuf.

Orientasi struktur pada batuan dasar memberikan efek pada lapisan sedimen Tersier yang menumpang di atasnya dan kemudian mengontrol arah ekstensi dan reaktivitas yang terjadi kemudian. Pola struktur tersebut disebut sebagai elemen struktur F0. Struktur utama pada *basement* yaitu kelurusan utara-selatan yang merupakan sesar geser (*transform/wrench tectonic*) yang berumur Karbon dan mengalami reaktivasi selama Permo-Trias, Jura, Kapur, dan Tersier. Pada episode F0 struktur yang terjadi mulai dari Paleozoik Akhir sampai Mesozoik Akhir merupakan suatu multifase. Tinggian-tinggian yang terbentuk pada fase ini adalah Tinggian Mutiara, Kampar, Napuh, Kubu, Pinang, dan Ujung Pandang. Tinggian-tinggian tersebut menjadi batas yang penting pada pengendapan sedimen selanjutnya. Pada umumnya tinggian tersebut mempunyai panjang 50 km dengan arah $N 315^{\circ} \pm 15^{\circ} E$. Batuan dasar yang membentuk tinggian tersebut telah mengalami perulangan perlipatan dan sesar selama deformasi Paleosen Akhir akibat tektonik inversi (transpersi dan kompresi).

2.2.2 Episode Tektonik F1

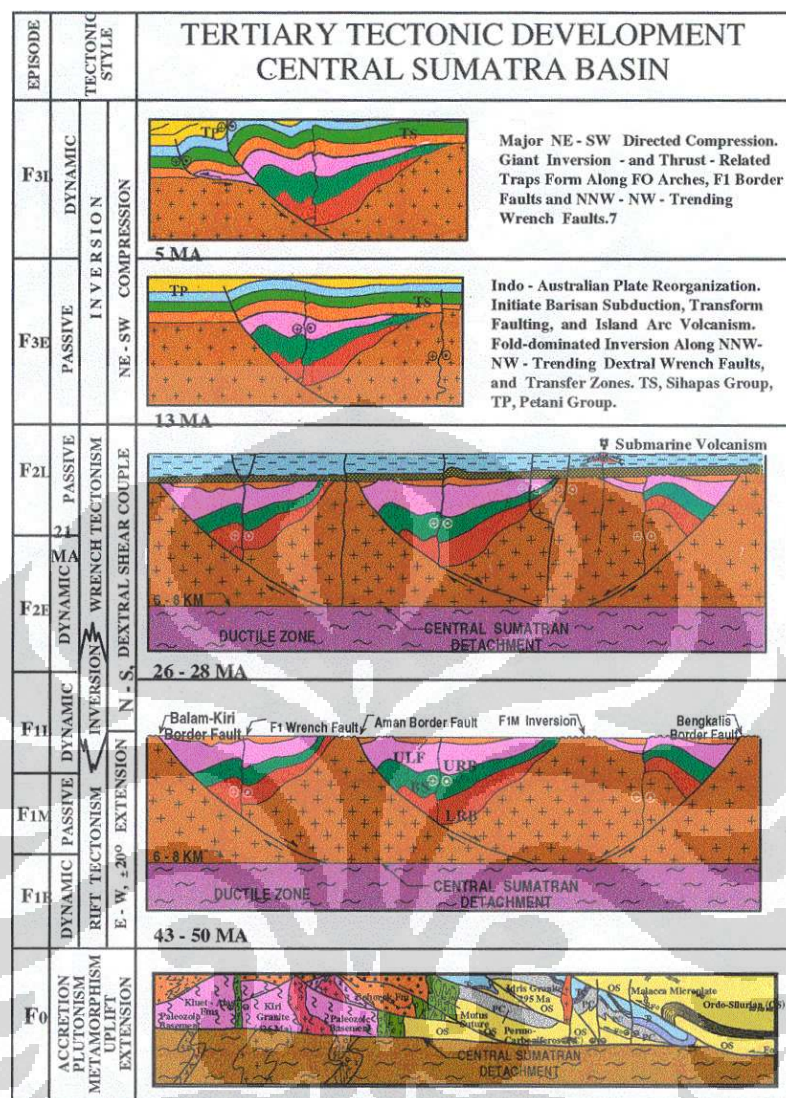
Episode tektonik F1 berlangsung pada kala Eosen-Oligosen (50–26 jtyl), terjadi akibat tumbukan Lempeng Hindia terhadap Lempeng Asia Tenggara pada sekitar 45 jtyl. Proses tersebut membentuk suatu sistem rekahan transtensional (translasi dan ekstensi) yang memanjang ke arah selatan dari Cina bagian selatan ke Thailand dan ke Malaysia hingga Sumatera dan Kalimantan Selatan (Heidrick dan Aulia, 1996). Perekahan ini menyebabkan terbentuknya serangkaian struktur setengah *graben* di Cekungan Sumatera Tengah. Setengah *graben* tersebut selanjutnya menjadi danau tempat diendapkannya sedimen-sedimen dari Kelompok Pematang. Pada akhir episode F1 terjadi peralihan dari perekahan menjadi penurunan cekungan yang ditandai oleh pembalikan struktur yang lemah, denudasi dan pembentukan morfologi hampir rata (*penepain*). Hasil dari erosi tersebut berupa paleosol yang diendapkan di atas Formasi Upper Red Bed.

2.3 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah

Eubank dan Makki (1981), dan Aulia (1993) menyatakan bahwa Kompleks Pra-Tersier atau batuan dasar Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari batuan berumur Mesozoikum dan batuan metamorf-karbonat berumur Paleozoikum dan Mesozoikum. Batuan Pra-Tersier tersebut dari Timur ke Barat terbagi dalam tiga satuan litologi yaitu *Mallaca Terran*, *Mutus Assemblages*, dan *Greywacke Terrane*.

- a. *Mallaca Terrane* atau kelompok litologi kuarsit yang terdiri dari kuarsit, argilit, batugamping kristalin, dan pluton-pluton granit berumur Yura. Kelompok ini dijumpai di *coastal plain*, yakni di bagian timurlaut. Penyebaran kuarsit ini relatif luas.
- b. *Mutus Assemblages* merupakan zona suture yang memisahkan *Mallaca Terrane* dan *Greywacke Terrane*. Kelompok Mutus ini terletak di sebelah baratdaya dari *coastal plain* dan terdiri dari baturijang radiolaria, meta-argilit, serpih merah, lapisan tipis batugamping, dan batuan beku basalt.
- c. *Greywacke Terrane* merupakan kelompok yang terletak di bagian barat dan baratdaya dari Kelompok Mutus yang dapat dikorelasikan dengan *pebbly mudstone* Formasi Bahorok (Kelompok Tapanuli) yang berumur Perm-Karbon.

Cekungan Sumatera Tengah sendiri terdiri dari sedimen Tersier yang berumur antara Eosen tengah-akhir sampai pada Pleistosen. White (1975) dan Wongsosantiko (1976), Eubank dan Makki (1981), Suyanto dan Wycherley (1984) dalam Heidrick dan Aulia (1993) membagi unit stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah dari Kala Paleogen-Pliosen dan Kuartar menjadi lima, yaitu Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani, dan Formasi Minas/Aluvial (Gambar 2.4).



Gambar 2.3. Perkembangan Tektonostratigrafi Cekungan Sumatera Tengah

[Heidrick dan Aulia, 1996]

2.3.1 Kelompok Pematang

Kelompok Pematang merupakan lapisan sedimen tertua berumur Paleogen (24-65 jtyl). Sedimen syn-rift Kelompok Pematang diendapkan pada *graben* yang berarah Utara-Selatan dan terdiri dari sedimen kipas alluvial, fluvial, dan lacustrin. Williams et al. (1985) membagi kelompok Pematang menjadi lima formasi berdasarkan ciri-ciri litologi dari beberapa data *sample* pemboran, yaitu *Lower Red Beds Formation*, *Brown Shale Formation*, *Lake Fill Formation*, *Coal Zone Formation*, dan *Fanglomerat Formation*.

- a. *Lower Red Beds Formation* tersusun atas litologi batulumpur (*mudstone*), batulanau, batupasir, dan sedikit konglomerat. Distribusi fasies dalam formasi ini sangat sulit ditentukan karena sangat terbatasnya pemboran dalam. Namun demikian ada indikasi bahwa formasi ini kemungkinan diendapkan pada lingkungan danau atau rawa.
- b. *Brown Shale Formation* menumpang di atas *Lower Red Beds Formation*, namun di beberapa tempat menunjukkan adanya kesamaan fasies secara lateral. Litologi penyusun terdiri dari serpih laminasi baik, kaya akan material organik, berwarna coklat sampai hitam, yang mengindikasikan lingkungan pengendapan dengan kondisi air tenang. Pada bagian cekungan yang lebih dalam dijumpai perselingan batupasir, yang diperkirakan diendapkan oleh mekanisme arus turbidit.
- c. *Coal Zone Formation*, di beberapa tempat dijumpai ekuivalen secara lateral dengan *Brown Shale Formation* dan ditempat lain menunjukkan menumpang di atasnya. Litologinya terdiri atas serpih, batubara, dan sedikit batupasir.
- d. *Lake Fill Formation* tersusun atas litologi batupasir fluvial dan delta (*fluvial and deltaic sandstone*), konglomerat, dan *shallow lacustrine shales*. Ketebalan mencapai 2.000 kaki dengan proses pengendapan yang berjalan cepat pada lingkungan *fluvio-lacustrine-delta systems* yang kompleks. Pada posisi cekungan yang lebih dalam, formasi ini dapat disamakan dengan *Brown Shale Formation* dan *Coal Zone Formation* yang ada di bawahnya. Di beberapa tempat, formasi ini dijumpai *downlap* terhadap *Brown Shale Formation*.
- e. *Fanglomerate Formation*, tersusun atas litologi batupasir, konglomerat, dengan sedikit batulumpur berwarna merah sampai hijau. Formasi ini diendapkan terutama sepanjang batas gawir sesar sebagai suatu seri sistem endapan kipas alluvial. Formasi ini secara vertikal dan lateral mengalami transisi menuju *Lower Red Beds*, *Brown Shale*, *Coal Zone*, dan *Lake Fill Formations*.

Kelompok Pematang ini merupakan batuan induk (*source rock*) hidrokarbon utama bagi perangkap-perangkap minyak bumi yang ada pada Cekungan Sumatera Tengah.

2.3.2 Kelompok Sihapas

Diatas Kelompok Pematang diendapkan Kelompok Sihapas yang merupakan suatu seri sedimen pada saat aktivitas tektonik mulai berkurang yang terjadi selama Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah. Kompresi yang terjadi bersifat setempat yang ditandai dengan pembentukan sesar dan lipatan pada tahap inversi yang terjadi bersamaan dengan penurunan muka air laut global. Proses geologi yang terjadi pada saat itu adalah pembentukan morfologi hampir rata (*penneplain*) yang terjadi pada Kelompok Pematang dan *basement* yang tersingkap. Periode ini diikuti oleh terjadinya *subsidence* kembali dan transgresi ke dalam cekungan tersebut.

Kelompok Sihapas ini terdiri dari Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Duri, dan pada fase tektonik yang sama (F2) diendapkan Formasi Telisa diatas Kelompok Sihapas.

- a. *Formasi Menggala*, merupakan bagian terbawah dari kelompok Sihapas yang berhubungan secara tidak selaras dengan Kelompok Pematang yang dicirikan oleh kontak berupa hiatus. Dicirikan oleh litologi batupasir konglomeratan berselang seling dengan batupasir halus sampai sedang, yang diendapkan saat Miosen awal pada *fluvial channel*, dan mencapai ketebalan 1800 kaki. Sedimen klastik diendapkan pada *fluvial-braided stream* dan secara lateral berubah menjadi *marine deltaic* ke arah utara. Formasi ini *onlap* terhadap *basement* dan struktur yang dihasilkan oleh inversi Oligosen dan jarang dijumpai diendapkan diatas tinggian. Formasi ini berubah secara lateral dan vertikal ke arah barat menjadi *marine shale* yang termasuk Formasi Bangko, dan menjadi lingkungan transisi dan laut terbuka ke arah timur yang merupakan Formasi Bekasap. Batupasir formasi ini merupakan reservoir yang penting bagi lapangan Minas.
- b. *Formasi Bangko*, terdapat secara selaras di atas Formasi Menggala, yang terdiri dari batulempung yang diendapkan pada lingkungan laut terbuka mulai dari lingkungan paparan (*shelf*) sampai *delta plain* dan batulempung karbonatan yang berselingan dengan batupasir lanauan dan berubah secara lateral menjadi batugamping pada daerah yang sedikit menerima suplai material klastik. Pengaruh lingkungan laut menyebabkan pengendapan

foraminifera yang berfungsi sebagai penunjuk umur formasi ini yaitu Miosen Awal (NN1-NN2). Formasi ini merupakan batuan tudung (*seal*) bagi batupasir yang ada di bawahnya.

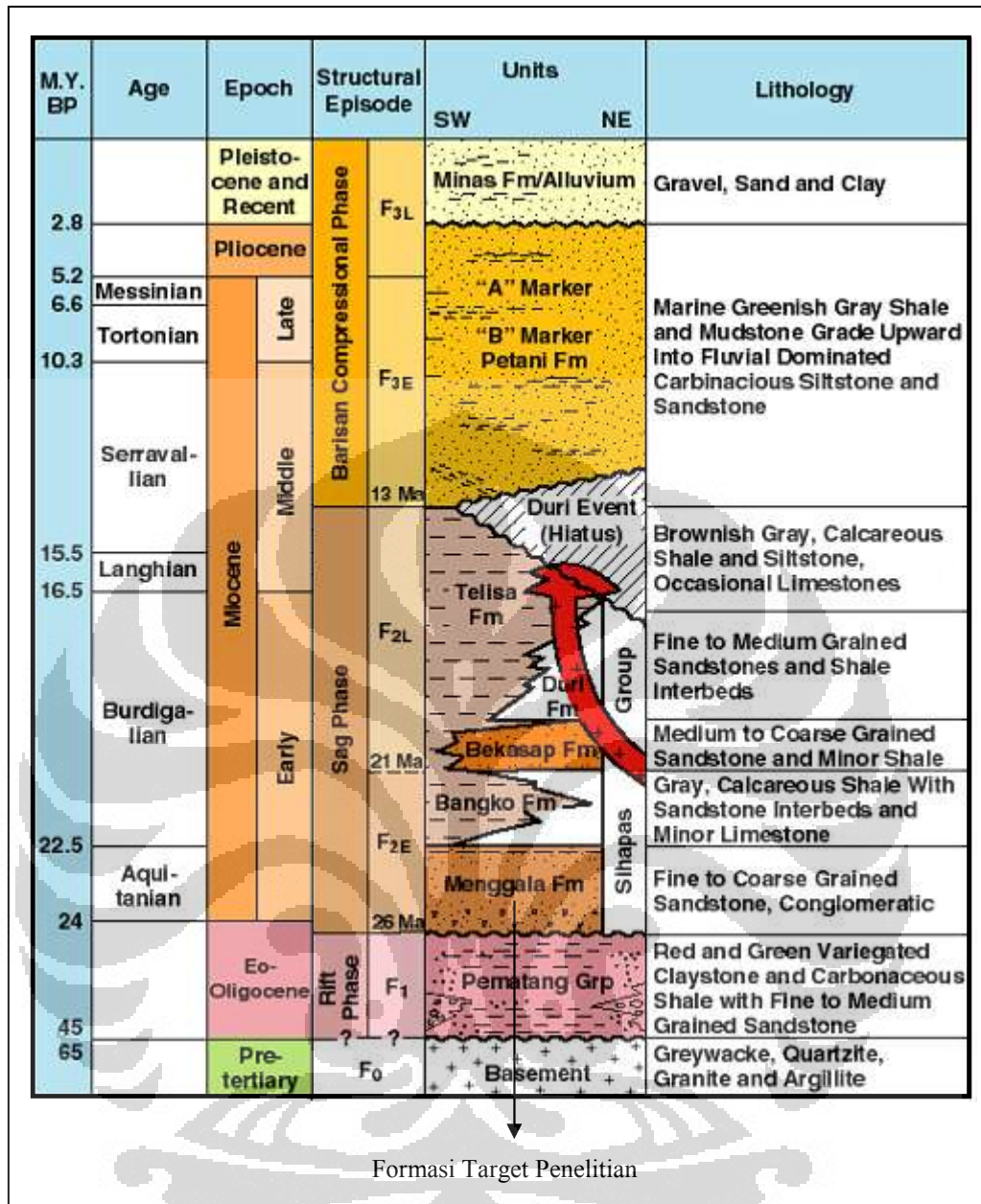
- c. *Formasi Bekasap*, disusun oleh batupasir glaukonitan halus sampai kasar serta masif dan berselang seling dengan serpih yang tipis, dan diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko. Kadang kala dijumpai lapisan tipis batubara dan batugamping. Formasi ini diendapkan pada Miosen Awal di lingkungan *delta plain* dan *delta front* atau laut dangkal. Batupasir Bekasap adalah lapisan sedimen yang secara *diakronous* menutup Cekungan Sumatera yang pada akhirnya menutup semua tinggian yang terbentuk sebelumnya. Kandungan fosil foraminifera menunjukkan umur Miosen Awal (NN2-NN3).
- d. *Formasi Duri*, diendapkan secara selaras di atas Formasi Bekasap dan bagian teratas dari Kelompok Sihapas, yang di beberapa tempat berumur yang sama dengan Bekasap. Terdiri suatu seri batupasir yang terbentuk di lingkungan *inner neritic deltaic* di utara dan tengah cekungan. Seri ini dicirikan batupasir butir halus sampai menengah yang secara lateral menjadi batupasir laut dalam dari Formasi Telisa. Formasi ini berumur Miosen tengah (NN3), dengan ketebalan lebih dari 300 kaki.

2.3.3 Formasi Telisa

Diendapkan di atas Kelompok Sihapas yang disusun oleh serpih marin dan lanau yang sedikit gampingan. Mempunyai hubungan yang menjari dengan Formasi Bekasap/Duri, dan di beberapa tempat mempunyai hubungan yang sejajar. Formasi Telisa ini merupakan batuan tudung (*seal*) regional bagi Kelompok Sihapas yang ada di bawahnya, dan mencapai ketebalan lebih dari 9000 kaki. Formasi ini berumur Miosen Awal-Miosen Tengah (NN4-NN5).

2.3.4 Formasi Petani

Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa dan menggambarkan fase regresif dari siklus pengendapan Cekungan Sumatera Tengah. Formasi ini diendapkan mulai dari lingkungan laut dangkal, pantai, dan ke atas sampai lingkungan delta yang menunjukkan regresi air laut.



Gambar 2.4. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah [Eubank & Makki, 1981; Heidrick & Aulia, 1993]

Terdiri dari batupasir, batulempung, batupasir glaukonitan, dan batugamping yang dijumpai pada bagian bawah, sedangkan batubara banyak dijumpai di bagian atas dan terjadi pada saat pengaruh laut semakin berkurang. Komposisi dominan batupasir adalah kuarsa, berbutir halus hingga kasar, umumnya tipis dan mengandung sedikit butiran lempung yang secara umum mengasar ke atas (*coarsening upward*). Memiliki ketebalan rata-rata 6000 kaki yang berumur Miosen Akhir-Pliosen Awal, atau N9 (NN5)–N21 (NN18).

Penentuan umur pada bagian atas formasi ini kadang membingungkan karena tidak adanya fosil laut, dan hidrokarbon yang terdapat pada formasi ini tidak komersial.

2.3.5 Formasi Minas/Aluvial (*Minas/Alluvial Formation*)

Formasi ini merupakan endapan kuartar yang diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Litologinya dicirikan oleh lapisan-lapisan tipis konglomerat, pasir dan kerikil, pasir kuarsa lepas berukuran halus sampai sedang serta limonit berwarna kuning. Batuan yang terbentuk umumnya belum terkompaksi dengan baik, sehingga masih bersifat lepas-lepas. Pengendapannya sudah dimulai sejak Pleistosen dan terus berlangsung hingga saat ini. Diendapkan pada lingkungan fluvial hingga darat.

Pada Cekungan Sumatera Tengah, Formasi *Brown Shale* dari Kelompok Pematang adalah batuan induk utama. Formasi Menggala, Bekasap, dan Duri merupakan reservoir utama, dan Formasi Bangko, Formasi Telisa merupakan batuan tudung.

2.4 Sistem *Petroleum* Cekungan Sumatera Tengah

Cekungan Sumatera Tengah memiliki lapangan minyak dan gas bumi, hal itu menunjukkan bahwa cekungan tersebut memenuhi syarat sistem *petroleum*, yaitu terdapat batuan induk, batuan reservoir, perangkap, lapisan tudung, dan waktu migrasi yang tepat.

2.4.1 Batuan Induk

Sebagian besar minyak dan gas bumi di Cekungan Sumatera Tengah dihasilkan oleh serpih kaya organik dari Formasi Brown Shale anggota Kelompok Pematang yang diendapkan pada lingkungan lacustrine selama Eo-Oligosen (Williams et.al., 1985). Selain serpih kaya organik anggota Kelompok Pematang, serpih laut Formasi Telisa yang Miosen Awal–Miosen Tengah dimungkinkan juga berperan sebagai batuan induk pada lapangan di Sumatera Tengah.

2.4.2 Batuan Reservoir dan Batuan Tudung

Kelompok Sihapas yang terbentuk pada Miosen Awal–Miosen Tengah merupakan reservoir utama Cekungan Sumatera Tengah. Anggota Kelompok Sihapas yang berfungsi sebagai reservoir adalah Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap dan Formasi Duri (Heidrick dan Aulia, 1993). Batuan tudung dari reservoir Formasi Menggala adalah Formasi Bangko dengan litologinya serpih karbonatan. Batuan tudung reservoir Formasi Bekasap dan Formasi Duri berupa serpih Formasi Telisa (Heidrick dan Aulia, 1993).

2.4.3 Migrasi

Berpindahnya minyak dari batuan induk ke batuan reservoir (migrasi) yang jauh mengakibatkan hidrokarbon mencapai reservoir pada formasi yang letaknya lebih tinggi yaitu Formasi Menggala dan Formasi Bekasap. Migrasi ini dapat terjadi karena adanya perbedaan densitas. Densitas minyak yang lebih kecil menyebabkan minyak tersebut bergerak ke atas. Selain itu didukung oleh adanya jebakan berupa sesar sebagai jalan untuk minyak bermigrasi.

2.4.4 Perangkap

Jenis perangkap hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Tengah pada umumnya merupakan perangkap struktur. Jenis perangkap struktur pada cekungan ini dapat dibedakan menjadi tiga jenis, yaitu :

1. Antiklin relief tinggi sampai sedang Miosen Tengah (13 jtyl) yang berarah N 10-25°W.
2. Lipatan-lipatan antiklin relief tinggi yang berjajar di sepanjang patahan yang terbentuk pada Miosen Tengah (13 jtyl).
3. Struktur pop up relief rendah yang terbentuk pada Miosen Awal dan Miosen Tengah (25-13 jtyl) (Heidrick dan Aulia, 1993).

Menurut Heidrick dan Aulia (1993), sesar mendatar *dextral* berarah utara-selatan di Cekungan Sumatera Tengah dapat membentuk struktur pop up (antiklin) pada sesar-sesar yang membelok ke kiri (*left sleeping*). Struktur pop up tersebut dapat berperan sebagai jebakan hidrokarbon.

BAB 3

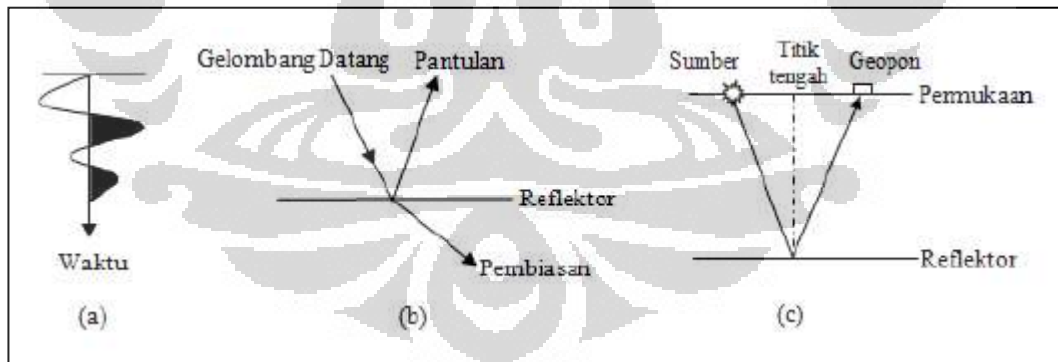
TEORI DASAR

3.1 Metode Seismik Refleksi

3.1.1 Terjadinya Gelombang Refleksi

Seismik refleksi adalah metode yang didasarkan atas analisa refleksi gelombang elastik dari lapisan-lapisan batuan di bawah permukaan. Refleksi gelombang direkam di permukaan berupa respon amplitudo dan waktu kedatangan (*arrival time*) dari masing-masing reflektor.

