

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN ANALISA
ATRIBUT SEISMİK UNTUK LAPANGAN MENDAWAI,
JAWA BARAT UTARA**

SKRIPSI

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

oleh

NOVARIE

0305020683



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

2009

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Novarie
NPM : 0305020683
Tanda Tangan :

Tanggal : 02 Desember 2009

LEMBAR PENGESAHAN

Nama Mahasiswa : Novarie
N P M : 0305020683
Departemen : Fisika
Peminatan : Geofisika
Tanggal Sidang : 02 Desember 2009
Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoir Menggunakan Analisa
Atribut Seismik untuk Lapangan Mendawai, Jawa
Barat Utara

Skripsi ini telah diperiksa dan disetujui oleh

Dr.rer.nat. Abdul Haris
Pembimbing I

Ir. Suyono, M.T
Pembimbing II

Dr. Eng. Supriyanto, M.Sc
Penguji I

Samsul Hidayat, M.Si
Penguji II

Dr. Santoso Soekirno
Ketua Departemen Fisika

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan kehadiran Tuhan yang Maha Esa yang telah memberikan anugrah terindahnya kepada penulis dan telah menuntun penulis dalam menyelesaikan skripsi ini dengan baik dan tepat waktu, yang berjudul: **“KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN ANALISA ATRIBUT SEISMIK UNTUK LAPANGAN MENDAWAI, JAWA BARAT UTARA”**.

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

1. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris dan Bapak Ir. Suyono, M.T, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
2. Dr. Supriyanto dan Samsul Hidayat M.Si selaku Penguji I dan II atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini.
3. Bapak Dr. Bambang Soegijono, selaku ketua sidang yang telah membantu dalam sidang skripsi penulis.
4. Bapak Dr. Santoso, selaku ketua Departemen Fisika FMIPA UI.
5. Bapak Dr. Yunus Daud, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah memberikan arahan semenjak penulis menapakkan kaki di peminatan geofisika.
6. Pihak PERTAMINA EPTC yang telah memberikan fasilitas kepada penulis.
7. Seluruh dosen yang telah membagi ilmunya kepada penulis, semenjak penulis mengawali studi di UI hingga menyelesaikan Tugas Akhir ini.

8. Orang tua dan segenap orang yang penulis tuakan atas doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.
9. Ka Paulus, Lisa, Ng Bei Berger, Subhan, Miftahul Haq, Gerry, Pandhu, dan teman-teman S1 reguler 2005 yang selalu memberikan dukungan moril dan spiritual, serta banyak informasi berharga kepada penulis.
10. Jajaran karyawan Departemen Fisika UI, Mba Ratna, Mas Mardy, Mba Evy, Mas Rizky, Pak Usman (Babe) atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
11. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

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

Depok, Desember 2009

Penulis

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

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

Nama : Novarie
NPM : 0305020683
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

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

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN ANALISA ATRIBUT
SEISMIK UNTUK LAPANGAN MENDAWAI, JAWA BARAT UTARA**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 02 Desember 2009

Yang menyatakan

(Novarie)

ABSTRAK

Nama : Novarie
Program studi : Geofisika
Judul : Karakterisasi Reservoir Menggunakan Analisa Atribut Seismik untuk Lapangan Mendawai, Jawa Barat Utara

Analisa atribut seismik adalah metoda yang menggunakan semua data seismik, yang merepresentasikan karakterisasi dari gelombang seismik berupa amplitudo, frekuensi, dan fasa. Amplitudo merupakan salah satu atribut dasar dari trace seismik yang dapat digunakan untuk mengetahui persebaran dari distribusi reservoir (karbonat). Persebaran dari reservoir karbonat umumnya diindikasikan dengan nilai amplitudo yang rendah. Analisa atribut ini diaplikasikan pada data seismik 2D dan 2 buah data sumur pada Cekungan Jawa Barat-Utara, Lapangan Mendawai, Formasi MMC. Analisa difokuskan pada satu horison yang dianggap sebagai reservoir. Peta distribusi reservoir dapat dilihat pada peta Amplitudo RMS dan Maksimum yang memiliki nilai amplitudo rendah. Hasilnya menunjukkan bahwa distribusi reservoir dapat dipetakan dengan mudah dalam pengertian secara geologi.

Kata kunci:
amplitudo, atribut seismik, karbonat, reservoir

ABSTRACT

Name : Novarie
Study Program : Geophysics
Title : *Reservoir Characterization Using Seismic Attribute Analysis at Mendawai Field, North West Java*

Seismic attribute analysis is a method that uses all seismic data information, which represents the characteristic of seismic wave including amplitude, frequency and phase. Amplitude is one of the basic attributes of seismic trace that can be used to delineate reservoir (carbonate) distribution. It can be understood, since the carbonate reservoir is commonly indicated by low amplitude. This attribute analysis has been applied to 2D seismic data and 2 well log data of North-West Java Basin, Mendawai Field, MMC formation. The analysis is focus on one horizon, which is believed as target reservoir. RMS amplitude and maximum amplitude is derived to map carbonate distribution, which is associated with low amplitude. The results show that reservoir distribution can be easily mapped in the meaning of geology.

Keyword:
amplitude, seismic attribute, carbonate, reservoir

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiii
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Studi	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Metode Studi	2
1.5 Sistematika Penulisan	3
BAB II. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI	
2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	5
2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	6
2.3 Kerangka Tektonik	8
2.4 Sejarah Geologi	8
2.5 <i>Petroleum System</i>	9
BAB III. ATRIBUT SEISMIK	
3.1 Atribut Seismik	13
3.2 Atribut Amplitudo	15
3.3 Seismik Refleksi	17
3.4 Komponen Seismik Refleksi	19
3.4.1 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi	20
3.4.2 Polaritas	21
3.4.3 Fasa	22
3.4.4 Resolusi Vertikal	23
3.4.5 Wavelet	23
BAB IV. DATA DAN PENGOLAHAN DATA	
4.1 Persiapan Data	25
4.2 Pengolahan Data	26
4.2.1 Penggunaan Perangkat lunak	26
4.2.2 Korelasi Sumur	28
4.2.3 <i>Well Seismic Tie</i>	29

4.2.4 <i>Picking</i> Horison dan <i>Picking</i> Sesar	33
4.2.5 Pemetaan Bawah Permukaan	34
4.2.6 Atribut Ampiltudo Seismik	35

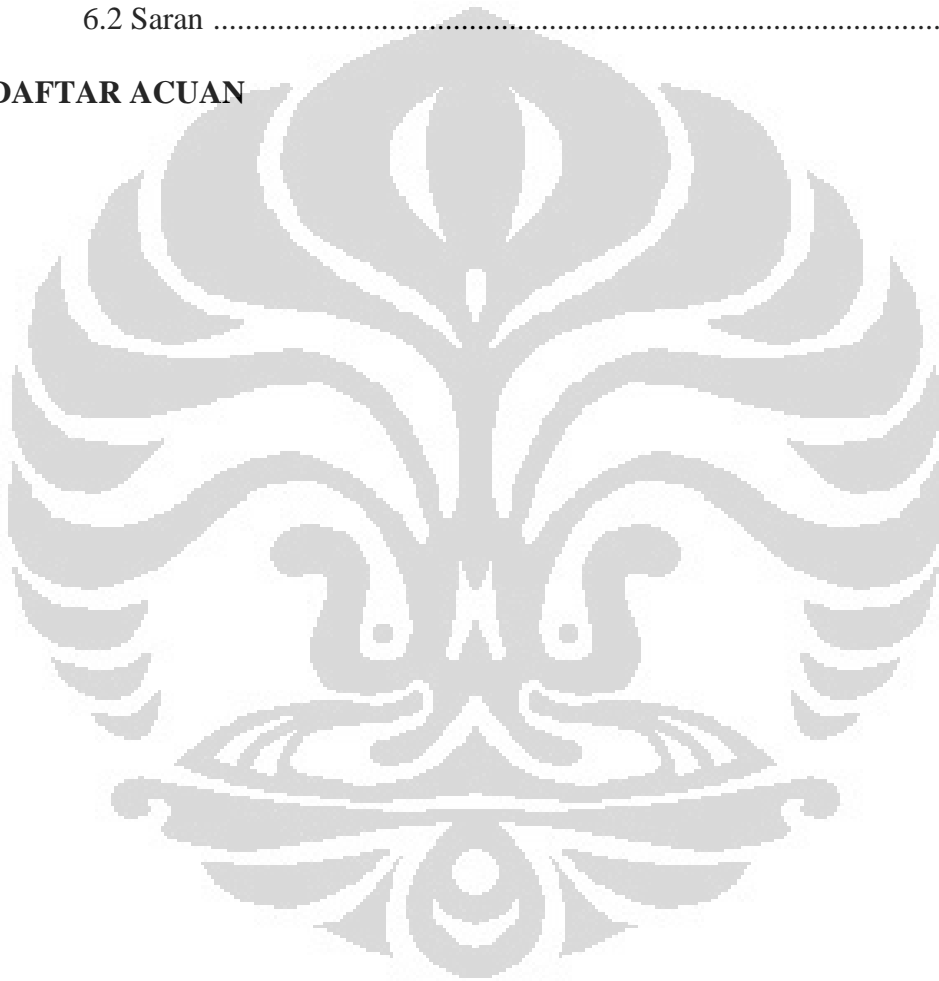
BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisa Lapisan MMC	38
5.2 Analisa Peta Struktur	40
5.3 Analisa Atribut	43

BAB VI. KESIMPULAN DAN INTERPRETASI

6.1 Kesimpulan	46
6.2 Saran	46

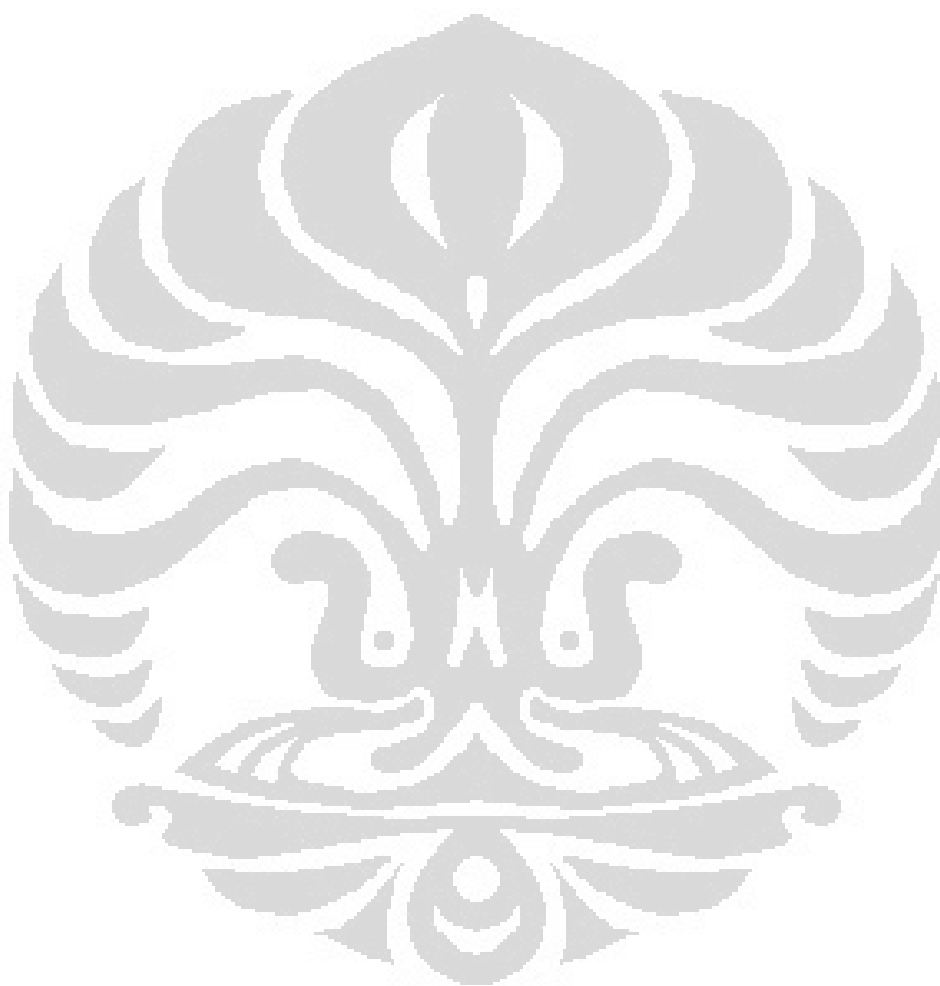
DAFTAR ACUAN



DAFTAR GAMBAR

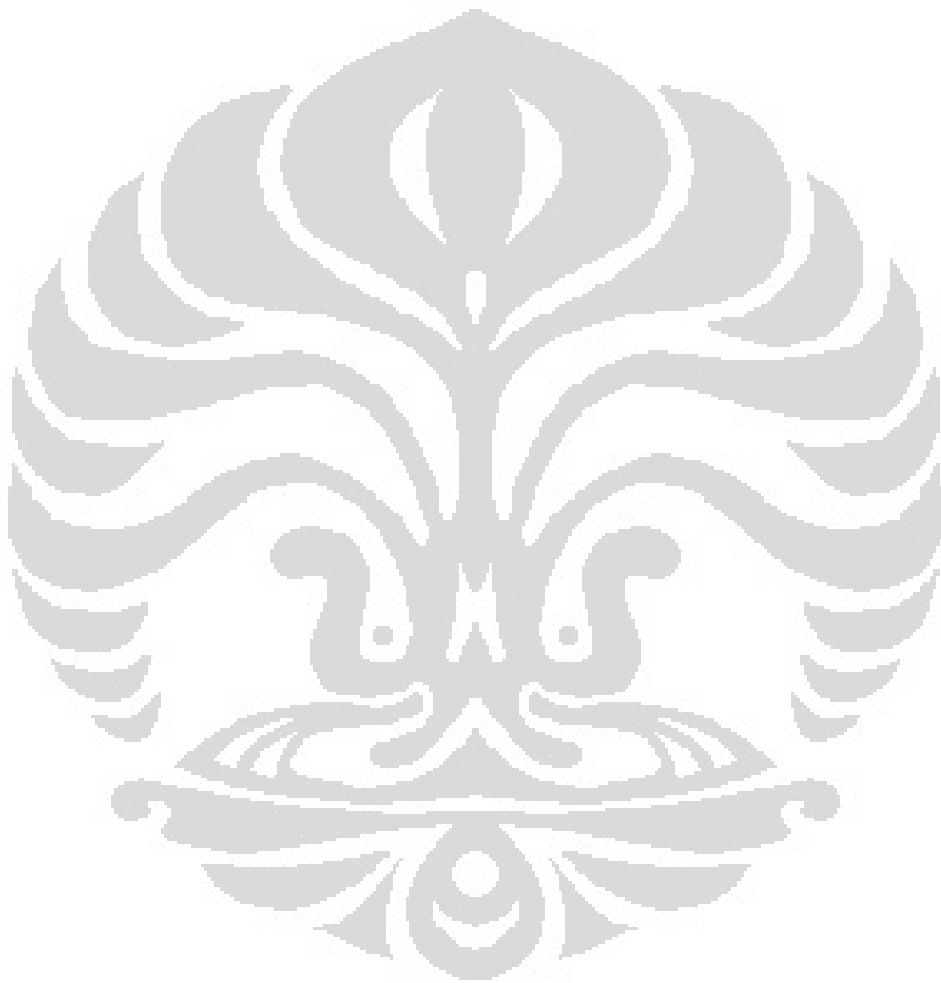
Gambar 1.1. Diagram alir studi	3
Gambar 2.1. Peta Regional Jawa Barat Utara	5
Gambar 2.2. Stratigrafi Regional Jawa Barat Utara.....	6
Gambar 2.3. Hidrokarbon <i>Play</i> di Cekungan Jawa Barat Utara	12
Gambar 3.1. Klasifikasi Atribut seismik	14
Gambar 3.2. Perhitungan amplitudo RMS	16
Gambar 3.3. Perhitungan amplitudo absolute maksimum	17
Gambar 3.4. Proses Seismik Refleksi	18
Gambar 3.5. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium.....	19
Gambar 3.6. Hubungan antara amplitudo, IA, dan reflektifitas	20
Gambar 3.7. Polaritas menurut <i>Society of Exploration Geophysics</i> (SEG) ...	21
Gambar 3.8. <i>Wavelet</i> fasa minimum dan fasa nol	23
Gambar 3.9. Jenis-jenis <i>wavelet</i>	24
Gambar 4.1. Daerah studi lapangan Mendawai	25
Gambar 4.2. Tampilan <i>Application Manager</i>	26
Gambar 4.3. Tampilan <i>IESX Session Manager</i>	27
Gambar 4.4. Tampilan <i>Geology Office</i>	27
Gambar 4.5. Tampilan <i>Seismic Attribute ToolKit</i>	28
Gambar 4.6. Korelasi Sumur.....	29
Gambar 4.7. Kalibrasi data sonic terhadap data checkshot.....	30
Gambar 4.8. Ekstrasi <i>Wavelet</i>	31
Gambar 4.9. Hasil <i>Seismic Well Tie</i> pada sumur M1	32
Gambar 4.10. Hasil <i>picking</i> Horison dan Sesar pada lintasan 4h.....	34
Gambar 4.11. Peta struktur waktu lapisan MMC	35
Gambar 4.12. Peta amplitudo.....	36
Gambar 4.13. Overlay peta struktur waktu dengan amplitudo RMS	37
Gambar 4.14. Overlay peta struktur waktu dengan amplitudo maksimum....	37
Gambar 5.1. Data dari sumur pemboran	38
Gambar 5.2. Penampang lintasan seismik pada lintasan 5h.....	39

Gambar 5.3. <i>Composite Log</i> dari sumur M1.....	40
Gambar 5.4. Penampang seismik lintasan 4h.....	40
Gambar 5.5. Peta struktur waktu Lapisan MMC.....	41
Gambar 5.6. Integrasi peta struktur dan litologi pada sumur M1 dan M2	42
Gambar 5.7. Peta amplitudo	43
Gambar 5.8. Overlay peta struktur waktu dengan amplitudo.....	44



DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Ketersediaan data sumur	26
---	----



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak bumi merupakan sumber energi yang tidak dapat diperbaharui dan merupakan sumber energi utama bagi kehidupan di bumi ini. Hal inilah yang menyebabkan eksplorasi dan produksi sumber minyak bumi terus ditingkatkan setiap harinya.

