

**KARAKTERISASI SEBARAN IMPEDANSI AKUSTIK
RESERVOAR HIDROKARBON DENGAN METODA
INVERSI DATA 2 DIMENSI PADA LAPANGAN X
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Tugas Akhir

Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains
dalam bidang Fisika

Oleh :

SEPTRI BUDI RETNANI

0410930046-93



**JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2009**

LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR

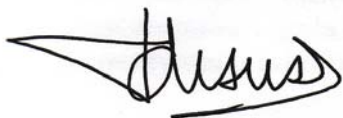
KARAKTERISASI SEBARAN IMPEDANSI AKUSTIK RESERVOAR HIDROKARBON DENGAN METODA INVERSI DATA 2 DIMENSI PADA LAPANGAN X CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh:

Septri Budi Retnani
0410930046-93

Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji
pada tanggal **2.8...JUL 2009**
dan dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Sains dalam bidang fisika

Pembimbing I



Drs. Adi Susilo, M.si, Phd
NIP. 131 960 447

Pembimbing II



Purwo Hadi Suseno
Exploration Manager JOB
PPEJ

Mengetahui
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya



Drs. Adi Susilo, M.si, Phd
NIP. 131 960 447

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Septri Budi Retnani

NIM : 0410930046

Jurusan : Fisika

Penulisan Tugas Akhir berjudul :

**KARAKTERISASI SEBARAN IMPEDANSI AKUSTIK
RESERVOAR HIDROKARBON DENGAN METODA
INVERSI DATA 2 DIMENSI PADA LAPANGAN X
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

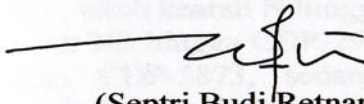
Dengan ini menyatakan bahwa :

1. Isi dari Tugas Akhir yang saya buat adalah benar-benar karya sendiri dan tidak menjiplak nama-nama lain, selain nama-nama yang termasuk di isi dan tertulis didaftar pustaka dalam Tugas Akhir ini.
2. Apabila dikemudian hari ternyata Tugas Akhir yang saya tulis terbukti hasil jiplakan, maka saya akan bersedia menanggung segala resiko yang akan saya terima.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, 3 Juli 2009

Yang menyatakan



(Septri Budi Retnani)

NIM. 0410930046

Karakterisasi Sebaran Impedansi Akustik Reservoir Hidrokarbon dengan Metoda Inversi Data 2 Dimensi pada Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara

Abstrak

Formasi Ngrayong pada Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara sebagian besar tersusun oleh lapisan batu pasir (*sandstone*) dan batu lempung (*shale*) yang tersisipi oleh *limestone* diantaranya. Hasil pemboran pada kedalaman 4205 – 4230 *feet* yang dilakukan pada lapangan ini, didapatkan 609 BOPD (*Barel Oil Per Day*) minyak dan 0,21 MMSCFGD (*Million Metric Standart Cubic Foot Per Day*) gas. Penentuan arah penyebaran impedansi akustik zona reservoir dilakukan dengan menggunakan metoda inversi data seismik 2D pada 4 penampang seismik yang melewati sumur GND-1 lapangan X.

Proses inversi dilakukan dengan menggunakan tiga model inversi seismik, yaitu *model based*, *bandlimited* dan *model maximum likelihood sparse spike*. Ketiga model inversi ini akan dibandingkan untuk menentukan model manakah yang paling tepat digunakan pada lapangan ini. Selanjutnya ditentukan kemanakah pola sebaran impedansi akustik dari masing-masing penampang seismik.

Dari ketiga model inversi ini, model based relatif memberikan hasil inversi yang baik dibandingkan dengan dua model seismik inversi yang lain. Sebaran impedansi akustik pada penampang seismik-1, lebih kearah N hingga CDP-2285, penampang seismik-2 lebih kearah NE hingga CDP-2961, penampang seismik-3 kearah ENE hingga CDP-5873, sedangkan untuk penampang seismik-4 hanya berada disekitar sumur.

Kata Kunci : *Seismik inversi, inversi model based, inversi model bandlimited dan inversi model maximum likelihood sparse spike*

The Characterization of Hydrocarbon Reservoir's Acoustic Impedance using Inversion Method 2 D Seismic Data in X Field North East Java Basin

abstract

Ngrayong Formation in X Field of North East Java Basin is composed by sandstone, shale and inserted by limestone around it. From the well drilling data in this field, it was found 609 BOPD (Barel Oil per Day) of oil and 0,21 MMSCFGD (Million Metric Standart Cubic Foot per Day) of gas in 4205-4230 feet. Inversion seismic 2D data in 4 seismic section which pass the GND-1 well was done to identify the hydrocarbon reservoir of this zone.

Inversion process used 3 seismic inversion model, which are based model, bandlimited model and maximum likelyhood sparse spike model. These inversion models will be compared to define the best model in this field. From the inversion models of these seismic section, it can be defined the direction of acoustic impedance.

Based model of inversion in these seismic section give the best model relatively. A high acoustic impedance is on 4200 zone, with the direction in first seismic section is N until CDP-2285, second seismic section is NE until CDP-2961, third seismic section is ENE until CDP-5873, and the fourth seismic section is around the well

Key Word: Inversion seismic, based inversion model, bandlimited inversion model, maximum likelyhood sparse spike model.

KATA PENGANTAR

Puja dan puji penulis panjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Esa karena berkat dan limpahannya sehingga penulis dapat menyelesaikan penyusunan tulisan tugas akhir yang berjudul KARAKTERISASI SEBARAN IMPEDANSI AKUSTIK RESERVOAR HIDROKARBON DENGAN METODA INVERSI DATA 2 DIMENSI PADA LAPANGAN X CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan program pendidikan sarjana pada Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Brawijaya sekaligus sebagai laporan pertanggungjawaban kepada JOB PPEJ tempat penulis melakukan penelitian.

Penulis menyadari bahwa penyelesaian penulisan tugas akhir ini tidak lepas dari bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Untuk itu penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Kedua orang tua penulis Bapak Budi Rahardjo dan Ibu Suwarni atas semua doa, kesabaran dan kasih sayang yang diberikan.
2. Kedua kakak Mas Hendri dan Mas Bagyo, yang tak pernah lelah memberi semangat saat patah semangat.
3. Bapak Roy Baroes selaku Teknis atas segala bentuk arahan, bimbingan, nasehat dan kesabaran juga kepercayaan yang diberikan kepada penulis. Bapak Soeryadi Oemar selaku General Manager JOB PPEJ, Pak Purwo Hadi Suseno selaku manager eksplorasi JOB PPEJ Keluarga besar JOB PPEJ, Pak Yunus, Mas Andi, Mas Risdi, Mas Bobby, Mbak Yuli, Mas Adam, Mas Rico, Mas Ridwan, Pak Erwan atas segala bentuk kebaikan dan keramahannya kepada penulis.
4. Bapak Angga dan Ibu Nurul – HRD Department JOB PPEJ, atas segala bentuk bantuan yang diberikan kepada penulis.

5. Bapak Adi Susilo selaku Pembimbing I dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Bapak Kusharto Kusno selaku pembimbing akademik selama penulis menjalankan pendidikan di Fisika Universitas Brawijaya, Pak Joko, Pak Sukir Maryanto, Pak A.M Juwono, Pak Didik Yudianto, Pak Sunaryo, Pak Wiyono, Pak Chomsin W, Pak Heru Budiono (Alm), Pak Nur Huda, Pak Johan Noor, Pak Nadhir, Pak Djamil, Pak Gancang, Pak Agus Naba, Pak Didik Rahadi, Pak Mauludi, Pak Bambang, Ibu Istiroyah, Ibu Firdy, Ibu Iswarin, Ibu Nur Lailatin yang telah membagikan ilmu mereka kepada penulis.
7. Pak Jaedi, Pak Sahri, Pak Susilo, Pak Wahyudi, Pak Agus, Pak Rahman, Pak Pur, Pak Robhi, Mas Adi, Mas Keceng dan semua staff karyawan Fisika Universitas Brawijaya.
8. Sahabat-sahabat angkatan 2004, Kakak-Kakak tingkat 2001, 2002, 2003, dan juga adik-adik tingkat 2005, 2006, 2007, dan 2008 Jurusan Fisika Universitas Brawijaya.
9. Sahabat-sahabat yang selalu menemani dan memberikan semangat untuk cepat menyelesaikan pendidikan dan tugas akhir ini Andri ,Aditya Ali, Ihwan, Sehat dan Adi.
10. Semua penghuni kost KW-12, Bapak dan Ibu Hadi, Astrid, Mira, Lana, Anis, Farida, Yosi, Rina, Haibah, Kiki, Ayu, Winda, Ria dan Diah.
11. Semua pihak yang telah banyak membantu penulis yang tidak bisa disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa laporan tugas akhir ini tidak luput dari berbagai kekurangan dan kesalahan. Untuk itu, penulis menerima masukan dan juga kritikan untuk perbaikan penelitian-penelitian yang akan datang. Akhirnya penulis berharap semoga karya tulis tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi pembaca dan semua orang.

Malang, 2 Juli 2009

Penulis

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
HALAMAN PERNYATAAN	iii
ABSTRAK/ABSTRACT	iv
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Penelitian	2
1.4 Tujuan Penelitian.....	3
1.5 Manfaat Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara.....	5
2.1.1 Kerangka Tektonik (<i>Tectonic Setting</i>).....	7
2.1.2 Stratigrafi Daerah Penelitian	8
2.1.3 Petroleum Sistem Cekungan Jawa Timur Utara.....	10
2.1.3.1 Batuan Induk (<i>Source Rock</i>).....	10
2.1.3.2 Batuan Reservoar	11
2.1.3.3 Mekanisme Jebakan	11
2.2 Fisika Batuan (<i>Rock Physics</i>)	12
2.2.1 Densitas	12
2.2.2 Porositas	12
2.2.3 Permeabilitas	14

2.3 Gelombang Seismik.....	15
2.3.1 Gelombang Longitudinal (Gelombang P).....	15
2.3.2 Gelombang Transversal (Gelombang S).....	15
2.4 Konsep Dasar Metoda Seismik Refleksi	16
2.4.1 Impedansi Akustik	17
2.4.2 Koefisien Refleksi	19
2.4.3 Wavelet.....	20
2.4.4 Polaritas Seismik	21
2.4.5 Seismogram Sintetik.....	22
2.5 Data Log	23
2.5.1 Log yang Menunjukkan Zona Permeabel.....	24
2.5.1.1 Log Spontaneous Potential (Log SP).....	24
2.5.1.2 Log Gamma Ray (Log GR)	24
2.5.2 Log yang Menunjukkan Resistivitas Batuan	25
2.5.2.1 Log Induksi.....	25
2.5.2.2 Log Lateral	25
2.5.3 Log yang Menunjukkan Porositas Formasi	26
2.5.3.1 Log Neutron.....	26
2.5.3.2 Log Densitas	26
2.5.3.3 Log Sonic.....	27
2.6 Seismik Inversi	27
2.6.1 Model Inversi Bandlimited.....	30
2.6.2 Model Inversi Maximum Likelyhood Sparse Spike	32
2.6.3 Model Inversi Based.....	33
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	37
3.1 Waktu dan Tempat Penelitian.....	37
3.2 Data Penelitian.....	37
3.2.1 Data Sumur	37

3.2.2 Data Seismik	39
3.2.3 Peta Dasar (<i>Base Map</i>)	39
3.2.4 Data Geologi	40
3.2.5 Data Check Shot.....	40
3.3 Perangkat Penelitian	40
3.4 Pengolahan Data.....	41
3.4.1 Pengolahan Data Sumur	41
3.4.2 Pengolahan Data Seismik.....	43
3.4.3 Ekstraksi Wavelet dan Pengikatan Data Sumur (<i>Well Seismic Tie</i>).....	43
3.4.4 Picking Horison.....	44
3.4.5 Pembuatan Model Awal (<i>Initial Model</i>).....	44
3.4.6 Proses Inversi Seismik	45
3.4.6.1 Proses Inversi Seismik Model Based	45
3.4.6.2 Proses Inversi Seismik Model Bandlimited	45
3.4.6.3 Proses Inversi Seismik Model Sparse Spike	45
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	47
4.1 Analisa Cross Plot	47
4.1.1 Cross Plot dan Cross Section Gamma Ray vs Densitas	48
4.1.2 Cross Plot dan Cross Section Gamma Ray vs P-wave	50
4.1.3 Cross Plot dan Cross Section Gamma Ray vs P-Impedance ...	52
4.2 Analisa Ekstraksi Wavelet dan Pengikatan Data Sumur (<i>Well Seismic Tie</i>).....	53
4.3 Analisa Model Awal (<i>Initial Model</i>).....	58
4.4 Analisa Hasil Inversi	60
4.4.1 Inversi Model Based	60
4.4.2 Inversi Model Bandlimited.....	65
4.4.3 Inversi Model Maximum Likelihood Sparse-Spike	60

BAB V PENUTUP	75
5.1 Kesimpulan	75
5.1 Saran	75
DAFTAR PUSTAKA	77

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pemanfaatan metoda geofisika terus ditingkatkan seiring dengan tingginya kebutuhan minyak dan gas. Metoda seismik merupakan salah satu metoda geofisika yang digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon dengan menggunakan beberapa analisis dalam interpretasi. Metoda seismik inversi merupakan metoda seismik yang banyak digunakan oleh interpreter dalam industri minyak dan gas. Metoda ini berkembang akibat adanya keterbatasan informasi dari penampang seismik karena hanya memperlihatkan batas-batas lapisan bumi dan tidak mampu menggambarkan kondisi litologi lebih detail. Metoda seismik inversi merupakan metoda yang mengubah respon data seismik menjadi impedansi akustik sebagai fungsi dari kecepatan gelombang primer dan densitas dari batuan. Impedansi akustik ini, merupakan karakteristik batuan yang dipengaruhi oleh litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman dan tekanan. Nilai impedansi akustik bisa didapatkan dari dua data, yaitu data seismik dan data sumur. Hasil inversi dari data seismik memberikan resolusi impedansi akustik yang baik kearah lateral (5-10 m), sedangkan hasil inversi yang diberikan oleh data sumur memberikan resolusi impedansi akustik yang lebih baik kearah vertikal (hingga 0.15 m). Integrasi antara kedua data ini, akan menghasilkan harga parameter petrofisik reservoir yang lebih tepat dengan tingkat kesalahan yang relatif kecil.

Formasi Ngrayong merupakan formasi yang terbentuk pada zaman Miosen Tengah - Plistosen, dengan adanya tektonik kompresional ganda yang berulang. Formasi ini diendapkan pada lingkungan transisi tertutup, dan sangat dipengaruhi oleh lingkungan darat dan laut. Penyebaran Formasi Ngrayong relatif luas dengan litologi batu pasir halus – sedang, batuan lempung (*shale*) yang cenderung mempunyai sifat mampu menyimpan fluida dengan baik. Hal tersebut menjadikan formasi ini kemungkinan mengandung hidrokarbon tersisa.

Sumur GND-1 yang terletak pada Formasi Ngrayong Cekungan Jawa Timur Utara merupakan sumur yang telah dibor dan didapatkan minyak sebesar 605 BOPD (*Barel Oil Per Day*) dan gas sebesar 0,21 MMSCFGD (*Million Metric Standart Cubic Foot Per Day*). Metoda seismik inversi digunakan pada lapangan ini untuk mengetahui pola sebaran impedansi akustik dari reservoir hidrokarbon pada zona ini. Dengan mengetahui sebaran impedansi akustiknya, akan dapat ditentukan litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman ataupun tekanan dari reservoir hidrokarbon ini sehingga bisa ditentukan apakah pada lapangan ini layak untuk dikembangkan atau tidak.

1.2. Rumusan Masalah

Permasalahan yang akan di analisa dalam penelitian tugas akhir ini adalah melihat bagaimana pola penyebaran dari impedansi akustik reservoir secara lateral pada zona yang dianggap potensial penghasil hidrokarbon pada Formasi Ngrayong.

1.3. Batasan Penelitian

Untuk menganalisis masalah yang dihadapi, ruang lingkup penelitian tugas akhir ini dibatasi pada:

- a. Daerah penelitian difokuskan pada penampang seismik-1, penampang seismik-2, penampang seismik-3, dan penampang seismik-4. Penampang-penampang ini merupakan penampang-penampang seismik yang melalui sumur GND-1.
- b. Daerah penelitian dibatasi pada Formasi Ngrayong pada Cekungan Jawa Timur Utara.
- c. Model inversi yang digunakan pada penelitian ini adalah inversi model *bandlimited*, inversi model *maximum likelihood sparse-spike* dan inversi model *based*.

1.4. Tujuan Penelitian

Tujuan akhir dari penelitian tugas akhir ini adalah untuk mengetahui pola sebaran impedansi akustik dari reservoir hidrokarbon pada zona target penelitian.

1.5. Manfaat Penelitian

Dari hasil penelitian tugas akhir ini, diharapkan memberikan informasi tambahan mengenai zona reservoir penghasil hidrokarbon, sehingga dapat digunakan untuk eksploitasi hidrokarbon selanjutnya.



UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



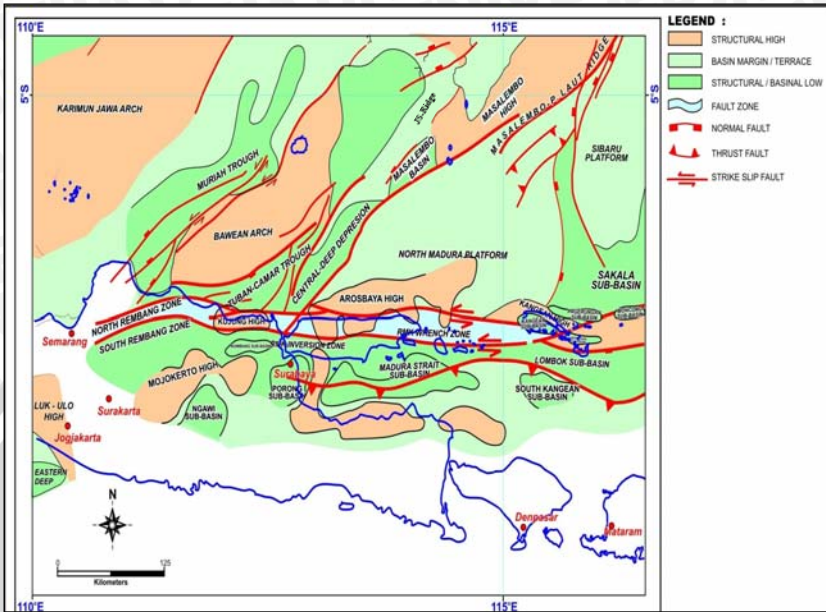
BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu cekungan Tersier di Indonesia Barat, terletak di bagian utara Jawa Timur, memanjang dari barat ke timur kurang lebih 250 km, meliputi kota Semarang–Surabaya dengan lebar 60–70 km. Cekungan ini dibatasi oleh Busur Karimunjawa dan Paparan Sunda ke arah timur dan barat laut, sedangkan ke arah utara dan barat cekungan dibatasi oleh dataran tinggi Meratus dan dataran tinggi Masalembu yang berada di Tenggara Pulau Kalimantan. Bagian selatan busur vulkanik atau Busur Magmatik membatasi cekungan dari bagian timur hingga selatan. Cekungan Jawa Timur Utara ini terdiri dari sedimen tersier yang berumur Eosen hingga Resen (saat ini) yang berada pada batuan dasar (*basement*) Pra-Tersier.

Cekungan belakang busur Tersier Jawa Timur Utara memiliki hubungan antara subduksi lempeng samudera dengan lempeng benua. Akibat dari subduksi ini maka terjadi aktivitas vulkanik sepanjang Tersier yang menghasilkan sedimen untuk pengisian hampir setengah Cekungan Jawa Timur bagian selatan.

Cekungan ini dikelompokkan ke dalam cekungan busur dalam dan merupakan daerah yang bergerak aktif serta dibatasi daerah paparan yang stabil. Daerah cekungan tersebut mempunyai luas lebih dari 200.000 km² dan mengandung akumulasi sedimen dengan ketebalan rata-rata 1.500 m dibagian paparan hingga mencapai 9.000 m dibagian depresi. Pada Gambar 2.1 dapat dilihat bahwa bagian utara daerah cekungan yang dinamakan Cekungan Jawa Timur Utara terutama terletak di daerah lepas pantai. Cekungan terdiri dari beberapa bagian cekungan (kedalaman *North Tuban*, Kedalaman Pati atau Muriah, *Cekungan East Florence*, *Central Deep*) dan daerah tinggian (Karimunjawa, JS- Ridge, Bawean, Masalembu dan Sibaru) yang umumnya dikendalikan oleh kegiatan tektonik selama Kapur Akhir hingga Tersier Awal. Pengendapan batugamping dan serpih bersama dengan pengaliran-pengaliran sedimen pasiran secara kebetulan (*episodic*) sangat umum sepanjang zaman Tersier (Kenyon, 1977).



Gambar 2.1 Peta geologi regional Cekungan Jawa Timur Utara

Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan pembagian fisiografi Jawa Timur oleh Van Bemmelen (1949) terdiri dari daratan aluvium pantai utara Pulau Jawa, Zona Rembang/Perbukitan antiklinorium Rembang dan Madura termasuk didalamnya antiklinorium Cepu, serta zona Randublatung yang merupakan zona depresi, termasuk Dander, Pegat, dan perbukitan Ngimbang.

Lapangan X terletak di Cekungan Jawa Timur. Fase awal dari perkembangan cekungan ini dicirikan oleh adanya perkembangan pemekaran dari daerah rendah (*half-graben*) yang dipengaruhi oleh perkembangan struktur yang telah ada. Konfigurasi tektonik muda yang berkembang dari pertengahan Miosen menggambarkan adanya interaksi yang kompleks dari benua Australia, samudera Pasifik dan lempeng Sunda. Beberapa perbedaan bentuk struktur telah ditentukan sejak terjadinya perbedaan waktu pembentukan struktur, dengan fakta yang jelas dan kompleks pada saat terjadinya tektonik pada akhir Tersier.