Pulsa seismik merambat melewati batuan dalam bentuk gelombang elastik yang mentransfer energi menjadi pergerakan partikel batuan. Dimensi dari gelombang elastik atau gelombang seismik jauh sangat besar dibandingkan dengan dimensi pergerakan partikel batuan tersebut. Meski demikian, penjalaran gelombang seismik dapat diterjemahkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang disebabkan oleh vibrasi selama penjalaran gelombang tersebut (Sukmono, 2002).



Gambar 3.1 Unsur Dasar Metode Seismik Refleksi (a) Skema *Wavelet* Sumber (b) Refleksi dan Refraksi pada Batas IA (c) Geometri Refleksi pada Reflektor Horizontal [Sukmono, 2002]

3.1.2 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Impedansi Akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi Akustik didapatkan dari hasil perkalian antara densitas (ρ) dan kecepatan (V).

$$IA = \rho V \quad (3.1)$$

Dalam mengontrol harga IA , kecepatan mempunyai arti lebih penting daripada densitas. Porositas dan fluida pengisi batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Anstey (1977) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras (“*hard rock*”) dan sukar dimampatkan, seperti batugamping, granit mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah.

Energi seismik yang terus menjalar ke dalam bumi tersebut 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 energi 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 ini.

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

$$E \text{ (pantul)} / E \text{ (datang)} = KR \times KR \quad (3.2)$$

$$KR = (IA_2 - IA_1) / (IA_1 + IA_2) \quad (3.3)$$

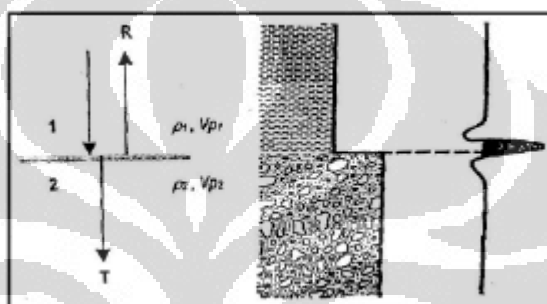
dimana E = Energi

KR = Koefisien refleksi

IA_1 = Impedansi akustik lapisan atas

IA_2 = Impedansi akustik lapisan bawah

Koefisien Refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Persamaan di atas menunjukkan bahwa koefisien refleksi dapat berharga positif maupun negatif, bergantung pada besarnya impedansi akustik kedua medium yang bersangkutan dan nilai absolutnya tidak lebih dari 1. Koefisien Refleksi akan mempengaruhi harga amplitudo gelombang pada penampang seismik serta polaritas gelombang seismik. Semakin besar kontras IA, semakin kuat refleksi yang dihasilkan, maka semakin besar juga amplitudo gelombang seismik tersebut.



Gambar 3.2 Koefisien Refleksi Sudut Datang Nol Menggunakan *Wavelet Zero Phase* [Ekowati, 2011]

3.1.3 Polaritas dan Fasa

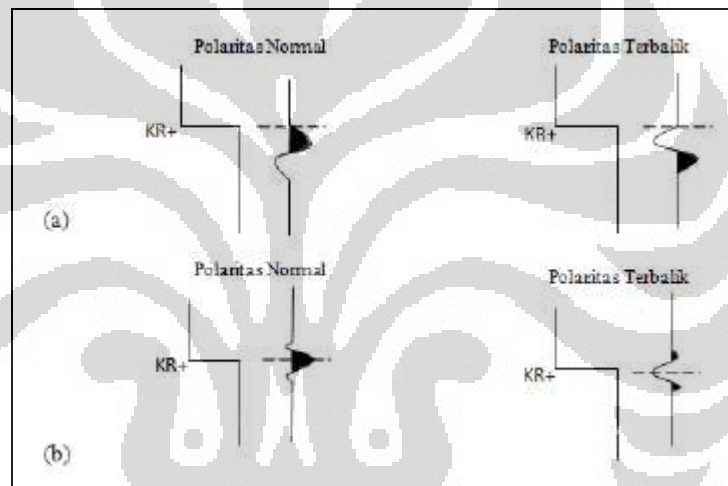
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan. Polaritas ini terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. *Society of Exploration Geophysicist* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai:

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada *hydrophone* atau pergerakan awal ke atas pada *geophone*.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai positif pada *tape*, defleksi positif pada monitor dan *peak* pada penampang seismik.

Oleh karenanya dengan menggunakan konvensi ini, maka pada penampang seismik yang menggunakan konvensi normal SEG akan didapatkan :

1. Pada bidang batas refleksi dimana $IA_2 > IA_1$ akan berupa *peak*.
2. Pada bidang batas refleksi dimana $IA_2 < IA_1$ akan berupa *trough*.

Pulsa seismik dapat dikelompokkan menjadi dua tipe, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pulsa fasa minimum memiliki energi yang terkonsentrasi di awal, seperti umumnya banyak sinyal seismik. Pulsa fasa nol terdiri dari puncak utama dan dua *side lobes* dengan tanda berlawanan dengan amplitudo utama dan lebih kecil.



Gambar 3.3 Polaritas Normal dan Terbalik Menurut SEG a) Fasa Minimum b) Fasa Nol [Sukmono, 2002]

3.1.4 Resolusi Vertikal Seismik

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

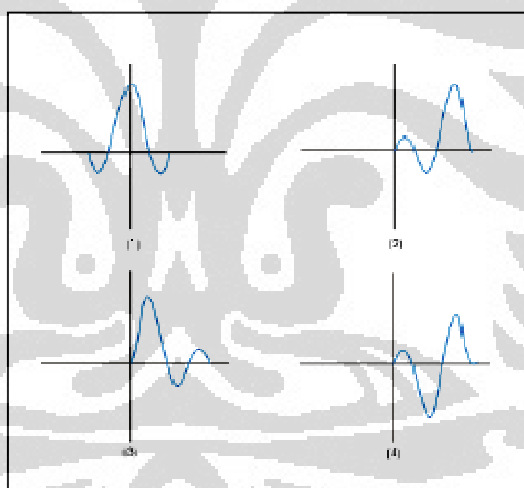
Nilai dari resolusi vertikal adalah

$$rv = \text{kecepatan}/4.\text{frekuensi} \quad (3.4)$$

Dapat dilihat dari persamaan di atas bahwa hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas $\frac{1}{4} \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut **ketebalan tuning** (*tuning thickness*). Kecepatan akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah. Dengan demikian ketebalan tuning bertambah besar. Analisis tuning diperlukan untuk menghitung ketebalan lapisan minimum agar dapat dibedakan oleh seismik terhadap lapisan lainnya. Jika lapisan memiliki ketebalan di bawah ketebalan lapisan tuning maka akan terjadi penumpukan amplitudo gelombang.

3.1.5 Wavelet

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



Gambar 3.4 Jenis-jenis *Wavelet* 1) *Zero Phase Wavelet* 2) *Maximum Phase Wavelet* 3) *Minimum Phase Wavelet* 4) *Mixed Phase Wavelet* [Sukmono, 1999]

3.1.6 Korelasi Geologi dan Rekaman Seismik Refleksi

Seismik hanya mampu mendeteksi batas litologi bila terdapat perubahan impedansi akustik sepanjang batas tersebut yang besarnya lebih dari *detectable limit* dari gelombang seismik yang dipakai. Paramater yang paling dekat

hubungannya dengan litologi adalah amplitudo, polaritas, *spacing* atau frekuensi refleksi.

Amplitudo adalah ketinggian puncak (*peak*) atau palung (*trough*) refleksi yang besarnya tergantung pada koefisien refleksi. Perubahan vertikal amplitudo dapat digunakan untuk membantu identifikasi ketidakselarasan, sedangkan perubahan lateral dapat digunakan untuk identifikasi perubahan fasies seismik.

Polaritas refleksi, misal dapat ditentukan dari amplitudo maksimum rekaman berfasa nol. Kombinasi polaritas dan amplitudo dapat menjadi petunjuk jenis litologi yang menyebabkan timbulnya refleksi. Sebagai contoh, pada sekuen muda dan dangkal, batupasir porositas tinggi yang ditutupi lempung dapat menghasilkan amplitudo sedang-tinggi dengan koefisien refleksi negatif. Sedangkan lempung yang menutupi batugamping masif akan menghasilkan amplitudo tinggi dengan koefisien refleksi positif.

Kontinuitas refleksi, mencerminkan konsistensi kemenerusan lateral refleksi. Refleksi yang diskontinyu adalah bila terdapat kelurusan yang menerus, tapi bagian yang menerus tersebut terpotong oleh suatu *gap* yang lebarnya bisa mencapai dua-tiga tras. Kontinuitas refleksi mencerminkan kondisi perubahan lateral impedansi akustik dan litologi. Refleksi yang diskontinyu mencerminkan lingkungan pengendapan dimana dominan terjadi perubahan lateral fasies, misal pada sistem fluvial. Refleksi yang kontinyu mencerminkan kondisi pengendapan lateral yang seragam terjadi secara ekstensif, misal pada lingkungan laut dalam.

Frekuensi refleksi, adalah jumlah refleksi per unit waktu dan dipengaruhi oleh kombinasi efek interferensi dan frekuensi sinyal seismik. Perubahan vertikal frekuensi refleksi dapat digunakan untuk mendeteksi batas antar sekuen pengendapan.

Arti perubahan litologi merupakan kunci untuk memahami hubungan antara rekaman seismik dan kondisi geologi terkait. Jenis litologi dapat dibagi menjadi dua kelompok besar, yaitu:

1. Sedimen yang terendapkan secara mekanis, yaitu tertransportasikan oleh dan terendapkan dari fluida.
2. Sedimen yang terbentuk secara kimiawi (misal garam dan evaporit) atau proses biologis (*reef*).

Selain perubahan litologi dan efek bising maka perubahan karakter refleksi dapat diakibatkan oleh efek hidrokarbon dan proses diagenesa.

1. **Gas**, perilaku bagaimana reservoir merespon kehadiran gas tergantung pada impedansi akustik bagian reservoir yang terisi gas tersebut, batuan penutup dan ketebalan kolom gas. Bila kolom gas cukup tebal dan terdapat kontras impedansi akustik antara reservoir yang terisi gas-/minyak atau gas-/air, maka akan terjadi *flat spot*. Sebagai acuan umum, *flat spot* umumnya ditemui pada batupasir dan karbonat dengan kedalaman kurang dari 2.5 km.
2. **Minyak**, kehadiran minyak lebih sulit dideteksi pada rekaman seismik, karena antara minyak dan air mempunyai densitas dan kecepatan yang hampir sama. Efek yang dapat diharapkan terkadang adalah penurunan kecil dari impedansi akustik dan anomali refleksi datar.
3. **Efek Diagenesa**, perubahan yang terjadi setelah pengendapan berlangsung, baik tekstur maupun komposisi mineral sedimen yang disebabkan oleh kimia dan fisika. Efek Diagenesa dapat mengakibatkan perubahan harga densitas dan kecepatan jelas akan mempengaruhi rekaman seismik dan menimbulkan potensi jebakan.

Refleksi seismik mengikuti batas litologi tapi bukan batas fasies. Perubahan lateral fasies umumnya akan dicerminkan oleh perubahan amplitudo, bentuk gelombang, frekuensi dan kontinuitas.

3.2 Tinjauan Umum *Well-Logging*

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

- Log Radioaktif yang terdiri dari Log Sinar Gamma, Log Neutron dan Log Densitas.
- Log Sonik.
- Log lain seperti Log Dipmeter, Log Temperatur, Log Kaliper.

3.2.1 Log Sinar Gamma (*Gamma-Ray*)

Nilai kurva Log *Gamma-Ray* tergantung dari banyaknya nilai radioaktif yang terkandung dalam suatu formasi batuan. Pada batuan sedimen, batuan yang banyak mengandung unsur radioaktif (K, Th, U) adalah serpih dan lempung. Oleh karena itu, besarnya nilai kurva tergantung dari banyaknya kandungan serpih atau lempung pada batuan.

3.2.2 Log Densitas

Prinsip kerja log ini adalah memancarkan sinar gamma energi menengah ke dalam suatu formasi sehingga akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi sinar gamma yang kemudian dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkam ke permukaan. Hal ini mencerminkan fungsi dari harga rata-rata kerapatan batuan.

3.2.3 Log Sonik

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

3.3 *Well-Seismic Tie*

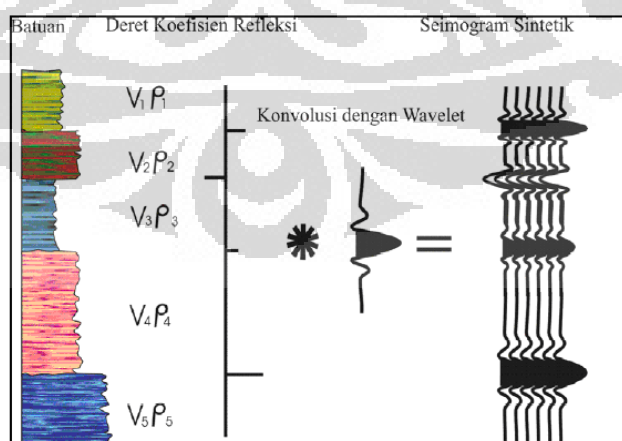
Untuk meletakkan *horizon* seismik (skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya

yang umumnya diplot pada skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well-seismic tie*. Terdapat banyak teknik pengikatan, tetapi yang umum digunakan adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetik dari hasil *survey* kecepatan (*well velocity survey*).

3.3.1 Seismogram Sintetik

Seismogram Sintetik adalah data seismik buatan yang dibuat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut. Konvolusi adalah cara untuk mengombinasikan dua buah deret angka yang menghasilkan deret angka yang ketiga. Di dalam dunia seismik, deret-deret angka tersebut adalah *wavelet* sumber gelombang, reflektivitas bumi dan rekaman seismik.

Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas, bentuk gelombang) yang sama dengan rekaman seismik. Korelasi sintetik dengan horizon geologi beserta kedalamannya dapat dilihat dari log geologi terkait. Sintetik juga sangat berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap *horizon*.



Gambar 3.5 Seismogram Sintetik yang Diperoleh dari Konvolusi RC [Sukmono, 1999]

Seismogram sintetik dibuat untuk mengorelasikan antara informasi sumur (litologi, sumur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap tras seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.

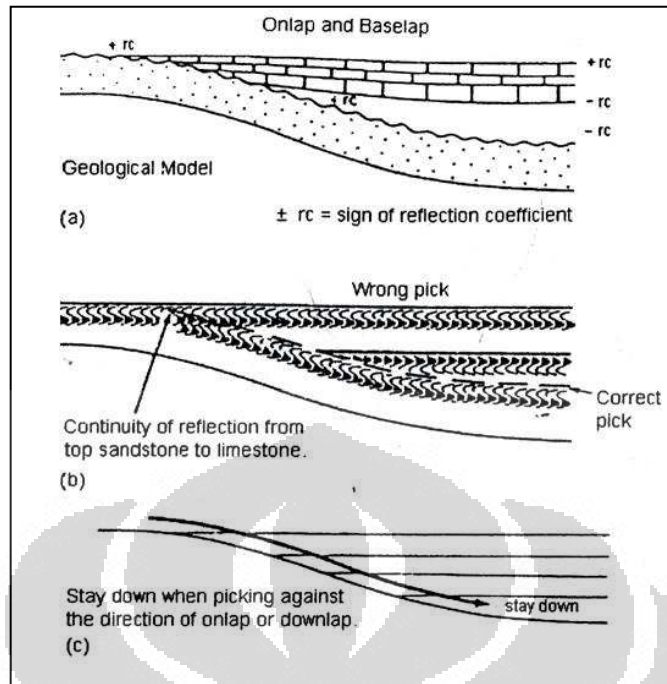
3.3.2 *Checkshot Survey*

Pada *checkshot survey* kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang di atas permukaan. Sebaiknya sumber gelombang yang digunakan sama dengan yang dipakai pada *survey* seismik. Dari data log geologi dapat ditentukan posisi *horizon* yang akan dipetakan. Waktu *first break* rata-rata untuk tiap *horizon* dilihat dari hasil pengukuran tersebut. Kegunaan utama dari *checkshot* adalah untuk mendapatkan *Time-Depth Curve* yang kemudian dimanfaatkan lebih lanjut untuk pengikatan data seismik dan sumur (*well-seismic tie*), penghitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata, dan koreksi data sonik pada pembuatan seismogram sintetik.

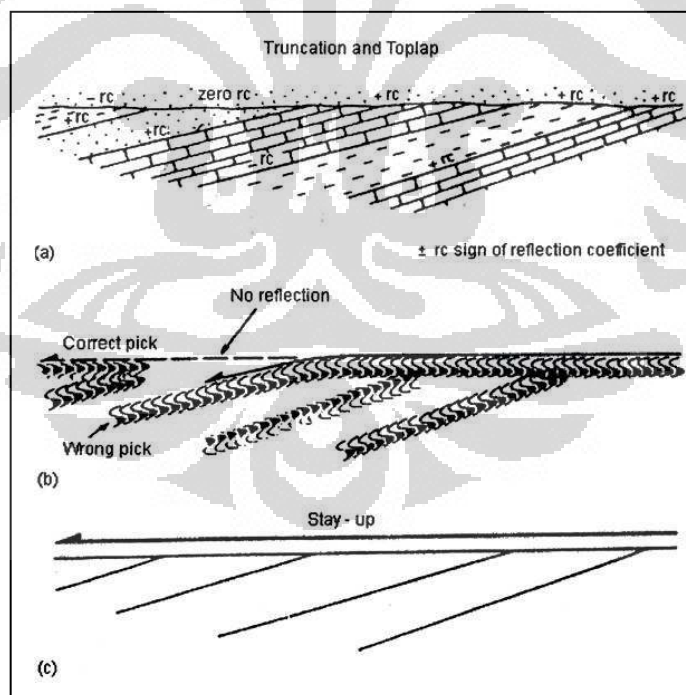
3.4 *Picking Horizon*

Pengetahuan mengenai bentuk gelombang seismik akan sangat membantu untuk *picking* akurat dari batas sekuen atau *horizon* target. Sebuah batas dengan koefisien refleksi positif paling baik *dipick* pada onset gelombang kompresi (puncak palung untuk polaritas normal) pada penampang fasa minimum, sedangkan untuk penampang fasa nol, *picking* dilakukan di tengah palung. Meskipun lokasi *picking* ini sudah diketahui, sering timbul problem lagi saat ada perubahan karakter refleksi. Dalam hal ini pengetahuan dan kondisi geologi akan sangat membantu, misalnya :

- Untuk sebuah permukaan yang di *onlap* atau di *downlap*, *picking horizon* sebaiknya dijaga disisi bawah dari arah *onlap* atau *downlap* tersebut (Gambar 3.6).
- Untuk permukaan yang tererosi atau *ter-toplap*, *picking* sebaiknya dijaga disisi atas dari arah kemiringan pemotongan erosi tersebut (Gambar 3.7).



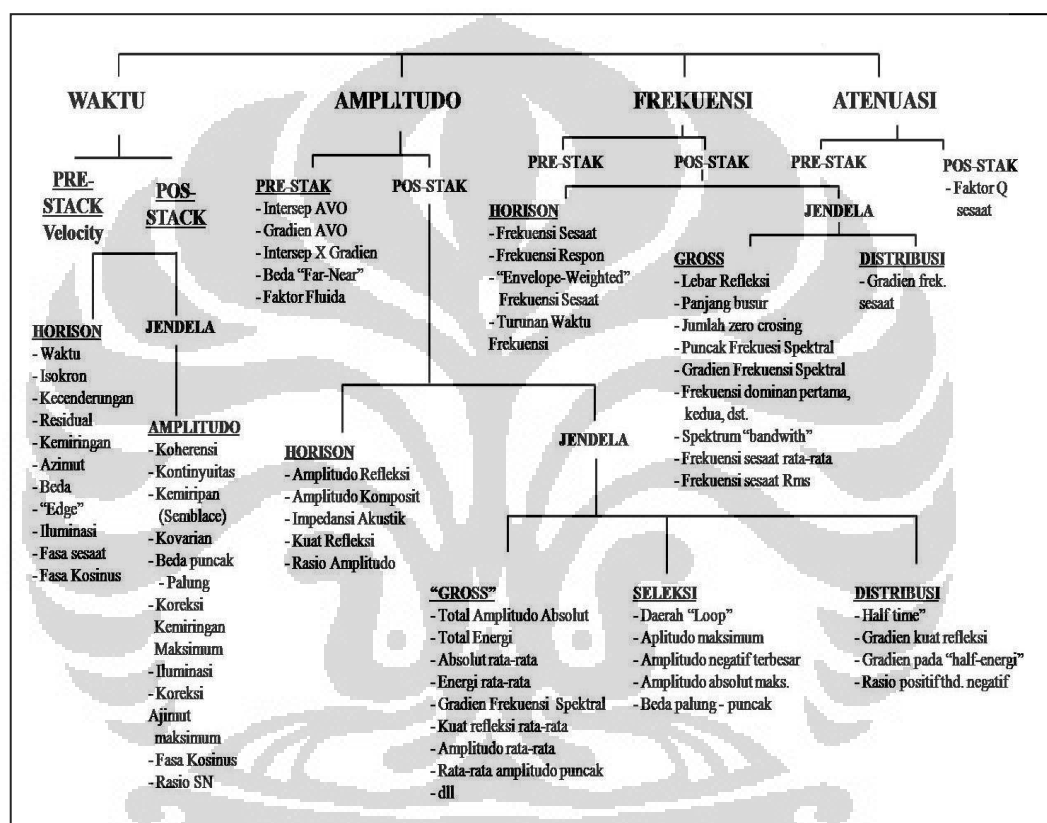
Gambar 3.6 Ilustrasi Kriteria *Picking* pada Kasus *Onlap* dan *Downlap* [Sukmono, 2002]



Gambar 3.7 Ilustrasi Kriteria *Picking* pada Kasus *Toplap* dan *Pemotongan* [Sukmono, 2002]

3.5 Atribut Seismik

Atribut seismik didefinisikan bermacam-macam, diantaranya Barnes (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik, sedangkan Brown (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai suatu informasi dasar derivatif dari data seismik. Informasi dasar yang dapat diturunkan dari data seismik adalah waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut seismik (Gambar 3.8).

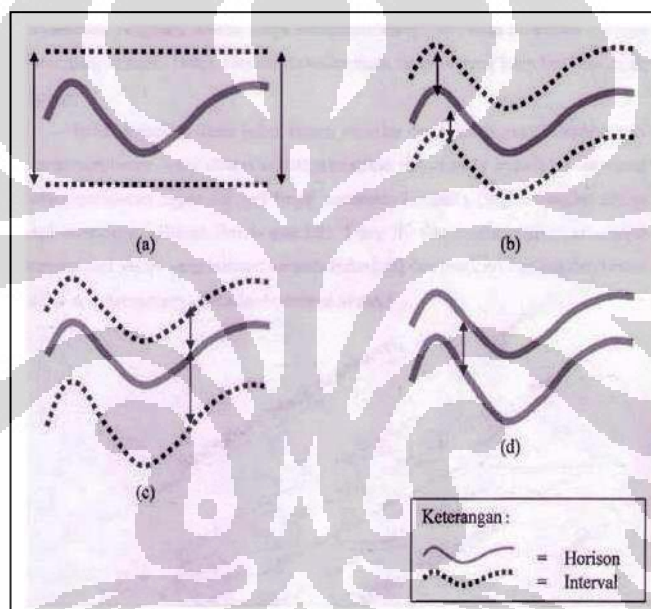


Gambar 3.8 Klasifikasi Seismik Atribut [Brown, 1999]

Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut turunan amplitudo lebih cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan reservoir. Peran atribut turunan frekuensi sampai saat ini belum terlalu dipahami, namun terdapat keyakinan bahwa atribut ini akan menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal reservoir dan stratigrafi. Atribut atenuasi praktis belum dimanfaatkan saat ini,

namun dipercaya bahwa atribut ini di masa datang akan berguna untuk memahami permeabilitas.