Mulanya, eksplorasi dan produksi sumber minyak bumi hanya didukung oleh struktur geologi pada daerah studi. Tetapi saat ini, struktur geologi yang dianggap dapat mengandung minyak bumi belum tentu mengandung minyak bumi yang bernilai ekonomis. Oleh karena itu, dibutuhkan suatu cara untuk memaksimalkan cadangan minyak bumi.

Selama ini, teknik yang digunakan dalam eksplorasi minyak bumi adalah interpolasi dan ekstrapolasi dari data sumur yang ada, dimana data sumur memiliki kemampuan untuk menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi yang sangat baik secara vertikal. Dan untuk memberikan gambaran bawah permukaan secara lateral, digunakan metode seismik refleksi. Dengan mengintegrasikan data sumur dan data seismik, maka akan didapatkan analisa untuk gambaran bawah permukaan yang lebih baik.

Salah satu metode yang digunakan untuk mengetahui karakterisasi reservoir adalah analisa atribut, yang menggunakan seluruh informasi yang dimiliki oleh data seismik, baik secara pengukuran langsung maupun dengan perhitungan. Integrasi atribut seismik dan sifat-sifat fisika batuan merupakan metodologi efektif dalam memberikan informasi geologi bawah permukaan, termasuk analisa pemisahan litologi dan kandungan dari batuan yang dapat digunakan untuk mengkarakterisasikan reservoir.

1.2 Tujuan Studi

Tujuan studi ini adalah untuk mempelajari dan memahami prinsip atribut seismik, menganalisa penyebaran reservoir secara lateral dengan menggunakan analisa atribut seismik, dan mengkarakterisasikan reservoir dengan analisa atribut seismik.

1.3 Batasan Masalah

Studi ini menggunakan analisa atribut amplitudo seismik, pada lapisan *Mid Main Carbonate (MMC)* di cekungan Jawa Barat Utara. Menggunakan 2 data sumur pemboran dan data seismik 2D *Post-Sstack Time Migration* yang terdiri dari 16 lintasan. Data log yang digunakan dalam studi ini adalah *Gamma Ray*, *Resistivity*, *Density*, *Sonic*, dan juga data *checkshot*.

1.4 Metode Studi

Alir studi dapat dilihat pada **Gambar 1.1**. Yang pertama adalah melakukan persiapan data seismik dan sumur. Setelah itu, dilakukan ekstrasi *wavelet* dari data seismik dan korelasi log melalui data sumur. Hasil ekstrasi tersebut kemudian dikombinasikan dengan data sumur untuk mendapatkan seismogram sintetik. Setelah didapatkan seismogram sintetik, dilakukan proses *seismic-well tie* yang menggunakan data *checkshot* sebagai penghubung antara data sumur dan data seismik.

Pada tahap interpretasi seismik, dibutuhkan data geologi sebagai acuan. Interpretasi seismik termasuk didalamnya *picking* horison dan sesar yang menghasilkan peta struktur. Setelah dilakukan interpretasi, maka proses ekstraksi atribut dapat dilakukan dan menghasilkan peta atribut. Melalui peta struktur dan peta atribut yang telah didapatkan, maka dapat dilakukan analisa distribusi reservoir untuk mengetahui distribusi dari reservoir.

Dan pada bagian yang kedua adalah Bab II, dalam bab ini dibahas mengenai kondisi regional daerah studi, stratigrafi, kerangka tektonik, sejarah geologi, *petroleum system* dan migrasi.

Berikutnya bagian yang ketiga adalah Bab III, dalam bab ini dibahas mengenai teori dasar yang berhubungan dengan studi, seperti dasar metode seismik refleksi, komponen seismik refleksi, dan atribut seismik.

Pada bagian ini telah masuk ke dalam proses pengolahan data atribut seismik dan pemodelan atribut amplitudo, yaitu Bab IV, membahas mengenai pengolahan data dan perangkat lunak yang dipergunakan dalam studi.

Analisa dan interpretasi data terdapat pada Bab V, dalam bab ini berisi tentang analisa dan interpretasi hasil pengolahan data, yang mencakup analisa atribut berdasarkan hasil yang telah diperoleh.

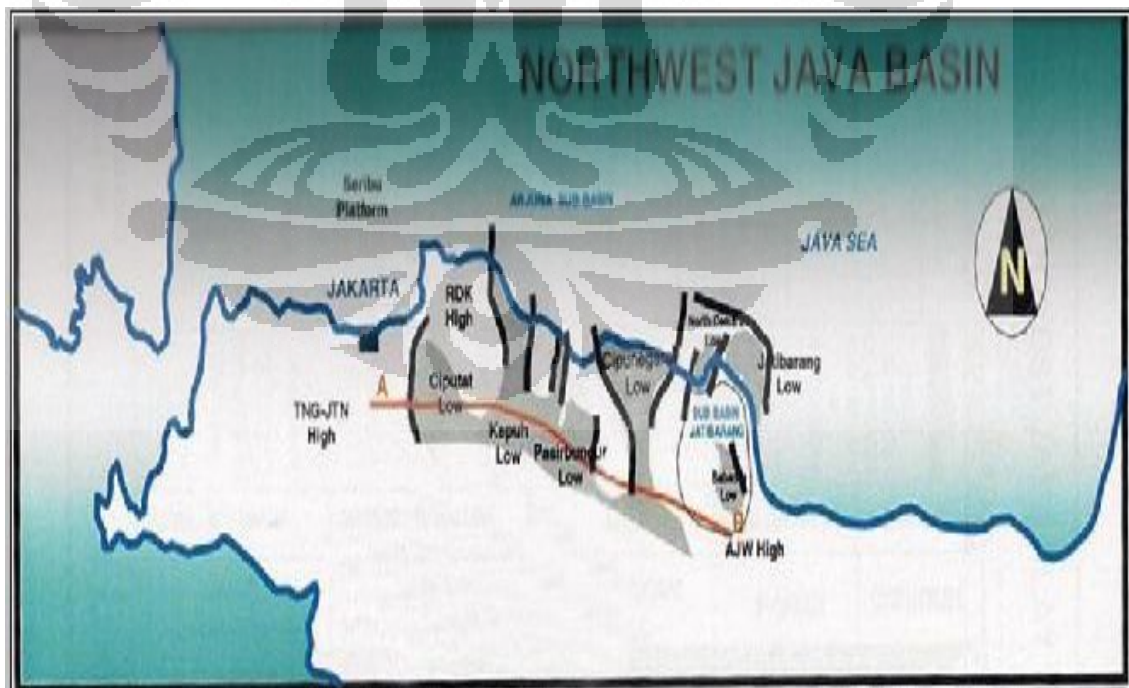
Bagian akhir dari penulisan skripsi ini adalah Bab VI, dalam bab ini berisi tentang kesimpulan dan saran-saran yang diperoleh dari analisa yang telah dilakukan pada keseluruhan studi yang telah dilakukan.

BAB II TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI

2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara

Secara regional, Cekungan Jawa Barat Utara merupakan sistem cekungan busur belakang yang terletak antara Lempeng Sunda kecil dan Lempeng India-Australia. Aktifitas tektonik mengakibatkan keselarasan arah patahan normal utara selatan ke arah utara dari cekungan. Patahan inilah yang mempengaruhi pembentukan *horst* dan graben, serta sedimentasi pada Cekungan Jawa Barat Utara.

Cekungan Jawa Barat Utara adalah salah satu cekungan busur belakang yang memiliki potensi hidrokarbon. Pada daerah *offshore* dari cekungan, terdapat Seribu Platform dan Sub-cekungan Ardjuna. Pada daerah *onshore* Jawa Barat Utara terdapat Tinggian Tanggerang, rendahan Ciputat, Tinggian Rengasdengklok, rendahan Kepuh, rendahan Pasirputih, rendahan Cipunegara dan Sub-cekungan Jatibarang, seperti terlihat pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Peta Regional Jawa Barat Utara
(Pertamina, 1994)

Batuan Pra-Tersier

Merupakan batuan dasar dengan litologi utama batuan metamorf (*mica schist*) berwarna abu-abu kehijauan sampai abu-abu tua dan sangat keras (Pertamina, 1988). Berdasarkan analisa radiometri K-Ar, batuan berumur 213-58 juta atau ekuivalen dengan Trias-Paleocene (Suyitno dan I. Yahya, 1974).

Batuan Tersier

Formasi Jatibarang, tersusun dari tufa dan breksi andesit diselingi oleh andesit porfir. Umumnya mengisi daerah-daerah rendahan dengan ketebalan lebih dari 1200 m, dan kemudian menipis ke arah barat di Tinggian Rengasdengklok. Berdasarkan analisa radiometri K-Ar, formasi ini berumur Eosen akhir-Oligosen awal dan terletak tidak selaras diatas batuan dasar.

Formasi Talang Akar, dibagian bawah tersusun dari serpih karbonan, slit dan batu pasir. Sedangkan bagian atas tersusun dari serpih dan batugamping dengan ketebalan berkisar pada 50-300 m. Formasi ini berfungsi sebagai batuan induk, berumur Oligosen akhir-Miosen awaldan terletak tidak selaras diatas batuan dasar dan Formasi Jatibarang.

Formasi Baturaja, dibagian bawah dominan tersusun dari batugamping bioklastik untuk kemudian semakin keatas dijumpai sisipan serpih dan napal dengan batugampingnya berkembang menjadi batugamping terumbu di beberapa tempat. Formasi in berfungsi sebagai batuan waduk dengan ketebalan maksimum 350 m, berumur Miosen awal dan terletak selaras diatas Setara Formasi Talang Akar.

Formasi Cibulakan, dibagi menjadi dua yaitu pertama adalah Formasi Cibulakan bawah dengan litologi batu gamping yang dapat disetarakan dengan batugamping dari Formasi Baturaja. Kedua adalah Formasi Cibulakan Atas yang terdiri dari tua ke muda, dibagi lagi menjadi zona 14 atau MMC (Mid Main Carbonate) dengan litologi batugamping, serta zona 16, zona 15, zona 14A dan zona 12 dengan litologi selang-seling antara serpih dan batupasir serta sisipan batubara.

Formasi Parigi, terutama tersusun dari *reef build-up* dengan ketebalan 10-500 m. Porositas *cavern* umum dijumpai sehingga sering terjadi *mud lost* dalam operasi pemboran. Formasi ini berumur Miosen tengah – Miosen akhir dan terletak selaras diatas Formasi Cibulakan

Formasi Cisubuh, tersusun dari serpih dengan sisipan batu pasir, konglomerat dan semakin keatas semakin bersifat pasiran. Formasi ini berumur Miosen akhir – Pliosen, terletak selaras diatas Formasi Parigi dan secara tidak selaras diatasnya ditutupi oleh endapan aluvium dan endapan vulkanik Kuartar.

2.3 Kerangka Tektonik

Tatanan tektonik Cekungan Jawa Barat Utara tidak terlepas dari sejarah tektonik Indonesia Barat, khususnya di Paparan Sunda yang merupakan suatu sistem subduksi.

Kegiatan tektonik Pra-Tersier dan Tersier membentuk tinggian (*high*) dan rendahan (*low*), tinggian memisahkan dalaman sehingga membentuk cekungan – cekungan yang lebih kecil (*sub-cekungan*).

Berdasarkan pola struktur utamanya, Jawa Barat Utara dapat dibedakan dengan Jawa Barat sebelah barat yang dipengaruhi oleh pola Sumatra dan Jawa Barat sebelah selatan yang berarah relatif Barat – Timur. Adanya pola kelurusan relatif Utara – Selatan dari sesar, lipatan dan graben di Cekungan Jawa Barat Utara, disebut sebagai “*Meratus Trend*” yang mengontrol konfigurasi batuan dasar, merupakan bukti dari fase subduksi 1. Zona Subduksi Jawa yang terbentuk pada Akhir Tersier telah mempengaruhi pola “*Meratus Trend*” dan membentuk kelurusan relatif Barat – Timur yang disebut dengan Pola tektonik Jawa.

2.4 Sejarah Geologi

Pada kala Eosen akhir – Oligosen awal, aktifitas vulkanik kala itu menghasilkan endapan vulkaniklastik Formasi Jatibarang yang mengisi daerah “paleotopografi *low*” seperti graben – sesar bongkah terutama di sebelah Timur.

Kemudian pada masa Miosen awal mulai terjadi genang laut dari arah selatan (Suyitno dan Arpandi, 1975) diendapkan Formasi Talangakar secara tidak selaras diatas Formasi Jatibarang pada kondisi paralik. Proses transgresi berlangsung hingga kondisi paralik berubah menjadi kondisi paparan, dimana Formasi Baturaja diendapkan dan terbentuk secara selaras diatas Formasi Talang Akar.

Pada kala akhir Miosen Awal terjadi proses susut laut, dimana pada saat ini diendapkan Formasi Cibulakan dengan ketebalan maksimum terdapat di Subcekungan Pasirputih dan Ciputat. Kemudian pada kala akhir Miosen Tengah, kembali terjadi genang laut yang datang dari arah selatan (Suyitno dan Arpandi, 1975) yang mengakibatkan berkembangnya Formasi Parigi yang menipis ke arah utara dengan pola utara – selatan mengikuti konfigurasi struktur dan batuan dasar. Selanjutnya pada kala Miosen Akhir – Pilo Plistosen kembali terjadi susut laut sejalan dengan pengendapan Formasi Cisubuh diatas Formasi Parigi. Proses susut laut berjalan terus, diikuti dengan pengangkatan Pilo Plistosen dan munculnya aktifitas vulkanik hingga saat ini.

2.5 *Petroleum System*

Batuan Induk

Di Cekungan Jawa Barat Utara, terdapat 3 tipe utama batuan induk, yaitu *lacustrine shales (oil-prone)*, *fluvio-deltaic coals* dan *shales (oil and gases prone and marine claystones/bacterial gas)*. Banyak yang mengatakan bahwa Formasi Talang Akar memiliki batuan induk terbaik di Cekungan Jawa Barat Utara. Gordon (1985) mengatakan bahwa *coal* dan *carbonaceous shales* dari Formasi Talang Akar merupakan batuan induk yang bagus untuk menghasilkan hidrokarbon pada daerah *offshore sub-cekungan*. Diindikasikan bahwa hidrokarbon merupakan *derivation* dari *terrestrial plant material*. Kemungkinan lain untuk batuan induk adalah lapisan *syn-rift lacustrine black shales* dari Formasi Jatibarang (daerah Jatibarang dan Tugu Barat). Produksi minyak dan gas untuk komersial didapatkan dari rekahan *volcanoclastics* di daerah Jatibarang. Sebagian minyak juga merupakan hasil dari *lacustrine*.

Reservoir

Beberapa reservoir di Cekungan Jawa Barat Utara telah memproduksi minyak dan gas. Formasi Jatibarang merupakan salah satu reservoir minyak dan gas yang berasal dari rekahan *vulcanoclastics*.

Reservoir berikutnya terdapat pada Formasi Baturaja yang berkembang melewati Jawa Barat Utara dan Cekungan Sumatra Selatan. Reservoir ini mengandung *shelf limestones*, *coral reefs* dan *bank complex* dan mempunyai potensi hidrokarbon dari baik hingga memusaskan. Tetesan air merupakan penyebab terbentuknya porositas dan permeabilitas.

Formasi Cibulakan Atas juga merupakan reservoir yang penting, pembentukan utama minyak terdapat pada *sandstones*. Merupakan reservoir prolific dengan potensi hidrokarbon yang sangat bagus dengan ketebalan yang cukup. Porositas pada reservoir ini sekitar 30% dan permeabilitas mencapai 500mD.

Parigi karbonat *build-up* adalah reservoir lain yang memiliki porositas baik di Cekungan Jawa Barat Utara. Reservoir ini merupakan tipe yang sangat *porous* dan mengandung gas dalam jumlah besar. Formasi Parigi mempunyai *reefal build-ups* dan perkembangan porositas yang terbaik dari semua karbonat tersier. Parigi Atas merupakan *platform/bioherm* yang menyebar, dengan variasi ketebalan mencapai 150 m di *offshore* dan 500 m di *onshore*. Perkembangan reservoir pada daerah karbonat Parigi dikarenakan adanya *vugular*, *moldic* dan porositas intergranular yang tersebar pada daerah karbonat.

Seal

Batas-batas seal pada Cekungan Jawa Barat Utara adalah Talang Akar Atas *shales*, *Middle Baturaja shales*, *Middle Miocene mudstones* dari Formasi Cibulakan Atas, dan Cisubuh *shales*.

Migrasi

Migrasi hidrokarbon dapat dilakukan secara laterar dan/atau vertikal dari batuan induk. Migrasi lateral terjadi pada daerah yang memiliki permeabilitas horizontal yang bagus. Migrasi secara vertikal terjadi pada saat arah migrasi tegak lurus terhadap perlapisan. Migrasi secara lateral umumnya terdapat pada lapisan permiable.

Di Jawa Barat Utara, saluran utama untuk migrasi lateral pada umumnya merupakan arah utara selatan pada Formasi Talang Akar. Migrasi vertikal pada daerah ini merupakan hal yang umum, karena banyak daerah yang menunjukkan kesamaan reservoir yang bertingkat. Patahan merupakan saluran utama untuk migrasi vertikal, dengan menggunakan cairan secara berulang, bertepatan dengan periode tektonik aktif dan pergerakan patahan.