Formasi Ngimbang diendapkan pada zaman Tersier di Cekungan Jawa Timur dan pendistribusian material sedimennya dikontrol oleh adanya daerah rendahan (*half-graben*) yang berkembang pada Pra-Tersier. Ngimbang bawah berasal dari material sedimen klastik yang tipis dari laut dangkal, dimana pada cekungan ini dikontrol oleh sesar yang terjadi pada pertengahan Eosen. Ngimbang bawah terbentuk di lingkungan pesisir pantai didominasi oleh daerah rendahan (*half-graben*) yang terendapkan dengan cepat yang disisipi oleh serpih tipis. Formasi Ngimbang adalah formasi penting karena batuan induk yang memiliki kandungan hidrokarbon pada daerah Lapangan X ini.

Formasi Tuban menandai adanya perubahan dari batuan karbonat pada Formasi Kujung menjadi endapan yang lebih silisiklastik pada fase transgresi. Di laut Jawa Timur sampai ke utara dari pesisir terdapat serpih, batupasir, dan batugamping yang diendapkan pada air laut yang relatif dangkal. Pengendapan yang terjadi pada puncak karang di beberapa tempat terhenti secara tiba-tiba, kemungkinan terjadi pada Formasi Kujung, disebabkan oleh karena kondisi air yang tidak baik sementara di tempat lain batukarang tetap bertumbuh sampai Formasi Tuban.

Perubahan yang terjadi dari Formasi Tuban ke Formasi Ngrayong menandai adanya penambahan pertumbuhan batuan klastik secara kasar di tempat ini. Formasi Ngrayong bagian atas menggambarkan adanya perulangan lingkungan yang kembali mengalami suatu fase transgresi dan menandai pula adanya pengendapan dari batupasir bioklastik di bagian tepi dan pengendapan batulempung pada cekungan tersebut.

Pada akhir Miosen, Formasi Wonocolo mengalami suatu pengendapan yang melebihi Formasi Ngrayong. Serpih yang terdapat di dalam Formasi Wonocolo membuktikan adanya batuan penutup yang sangat baik sebagai batuan reservoir pada Formasi Ngrayong.

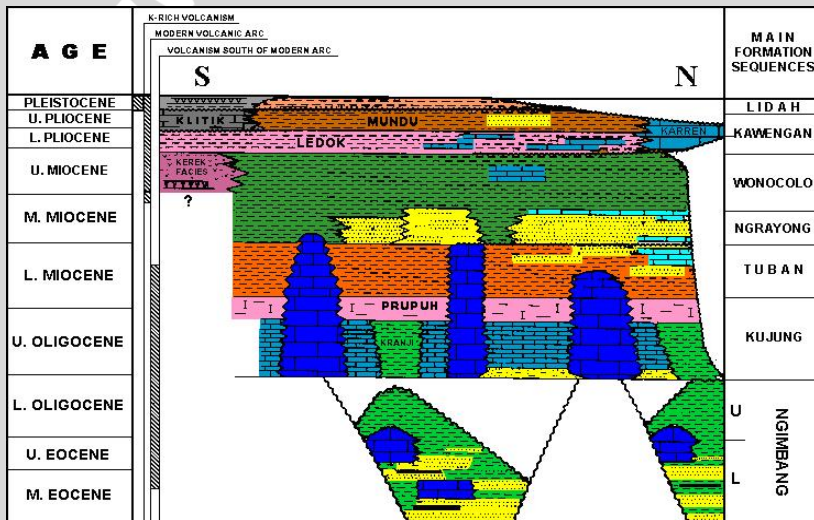
2.1.1 Kerangka Tektonik (*Tectonic Setting*)

Daerah tinggian utama didominasi oleh pola Struktur East-West, seperti yang terjadi pada tinggian Madura. Arahnya

berkembang pada daerah timur. Hal ini terjadi akibat adanya aktivitas patahan putaran sinistral .

Daerah cekungan selatan meregang selama Eocene hingga Oligocene Akhir, diikuti oleh inversi yang menyebabkan terjadinya tekanan selama Miocene Awal sampai saat ini. Cekungan Selatan meliputi daerah Rembang ke timur sampai *offshore*, seperti Cekungan Ngimbang di daerah Jawa Timur. Sedangkan bagian utara disebabkan oleh sesar geser sinistral (*sinistral wrench*), bagian selatan merupakan bekas dari lingkungan batyal.

2.1.2 Stratigrafi Daerah Penelitian



Gambar 2.2 Struktur stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Penampang seismik yang melintang pada daerah penelitian memberikan informasi tentang stratigrafi pada daerah ini dan sekitarnya (Gambar 2.2). Berdasarkan penampang seismik tersebut urutan stratigrafi pada daerah telitian adalah:

1. Basement

Basement yang dicirikan dengan lipatan batuan sedimen. Kemungkinan hal ini berhubungan dengan metasedimen awal Zaman Pre-Tersier. Tidak ada sumur di daerah ini yang mencapai kedalaman

basement sehingga tidak ada informasi mengenai litologi di dalamnya.

2. Formasi Kujung

Ketidakselarasan pada *basement* dicirikan dengan refleksi yang kuat yang mengindikasikan lapisan karbonat milik Formasi Kujung.

3. Formasi Tuban

Formasi Karbonat Tuban secara selaras menumpang di atas Formasi Kujung. Karakter seismik yang terlihat pada karbonat ini menunjukkan perkembangan karbonat terumbu dengan refleksi *mound* pada beberapa perulangan.

4 Formasi Ngrayong

Batupasir Ngrayong secara tidak selaras menumpang di atas Formasi Karbonat Tuban. Berdasarkan penampang seismik yang ada, formasi ini dicirikan dengan refleksi yang relatif kuat dan saling sejajar. Empat sumur telah mencapai formasi ini. Bagian terbawah dari lapisan ini menunjukkan lapisan-lapisan yang saling *onlap* pada Formasi Tuban. Hal ini dapat diinterpretasikan sebagai batas sekuen atau ketidakselarasan yang disebabkan perubahan muka air laut relatif. Zona gas yang tertahan ditemukan pada bagian terbawah formasi ini.

5. Formasi Wonocolo

Batupasir Ngrayong tertutup secara selaras oleh Formasi Wonocolo. Formasi Wonocolo dicirikan dengan refleksi yang saling sejajar dan tidak begitu jelas yang menunjukkan formasi batulempung.

6. Formasi Kawengan

Formasi Kawengan diendapkan secara selaras di atas Formasi Wonocolo. Formasi Ledok dan yang lebih muda terlihat sebagai refleksi horizontal yang saling sejajar pada penampang seismik.

7. Formasi Lidah

Formasi Lidah merupakan formasi termuda di dalam urutan stratigrafi di daerah telitian, sehingga banyak ditemukan endapan aluvial yang subur. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Kawengan.

2.1.3 Petroleum Sistem Cekungan Jawa Timur Utara

Salah satu syarat terbentuknya minyak bumi adalah terbentuknya petroleum sistem pada daerah tersebut. Faktor yang membentuk petroleum sistem Cekungan Jawa Timur Utara, yaitu:

2.1.3.1 Batuan Induk (*Sorce Rock*)

Petroleum sistem cekungan Jawa Timur terbentuk oleh sistem daerah rendahan (*graben*) akibat subduksi dari tatanan *back arc* (busur belakang). Batuan induk terdiri atas *shale lacustrine* yang kaya akan material organik terbentuk pada zaman *Eocene* hingga *Oligocene* pada Formasi Ngimbang dan Kujung, dan pada zaman *Miocene* untuk formasi Tuban.

Kualitas batuan induk Formasi Ngimbang pada daerah tinggian mungkin akan menimbulkan pertanyaan akan terjadinya erosi yang besar pada zaman *Oligocene* awal. Formasi Ngimbang menunjukkan adanya dua fasies utama batuan induk yaitu: fasies *fluvial-deltaic* dan *lacustrine*. Fasies *fluvial-deltaic* mengandung *carbonaceous shale* dan batu bara dengan koragen tipe III, yang menghasilkan minyak dan gas. Pada umumnya, batuan induk Ngimbang telah matang dan menghasilkan gas pada kedalaman 7600 ft.

Shale Kujung merupakan endapan laut pada zaman *Oligocene* akhir hingga zaman *Miocene* awal yang terjadi akibat penunjaman regional. Sedangkan Formasi Kujung mengandung batuan klastik *interbedded* dan karbonat, batuan induk dibatasi oleh batuan klastik. Batuan induk terisi oleh *interbedded shale*, *siltstone*, dan *sandstone* dengan sisipan *limestone* yang tipis dan beberapa batu bara yang terendapkan pada tatanan *intertidal sublittoral*.

Kujung III utamanya terisi shale dengan beberapa *interbedded limestone*. Sedangkan Kujung II terisi oleh *interbedded shale* dan *limestone* dengan beberapa batubara. Batuan induk ini semakin tebal ke arah selatan hingga ke selatan cekungan. *Shale* Tuban merupakan *bathyal* dari sedimentasi laut dan terendapkan selama zaman *Miocene* awal hingga *Miocene* tengah.

Keberadaan hidrokarbon dapat ditemukan pada berbagai kedalaman, namun demikian ekstrapolasi kematangan data mengindikasikan bahwa hidrokarbon berada pada daerah cekungan selatan dari cekungan Jawa Timur yang ditemukan pada kedalaman kurang dari 7300 ft.

2.1.3.2 Batuan Reservoir

Reservoir utama yang ada di Cekungan Jawa Timur meliputi Ngimbang basal *sandstone*, Ngimbang *limestone*, Kujung III *sandstone*, Kujung I *limestone*, Ngrayong *sandstone* dari Formasi Wonocolo dan Ledok. Di daerah Cepu, lapangan minyak dihasilkan oleh *sandstone* dari formasi Mundu dan Ngrayong, sedangkan di daerah Surabaya lapangan minyak dihasilkan oleh *sandstone* dari formasi Mundu dan Lidah. Semakin ke timur, yaitu selat Madura, minyak dan gas dihasilkan dari formasi Prupuh, sedangkan minyak, gas dan *condensate* dihasilkan pada zaman *Oligocene* ke *Miocene* dan *Limestone* Kujung.

2.1.3.3 Mekanisme Jebakan

Dua orientasi utama dari cekungan (NE-SW dan E-W) dengan beberapa tinggian dan rendahan mendominasi geologi cekungan. Masing-masing *sub-basin* mengandung sistem *Paleogene rift* yang diikuti oleh beberapa tekanan, menghasilkan struktur inversi. Pada umumnya, sebagian besar cekungan dicirikan oleh inversi sub-basin dengan lipatan utama yang dibatasi oleh sudut tinggian *thrust fault*. Inversi secara umum menggambarkan jebakan struktural, cekungan juga dikenal sebagai jebakan stratigrafi *reef* yang terbentuk.

2.2 Fisika Batuan (*Rock Physics*)

Fisika batuan merupakan karakteristik dari suatu batuan mengenai sifat-sifat fisisnya, diantaranya yaitu mengenai kelakuan dan materi penyusun dari batuan tersebut. Batuan merupakan kumpulan dari mineral-mineral, sedangkan mineral terbentuk dari beberapa ikatan kimia. Komposisi kimia dan jenis mineral penyusun inilah yang akan menentukan sifat fisis dari batuan tersebut.

2.2.1 Densitas

Densitas merupakan perbandingan antara massa batuan dengan volume dari batuan itu sendiri. Secara matematis dapat dituliskan sebagai

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (2.1)$$

Dimana

ρ = densitas atau massa jenis batuan (kg/m^3)
 m = massa batuan (kg)
 v = volume batuan (m)

Besar kecilnya nilai densitas batuan dipengaruhi oleh :

- persentasi mineral
- komposisi kimia
- suhu dan tekanan
- porositas
- kandungan fluida

2.2.2 Porositas

Porositas merupakan suatu ukuran kapasitas batuan untuk menyimpan fluida. Porositas didefinisikan sebagai persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas, atau dapat didefinisikan sebagai perbandingan antara volume total pori-pori batuan dengan volume total batuan tiap satuan volume tertentu. Secara matematis dapat dituliskan sebagai :

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_p}{V_{gr} + V_p} = \frac{V_b - V_p}{V_b} \times 100\% \quad (2.2)$$

Dimana :

- ϕ = Porositas absolut (total), fraksi (%)
- V_p = Volume pori-pori, cc
- V_b = Volume batuan (total), cc
- V_{gr} = Volume butiran, cc

Porositas batuan reservoir dapat dibedakan menjadi dua, yaitu:

1. Porositas absolut, merupakan perbandingan antara pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen. Secara matematis dapat ditulis dalam bentuk persamaan sebagai berikut :

$$\phi = \frac{\text{volume pori - pori total}}{\text{bulk volume}} \times 100\% \quad (2.3)$$

2. Porositas efektif, merupakan perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*)

$$\phi_e = \frac{\text{Volume pori yang berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \times 100\% \quad (2.4)$$

Dimana:

- ϕ_e = porositas efektif, fraksi (%)
- ρ_g = densitas butiran, gr/cc
- ρ_b = densitas total, gr/cc
- ρ_f = densitas formasi, gr/cc

Berdasarkan waktu dan cara terjadinya, porositas dapat dibedakan menjadi dua, yaitu :

1. Porositas primer, yaitu porositas yang terbentuk pada waktu yang bersamaan dengan proses pengendapan berlangsung. Ada beberapa factor yang mempengaruhi besar kecilnya porositas primer batuan, yaitu :
 - a. Ukuran butir dan karakter geometri (susunan, bentuk, ukuran, dan penyebarannya)
 - b. Proses diagenesa dan kandungan sementasi
 - c. Kedalaman dan tekanan
2. Porositas sekunder, yaitu porositas batuan yang terbentuk setelah proses pengendapan.

2.2.4 Permeabilitas

Kemampuan fluida untuk mengalir melalui suatu formasi batuan merupakan parameter kunci dalam menentukan rata-rata reservoir akan menghasilkan fluida. Kemampuan fluida untuk mengalir melalui suatu formasi ditentukan oleh beberapa hal, yaitu :

1. Jenis fluida, yaitu ketebalan atau viskositas (kekentalan) dari fluida. Fluida yang kental mengalir lebih lambat sedangkan fluida yang lebih cair (encer), mengalir lebih cepat.
2. Jumlah gaya yang bekerja pada fluida. Peningkatan perbedaan tekanan meningkatkan rata-rata aliran fluida, hal ini dipengaruhi oleh materi penyusun reservoirnya.
3. Geometri aliran fluida yang ditentukan oleh matriks batuan.
4. Geometri batuan yang merupakan pemisah antara dua batuan, yaitu ukuran fisis dan arah batuan yang dilalui oleh fluida yang merupakan karakteristik batuan. Jarak antara porositas batuan menyebabkan fluida mengalir.

Faktor yang mempengaruhi besar kecilnya permeabilitas adalah :

1. Ukuran aliran fluida. Semakin kecil ukuran fluida, permeabilitas batuan akan semakin kecil. Penurunan permeabilitas batuan dipengaruhi oleh penurunan ukuran batuan.
2. Pori-pori yang saling berhubungan. Permeabilitas menurun saat terjadi sementasi.

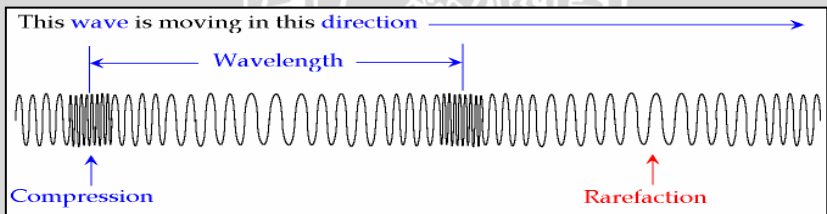
3. Interaksi molekul antara fluida dengan batuan permukaan. Ikatan molekul antara fluida dengan batuan yang tinggi menyebabkan permeabilitas turun.

2.3 Gelombang Seismik

Gelombang seismik merupakan rambatan getaran dari suatu sumber yang mengganggu medium yang dilaluinya. Akibatnya, akan terjadi pergeseran kedudukan partikel, tekanan, maupun pergeseran rapat massa. Pergeseran kedudukan partikel ini terjadi akibat adanya interaksi antara *gradient stress* dengan gaya-gaya elastik. Dari interaksi ini, muncul adanya gelombang longitudinal dan gelombang transversal.

2.3.1 Gelombang Longitudinal (Gelombang P)

Gelombang longitudinal, atau disebut juga gelombang kompresi (gelombang P) merupakan gelombang yang arah getarnya searah dengan arah penjarannya (Gambar 2.3). Gelombang ini merupakan gelombang yang datang lebih dulu dibanding gelombang-gelombang lain. Saat melewati material yang kompak atau keras, kecepatannya akan lebih besar dibandingkan jika gelombang ini melewati material yang lebih lunak. Kecepatan gelombang P disela-sela batuan sekitar 6-7 km per detik.



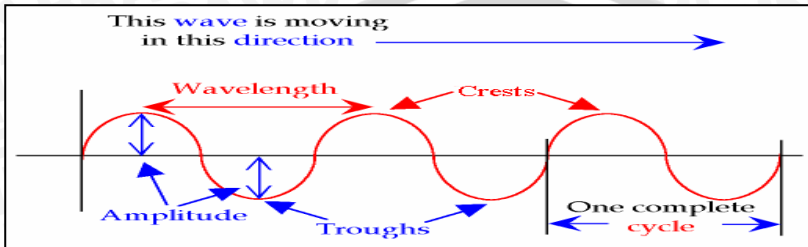
Gambar 2.3 Gelombang longitudinal (gelombang P)

(Collin, 2008)

2.3.2 Gelombang Transversal (Gelombang S)

Gelombang transversal, atau disebut juga gelombang geser (*shear wave*). (gelombang S) merupakan gelombang yang arah

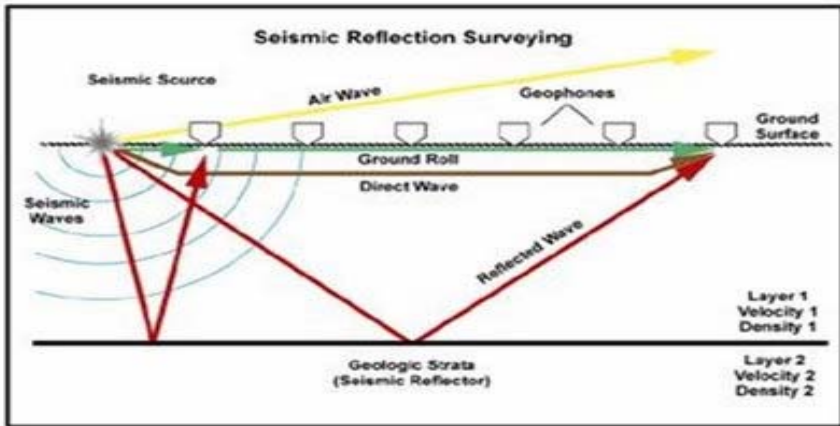
getarannya tegak lurus arah penjaralannya. (Gambar 2.4). Kecepatan gelombang disela-sela batuan sekitar 3.5 km perdetik.



Gambar 2.4 Gelombang transversal (gelombang S)
(anonymous, 2008)

2.4 Konsep Dasar Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan suatu metode seismik yang memanfaatkan gelombang pantul dari gelombang yang dipancarkan oleh suatu sumber gelombang. Gelombang merambat melewati batuan dengan merubah energi dari sumber gelombang menjadi pergerakan partikel batuan. Karena densitas dan kecepatan dari masing-masing lapisan batuan berbeda, sebagian dari gelombang ini akan terpantulkan kembali ke permukaan bumi dan informasi yang dibawa dari gelombang yang terpantulkan ini akan ditangkap oleh *geophone* (Gambar 2.5). Gelombang ini akan membawa informasi-informasi mengenai litologi dan fluida yang ada dibawah permukaan dalam bentuk gelombang datang (*travel time*), amplitudo, frekuensi dan fase gelombang. Waktu datang dari gelombang pantul, akan memberikan informasi mengenai kecepatan rambat gelombang (*velocity*).



Gambar 2.5 Konsep dasar metode seismik refleksi

(Oktavinta, 2008)

Dengan menggunakan metode seismik refleksi ini, akan diketahui batas-batas lapisan/reflektor dari sinyal berupa gelombang elastis yang dikirim ke dalam bumi. Refleksi dari gelombang seismik didapatkan saat nilai impedansi akustik (sebagai fungsi kecepatan dan densitas) dari suatu batuan dengan batuan yang lainnya berbeda.

Energi yang menjalar ke dalam bumi akan diserap dalam tiga bentuk, yaitu:

- Divergensi spherical (penyebaran bola), dimana kekuatan gelombang menurun sebanding dengan jarak akibat adanya bentangan geometris
- Absorpsi, dimana energi berkurang karena terserap oleh massa batuan. Besar energi yang terserap meningkat dengan kenaikan frekuensi
- Terpantulkan, dimana sebagian energi terpantulkan sesuai dengan prinsip snellius jika melewati suatu medium yang berbeda.

2.4.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang yang melewatinya. Setiap batuan mempunyai nilai densitas (ρ) dan kemampuan dalam melewatkan

gelombang (v) yang berbeda. Kemampuan dalam melewati gelombang ini dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan juga temperatur. Oleh karena itu impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon dan pemetaan litologi. Secara matematis hubungan antara impedansi akustik, densitas dan kecepatan jalur gelombang dapat dinyatakan dengan hubungan :

$$AI = \rho v \quad (2.5)$$

dimana :

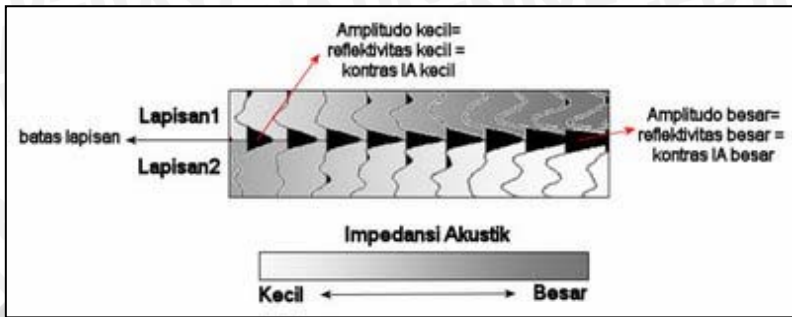
AI = Impedansi akustik ($\text{g/cm}^2 \cdot \text{s}$)

ρ = densitas (g/cm^3)

v = kecepatan gelombang seismik (cm/s)

Kecepatan gelombang seismik dalam batuan ditentukan oleh partikel yang ada pada batuan tersebut, dan pada umumnya bernilai ribuan *feet per secon*. Sehingga nilai kecepatan dari suatu batuan akan lebih besar pengaruhnya daripada densitas dalam menentukan nilai impedansi akustik dari suatu batuan. Sebagai contoh adalah porositas atau material pengisi pori bantuan (air, minyak, dan gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitasnya.