Atribut-atribut yang terdapat umumnya adalah atribut hasil pengolahan *post-stack* yang dapat diekstrak sepanjang satu *horizon* atau dijumlahkan sepanjang kisaran *window* tertentu. Umumnya analisa *window* tersebut merupakan suatu interval waktu atau kedalaman yang datar dan konstan sehingga secara praktis tampilannya berupa suatu sayatan yang tebal dan sering dikenal dengan sayatan statistika (Sukmono, 2001). Analisa *window* pada ekstraksi atribut dapat ditentukan dengan empat cara, yaitu:



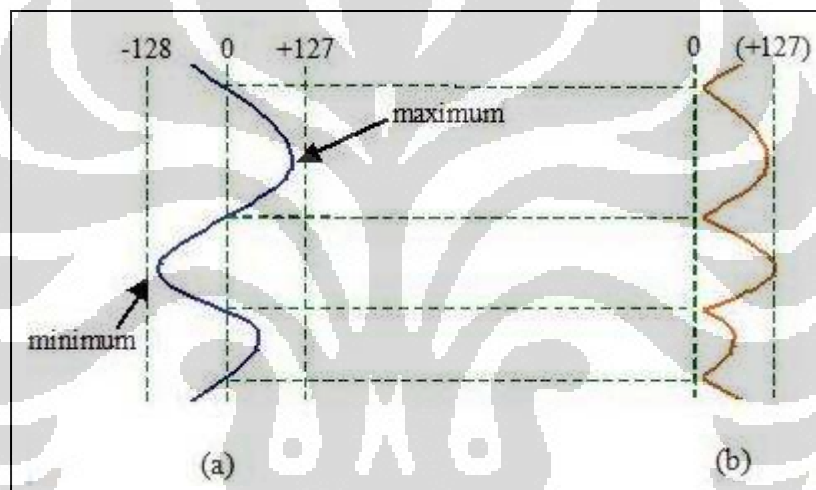
Gambar 3.9 (a) Analisa *window* konstan (b) Analisa *window* yang dipusatkan pada *horizon* (c) Analisa *window* untuk bagian atas dan bawah *horizon* (d) Analisa *window* antar *horizon* [Sukmono, 2007]

- Analisa *window* konstan, yaitu dengan mengambil nilai interval yang selalu tetap dengan interval waktu/kedalaman yang selalu sama.
- Analisa *window* yang dipusatkan pada sebuah *horizon*, yaitu dengan mengambil nilai interval mengikuti *horizon* dengan lebar yang sama besar untuk bagian atas dengan bagian bawah dari *horizon* tersebut.

- Analisa *window* dengan nilai tertentu pada *horizon*, yaitu dengan nilai interval yang dapat ditentukan berbeda untuk bagian atas dan bagian bawah dari *horizon*.
- Analisa *window* antar *horizon*, dimana interval yang diambil dibatasi bagian atas dan bagian bawahnya, masing-masing oleh sebuah *horizon* yang berbeda.

3.5.1 Kuat Refleksi

Kuat refleksi didefinisikan sebagai *envelop* dari jejak seismik (Gambar 3.10). Kuat refleksi selalu bernilai positif dan selalu mempunyai magnitudo yang sama dengan jejak *real* seismik.



Gambar 3.10 (kiri) *Envelop* Amplitudo dari Jejak Reflektivitas (kanan) Jejak Kuat Refleksi [Wikipedia.org]

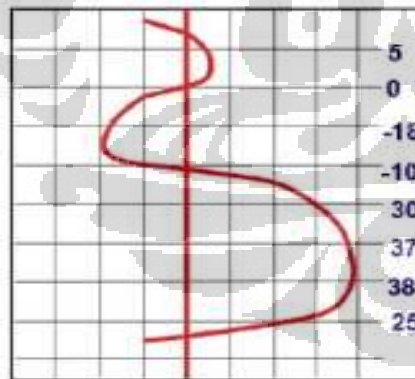
Kuat refleksi memberikan informasi mengenai kontras impedansi akustik. Perubahan lateral pada kuat refleksi sering berasosiasi dengan perubahan litologi secara umum dan berasosiasi dengan akumulasi hidrokarbon. Reservoir gas secara khusus, sering muncul sebagai refleksi amplitudo tinggi atau lebih dikenal dengan *bright spot*. Perubahan tajam pada kuat refleksi bisa berasosiasi dengan struktur patahan atau zona pengendapan misalnya *channels*. Kuat refleksi juga berguna untuk identifikasi perlapisan batuan dan membantu untuk mendeskripsi satu reflektor masif seperti ketidakselarasan dari kelompok reflektor.

3.5.2 Atribut Amplitudo

Amplitudo adalah salah satu atribut dasar dari suatu tras seismik, awalnya ketertarikan akan amplitudo terbatas pada keberadaannya, bukan kontras nilai pada *time* seismik yang digunakan untuk analisa struktur. Sekarang ini pemrosesan data seismik bertujuan untuk mendapatkan nilai amplitudo yang asli sehingga analisa stratigrafi dapat dilakukan. Amplitudo seismik dapat juga digunakan sebagai DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*), fasies dan pemetaan sifat-sifat reservoir.

Perubahan nilai amplitudo secara lateral dapat digunakan untuk membedakan suatu fasies dengan fasies lainnya, contohnya lapisan *concordant* yang memiliki nilai amplitudo tinggi, sedangkan *hummocky* dicirikan oleh amplitudo yang rendah, dan *chaotic* memiliki amplitudo yang paling rendah dibandingkan ketiganya. Lingkungan yang didominasi oleh batupasir juga memiliki nilai amplitudo yang lebih besar dibandingkan batuserpih. Sehingga kita dapat memetakan penyebaran batupasir dengan lebih mudah dengan peta amplitudo. Jenis-jenis perhitungan atribut amplitudo yang digunakan dalam penelitian adalah :

- **Amplitudo RMS (*Root Mean Square*)**



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

$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{8}(5^2 + 0^2 + \dots + 25^2)}$$

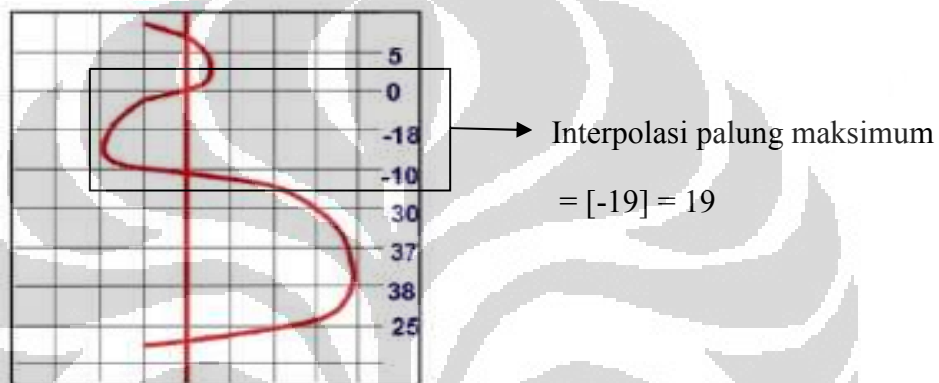
$$\text{RMS} = 24.46$$

Salah satu sinyal seismik yang umumnya digunakan untuk mendapatkan informasi reservoir adalah amplitudo. Pendekatan interpretatif untuk mengevaluasi reservoir dari atribut amplitudo menggunakan asumsi yang sederhana, yaitu *bright spot* pada peta seismik yang mendasarkan pada besar kecilnya amplitudo akan lebih tinggi bila saturasi hidrokarbon tinggi, porositas

semakin besar, *pay thickness* lebih tebal (walaupun dengan beberapa komplikasi *tuning effect*). Secara umum bahwa semakin terang *bright spot* (semakin nyata kontras amplitudo) maka semakin bagus prospeknya.

Dalam gelombang seismik, amplitudo menggambarkan jumlah energi dalam domain waktu. Amplitudo RMS mengukur reflektifitas diantara jendela kedalaman atau waktu, ia sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim karena nilai amplitudo dikuadratkan sebelum dirata-ratakan.

- **Amplitudo palung maksimum (*maximum trough*)**



Atribut amplitudo palung maksimum digunakan untuk menghitung amplitudo palung maksimum pada setiap tras seismik. Hal ini dilakukan dengan cara semua nilai negatif sepanjang jendela analisis tersebut diinterpolasi.

BAB 4

DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Data

4.1.1 Data Seismik

Penelitian ini menggunakan data seismik *Post-Stack* 3D dengan polaritas normal fasa campuran. Spasi untuk inline adalah sebesar 15,0009 m dengan jumlah inline 673 dan spasi crossline 15,0009 m dengan jumlah crossline 546. *Sampling* interval seismik adalah 2 ms. Penelitian dibatasi dari inline 1-672 dan crossline 5-545, dengan luas $\pm 80 \text{ km}^2$. Data seismik ini telah melalui proses penghilangan *noise (filter)* serta NMO (*Normal Move Out*) sehingga dianggap memiliki kualitas yang baik untuk diproses dan diinterpretasi lebih lanjut.

4.1.2 Data Sumur

Penelitian ini menggunakan sumur sebanyak delapan buah yang semuanya merupakan sumur produksi. Penulis memilih kedelapan sumur tersebut berdasarkan ketersediaan datanya, terutama pada ketersediaan data log soniknya. Kedelapan sumur yang dipakai yaitu Sumur-8, Sumur-21, Sumur-24, Sumur-25, Sumur-26, Sumur-28, Sumur-29, dan Sumur-30. Kedelapan sumur memiliki data log yang lengkap dan kualitas yang baik, namun hanya dua sumur yang memiliki data *checkshot*.

4.1.2.1 Data Log

Dalam penelitian ini digunakan delapan data sumur yang sudah diproduksi. Data log yang tersedia dari masing-masing sumur cukup lengkap. Namun, hanya beberapa log saja yang dipakai dalam penelitian, yaitu log *gamma-ray*, log densitas, dan log *resistivity* untuk *well-seismic tie* serta digunakan untuk penentuan korelasi *marker* sumur. Informasi lengkap kedelapan sumur yang dipakai dalam penelitian ini beserta log-lognya dapat dilihat pada Tabel 4.1:

Tabel 4.1 Kedelapan Sumur Beserta Data Log

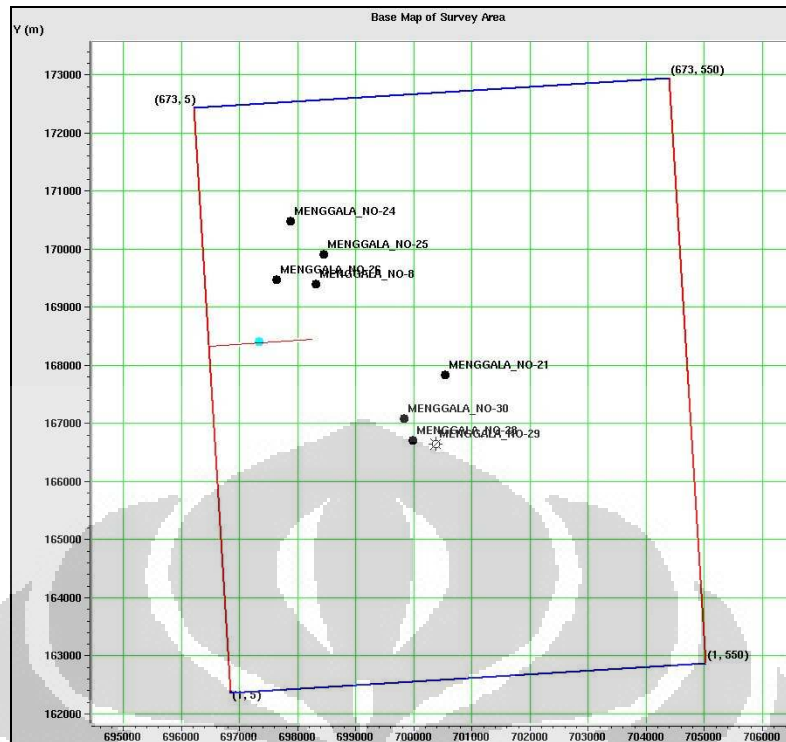
Tipe Log	Sumur							
	8	21	24	25	26	28	29	30
<i>Caliper</i>	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓	✓
<i>CheckShot</i>	✓	✓	-	-	-	-	-	-
<i>Computed Impedance</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<i>Computed Reflectivity</i>	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
DRES	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
GR	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NPHI	-	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
RHOB	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
SP	✓	✓	-	-	-	-	-	-
Inline	464	348	573	497	471	277	271	303
Crossline	132	273	107	143	87	232	258	107

4.1.2.2 Data *Checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mengonversi kedalaman (sumur) ke domain waktu (seismik). Seperti telah dijelaskan sebelumnya, dari kedelapan sumur yang dipakai dalam penelitian ini hanya dua sumur yang memiliki data *checkshot*. Sumur-sumur yang memiliki data *checkshot* tersebut adalah Sumur-8 dan Sumur-21.

4.1.3 *Basemap*

Pada *basemap* atau peta dasar berikut, ditampilkan penampang x dan y yang menunjukkan kerangka *survey* seismik daerah penelitian berikut dengan skala peta dan posisi sumur-sumur pada lintasan seismik.



Gambar 4.1 *Basemap* Daerah Penelitian

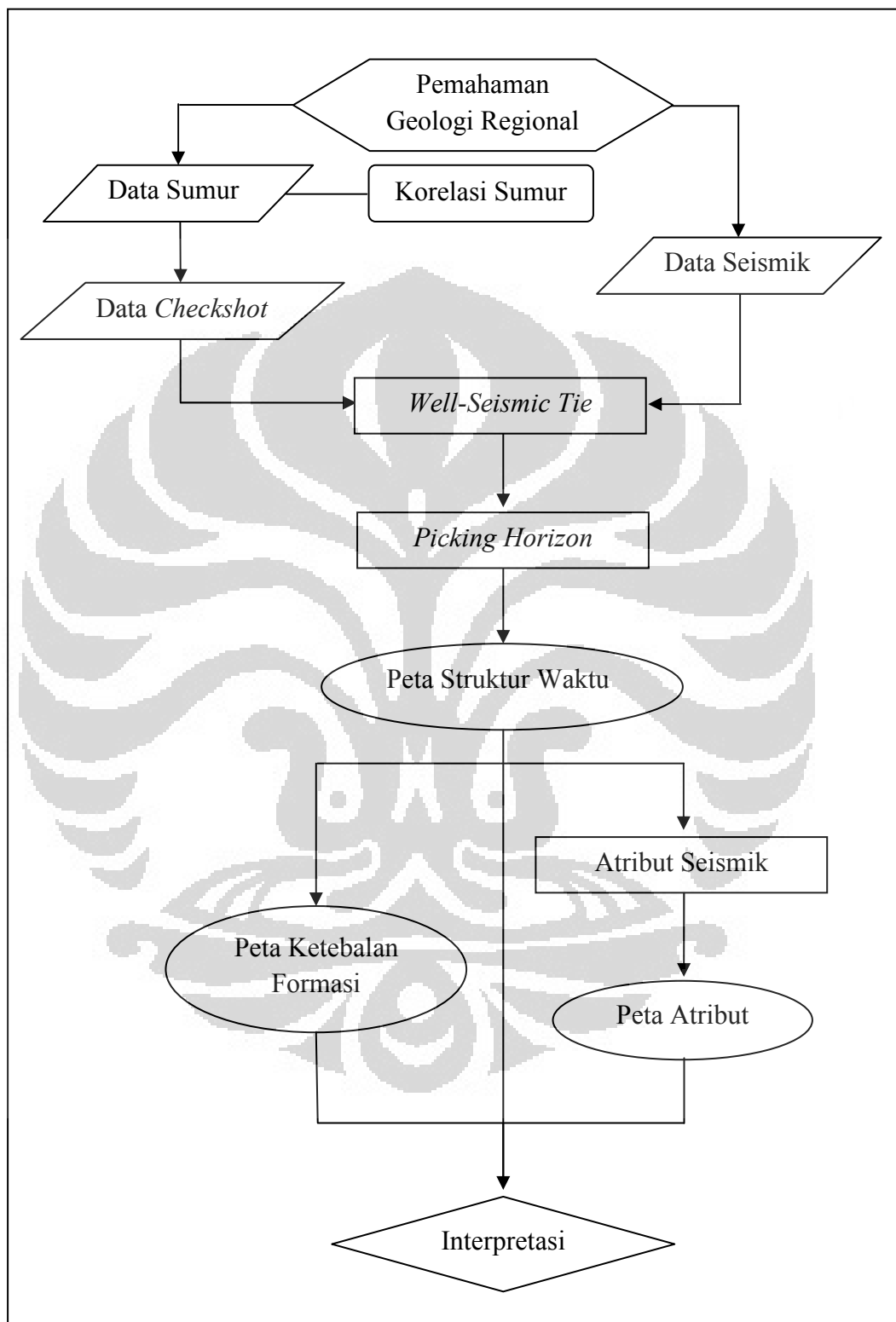
4.2 Pengolahan data

4.2.1 Perangkat Lunak

Pengolahan data pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak sebagai berikut:

1. PostStack/PAL : Digunakan untuk analisa seismik atribut.
2. Seiswork : Digunakan untuk interpretasi *horizon*, *picking horizon*, dan analisa peta ketebalan formasi.
3. Stratworks : Digunakan untuk korelasi *marker* sumur.
4. Zmap : Digunakan untuk interpretasi peta.
5. Hampson Russel :
 - **Modul eLog**, digunakan untuk *loading* data sumur, *editing* log, dan *well-seismic tie*.
 - **Modul STRATA**, digunakan mendapatkan spektrum amplitudo seismik.

4.2.2 Diagram Alir Penelitian



Gambar 4.2 Diagram Alir Penelitian

4.2.3 Pemeriksaan dan *Editing* log

Data-data sumur yang telah dipilah kemudian diperiksa nilai serta satuannya masing-masing, seperti *Kelly Bushing*, dan nilai data pada tiap log. Lalu menghilangkan harga pembacaan pada interval yang tidak digunakan dalam analisis terutama interval harga yang tidak valid seperti yang terdapat pada log densitas, menunjukkan beberapa nilai negatif akibat adanya *washout*.

4.2.3.1 Koreksi Log Sonik

Koreksi pada log sonik bertujuan untuk mendapatkan nilai log sonik yang benar dan yang akan dipakai dalam proses *well-seismic tie*, kemudian dilakukan koreksi *checkshot*, sehingga log sonik berada pada posisi dan kedalaman serta waktu yang benar.

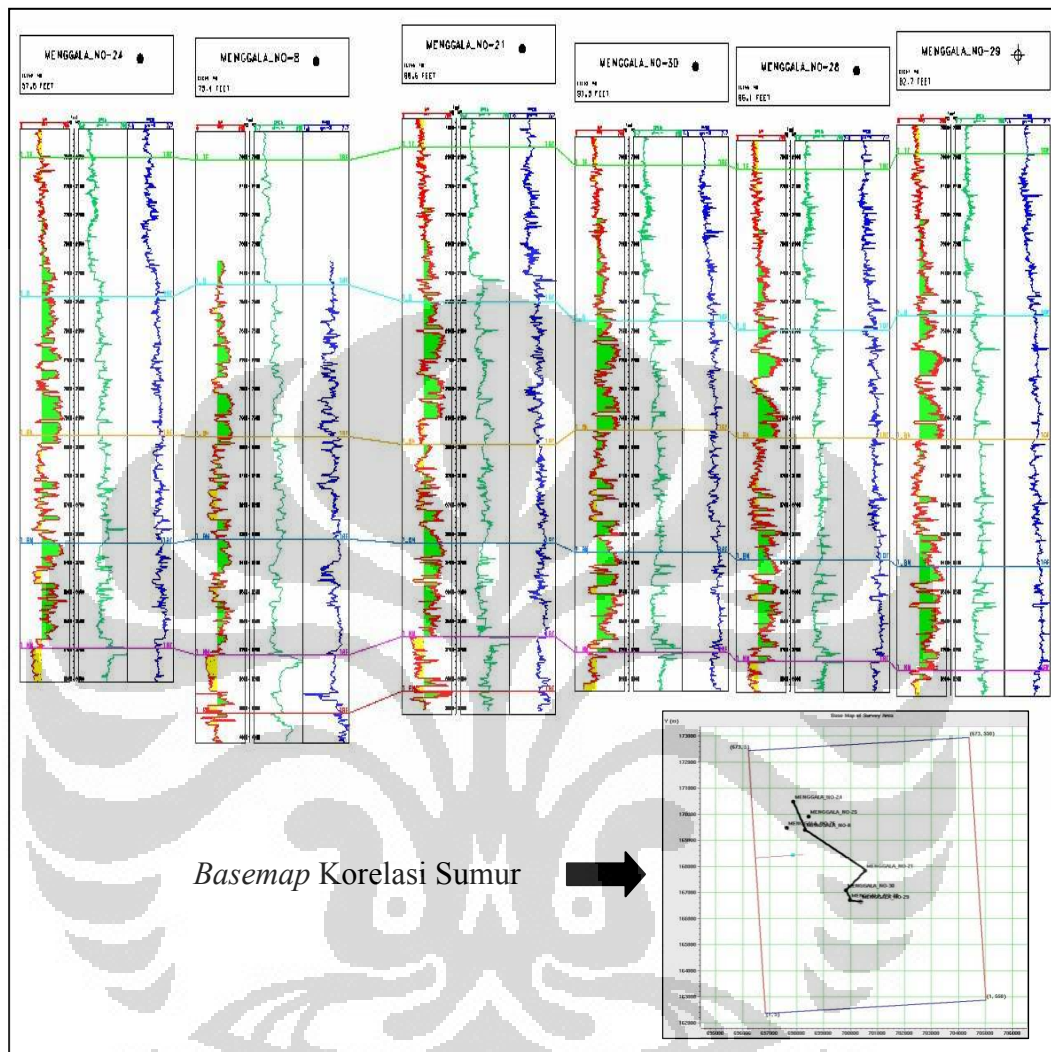
4.2.3.2 Korelasi *Marker* Sumur

Korelasi sumur adalah menentukan *marker* untuk melihat batas atas dan batas bawah reservoir pada masing-masing sumur. Dengan demikian kita dapat mengetahui korelasi ketebalan rata-rata dari masing-masing sumur. Korelasi ini dilakukan dengan melihat log *gamma-ray* (warna merah) yang dikombinasikan dengan log *resistivity* (warna hijau) dan log densitas (warna biru). Dengan melihat pola yang sama dari sumur satu dengan sumur berikutnya pada data log tersebut, dapat ditarik korelasi yang menunjukkan bahwa zona tersebut merupakan satu formasi.

Pada penelitian ini, *marker* yang digunakan adalah *marker* T_MN dan T_PM dimana batupasir pada Formasi Menggala yang hingga saat ini diduga sebagai reservoir potensial pada lapangan penelitian ini. *Marker* T_MN direpresentasikan bahwa batupasir pada Formasi Menggala terlihat *blocky*, dan *marker* ini ditandai dengan adanya batupasir dimana karakteristik *gamma-ray* bersifat *fining upward*.

Reservoir pada daerah penelitian ini adalah sedimen klastik Formasi Menggala. Dengan melihat pola beberapa log, reservoir sedimen klastik ini yang direpresentasikan oleh *gamma-ray* yang rendah, nilai resistivitas dan densitas yang tinggi sehingga dapat diketahui kedalaman, dan korelasinya. Korelasi log ini sangat berguna sebagai informasi dasar yang dibutuhkan untuk penentuan

parameter proses selanjutnya pada tahap *well-seismic tie* dan analisa *window* seismik atribut.



Gambar 4.3 Korelasi *Marker* Sumur

4.2.4 Analisis *Tuning Thickness*

Analisis tuning diperlukan untuk menghitung ketebalan lapisan minimum agar dapat dibedakan oleh seismik terhadap lapisan lainnya. Jika lapisan memiliki ketebalan dibawah ketebalan lapisan tuning maka akan terjadi penumpukan amplitudo gelombang. Jika tidak dikenali dapat mengakibatkan kesalahan interpretasi (*pitfall*).

Pada penelitian ini zona target adalah Formasi Menggala. Seismik yang dipakai dalam penelitian pada zona target yang memiliki frekuensi dominan sekitar 60 Hz. Berdasarkan data *depth-time table velocity* dan data log sonik (V_p), dapat diketahui kecepatan rata-rata perambatan gelombang pada zona target.

Jika kecepatan perambatan gelombang (V) dan frekuensi (f) diketahui maka panjang gelombang adalah hasil bagi kecepatan rambat gelombang dengan frekuensi. Resolusi vertikal data seismik umumnya seperempat dari panjang gelombang.