Jebakan

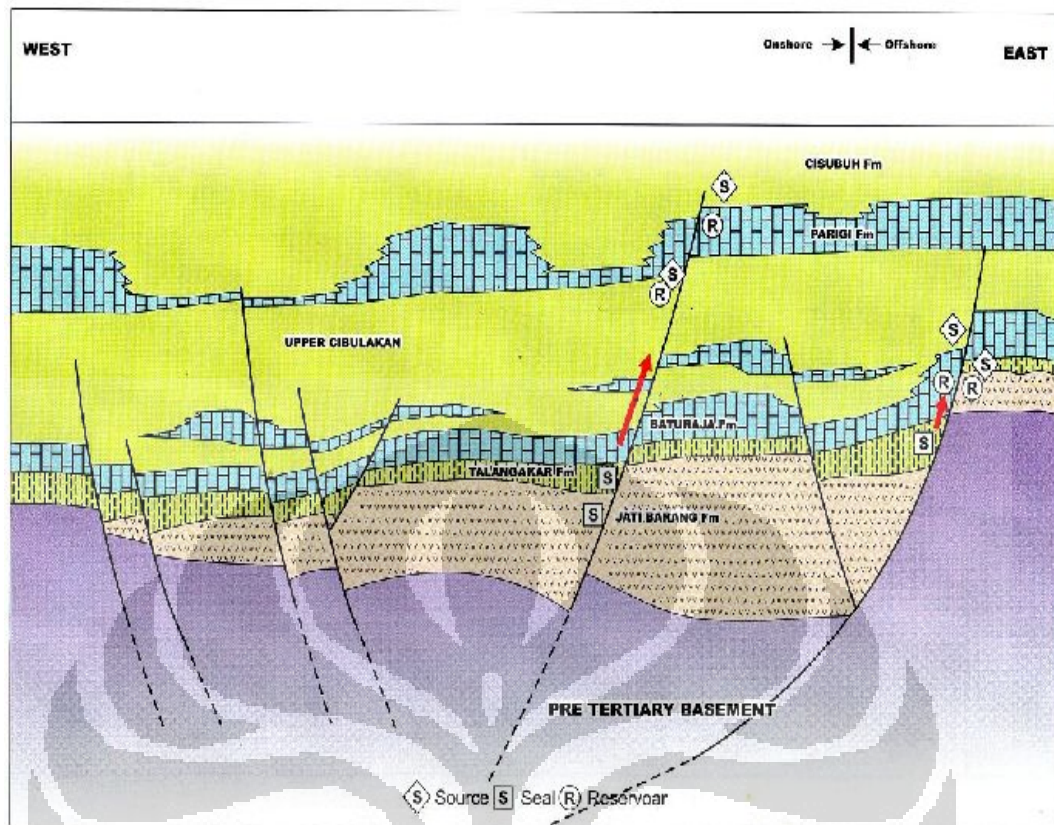
Mekanisme jebakan dan tipe struktur hampir sama untuk setiap daerah di Cekungan Jawa Barat Utara. Struktur utama merupakan kubah antiklin dan patahan miring. Dikarenakan jumlah pasir dan *coarse clastic* pada daerah reservoir, jebakan patahan sering menimbulkan patahan yang saling menyilang.

Jebakan stratigrafi ditemukan pada saat pasir *on-lap* dan *drape basement high*. Tipe jebakan ini hanya terdapat pada Formasi Talang Akar, walaupun stratigrafi pada reservoir lain hampir serupa. *Carobonates build-up* pada Baturaja, Mid-Main Cibulakan Atas dan Parigi juga merupakan jebakan yang bagus.

Hidrokarbon Play

Cekungan Jawa Barat Utara mempunyai beberapa *play*, yaitu: Jatibarang, Baturaja, Cibulakan Atas, dan Parigi seperti pada **Gambar 2.3**.

Jatibarang *play* terdiri dari *volcanoclastic flows* dan *tuffs*. Minyak dan gas diproduksi melalui rekahan yang strukturnya merupakan antiklin dengan arah timur barat dan terpotong oleh patahan normal dengan arah utara selatan.



Gambar 2.3 Hidrokarbon Play di Cekungan Jawa Barat Utara
(Pertamina, 1994)

Baturaja play merupakan karbonat *platform* atau *reef complex*, yang berkembang melewati *palaeohighs*. *Build-up* ini merupakan tipe jebakan untuk minyak dan gas, juga dikombinasikan dengan *drape over basement highs*. Reservoir utama terdiri dari *coral algal reef* dengan porositas sekunder yang didapatkan dari pelapukan dengan air.

Dan Cibulakan Atas play terdiri atas sumber batuan pasir yang berasal dari arah utara dan *pinch-out of sand bodies*. Reservoir pasir merupakan lapisan yang paling berproduksi.

Parigi play merupakan *platform* atau *bioherm* yang menyebar dan diketahui mengandung gas dalam jumlah besar dan merupakan kesempatan terbaik untuk mendapatkan cadangan baru dengan biaya yang wajar. Parigi build-up berkembang sangat baik pada daerah onshore maupun offshore. Reservoir berkembang sejalan dengan vugular, moldic dan intergranular porositas yang tersebar melewati interval karbonat.

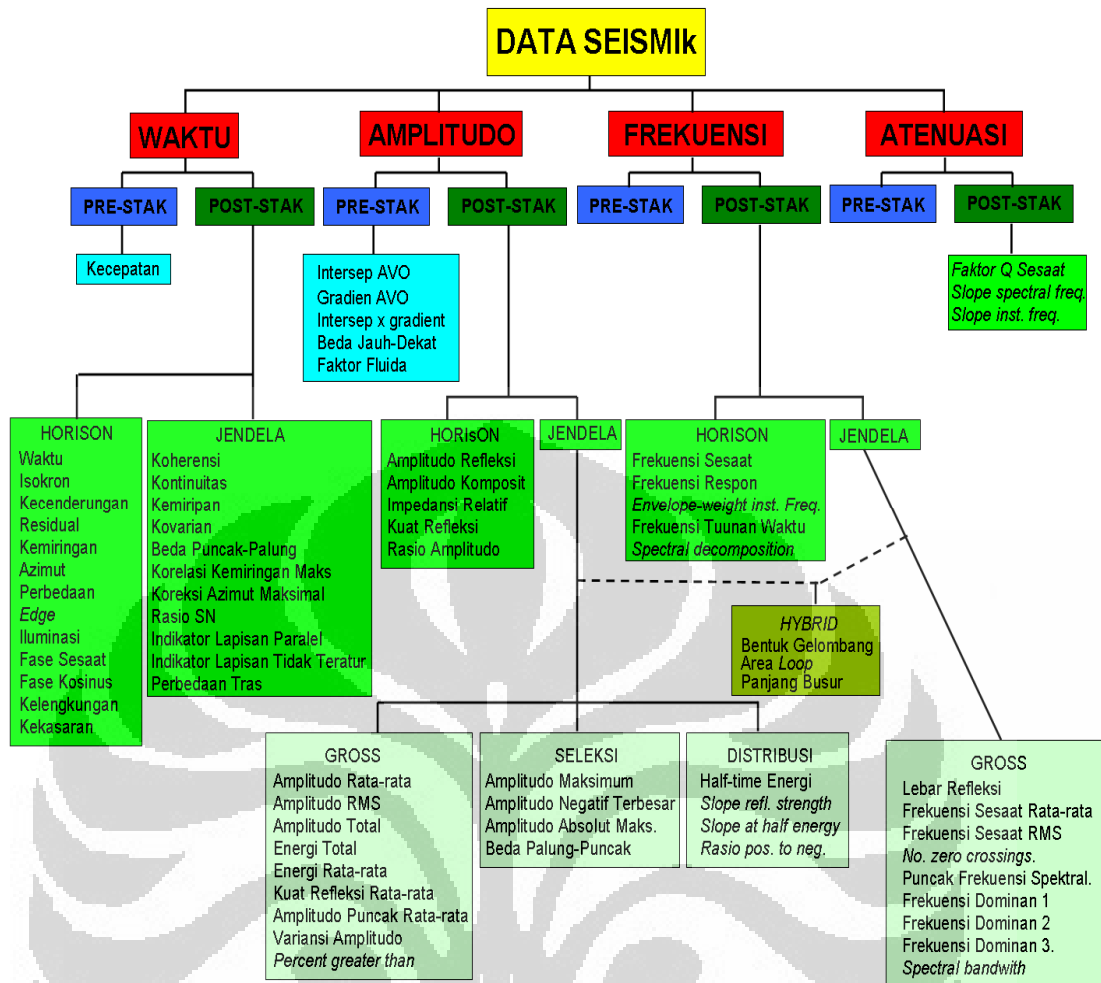
BAB III TEORI DASAR

3.1 Atribut Seismik

Atribut seismik didefinisikan oleh Tanner (2001) sebagai seluruh informasi yang diperoleh dari data seismik, baik yang diperoleh dari pengukuran secara langsung maupun berdasarkan hasil dari penarikan kesimpulan pengukuran tersebut. Tangkalalo (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai penggambaran secara berwarna dan pemisahan secara unik besar-besaran fisis tertentu dari penampang seismik. Brown (2004) mendefinisikan atribut seismik sebagai turunan suatu pengukuran seismik dasar.

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

Semua atribut horison dan formasi tidak independen satu sama lainnya. Perbedaannya hanya dalam hal detail analisisnya pada informasi dasar gelombang seismik terkait dengan tampilan hasilnya. Informasi dasar tersebut adalah waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi, yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut (Brown, 2003), terlihat pada **Gambar 3.1**.



Gambar 3.1 Klasifikasi Atribut seismik
(Brown, 2003)

Secara umum, atribut turunan waktu akan memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut turunan amplitudo lebih cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan reservoir. Peran atribut turunan frekuensi sampai saat ini belum betul-betul dipahami, namun terdapat keyakinan bahwa atribut ini akan menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal reservoir dan stratigrafi. Atribut atenuasi juga praktis belum dimanfaatkan saat ini, namun dipercaya bahwa atribut ini dimasa datang akan berguna untuk lebih memahami informasi mengenai permeabilitas.

Sebagian besar atribut diturunkan dari data yang telah di-stack secara normal dan termigrasi, kecuali atribut AVO/AVA (*Amplitude Versus Offset /*

Amplitude Versus Angle) yang mengukur data *pre-stack* sebagai fungsi terhadap sudut datang gelombang atau besar *offset* (jarak dari sumber ke penerima).

Atribut *post-stack* dapat diekstraksi sepanjang satu *horizon* atau dijumlahkan sepanjang kisaran jendela analisis (*window*) tertentu. Jendela analisis tersebut merupakan interval waktu datar dan konstan sehingga tampilannya merupakan sayatan (*slice*) interval waktu. Jendela tersebut juga dapat berupa interval konstan dibawah *horizon* struktur, sehingga jendela tersebut akan mengikuti sebuah interval reservoir. Jendela juga dapat berupa interval antara dua *horizon* struktural, misalnya batas atas dan batas bawah reservoir. Sepanjang jendela tersebut, nilai-nilai yang didapatkan bisa dijumlahkan untuk menghasilkan atribut *gross* atau diekstrak beberapa diantaranya saja untuk mendapatkan atribut hasil seleksi (*selection attribute*).

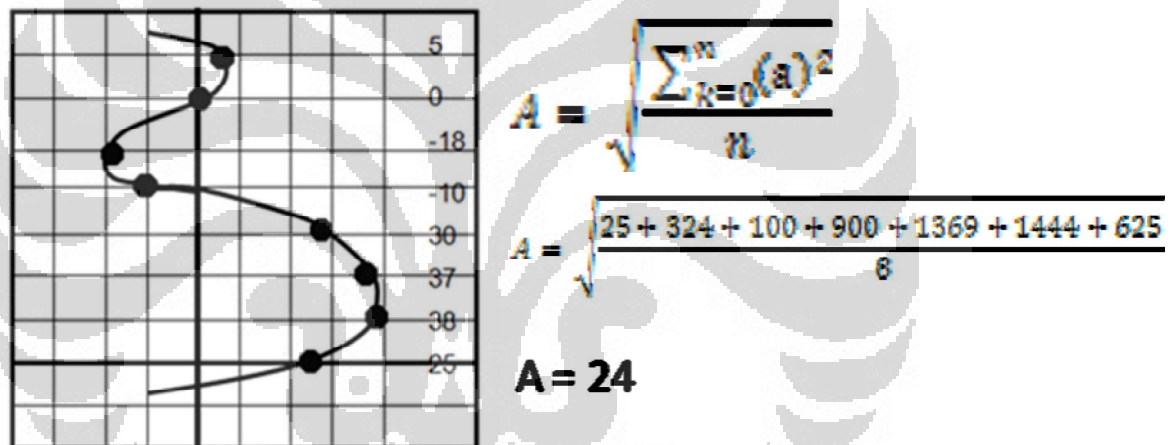
Atribut paling dasar dalam tras seismik adalah amplitudo. Pada awalnya data seismik digunakan hanya untuk menganalisis struktur saja, karena amplitudo hanya dilihat berdasarkan kehadirannya saja bukan kontras nilai pada time. Akan tetapi pada saat ini nilai amplitudo asli (atribut amplitudo) dapat diturunkan dari data seismik. Atribut amplitudo tersebut dapat mengidentifikasi parameter-parameter seperti akumulasi gas dan fluida, gros litologi, ketidakselarasan, efek tuning, dan perubahan stratigrafi sekuen. Oleh karena itu atribut amplitudo dapat digunakan untuk pemetaan fasies dan sifat reservoir.

3.2 Atribut Amplitudo

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

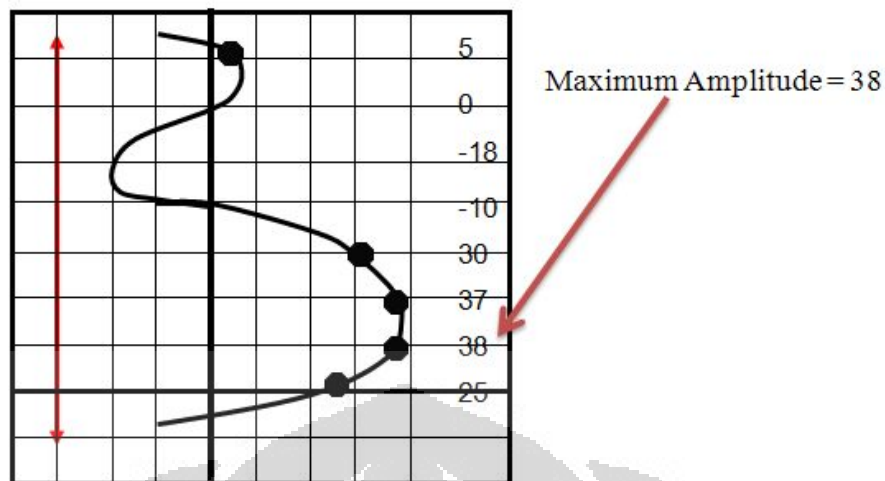
Perhitungan atribut amplitudo yang digunakan dalam studi ini adalah Amplitudo RMS (*Root Mean Square Amplitude*) dan Amplitudo Absolut Maksimum seperti pada **Gambar 3.2** dan **Gambar 3.3**, dengan a merupakan nilai dari amplitudo, dan n merupakan jumlah amplitudo pada jangkauan tertentu.



Gambar 3.2 Perhitungan amplitudo RMS
(telah diolah kembali dari Schlumberger Oil and Gas Information Solution, tanpa tahun)

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

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



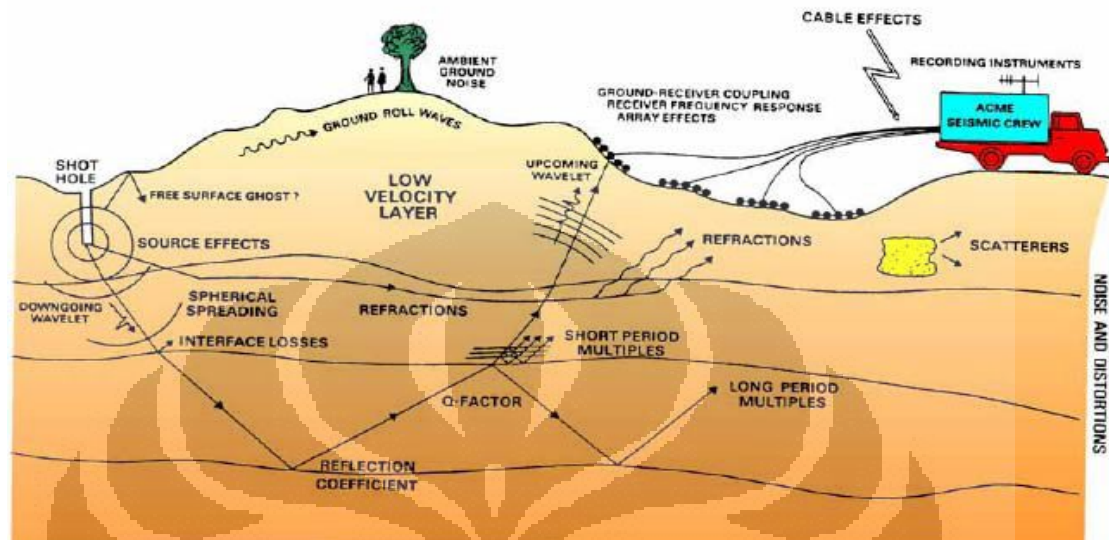
Gambar 3.3 Perhitungan amplitudo absolute maksimum
(telah diolah kembali dari Schlumberger Oil and Gas Information Solution, tanpa tahun)

3.3 Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan metoda geofisika yang menggunakan gelombang elastis sebagai sumbernya. Gelombang dikirimkan ke dalam permukaan bumi menembus sekelompok batuan di bawah permukaan, kemudian dipantulkan kembali ke atas permukaan melalui bidang reflektor yang berupa batas lapisan batuan. Sumber gelombang yang digunakan di darat adalah dinamit dan vibrator, kemudian gelombang yang dipantulkan akan direkam oleh alat perekam yang disebut geophone. Untuk di laut, sumber gelombang yang digunakan adalah getaran dari air gun, boomer atau sparker, kemudian alat perekam yang digunakan adalah hydrophone. Data yang terekam pada alat perekam ini adalah waktu tempuh dari gelombang yang telah dipantulkan, dari data waktu tempuh ini akan didapatkan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan. Informasi lain yang didapat adalah amplitudo, frekuensi, dan fasa gelombang.

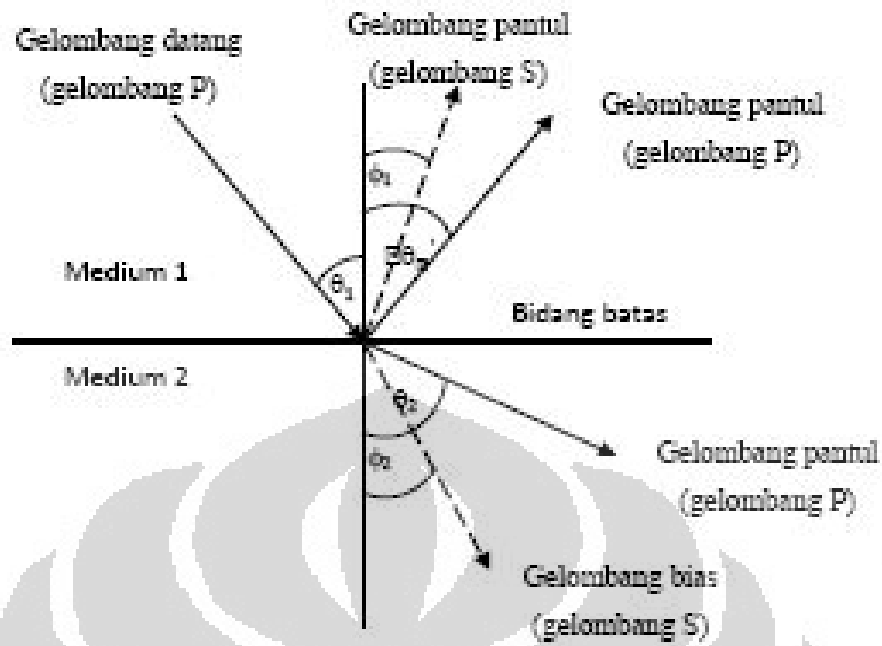
Gelombang seismik adalah gelombang yang elastis yang merambat dalam bumi. Bumi sebagai medium gelombang terdiri dari beberapa lapisan batuan, yang di setiap lapisan memiliki sifat fisis yang berbeda. Sifat medium yang tidak kontinu menyebabkan gelombang seismik yang merambat akan menyebabkan

sebagian dari energinya akan dipantulkan dan sebagian yang lainnya akan diteruskan ke medium dibawahnya (Telford et al, 1976). Seperti diperlihatkan pada **Gambar 3.4**.