Batuan yang keras dan sukar termampatkan, akan mempunyai nilai impedansi akustik yang lebih besar daripada batuan yang lunak karena kecepatan gelombang seismik yang merambat dalam batuan ditentukan oleh porositas atau material pengisi batuan. Oleh karena itu nilai kecepatan jalur gelombang akan lebih mempengaruhi nilai impedansi akustik batuan daripada nilai densitasnya. (Sukmono, 1999).



Gambar 2.6 Hubungan antara amplitudo dengan kontras impedansi

(Abdullah, 2007^a)

Harga kontras impedansi dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya. Pada gambar 2.6 dapat dilihat bahwa semakin besar amplitudo refleksi lapisan batuan, maka nilai kontras impedansinya juga akan semakin besar. Hasil penampang IA akan memberikan deskripsi geologi bawah permukaan yang lebih jelas dibandingkan dengan data seismik konvensional. Dengan mengetahui nilai dari impedansi akustik, dapat diketahui batas lapisan, litologi, porositas hidrokarbon, dan pemetaan geologi yang bisa digunakan dalam deskripsi karakteristik reservoir.

2.4.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan perbandingan antara selisih harga impedansi akustik dengan jumlah dari dua medium yang berbeda, yang saling berhubungan (Gambar 2.7). Harga koefisien refleksi ini dapat ditulis kedalam persamaan matematis sebagai berikut :

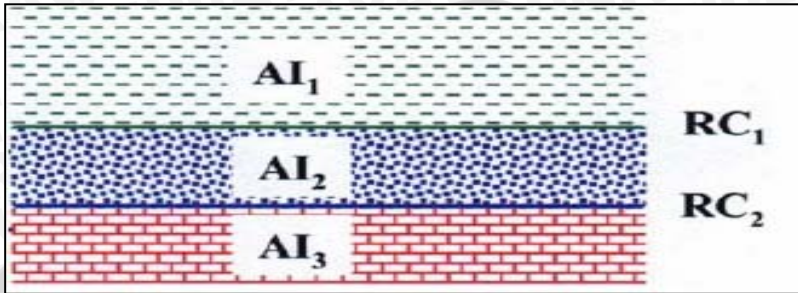
$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_1 + AI_2} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_1 + \rho_1 v_2} \quad (2.6)$$

dimana :

RC = Koefisien refleksi bernilai -1 hingga +1

AI₁ = Impedansi akustik lapisan batuan 1

AI₂ = Impedansi akustik lapisan batuan 2



Gambar 2.7 Hubungan antara impedansi akustik dengan koefisien refleksi

(Umam, 2004)

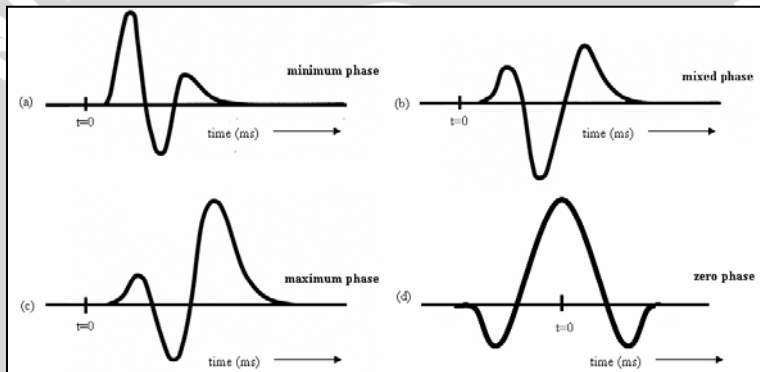
2.4.3 Wavelet

Gelombang yang terpantul dari bumi membawa suatu karakteristik. Karakter dari gelombang inilah yang disebut wavelet. Wavelet mempunyai interval amplitudo, frekuensi dan fasa tertentu. Amplitudo merupakan besar sinyal pada saat tertentu, frekuensi merupakan perulangan dari suatu periode tiap satuan waktu, dan fasa merupakan posisi relatif dari suatu sinyal selama satu periode.

Wavelet biasanya digunakan dalam seismologi perminyakan untuk mengklasifikasikan sinyal berdasarkan frekuensi yang terekam. Berdasarkan fasa dari spektrum sinyal, wavelet dibagi menjadi empat, yaitu :

1. Fasa minimum (*minimum Phase*)(Gambar 2.8a) : merupakan gambaran sinyal dengan frekuensi maksimum terletak pada bagian depan. Ini berarti bahwa energi sinyal terkonsentrasi pada bagian depan gelombang. Dibandingkan wavelet yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, wavelet fasa ini mempunyai perubahan fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi.
2. Fasa campuran (*mixed Phase*)(Gambar 2.8b): merupakan gambaran sinyal dengan energi yang tidak terkonsentrasi di awal maupun dibagian belakang gelombang. Fasa dari sinyal berubah-ubah tergantung dari komponen frekuensinya.

3. Fasa maksimum (*maximum phase*)(Gambar 2.8c): merupakan gambaran sinyal dengan frekuensi tertinggi berada pada bagian belakang. Ini berarti energi sinyal terkonsentrasi pada bagian belakang gelombang. Karakteristik dari sinyal maksimum fasa berlawanan dengan minimum fasa.
4. Fasa nol (*zero phase*)(Gambar 2.8d) : sinyal *zero phase* simetris dan terpusat pada waktu nol. Sinyal dari *zero phase* mempunyai amplitudo puncak yang paling besar dengan spektrum amplitudo yang sama. Karakteristik ini yang merupakan karakter yang diinginkan oleh semua sinyal karena resolusinya. Fasa dari sinyal *zero phase* mempunyai harga nol untuk semua komponen frekuensi sinyalnya.



Gambar 2.8 Jenis Wavelet

(Ikelle dan Amundsend. 2005)

2.4.4 Polaritas Seismik

Polaritas seismik menggambarkan nilai dari harga koefisien refleksi (negatif atau positif). Ada dua jenis standart polaritas seismik yang digunakan yaitu standar SEG (*Society Exploration of Geophysics*) dan standar Eropa. Pada umumnya, standar konversi polaritas seismik yang digunakan adalah standar SEG. SEG mendefinisikan polaritas normal sebagai :

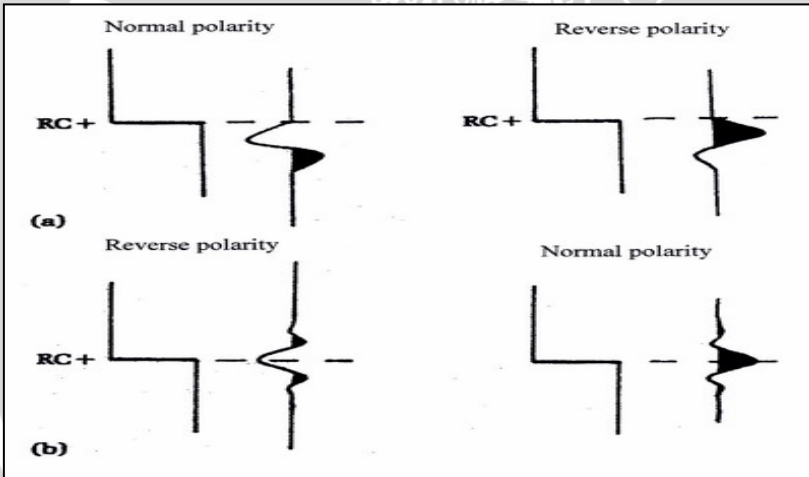
1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada *hidrophone* di air atau pergerakan awal ke atas pada *geophone* di darat.

2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Dengan menggunakan konversi ini, penampang seismik dengan konvensi 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*.

Gambar 2.9 berikut menunjukkan polaritas normal dan polaritas terbalik untuk wavelet fasa minimum (a) dan fasa nol (b) berdasarkan konvensi SEG.



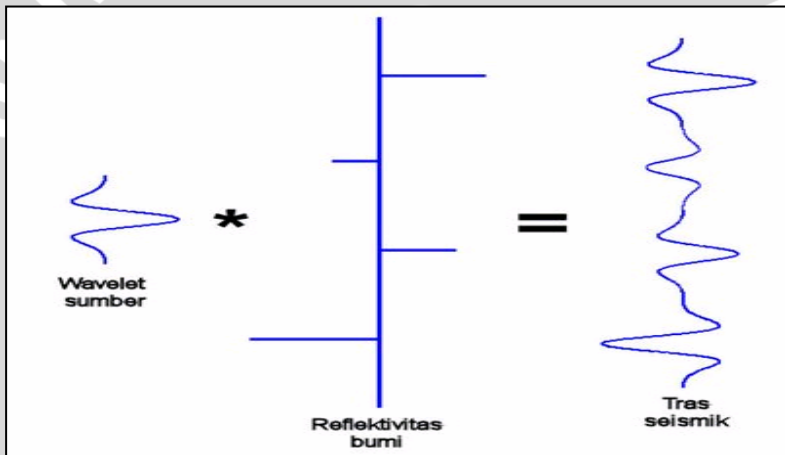
Gambar 2.9 Polaritas normal dan polaritas terbalik menurut konvensi SEG (Badley, 1985)

2.4.5 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan seismogram (*trace*) tiruan yang dibuat dengan cara konvolusi wavelet dengan data koefisien refleksi (Gambar 2.10). Data koefisien refleksi (KR) didapatkan dari data log sonik dan data log densitas. Sedangkan wavelet dihasilkan

dengan melakukan pengekstrakan data seismik. Seismogram sintetik ini, dibutuhkan untuk melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*). Fungsinya sebagai untuk menghubungkan kemenerusan lapisan pada data seismik dalam skala waktu dan sebagai gelombang hasil pengukuran data sumur (Munadi dan Pasaribu, 1984).

Karena seismogram dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang yang diambil pada zona target padahal frekuensi yang dipakai merupakan frekuensi yang diambil dari zona target, menyebabkan terjadinya *miss tie* pada saat pengikatan data sumur.



Gambar 2.10 Konvolusi koefisien refleksi dengan wavelet

(Abdulah, 2007^b)

2.5 Data Log

Data log merupakan data grafik kedalaman (atau waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sumur.

Evaluasi formasi dari suatu lapisan batuan dapat dilakukan dengan memakai tiga log, yaitu :

2.5.1 Log yang menunjukkan zona permeabel

2.5.1.a Log Spontaneous Potential (Log SP)

Data log SP merupakan data rekaman perbedaan potensial antara elektroda yang bergerak didalam lubang bor dengan elektroda dipermukaan. Data log SP digunakan untuk mengidentifikasi lapisan-lapisan permeabel, mencari batas-batas lapisan permeabel dan korelasi antara sumur berdasarkan batas lapisan tersebut, memberikan nilai resistivitas air dengan formasi, dan untuk menentukan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan formasi permeabel kurva SP akan menyimpang dari garis lurus serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal, yaitu garis pasir. Kurva SP dapat menyimpang ke kiri atau ke kanan. Penyimpangan SP ke kanan menunjukkan adanya *shale*, zona ini bukanlah zona yang permeabel. Sedangkan penyimpangan SP ke kiri menunjukkan adanya "*clean zone*" (*sandstone atau limestone*). Zona inilah yang disebut zona permeabel. (Harsono, 1997)

2.5.1.b Log Gamma Ray (GR)

Log gamma ray digunakan untuk mendefinisikan lapisan permeabel pada saat SP tidak berfungsi karena formasi yang sangat *resist*. Log gamma ray digunakan untuk mendeteksi dan mengevaluasi mineral-mineral radioaktif, seperti potassium, uranium dan thorium. Ketiga unsur radioaktif tersebut memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi dan sinar tersebut mampu menembus batuan. Konsentrasi unsur-unsur ini besar dalam batuan lempung sehingga log GR dapat digunakan dalam interpretasi batuan pasir-lempung untuk menghitung volume dari lempung. Selain itu log GR juga dapat digunakan untuk menentukan lapisan permeabel, evaluasi biji mineral yang radioaktif, evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif, korelasi log pada sumur berlubang, dan korelasi antar sumur. (Harsono, 1997)

2.5.2 Log yang mengukur resistivitas formasi batuan

2.5.2.a Log Induksi

Log induksi merupakan log yang digunakan untuk menentukan resistivitas dengan cara menentukan konduktivitas batuan. Log induksi bekerja dalam :

- fresh mud*
- resistivitas formasi < 200 ohm-meter
- R_{mf} (resistivitas of mud filtrate)/ R_w (resistivitas air formasi) > 2.0

Secara umum tahanan jenis gas akan lebih besar daripada tahanan jenis minyak, dan tahanan jenis minyak akan lebih besar daripada air. Batuan yang relatif tidak porous maka akan menunjukkan tahanan jenis yang rendah. Batuan porous dengan kandungan fluida minyak atau gas akan menunjukkan nilai resistivitas yang tinggi. Batugamping akan memberikan respon defleksi lebih besar dibandingkan dengan batupasir dan serpih, karena batugamping bersifat kurang dapat menghantarkan arus listrik. (Prabowo, 2004)

2.5.3.b Log Lateral

Log lateral merupakan log yang digunakan untuk mengukur resistivitas batuan yang dibor dengan *salty mud* atau lumpur yang sangat konduktif serta dipakai untuk mengukur zona-zona yang mengandung hidrokarbon. Log lateral bekerja dengan baik pada :

- salty mud*
- resistivitas formasi > 200 ohm meter
- $R_{mf}/R_w < 2.0$

(Prabowo, 2004)

Prinsip dari lateral log difokuskan pada arus listrik yang diinjeksikan secara lateral kedalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Jenis arus yang digunakan adalah arus pengawal (*bucking current*) yang fungsinya mengawal arus utama (*measured current*) masuk kedalam formasi sedalam-dalamnya. Resistivitas dari masing-

masing lapisan batuan dihasilkan dari arus listrik utama yang tetap dan tegangan listrik yang diperlukan. (Harsono, 1997)

2.5.3 Log yang mengukur porositas formasi

2.5.3.1 Log Neutron

Log neutron merupakan log yang digunakan untuk menentukan porositas utama batuan, yaitu ruang pori-pori batuan yang terisi air, minyak, atau gas. Bersama dengan log lain, misalnya log densitas, dapat dipakai untuk menentukan jenis fluida batuan / litologi serta tipe fluida yang mengisi pori-pori batuan.

Besarnya porositas batuan sama dengan jumlah energi neutron yang hilang, karena atom hidrogen berkonsentrasi pada pori yang terisi fluida (air atau minyak). Pori yang terisi oleh gas akan memiliki pola kurva log neutron akan lebih rendah dari yang seharusnya (*gas effect*). Hal ini terjadi karena konsentrasi hidrogen dalam gas lebih kecil dibandingkan pada minyak dan air. (Prabowo, 2004)

2.5.3.2 Log Densitas

Log densitas digunakan untuk mengukur massa jenis dari batuan yang kemudian dipakai untuk menentukan porositas batuan tadi. Log densitas dapat membedakan minyak dari gas dalam ruang berpori karena fluida-fluida tersebut mempunyai massa jenis yang berbeda. Selain itu log densitas juga dipakai untuk menghitung koefisien refleksi dan bersama log sonik digunakan untuk membuat seismogram sintetik.

Prinsip pengukuran log densitas adalah menembakkan sumber radioaktif dengan tingkat energi antara 75 KeV dan 2 MeV seperti Cesium-137 sehingga menghasilkan efek fotolistrik dan efek Compton. Sumber radioaktif ini (sinar gamma) dapat berbentuk gelombang elektromagnetik maupun partikel foton. Efek Compton terjadi jika foton dari sinar gamma bertumbukan dengan elektron batuan. Tumbukan ini menyebabkan foton kehilangan energi dan akan dihamburkan ke arah yang tidak sama dengan arah foton awal. Energi foton yang hilang diserap oleh elektron pada batuan sehingga dapat melepaskan diri dari ikatan atom sehingga

mampu menjadi elektron bebas. Foton hamburan juga memaksa elektron-elektron melepaskan diri dari atom hingga foton melemah dan terserap secara keseluruhan oleh efek fotolistrik. Jumlah elektron bebas dari hamburan foton merupakan fungsi energi atom dan jenis mineral. (Harsono, 1997).

2.5.3.3 Log Sonic

Log sonik merupakan log yang digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dan untuk menentukan koefisien refleksi lapisan. Evaluasi porositas diperoleh dari informasi waktu rambat gelombang suara yang melalui batuan. (Prabowo, 2004).

2.6 Seismik Inversi

Hingga saat ini, belum ada definisi yang jelas mengenai seismik inversi. Namun dalam bukunya, Sigit Sukmono (2005) mendefinisikan seismik inversi sebagai suatu teknik yang digunakan untuk membuat model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai inputannya dan data sumur sebagai pengontrolnya.

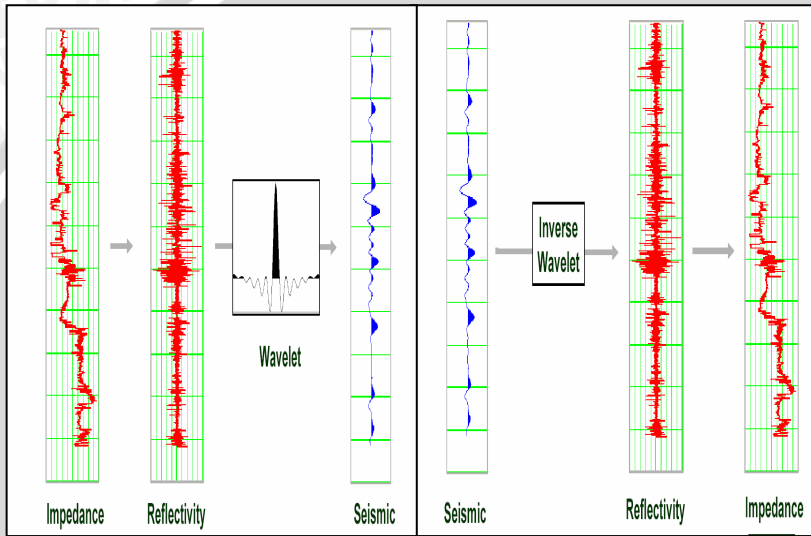
Pada dasarnya, data yang terekam pada hasil penembakan sumber gelombang seismik merupakan pemodelan ke depan (*Foward modelling*). Pada metoda ini, data masukan (*input data*) adalah nilai IA atau deret koefisien refleksi dari masing-masing lapisan batuan. Algoritma yang digunakan pada pemrosesan data *foward modelling* adalah proses konvolusi antara wavelet dengan deret koefisien refleksi bumi (Gambar 2.11 sebelah kiri).

Metoda seismik inversi merupakan kebalikan dari pemodelan kedepan, dimana data masukan dari metoda ini adalah data seismik yang diinversikan untuk mendapatkan nilai impedansi akustik dari masing-masing lapisan. Algoritma yang digunakan dalam pemrosesan datanya adalah dekonvolusi antara data seismik yang terekam dengan wavelet sehingga dihasilkan nilai impedansi akustiknya (Gambar 2.11 sebelah kanan)

Impedansi akustik ini merupakan parameter batuan yang dipengaruhi oleh litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman,

tekanan, dan temperatur. Oleh karena itu, nilai Impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator untuk memprediksi litologi, porositas, hidrokarbon, dan karakterisasi reservoir.

Berikut merupakan perbandingan antara *Foward Modelling* dan seismik inversi



Gambar 2.11 Diagram alir *Foward modelling* dan seismik inversi (Russel, 1996)

Model dasar pada seismik inversi didasarkan pada model konvolusi, dimana tras seismik merupakan konvolusi dari deret koefisien refleksi dengan wavelet dan dipengaruhi oleh noise. Model konvolusi untuk tras seismik ini dapat diberikan oleh persamaan :

$$S_t = W_t * RC_t + n_t \tag{2.7}$$

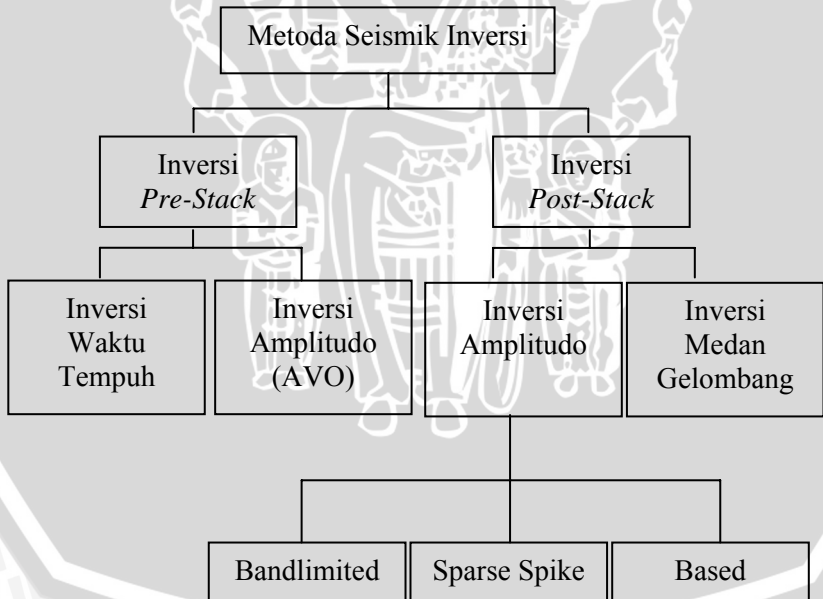
- Dimana S_t = Tras seismik
- W_t = Wavelet
- RC_t = Reflektivitas bumi
- n_t = Noise

Jika komponen noisenya nol, persamaannya akan semakin sederhana:

$$S_t = W_t * RC_t$$

Dengan mengasumsikan nilai tras seismik dan wavelet diketahui, dapat diketahui nilai koefisien refleksinya dengan menggunakan algoritma dekonvolusi.