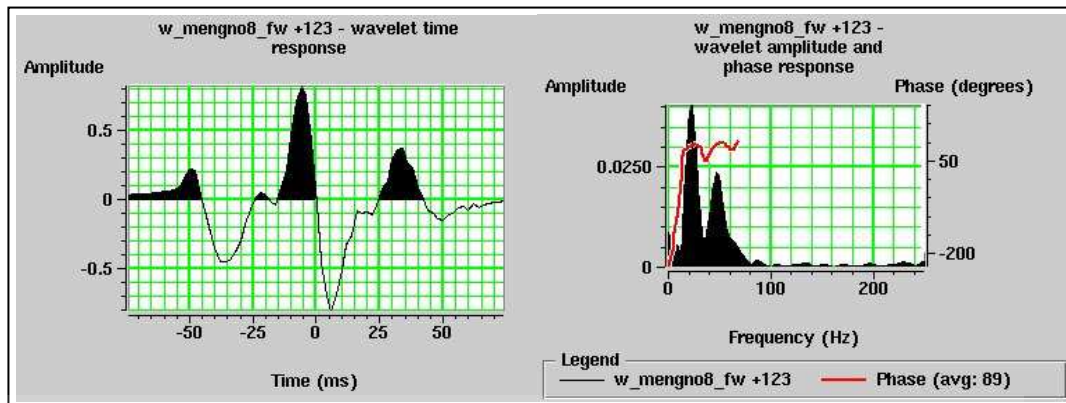
$$\text{Tuning thickness} = \frac{1}{4}\lambda = \frac{1}{4}(V/f)$$

4.2.5 Pengolahan Data Seismik

Setelah melakukan pengolahan data sumur, kemudian pengolahan data seismik dilakukan sebagai berikut:

4.2.5.1 *Well-seismic Tie*

Well-seismic tie dilakukan dengan mengintegrasikan data sumur yang berada di posisi kedalaman dengan data seismik yang berada pada posisi waktu, sehingga dapat digabungkan data *marker* dari sumur untuk penentuan *horizon* pada data seismik. Langkah awalnya adalah dengan menentukan *wavelet* yang dapat mewakili hubungan antara data seismik dengan data sumur. Lalu *wavelet* yang digunakan dalam penelitian ini adalah menggunakan *wavelet trapezoid*, yaitu *wavelet* yang dihasilkan melalui proses filter waktu yang menggunakan parameter dan fasa yang mewakili respon seismik pada sumur tersebut, dimana hasil ekstraksinya dikonvolusikan dengan koefisien refleksi yang merepresentasikan perbedaan nilai impedansi akustik dari analisa data log sonik dan log densitas. Dengan adanya tabel konversi waktu-kedalaman yang didapatkan dari hasil *survey checkshot*, maka pengikatan data sumur dengan data seismik disempurnakan dengan adanya *time shifting* dan penyesuaian fasa. Pada Gambar 4.4 merupakan tampilan ekstraksi *wavelet* yang cukup baik pada Sumur-8.

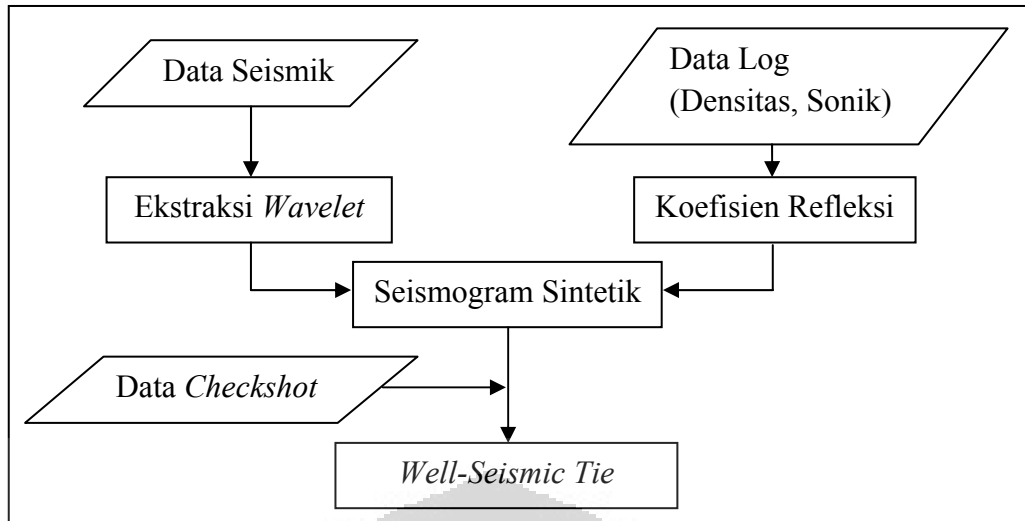


Gambar 4.4 Respon Fasa dan Waktu dari *Wavelet* Hasil Ekstraksi Sumur-8

Pada kedelapan sumur tersebut dilakukan proses ekstraksi *wavelet* dengan *window* yang digunakan pada proses ini berkisar 150-200 ms dari *marker interest* yang akan dianalisa lebih lanjut. Setelah didapatkan *wavelet* yang representatif, maka didapatkan seismogram sintetik yang mewakili sumur-sumur tersebut. Dan dengan adanya konversi waktu-kedalaman dilanjutkan proses pengikatan pada masing-masing sumur yang ditunjukkan oleh Tabel 4.2 :

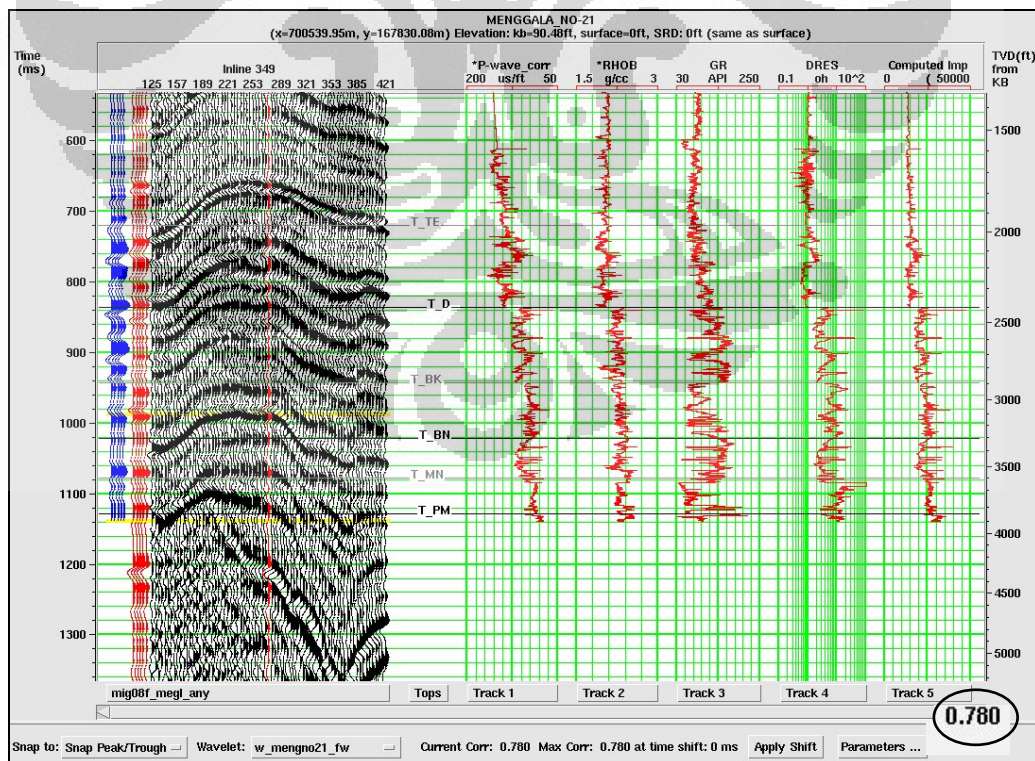
Tabel 4.2 Perbandingan Koefisien Korelasi pada Setiap Sumur

Sumur	Koefisien Korelasi	Window
8	68.2 %	1000 – 1150
21	78.0 %	990 -1150
24	71.4 %	950 -1100
25	52.0 %	910 -1070
26	70.7 %	900 -1050
28	65.7 %	950 -1100
29	70.2 %	950 -1100
30	69.1 %	1000 -1150
Rata-rata	68.2 %	152.5



Gambar 4.5 Diagram Alir *Well-Seismic Tie*

Proses *stretch-squeeze* dilakukan untuk mencocokkan *trace* seismik dengan *trace* sintetik, sebelum itu kita harus mengetahui kisaran kedalaman dari *marker* geologi agar tidak mengalami kesalahan dalam proses *well-seismic tie*. *Stretch-squeeze* memiliki batas toleransi pergeseran, sebab hal ini akan berpengaruh pada saat penentuan nilai fasa dari data sumur tersebut, dimana nilai fasanya akan mengalami pergeseran dari nilai fasa yang sebenarnya.



Gambar 4.6 Proses *Well-Seismic Tie* dan Nilai Korelasi pada Sumur-21

4.2.5.2 Interpretasi *Horizon*

Penulis melakukan interpretasi *horizon* pada inline 1–672 dengan *increment* 4 serta pada crossline 5–545 dengan *increment* 5. Interpretasi mengenai keadaan struktur geologi daerah penelitian meliputi jenis dan arah penyebaran suatu batuan reservoir sangat dibutuhkan sebelum melakukan *picking horizon*. Hal ini penting karena adanya struktur sesar atau patahan dapat mengakibatkan perbedaan waktu tempuh gelombang pada *horizon* yang sama. Selain itu dengan melakukan penelurusan struktur terlebih dulu akan memudahkan dalam melakukan *picking horizon*. Penelurusan struktur dilakukan dengan melihat arah dan kecenderungan struktur itu sendiri.

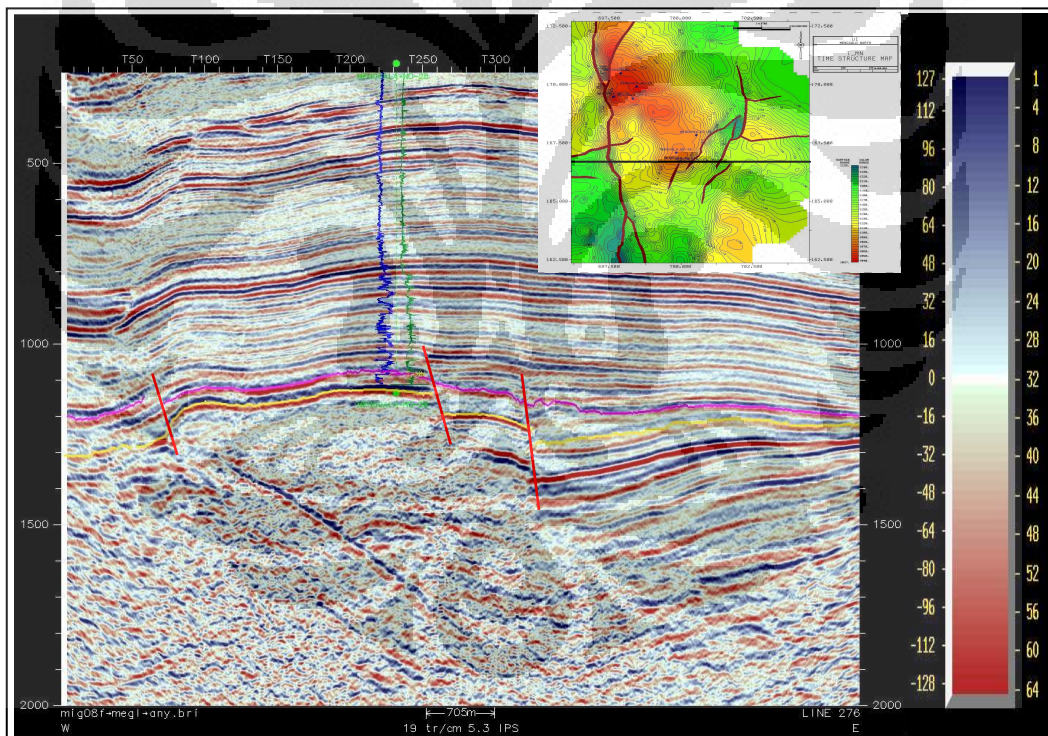
Picking sesar dilakukan terlebih dahulu sebelum *picking horizon*. Karena *picking horizon* harus berhenti pada bidang sesar guna mendapatkan nilai *heaves* (sobekan). Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam sesimik ditunjukkan dengan terpotong *horizon* seismik oleh bidang sesar.

Picking sesar dilakukan mulai dari pergeseran *horizon* yang nampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal. Penentuan indikasi sesar atau patahan dicirikan oleh kriteria sebagai berikut:

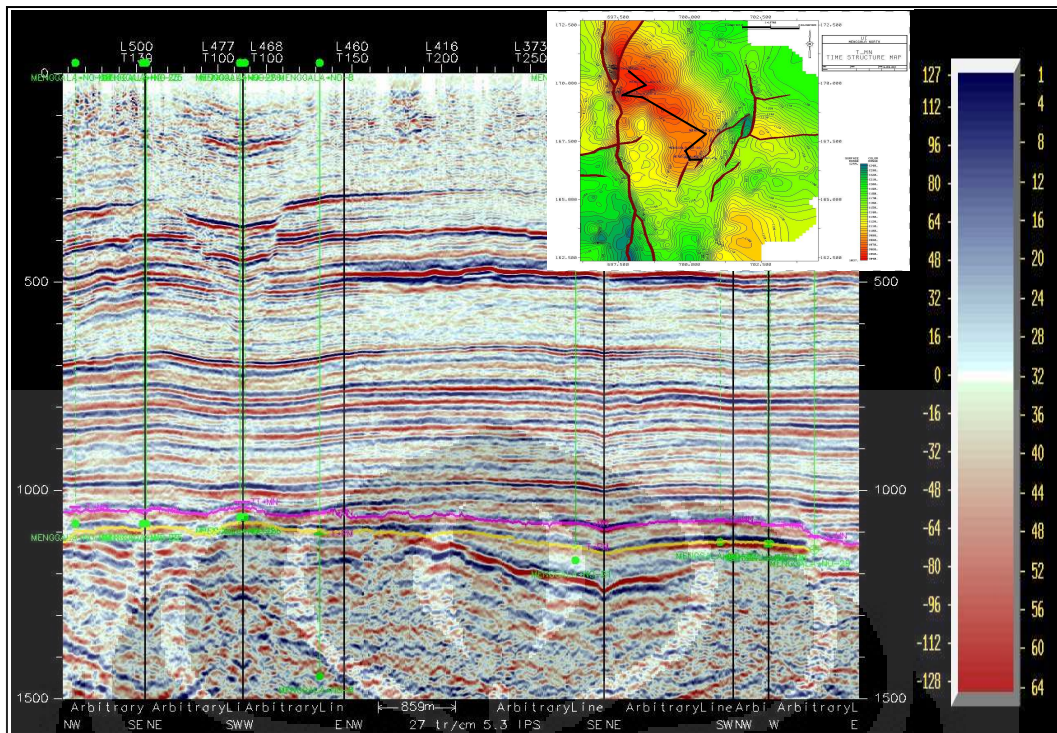
- a. Diskontinuitas *horizon* atau meloncatnya (dislokasi) kemenerusan refleksi *horizon* secara tiba-tiba.
- b. Perubahan kemiringan *horizon* secara mendadak.
- c. Terjadinya penebalan atau penipisan diantara dua *horizon*.
- d. *Fault shadow*, yaitu rusaknya data di daerah (zona) tersesarkan.
- e.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

Setelah dilakukan *picking* sesar, lalu dilanjutkan *picking horizon*. *Horizon* yang telah dipicking pada lintasan awal menjadi acuan untuk penarikan *horizon* pada lintasan yang berpotongan. Misalnya pada tahap awal *picking* pada lintasan inline, maka lintasan yang memotongnya secara crossline mengikuti hasil *picking* yang awal. Kemenerusan *horizon* yang sama, pada lintasan inline dan crossline akan mengindikasikan hasil penarikan *horizon* yang konsisten.

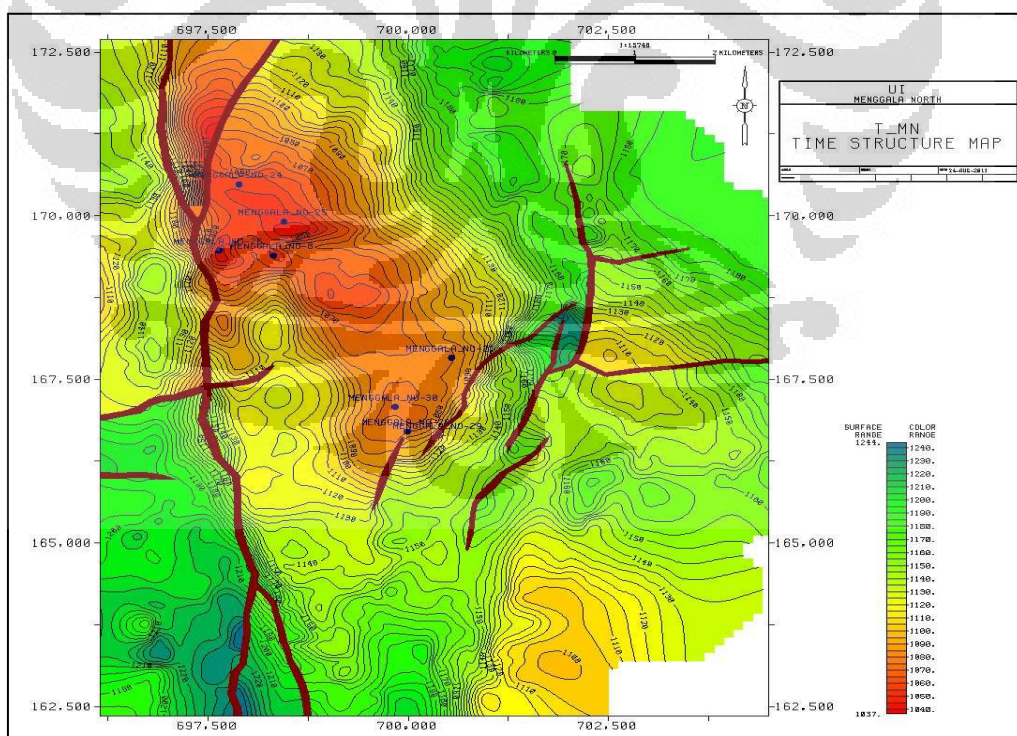
Penarikan *horizon* seismik yang akan diinterpretasi pertama kali seharusnya dilakukan dengan menampilkan penampang seismik dan log sumur yang telah dilakukan pengikatan (*well-seismic tie*) sebelumnya. Setelah ditentukan interval penelitian pada penampang seismik yang sesuai dengan data log sumur, maka langkah selanjutnya yaitu melakukan *picking marker* untuk penentuan *horizon*. Penarikan *horizon* seismik dilakukan dengan membuat *picking* pada batas atas (*top*) dan batas bawah (*base*) reservoir yang diteliti. Penelurusan kemenerusan *horizon* seismik dilakukan melalui pengamatan yang umum terhadap karakter refleksi dan perubahan Impedansi Akustik (IA). *Horizon* yang akan dipetakan dalam penelitian kali ini adalah T_MN dan T_PM, kedua *horizon* ini akan dipakai sebagai *window* dalam proses atribut seismik. *Picking* dilakukan pada zero crossing (+/-) dengan fasa campuran dan polaritas normal.



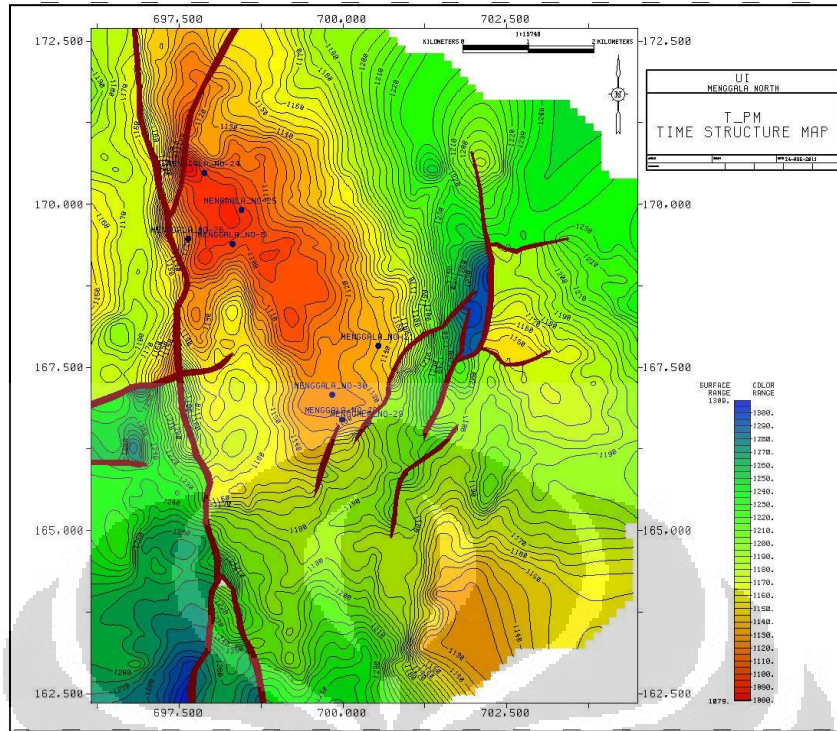
Gambar 4.7 Interpretasi *Horizon* pada Sumur-28



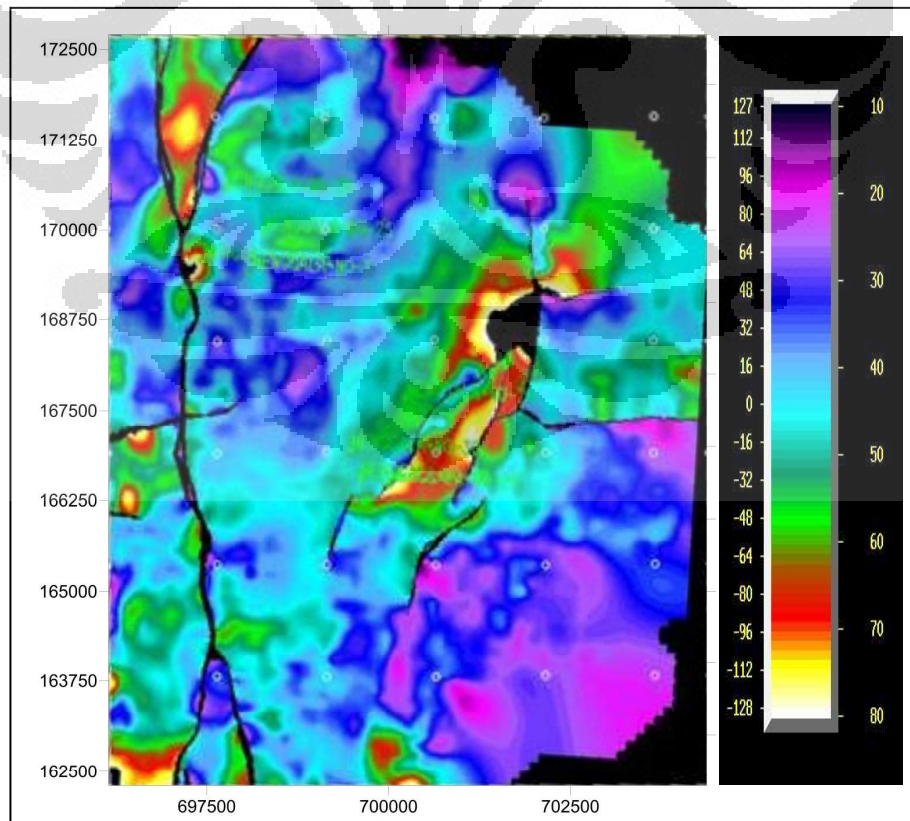
Gambar 4.8 *Arbitrary Line* Daerah Penelitian



Gambar 4.9 Hasil *Picking Horizon Top* Menggala



Gambar 4.10 Hasil *Picking Horizon Base* Menggala



Gambar 4.11 Peta Ketebalan Formasi

4.2.6 Atribut Seismik

Proses ini dilakukan berdasarkan peta struktur waktu yang dihasilkan dari hasil *picking horizon* sebelumnya. Dimana hal penting dari pembuatan atribut analisa *window* adalah penentuan lebar *window* itu sendiri, sampling rate dari data seismik dan juga jenis atribut yang digunakan dalam penelitian ini.