Gambar 3.4 Proses Seismik Refleksi
(Brown, 1999)

Perambatan gelombang seismik mengikuti prinsip Huygens yang mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Dan juga prinsip Snellius yang menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh di atas bidang batas dua medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya. Diperlihatkan pada **Gambar 3.5**.



Gambar 3.5 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium

Hukum Snellius tersebut dapat dinyatakan dengan persamaan matematis sebagai berikut,

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_1'}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin \Phi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin \Phi_2}{V_{S2}} = P \quad (3.1)$$

dengan:

θ_1 = Sudut datang gelombang P Φ_1 = Sudut pantul gelombang S

θ_1' = Sudut pantul gelombang P Φ_2 = Sudut bias gelombang S

θ_2 = Sudut bias gelombang P P = Parameter gelombang

V_{P1} = Kecepatan gelombang P pada medium pertama

V_{P2} = Kecepatan gelombang P pada medium kedua

V_{S1} = Kecepatan gelombang S pada medium pertama

V_{S2} = Kecepatan gelombang S pada medium kedua

3.4 Komponen Seismik Refleksi

Komponen dari Seismik Refleksi merupakan komponen yang didapatkan dari tras seismik. Melalui data yang diperoleh melalui tras seismik, dapat

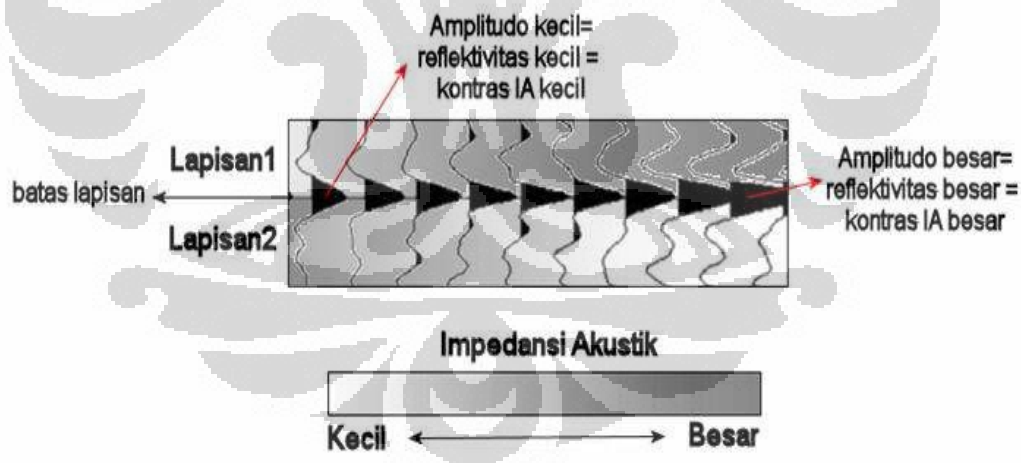
diturunkan (derivative value) sehingga didapatkan komponen seperti impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi *vertical*, dan *wavelet*.

3.4.1 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Salah satu sifat akustik yang khas pada lapisan batuan adalah impedansi akustik (IA) yang merupakan hasil perkalian antara densitas (ρ) dan kecepatan (v), secara matematis dirumuskan sebagai berikut (Sukmono, 1999):

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

Nilai IA dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya maka semakin besar refleksi dan kontras IA-nya. Nilai IA yang besar menunjukkan bahwa batuan tersebut merupakan batuan yang keras atau memiliki nilai densitas yang tinggi. Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas.



Gambar 3.6 Hubungan antara amplitudo, IA, dan reflektivitas

Koefisien Refleksi merupakan nilai yang menunjukkan perbatasan antara dua medium yang memiliki nilai IA yang berbeda, seperti pada **Gambar 3.6**. Secara matematis koefisien refleksi dapat dirumuskan sebagai berikut

$$KR = \frac{(IA_2 - IA_1)}{(IA_2 + IA_1)} \quad (3.3)$$

dengan:

KR = Koefisien refleksi

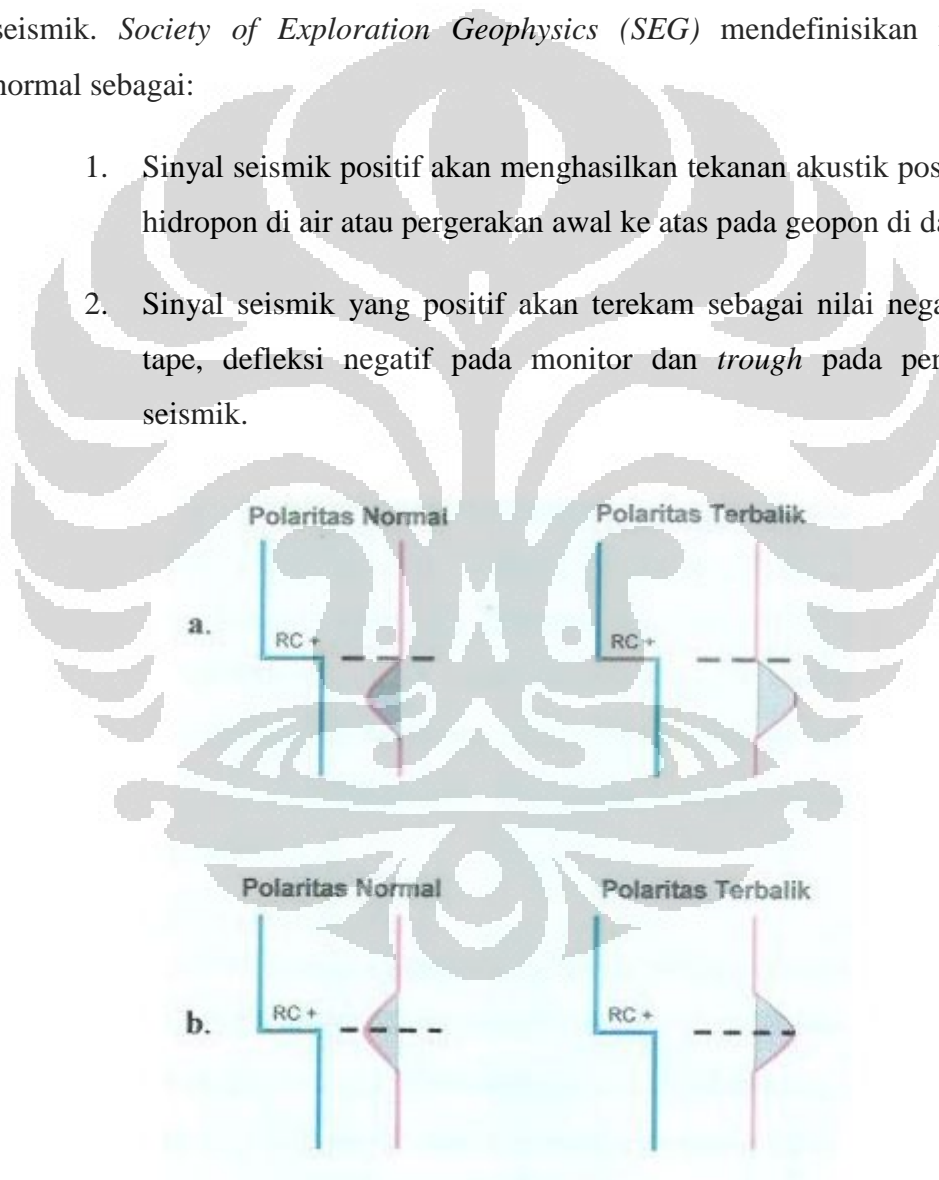
IA1= Impedansi akustik lapisan atas

IA2= Impedansi akustik lapisan bawah

3.4.2 Polaritas

Penggunaan kata polaritas merupakan suatu konvensi rekaman dari data seismik. *Society of Exploration Geophysics (SEG)* mendefinisikan polaritas normal sebagai:

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



Gambar 3.7 Polaritas menurut *Society of Exploration Geophysics (SEG)*

(a) fasa minimum (b) fasa nol

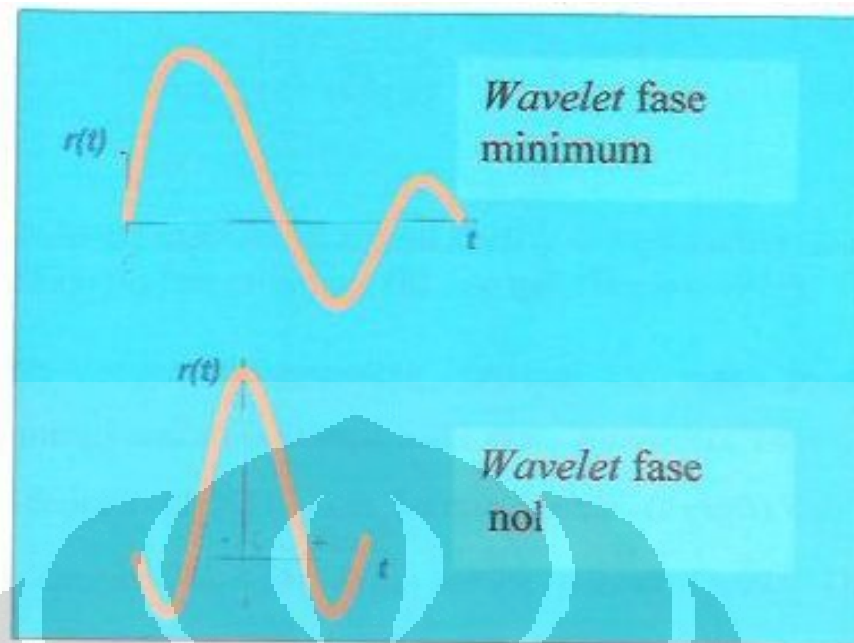
(Badley, 1985)

Oleh karenanya dengan menggunakan konvensi ini, maka pada penampang seismik yang menggunakan konvensi SEG akan didapatkan bahwa pada bidang batas refleksi $IA_2 > IA_1$ akan berupa lembah (*trough*) dan pada bidang batas refleksi $IA_2 < IA_1$ akan berupa puncak (*peak*). Deskripsi dari polaritas menurut SEG dapat dilihat pada **Gambar 3.7**. Pada **Gambar 3.7a** memperlihatkan polaritas normal dan terbalik pada fasa minimum gelombang seismik, dan **Gambar 3.7b** memperlihatkan polaritas normal dan terbalik pada fasa maksimum gelombang seismik.

3.4.3 Fasa

Dalam interpretasi, mengetahui bentuk dasar pulsa seismik yang dipakai dalam pemrosesan data adalah hal yang penting. Secara umum, pulsa seismik yang dipergunakan terbagi menjadi dua jenis fasa, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pada fasa minimum, batas dari IA terpusat pada *onset* bagian muka gelombang tersebut, sedangkan pada fasa nol batas IA akan terdapat pada puncak dari gelombang, seperti pada **Gambar 3.8**. Dibandingkan dengan fasa minimum, fasa nol mempunyai beberapa kelebihan (Sukmono, 1999):

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



Gambar 3.8 Wavelet fasa minimum dan fasa nol

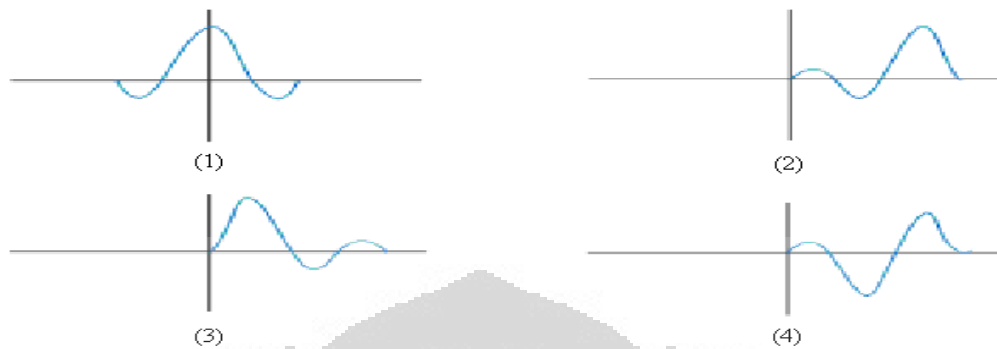
3.4.4 Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal seismik didefinisikan sebagai jarak minimum antara dua objek lapisan batuan yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Secara umum gelombang seismik dapat memisahkan bagian atas dan bawah suatu lapisan apabila tebal lapisan lebih besar dari $\frac{1}{4}$ panjang gelombang seismik, dimana $\lambda = v/f$ dengan v adalah kecepatan gelombang seismik (kompresi) dan f adalah frekuensi. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning (*tuning thickness*). Kecepatan akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah, maka ketebalan tuning bertambah besar. Bila ketebalan batuan kurang dari ketebalan *tuning*, maka gabungan antara refleksi bawah dan atas akan nampak seperti bidang reflektor tunggal (Sukmono, 1999).

3.4.5 Wavelet

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

geophone. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*, seperti pada **Gambar 3.9**.



Gambar 3.9 Jenis-jenis *wavelet* (1) *Zero Phase Wavelet*; (2) *Maximum Phase Wavelet*; (3) *Minimum Phase Wavelet*; (4) *Mixed Phase Wavelet*
(Sukmono, 1999)

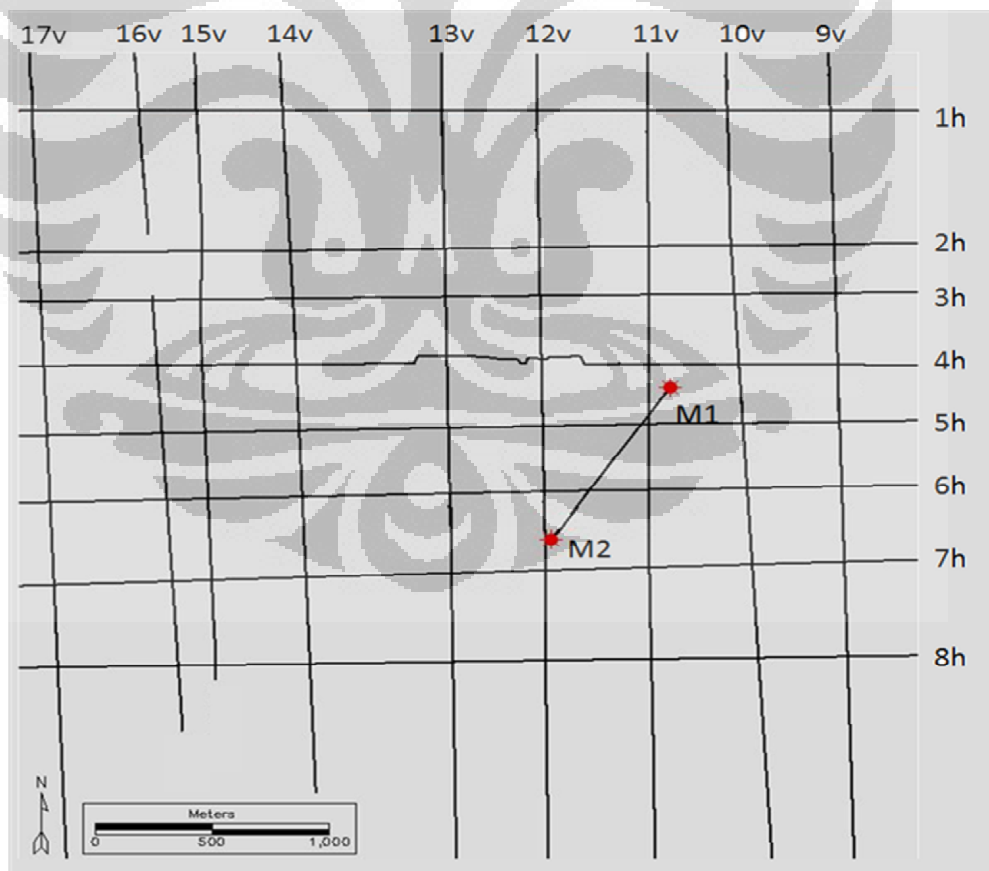
BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

Data yang digunakan dalam studi ini adalah:

1. Data seismik 2D

Data seismik yang digunakan pada studi ini adalah *post-stack time migration* (PSTM). Lintasan yang digunakan pada daerah studi berjumlah 17 buah, yang terdiri dari 8 lintasan horizontal dan 9 lintasan vertikal. Pada data 2D untuk studi ini, *Sampling rates* yang digunakan adalah 2 ms, polarisasi SEG normal dan fasa *minimum*. Informasi ini didapatkan pada saat tahap *processing*. Daerah studi dapat dilihat melalui **Gambar 4.1**.



Gambar 4.1 Daerah studi lapangan Mendawai

2. Data Sumur

Sumur yang digunakan berjumlah 2 buah, yaitu M1 dan M2 dengan informasi yang tersedia seperti terlihat pada **Tabel 4.1**.

Tabel 4.1 Ketersediaan data sumur

Well Name	Log Calliper	Log Gamma Ray	Log SP	Log Resistivity	Log Porosity	Log Density	Log Sonic	Checkshot
M1	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
M2	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Tidak ada

3. Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan waktu dengan kedalaman. Karena data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismic masih dalam domain waktu. Oleh karena itu data checkshot ini digunakan untuk mengikat sumur dengan seismic. Pada studi ini, data checkshot hanya dimiliki oleh sumur M1.