Metode inversi dibagi mejadi dua, yaitu metoda *prestack* dan metoda *poststack*. Inversi *prestack* sendiri terdiri dari inversi waktu tempuh (tomografi), yang digunakan untuk menentukan struktur dari waktu jalar gelombang seismik hasil pengukuran dan inversi amplitudo (AVO), yang digunakan untuk menentukan parameter elastisitas dari amplitudo refleksi hasil pengukuran sebagai fungsi *offset* (sudut datang). Sedangkan inversi *poststack* dibagi menjadi dua, yaitu inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Inversi amplitudo sendiri dibagi menjadi tiga, yaitu model *bandlimited*, *sparse spike* dan model *based*. Secara sederhana pembagian metode inversi dapat dilihat pada gambar 2.12.



Gambar 2.12 Macam-macam teknik seismik inversi

2.6.1 Metode Inversi Bandlimited

Metoda inversi *bandlimited* atau disebut juga metoda inversi *rekursif* merupakan metoda yang paling awal untuk inversi data seismik. Data seismik diinversi dengan menggunakan algoritma rekursif klasik yang mengasumsikan tras seismik sebagai deret koefisien refleksi yang telah difilter oleh wavelet zero-phase. Masalah yang berikutnya muncul dari metoda inversi *bandlimited* ini adalah hilangnya frekuensi rendah dan terjadinya perubahan fasa. Komponen frekuensi rendah ini dapat ditambahkan pada frekuensi tinggi saat reflektivitas maupun tahapan impedansi dengan hasil yang tidak terlalu berbeda.

Metode inversi *bandlimited* diperoleh dari turunan fungsi koefisien refleksi sederhana, yaitu :

$$r_i = \frac{\rho_{i+1} v_{i+1} - \rho_i v_i}{\rho_{i+1} v_{i+1} + \rho_i v_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.8)$$

Persamaan tersebut didapatkan dari persamaan :

$$1 + r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} + \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2Z_{i+1}}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.9)$$

$$1 - r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} - \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.10)$$

Sehingga persamaan yang didapat untuk metoda inversi *bandlimited* adalah :

$$\frac{Z_{i+1}}{Z_i} = \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (2.11) \quad \text{atau} \quad Z_{i+1} = Z_i \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (2.12)$$

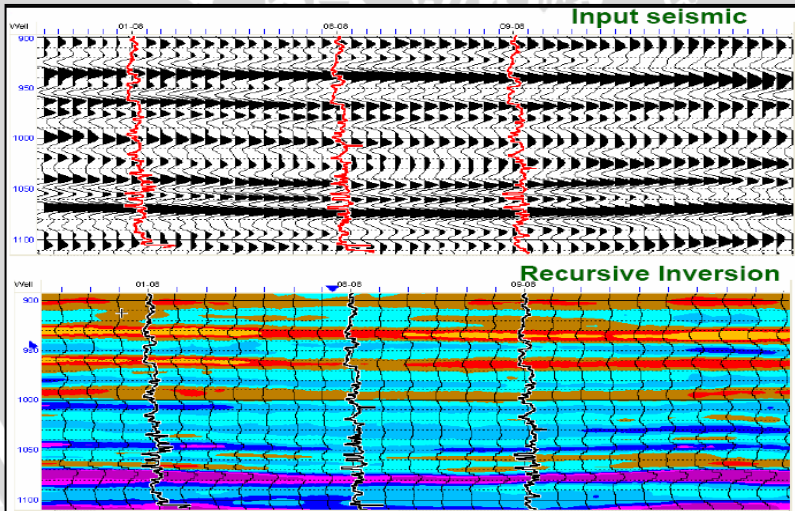
Untuk impedansi akustik lapisan ke-i, dapat diberikan persamaan rekursifnya :

$$Z_{i+1} = Z_1 * \prod_{j=1}^i \left[\frac{1 + r_j}{1 - r_j} \right] \quad (2.13)$$

dimana :

- Z_i = AI_i = Impedansi akustik lapisan ke-i
- Z_{i+1} = AI_{i+1} = Impedansi akustik lapisan ke i+1
- r_i = KR_i = Koefisien Refleksi lapisan ke-i
- ρ_i = Densitas batuan lapisan ke-i
- ρ_{i+1} = Densitas batuan lapisan ke-i
- v_i = Kecepatan gelombang pada lapisan ke-i
- v_{i+1} = Kecepatan gelombang pada lapisan ke-i+1

Contoh data seismik dan hasil inversi dari model *bandlimited* dapat dilihat pada gambar 2.13. Pada model ini, perhitungan sepenuhnya menggunakan data seismik dan hasilnya berupa *wiggle trace* yang mirip dengan data seismik. *Noise* dianggap sebagai trace seismik dan diikutkan pada perhitungan sehingga menghasilkan lapisan baru yang semu. Metoda ini identik dengan metoda pemodelan kedepan (*Foward modeling*) karena tidak menggunakan kontrol geologi. Selain itu, komponen frekuensi rendahnya rendah (efek *bandlimited*) sehingga prediksi impedansi akustik secara lateral kurang baik.



Gambar 2.13 Data seismik dan hasil inversi model *bandlimited* (Russel, 1996)

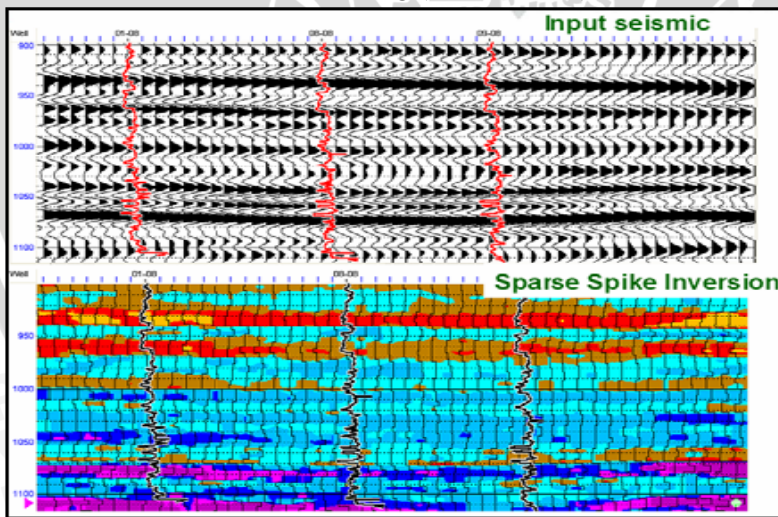
2.6.2 Metode Inversi Maximum Likelihood Sparse Spike

Metoda inversi *sparse spike* merupakan metoda ekstrapolasi spektrum frekuensi diluar batas filter untuk menghindari hilangnya frekuensi rendah. Pada metoda ini, reflektifitas sebenarnya diasumsikan dengan *sparse-spike* besar yang bertumpukan dan *sparse-spike* kecil sebagai *background*. Pada metode ini, diberikan parameter tambahan yaitu jumlah maksimum *sparse spike* yang akan dideteksi pada tiap tras seismik dan *threshold* pendeteksian seismik. Metoda *sparse spike* mengasumsikan bentuk tertentu reflektifitas serta memperkirakan wavelet dari asumsi model.

Ada beberapa teknik metoda *sparse spike*, diantaranya:

- a. Inversi dan dekonvolusi normal L1 (Linear Programming)
- b. Inversi dan dekonvolusi *Maximum-Likelyhood*
- c. Dekonvolusi entropi minimum (MED)

Pada metoda ini, komponen frekuensi rendah dimasukkan secara matematis dalam perhitungan. Namun, impedansi akustik yang dihasilkan berbentuk blok-blok sehingga kejelasan informasi pada metoda inversi *sparse spike* kurang (Gambar 2.14).



Gambar 2.14 Data seismik dan hasil inversi sparse spike (Russel, 1996)

2.6.3 Metode Inversi Based

Model inversi based merupakan metode inversi yang berdasarkan model. Oleh karena itu, langkah pertama yang dilakukan dalam menggunakan inversi ini adalah membuat model geologi awalnya, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbaharui secara iteratif hingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dari data seismik. Hasil keluaran dari metoda ini sesuai dengan data masukan yang diperoleh.

Hubungan antara model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan metoda *Generalized Linear Inversion* (GLI). Jika terdapat sebuah data observasi geofisika, metoda GLI akan menurunkan model geologi yang paling sesuai dengan data observasi dalam bentuk *least-square*. Secara matematis model dan data observasi dapat dirumuskan sebagai vektor :

$$M = (m_1, m_2, \dots, m_k)^T \quad = \text{vektor model dengan parameter } k$$

$$T = (t_1, t_2, \dots, t_n)^M \quad = \text{vektor data observasi } n$$

Kemudian hubungan antara model dan data observasi diformulasikan sebagai :

$$t_i = F(m_1, m_2, \dots, m_k), \text{ untuk } i = 1, 2, \dots, n$$

GLI mengeliminasi keperluan untuk *try and error* dengan menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian memperbaiki parameter model dengan cara sedemikian rupa sehingga dihasilkan keluaran dengan beda seminimum mungkin. Dengan cara ini maka dapat dilakukan iterasi untuk mendapatkan solusi yang dirumuskan secara matematis sebagai berikut :

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\delta F(M_0)}{\delta M} \Delta M \quad (2.14)$$

Dimana M_0 = model awal

ΔM = perubahan parameter model;

M = model bumi sebenarnya;

$$\begin{aligned}
 F(M) &= \text{data observasi;} \\
 F(M_0) &= \text{nilai terhitung dari model awal;} \\
 \frac{\delta F(M_0)}{\delta M} &= \text{perubahan nilai yang dihitung}
 \end{aligned}$$

Beda antara observasi dan nilai yang dihitung :

$$\Delta F = F(M) - F(M_0) \quad (2.15)$$

Oleh karena itu persamaan di atas dapat diformulasikan sebagai persamaan matriks

$$\Delta F = A \Delta(M) \quad (2.16)$$

dimana A = matriks turunan dengan baris n dan kolom n

Solusi dari persamaan di atas adalah :

$$\Delta M = A^{-1} \Delta F \quad (2.17)$$

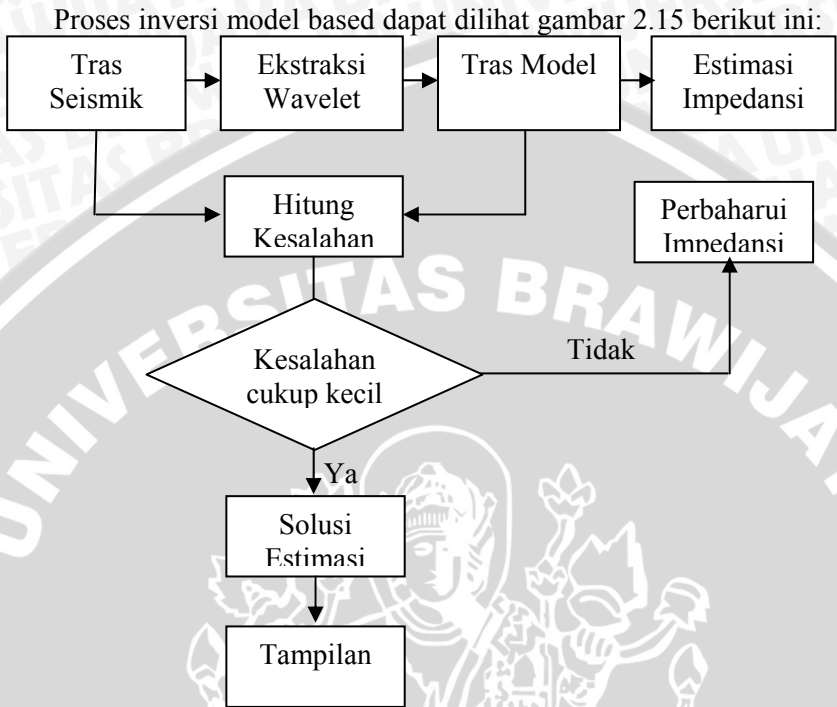
dimana A^{-1} adalah merupakan invers matriks dari A

Untuk memecahkan kasus dimana jumlah data observasi yang lebih banyak daripada parameter model ($n > k$) digunakan metoda *least_square* yang sering dikenal dengan nama metoda *Marquart-Levenburg* . Solusi yang diperoleh :

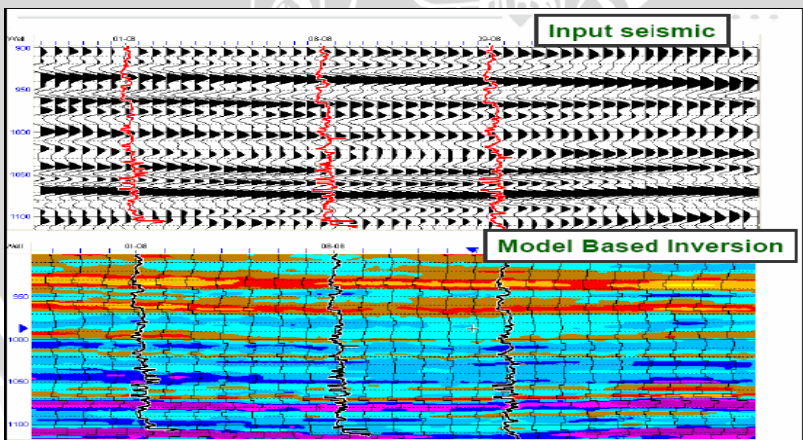
$$\Delta M = (A^T A)^{-1} A^T \Delta F \quad (2.18)$$

Informasi hasil keluaran dari model based ini memiliki informasi yang lebih akurat dan jelas karena adanya masukan frekuensi rendah yang didapat dari data log dan nilai impedansi akustik yang didapat berbentuk *blocky* yang memiliki harga kontras impedansi sehingga lebih mudah dalam menentukan batas atas (top) dan batas bawah (bottom) suatu lapisan reservoir (Gambar 2.16).

Hasil akhir dari inversi model *based* ini berupa data impedansi akustik yang lebih lengkap dibandingkan dengan data seismik. Pada data seismik, perubahan amplitudo hanya mencerminkan bidang batas antar lapisan sedangkan impedansi akustik dari hasil inversi ini mencerminkan sifat fisis dari batuan.



Gambar 2.15 Diagram alir seismik inversi model based



Gambar 2.16 Input data seismik dan hasil inversi model based (Russel, 1996)

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan

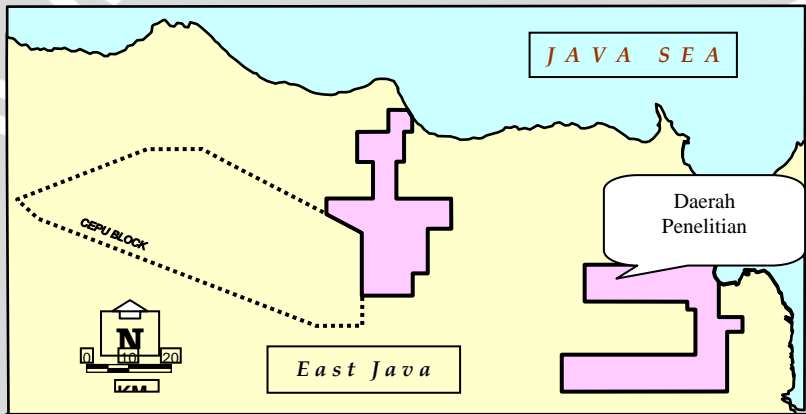


BAB III METODE PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Pelaksanaan Penelitian

Penelitian dilaksanakan pada tanggal 11 Maret 2009 hingga 29 Mei 2009 bertempat di gedung Patra Jasa JOB Pertamina-Petrochina East Java, Jakarta Selatan.

Daerah penelitian lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara terletak di sebelah barat Surabaya dengan batas barat dari daerah ini adalah Bojonegoro (Gambar 3.1).



Gambar 3.1 Peta daerah penelitian

3.2 Data Penelitian

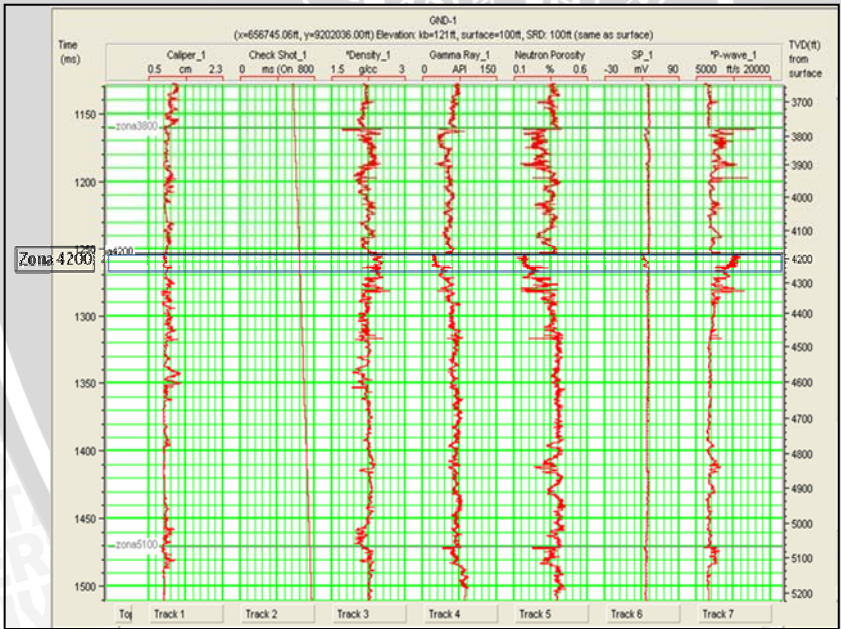
Data-data yang dibutuhkan dalam penelitian ini meliputi data-data utama yaitu data seismik dan data sumur serta data-data pendukung lainnya. Data pendukung yang dimaksud adalah peta dasar (*basemap*), data geologi, data *checkshot*.

3.2.1 Data Sumur

Data sumur didapatkan dari rekaman alat pengeboran setelah pemboran pada suatu daerah yang dianggap mempunyai potensi hidrokarbon. Data log sumur ini digunakan untuk mengetahui sifat-sifat fisis batuan disekitar lubang sumur. Data log sumur inilah yang

akan digunakan sebagai kontrol dalam melakukan pengolahan metoda inversi. Data log sumur ditampilkan dalam bentuk komposit log yang berisi informasi mengenai karakteristik batuan yang terukur pada masing-masing data log sumur. Data log sumur yang digunakan adalah data sumur GND-1 yang dibor pada tahun 1990.

Gambar 3.2 merupakan data log yang ada pada sumur GND-1 ini adalah data *log Calliper*, *Check shot*, *Densitas*, *Gamma Ray*, *Neutron Porosity*, *SP* dan *P-wave*. Pada kedalaman sekitar zona 4200, nilai *gamma-ray* menunjukkan nilai kurva yang lebih kecil, densitas besar, dan nilai *p-wave* yang besar. Nilai *gamma ray* yang rendah pada log *gamma ray* menunjukkan adanya *clean zone* pada zona tersebut. Kurva log densitas dan *p-wave* yang besar menunjukkan zona tersebut merupakan zona batuan yang kompak atau padat. Sehingga dari beberapa data log ini, daerah ini di indikasikan merupakan daerah penghasil hidrokarbon.



Gambar 3.2 Data log Sumur GND-1

Dari data sumur ini, bisa dibuat *top marker* tiap reservoir beserta kedalaman zona target penelitian, yaitu :

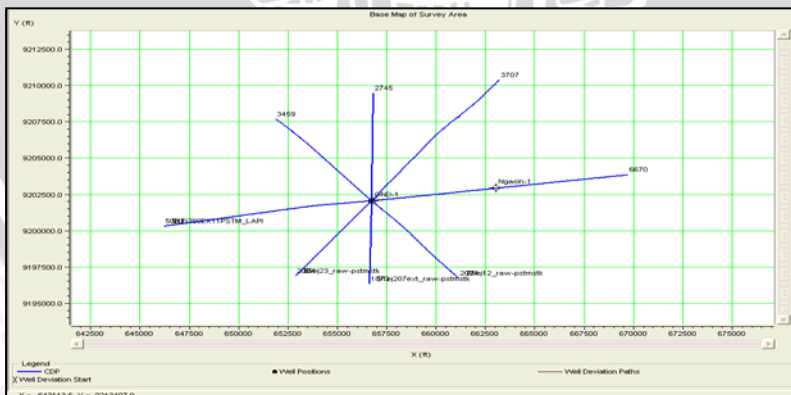
Nama Horison	Awal Kedalaman	Akhir Kedalaman
Zona 3800	3795	3795
Zona 4200	4203	4203
Zona 5100	5090	5090

3.2.2 Data Seismik

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini adalah adalah data 2 dimensi dari beberapa penampang seismik, yaitu penampang seismik-1 yang arahnya S-N dengan lokasi sumur GND-1 berada pada CDP 2252, penampang seismik-2 yang arahnya SE-NW dengan lokasi sumur GND-1 berada pada CDP 2650, penampang seismik-3 yang arahnya ENE-WSW dengan lokasi sumur GND-1 terletak pada CDP 5796 dan penampang seismik-4 yang arahnya SE-NW dengan lokasi sumur berada pada CDP 2713.

3.2.3 Peta Dasar (*Basemap*)

Peta dasar (*basemap*) merupakan peta yang menggambarkan lintasan-lintasan seismik yang meliputi daerah *survey* 2D. Peta ini digunakan untuk mengetahui arah dan letak perpotongan lintasan seismik serta memberikan posisi sumur pengeboran. Peta dasar daerah penelitian diberikan oleh Gambar 3.3.



Gambar 3.3 Peta Dasar (*basemap*) daerah penelitian

3.2.4 Data Geologi

Data geologi merupakan data yang memberikan informasi geologi regional, kondisi tektonik, dan urutan stratigrafi dari tiap formasi. Informasi geologi regional dan tektonik memberikan informasi mengenai sejarah pembentukan daerah akibat peristiwa-peristiwa tektonik sehingga mengakibatkan deformasi seperti sesar, struktur tinggian ataupun rendahan, antiklin, subduksi dan juga proses sedimentasi. Informasi stratigrafi akan memberikan informasi mengenai peralihan formasi berdasarkan waktu pengendapan dengan anggapan bahwa formasi yang paling atas adalah yang paling muda dan formasi yang paling bawah adalah formasi yang paling tua.