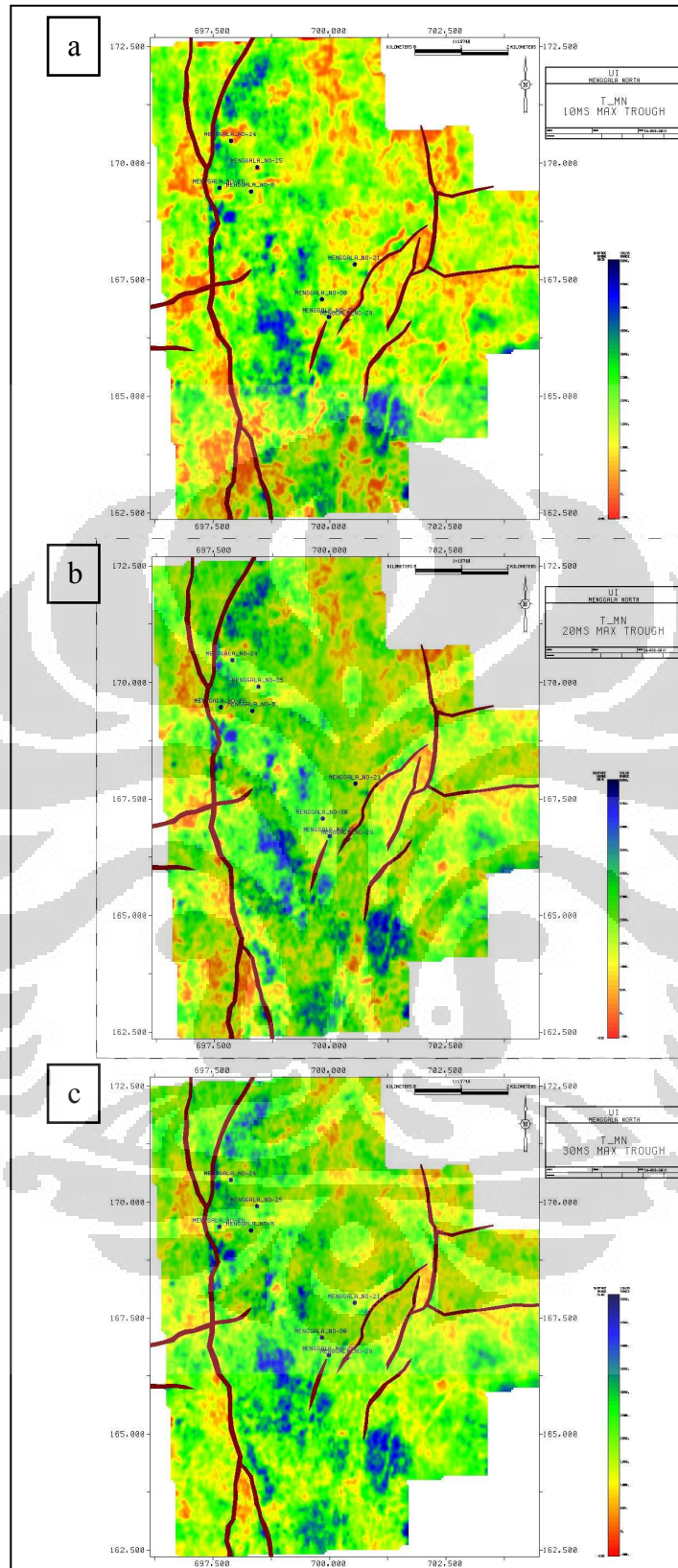
Pada penelitian ini, data seismik 3D yang digunakan memiliki sampling rate 2 ms, sehingga faktor ini dianggap konstan. Sedangkan penentuan lebar *window* didasarkan atas tebal batupasir pada setiap sumur. Lalu dengan parameter-parameter yang telah disebutkan di atas, dilakukan pembuatan beberapa atribut seismik yaitu diantaranya:

- Amplitudo RMS (*Root Mean Square*)
- Amplitudo palung maksimum
- Kuat refleksi

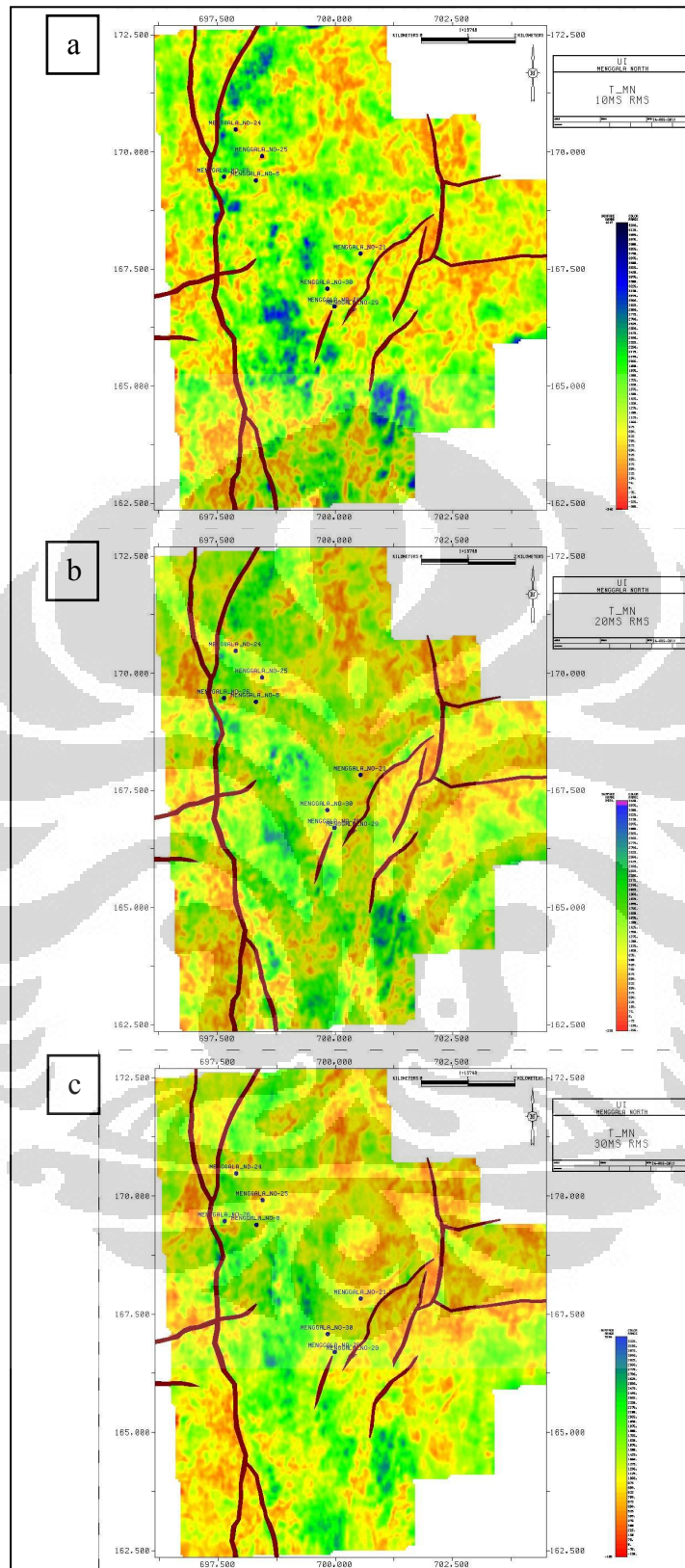
Gambar 4.3 Tabel *Window* Atribut Seismik

Nomor	Nama Sumur	Sand 1			Sand 2		
		ft	ms	ket	ft	ms	ket
1	TA 8	128	31	oil	35	6	dry
2	TA 21	81	32	oil	54	14	oil
3	TA 24	87	15	oil			
4	TA 25	113	18	oil			
5	TA 26	65	12	oil			
6	TA 28	99	23	dry			
7	TA 29	102	13	dry			
8	TA 30	60	12	oil			

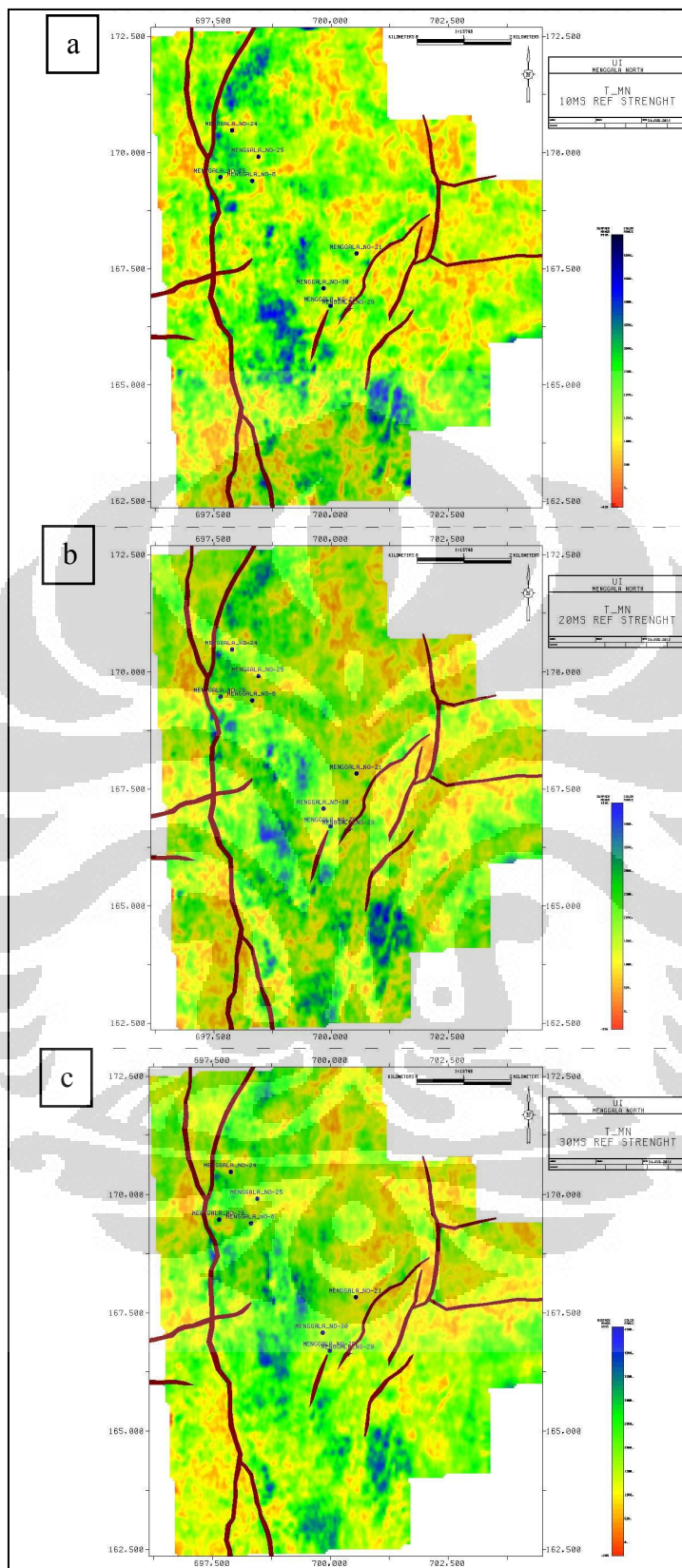
Karena tebal reservoir lebih kecil dari resolusi seismik, maka analisa *window* yang digunakan adalah *single horizon* yang dipusatkan pada *horizon*. Lebar jendela yang digunakan pada semua atribut seismik adalah 10 ms, 20 ms, 30, ms dibawah *horizon*.



Gambar 4.12 Peta Atribut Amplitudo Palung Maksimum *Window* a) 10 ms b) 20 ms c) 30 ms



Gambar 4.13 Peta Atribut Amplitudo RMS *Window* a) 10 ms b) 20 ms dan c) 30 ms



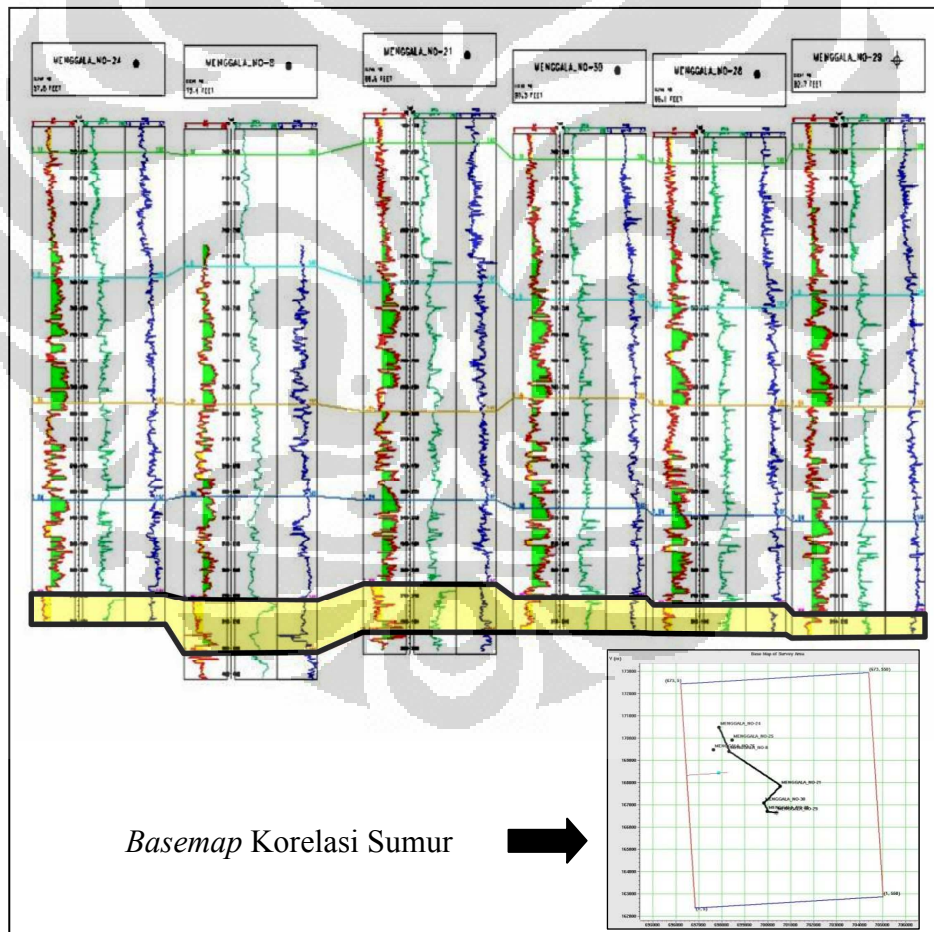
Gambar 4.14 Peta Atribut Kuat Refleksi dengan *Window* a) 10 ms b) 20 ms dan c) 30 ms

BAB 5

ANALISA dan INTERPRETASI

5.1 Interpretasi Geologi

Interpretasi geologi dilakukan bertujuan untuk memperhitungkan geologi di daerah potensi. Berdasarkan informasi beberapa data log *gamma-ray*, log resistivitas dan log densitas, dapat diinterpretasikan mengenai litologi daerah penelitian serta lingkungan pengendapan. Adapun interpretasi tersebut berdasarkan analisa kualitatif yang meliputi sifat fisik batuan maupun kandungan fluida yang terdapat dalam Formasi Menggala. Berikut hasil interpretasi dari data log tersebut.



Gambar 5.1 Formasi Menggala pada Korelasi Sumur

Berdasarkan kurva GR (warna merah), kita melihat bahwa kurva GR menunjukkan nilai minimum. Hal ini dapat mengindikasikan bahwa daerah dengan kurva yang mendekati minimum, mengandung unsur radioaktif yang rendah. Pada zona ini diduga merupakan sedimen klastik dan sebagai lapisan reservoir. Lapisan reservoir adalah lapisan permeabel yang biasanya ditunjukkan oleh rendahnya harga kurva gamma-ray dan radioaktifnya juga rendah sebab berasosiasi dengan batupasir. Namun yang perlu diingat kurva *gamma-ray* ini tidak mengisyaratkan besar butir tetapi hanya memberikan informasi tentang distribusi butir dan kandungan lempungnya. Sekarang lihat pada sisi kanan log resistivitas, log resistivitas mengukur resistivitas batu, termasuk cairan yang terkandung dalam batu. Nilai resistivitas yang relatif lebih tinggi dikarenakan adanya kandungan fluida yang menjadi isolator sifat kelistrikan. Log resistivitas (warna hijau) menunjukkan harga yang cukup tinggi yang diinterpretasikan adanya fluida pada zona tersebut. Tapi untuk memastikan hal ini, kita perlu tahu porositas batu. Karena batu dengan atau tanpa porositas kecil juga memiliki resistivitas tinggi tetapi tidak akan menghasilkan apapun baik minyak ataupun gas. Pada Sumur-28 dan Sumur-29, harga resistivitas yang rendah mengindikasikan *dry zone*.

Penentuan lingkungan pengendapan dengan menggunakan data log dilakukan dengan mengenali motif atau bentuk log yang ada pada daerah telitian serta litologi penyusunnya. Dengan asumsi bahwa log yang mempunyai bentuk yang sama akan memiliki lingkungan pengendapan yang sama pula. Berdasarkan log *gamma-ray* dan log resistivitas, sedimen Formasi Menggala diendapkan pada *fluvial channel*. Formasi Menggala didominasi oleh batupasir konglomeratan berselang-seling dengan batupasir halus sampai sedang. Pada Sumur-28 dan Sumur-29 dengan korelasi log *gamma-ray* dan log resistivitas membentuk silinder, sedimen klastik pada daerah ini diendapkan pada *fluvial-braided stream*.

5.2 Interpretasi Geofisika

Berdasarkan log densitas (RHOB) yang berwarna biru maka dapat diketahui Formasi Menggala memiliki densitas yang rendah yang dimungkinkan berasal dari jumlah porositas yang banyak, Dengan porositas yang banyak, memungkinkan permeabilitas batuan juga besar. Batuan ini mempunyai porositas yang baik dan permeabel yang memungkinkan untuk menjadi batuan reservoir.

Karena Formasi Menggala memiliki densitas yang rendah, maka formasi tersebut juga memiliki nilai impedansi akustik yang rendah pula. Nilai impedansi akustik dipengaruhi oleh tipe litologi serta kandungan fluida yang ada pada lapisan tersebut. Perbedaan nilai akustik impedansi inilah yang akan mempengaruhi nilai koefisien refleksi sehingga respon dari gelombang seismik pada Formasi Menggala ini berada pada fasa minimum. Formasi Menggala ditunjukkan oleh pulsa berfasa minimum. Pada pulsa fasa minimum, energi yang berhubungan dengan batas impedansi akustik terkonsentrasi pada bagian tengah respon seismik refleksi, yaitu antara *peak* dan *trough*. Amplitudo maksimum sinyal fasa nol umumnya akan selalu berimpit dengan *spike* refleksi. Koefisien refleksi yang tinggi menunjukkan adanya perubahan impedansi akustik yang tinggi yang berasosiasi pada perbedaan litologi. Karena litologi Formasi Bangko yang cenderung sama dengan Formasi Menggala, maka tidak ada perbedaan litologi yang signifikan. Hal ini yang menyebabkan impedansi akustik Formasi Menggala rendah dan koefisien refleksi yang rendah pula.

5.2.1 Analisa Ekstraksi *Wavelet*

Wavelet yang diekstraksi berasal dari sumur-sumur yang memiliki data log sonik yang berjumlah delapan sumur. Karena tujuan dari ekstraksi *wavelet* disini adalah untuk mendapatkan seismogram sintetik yang digunakan untuk pengikatan data sumur terhadap data seismik. Jenis *wavelet* yang digunakan adalah *trapezoid wavelet*, yaitu *wavelet* yang dihasilkan melalui proses filter waktu yang menggunakan parameter dan fase yang mewakili respon seismik pada sumur tersebut dimana frekuensi rata-rata yang digunakan 60 Hz.

5.2.2 Analisa *Tuning Thickness*

Resolusi pada data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah 27.08 ft, didapatkan berdasarkan rumusan yang sudah dijelaskan pada bab III, dimana frekuensi rata-rata dari seismik adalah 60 Hz, dan kecepatan rata-rata pada kedua horizon yang kita analisa adalah 6560 ft/s.

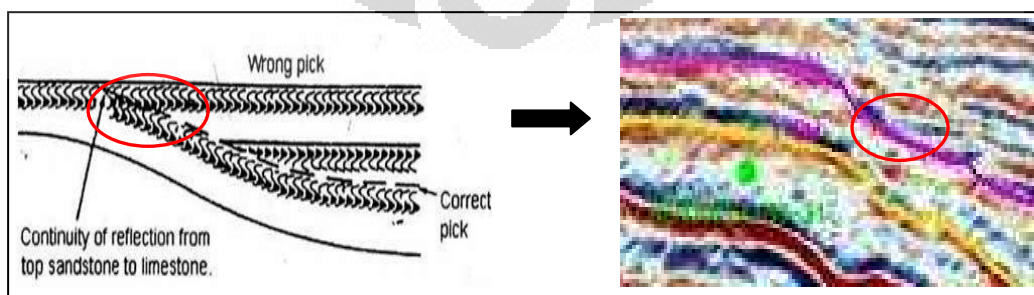
Dari pembahasan pada bab II, diketahui bahwa ketebalan batupasir Menggala sekitar 5–120 ft, yang berarti tidak semua reservoir dapat dipetakan dengan baik.

5.2.3 Analisa *Well-Seismic Tie*

Seismogram sintetis pada kedelapan sumur menunjukkan hasil yang baik. Terdapat penyesuaian bentuk dan ukuran antara seismogram sintetis dengan tras seismik *real*. Hal ini diperlihatkan dengan koefisien korelasi antara sintetis dengan *real* yang baik dengan total korelasi 68.2 %. Nilai korelasi ini juga dipengaruhi oleh besarnya *window* yang digunakan untuk proses korelasi tersebut. Maka *window* yang digunakan sebaiknya mencakup zona *interest* saja, serta tidak terlalu kecil dan tidak terlalu besar.

5.2.4 Analisa *Picking Horizon*

Penulis melakukan interpretasi *horizon* 168 *line* pada inline 1–672 dengan *increment* 4 serta 109 *line* pada crossline 5-545 dengan *increment* 5. Pada *picking horizon* yang dilakukan, ditemukan pola *onlap* yaitu pada inline 348. *Onlap* pada Formasi Menggala ini merupakan *onlap fill*, yaitu sedimentasi pada *channel* dengan energi yang relatif rendah.



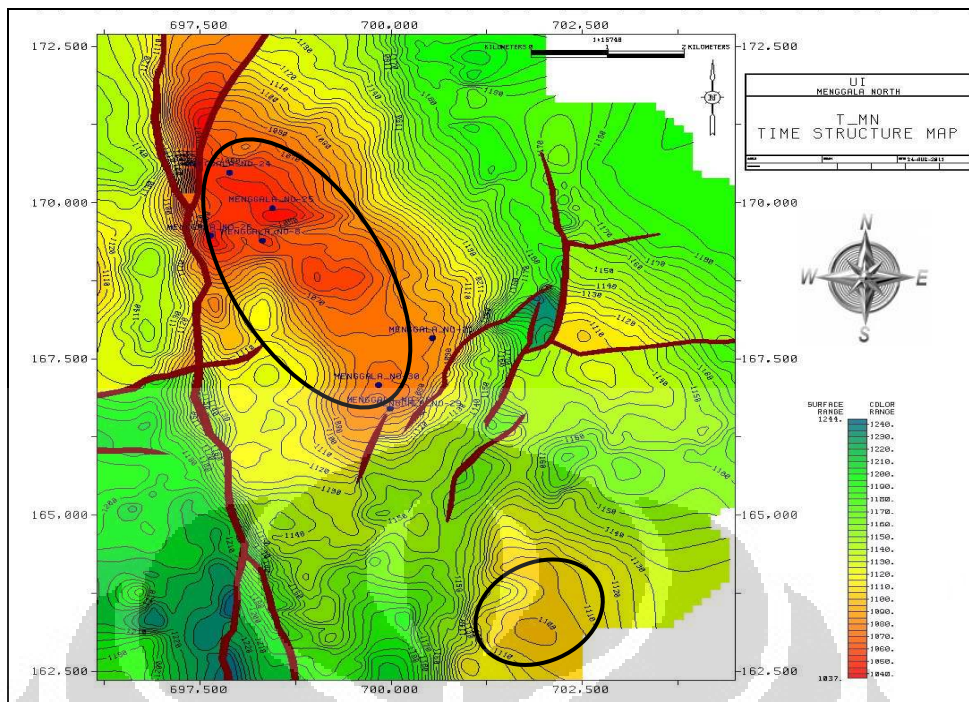
Gambar 5.2 Pola *Onlap* pada *Picking Horizon Top Menggala*

5.2.5 Analisa Peta Struktur Waktu

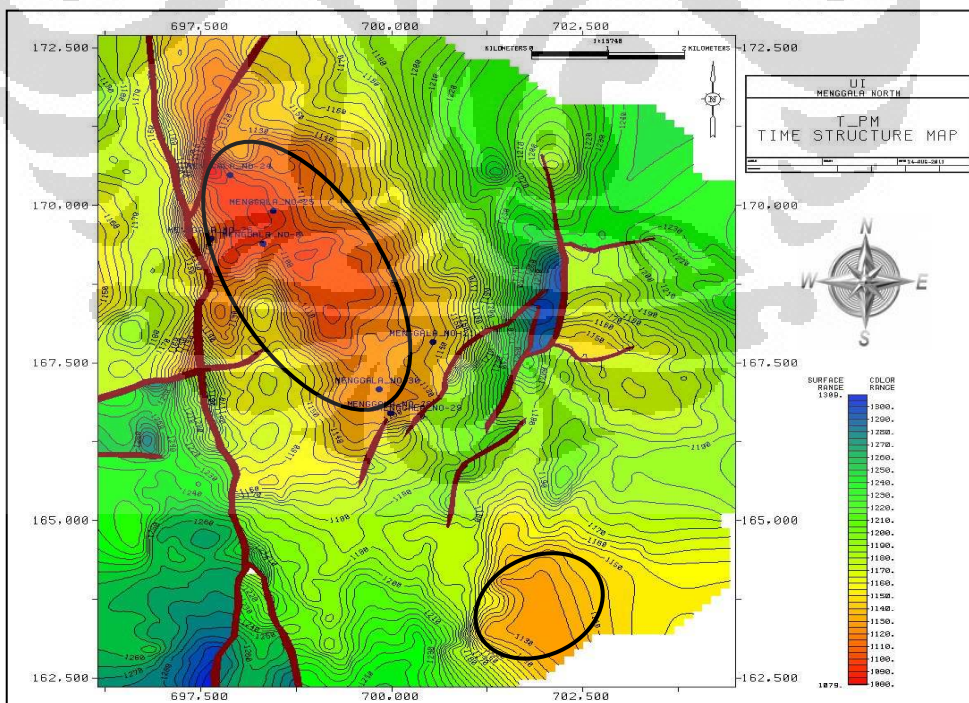
Peta yang dibuat adalah *horizon Top* Formasi Menggala dan *horizon base* Formasi Menggala. Peta *horizon Base* Menggala pada penelitian yaitu Formasi Pematang yang berhubungan secara tidak selaras dengan Formasi Menggala. Pemetaan struktur atas dan bawah permukaan Formasi menggala menunjukkan tidak ada perbedaan yang berarti mengenai arah maupun jenis struktur yang ada. Pada skala warna peta struktur waktu, warna merah menunjukkan daerah dengan waktu yang rendah. Oleh karena itu, warna merah menunjukkan daerah tinggian. Daerah tinggian ini merupakan antiklin yaitu lipatan dimana bagian cembungnya mengarah ke atas. Dan sebaliknya warna biru menunjukkan daerah rendahan yaitu sinklin, sinklin adalah lipatan dimana bagian cekungannya mengarah ke bawah. Adanya lipatan bisa dipastikan diikuti oleh adanya sesar.