4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Penggunaan Perangkat lunak

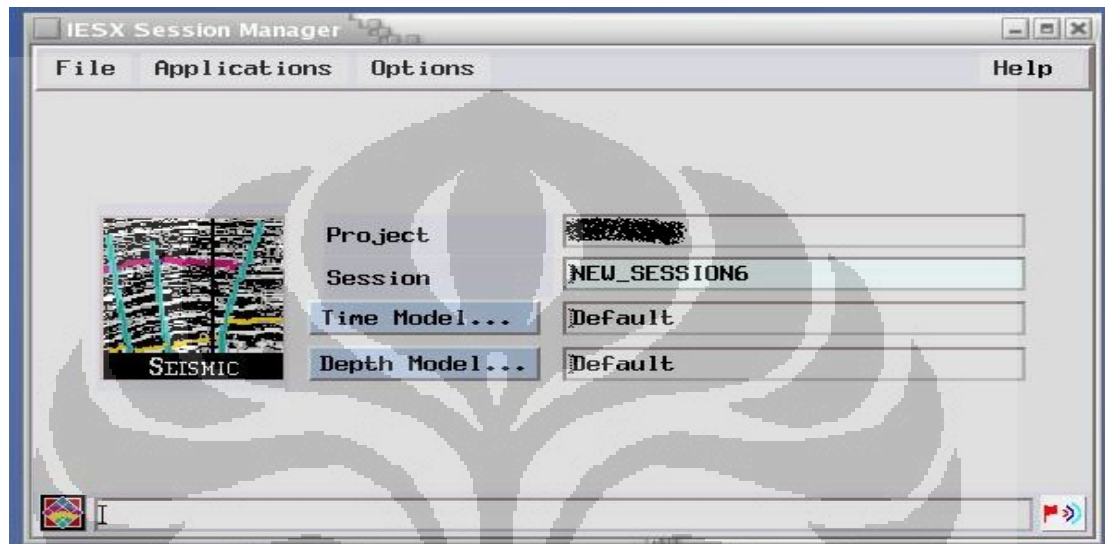
Perangkat lunak yang digunakan dalam penulisan skripsi ini adalah *Geoframe 4.4 Schlumberger. Products* yang dipergunakan pada perangkat lunak ini hanya sebatas *Seismic* dan *Geology* saja seperti pada **Gambar 4.2**.



Gambar 4.2 Tampilan Application Manager

Tools yang digunakan untuk melakukan interpretasi dalam perangkat lunak ini adalah:

1. *Seismic IESX* untuk melakukan proses interpretasi untuk tahap *well seismic tie*, *picking horison*, *picking fault*, dan pembuatan peta kontur dari hasil interpretasi, seperti pada **Gambar 4.3**.



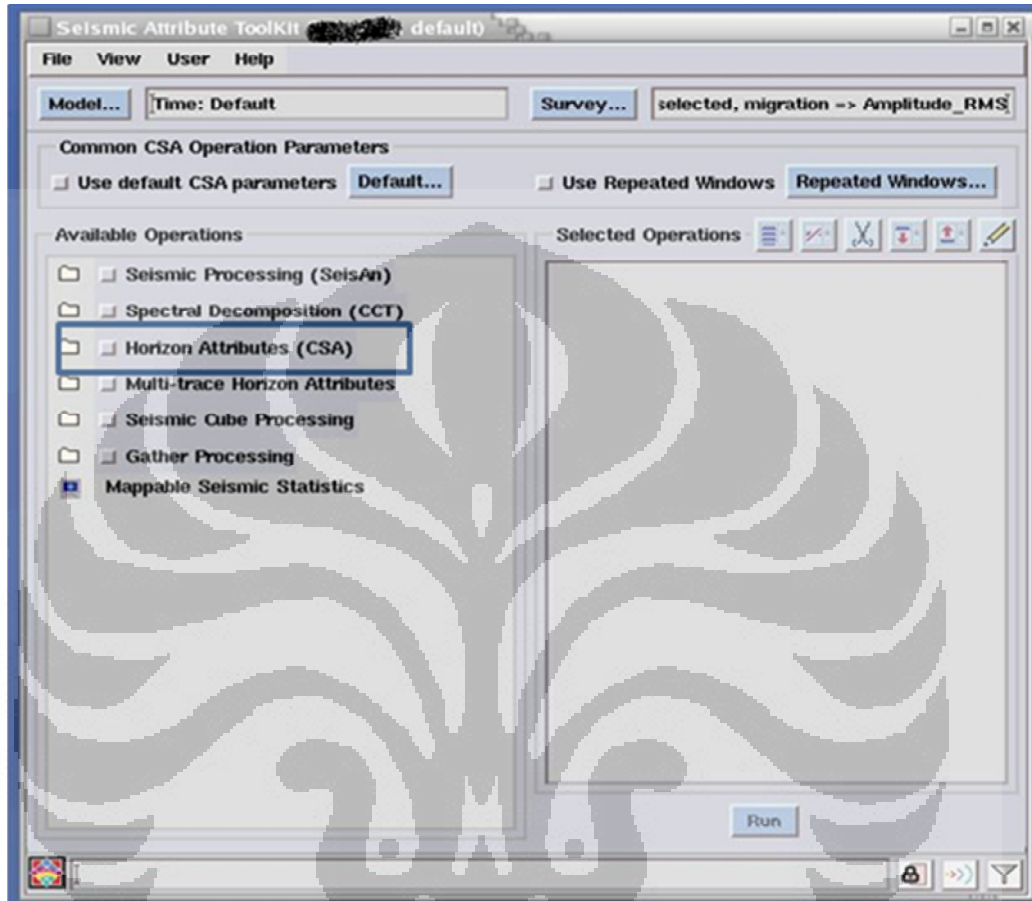
Gambar 4.3 Tampilan *IESX Session Manager*

2. *Geology Office* untuk melihat data sumur melalui aplikasi *Welledit* dan *Template*, serta korelasi log melalui *CrossSection*, seperti terlihat pada **Gambar 4.4**.



Gambar 4.4 Tampilan *Geology Office*

3. *Seismic Attribute ToolKit* untuk melakukan proses ekstrak atribut yang dipakai dalam penulisan skripsi, seperti pada **Gambar 4.5**. Operasi yang dipergunakan adalah *Horison Attributes (CSA)*.



Gambar 4.5 Tampilan *Seismic Attribute ToolKit*

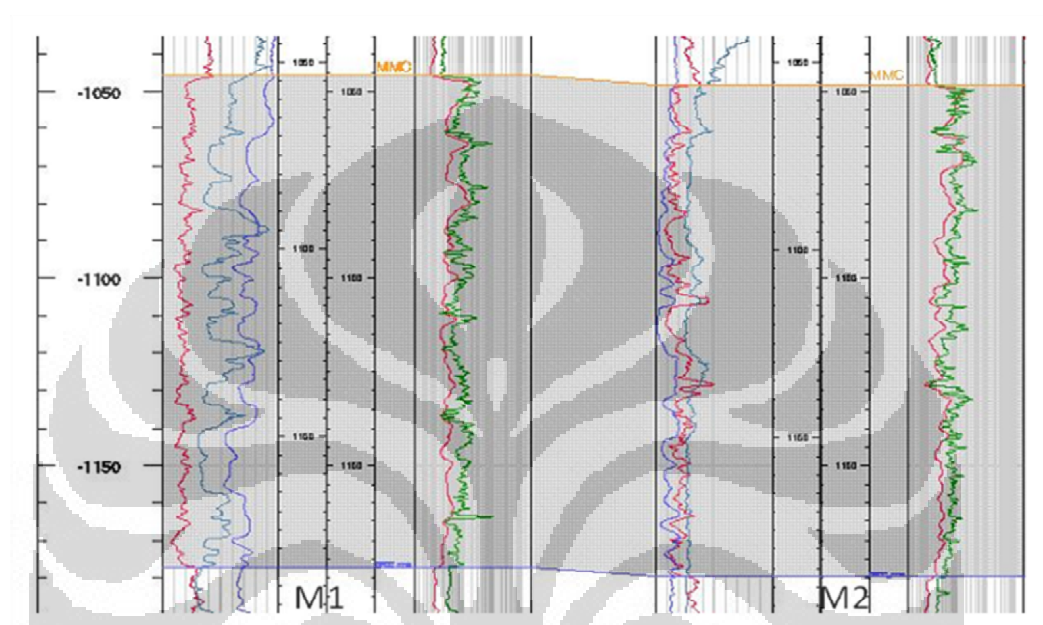
4.2.2 Korelasi sumur

Korelasi sumur merupakan tahapan menentukan batas atas dan batas bawah tiap lapisan atau reservoir. Melalui data sumur, telah diperoleh marker melalui interpretasi geologi untuk batas atas dan batas bawah setiap lapisan.

Setelah diketahui marker geologi pada korelasi sumur, kemudian dilakukan validasi dengan menggunakan data log *gamma ray* yang dikombinasikan dengan log *resistivity*, serta log densitas untuk mengetahui batas atas dan bawah dari reservoir. Lapisan reservoir ini diindikasikan dengan nilai

log gamma ray yang relatif rendah, nilai log resistivity yang relatif tinggi, dan nilai dari log densitas yang relatif tinggi.

Dengan mengkombinasikan data melalui marker geologi dan data log yang memiliki kesamaan dari kedua sumur, maka didapatkan marker dari batas atas dan batas bawah dari lapisan MMC, seperti pada **Gambar 4.6**.



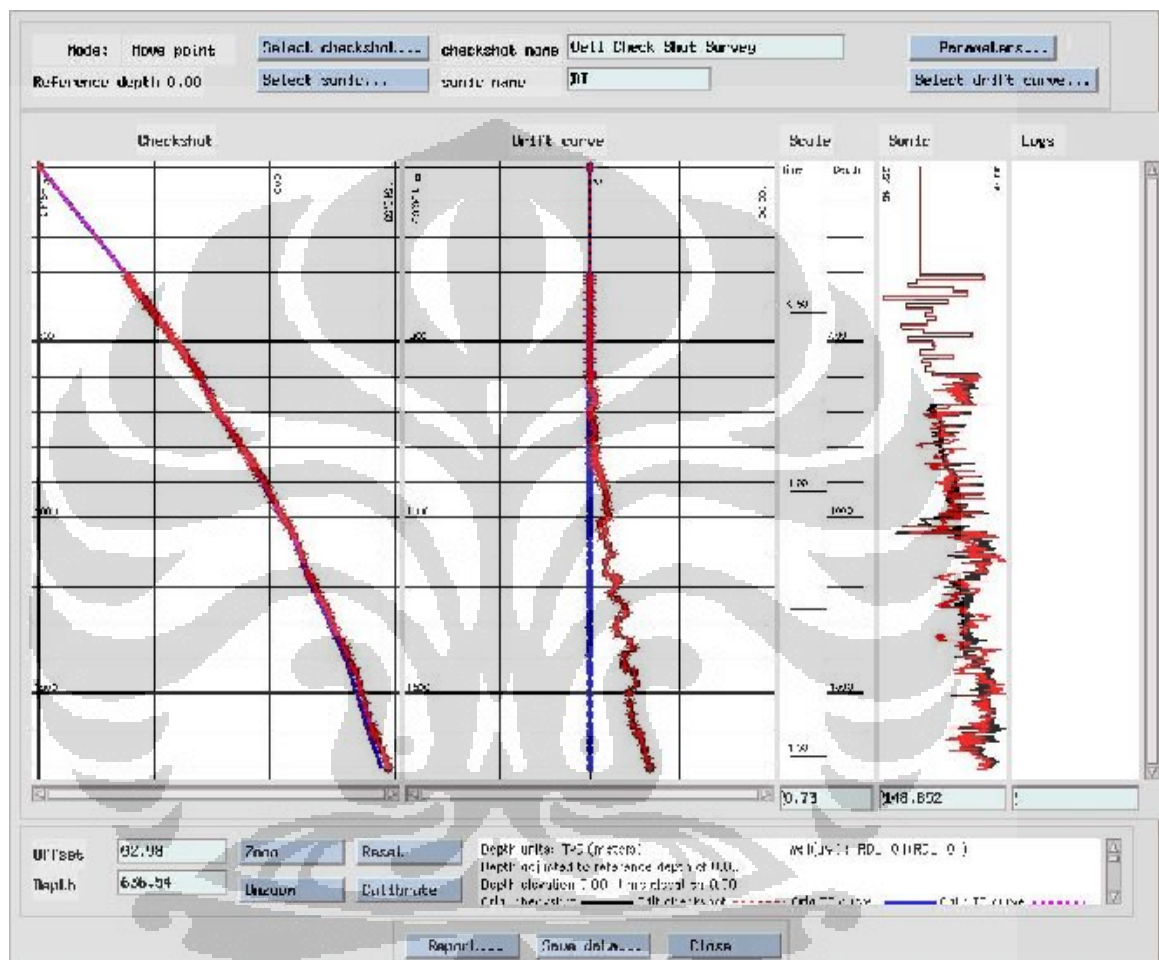
Gambar 4.6 Korelasi Sumur

4.2.3 Well Seismic Tie

Well Seismic Tie merupakan tahapan pengikatan antara data sumur (kedalaman) dengan data seismik (waktu). Pada tahap ini, diperlukan data sebagai berikut:

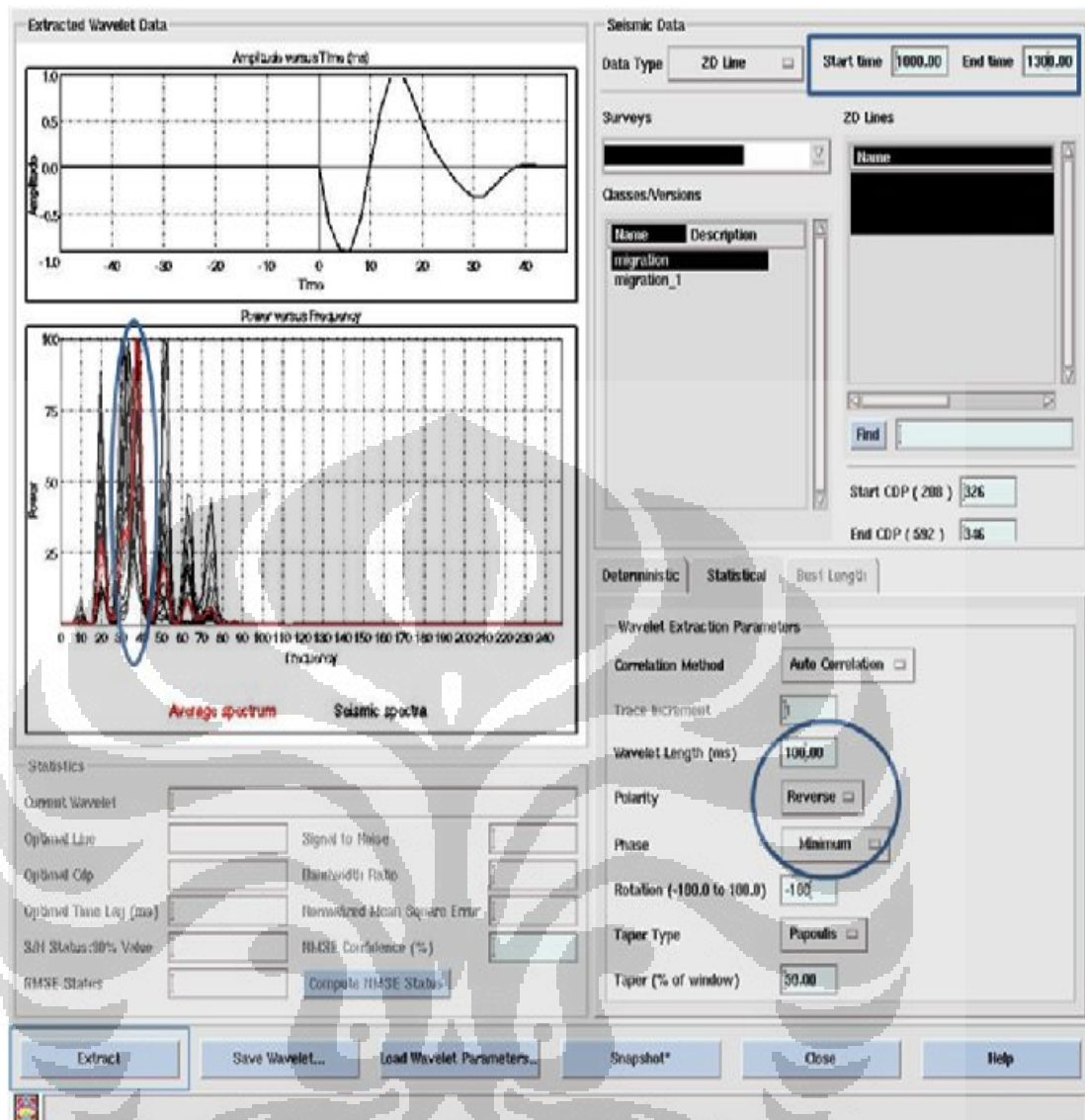
1. Data sumur, yaitu data *sonic* dan densitas untuk mendapatkan koefisien refleksi. Untuk mendapatkan koefisien refleksi, data *sonic* dan densitas harus di-kalikan terlebih dahulu. Sebelum dikalikan, log *sonic* dikalibrasikan terlebih dahulu dengan data *checkshot* agar didapatkan hasil yang mendekati sebenarnya. Proses kalibrasi data *sonic* terhadap data *checkshot* dapat direpresentasikan oleh **Gambar 4.7**. Pada kolom pertama dan kedua terdapat titik-titik merah yang menggambarkan data *checkshot* dan garis biru yang menggambarkan data *sonic*. Pada proses selanjutnya kurva *sonic* akan

dikalibrasi mengikuti *checkshot* sesuai dengan besar perbedaan keduanya (*drift*) yang direpresentasikan pada kolom kedua. Hasil dari kalibrasi tersebut adalah garis merah pada kolom ketiga. Hasil koreksi ini dapat dibandingkan dengan kurva *sonic* aslinya yang digambarkan oleh garis hitam pada kolom ketiga.



Gambar 4.7 Kalibrasi data sonic terhadap data checkshot

2. *Wavelet* untuk mendapatkan Seismogram Sintetik. *Wavelet* yang digunakan pada penulisan skripsi ini merupakan hasil ekstrasi dari lintasan 4h. Frekuensi dominan yang digunakan pada *wavelet* ini adalah sekitar 30-40 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *minimum*, dan menggunakan konvensi SEG. *Window length* yang digunakan adalah 1000 – 1300ms yang merupakan daerah prospek, dan *wavelet length* yang digunakan adalah 100ms. Dapat dilihat melalui **Gambar 4.8** yang menunjukkan ekstrasi *wavelet* pada lintasan 4h.



Gambar 4.8 Ekstrasi Wavelet

3. Data *checkshot* yang digunakan saat proses *seismic well tie*.
4. Penampang seismik yang berdekatan dengan lokasi sumur. Untuk penulisan skripsi ini digunakan lintasan 4h.