3.2.5 Data Checkshot

Data *checkshot* merupakan data yang digunakan untuk menghubungkan antara data waktu dari seismik dengan data kedalaman dari sumur. Pada *survey checkshot*, kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang dipermukaan. Dari data *checkshot* ini akan dihasilkan *time depth curve* yang akan digunakan untuk pengikatan data sumur dan data seismik (*well seismic tie*). Selain itu data *checkshot* digunakan untuk koreksi data kecepatan saat pembuatan seismogram sintetik karena terkadang data *log sonic* memiliki frekuensi yang jauh lebih tinggi dari data seismik.

3.3 Perangkat Penelitian

Software yang digunakan dalam penelitian ini adalah software HRS CE8\R.3.1. Aplikasi HRS yang digunakan dalam penelitian ini adalah *geoview*, *elog* dan *strata*. Aplikasi *geoview* merupakan aplikasi HRS yang digunakan sebagai *database* yang menyimpan data log. *Elog* merupakan aplikasi program yang digunakan untuk menampilkan suatu hasil manipulasi data log seperti *editing*, *smoothing* dan *log correlation* (korelasi log), yang akan digunakan untuk pengikatan data sumur (*well seismic tie*). Sedangkan *strata* digunakan untuk menampilkan hasil inversi *post-*

stack maupun *pre-stack* data seismik. Data masukan yang digunakan dalam aplikasi strata meliputi : data sumur, data seismik, dan horizon-horison yang berfungsi sebagai *top* dan *based* yang digunakan dalam pembuatan model awal.

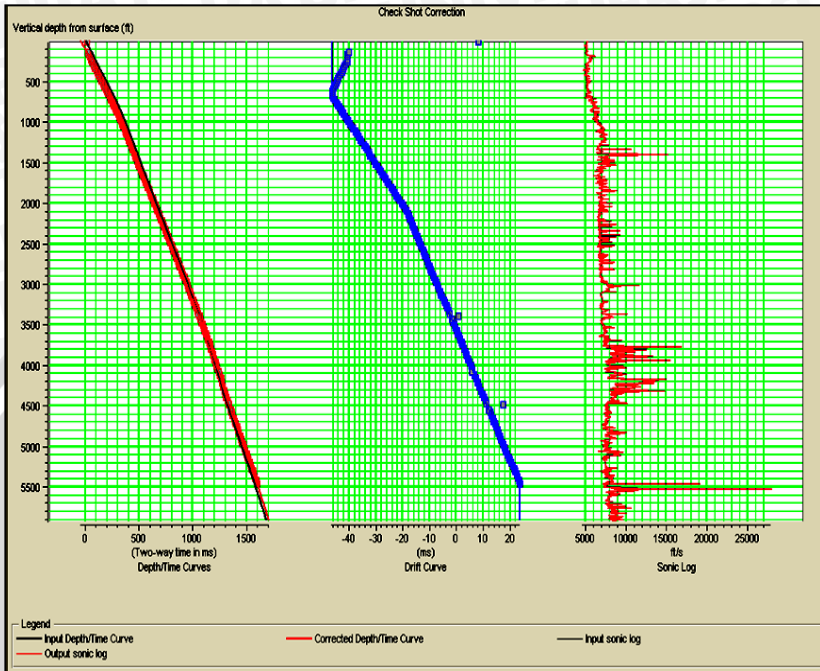
3.4 Pengolahan Data

Sebelum melakukan pengolahan data, langkah awal yang dilakukan adalah menentukan zona target dari daerah penelitian. Penentuan zona target ini didasarkan dari hasil data log sumur, seperti *log gamma ray*, *log density*, *log sonic*, dan data log yang lain, seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.2. Dari data log tersebut, pada zona 4200 mengindikasikan adanya reservoir hidrokarbon.

3.4.1 Pengolahan Data Sumur

Koreksi *checkshot* dilakukan untuk menyesuaikan kecepatan gelombang seismik dari data log dan data seismik. Kecepatan yang dihasilkan dari data sumur yang bersifat lokal (hanya berada disekitar lubang sumur). Sedangkan data seismik lebih bersifat regional karena dipengaruhi oleh lapisan diatas reflektor.

Gambar 3.4 merupakan parameter yang digunakan dalam melakukan koreksi *checkshot*. Hal yang dilakukan saat melakukan koreksi *checkshot* adalah menghapus titik-titik data yang menyimpang (dianggap sebagai anomali) dari hasil pengukuran. Titik-titik ini dihapus hingga *drift curve* (kurva penyimpangan) tampak linier.



Gambar 3.4 Parameter yang digunakan dalam koreksi *checkshot*

Setelah dilakukan koreksi *checkshot*, selanjutnya dilakukan analisa *cross plot* dari beberapa kurva log. Analisa *cross plot* dilakukan untuk membedakan sifat-sifat fisis dari batuan yang ada disekitar sumur berdasarkan data log. *Cross plot* dilakukan pada zona target, yaitu pada zona 4200.

Ada tiga *cross plot* yang dilakukan pada masing-masing zona target yaitu:

1. *Cross plot* antara *Gamma-ray* dan *Density*
2. *Cross plot* antara *Gamma-ray* dan *P-wave*
3. *Cross plot* antara *Gamma-ray* dan *P-Impedance*

Dari ketiga hasil *cross plot* tersebut, kemudian dianalisa bagaimana sifat atau karakteristik dari satu data log terhadap data log yang lain.

3.4.2 Pengolahan Data Seismik

Data seismik yang digunakan adalah data *post stack* 2 dimensi. Pengolahan data dimulai dengan melakukan *loading data* dari file dengan format .sgy dengan menggunakan aplikasi strata Hampson Russell. Posisi sumur dimasukkan dalam parameter data masukan yang berupa letak *source point*, *reciever*, CDP, serta koordinat X dan Y dari masing-masing penampang seismik. Setelah dilakukan *loading data* dan didapatkan gambaran data sumur dari masing-masing penampang seismik, kemudian dilanjutkan dengan pembuatan wavelet dan *well seismic tie*.

3.4.3 Ekstraksi Wavelet dan Pengikatan Data Sumur (*Well Seismic Tie*)

Korelasi data log dengan data seismik atau lebih dikenal dengan pengikatan data sumur (*Well Seismic Tie*) merupakan upaya untuk melakukan kecocokan data sumur yang berada dalam domain kedalaman dengan data seismik yang berada dalam domain waktu. Dalam proses pengikatan data sumur ini, hal yang pertama kali dilakukan adalah pembuatan wavelet. Pada penelitian ini, ekstraksi wavelet yang dipilih dalam pembuatan seismogram sintetik ini adalah ekstraksi wavelet statistikal. Wavelet statistikal merupakan wavelet *zero phase* yang didapatkan dari ekstrak data seismik disekitar sumur pengeboran. Ekstraksi ini dipilih karena data yang digunakan dalam pembuatan wavelet berasal dari data seismik dianggap data yang memiliki nilai polaritas yang sebenarnya.

Window ekstraksi yang dipilih mencakup zona target penelitian, yaitu diatas zona 3800 dan zona 5100. Untuk penampang seismik-1, *window* ekstraksi yang diambil adalah 1140-1530 ms, penampang seismik-2, *window* ekstraksi yang diambil adalah 1130-1530 ms, penampang seismik-3, *window* ekstraksi yang diambil adalah 1170-1570 ms, sedangkan pada penampang seismik-4, *window* ekstraksi yang diambil adalah 1130-1530 ms.

Setelah melakukan ekstraksi wavelet pada masing-masing penampang seismik, kemudian dibuat seismogram sintetik dengan cara melakukan konvolusi antara wavelet hasil ekstraksi tersebut dengan deret koefisien. Deret koefisien refleksi sendiri didapatkan

dari *log sonic* (log kecepatan/*p-wave*) yang sudah dikoreksi *checkshot* dan log densitasnya. Kedua perkalian log tersebut menggambarkan batas antara dua lapisan batuan yang berbeda.

Setelah diperoleh seismogram sintetik, berikutnya dilakukan pencocokan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*). Dalam proses pencocokan(korelasi) ini akan muncul dua buah tras seismik yang berwarna biru dan merah. Tras berwarna merah adalah tras seismik sedangkan yang berwarna biru merupakan tras sintetik yang didapat dari hasil ekstraksi wavelet. Pencocokan data dilakukan dengan melakukan peregangan (*stretching*) dan perapatan (*squeezing*). Parameter kecocokan antara tras seismik dengan data sumur dapat dilihat dari besarnya nilai korelasi yang didapat.

3.4.4 Picking Horizon

Picking horizon digunakan untuk menentukan informasi batas lapisan geologi pada seismik. Seperti pada *top reservoir*, struktur geologi dan informasi geologi lainnya. Penarikan horison (*picking horizon*) didasarkan pada kontinuitas refleksi dan amplitudo yang dilakukan pada puncak amplitudo (*peak*). Kontinuitas refleksi yang kuat dan amplitudo yang besar dapat memberi informasi geologi tentang kondisi lingkungan pengendapan atau struktur, serta kandungan fluida.

3.4.5 Pembuatan Model Awal (*Initial Model*)

Model awal digunakan untuk mengontrol hasil inversi. Ada beberapa faktor yang mempengaruhi kualitas model awal, diantaranya yaitu hasil dari pengikatan data seismik dengan data sumur dan jika *picking horizon* yang dibuat. Data sumur digunakan sebagai acuan nilai impedansi sedangkan horison digunakan dalam interpolasi nilai impedansi gelombang P. Model awal dibuat dengan menggunakan data sumur yang tersimpan pada *database* dan *high cut frequency* 10 Hz/15 Hz. Keempat data penampang seismik dibuat model awalnya dan digunakan sebagai pengontrol hasil inversi.

3.4.6 Proses Inversi Seismik

Dari model awal impedansi akustik yang didapatkan dari konvolusi antara wavelet dengan koefisien refleksi, dilakukan proses inversi. Inversi dilakukan dengan tiga model yang berbeda untuk masing-masing penampang seismik. Model inversi yang digunakan adalah model *bandlimited*, model *based*, dan model *maximum likelyhood sparse spike*.

3.4.6.1 Proses Inversi Seismik Model Based

Pada metoda seismik model *based*, ada dua metoda yang digunakan yaitu *hard constrain* dan *soft constrain*. Metoda *hard constrain* ditentukan sejauhmana perubahan impedansi akustik hasil inversi. Sedangkan pada metode *soft constrain* tidak ditentukan batas perubahan impedansi akustiknya. Pada penelitian ini, metoda pada pemodelan inversi *based* yang dilakukan adalah metoda *hard constrain* dengan batas *window* pada zona target yaitu zona 3800-zona 5100.

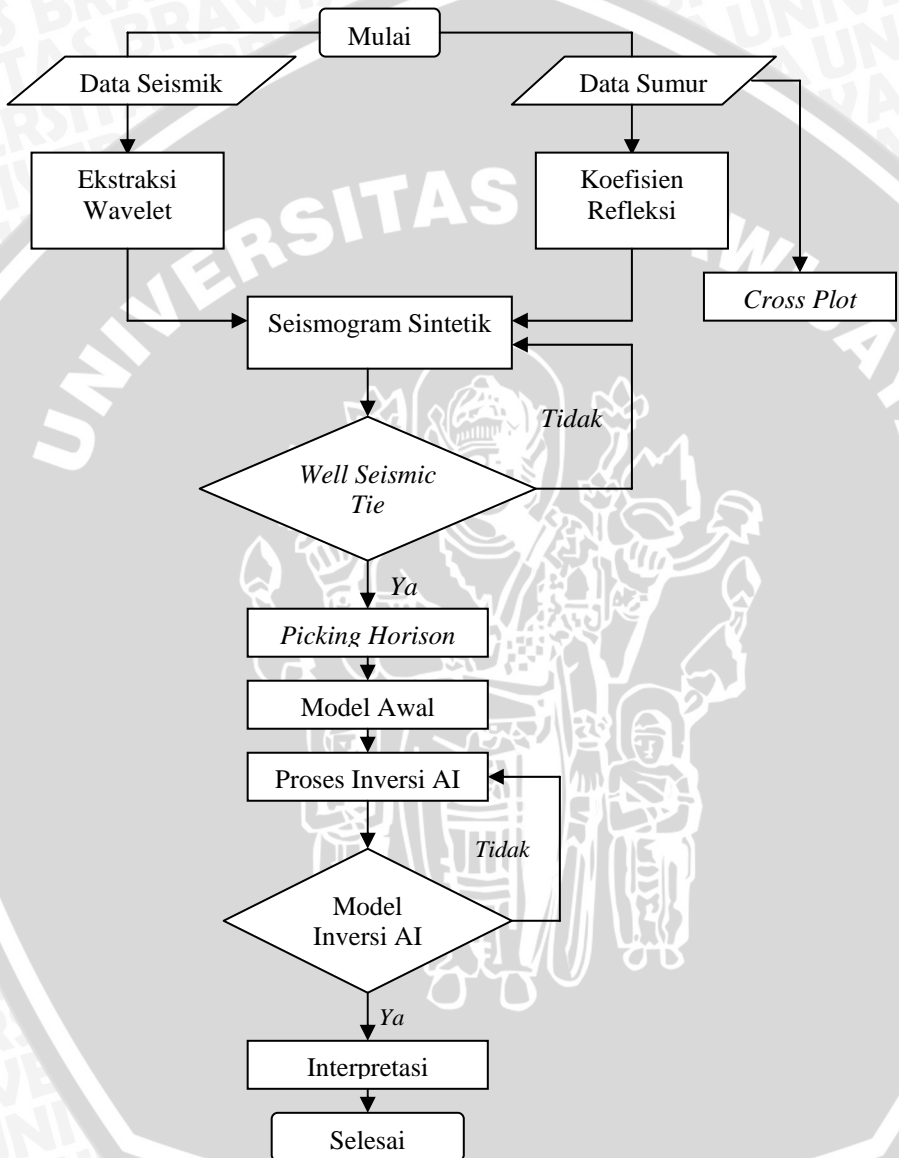
3.4.6.2 Proses Inversi Seismik Model *Bandlimited*

Parameter yang digunakan pada metoda inversi model *bandlimited* adalah *constrain high cut frequency*. Disini, komponen frekuensi rendah dalam impedansi akustik diasumsikan hilang, dan data yang hilang ini akan digantikan oleh masukan dari parameter *constrain high cut frequency*. Metoda inversi model *bandlimited* berada pada *window* zona target yaitu pada zona 3800-5100 dan frekuensi *maximum constrain* 10 Hz, karena diasumsikan bahwa tidak ada energi yang mempunyai frekuensi lebih rendah dari 10 Hz..

3.4.6.3 Proses Inversi Seismik Model *Maximum Likelyhood Sparse Spike*

Inversi model *maximum likelyhood sparse spike* pada prinsipnya hampir sama dengan inversi model base. Namun pada model ini, spike-spike yang kecil dianggap hilang. Proses inversi model ini dilakukan dengan batas *window* zona target yaitu zona 3800-5100. Jumlah maksimum *spike* yang digunakan pada inversi model ini adalah 401.

Diagram alir dari penelitian ini secara sederhana diberikan oleh Gambar 3.5.



Gambar 3.5 Diagram alir penelitian

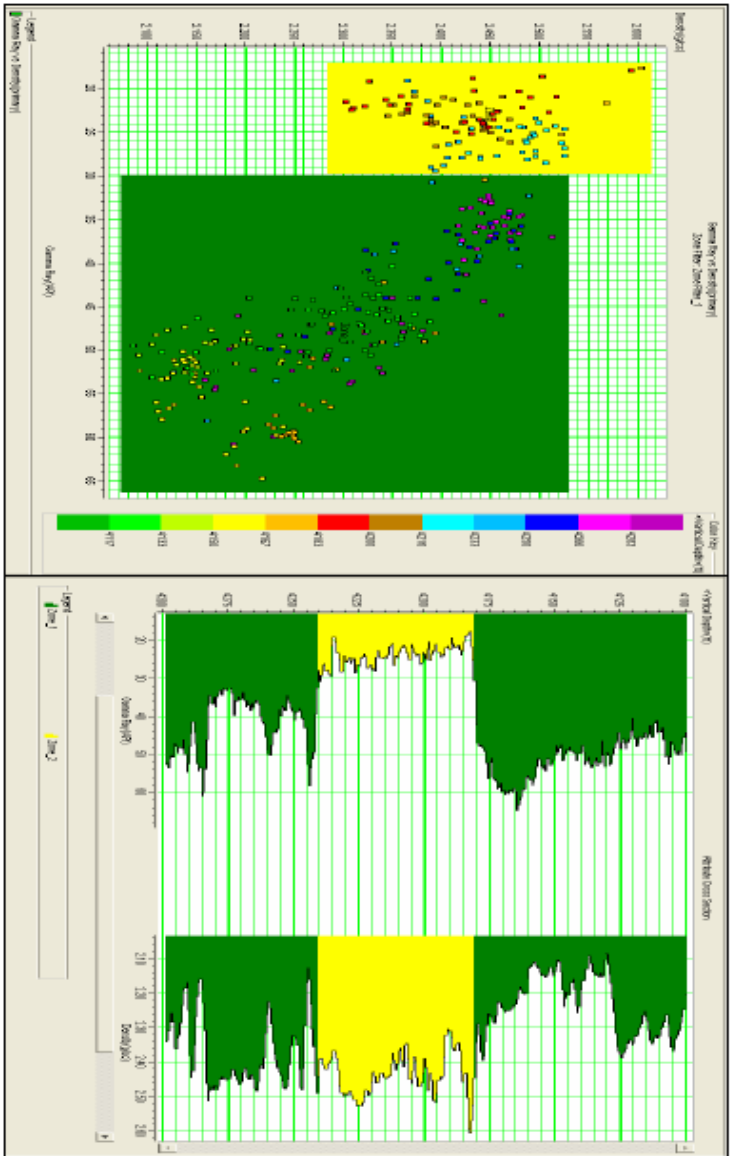
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Analisa *Cross Plot*

Data bawah permukaan diperoleh dari data lubang pemboran (*borehole*) dengan salah satunya didapat dari *well log* (data sumur). *Well log* ini merupakan catatan yang mencakup data yang dikumpulkan selama pemboran sebuah sumur dan digunakan untuk mendapatkan gambaran mengenai sifat-sifat fisis batuan yang berada disekitar sumur. Analisa *well log* dilakukan dengan dua cara yaitu analisa kualitatif dan analisa kuantitatif. Namun dalam penelitian ini, analisa yang dilakukan adalah analisa kualitatif. Analisa kualitatif dapat dilakukan dengan melakukan analisa *cross plot* dan *cross section* untuk masing-masing *log*.

Analisa *cross plot* dilakukan untuk melihat sifat-sifat fisis dari batuan yang berada disekitar sumur. *Cross plot* dilakukan pada *log gamma ray* dengan densitas, *p-wave* dan *p-impedance*. *Cross plot* yang dilakukan pada penelitian ini berasumsi bahwa nilai *gamma ray* yang kecil berkorelasi dengan batuan reservoir karena batuan pada zona ini merupakan zona permeabel dengan kandungan radioaktivitas yang kecil. Sedangkan nilai *gamma ray* yang tinggi berkorelasi dengan batuan *shale* karena batuan pada zona ini merupakan zona non permeabel dengan kandungan radioaktivitas yang tinggi. Hasil *cross plot* selanjutnya dizonasi pada nilai yang mempunyai nilai *gamma ray* rendah dan nilai *gamma ray* tinggi, kemudian dibuat *cross section* dari masing-masing *cross plot* yang dilakukan. Analisa *cross plot* yang dilakukan yaitu :

4.1.1 Cross Plot dan Cross Section Gamma-Ray vs Density

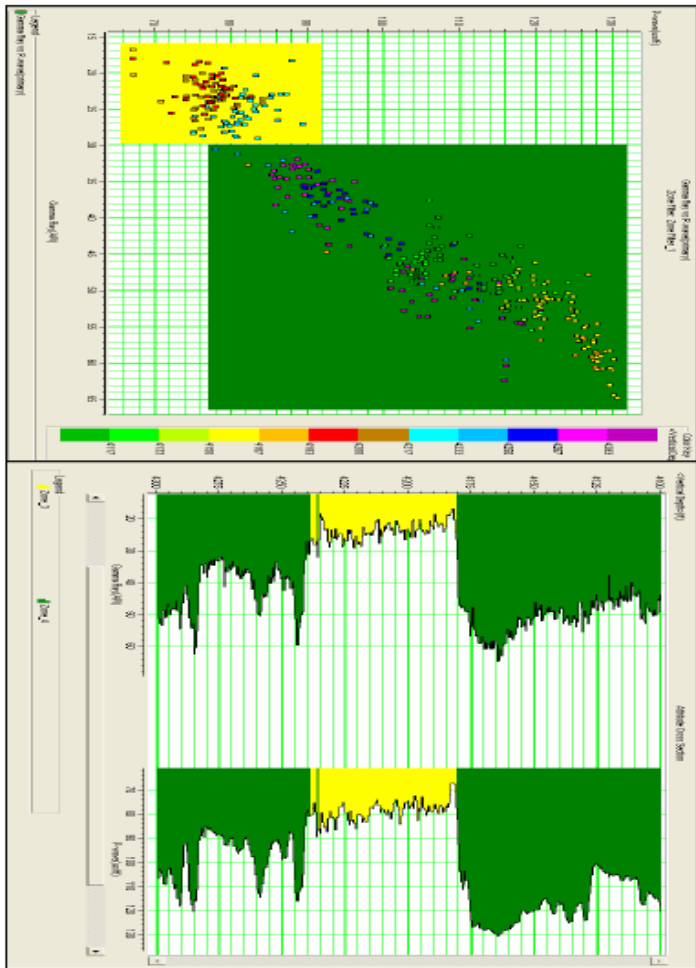


Gambar 4.1 Cross plot dan Cross Section Gamma Ray vs Density

Gambar 4.1 menunjukkan *cross plot* pada *gamma ray* dan densitas dilakukan dengan melakukan zonasi pada dua daerah, yaitu zona *gamma ray* tinggi yang berkorelasi dengan densitas rendah, dan zona *gamma ray* rendah yang berkorelasi dengan densitas tinggi. Untuk zona yang mempunyai nilai *gamma ray* rendah dengan densitas yang tinggi diberikan oleh zona warna kuning dan merepresentasikan zona reservoir (zona target). Pada zona ini, batuananya berada pada kedalaman antara 4183-4233 *feet* (digambarkan oleh warna merah, coklat dan biru). Sedangkan untuk zona yang mempunyai nilai *gamma ray* yang tinggi dengan densitas yang lebih rendah diberikan oleh zona yang berwarna hijau dan direpresentasikan sebagai zona batuan *shale*. Zona ini berada pada *range* warna hijau hingga orange (4117-4183) *feet* dan biru tua hingga ungu (4217-4283) *feet*.