Arah pergerakan sesar tegak lurus terhadap gaya utama. Pada Gambar 5.3 dan Gambar 5.4, sesar yang memotong utara-selatan merupakan sesar naik dan sesar yang memotong barat-timur merupakan sesar mendatar. Sesar naik terbentuk akibat adanya gaya kompresi yang menekan lapisan batuan sehingga terlipat dan tersesarkan. Pada Lapangan TA, sesar naik memotong lapisan batuan Kelompok Pematang dan Kelompok Sihapas. Sesar naik pada Lapangan TA merupakan sesar yang terbentuk pada fase kompresi, dan sesar ini merupakan sesar reaktivasi dan inversi dari sesar normal pembentuk *half graben*. Dilihat dari penampang seismik, sesar naik mempunyai pergeseran dominan searah kemiringan dimana blok *hanging-wall* relatif bergeser ke arah atas dibandingkan dengan blok *foot-wall* dengan besar kemiringan bidang sesar $< 45\%$ dan memotong hingga Kelompok Pematang. Sesar mendatar utama pada lapangan ini mempunyai arah *strike* utara-selatan disebabkan gaya kompresi dari arah barat dan timur karena interaksi Lempeng Samudera Hindia dan Lempeng Benua Eurasia. Sesar mendatar pada Lapangan TA memanjang hingga puluhan kilometer.

Daerah yang dilingkari pada Gambar 5.3 dan Gambar 5.4 merupakan daerah tinggian yang merupakan antiklin.



Gambar 5.3 Peta Struktur Waktu *Top* Menggala



Gambar 5.4 Peta Struktur Waktu *Base* Menggala

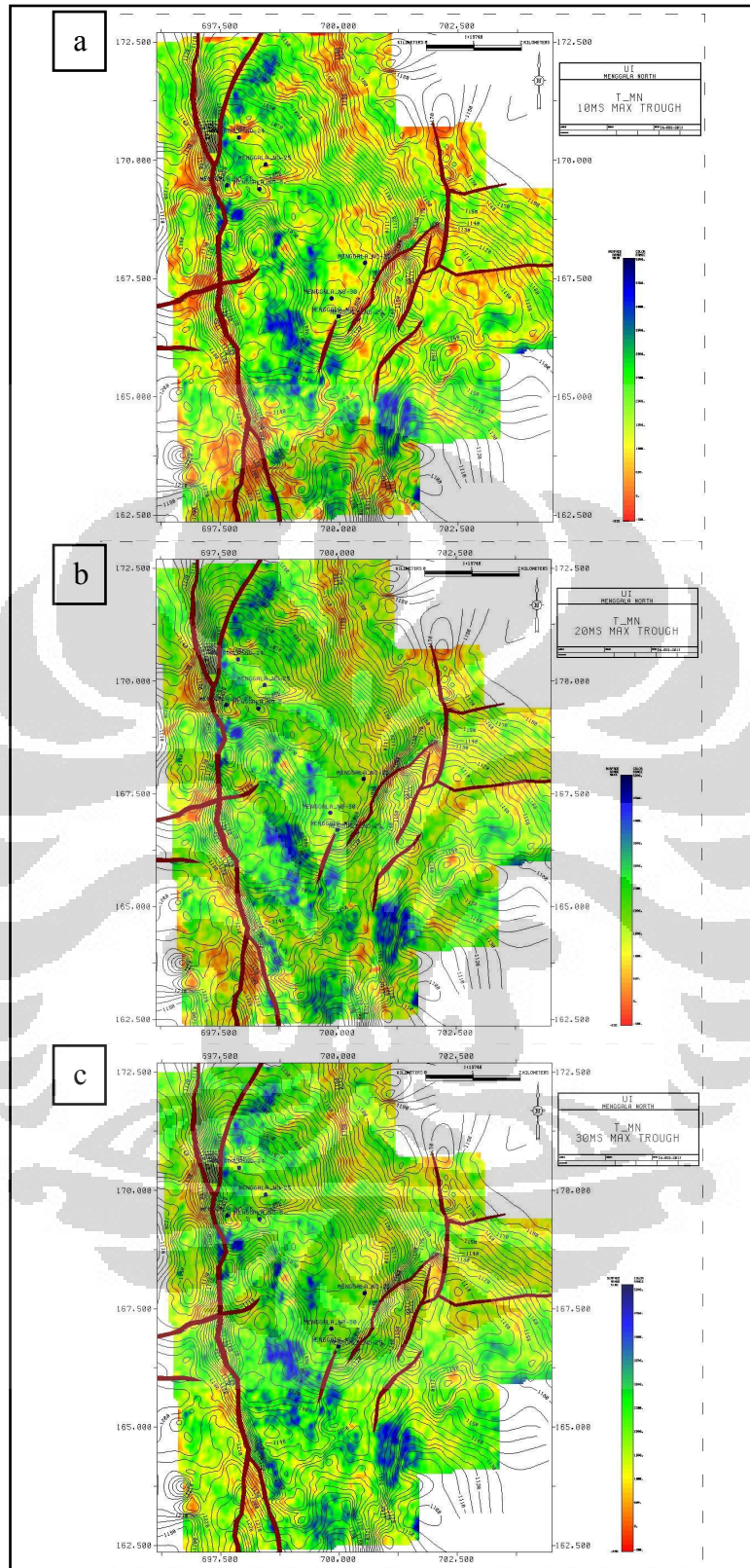
5.2.6 Analisa Atribut Seismik

Pendekatan interpretatif untuk mengevaluasi reservoir dari atribut amplitudo menggunakan asumsi yang sederhana, yaitu *bright spot* pada peta seismik yang berdasarkan pada besar kecilnya amplitudo akan lebih tinggi bila saturasi hidrokarbon tinggi, porositas semakin besar, densitas rendah. Semakin terang *bright spot* (semakin nyata kontras amplitudo) semakin bagus prospeknya.

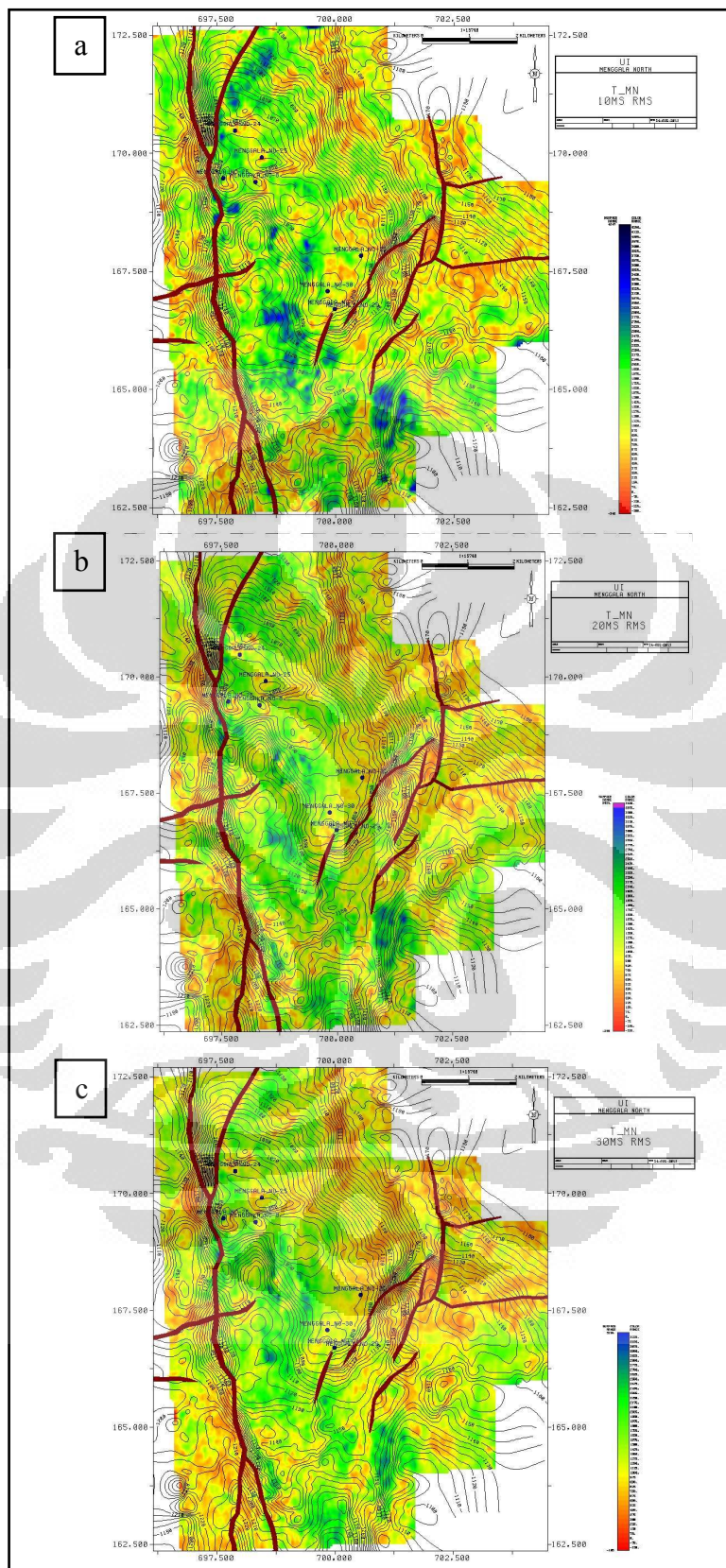
Dalam penelitian ini terlihat peta persebaran dari amplitudo rms dan amplitudo palung maksimum. Teknik perhitungan dalam mendapatkan nilai-nilai atribut amplitudo tersebut telah dijabarkan pada Bab 3. Pada peta atribut amplitudo rms (Gambar 5.6) dan peta atribut palung maksimum (Gambar 5.5). Warna biru mengindikasikan nilai amplitudo yang tinggi, sedangkan warna merah menunjukkan nilai amplitudo yang rendah. Titik-titik berwarna hitam menunjukkan lokasi kedelapan sumur. Pada peta atribut palung maksimum, zona anomali terlihat lebih kontras daripada peta atribut amplitudo rms sebab pulsa seismik pada zona *interest* yaitu Formasi Menggala didominasi *trough*.

Anomali pada peta atribut kuat refleksi menunjukkan tidak ada perubahan yang signifikan dengan peta atribut amplitudo. Warna biru pada Gambar 5.7 menginformasikan kontras impedansi akustik yang tinggi, anomali tersebut berasosiasi dengan akumulasi hidrokarbon. Semakin tinggi kontras impedansi akustik maka semakin tinggi amplitudo. Perubahan tajam pada atribut kuat refleksi bisa berasosiasi dengan struktur patahan atau zona pengendapan, pada lapangan ini yaitu *fluvial channel*.

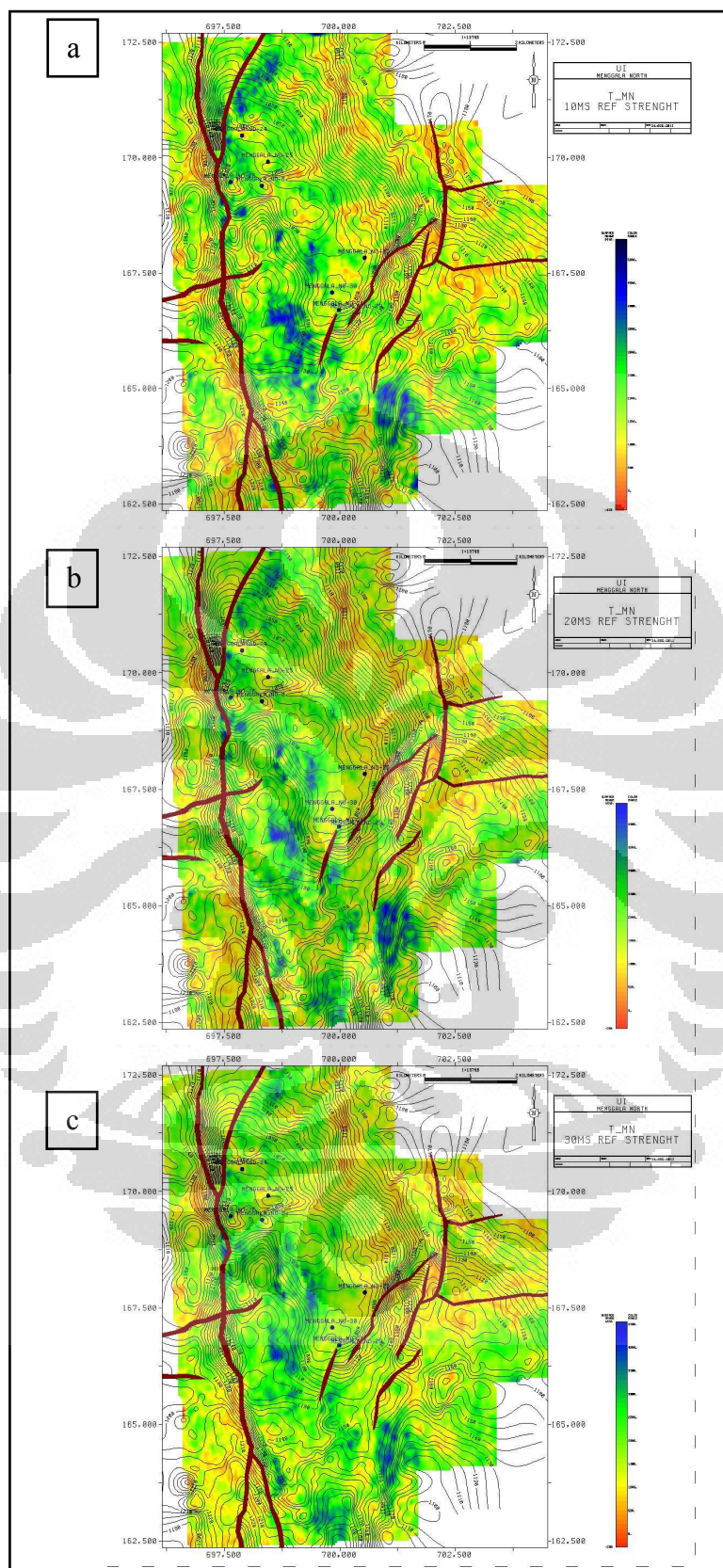
Tujuan utama atribut seismik adalah untuk menafsirkan perubahan-perubahan bentuk gelombang dan anomali di sekitar *horizon interest*. Investigasi atribut seismik di sekitar Sumur-8, Sumur-21, Sumur-24, Sumur-25, Sumur-26 dan Sumur-30 mengindikasikan keberadaan reservoir yang berasosiasi dengan *high amplitude anomaly* terlihat signifikan ke arah tenggara dan terletak pada zona antara 10 ms–20 ms. Terlihat pola yang relatif sama dari ketiga atribut tersebut. Artinya kedua atribut amplitudo dan atribut kuat refleksi tersebut memiliki korelasi yang baik.



Gambar 5.5 *Overlay* Peta Struktur Waktu dan Peta Atribut Amplitudo Palung Maksimum *Window* a) 10 ms b) 20 ms c) 30 ms



Gambar 5.6 *Overlay* Peta Struktur Waktu dan Peta Atribut Amplitudo RMS dengan *Window* a) 10 ms b) 20 ms dan c) 30 ms



Gambar 5.7 Overlay Peta Struktur Waktu dan Peta Atribut Kuat Refleksi *Window*
 a) 10 ms b) 20 ms dan c) 30 ms

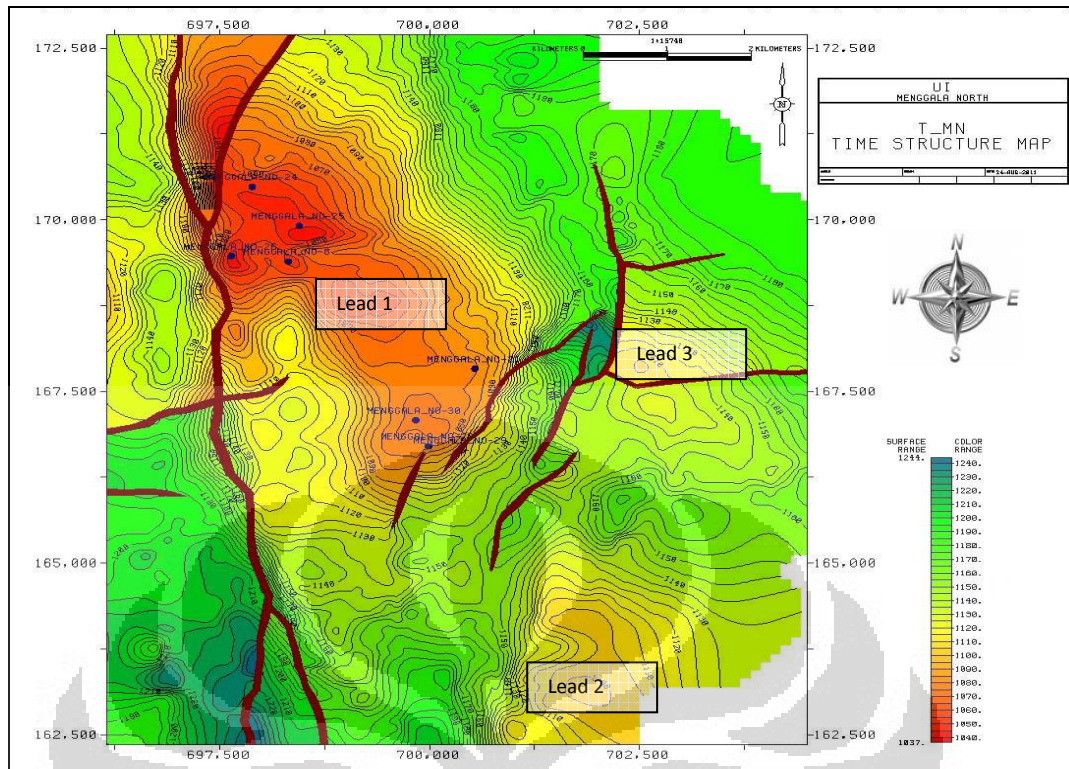
5.3 Integrasi Geologi dan Geofisika

Untuk mencari tahu potensi hidrokarbon, maka perlu diketahui informasi sistem *petroleum* pada Lapangan TA. Sistem *petroleum* membahas mengenai lima hal yaitu reservoir, batuan induk, jebakan, batuan tudung, dan migrasi. Dari data awal geologi pada Lapangan TA dapat memberikan informasi bahwa sedimen klastik Formasi Menggala merupakan daerah dengan porositas baik dan permeabel yang memungkinkan untuk menjadi batuan reservoir. Formasi Menggala bisa menyimpan minyak, ketika hidrokarbon yang terperangkap disana terkandung, untuk itu dibutuhkan batuan tudung atau penutup yang rapat agar hidrokarbon dapat terperangkap yaitu Formasi Bangko yang berhubungan tidak selaras di atas Formasi Menggala dan terdiri dari batulempung.

Pada sedimen klastik, minyak bumi dapat tersimpan dengan baik di dalam rongga batuan dan mengalir dengan lancar melewati rongga antar butiran menuju tempat yang bertekanan lebih rendah. Lalu bagaimana minyak bumi dapat migrasi kesana disebabkan adanya *fracture*. Lokasi kedelapan sumur merupakan potensi hidrokarbon yang baik sebab dengan adanya sesar dan lipatan maka minyak bumi akan terperangkap pada lokasi tersebut. Jenis perangkap pada Lapangan TA yaitu perangkap struktur yang disebabkan oleh sesar dan lipatan. Pada konsep migrasi, maka dapat dibayangkan bahwa batuan reservoir terletak pada daerah tinggian dengan batuan induknya yang diendapkan pada daerah rendahan. Maka batuan induk pada lapangan TA yaitu Formasi Pematang yang kaya organik.

5.3.1 Interpretasi Peta Struktur Waktu, Peta Atribut, dan Peta Ketebalan

Dari hasil interpretasi pada peta struktur waktu terlihat *closure* yang diduga merupakan jebakan hidrokarbon. Pada peta ketebalan, terdapat beberapa daerah yang bernilai negatif. Hal ini diduga karena nilai *velocity* yang menurun, karena ketika *domain time* dikalikan dengan nilai *velocity* yang rendah menjadikan nilai ketebalan *over* hingga dibawah nol. daerah yang berwarna ungu merupakan daerah yang lebih tebal daripada sekitarnya. Penyebaran lapisan pasir yang merupakan pengendapan *channel* dimana arah pengendapan relatif baratlaut-tenggara. Anomali warna biru pada peta atribut yaitu nilai amplitudo tinggi yang mencerminkan keberadaan reservoir.



Gambar 5.8 Area Potensi Pengembangan

Integrasi peta struktur waktu, peta ketebalan dan peta atribut menunjukkan hasil yang cukup seragam. Dari peta-peta yang telah dibahas sebelumnya dapat disimpulkan ada tiga area potensi pengembangan merupakan daerah potensi yang baik untuk pengembangan sumur selanjutnya.

Tabel 5.1 Tabel Peringkat *Lead* Sistem *Petroleum* pada Lapangan TA

Lead	Batuan Induk	Reservoar	Jebakan (<i>Trap</i>)	Migrasi	Batuan Tudung
1	<i>Brown Shale Formation</i> , Kerogen Tipe 1/2	Formasi Menggala	Struktur Lipatan	Primer	Formasi Bangko
2	<i>Brown Shale Formation</i> , Kerogen Tipe 1/2	Formasi Menggala	Struktur Lipatan	-	Formasi Bangko
3	<i>Brown Shale Formation</i> , Kerogen Tipe 1/2	Formasi Menggala	Struktur Lipatan dan Patahan	-	Formasi Bangko

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

- a. Pada Lapangan TA terdapat sesar normal serta beberapa sesar naik. Pada lapangan ini, lingkungan pengendapan berupa *fluvial channel* yang mengarah ke tenggara.
- b. Atribut yang diekstraksi adalah amplitudo rms, amplitudo palung maksimum, dan atribut kuat refleksi. Ketiga atribut tersebut menunjukkan pola yang relatif sama dan zona *interest* berada di antara 10 ms–20 ms.
- c. Berdasarkan peta struktur waktu, peta ketebalan formasi dan peta atribut diperoleh tiga area *lead* pada Lapangan TA.