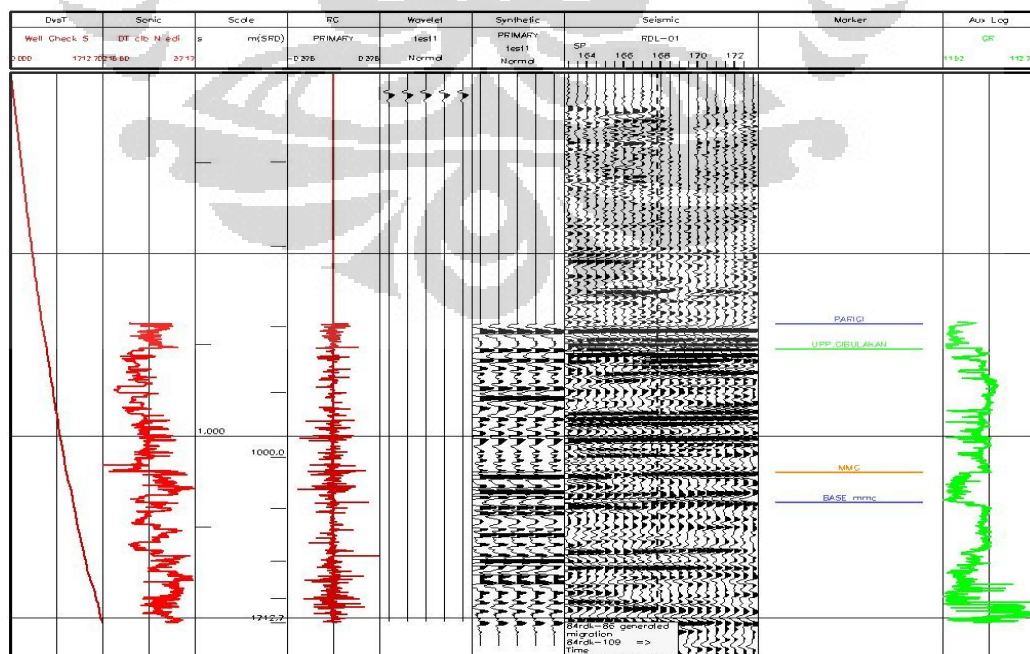
Untuk mendapatkan koefisien refleksi, maka dibutuhkan data *sonic* dan densitas dari data sumur. Setelah didapatkan koefisien refleksi, maka sintetik seismogram didapat dengan cara mengkonvulusi koefisien refleksi dengan *wavelet*.

Setelah didapatkan sintetik seismogram, maka proses berikutnya adalah *Shifting, Stretching, and Squeezing*. *Shifting* merupakan proses memindahkan

seluruh komponen seismogram ke tempat yang diinginkan. Akan tetapi proses shifting janganlah terlalu *excessive*, katakanlah ~20ms. Proses ini dilakukan dikarenakan adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur berbeda. Oleh karena itu harus dilakukan *shifting*.

Sedangkan *stretching* dan *squeezing* adalah proses meregang dan memampatkan antara dua amplitudo yang berdekatan pada data seismogram. Pada proses *stretching-squeezing* ini juga tidak boleh terlalu *excessive*, kurang lebih sekitar 10-20ms. Proses ini dilakukan karena adanya ketidaktepatan proses migrasi pada pengolahan data seismic. Karena konsep dari migrasi adalah memindahkan reflektor ke posisi yang sebenarnya, apabila proses ini kurang tepat maka akan mempengaruhi letak reflektor. Oleh karena itu proses *stretching* dan *squeezing* dilakukan.

Data sumur yang dipergunakan pada penulisan skripsi ini tidak tepat berpotongan dengan lintasan seismik. Hal ini mempengaruhi hasil dari *well-seismic tie*, yaitu hasil pengikatan menjadi tidak terlalu tepat. Tetapi penentuan horison tetap dapat dilakukan dengan melihat sifat batuan dari lapisan yang menjadi daerah prospek. Hasil dari *seismic well tie* dapat dilihat pada **Gambar 4.9**.



Gambar 4.9 Hasil *Seismic Well Tie* pada sumur M1

4.2.4 *Picking* Horison dan *Picking* Sesar

Informasi struktur geologi daerah studi, meliputi jenis dan arah penyebaran suatu batuan *reservoir* sangat dibutuhkan sebelum melakukan *picking* horison. Dikarenakan adanya struktur sesar atau patahan dapat mengakibatkan perbedaan waktu tempuh gelombang pada horison yang sama..

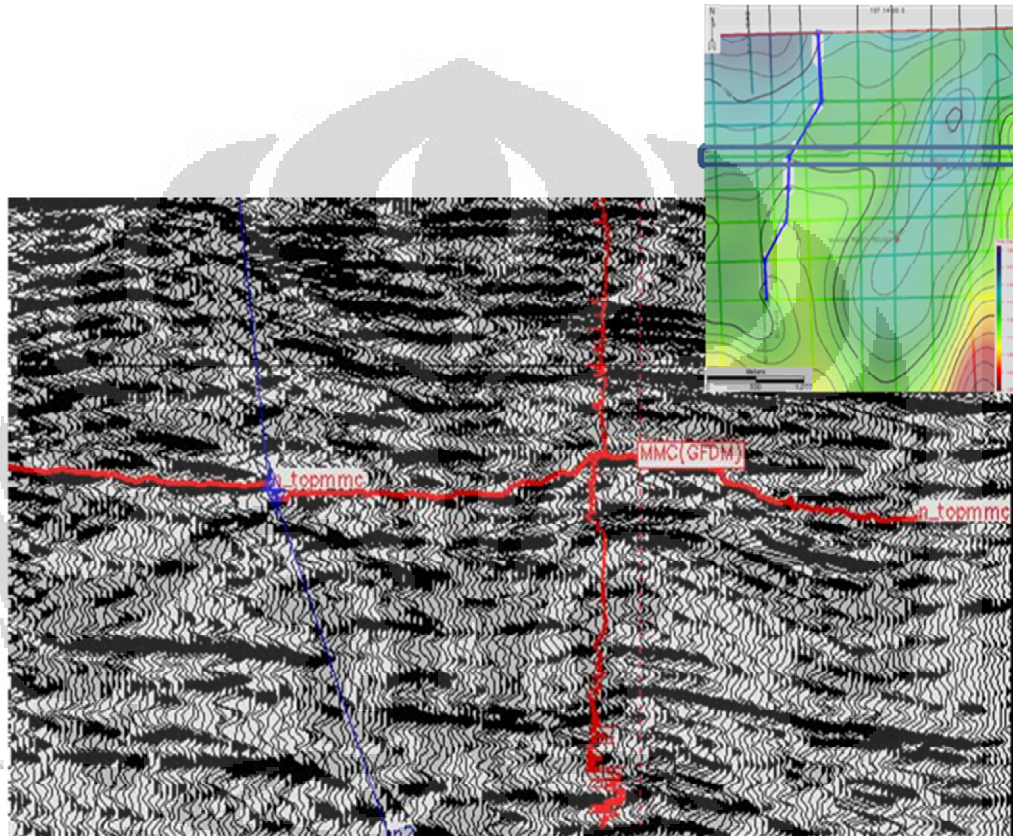
Dalam proses *picking* horison, diperlukan data *well-seismic tie* untuk mengikat horison seismik dengan data sumur, sehingga horison seismik dapat diletakkan pada kedalaman yang sebenarnya. Oleh karena itu proses *seismic-well tie* sangat penting dan berpengaruh dalam menentukan horison mana yang akan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

Sebelum dilakukan *picking* horison, lebih dahulu *picking* sesar, karena *picking* horison harus berhenti pada bidang sesar. Sesar adalah rekahan pada batuan, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horison seismik oleh bidang sesar. *Picking* sesar dilakukan mulai dari pergeseran horison yang nampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal. *Picking* sesar dengan pergeseran yang kurang jelas sangat bersifat interpretatif, sehingga setiap orang dapat melakukan dengan hasil yang berbeda-beda.

Setelah selesai dilakukan *picking* sesar, langkah selanjutnya adalah *picking* horison. Dalam melakukan *picking* horison diperlukan *well-seismic tie* untuk mengikat horison seismik dengan data sumur sehingga horison seismik dapat diletakkan pada kedalaman yang sebenarnya. Oleh karena itu proses *seismic-well tie* sangat penting dan berpengaruh dalam menentukan horison mana yang akan kita pick.

Lintasan yang pertama kali di lakukan *picking* adalah lintasan yang berpotongan dengan sumur, dan lintasan tersebut digunakan sebagai acuan untuk melakukan *picking* horison pada lintasan berikutnya. *Picking* dilakukan pada *zero crossing* dari amplitudo seismik, hal ini dikarenakan data seismik menggunakan *wavelet* fase minimum.

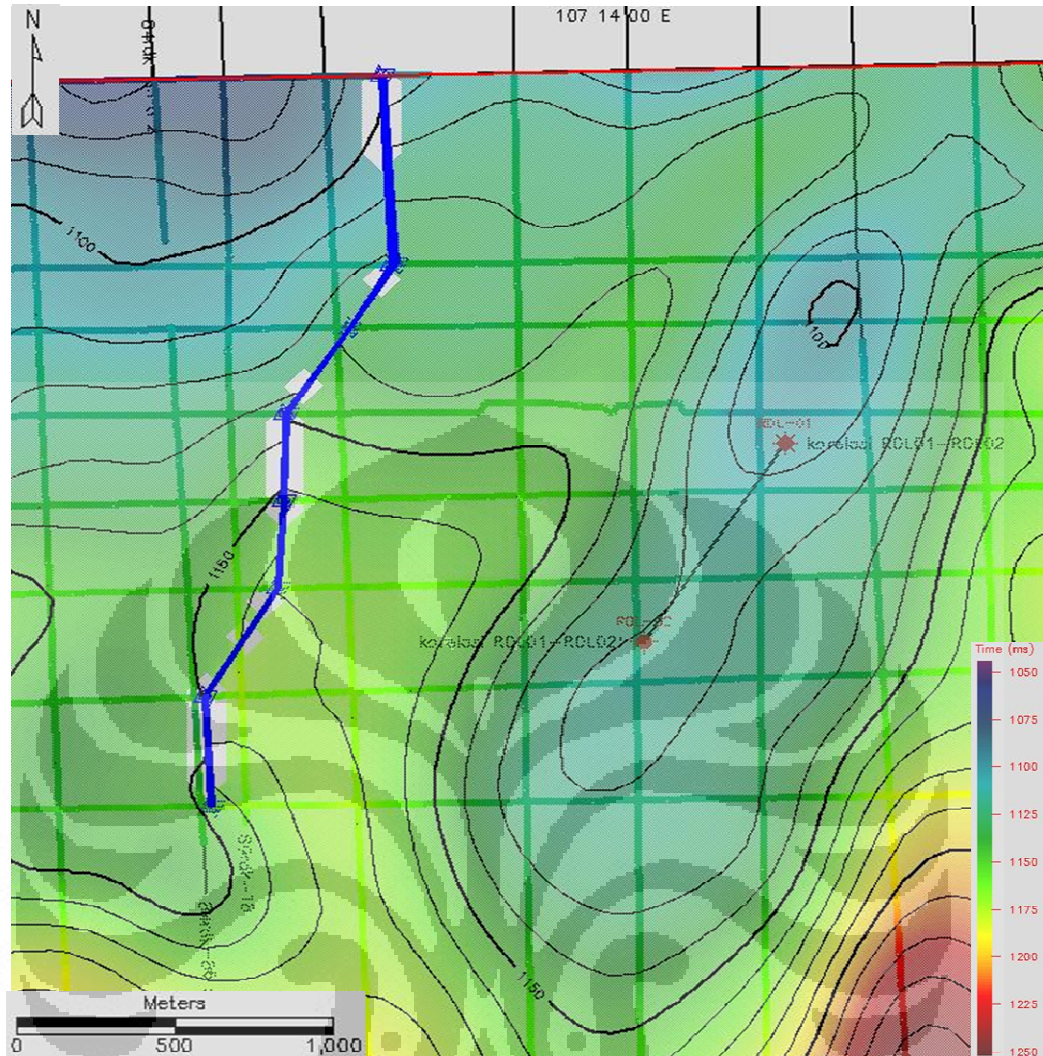
Sebelum melakukan *picking* horison, sumur hasil seismic-well tie di display pada penampang seismic untuk mengetahui horison mana yang akan di pick. Lintasan yang pertama kali di lakukan *picking* adalah lintasan yang berdekatan dengan sumur, dan lintasan tersebut sebagai acuan untuk melakukan *picking* horison pada lintasan berikutnya. Hasil dari *picking* horison dan sesar dapat dilihat pada **Gambar 4.10**.



Gambar 4.10 Hasil *picking* Horison dan Sesar pada lintasan 4h

4.2.5 Pemetaan Bawah Permukaan

Pemetaan yang dilakukan dalam studi ini adalah peta kontur struktur waktu dari horison Top Formasi MMC (*Mid Main Carbonate*) yang merupakan hasil dari *picking* horison dan *picking* sesar, terlihat seperti pada **Gambar 4.11**.



Gambar 4.11 Peta struktur waktu lapisan MMC

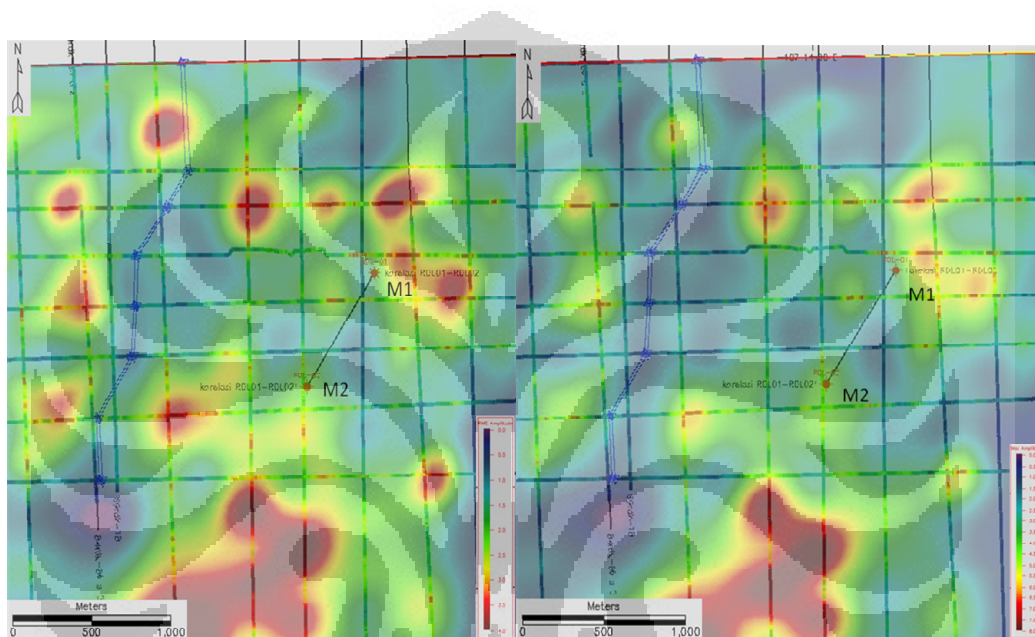
4.2.6 Atribut Amplitudo Seismik

Proses ini dilakukan berdasarkan hasil dari *picking* horison sebelumnya. Dimana hal yang penting dari pembuatan atribut analisa window adalah penentuan lebar window itu sendiri, *sampling rate* dari data seismik, dan juga jenis atribut yang kita gunakan dalam studi ini.

Pada studi ini, *sampling rate* yang digunakan adalah 2 ms, analisa window yang digunakan adalah single horison, *window length* yang digunakan adalah 1000-1300ms yang merupakan daerah prospek.

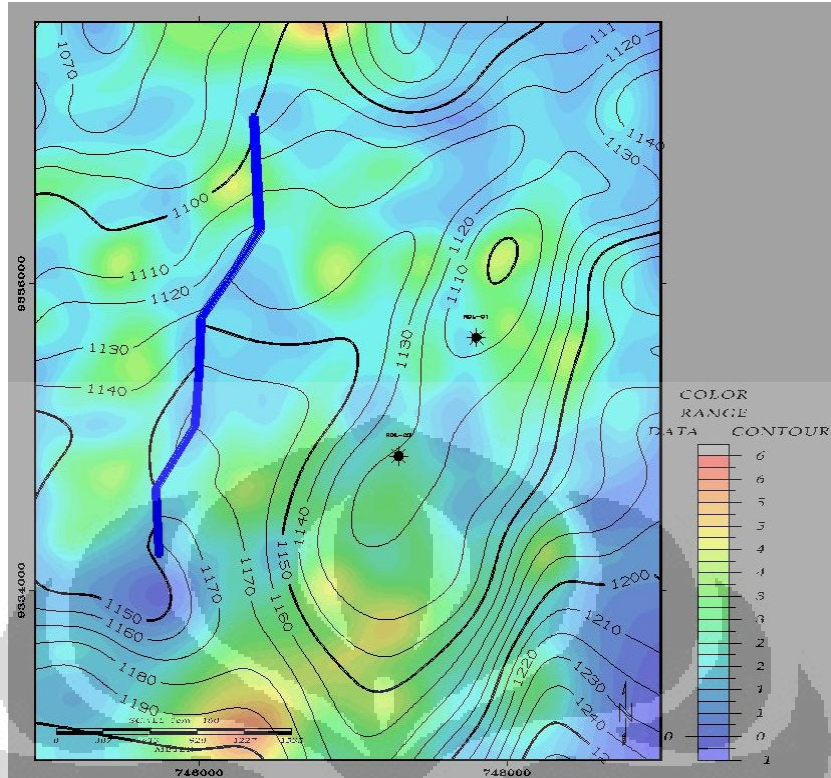
Horison yang digunakan pada analisa atribut ini adalah batas atas dari lapisan MMC. Pada analisa *window*, ekstraksi atribut menggunakan *single* horison. Lebar window yang digunakan adalah 30ms dibawah dari horison.

Lalu dengan parameter-parameter yang telah disebutkan diatas, dilakukan pembuatan peta atribut amplitudo *Root Mean Square* (RMS) dan amplitudo maksimum. Hasil dari ekstra atribut tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.12 (a)** dan **(b)**.