Selanjutnya dilakukan *cross section* dari masing-masing data log (log *gamma ray* dan densitas). Defleksi kurva *gamma ray* pada zona permeabel (batuan reservoir) relatif ke kiri atau mengalami defleksi negatif. Sedangkan untuk zona permeabel (*shale*), defleksi kurva relatif ke kanan atau mengalami defleksi positif. Untuk analisa kurva log densitas, batuan harga densitas batuan reservoir relatif lebih besar dibandingkan batuan shale. Hal ini dikarenakan kandungan elektron pada batuan reservoir (batuan berpori) lebih sedikit dibandingkan *shalenya* (batuan yang berpori/*tight*). Dari *cross section* ini, juga bisa diketahui bahwa zona reservoir berada pada kedalaman 4180-4240 *feet*, dengan ketebalan 60 *feet*.

4.1.2 Cross Plot dan Cross Section Gamma-Ray vs P-Wave



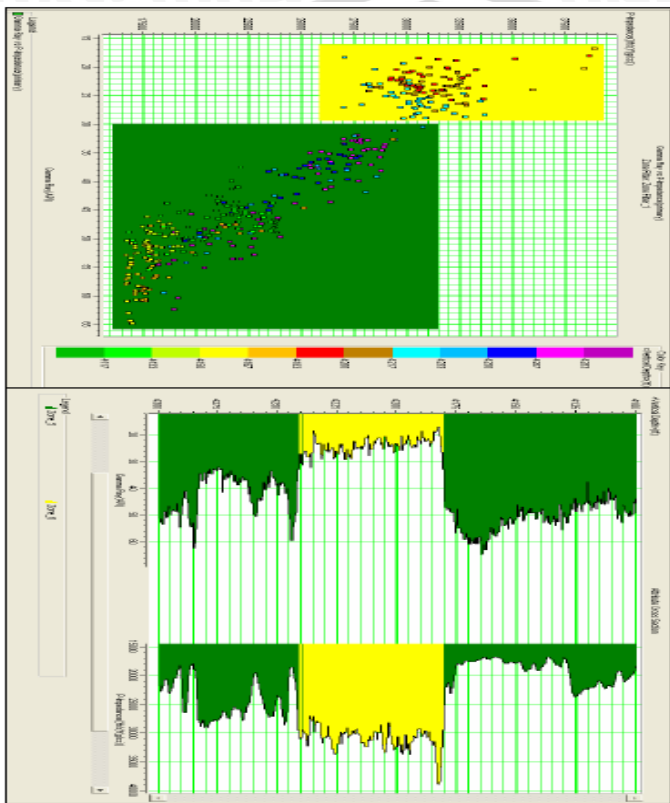
Gambar 4.2 Cross plot dan Cross Section Gamma Ray vs P-Wave

Analisa *cross plot* yang kedua dilakukan pada *log gamma ray* dan *p-wave* (Gambar 4.2). Pada analisa ini juga dilakukan dua zonasi, yaitu zona yang merepresentasikan batuan reservoir dan batuan *shale*. Batuan reservoir diberikan oleh zona warna kuning dimana pada zona ini nilai gamma raynya rendah dengan *p-wave* yang tinggi. Zona reservoir ini berada pada sekitar kedalaman 4183-4217 *feet*. (diberikan oleh warna merah, coklat dan biru). Sedangkan untuk batuan *shale*, diberikan oleh zona warna hijau yang memberikan nilai gamma ray tinggi dan *p-wave* yang kecil. Zona batuan *shale* berada pada kedalaman sekitar 4117-4183 *feet* yang diberikan oleh *range* warna kedalaman hijau hingga orange dan sekitar 4233-4283 *feet* yang diberikan oleh warna biru tua hingga ungu.

Setelah dilakukan analisa *cross plot* dari dua data log (*gamma ray* dan *p-wave*), dilakukan *cross section* untuk masing-masing data log tersebut. Nilai *gamma ray* yang rendah (defleksi kurva ke kiri), diberikan oleh warna kuning merupakan zona reservoir target penelitian yang berada pada kedalaman 4180-4240 *feet*, dengan ketebalan sekitar 60 *feet*. Sedangkan untuk gamma ray tinggi (defleksi kurva ke kanan), diberikan oleh warna hijau merepresentasikan *shale*.

Gelombang pada prinsipnya akan memiliki kecepatan yang lebih tinggi saat dia merambat melalui batuan yang padat/kompak. Sedangkan salah satu sifat fisis dari batuan reservoir adalah padat/kompak. Oleh karena itu, nilai *p-wave* yang tinggi akan merepresentasikan batuan reservoir (warna kuning), sedangkan *p-wave* yang rendah merepresentasikan *shale* (warna hijau).

4.1.3 Cross Plot dan Cross Section Gamma-Ray vs P-Impedance



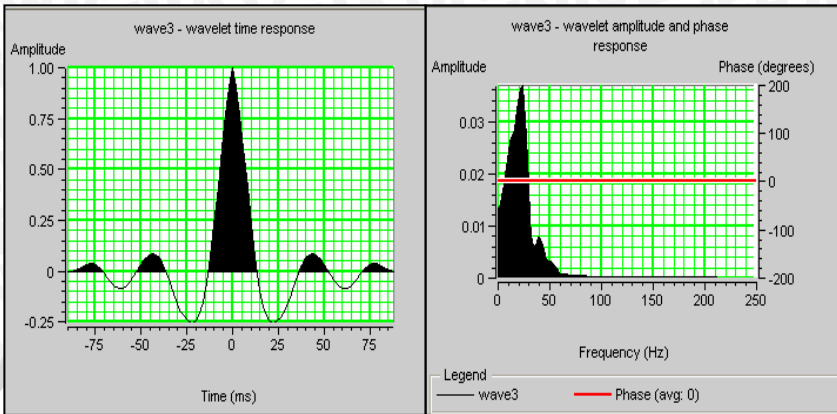
Gambar 4.3 Cross plot dan Cross Section Gamma Ray vs P-Impedance

Selain dilakukan *cross plot* dan *cross section* antara *gamma ray* dengan densitas dan *p-wave*, juga dilakukan *cross plot* antara *gamma ray* dengan *p-impedance* (Gambar 4.3). Hasil yang didapatkan tidak jauh berbeda. Zona yang mempunyai nilai *gamma ray* rendah dengan *p-impedance* yang tinggi, diberikan oleh warna kuning dan merepresentasikan batuan reservoir. Zona ini berada sekitar kedalaman 4183-4283 *feet* (merah, coklat dan biru muda). Sedangkan zona yang mempunyai nilai *gamma ray* yang tinggi dan *p-impedance* yang rendah, diberikan oleh zona warna hijau dan merepresentasikan *shale*. Zona batuan *shale* berada pada kedalaman sekitar 4117-4183 *feet* yang diberikan oleh *range* warna kedalaman hijau hingga orange dan sekitar 4233-4283 *feet* yang diberikan oleh warna biru tua hingga ungu

Selanjutnya dilakukan *cross section* dari masing-masing log (*gamma ray* dan *p-impedance*). Nilai *gamma ray* yang rendah (warna kuning) merepresentasikan batuan reservoir dan *gamma ray* yang tinggi (warna hijau) merepresentasikan *shale*. Nilai *p-impedance* didapatkan dari perkalian antara log densitas dan log *p-wave*. Log ini akan memberikan batas lapisan dari batuan yang mempunyai nilai densitas dan kecepatan jalar gelombang yang berbeda-beda. Zona batuan reservoir (warna hijau) mempunyai nilai *p-impedansi* yang lebih tinggi dibandingkan *shale*. Zona reservoir ini terletak pada kedalaman 4180-4240 *feet*, dengan ketebalan 60 *feet*.

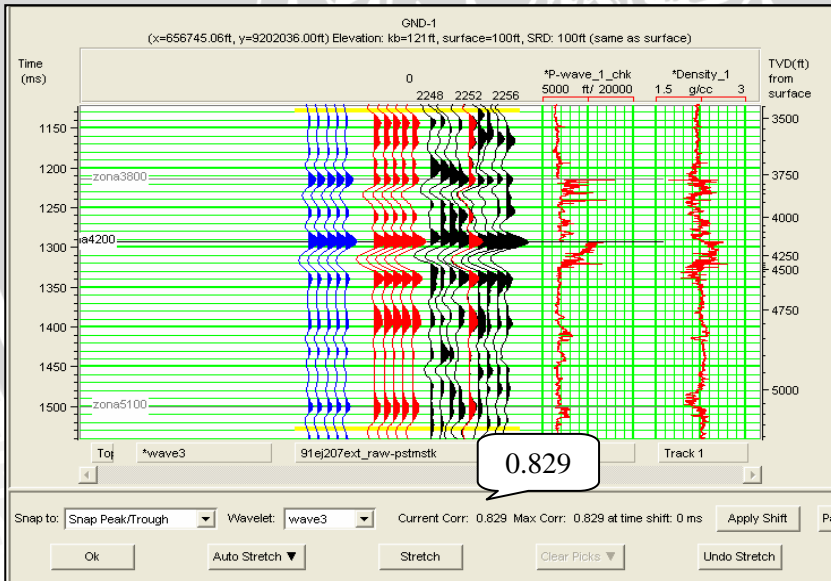
4.2 Analisa Ekstraksi Wavelet dan Pengikatan Data Sumur (*Well Seismic Tie*)

Ekstraksi wavelet dilakukan secara statistik. Hasil ekstraksi wavelet untuk penampang seismik-1 diberikan oleh Gambar 4.4. Gambar disebelah kiri menunjukkan respon wavelet terhadap perubahan waktu, sedangkan gambar disebelah kanan, menunjukkan respon fasa yang tetap terhadap perubahan amplitudo dan frekuensi. Wavelet ini mempunyai *wavelet length* 200 ms, *taper length* 20 ms, *sampling rate* 2 ms, fasa 0°, dan frekuensi dominan sebesar 20 ms.



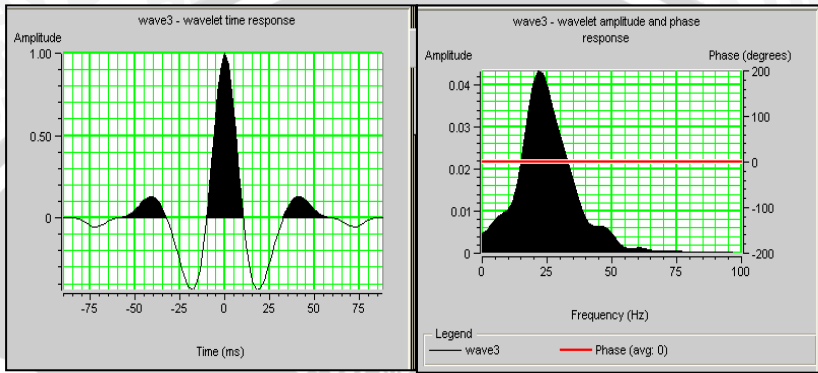
Gambar 4.4 Ekstraksi waveletstatistikal penampang seismik-1

Selanjutnya dilakukan *well seismic tie* dengan melakukan proses peregangan dan perapatan antara tras seismik dan tras sintetik hingga didapatkan korelasi yang paling baik (mendekati 100%). Hasil korelasi untuk penampang seismik-1 diberikan pada Gambar 4.5 dan didapatkan korelasi sebesar 0.829.



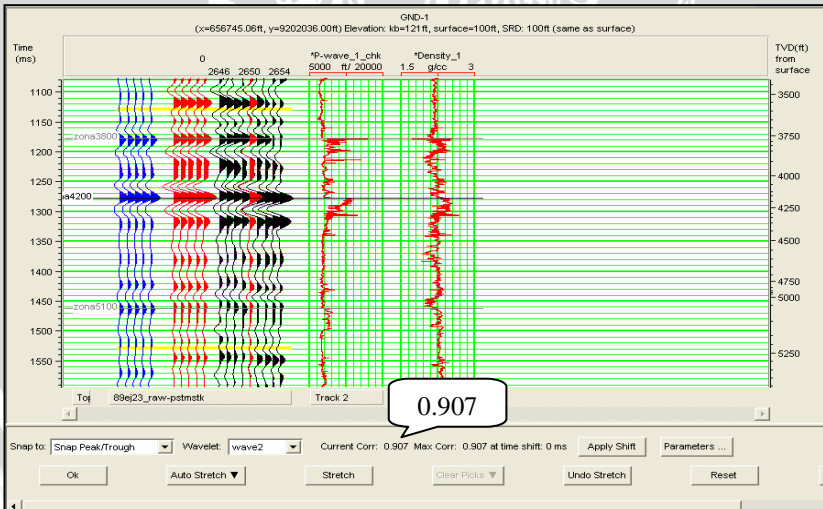
Gambar 4.5 Proses *well seismic tie* dan nilai korelasi penampang seismik-1

Hasil ekstraksi wavelet penampang seismik-2 diberikan oleh Gambar 4.6. Wavelet penampang seismik-2 ini memiliki *wavelet length* 180 ms, *taper length* 25 ms, *sampling rate* 2 ms, fasa 0° , dan frekuensi dominan sebesar 25 ms



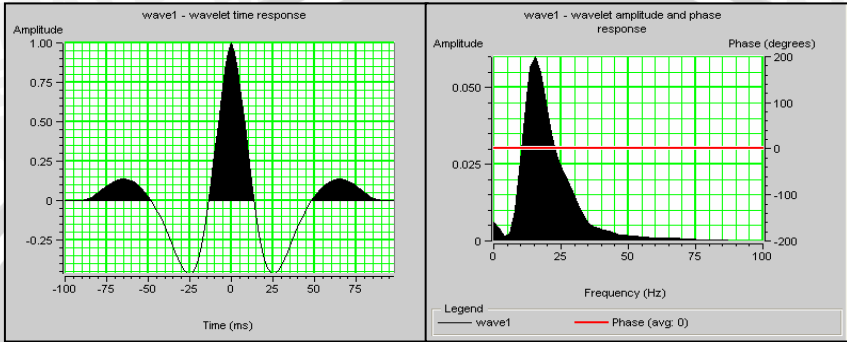
Gambar 4.6 Ekstraksi wavelet statistik Penampang Seismik-2

Korelasi yang dihasilkan pada saat melakukan *well seismic tie* dari penampang seismik ini diberikan pada Gambar 4.7 dengan nilai sebesar 0.907.



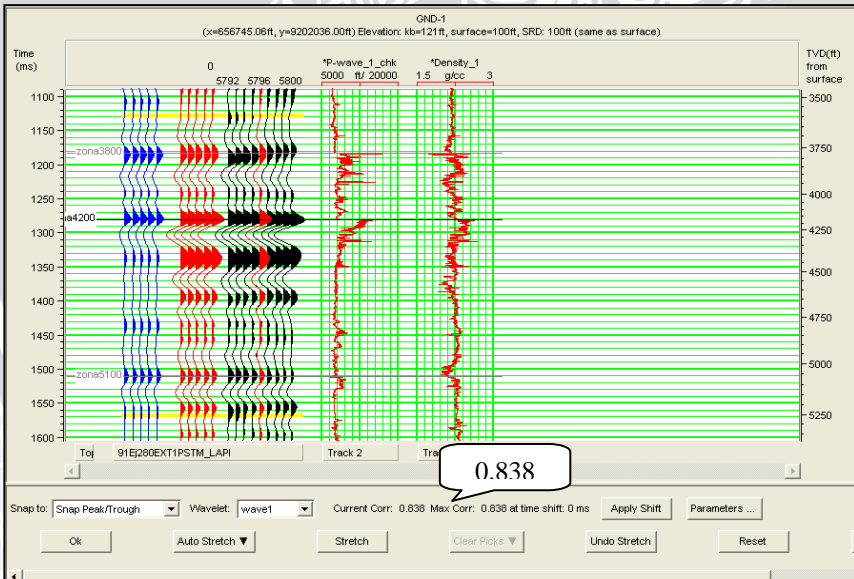
Gambar 4.7 Proses *well seismic tie* dan nilai korelasi penampang seismik-2

Hasil ekstraksi wavelet penampang seismik-2 diberikan oleh Gambar 4.8. Wavelet penampang seismik-2 ini memiliki *wavelet length* 200 ms, *taper length* 20 ms, *sampling rate* 2 ms, fasa 0° , dan frekuensi dominan sebesar 15 ms



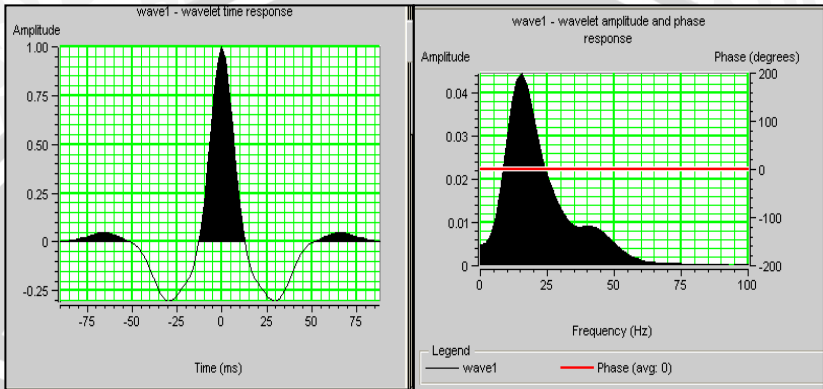
Gambar 4.8 Ekstraksi wavelet statistik penampang seismik-3

Korelasi yang dihasilkan pada saat melakukan *well seismic tie* dari penampang seismik ini diberikan pada Gambar 4.9 dengan nilai sebesar 0.838.



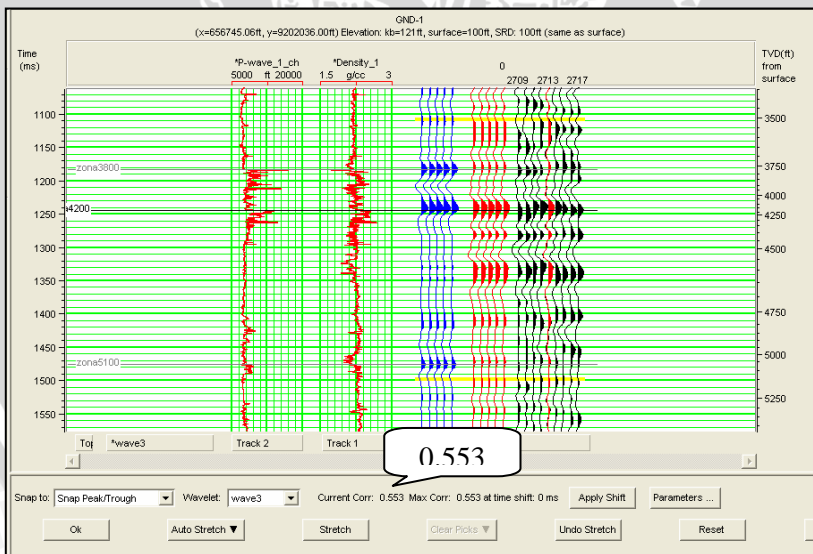
Gambar 4.9 Proses *well seismic tie* dan nilai korelasi penampang seismik-3

Gambar 4.10 memberikan hasil ekstraksi wavelet untuk penampang seismik-4. Wavelet ini memiliki *wavelet length* 180 ms, *taper length* 25 ms, *sampling rate* 2 ms, fasa 0° , dan frekuensi dominan sebesar 15 ms



Gambar 4.10 Ekstraksi wavelet statistik penampang seismik-4

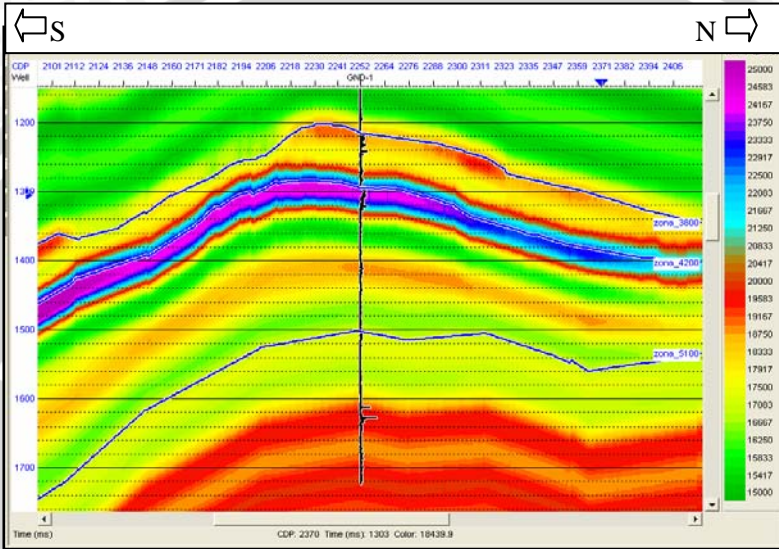
Korelasi yang dihasilkan pada saat melakukan *well seismic tie* dari penampang seismik ini diberikan pada Gambar 4.11 dengan nilai hanya 0.553.