6.2 Saran

- a. Perlu lebih banyak data *checkshot* dan log sonik untuk menghasilkan *well-seismic tie* yang lebih baik.
- b. Proses *picking horizon* merupakan hal yang sangat penting karena kesalahan *picking* dapat mengakibatkan kesalahan interpretasi.
- c. Perlu adanya integrasi dengan metode lain seperti AVO (*Amplitude Variation with Offset*), inversi EI, maupun LMR untuk karakterisasi reservoir lebih lanjut. Serta *fault seal analysis* untuk memastikan bahwa *fault* yang memotong dari arah utara–selatan menjaga minyak terperangkap pada daerah yang direkomendasikan, ditambah dengan adanya data produksi untuk mendelineasikan reservoir.

6.3 Rekomendasi

Potensi pengembangan Lapangan TA berdasarkan penyebaran hidrokarbon dan jebakannya berada di bagian Tenggara, Baratlaut, dan Timurlaut dari area penelitian.

DAFTAR ACUAN

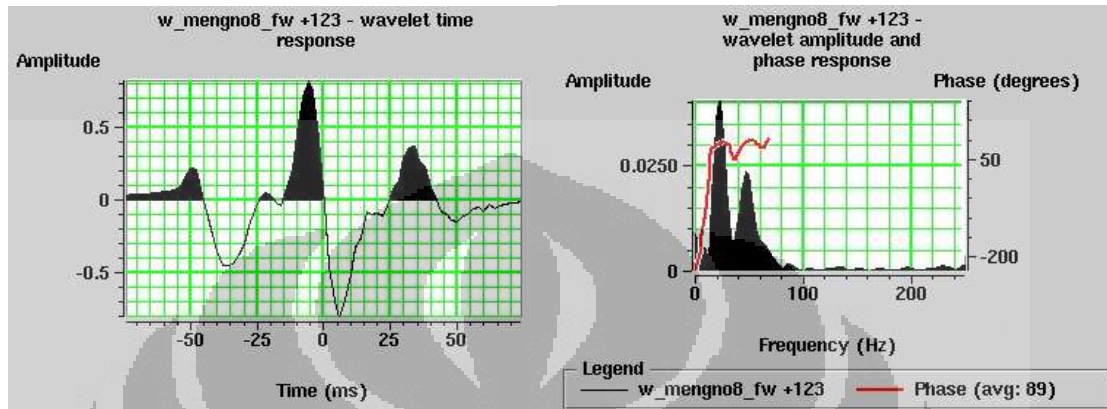
- Eubank, R.T., & Makki, A. C. 1981. *Structural Geology of Central Sumatera Basin*. Proceeding IPA, 10th Annual Convention, p. 285-317.
- Heidrick, T.L., & Aulia, K. 1993. *A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin Indonesia*. Proceeding IPA 22nd Annual Convention, p. 285-317.
- Heidrick, T.L., & Aulia, K. 1996. *Regional Structural Geology : Chapter II. Petroleum Geology of the Central Sumatra Basin*, BKKA – Pertamina, Jakarta, Indonesia, p. 130-156.
- Sukmono, S, 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S, 1999, *Interpretasi Seismik Stratigrafi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Ekowati, Putri Diah, 2011, *Aplikasi Analisa Seismik Multiatribut Untuk Prediksi Penyebaran Reservoir Sand "E" dan Porositasnya pada Lapangan "PDE", Cekungan Sumatera Tengah*, Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Sukmono S. 2002. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Departemen Teknik Geofisika, FIKTM, Institut Teknologi Bandung.
- Brown, R.A, 1999, *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Fifth Edition*, AAPG Memoir 42.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

http://id.m.wikipedia.org/wiki/Metoda_seismik. Kamis, 21 Juli 2011, pukul 15:08.