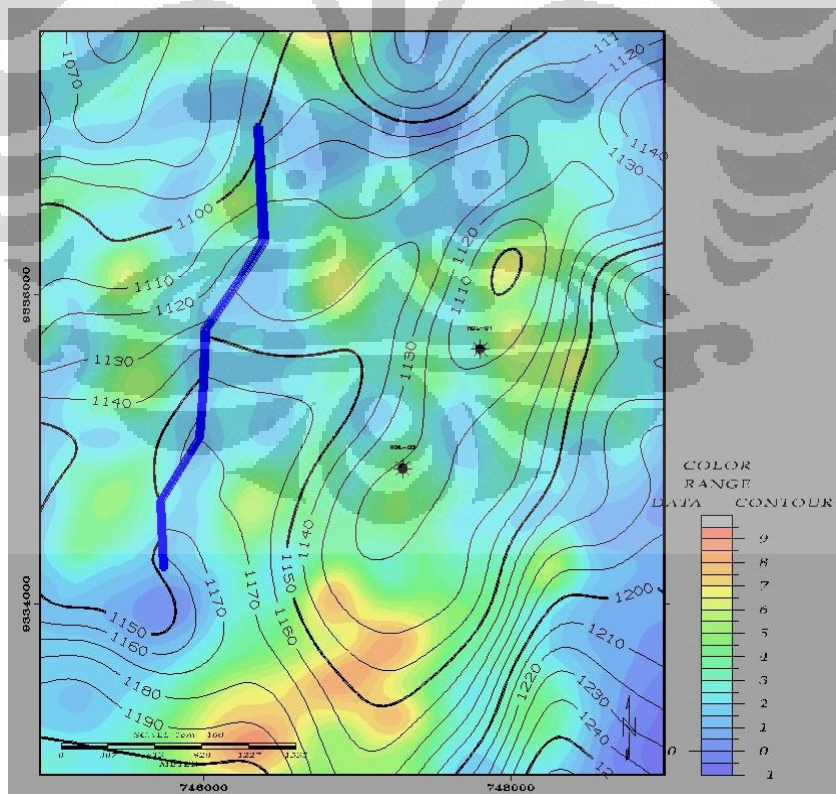


Gambar 4.12 (a) Peta amplitudo RMS, dan (b) Peta amplitudo absolut maksimum

Setelah didapatkan peta struktur waktu dan peta amplitudo RMS serta amplitudo maksimum, maka dilakukan overlay kedua peta tersebut. Dilakukannya overlay ini dikarenakan untuk melihat hubungan antara struktur dan hasil dari amplitudo RMS serta amplitudo maksimum, seperti terlihat pada **Gambar 4.13** dan **Gambar 4.14**.



Gambar 4.13 Overlay peta struktur waktu dengan amplitudo RMS



Gambar 4.14 Overlay peta struktur waktu dengan amplitudo maksimum

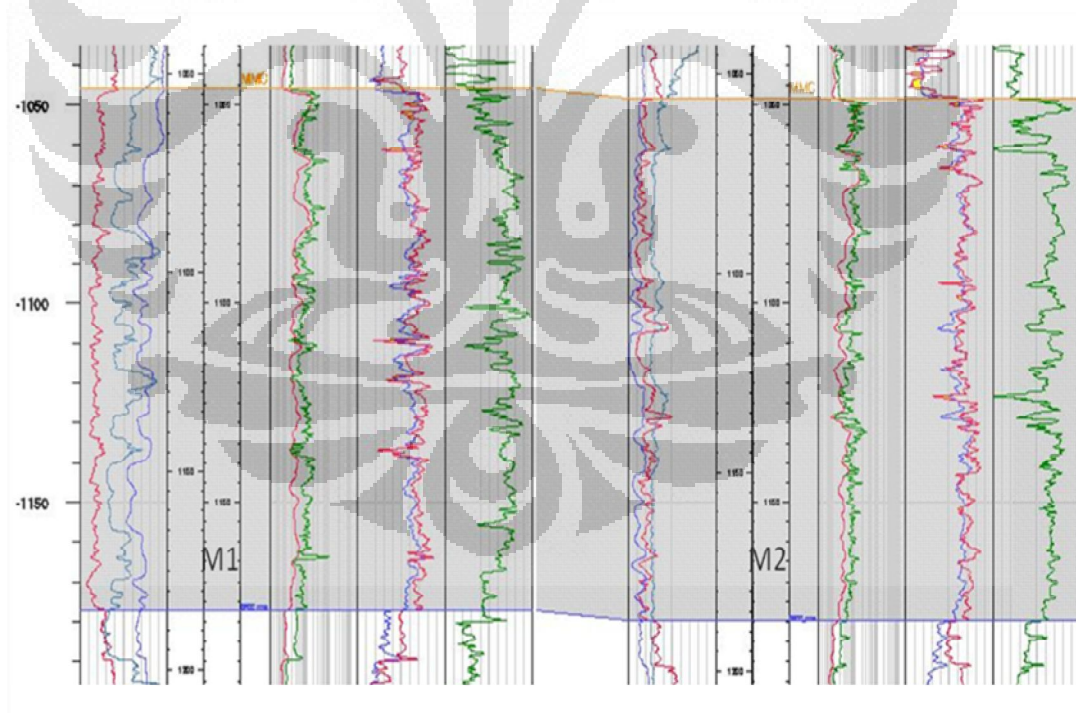
BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisa Lapisan MMC

Lapisan yang menjadi daerah prospek adalah lapisan MMC (*mid main carbonate*). Lapisan ini ditunjang oleh data sumur, yaitu log densitas, log *gamma ray*, log porositas, log *sonic*, dan log *resistivity*, serta marker geologi yang terdapat di dalam data kedua buah sumur, yaitu M1 dan M2.

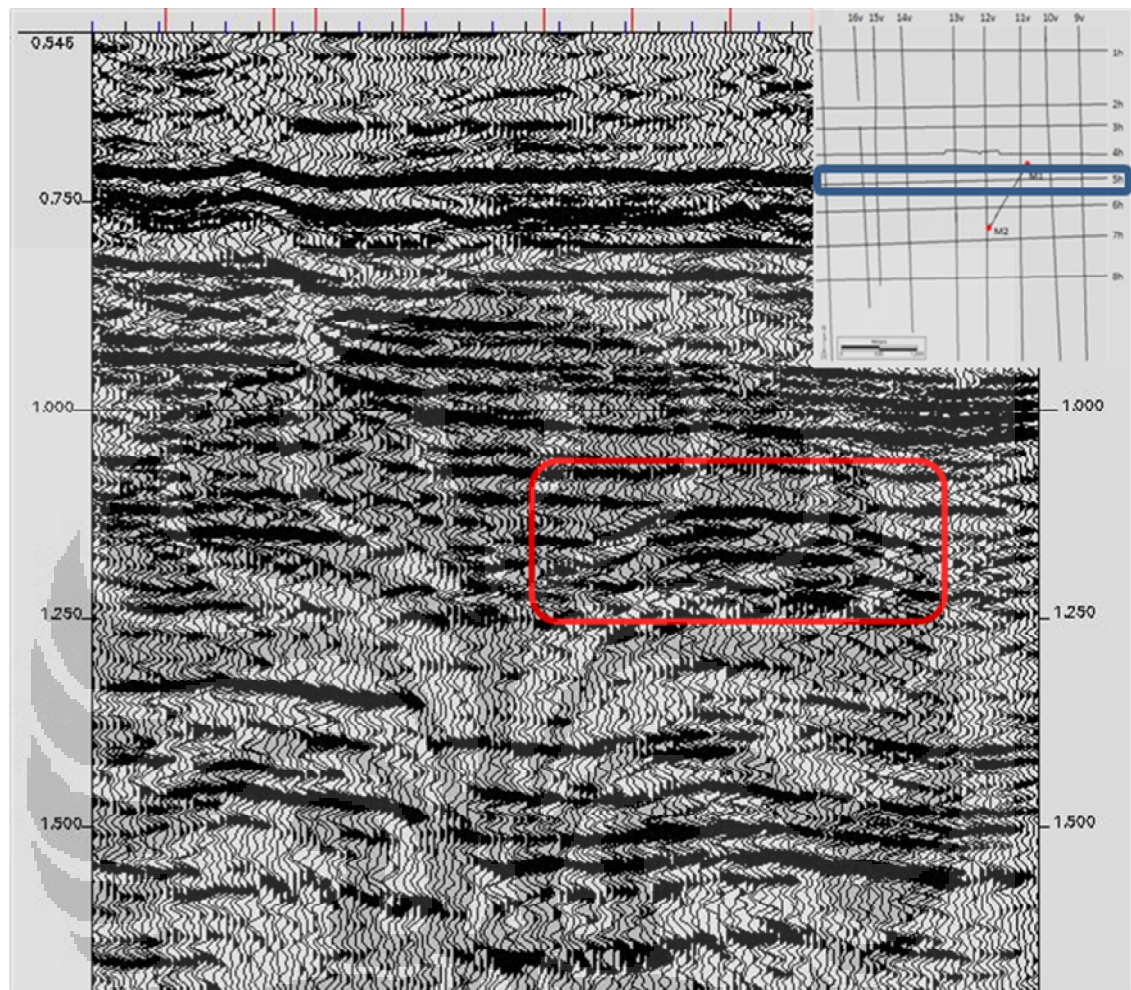
Lapisan MMC diindikasikan pada sumur M1 dan M2 dengan nilai *gamma ray* yang rendah antara 15-45gapi, nilai *resistivity* dan densitas yang lebih tinggi dibandingkan lingkungan sekitar, serta nilai porositas berkisar $\pm 0,2$, dan nilai *sonic* pada kisaran dibawah 100 μ s/feet. Nilai dari log pada sumur M1 dan M2 dapat dilihat pada **Gambar 5.1**.



Gambar 5.1 Data dari sumur pemboran

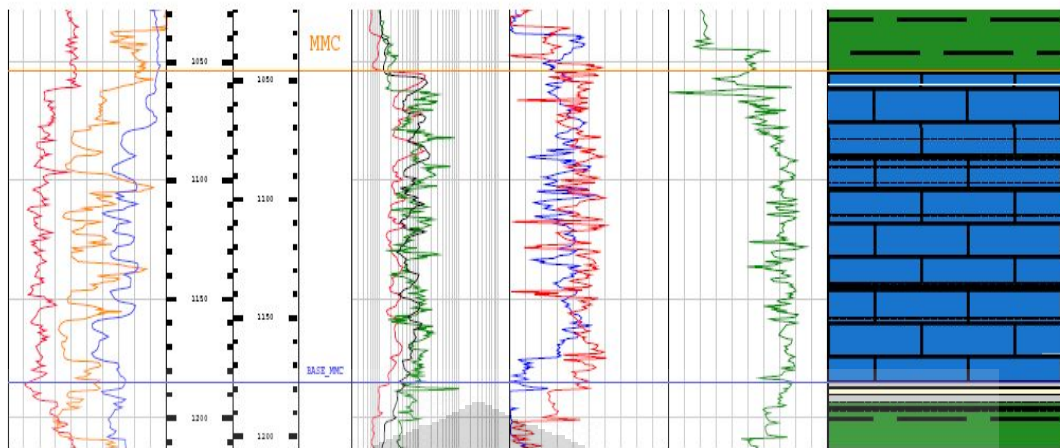
Lapisan MMC ini memiliki jebakan stratigrafi berupa struktur *build-up*, dapat dilihat melalui penampang seismik dari lintasan 5h yang diberikan tanda

dengan kotak merah seperti pada **Gambar 5.2**. Terdapat adanya *on-lap* pada lintasan seismik merupakan indikasi dari *build-up*.



Gambar 5.2 Penampang lintasan seismik pada lintasan 5h

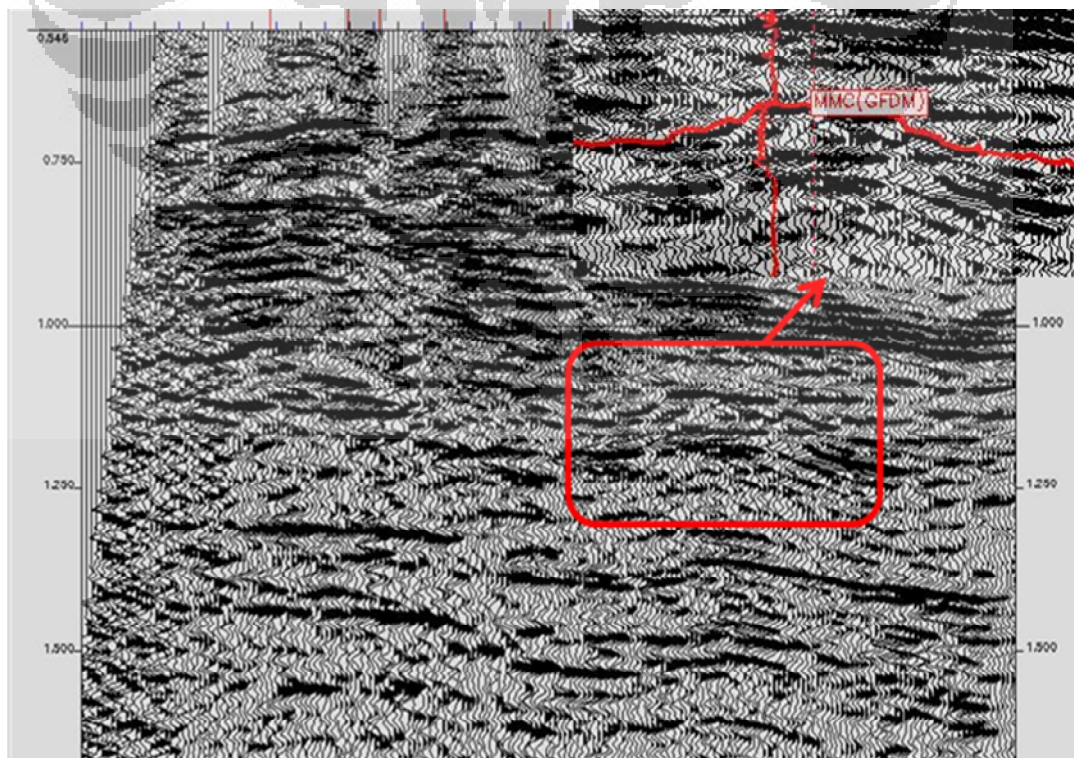
Litologi lapisan MMC (*Mid Main Carbonate*), struktur Rengasdengklok, Cekungan Jawa Barat Utara adalah batugamping (Pertamina, 1988). Litologi batuan dari lapisan MMC tidak hanya didapatkan melalui laporan terdahulu, tetapi juga didapatkan melalui *Final Well Report* dari sumur M1 dan juga M2. Sedangkan dari data *Composite Log*, hanya didapati dari sumur M1 seperti pada **Gambar 5.3**. Melalui data *Composite Log* ini diketahui bahwa lapisan MMC memiliki litologi batu gamping (*limestone*), pada kedalaman 1050-1170m TVDSS.



Gambar 5.3 *Composite Log* dari sumur M1

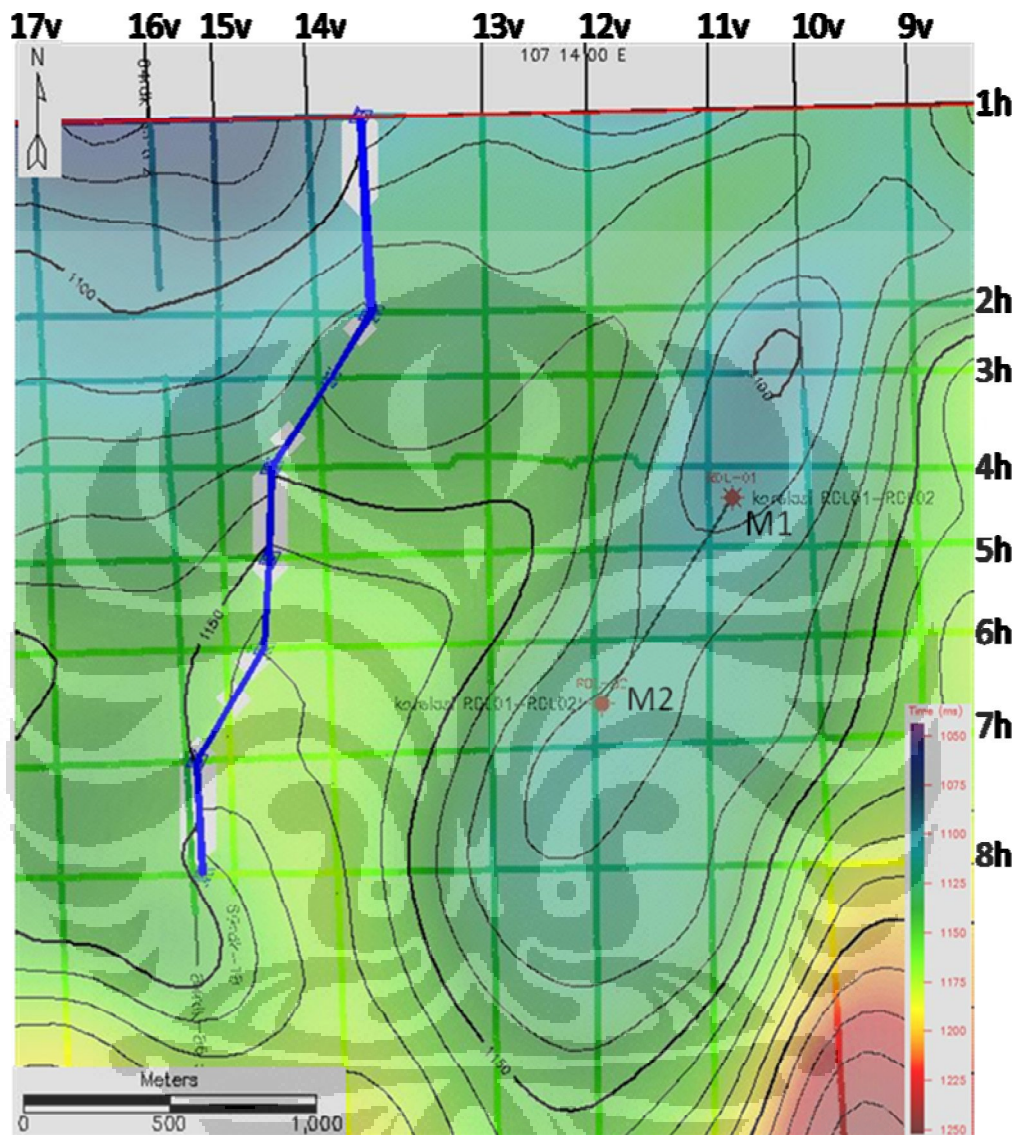
5.2 Analisa Peta Struktur

Pada studi ini, peta struktur waktu yang didapatkan adalah top dari lapisan MMC (*Mid Main Carbonate*). Peta struktur waktu ini didapatkan setelah dilakukan *picking* horison seperti pada **Gambar 5.4**. *Picking* horison ini dilakukan berdasarkan data dari marker sumur dan proses yang telah dilakukan pada *seismic-well tie*.