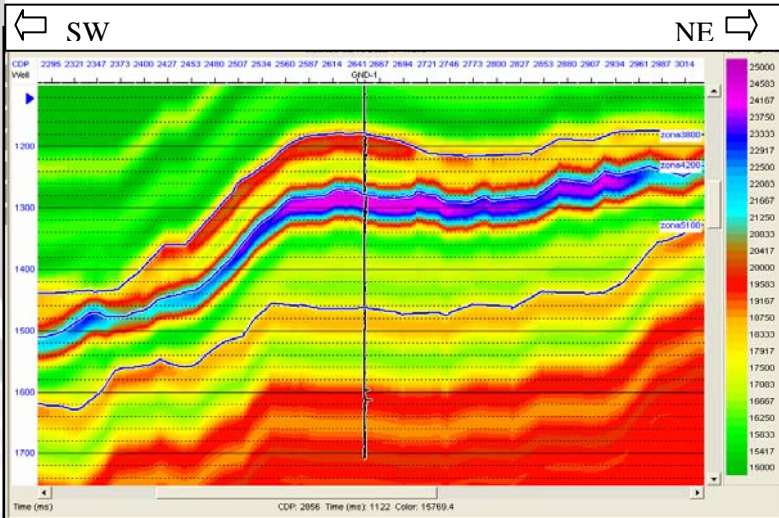
Gambar 4.11 Proses *well seismic tie* dan nilai korelasi penampang seismik-4

4.3 Analisa Model Awal (Initial Model)

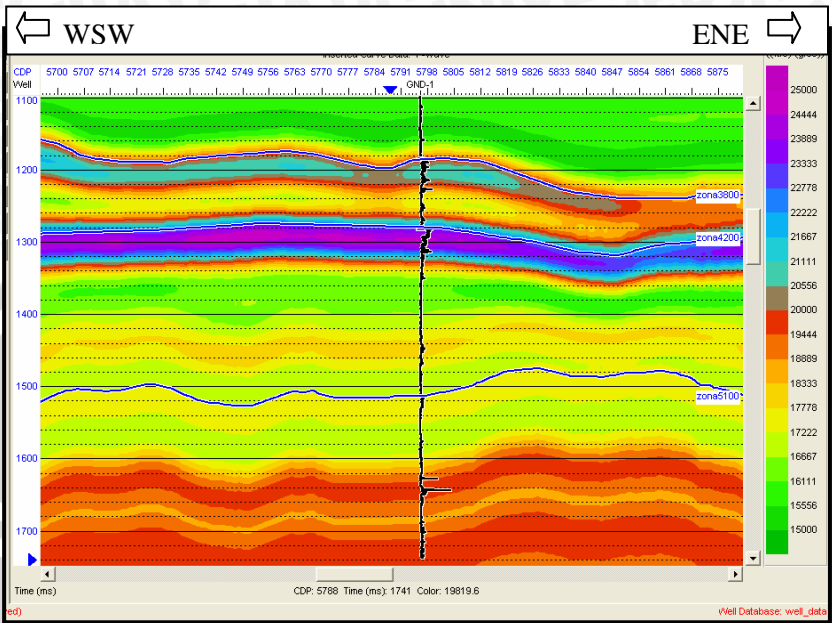
Model awal dibuat sebagai parameter masukan sebelum melakukan proses inversi. Model awal dari masing-masing penampang seismik diberikan oleh gambar berikut :



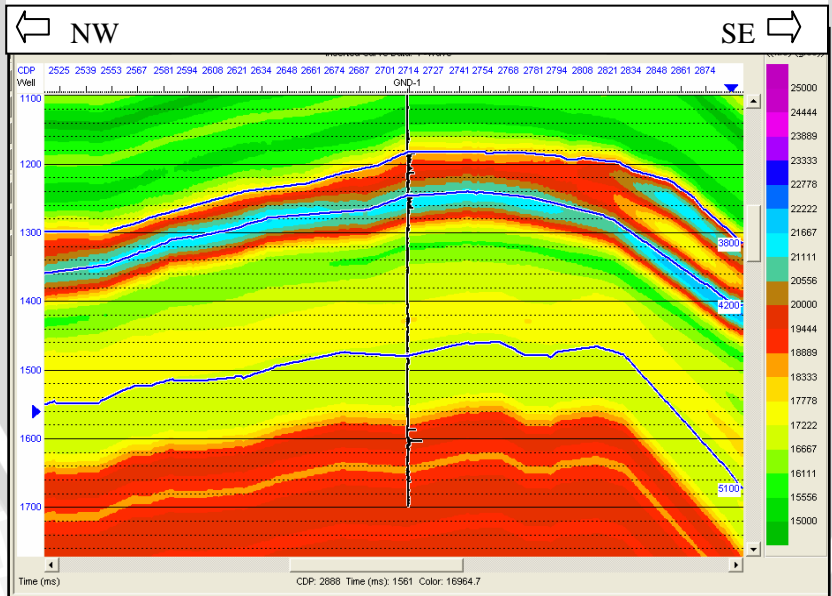
Gambar 4.12 Model awal penampang seismik-1



Gambar 4.13 Model awal penampang seismik-2



Gambar 4.14 Model awal penampang seismik-3



Gambar 4.15 Model awal penampang seismik-4

Gambar 4.12 merupakan model awal untuk penampang seismik-1. Nilai impedansi akustik paling tinggi diberikan oleh warna ungu pada horizon zona 4200. Arah penyebaran impedansi akustik ini lebih dominan kearah selatan.

Gambar 4.13 menunjukkan model awal untuk penampang seismik-2. Pada penampang ke-2 ini, nilai impedansi akustik tertingginya diberikan oleh warna ungu dan paling rendah berwarna hijau. Zona impedansi tertingginya berada pada horizon zona 4200 dengan arah penyebaran kearah NE (*North East*).

Model awal penampang seismik-3 diberikan oleh gambar 4.14. Nilai impedansi akustik paling tertinggi berada pada horizon zona 4200 dengan warna ungu, dan batuan dengan nilai impedansi paling rendah diberikan oleh warna hijau. Arah penyebaran impedansi akustik batuan tertinggi kearah WSW (*West South West*).

Gambar 4.15 memberikan gambaran model awal penampang seismik-4. Nilai impedansi tertinggi batuan diberikan oleh warna biru dan berada pada horizon zona 4200, dengan arah penyebaran NW (*North West*).

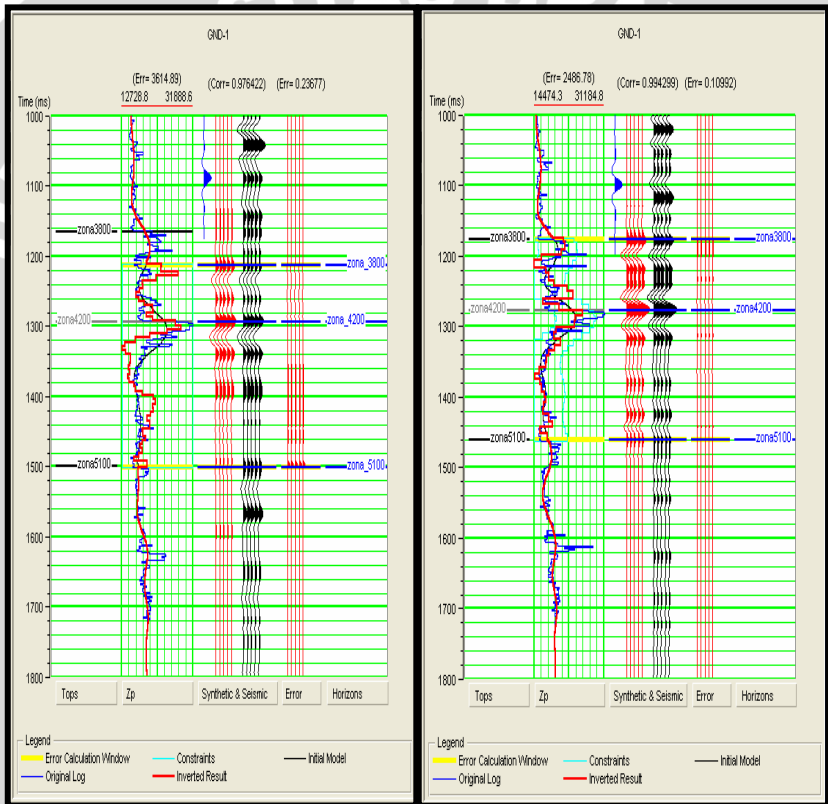
4.4 Analisa Hasil Inversi

4.4.1 Inversi Model *Based*

Sebelum diinversi, dilakukan analisa inversi terlebih dahulu pada masing-masing penampang seismik. Tujuannya untuk mencari parameter-parameter masukan yang memberikan nilai korelasi yang terbaik dengan *error* (kesalahan) antara log asli, model awal dan hasil inversi yang akan diberikan nanti.

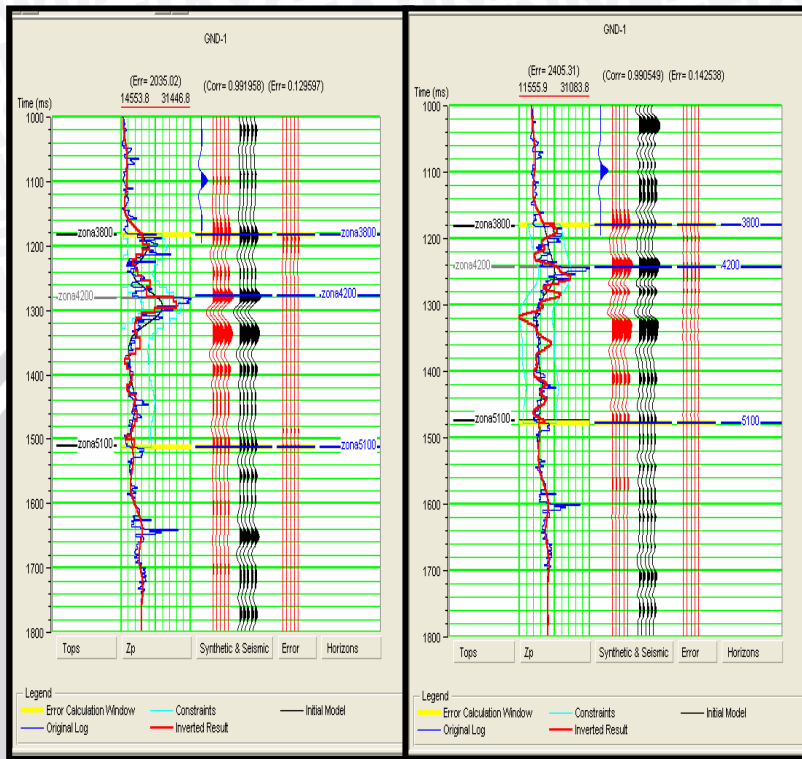
Analisa inversi model based diberikan pada Gambar 4.16 a. (penampang seismik-1), b (penampang seismik-2), c (Penampang seismik-3), dan d (penampang seismik-4). Ada 3 kurva pada kolom sebelah kiri. Warna biru merupakan log asli, warna hitam merupakan model awal dan warna merah merupakan hasil inversi perhitungan. Di kolom bagian tengah memberikan hasil korelasi antara model awal dan perhitungan inversinya. Sedangkan pada kolom sebelah kanan, merupakan analisa kesalahan perhitungan dari model *based*

ini. Untuk penampang seismik-1, besar korelasi yang dihasilkan sebesar 0.97642 dengan *error* sebesar 0.23677. Ini berarti analisa perhitungan model inversi yang dihasilkan 97% sama dengan data seismiknya. Penampang seismik-2 memberikan hasil korelasi perhitungan sebesar 0.994299 dengan *error* 0.10992. Penampang seismik-3 memberikan hasil korelasi sebesar 0.991958 dengan *error* 0.129597 dan penampang seismik-4 memberikan hasil korelasi sebesar 0.990549 dengan *error* 0.142538.



a

b

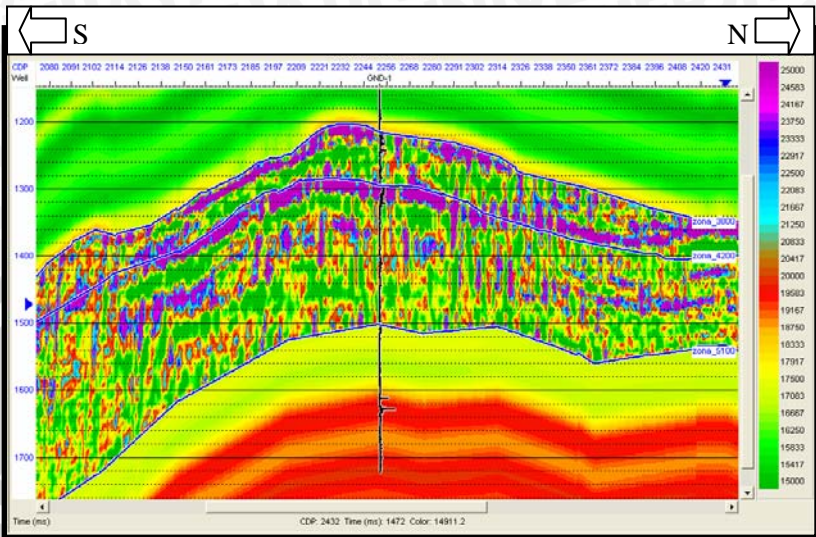


c

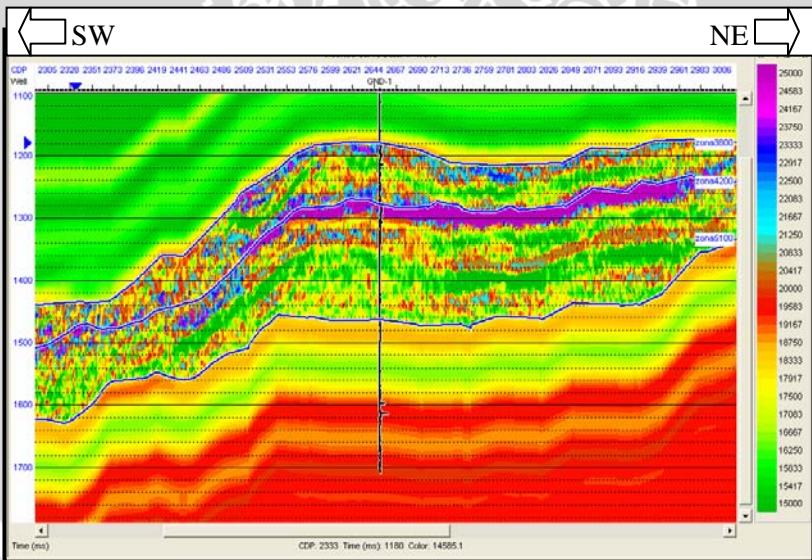
d

Gambar 4. 16 Analisa hasil inversi model *Based Penampang* Seismik-1 (a), penampang seismik-2 (b), penampang seismik-3 (c), dan penampang seismik-4 (d)

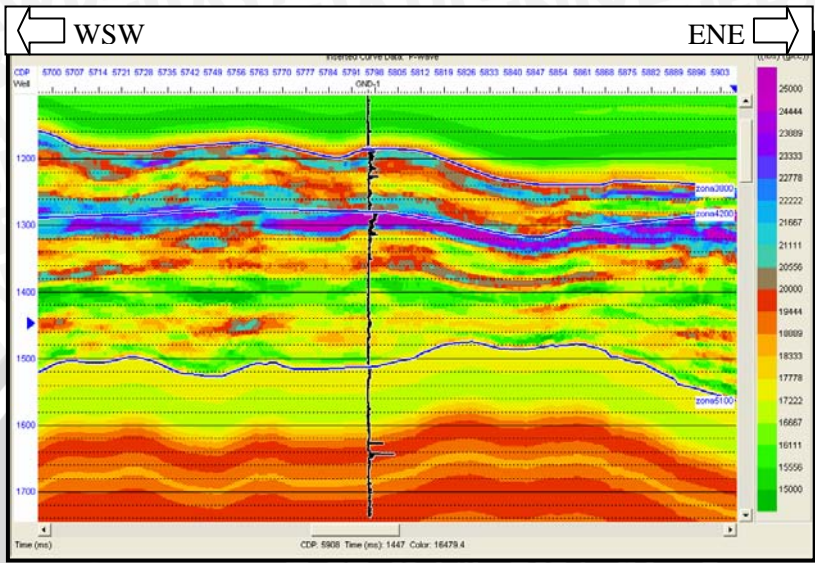
Setelah dilakukan analisa perhitungan , selanjutnya masing-masing penampang seismik di inversi menggunakan model based. Untuk penampang seismik-1 yang arahnya N-S model inversi based yang dihasilkan (Gambar 4.17.a), memberikan informasi bahwa arah penyebaran impedansi tertingginya lebih kearah N (*North*), penampang seismik-2 (b) yang arahnya NE-SW, pola penyebaran impedansi tertingginya lebih kearah NE (*North East*), penampang seismik-3 (c) (WSW-ENE), pola penyebarannya kearah ENE (*East-North-East*), dan penampang seismik-4 (NW-SE) impedansi akustik tertinggi berada di daerah NW (*North-West*), namun jauh dari sumur.



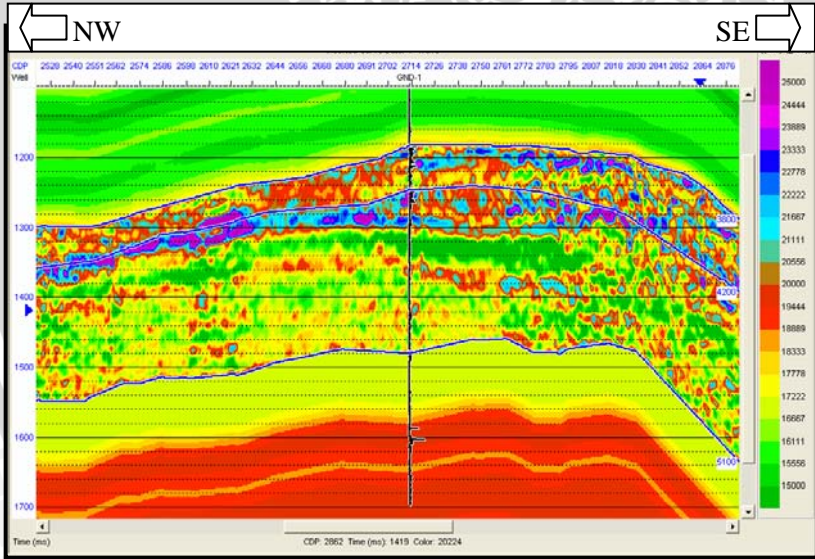
a



b



c

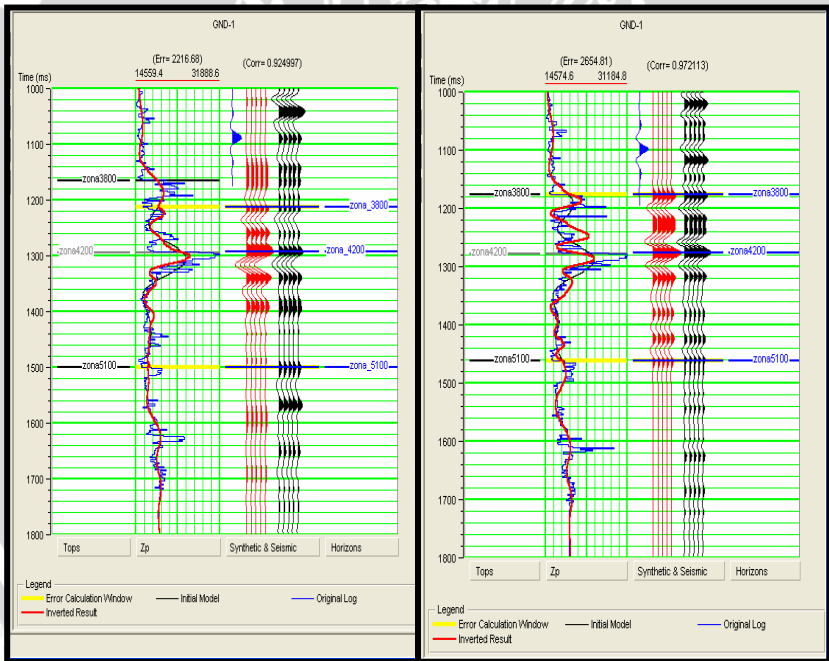


d

Gambar 4.17 Inversi model *Based* penampang seismik-1, penampang seimik-2 (b), penampang seismik-3 (c), penampang seismik-4 (d)

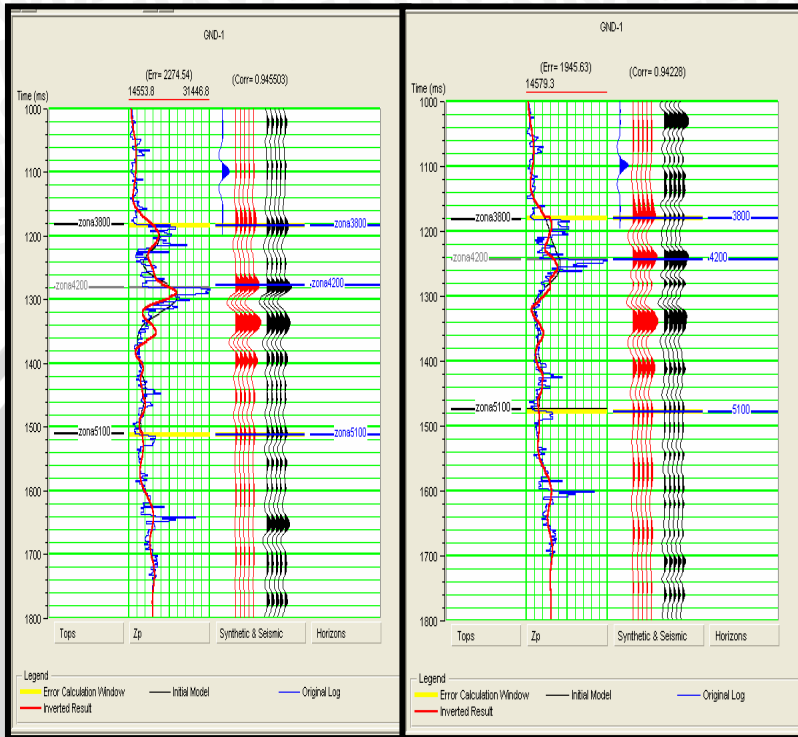
4.4.2 Inversi Model *Bandlimited*

Analisa inversi model *bandlimited* diberikan pada Gambar 4.18 a. (penampang seismik-1), b. (penampang seismik-2), c. (penampang seismik-3), dan d (penampang seismik-4). Analisa disajikan dalam dua kolom, kolom pertama terdiri dari 3 kurva, model awal (hitam), log asli (biru), dan hasil inversi yang didapat (merah). Kolom kedua memberikan nilai korelasi antara model awal dengan hasil perhitungan inversi *bandlimited*. Nilai korelasi penampang seismik-1 untuk model ini sebesar 0.924997, penampang seismik-2 0.972113, penampang seismik-3 sebesar 0.945503 dan untuk penampang seismik-4, sebesar 0.94228. Dari perhitungan analisa inversi ini, model *bandlimited* memberikan hasil korelasi yang lebih kecil dibandingkan model *based*. Ini berarti model *based* lebih baik disbanding model *bandlimited* pada lapangan X sumur GND-1 ini.