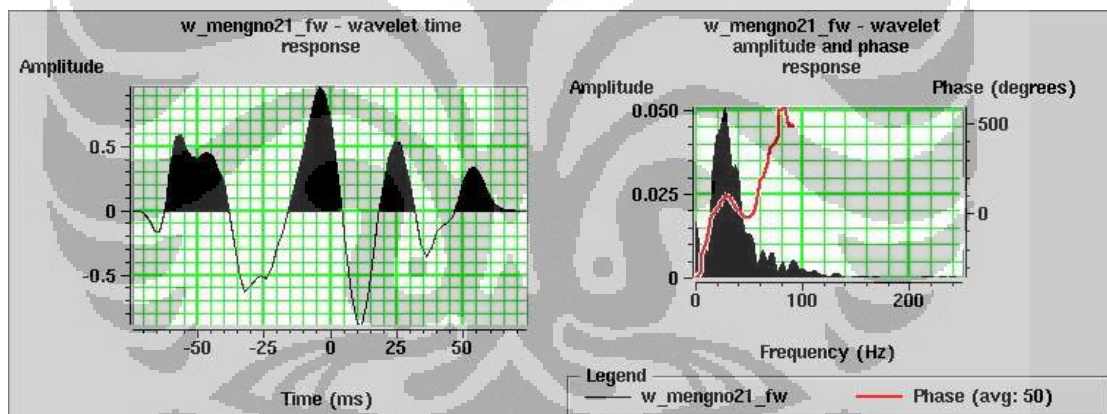
LAMPIRAN

1. Respon Fasa dan Waktu dari *Wavelet* Hasil Ekstraksi

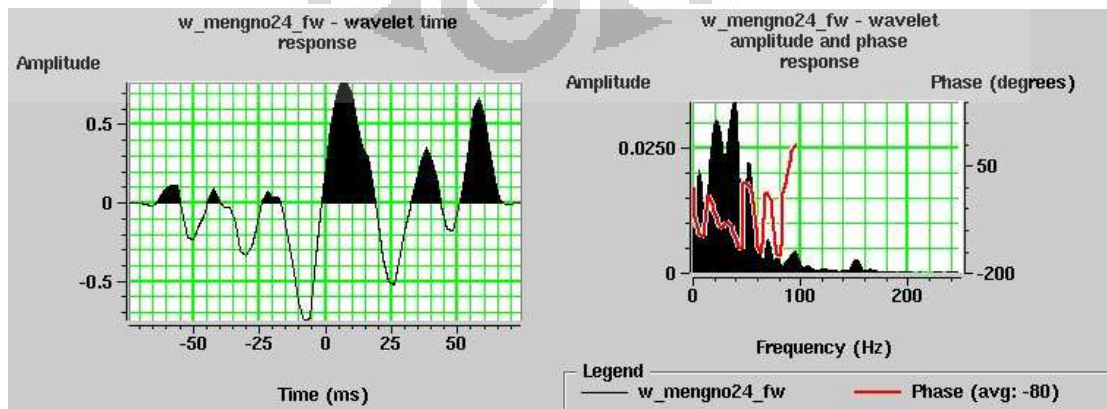
a. Sumur-8



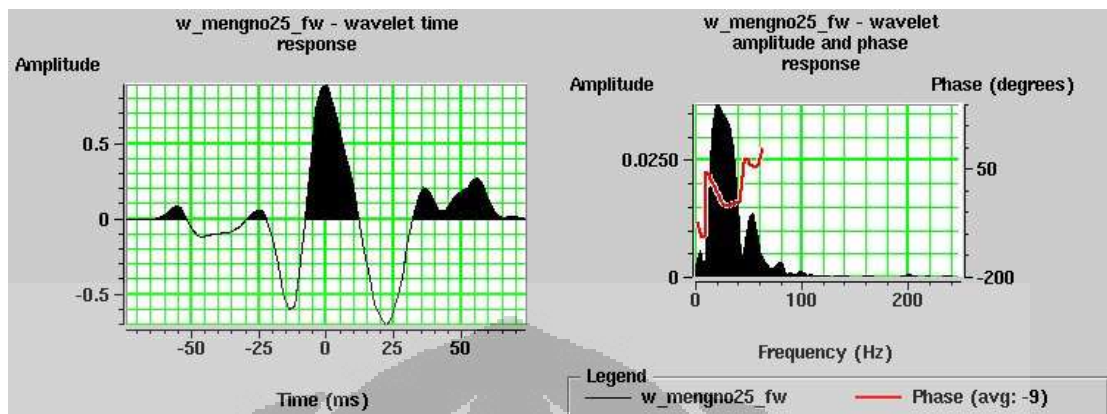
b. Sumur-21



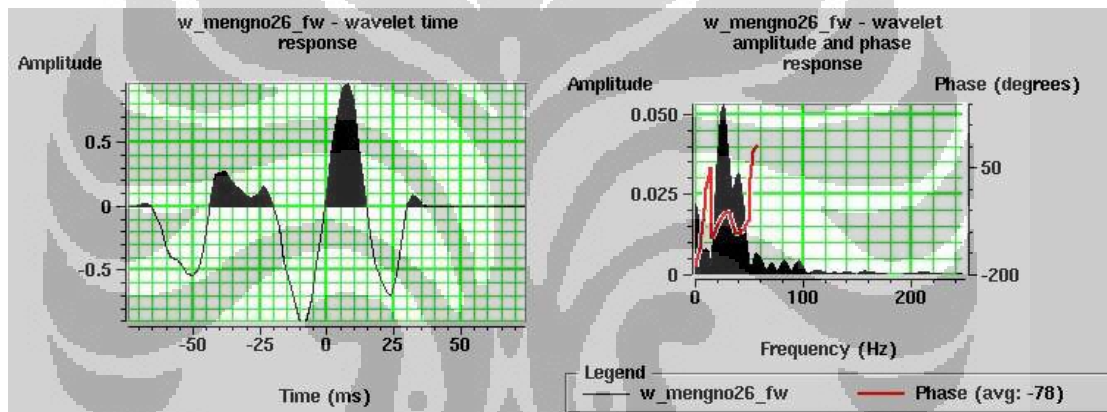
c. Sumur-24



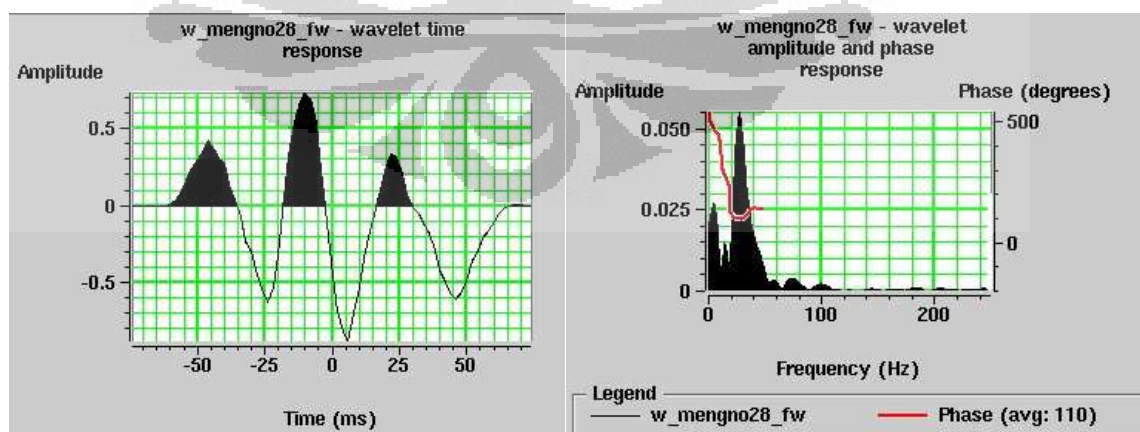
d. Sumur-25



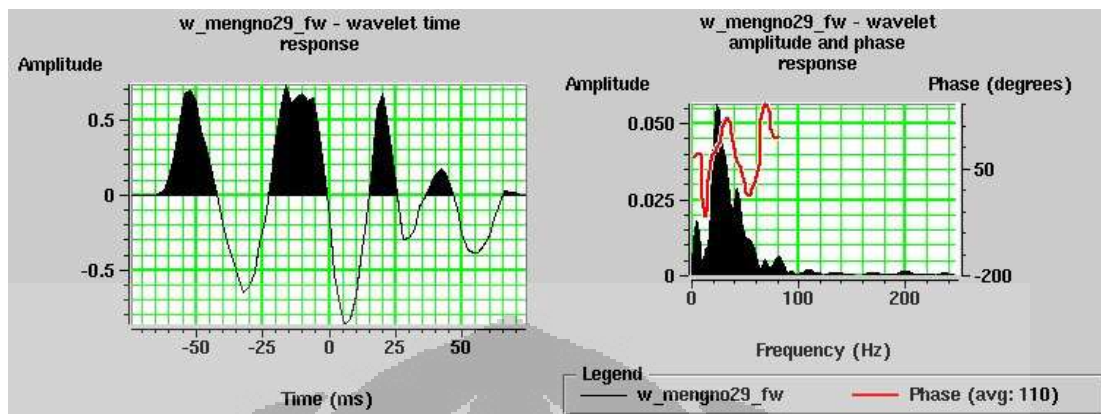
e. Sumur-26



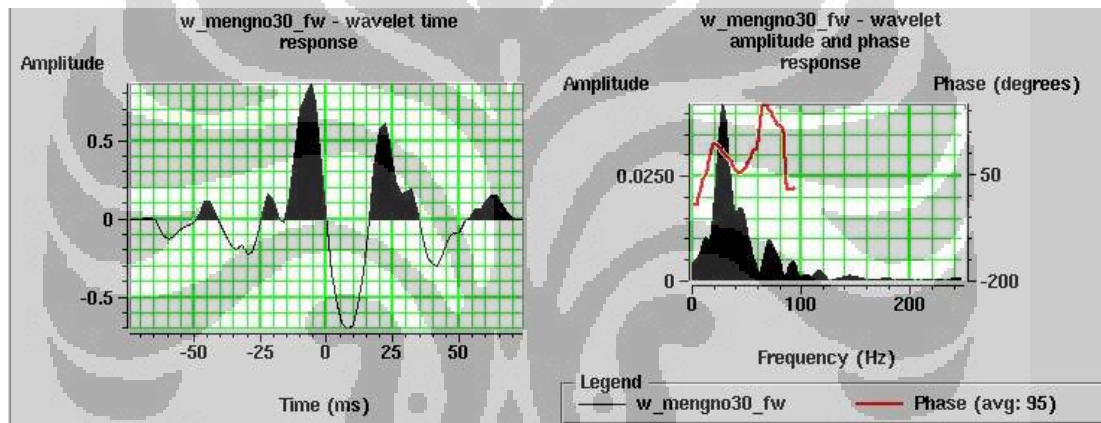
f. Sumur-28



g. Sumur-29

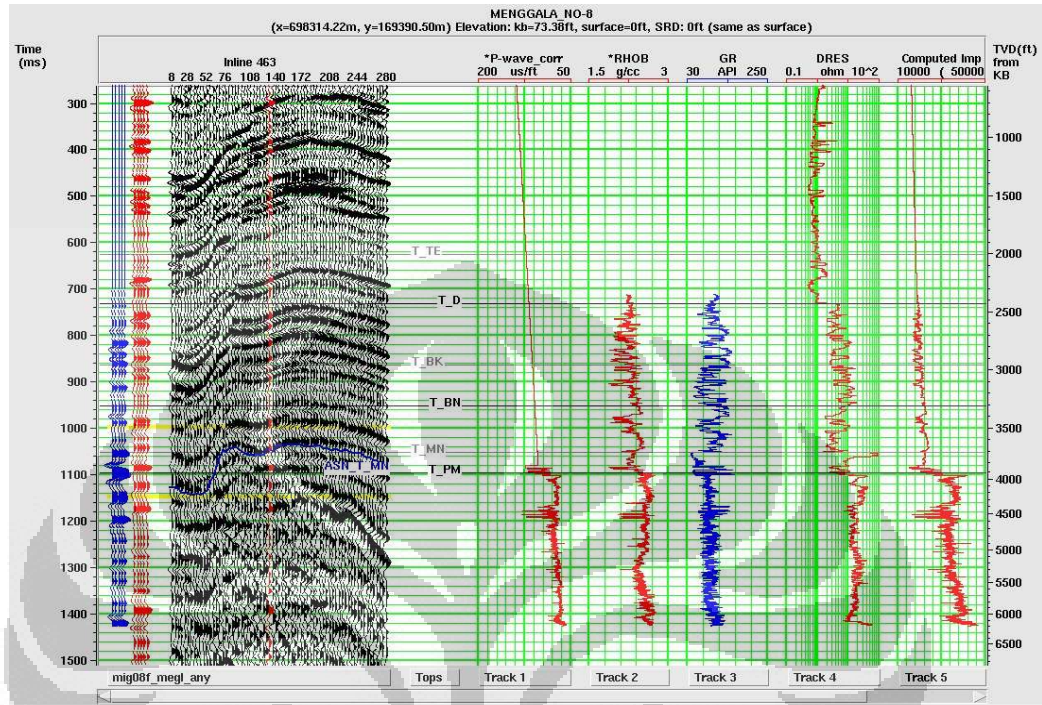


h. Sumur-30

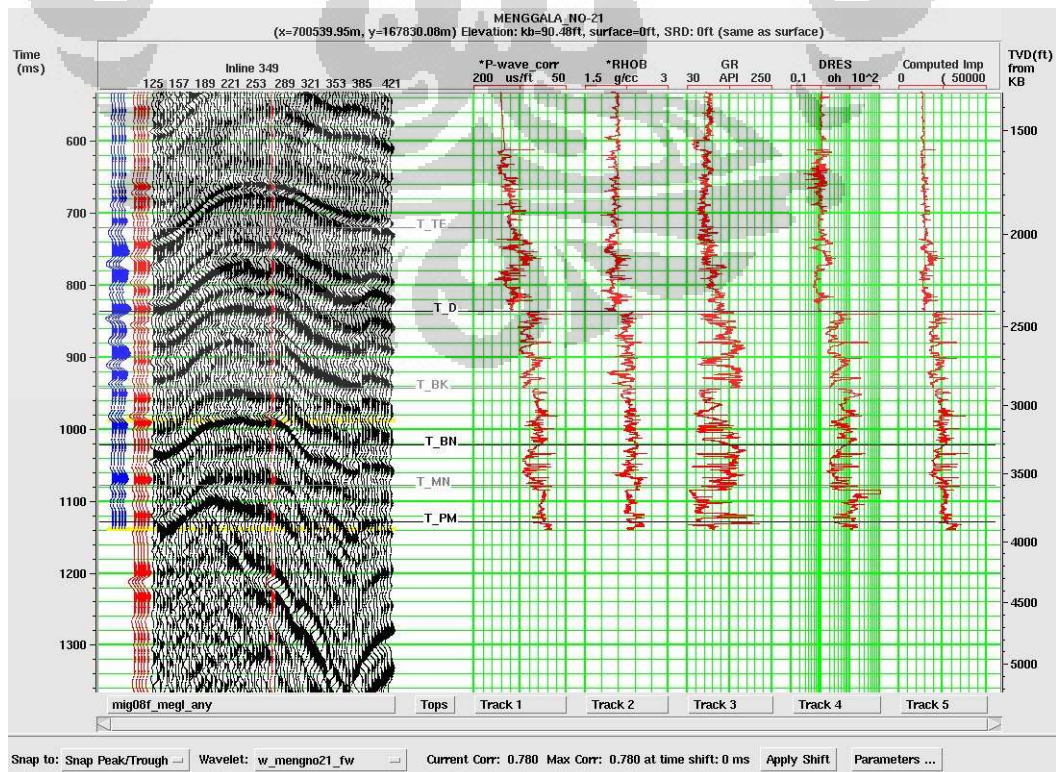


2. Well-Seismic Tie

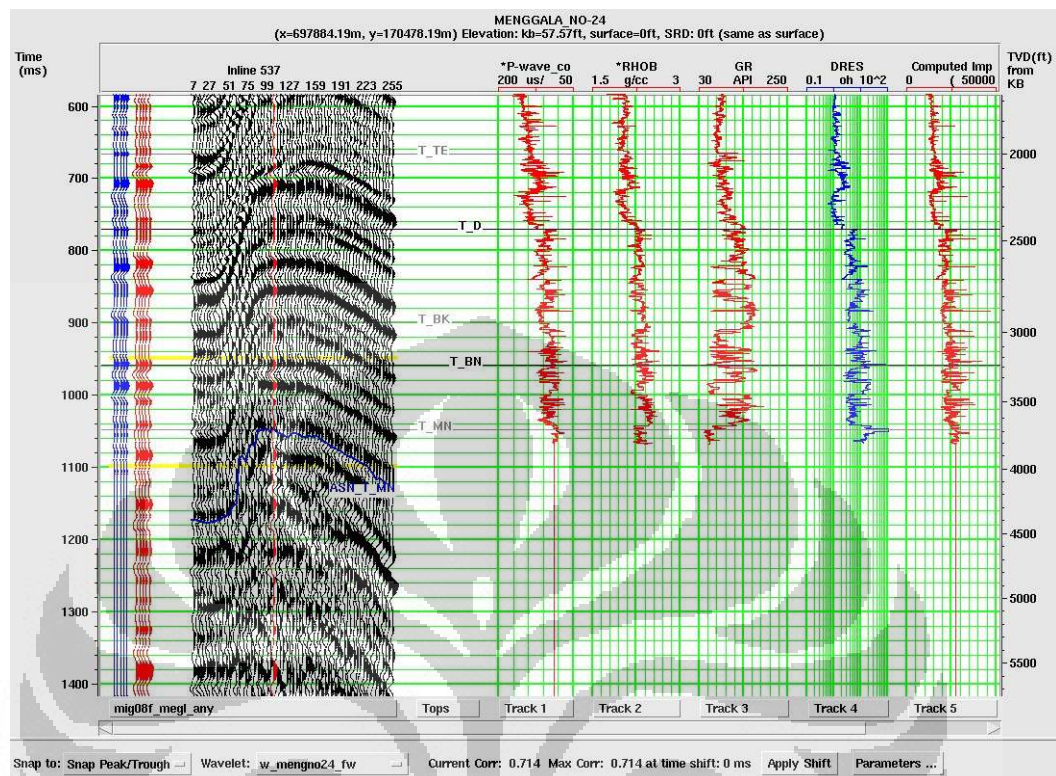
a. Sumur-8



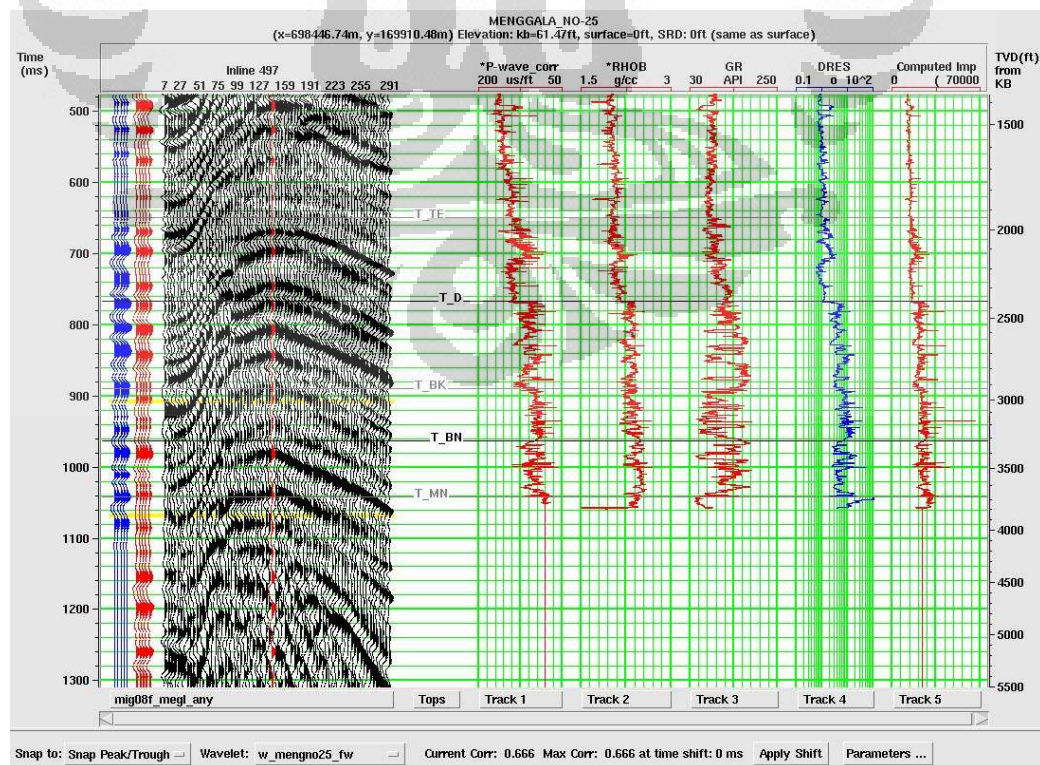
b. Sumur-21



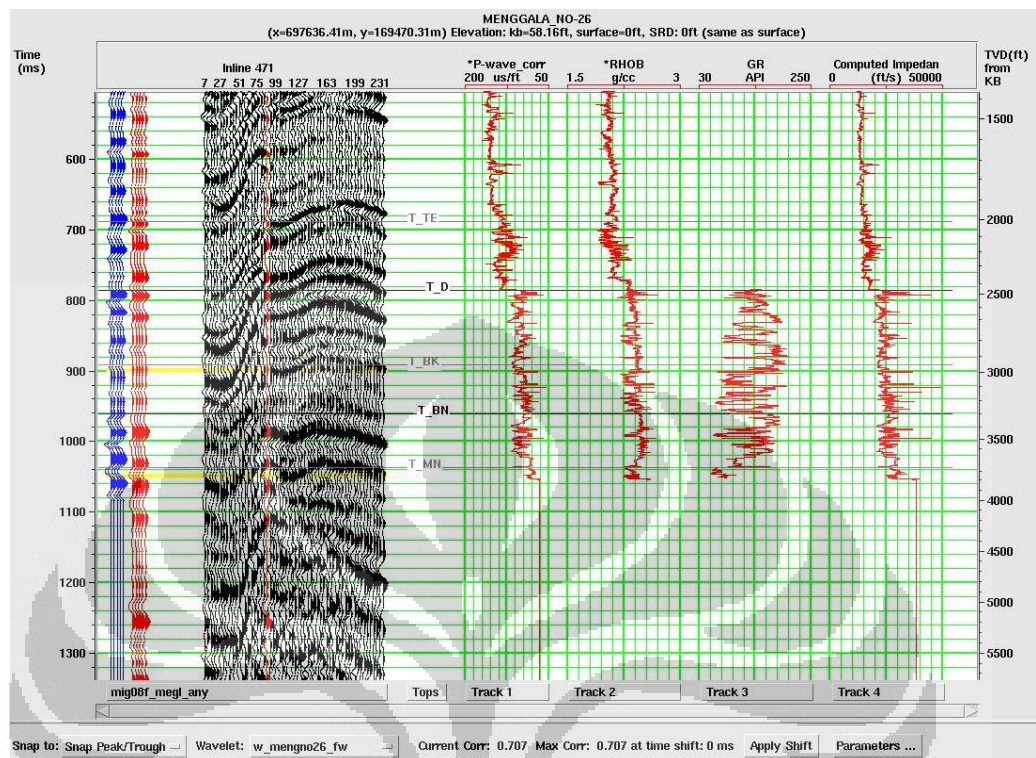
c. Sumur -24



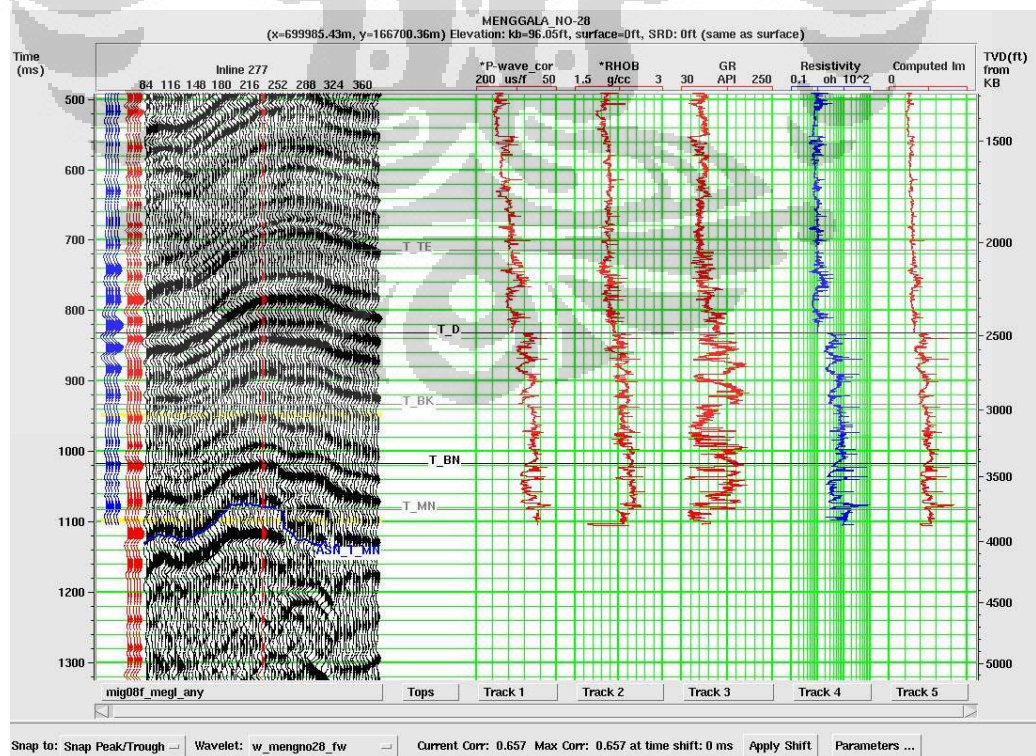
d. Sumur -25



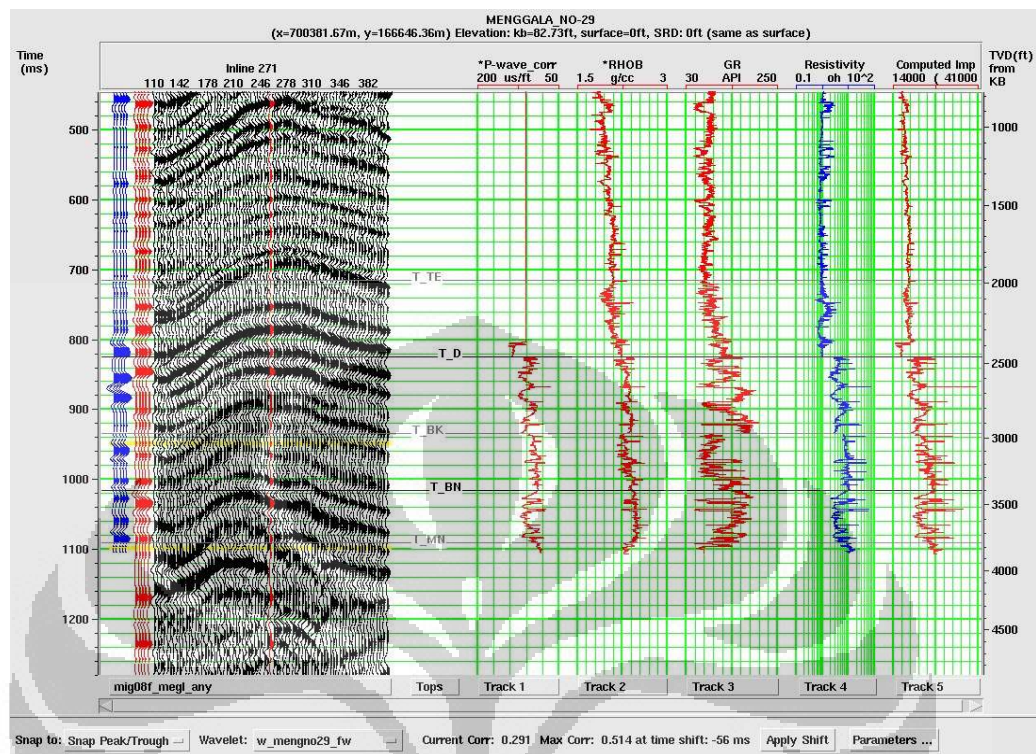
e. Sumur -26



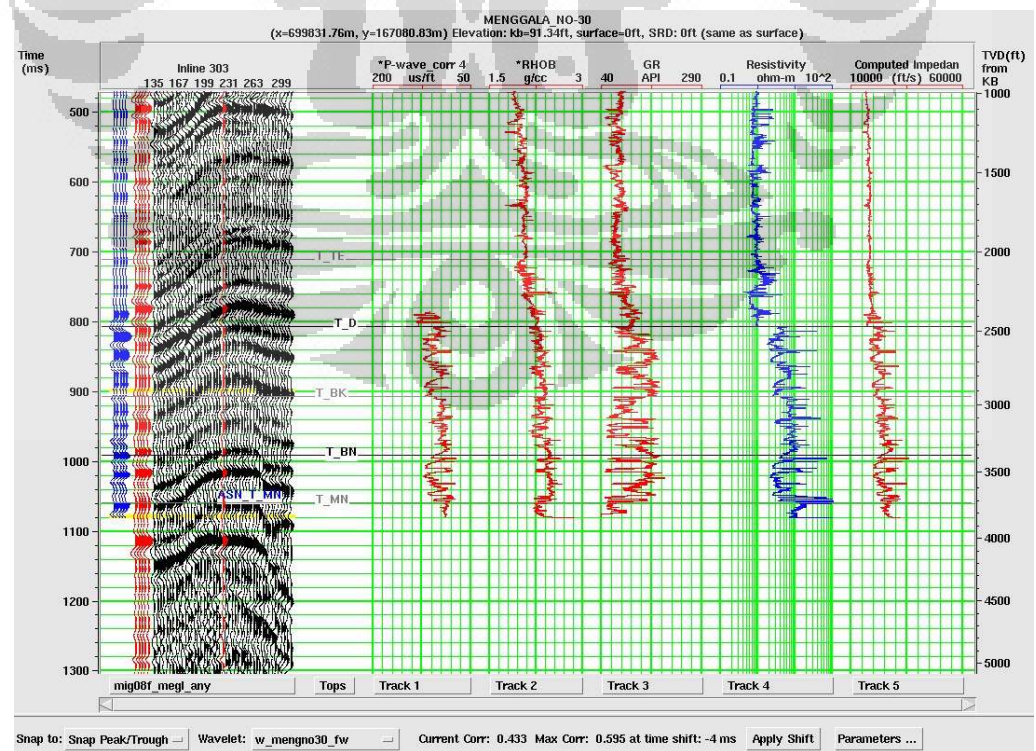
f. Sumur -28



g. Sumur -29

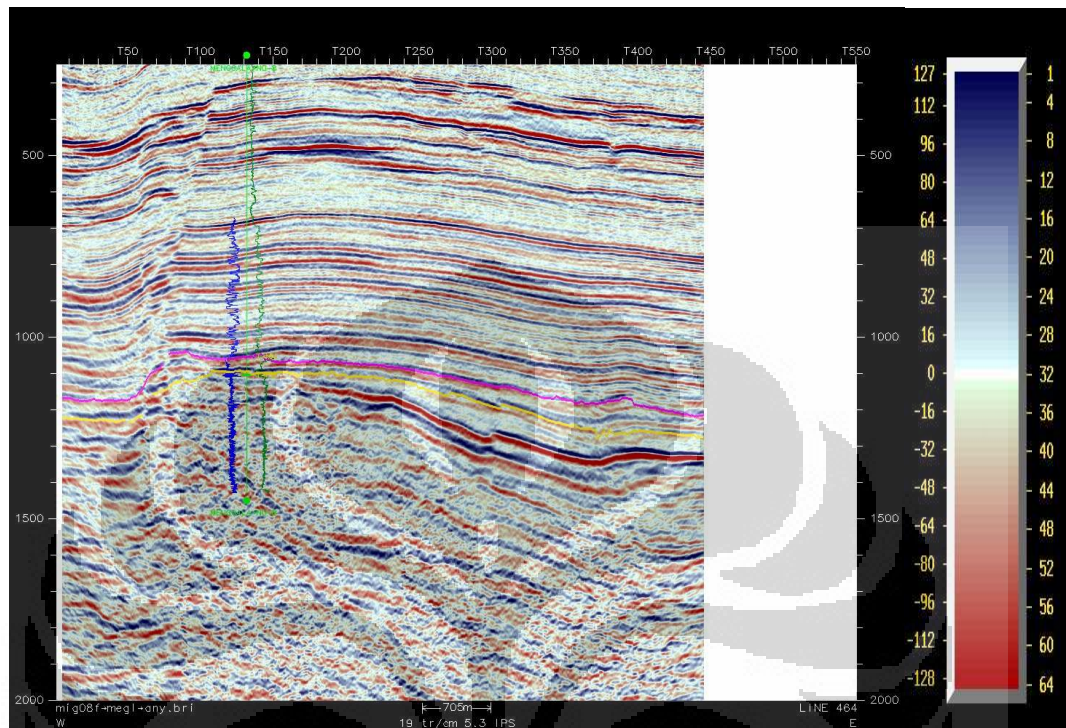


h. Sumur -30

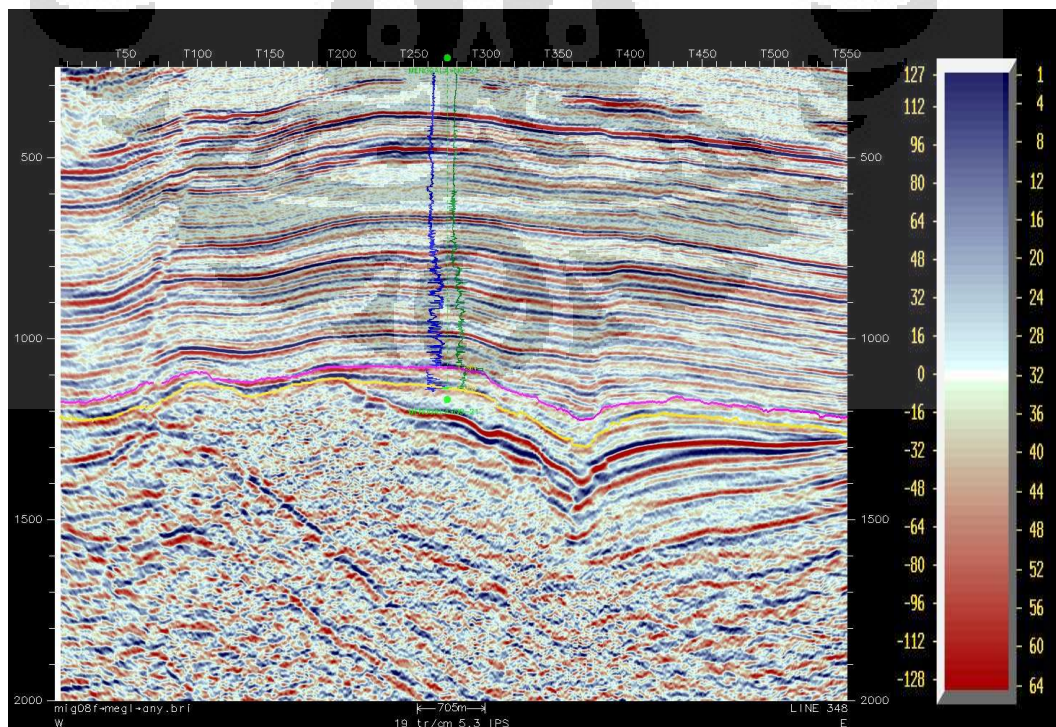


3. Picking Horizon

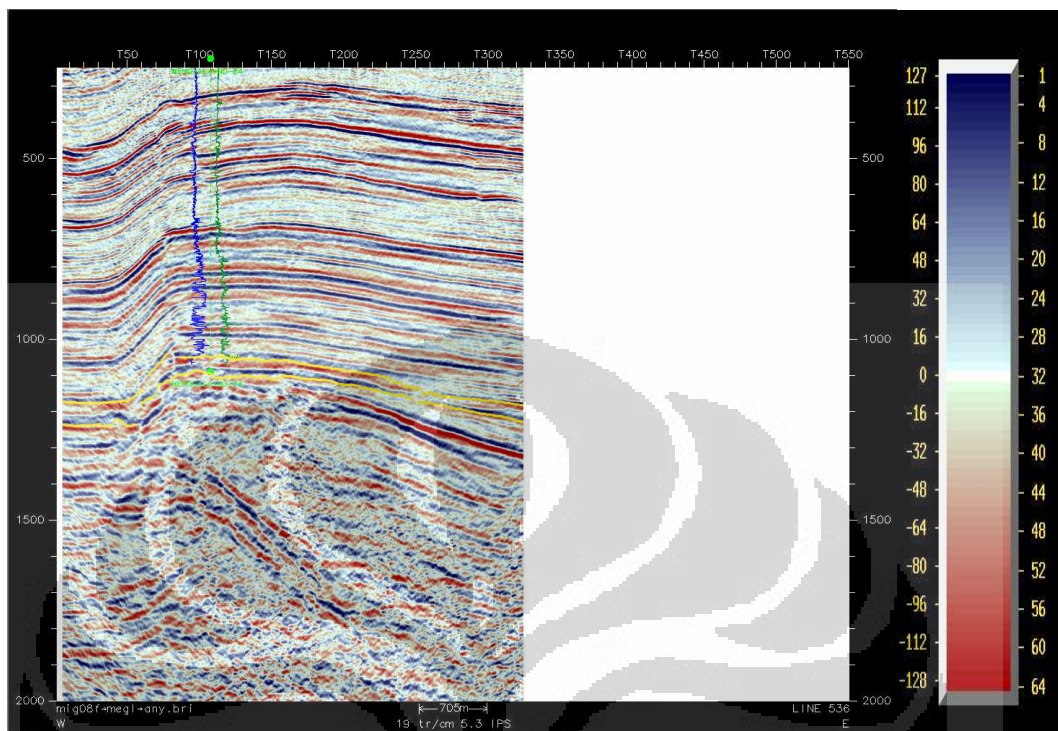
a. Sumur-8



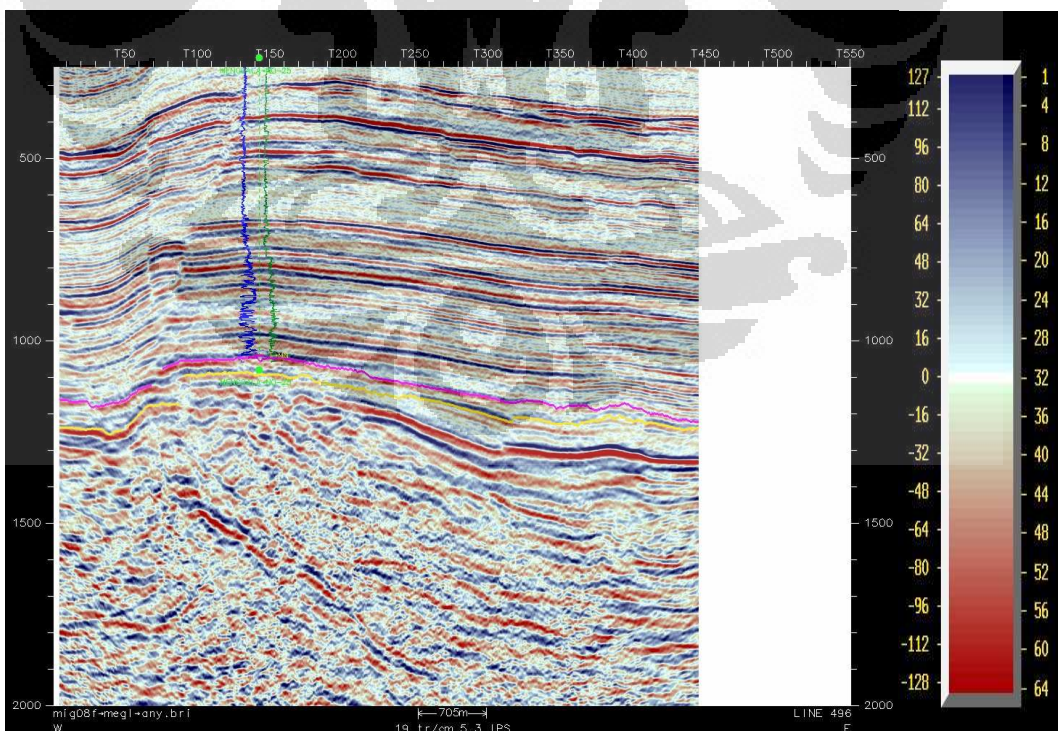
b. Sumur-21



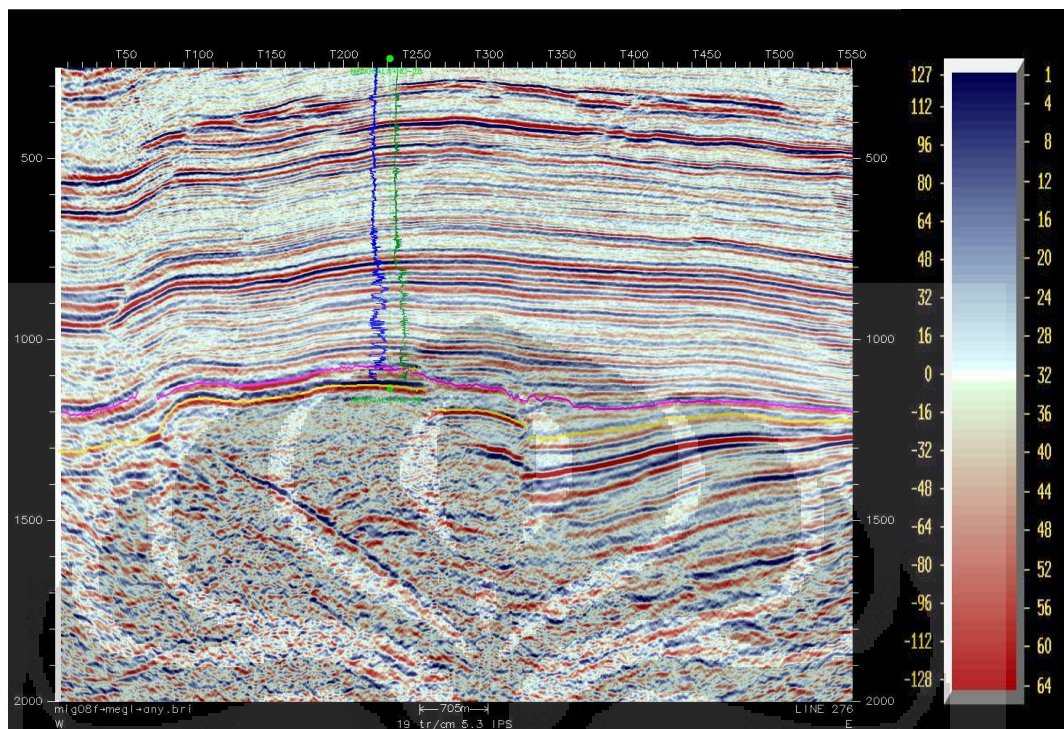
c. Sumur-24



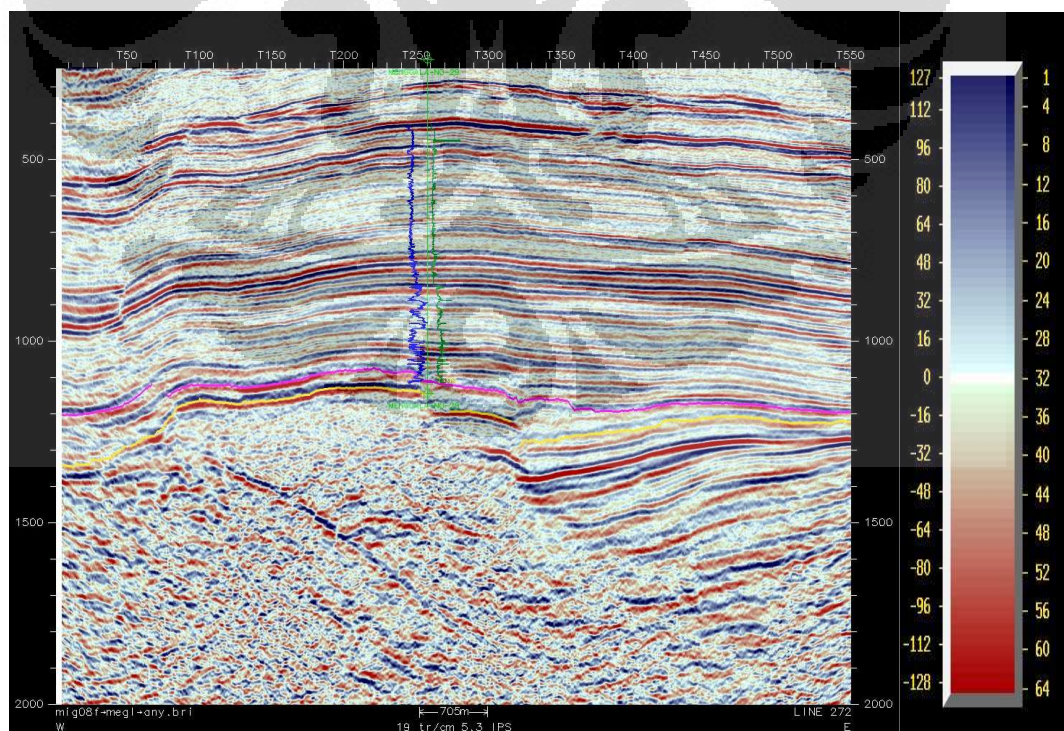
d. Sumur-25



e. Sumur-28



f. Sumur-29



g. Sumur-30