Gambar 5.4 Penampang seismik lintasan 4h

Setelah dilakukan *picking* pada setiap lintasan daerah studi, maka bisa didapatkan peta struktur waktu seperti pada **Gambar 5.5**.



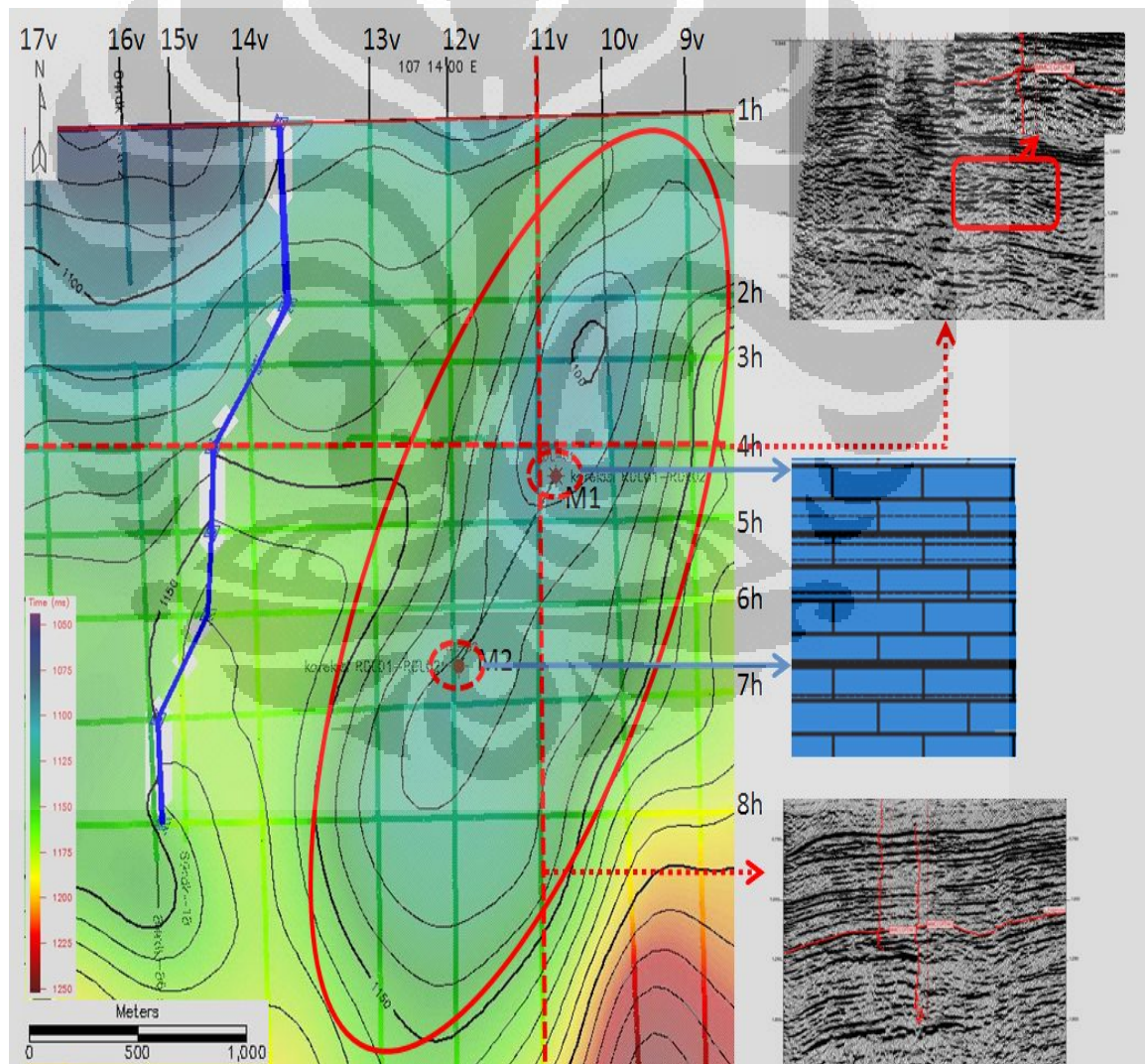
Gambar 5.5 Peta struktur waktu Lapisan MMC

Melalui peta ini, kita dapat melihat letak sumur pemboran pada peta struktur waktu yang diberi tanda oleh titik warna merah dan ditandai dengan tulisan M1 dan M2. Warna biru pada peta merupakan daerah yang lebih tinggi kedudukannya dibandingkan yang berwarna merah.

Kedudukan sumur pada daerah studi ini terletak pada daerah yang diprediksikan merupakan *build-up*. Kedua sumur yang terletak pada peta ini merupakan sumur yang berproduksi. Pada daerah barat dari sumur, terdapat

patahan yang mengakibatkan daerah tersebut memiliki struktur yang lebih tinggi. Pada daerah ini belum terdapat sumur, baik eksplorasi maupun produksi.

Dengan mengintegrasikan data dari Final log sumur M1 dan M2 dengan peta struktur waktu yang telah diperoleh melalui *picking* horison, maka kita dapat mengetahui jebakan pada daerah studi. Daerah studi ini memiliki jebakan stratigrafi berupa karbonat *build-up*, ditandakan dengan litologi pada sumur M1 dan M2 yang merupakan batuan gamping (*limestone*), dan struktur yang didapatkan melalui hasil *picking* pada penampang seismik yang menunjukkan struktur *build-up*. Integrasi dari data litologi dan penampang seismik dapat dilihat pada **Gambar 5.6**.

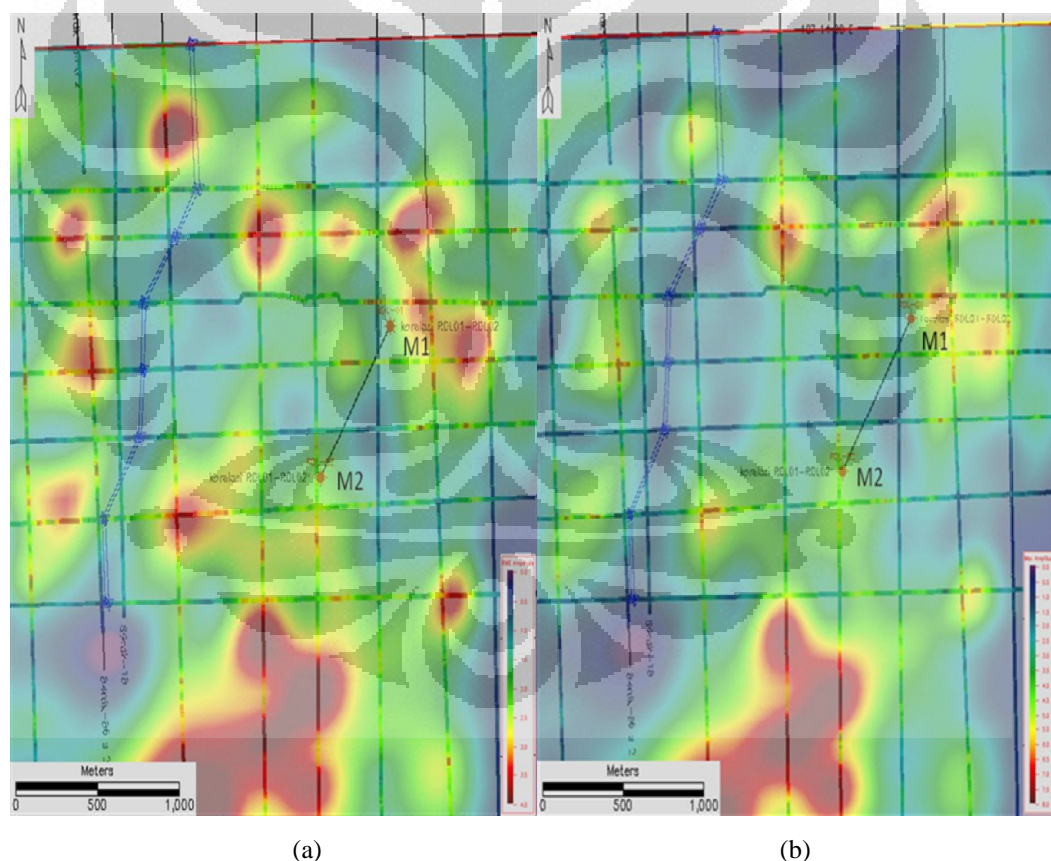


Gambar 5.6 Integrasi peta struktur dan litologi pada sumur M1 dan M2

5.3 Analisa Atribut

Melalui horison yang telah didapat, maka akan dilakukan ekstrak atribut amplitudo pada horison tersebut. Atribut amplitudo tersebut dapat melihat perubahan lateral amplitudo yang dapat digunakan untuk mengetahui penyebaran jenis dari batuan pada lapisan tersebut.

Pada studi ini, digunakan dua jenis atribut amplitudo, yaitu amplitudo RMS dan amplitudo absolut maksimum. Warna biru pada peta atribut menunjukkan nilai amplitudo yang rendah dan menuju ke warna merah menunjukkan nilai amplitudo yang lebih tinggi, seperti pada **Gambar 5.7 (a)** merupakan hasil ekstraksi amplitudo RMS dan **(b)** amplitudo absolut maksimum dengan window 30ms kebawah dari horison.



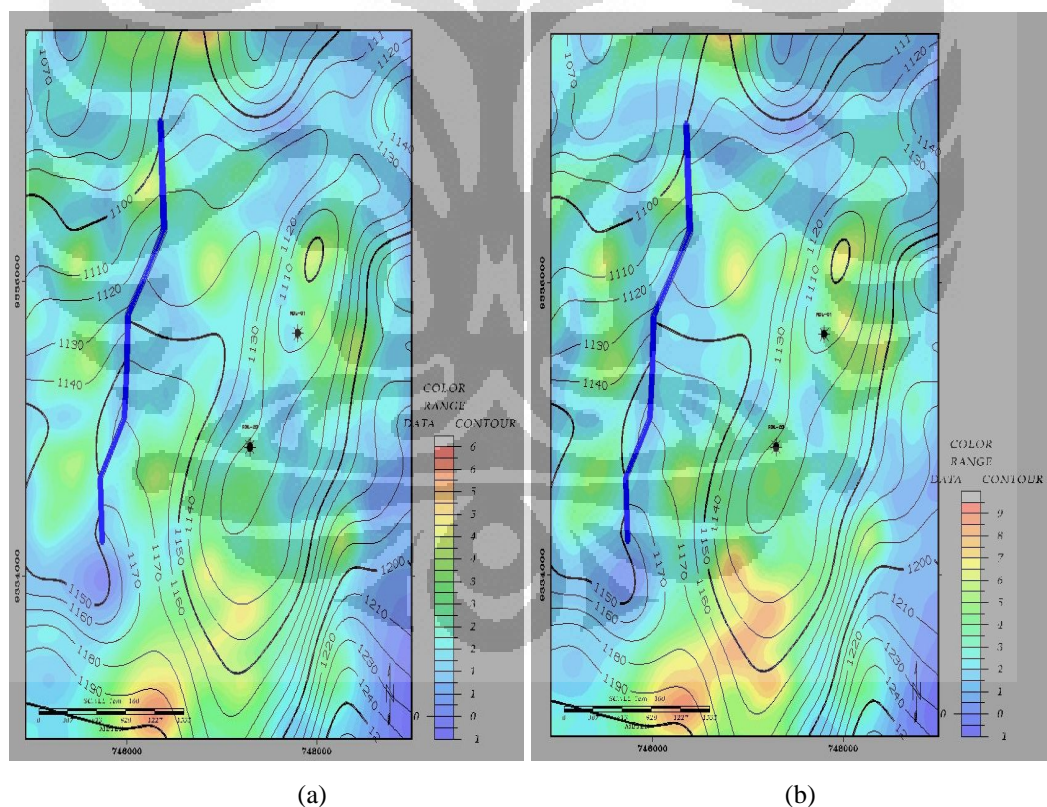
Gambar 5.7 (a) Peta amplitudo RMS (b) Peta amplitudo absolut maksimum

Melalui peta amplitudo RMS dan absolut maksimum dapat dilihat bahwa daerah yang terdapat sumur memiliki nilai amplitudo yang lebih rendah dibandingkan dengan nilai amplitudo pada daerah sekitarnya. Hal ini bisa

dikarenakan oleh karena litologi pada lapisan MMC merupakan batu gamping yang memiliki nilai porositas tinggi, sehingga menyebabkan nilai amplitudo RMS dan maksimumnya lebih rendah.

Pada daerah yang memiliki sumur memiliki nilai amplitudo yang rendah, tetapi terdapat juga beberapa daerah yang memiliki nilai amplitudo yang lebih rendah dibandingkan daerah yang terdapat sumur. Tetapi perbedaan nilai amplitudo ini tidak signifikan, sehingga tetap dianggap sebagai satu kesatuan.

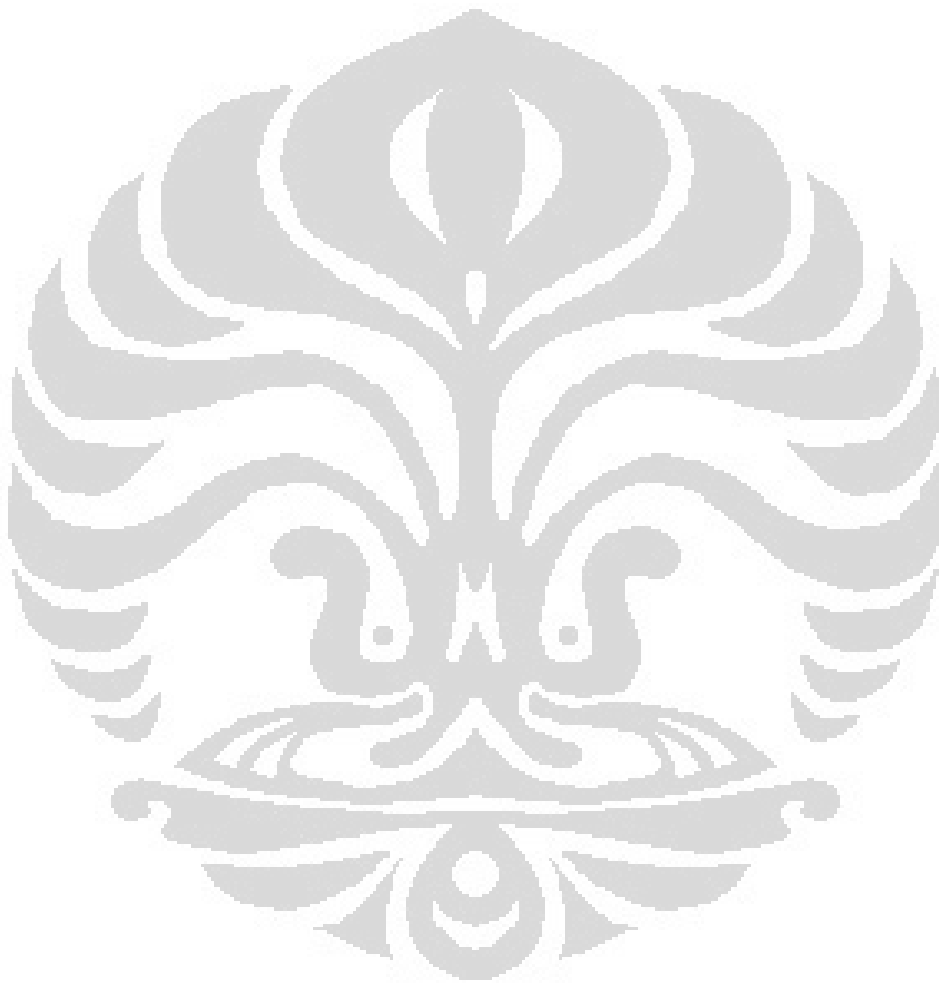
Setelah didapatkan peta struktur waktu dan peta amplitudo RMS serta amplitudo maksimum, maka dilakukan overlay kedua peta tersebut. Dilakukannya overlay ini dikarenakan untuk melihat hubungan antara struktur dan hasil dari amplitudo RMS serta amplitudo maksimum, seperti terlihat pada **Gambar 5.8 (a)** dan **(b)**.



Gambar 5.8 Overlay peta struktur waktu dengan (a) amplitudo RMS, (b) amplitudo absolut maksimum

Setelah mendapatkan peta overlay antara struktur waktu dengan amplitudo RMS dan amplitudo absolut maksimum, dapat dilihat bahwa hasil dari amplitudo

RMS dan absolut maksimum memberikan indikasi yang serupa, yaitu pada struktur *build-up* yang memiliki sumur memiliki nilai amplitudo yang rendah. Dengan didukungnya peta overlay ini, diketahui bahwa daerah prospek merupakan jebakan stratigrafi karbonat *build-up* yang memiliki porositas tinggi, ditandakan dengan nilai amplitudo RMS dan maksimum yang rendah.



BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

1. Melalui data sumur dan data geologi, dapat disimpulkan bahwa lapisan yang menjadi target adalah Formasi MMC (*Mid Main Carbonate*) dan memiliki litologi batuan gamping (*limestone*).
2. Melalui hasil dari *picking* horison, maka diketahui bahwa daerah studi memiliki jebakan stratigrafi berupa *build-up*.
3. Hasil dari ekstansi atribut amplitudo RMS dan Maksimum menunjukkan bahwa, pada daerah yang telah memiliki sumur produksi diindikasikan dengan nilai amplitudo yang rendah.
4. Nilai dari amplitudo yang rendah ini berkorelasi dengan nilai porositas dan perubahan nilai IA pada formasi studi.
5. Melalui data sumur diketahui bahwa nilai porositas pada kedua sumur produksi menunjukkan nilai sekitar $\pm 0,2$. Hal ini yang mengakibatkan nilai amplitudonya rendah, karena batuan tersebut memiliki nilai porositas yang lebih besar dibandingkan batuan sekitarnya, sehingga nilai IA menjadi lebih rendah dibandingkan batuan sekitarnya.

6.2 Saran

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

DAFTAR ACUAN

- Badley, M.E., 1985, *Practical seismic interpretation*, USA, Prentice-Hall Inc.
- Brown, A.R., 2004, *Interpretation of Three Dimensional Seismic Data*, Sixth Edition. AAPG Memoir 42 & SEG Investigations in Geophysics No.9.
- Pertamina BPPKA, *Petroleum Geology Of Indonesia Basin*, Volume X
- Sukmono,S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono,S., 2001, *Seismik Atribut untuk Karakteristik Reservoar*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Taner, M.T., 2001, *Seismic Attributes*, CSEG Recorder.
- Telford, W.M., Sheriff,R.E., Geldart,L.P., 1990. *Applied Geophysics*: Cambridge Univ. Press, MA.