a

b

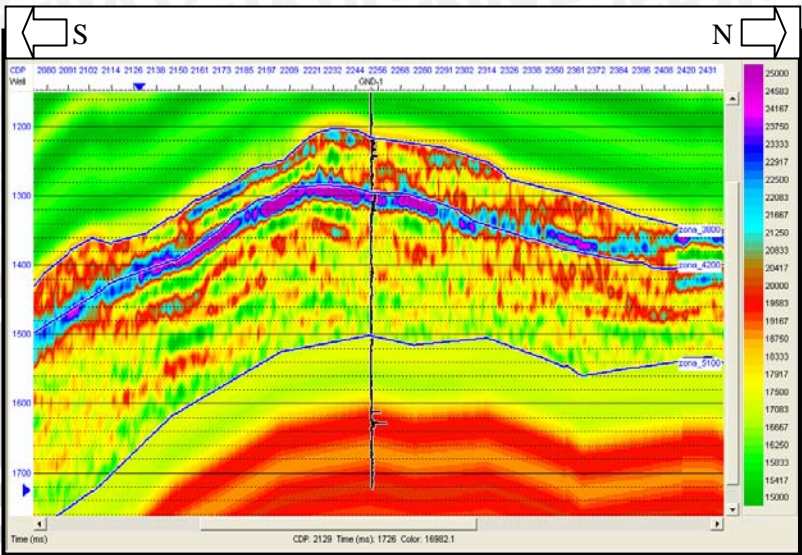


c

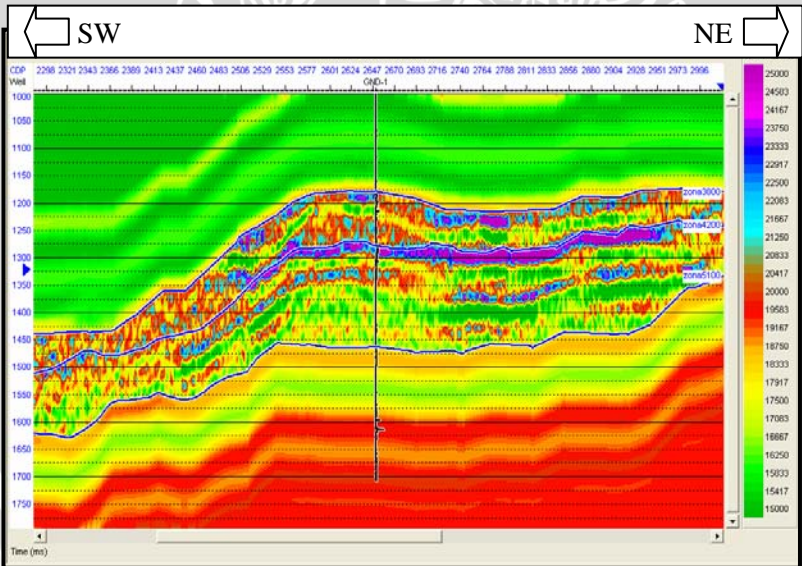
d

Gambar 4.18. Analisa hasil inversi model *Bandlimited* penampang seismik-1 (a), penampang seismik-2 (b), penampang seismik-3 (c), dan penampang seismik-4 (d)

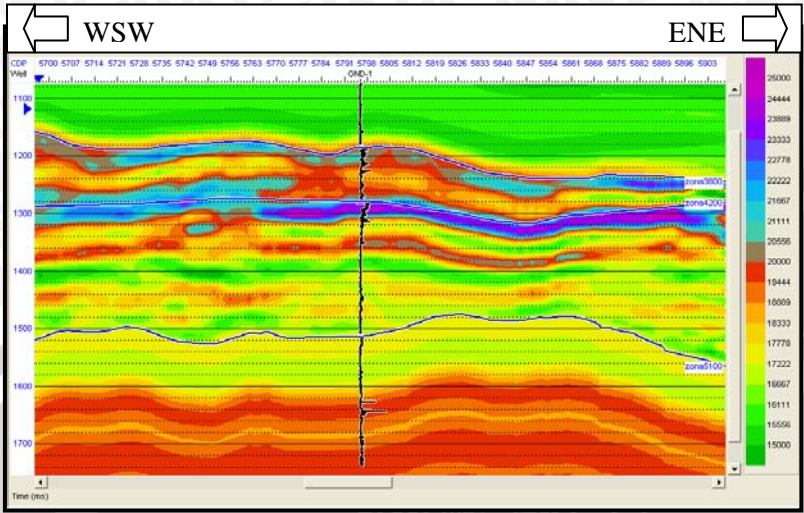
Model inversi *based* yang dihasilkan dari analisa perhitungan ini diberikan oleh Gambar 4.19. a.(penampang seismik-1), b (penampang seismik-2), c (penampang seismik-3), dan d (penampang seismik-4). Nilai impedansi akustik batuan paling tinggi pada penampang seismik-1, penampang seismik-2 dan penampang seismik-3 diberikan oleh warna ungu, sedangkan pada penampang seismik-4 diberikan oleh warna biru. Impedansi akustik ini terletak pada horizon zona 4200, dengan arah penyebaran untuk penampang seismik-1 lebih kearah N (*North*), penampang seismik-2 ke arah NE (*North East*), penampang seismik-3 ke arah ENE (*East North East*), dan penampang seismik-4 kearah NE (*North East*).



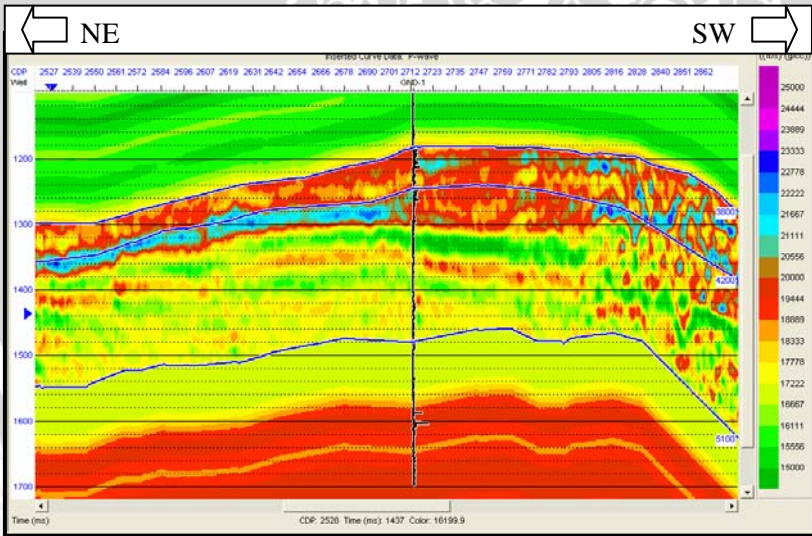
a



b



c

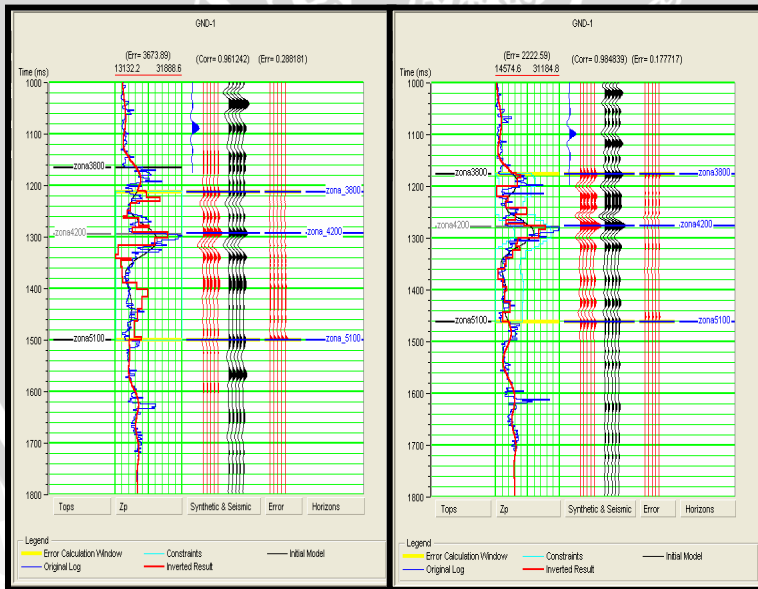


d

Gambar 4.19 Inversimodel *Bandlimited* penampang seismik-1, penampang Sesik-2 (b), penampang seismik-3 (c), penampang seismik-4 (d)

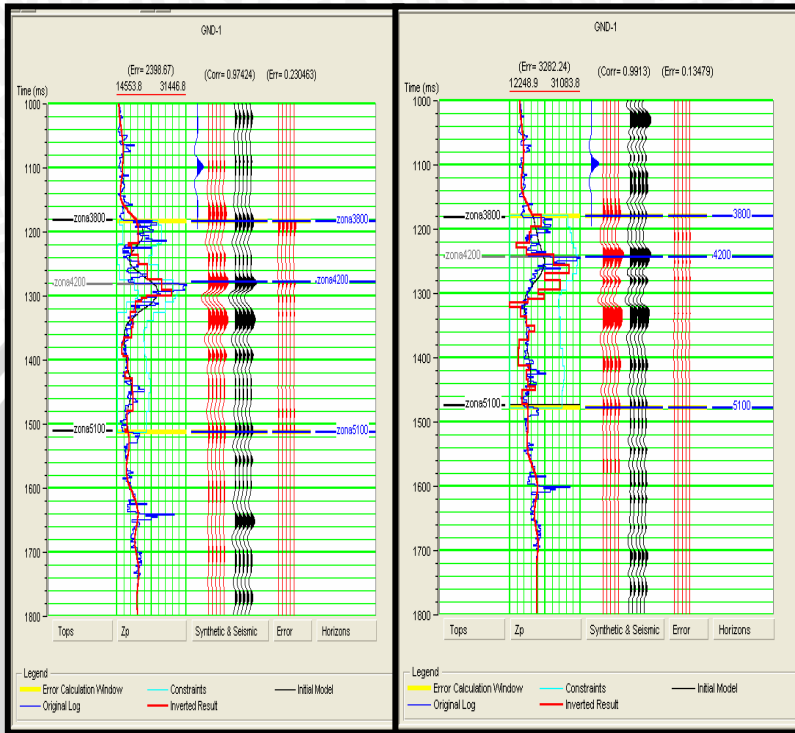
4.4.3 Inversi Model *Maximum Likelihood Sparse-Spike*

Gambar 4.20 menggambarkan analisa perhitungan inversi dengan menggunakan model *maximum likelihood sparse spike*. Pada model ini, analisa perhitungan disajikan dalam 3 kolom sama seperti model based. Kolom pertama (sebelah kiri), terdiri dari 4 kurva, yaitu log asli (biru tua), parameter *constrain* (desakan) diberikan warna biru muda, model awal (hitam), dan inversi yang dihasilkan (merah). Hasil inversi yang diberikan pada model *maximum likelihood sparse spike* berupa spike-spike yang mencerminkan batas refleksi dari masing-masing lapisan batuan. Kolom kedua (tengah) memberikan nilai korelasi perhitungan antara model awal dan hasil inversi yang dihasilkan. Nilai korelasi masing-masing penampang seismik sebesar 0.98142 untuk penampang seismik-1 (a), 0.984839 untuk penampang seismik-2 (b), 0.97424 untuk penampang seismik-3 (c), dan untuk penampang seismik-4 (d) sebesar 0.9913. Kolom ketiga merupakan kurva *error* (kesalahan) dalam melakukan inversi model *maximum likelihood sparse spike*. *Error* pada penampang seismik-1(a) sebesar 0.288181, penampang seismik-2(b) sebesar 0.177717, penampang seismik-3 sebesar (c) 0.230463, dan untuk penampang seismik-4 sebesar (d) 0.13479.



a

b

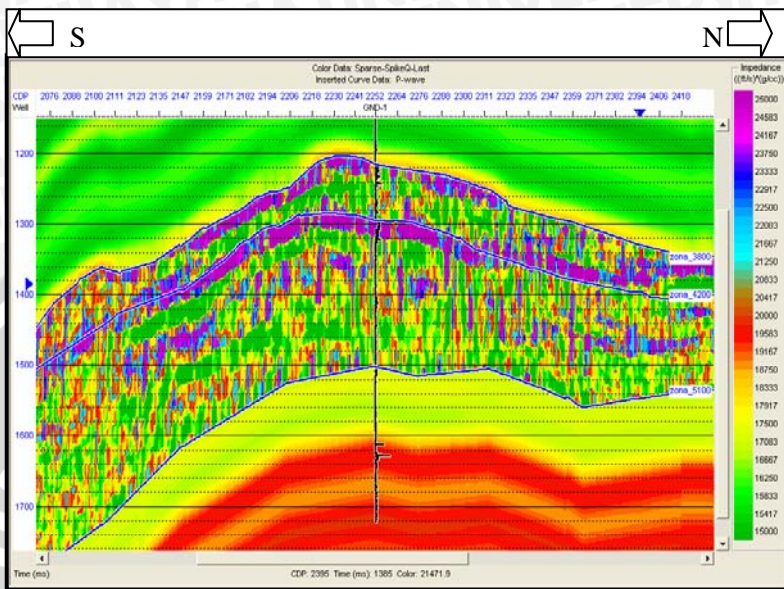


c

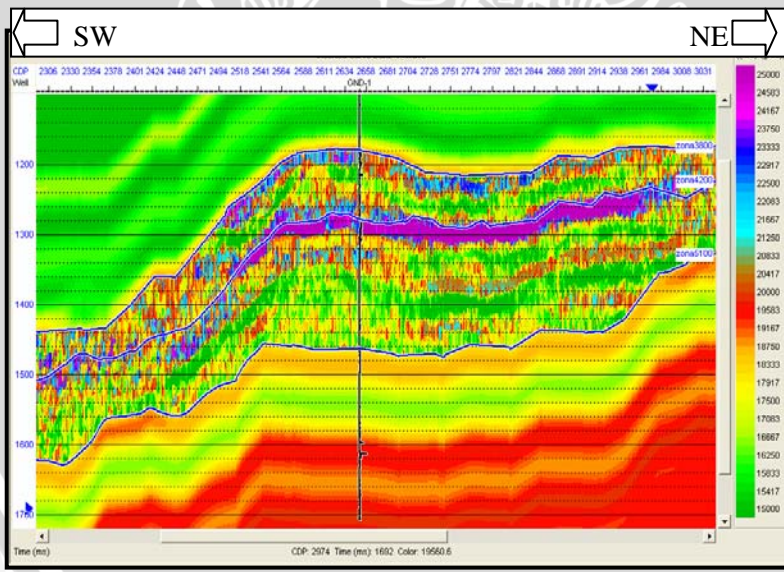
d

Gambar 4.20. Analisa hasil inversi model *Maximum Likelihood Sparse Spike* penampang Seismik-1 (a), penampang seismik-2 (b), penampang seismik-3 (c), dan penampang seismik-4 (d)

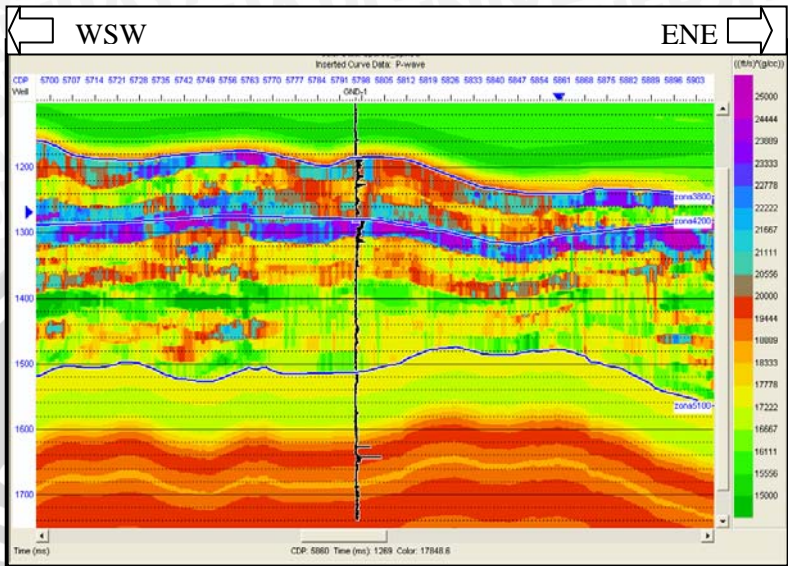
Hasil analisa ini akan memberikan inversi model *maximum likelihood sparse spike* (Gambar 4.21) untuk masing-masing penampang seismik yang digunakan. Impedansi akustik dengan nilai tertinggi berada pada horison zona 4200 dan diberikan oleh warna ungu. Arah penyebaran impedansi akustik untuk penampang seismik-1 (a) lebih dominan kearah N (*North*), penampang seismik-2 (b) kearah NE (*North East*), penampang seismik-3 (c) kearah ENE (*East Noth East*), penampang seismik-4 (d) hanya berada disekitar sumur.



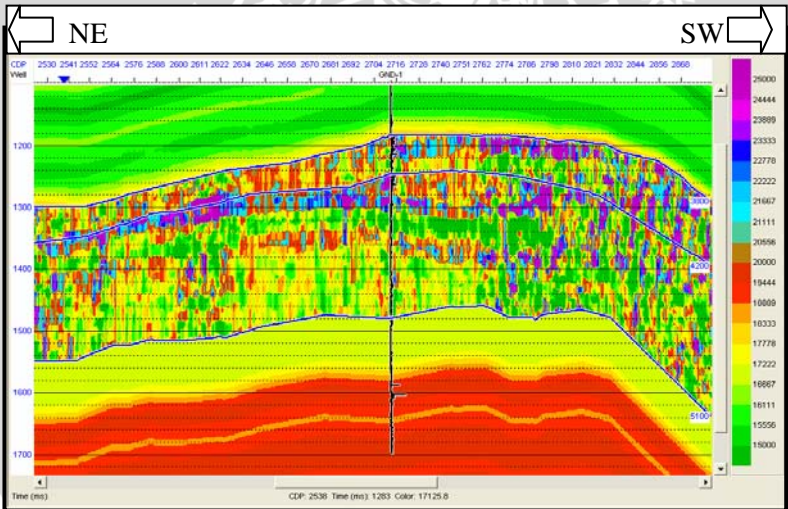
a



b



c



d

Gambar 4.21 Inversi model *Maximum Likelihood Sparse Spike* penampang seismik-1, penampang seismik-2 (b), penampang seismik-3 (c), penampang seismik-4 (d)

Dari tiga model inversi yang digunakan pada 4 buah penampang seismik yang digunakan pada penelitian ini, model *based* memberikan hasil yang paling baik dibandingkan dua model yang lain. Hal ini bisa dilihat dari nilai korelasi antara model awal dan model inversi yang dihasilkan dari hasil perhitungan. Pola penyebaran yang diberikan dengan model inverse yang terbaik untuk penampang seismik-1 lebih kearah N (*North*) hingga CDP 2285, penampang seismik-2 ke arah NE (*North East*) hingga CDP 2961, penampang seismik-3 kearah ENE (*East Nort East*) hingga CDP-5873., dan penampang seismik-4 hanya berada disekitar sumur.



UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan inversi dari tiga model seismik untuk menentukan pola penyebaran Impedansi akustik reservoir hidrokarbon Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara, model inversi based reltif memberikan hasil yang paling baik dengan analisis kesalahan yang paling kecil. Sebaran impedansi akustik pada penampang seismik-1, lebih kearah N hingga CDP-2285, penampang seismik-2 lebih kearah NE hingga CDP-2961, penampang seismik-3 kearah ENE hingga CDP-5873, sedangkan untuk penampang seismik-4 hanya berada disekitar sumur.

5.2 Saran

Perlu dilakukan pemodelan lainnya seperti pemodelan porositas dan kandungan fluida dari zona target penghasil hidrokarbon pada Lapangan X tersebut, sehingga hasil tersebut menjadi acuan kuat penentuan posisi sumur pengembangan berikutnya.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



DAFTAR PUSTAKA

- Badley, M.E. 1985. *Practical Seismic Interpretation*. Prentice Hall. USA.
- France, Colin, Dr. 2008. <http://www.gcscience.com/pwav2.htm>
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta : Schlumberger Oilfield Service
- Kenyon, C. S.1977. *Distribution and morphology of early Miocene reefs East Java Sea*. Indonesian Petroleum Association 6th Annual Congress
- Luc, Ikelle.Drs dan Amundsend, Lasse. *Minimum-phase Signal*. <http://www.petroleumseismology.com/images/Chapter-4>. diakses tanggal 20 April 2009.
- Munadi dan Pasaribu. 1984. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Universitas Indonesia. Jakarta.
- Oktavinta, Andrian.2008
<http://duniaseismik.blogspot.com/2008/06/konsep-gelombang-seismik.html>
- Prabowo, Amudra. 2004. *Interpretasi Petrofisika*. Malang : Universitas Brawijaya.
- Russel. B. H. 1996. *Installation and Tutorials*. Hampson-Russel Software Services Ltd. USA.
- Sukmono, Sigit. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- _____ 2005. *Advance Seismic Methods for Field Exploration & Developments*. Bandung : Inst. of Technology Bandung.
- Umam M.S. 2004. *Seismic Interpretation in Petroleum Exploration and Production*. UB AAPG Student Chapter One Day Course by Chevron: Pekanbaru.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

